

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica



STUDIO DI UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO/TERMICO BASATO SU
CONCENTRATORE CPC E CELLA
FOTOVOLTAICA CIGS

Relatore: Prof. Giampaolo MANZOLINI
Correlatore: Ing. Marco BINOTTI

Tesi di Laurea di:
Filippo MARCONCINI Matr. 800683
Riccardo SIMONETTI Matr. 800522

Anno Accademico 2013-2014

Indice

Indice	iii
Elenco delle figure	v
Elenco delle tabelle	vii
Abstract	ix
Sommario	xi
1 Introduzione	1
1.1 Panorama energetico mondiale e nazionale	1
1.2 Il Sole	4
1.2.1 La radiazione solare sulla Terra	5
1.2.2 Air Mass	6
1.2.3 Classificazione della radiazione sulla Terra	6
1.3 Gli angoli solari	7
1.3.1 Declinazione solare	8
1.3.2 Angolo orario	9
1.3.3 Angoli di zenith e azimuth	9
1.3.4 Incidenza solare su una generica superficie	10
2 Tecnologie di sfruttamento dell'energia solare: stato dell'arte	11
2.1 Impianti solari fotovoltaici	12
2.1.1 Effetto fotoelettrico	12
2.1.2 Drogaggio del semiconduttore	13
2.1.3 Perdite tecnologia fotovoltaica	15
2.1.4 Tipologie di celle	17
2.1.5 Celle fotovoltaiche CIGS	18
2.2 Impianti solari termici	19
2.2.1 Collettori solari termici	20
2.2.2 Fluido termovettore	21
2.2.3 Rendimento termico	21
2.3 Impianti ibridi PV/T	22
2.3.1 Impianti ibridi a concentrazione	23
2.4 Concentrazione	24
2.4.1 Classificazione dei sistemi a concentrazione	25
2.5 Sistemi di inseguimento solare	26

3	Metodologia di calcolo	29
3.1	Analisi ottica	31
3.2	Rendimento ottico annuale	32
3.3	Flusso risultante	33
3.4	Rendimento elettrico	34
3.5	Dimensionamento del sistema	35
3.6	Valutazione delle prestazioni termiche	36
3.7	Analisi annuale	36
3.8	Analisi economica	38
4	Modellazione analitica e analisi ottica	39
4.1	Theta limite	41
4.2	Fattore di concentrazione	43
4.3	Modellazione analitica CPC	43
4.4	Ray-tracing	46
4.4.1	SolTrace	46
4.5	Rendimento geometrico e rendimento ottico	52
4.6	Full CPC Ray-tracing	53
4.6.1	Theta limite	53
4.6.2	Rendimento ottico	54
4.6.3	Variazione del numero di punti	56
4.6.4	Errori ottici	59
4.7	CPC troncato Ray-tracing	60
4.7.1	Prestazioni CPC	62
4.8	Fattorizzazione IAM	65
4.9	Spostamento ricevitore	71
4.10	Ottimizzazione ottica CPC	73
4.11	Casi analizzati	74
4.12	Analisi pannello completo	76
4.12.1	Rendimento ottico del pannello	76
4.13	Analisi annuale	79
4.13.1	Modifica SkyMap	81
4.13.2	Risultati	82
4.13.3	Confronto tra pannello e singolo tubo	88
5	Modello elettrico	89
5.1	Costruzione analitica	89
5.1.1	Influenza delle condizioni operative	91
5.2	Risoluzione modello	93
5.3	Prove per la validazione	94
5.4	Applicazione modello	96
5.4.1	Collegamento celle e shading	98
5.4.2	Perdite di fine collettore	101
5.5	Flusso disuniforme: analisi sul sistema elettrico	104
5.6	Semplificazione modello per analisi annuale	105

6	Modello termico	109
6.1	Metodo delle differenze finite	109
6.1.1	Valutazione dei coefficienti di scambio convettivi	111
6.1.2	Valutazione dei coefficienti di scambio radiativi	113
6.2	Analisi di sensibilità modello termico	114
6.3	Integrazione termo-elettrica	118
6.3.1	Rendimenti termico ed elettrico	119
6.4	Flusso disuniforme: analisi sul sistema termico	119
6.5	Prestazioni del sistema	122
6.5.1	Configurazione del sistema	122
6.5.2	Rendimento del sistema	124
7	Analisi dei risultati annuali	125
7.1	Richiami sulla distribuzione del flusso	125
7.2	Il carico termico	126
7.3	Importanza del ΔT svolto dal fluido termovettore	127
7.4	Controllo temperatura	128
7.5	Considerazioni energetiche	129
7.6	Presentazione dei risultati	133
A	Metodo delle differenze finite in coordinate cilindriche	145
B	Logica di controllo del ΔT giornaliero	147
	Riferimenti bibliografici	151
	Acronimi	157

Elenco delle figure

1.1	Previsione della crescita demografica nel mondo e conseguente richiesta di energia primaria [1]	1
1.2	Suddivisione della richiesta di energia primaria per fonti [2]	2
1.3	Domanda di energia primaria per fonte in Italia (dati relativi al 2011, richiesta complessiva stimata pari a 170 Mtep) [5]	3
1.4	Generazione elettrica da fonti rinnovabili in Italia (dati in TWh) [5]	3
1.5	I migliori 3 produttori al mondo per ogni fonte energetica [6]	4
1.6	Evoluzione del mix di energia primaria richiesta in Mtep nello scenario di Roadmap italiano [5]	4
1.7	Possibilità di utilizzo delle risorse energetiche sulla Terra [8]	5
1.8	Spettro solare s seguito di scattering e assorbimento [10]	6
1.9	Variazione dell'indice di Air Mass con lo spostamento del Sole [11]	7
1.10	Mappa della GHI nel mondo [12]	8
1.11	Rappresentazione degli angoli utili a descrivere la posizione solare [13]	8
1.12	Declinazione solare al solstizio d'estate [14]	9
1.13	Rappresentazione degli angoli solari per un pannello generalmente orientato ed inclinato [15]	10
2.1	Schema che illustra il passaggio di elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione (a sinistra) [18] e curva caratteristica di un diodo (a destra) [19]	12
2.2	Bande di valenza e di conduzione e loro distanza energetica nel caso di conduttori, semiconduttori e metalli [7]	13
2.3	Descrizione della struttura atomica del silicio puro, del silicio drogato p (con Boro) e drogato n (con Fosforo) [7]	14
2.4	Schematizzazione della giunzione p-n in un diodo [20]	14
2.5	Schematizzazione del ciclo completo di un elettrone in una cella fotovoltaica [7]	15
2.6	Schematizzazione delle perdite per riflessione (a sinistra) e ohmiche (a destra) [21]	16
2.7	Curva dell'energia del fotone e rappresentazione dell'energia utile ai fini dell'effetto fotoelettrico nel Silicio [7]	16
2.8	Comparazione tra lo spettro solare ($AM = 1.5$) e lo spettro dell'energia disponibile per l'effetto fotovoltaico. È riportata anche la curva dei rendimenti massimi teorici con comuni materiali fotoelettrici [7]	17
2.9	Esempio di una cella fotovoltaica di prima generazione (a sinistra) [22] e una di seconda generazione (a destra) [23]	18

2.10	Schema cella multijunction e multilayer (a sinistra) [8] ed esempio di cella fotovoltaica multilayer (a destra) [25]	18
2.11	Schema di stratificazione di una cella di tipo CIGS (a sinistra) e relativo spettro di assorbimento (a destra) [8]	19
2.12	Esempio di collettore solare termico piano [26]	20
2.13	Raccolta esemplificativa di collettori termici [12]	21
2.14	Andamento del rendimento in funzione della differenza di temperatura tra collettore e ambiente [12]	22
2.15	Esempio costruttivo di un sistema ibrido piano PV/T [29]	23
2.16	Sistema a concentrazione ideale [12]	24
2.17	Esempi di sistemi di concentrazione tratti da [38] e liberamente adattati da [29]	26
2.18	Schema riassuntivo dei principali concentratori solari esistenti [39] . .	27
3.1	Rappresentazione del CPC modellato con MATLAB®	30
3.2	Riassunto del procedimento seguito nel lavoro	31
3.3	Esempio di ray tracing svolto con SolTrace	32
3.4	Rappresentazione della SkyMap in funzione dell'angolo parallelo e perpendicolare in $\frac{W \cdot 10min}{m^2}$	33
3.5	Distribuzione del flusso per CPC troncato con CR=2.5 con il Sole posto esattamente sopra il concentratore tratto da SolTrace	34
3.6	Variazione del rendimento termico in funzione della temperatura ambiente e del flusso incidente sul ricevitore per $T_{in} = 35^\circ C$ e $T_{out} = 50^\circ C$	36
4.1	Esempio di CPC ad assorbitore tubolare [50]	39
4.2	Costruzione della parte parabolica del CPC: i raggi inviati presentano tutti un angolo di incidenza pari all'angolo limite [50]	40
4.3	Estensione oltre la massima apertura del CPC [50]	40
4.4	Costruzione della parte inferiore del CPC [50]	41
4.5	Rappresentazione raytracing per diversi valori di angolo d'incidenza tratti da SolTrace	42
4.6	Andamento del rendimento geometrico in funzione dell'angolo di incidenza [50]	42
4.7	Modello analitico di un CPC [34]	44
4.8	Forma CPC in funzione del raggio dell'assorbitore (a sinistra) e del ϑ_{lim} (a destra)	45
4.9	Forma CPC in funzione del CR dell'assorbitore	45
4.10	Approssimazione del CPC con tratti di rette ad esso tangenti	46
4.11	Layout SolTrace	47
4.12	Intensità costante [52]	48
4.13	Intensità gaussiana [52]	48
4.14	Intensità utente [52]	48
4.15	Esempio del metodo di Ray-tracing con stage successivi utilizzato da SolTrace [52] [55]	49
4.16	Rifrazione di un raggio che passa da un mezzo 1 ad un mezzo 2 [57] .	50

4.17	Andamento della riflettività degli specchi in funzione dell'angolo di incidenza	51
4.18	Andamento dell'assorbanza del ricevitore in funzione dell'angolo di incidenza [61]	52
4.19	Proiezione dell'area di apertura del pannello [62]	52
4.20	Validazione modello SolTrace per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	54
4.21	Andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	54
4.22	Andamento rendimento ottico (linea blu) e numero medio di riflessioni (linea verde) in funzione dell'angolo di incidenza per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	55
4.23	Scorporamento dei vari effetti riducenti del rendimento ottico per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	56
4.24	Approssimazione della superficie del CPC [65]	57
4.25	Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione del numero di punti di discretizzazione del full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	58
4.26	Andamento tempi di iterazione in funzione del numero di punti di discretizzazione del CPC valutati su un computer dual-core	58
4.27	Rappresentazione degli errori di slope (a destra) e specularity (a sinistra) [52]	59
4.28	Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione degli errori degli specchi del full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$	60
4.29	Effetti Di Troncatura Sul CR [34]	61
4.30	Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione del numero di punti di discretizzazione del CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	63
4.31	Andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza per un full CPC e un CPC troncato ($CR=2.37$) costruiti per $\theta_{lim} = 20^\circ$	63
4.32	Andamento potenza assorbita in funzione dell'angolo di incidenza per un full CPC e un CPC troncato ($CR=2.37$) costruiti per $\theta_{lim} = 20^\circ$	64
4.33	Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione degli errori degli specchi del CPC con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	65
4.34	Angolo parallelo e perpendicolare [66]	66
4.35	Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione trasversale per diversi valori di ϑ_{lim} per un CPC troncato con $CR = 2.37$	67
4.36	Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione trasversale per diversi valori di CR con $\theta_{lim} = 20^\circ$	68
4.37	Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale per diversi valori di ϑ_{lim} confrontati con $\cos(\vartheta_{lon})$ per un CPC troncato con $CR = 2.37$	68
4.38	Andamento IAM reale al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	69
4.39	Andamento IAM fattorizzato al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	69

4.40	Andamento errore sullo IAM tra caso reale e fattorizzato al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	70
4.41	Esempio di raytracing con SolTrace con angolo trasversale piccolo (a sinistra) ed elevato (a destra)	70
4.42	Andamento IAM con fattorizzazione corretta al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	71
4.43	Andamento dell'errore sullo IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	72
4.44	Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione della distanza del ricevitore per un CPC con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$	72
4.45	Forma CPC in funzione della tipologia di distacco utilizzata per ottenere il distanziamento tra tubo e specchi a pari CR	73
4.46	Andamento del rendimento ottico in funzione dell'angolo trasversale per differenti ϑ_{lim} e CR (blu = 3, rosso = 2.5, verde = 2)	75
4.47	Andamento del parametro uniformità in funzione dell'angolo trasversale per differenti ϑ_{lim} e CR (blu = 3, rosso = 2.5, verde = 2)	76
4.48	Confronto dell'andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza in direzione trasversale tra un singolo tubo e il pannello completo per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 20^\circ$ e $CR = 2.37$	77
4.49	Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 1	78
4.50	Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 2	78
4.51	Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 3	79
4.52	Confronto dell'andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza in direzione trasversale tra un singolo tubo e quello esterno di un pannello completo per un CPC troncato con $CR = 2.37$ e valore di $\theta_{lim} = 20^\circ$	79
4.53	Rappresentazione della SkyMap in funzione dell'angolo parallelo e perpendicolare in $\frac{W \cdot 10min}{m^2}$	80
4.54	Configurazioni CPC con asse in direzione: (a) Est-Ovest, (b) Nord-Sud	81
4.55	SkyMap ottenute con angoli di tilt pari a: (a) 0° , (b) 20° , (c) 40° , (d) 60°	82
4.56	Andamento del rendimento ottico del CPC al variare dell'angolo di tilt e dell'angolo di azimut	83
4.57	Andamento del rendimento ottico annuale al variare del fattore di concentrazione per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 30^\circ$ e tipologia "Cus"	84
4.58	Andamento del rendimento ottico annuale al variare della modalità costruttiva del CPC e del θ_{lim} con $CR = 2.5$	84
4.59	Andamento del rendimento ottico annuale al variare delle tipologie di stacco dell'assorbitore proposte per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 30^\circ$ e $CR = 2.5$	85

4.60	Confronto del rendimento ottico annuale tra un singolo tubo e il pannello completo per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 20^\circ$ e $CR = 2.37$	88
5.1	Modello semplificato di circuito elettrico di una cella fotovoltaica [68]	89
5.2	Modello completo di circuito elettrico di una cella fotovoltaica [68] . .	90
5.3	Effetto delle variazioni della resistenza in serie R_s (a sinistra) e della resistenza di shunt R_{sh} (a destra) sulla curva caratteristica [8]	91
5.4	Effetto della variazione della radiazione incidente (a sinistra) e della variazione della temperatura (a destra) sulla curva caratteristica [8] .	92
5.5	Andamento rendimento elettrico in funzione dell'irraggiamento incidente	95
5.6	Confronto fra una curva I-V di una cella fotovoltaica CIGS reale e una ottenuta con il modello elettrico	97
5.7	Curva I-V di una cella fotovoltaica CIGS con differenti valori di radiazione incidente (sopra) e con diversi valori di temperatura della cella (sotto)	98
5.8	Curva I-V di più celle fotovoltaiche CIGS in differenti configurazioni .	99
5.9	Curva I-V di due celle con differente radiazione incidente e relativa curva I-V della messa in serie	100
5.10	Curva P-V di due celle messe in serie con punto di funzionamento ideale ("o") e reale ("x")	100
5.11	Punto di funzionamento di due celle in serie osservato sulla curva I-V, ideale ("o") e reale ("x")	101
5.12	Effetto di shading (cerchio bianco) osservato sul tubo ricevitore (a sinistra) e nella mappa di flusso (a destra) tratto da SolTrace	102
5.13	Distribuzione lunghezza tubo ricevitore ombreggiato per un $\vartheta = 50^\circ$.	103
5.14	Curva andamento potenza prodotta in funzione dell'angolo longitudinale con il tubo completamente ricoperto (Caso 1) o con due zone prive di celle (Caso 2)	103
5.15	Andamento della tensione di circuito aperto e del rendimento elettrico della cella al Silicio caratterizzata in [83] all'aumentare del picco di flusso	104
5.16	Fattore di riduzione del rendimento elettrico in funzione del picco di flusso	105
5.17	Curva andamento potenza prodotta in funzione dell'angolo longitudinale nei due casi di flusso analizzati	107
5.18	Curva andamento del parametro C_P in funzione dell'angolo longitudinale	107
6.1	Rappresentazione della rete equivalente del modello termico sviluppato	109
6.2	Rappresentazione dello schema di griglia utilizzato per risolvere il modello termico [77] per un punto interno (a destra) e un punto di frontiera (a sinistra)	110
6.3	Andamento del coefficiente di scambio convettivo per l'acqua al variare del numero di Reynolds ($D_{ass} = 40mm$)	112
6.4	Esempio di distribuzione di temperatura (in $^\circ C$) valutata con il modello termico sviluppato per una $T_{in} = 40^\circ C$ per il flusso termico riportato nella figura di destra in $\frac{kW}{m^2}$ ($DNI = 1000\frac{W}{m^2}$)	114
6.5	Andamento dei tempi di iterazione al variare della discretizzazione in direzione radiale (asse x) e lungo la circonferenza (in legenda)	115

6.6	Andamento del rendimento termico al variare della discretizzazione in direzione radiale (asse x) e lungo la circonferenza (in legenda)	115
6.7	Andamento delle perdite termiche in funzione della temperatura del fluido termovettore per diversi valori di flusso incidente espressi in $\frac{W}{m^2}$ ($T_{amb} = 25^\circ C$)	116
6.8	Andamento dei vari contributi di perdita al crescere della temperatura interna per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$, $T_{amb} = 25^\circ C$, $T_{sky} = 17^\circ C$ e $v_{vento} = 0.1 \frac{m}{s}$	117
6.9	Temperatura di stagnazione al variare del flusso incidente sul tubo e della temperatura ambiente	117
6.10	Andamento della potenza termica utile per unità di lunghezza al variare della velocità del fluido termovettore e della sua temperatura per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$	118
6.11	Andamento in direzione circonferenziale del flusso incidente sul tubo (a sinistra) espresso in $\frac{kW}{m^2}$ e della stratificazione di temperatura all'interno del tubo (a destra) per diversi valori di ϑ_{tra} . La curva in rosso rappresenta la condizione di flusso uniforme mentre in blu è riportato il caso di flusso disuniforme. La temperatura del fluido termovettore è pari a $40^\circ C$	121
6.12	Esempio di collettori collegati in serie (a sinistra) ed in parallelo (a destra)	123
6.13	Variazione delle perdite di carico in funzione dei rami in parallelo per diverse temperature medie di parete	123
6.14	Variazione del rendimento termico in funzione della temperatura ambiente e del flusso incidente sul ricevitore per $T_{amb} = 0^\circ C$ (linea continua), $T_{amb} = 15^\circ C$ (linea tratteggiata e) $T_{amb} = 25^\circ C$ (linea puntata)	124
7.1	Andamento del carico termico mensile richiesto da un'utenza domestica tipo e dell'energia termica ricavata dal sistema con $CR=3$ e $\theta_{lim}=25^\circ$	127
7.2	Andamento del rendimento termico in funzione della temperatura media di parete per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$ e $T_{amb} = 20^\circ C$	128
7.3	Inclinazione di un pannello rivolto verso Sud che massimizza la produzione annua di energia termica per la tipologia "Cus" con $\theta_{lim} = 30^\circ$ al variare del fattore di concentrazione e confronto con il fotovoltaico tradizionale	129
7.4	Andamento della frazione di carico coperta per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	130
7.5	Andamento del rendimento elettrico per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	130
7.6	Andamento dell'energia termica specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	131

7.7	Andamento dell'energia elettrica specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	131
7.8	Andamento dell'energia totale specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	132
7.9	Andamento dell'energia primaria specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)	132
7.10	Potenza nominale installata per il caso "Cus" con acceptance di 30° al variare del fattore di concentrazione	134
7.11	Andamento dell'IRR per i casi analizzati, confrontato con il valore di IRR degli impianti separati (linea verticale)	137
7.12	Suddivisione del prezzo delle celle CIGS nelle varie voci di costo [46] .	138
7.13	IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo delle celle CIGS	139
7.14	IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo degli specchi	140
7.15	IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo del gas naturale	140
A.1	Rappresentazione dello schema di griglia utilizzato per risolvere il modello termico [77] per un punto interno (a destra) e un punto di frontiera (a sinistra)	145
B.1	Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata invernale	147
B.2	Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (primo esempio)	148
B.3	Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (secondo esempio)	148
B.4	Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (terzo esempio)	149
B.5	Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata estiva	149
B.6	Percentuale di utilizzo dei diversi ΔT per ciascun mese dell'anno	150

Elenco delle tabelle

2.1	Classificazione dei sistemi di concentrazione in funzione del principio fisico adottato	26
2.2	Classificazione dei sistemi di concentrazione in funzione della forma del ricevitore	26
3.1	Dati del sistema	29
3.2	Caratteristiche pannello CIGS tsmc solar [44]	35
3.3	Costi delle varie voci di investimento	38
4.1	Schema dei casi analizzati	75
4.2	Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Est-Ovest (a sinistra) ed Nord-Sud (a destra) per il solo caso di sviluppo del CPC con la convoluzione	85
4.3	Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Est-Ovest	86
4.4	Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Nord-Sud	87
5.1	Caratteristiche pannello Sunage in condizioni STC [44]	94
5.2	Risultati modello elettrico	94
5.3	Valori di primo tentativo	94
5.4	Caratteristiche pannello tsmc solar [44]	96
5.5	Risultati modello elettrico	97
6.1	Costanti utilizzate nella correlazione di Zhukauskas	113
6.2	Calore utile valutato sia con flusso uniforme che disuniforme e differenza relativa tra i due casi	120
7.1	Energia termica specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR	135
7.2	Energia elettrica specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR	135
7.3	Energia primaria specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR	136

Abstract

In the last decades a growing interest in alternative technologies to those based on oil and natural gas was observed, consequence of the continuous increase of energy demand and of the international agreements made to reduce CO_2 and greenhouse gasses production. The work done in this thesis is perfectly linked with this scenario, analyzing optical, thermal and electrical efficiency of low concentrating photovoltaic thermal hybrid systems for residential purpose. After a brief overview on the basic principles of the two technologies and on the advantages of the hybrid system, a theoretical analysis about the concept of concentration of the considered systems was performed. A linear optical system based on reflection is the object of this study. A compound parabolic Concentrator (CPC) with a tubular absorber coated with CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) thin film photovoltaic cells, that can be deposited on circular surfaces, was considered. Thermal recover is guaranteed by the heat transfer fluid that flows inside the pipes. Thanks to ray-tracing modelling software SolTrace, several cases were analyzed for different combinations of concentration factor, acceptance angle, concentrator shape and spacing methodology between absorber and concentrator.

With the obtained results optical, thermal and electrical annual efficiencies were evaluated to estimate the most suitable option for a residential application in northern Italy; the analyses were conducted for two different orientations (North-South and East-West) and for every possible collector tilt, using a dedicated algorithm implemented in MATLAB[®].

A simplified economic analysis was performed in order to outline the possible economic advantages related to the combined production of heat and electricity respect to the use of a thermal only and a PV-only systems. The best performance were obtained for a system with CR=3, E-W oriented and with 43.5° tilt and 30° acceptance angle with an electrical and thermal productivity of $108 \frac{kWh}{m^2}$ and $140 \frac{kWh}{m^2}$. The obtained IRR was equal to 3.26%, 0.2% upper than the separated production case. For the economical analysis no incentives scenario was adopted to evaluate proposed systems. Finally several sensitivity analyses on the effects of CIGS, mirrors and natural gas costs were conducted to show possible future scenarios of hybrid systems cost reduction.

Keywords: Compound Parabolic Concentrator, CIGS, Optical model, Thermal model, Electrical model.

Sommario

Negli ultimi decenni si è osservato un crescente interesse verso tecnologie alternative a quelle basate su petrolio e gas naturale, come conseguenza del continuo aumento della richiesta energetica e degli accordi internazionali presi con l'obiettivo di ridurre la produzione di CO_2 e di gas serra. Il lavoro svolto in questa tesi si colloca perfettamente in questo scenario, analizzando prestazioni ottiche, termiche ed elettriche di sistemi ibridi fotovoltaici termici a bassa concentrazione per uso residenziale. Dopo una breve panoramica sui principi di funzionamento delle due tecnologie e sui vantaggi del sistema ibrido, si è svolta l'analisi teorica sul concetto di concentrazione dei sistemi studiati. È oggetto di studio un sistema ottico lineare basato sul principio della riflessione. Sono stati considerati concentratori parabolici CPC (Compound Parabolic Concentrator) con assorbitore tubolare, su cui sono state deposte celle fotovoltaiche a film sottile di tipologia CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) che hanno il grande vantaggio di poter essere depositate su un supporto circolare. Il recupero termico è affidato al fluido termovettore circolante all'interno del tubo stesso. Sfruttando una modellizzazione della tecnica di ray-tracing tramite l'utilizzo del software SolTrace, sono stati analizzati 72 casi al variare di fattore di concentrazione, acceptance angle, forma del concentratore e metodologia di distanziamento tra assorbitore e concentratore.

Il passo successivo è stato quello di valutare i rendimenti annuali ottici, termici ed elettrici dei diversi sistemi con l'obiettivo di individuare il caso migliore in uno scenario residenziale del Nord-Italia; le analisi sono state condotte per due differenti orientamenti (Nord-Sud ed Est-Ovest) e per ogni possibile inclinazione tramite algoritmi sviluppati con il software MATLAB®.

In conclusione è stata effettuata un'analisi economica per valutare la convenienza dei sistemi proposti rispetto alla produzione separata di calore ed elettricità. Le migliori prestazioni sono ottenute per il sistema con $CR=3$, orientato in direzione Est-Ovest con un'inclinazione di 43.5° e un angolo di acceptance pari a 30° con una producibilità elettrica di $108 \frac{kWh}{m^2}$ e termica di $140 \frac{kWh}{m^2}$. L'IRR ottenuto è pari a 3.26%, 0.2% più alto rispetto al caso di produzione separata. Per l'analisi economica si è ipotizzata l'assenza di incentivi per valutare la competitività dei sistemi proposti. È stata effettuata anche un'analisi di sensibilità sul costo delle celle CIGS, degli specchi e del gas naturale per esemplificare possibili scenari futuri di riduzione dei costi di realizzazione di sistemi ibridi di questo tipo.

Parole chiave: Compound Parabolic Concentrator, CIGS, Modello ottico, Modello termico, Modello elettrico

Capitolo 1

Introduzione

Il seguente lavoro di tesi ha trattato lo studio di un sistema a bassa concentrazione per la produzione combinata di energia termica ed elettrica utili a soddisfare il fabbisogno di un'utenza domestica tipo nel Nord Italia.

Dopo una breve introduzione teorica sulla radiazione solare e sulle modalità più conosciute per convertirla in energia utile (riportate rispettivamente in questo Capitolo e nel Capitolo 2) viene presentata nel Capitolo 4 la descrizione e l'analisi ottica dei concentratori proposti in questo lavoro. Nei successivi Capitoli 5 e 6 sono descritti i modelli elettrico e termico utili all'analisi delle prestazioni dei sistemi studiati presentate, insieme alla conclusiva analisi economica, nel Capitolo 7.

1.1 Panorama energetico mondiale e nazionale

Proseguendo un trend iniziato nella seconda metà del Novecento, il panorama energetico mondiale vede un forte aumento di richiesta di energia primaria per far fronte tra gli altri alla continua crescita demografica del pianeta e al progresso dei paesi in via di sviluppo [1].

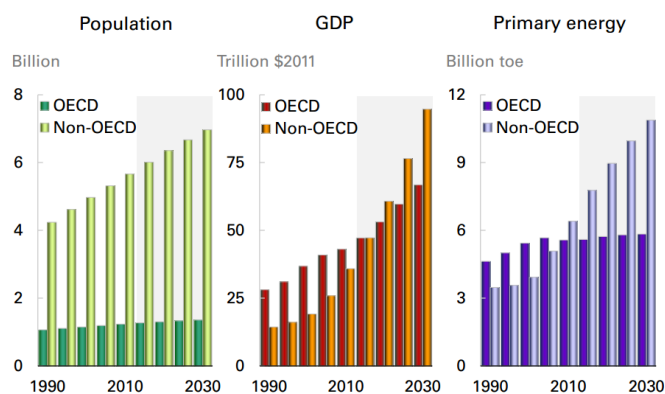


Figura 1.1. Previsione della crescita demografica nel mondo e conseguente richiesta di energia primaria [1]

Attualmente la quota principale di energia primaria (circa pari a 10000 Mtep annui [2]) è ancora soddisfatta tramite combustibili fossili. Con il passare degli anni

però l'aumento delle richieste energetiche da una parte e il progressivo esaurimento delle riserve di petrolio, gas naturale e carbone dall'altro stanno ponendo in risalto il problema di una maggiore diversificazione delle fonti energetiche. Progressivamente sono entrate in gioco una nuova gamma di tecnologie atte a sfruttare risorse quali l'acqua o il Sole non esauribili. Le fonti rinnovabili si sono così affiancate ai tradizionali combustibili fossili e all'energia nucleare occupando una piccola quota dell'energia primaria prodotta che si prevede essere crescente nel corso degli anni come si vede in Figura 1.2 anche a seguito del maggiore interesse che iniziano a riscuotere [2]. Le risorse rinnovabili sono state infatti incentivate in tutto il mondo a causa della crescita esponenziale di emissioni di CO_2 in atmosfera con l'esempio più significativo del protocollo di Kyoto [3]. Recentemente anche l'Unione Europea ha rinnovato i suoi obiettivi in termini di politica comune durante il Consiglio Europeo tenutosi nell'Ottobre del 2014 [4]. Tutto questo non può che facilitare lo sviluppo e la crescita delle energie rinnovabili.

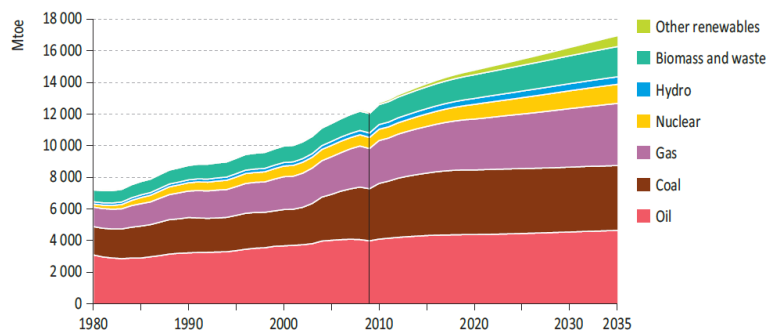


Figura 1.2. Suddivisione della richiesta di energia primaria per fonti [2]

L'Italia è stata una delle prime nazioni a mostrare interesse verso le rinnovabili perchè:

- non presenta nel suo sottosuolo grandi giacimenti di combustibili fossili;
- paga il paradosso nucleare. Storicamente ha avuto un ruolo centrale nello sviluppo della tecnologia nucleare ma in seguito al disastro di Chernobyl, e più recentemente all'incidente di Fukushima, la sua popolazione si è dichiarata contraria al suo utilizzo. Risulta infatti assente nella ripartizione di energia primaria per fonte in Italia rappresentata in Figura 1.3 (con la voce "Elettricità" si intende l'import dall'estero).

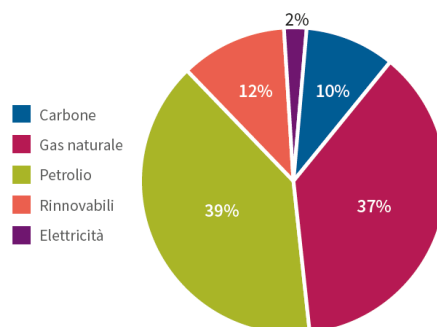


Figura 1.3. Domanda di energia primaria per fonte in Italia (dati relativi al 2011, richiesta complessiva stimata pari a 170 Mtep) [5]

In conclusione, è riportato il rapporto ENEA [5]. In Figura 1.4 viene presentata la prospettiva di sviluppo per gli anni futuri sul suolo Italiano delle energie rinnovabili.

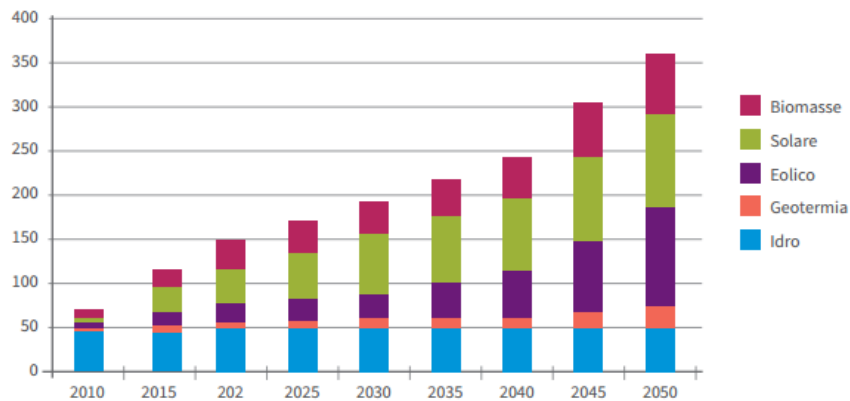


Figura 1.4. Generazione elettrica da fonti rinnovabili in Italia (dati in TWh) [5]

Il primo aspetto che si nota è il forte aumento di produzione di energia da fotovoltaico, che dal 2010 (2 TWh) in 2 anni ha raggiunto circa 19 TWh. Non a caso l'Italia è il secondo paese al mondo per capacità fotovoltaica installata (Figura 1.5). Questo è frutto della politica adottata negli ultimi anni che incentivava i residenti ad installare pannelli fotovoltaici ad uso residenziale.

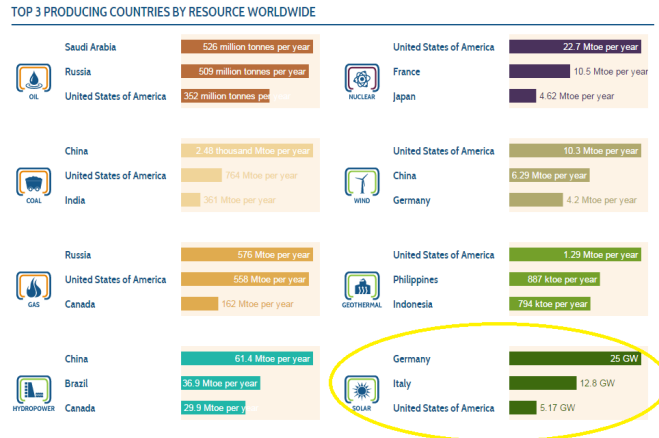


Figura 1.5. I migliori 3 produttori al mondo per ogni fonte energetica [6]

D'altro canto sempre dando uno sguardo al rapporto ENEA si può notare come anche nei prossimi anni sia previsto uno sviluppo generale di tutte le risorse e quindi anche del solare: questo perchè accanto allo produzione elettrica iniziano ad essere sempre più diffusi i collettori solari per ottenere energia termica soprattutto in ambito residenziale.

Se dunque le fonti rinnovabili continueranno ad essere adeguatamente sostenute da politiche di incentivi mirate si riuscirà a coprire buona parte del fabbisogno energetico della nostra penisola [6] come è previsto anche dall'Energy Roadmap tratta sempre da [10] visibile in Figura 1.6. Sempre dalla Figura 1.4 si nota come negli anni futuri

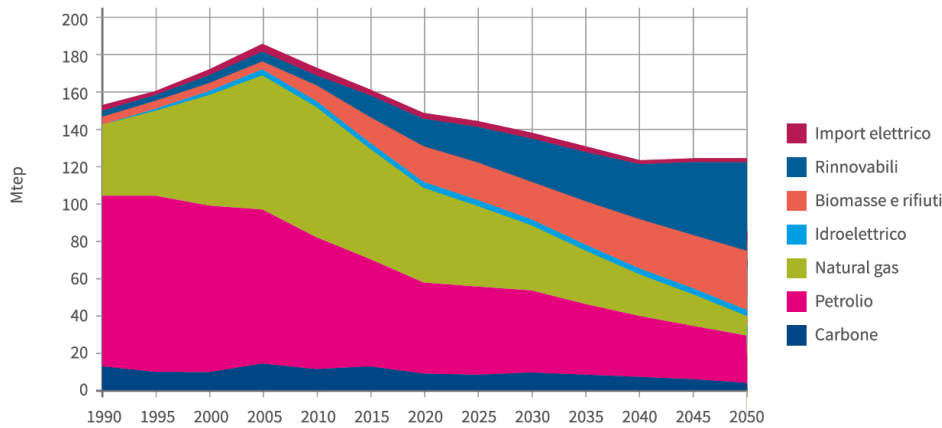
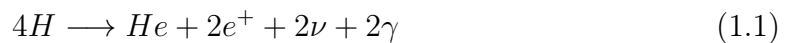


Figura 1.6. Evoluzione del mix di energia primaria richiesta in Mtep nello scenario di Roadmap italiano [5]

l'energia solare andrà a coprire una quota sempre maggiore dell'energia prodotta da fonti rinnovabili sia grazie ai sistemi fotovoltaici sia grazie ai collettori solari termici a cui si è accennato. Il presente lavoro è volto proprio all'analisi dello sfruttamento dell'energia solare per uso residenziale. Scopo del lavoro è lo studio di un sistema ibrido capace di sfruttare la radiazione solare per ricavare come effetti utili sia energia elettrica che termica.

1.2 Il Sole

Il Sole è formato per il 75% da idrogeno e per il restante 25% d'elio. Sulla sua superficie avvengono continuamente reazioni nucleari che sprigionano una grande quantità di energia attraverso la fusione di atomi di idrogeno e la creazione di atomi di elio più un surplus energetico. La reazione si può esemplificare con la seguente formula:



La reazione genera un difetto di massa che ci consente di calcolare l'energia sprigionata attraverso la nota legge ricavata da Einstein:

$$E = mc^2 \quad (1.2)$$

La fusione avviene moltissime volte al secondo sviluppando una potenza di circa

$$I_s = 3.845 \cdot 10^{20} \text{ MW}$$

pari a 63.17 MW per metro quadrato di superficie solare. Sfruttando la conservazione dell'energia è possibile ricavare la quota di energia specifica I_t che raggiunge la Terra semplicemente come [7]

$$I_t = I_s \frac{R_s^2}{R_t^2} = 1367 \frac{W}{m^2} \quad (1.3)$$

che è nota come costante solare ossia l'irraggiamento che raggiunge la Terra all'esterno dell'atmosfera [7], dove R_s e R_t rappresentano rispettivamente i raggi del Sole e della

Terra. Con questi valori idealmente si può affermare che da sola l'energia solare è in grado di soddisfare la richiesta energetica del mondo intero come si vede anche in Figura 1.7.

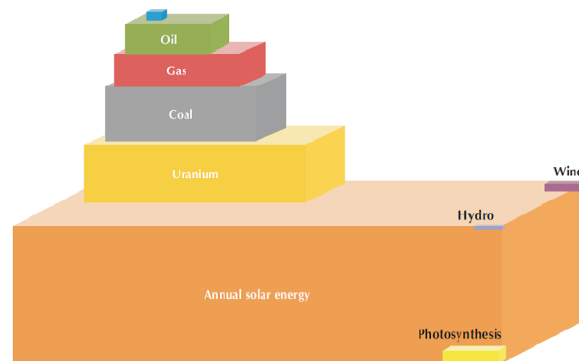


Figura 1.7. Possibilità di utilizzo delle risorse energetiche sulla Terra [8]

In realtà non tutto ciò che arriva verso la Terra diventa energia utile: viene ora mostrato come si modifica lo spettro solare nel passaggio in atmosfera.

1.2.1 La radiazione solare sulla Terra

L'energia solare raggiunge la Terra sotto forma di radiazione elettromagnetica compresa tra 0.2 e $3\mu m$ in cui è presente anche il campo della radiazione visibile dove è concentrata la maggior parte dell'energia. Il Sole può essere approssimato come un corpo nero alla temperatura di 5777 K , secondo la formula di Planck [7].

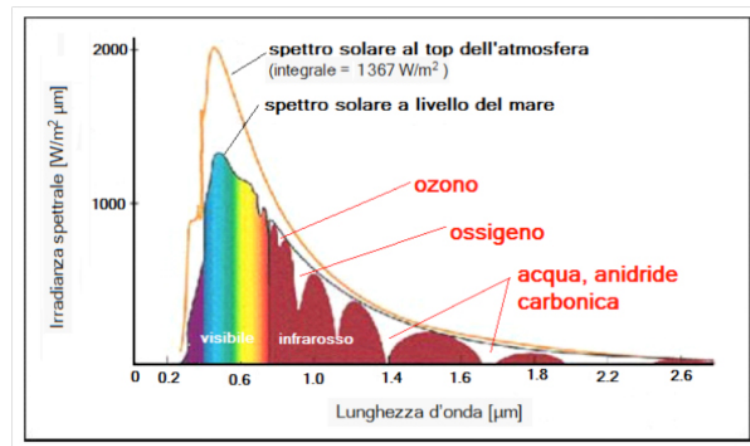


Figura 1.8. Spettro solare s seguito di scattering e assorbimento [10]

L'atmosfera terrestre filtra la luce solare tagliandone alcune frequenze d'onda: il risultato è lo spettro solare modificato che si presenta alla fine come in Figura 1.8.

1.2.2 Air Mass

Gli effetti di attenuazione dello spettro aumentano al crescere della porzione di atmosfera attraversata dalla luce. Si usa definire tale spazio percorso con il coefficiente

di Air Mass ossia il rapporto tra lo spazio percorso in atmosfera e il minimo percorso possibile che si ottiene nel momento in cui i raggi giungono perpendicolarmente alla superficie terrestre. Chiamando β l'angolo tra il raggio solare e l'orizzonte terrestre possiamo definire l'Air Mass come [7]:

$$AM = \frac{1}{\sin(\beta)} \quad (1.4)$$

Più aumenta il percorso in atmosfera e più sale il coefficiente come si vede in Figura 1.9: solo nella fascia tropicale sarà possibile durante l'anno avere un valore di Air Mass unitario, altrove sarà sempre maggiore di uno e sempre più elevato man mano che ci si spinge verso i poli.

Per i pannelli fotovoltaici il calcolo delle prestazioni di riferimento solitamente viene eseguito ponendo $AM=1.5$.

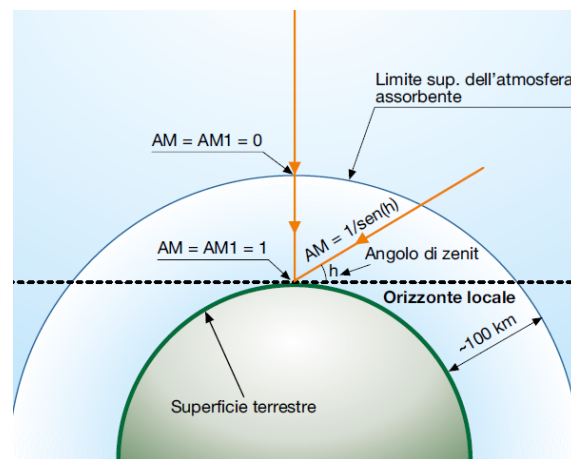


Figura 1.9. Variazione dell'indice di Air Mass con lo spostamento del Sole [11]

Un semplice esempio può dimostrare che in realtà solo una piccola parte della radiazione solare può essere sfruttata. È necessario considerare innanzitutto che la Terra rivolge al Sole circa un quarto della sua superficie totale: la radiazione solare utile dunque risulta essere $\frac{1}{4} \cdot 1367 \frac{W}{m^2} = 341.75 \frac{W}{m^2}$. Se si considera un indice di Air Mass di 1.5 la radiazione solare media sulla Terra si attesta a circa $230 \frac{W}{m^2}$, denotando una sostanziale riduzione a cui va poi aggiunto il rendimento di conversione dell'energia raccolta. Si evince quindi come risulti difficoltoso il completo sfruttamento dell'energia solare rappresentata in Figura 1.7.

1.2.3 Classificazione della radiazione sulla Terra

L'atmosfera terrestre, oltre a causare l'assorbimento di parte della radiazione solare, è responsabile di un altro importante fenomeno dovuto all'interazione tra fotoni e le molecole sospese in aria che ridistribuiscono la radiazione incidente su di esse in tutte le direzioni: lo scattering. La radiazione globale incidente si scinde in due diversi contributi [10]:

- radiazione diretta: rappresenta la parte di radiazione incidente che non risente degli effetti di scattering e mantiene la sua direzione originaria;

- radiazione diffusa: la quota di radiazione affetta da scattering: non presenta più una direzione precisa ed illumina la Terra da qualsiasi direzione in quanto la componente diffusa di radiazione è tendenzialmente isotropa.

Attraverso specifici strumenti si riesce a determinare il valore dell'irraggiamento terrestre. Le misure di radiazione usuali sono [12]:

- Direct Normal Irradiation (DNI): valore della radiazione diretta, calcolata su un piano perpendicolare alla direzione dei raggi solari;
- Global Horizontal Irradiation (GHI): è la misura della radiazione globale, somma di diretta e diffusa, sul piano orizzontale.

L'unità di misura per entrambe è il $\frac{kWh}{m^2}$ e un esempio è mostrato in Figura 1.10. Attraverso queste mappe si può avere un stima iniziale della fattibilità economica di un impianto solare chiaramente più vantaggioso in certe situazioni climatiche e geografiche rispetto ad altre.

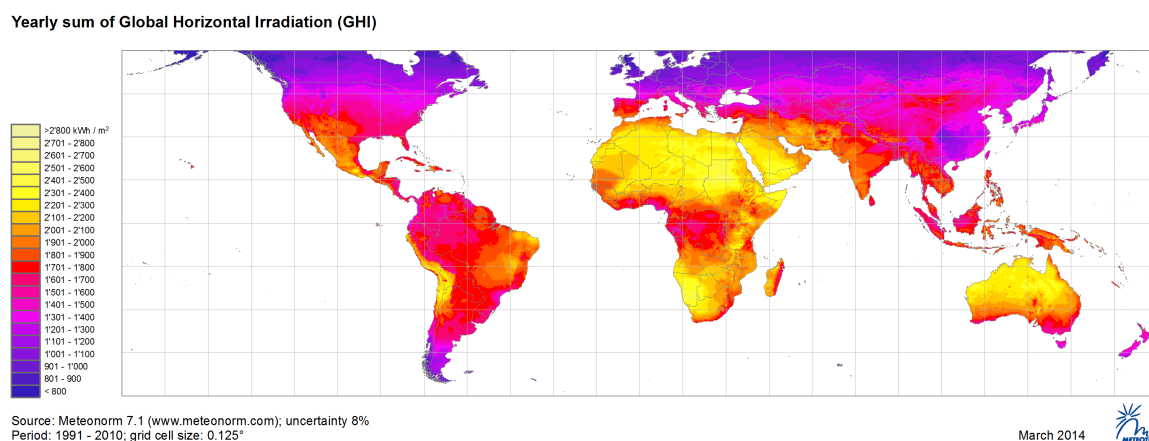


Figura 1.10. Mappa della GHI nel mondo [12]

1.3 Gli angoli solari

La posizione del Sole (e quindi l'irraggiamento) è univocamente definita da una coppia di angoli: lo zenith θ_z (o il suo complementare: l'altezza solare α_s) e l'azimuth γ_s ben visibili in Figura 1.11 [7].

Lo zenith misura l'angolo tra la verticale valutata nel punto considerato e la congiungente del Sole con il punto stesso mentre l'altezza solare valuta l'angolo rispetto all'orizzontale. Entrambi variano in un range compreso tra 0° e 90° e sono tra loro complementari.

L'azimuth misura invece l'angolo tra la direzione Sud e la proiezione del Sole sul piano orizzontale variando da 0° (Sud) e 360° .

Per poterli ricavare è necessario introdurre i concetti di declinazione solare e angolo orario [7].

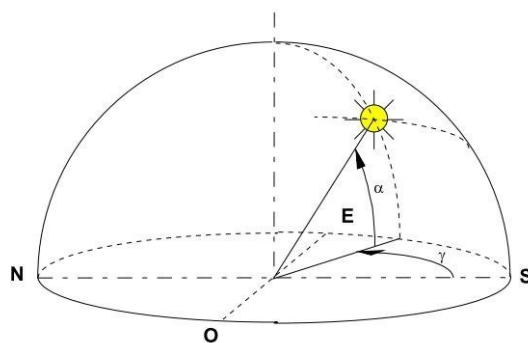


Figura 1.11. Rappresentazione degli angoli utili a descrivere la posizione solare [13]

1.3.1 Declinazione solare

La declinazione solare rappresenta l'angolo che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno, sul meridiano considerato, col piano equatoriale; risulta anche pari all'angolo che i raggi solari formano a mezzogiorno con la direzione dello zenith sull'equatore e coincide inoltre con la latitudine geografica alla quale in un determinato giorno dell'anno il Sole a mezzogiorno sta sullo zenith.

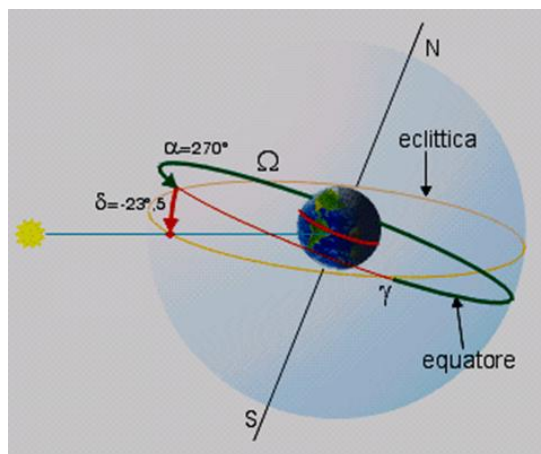


Figura 1.12. Declinazione solare al solstizio d'estate [14]

Per calcolare la declinazione solare si ricorre alla formula [7]:

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left(\frac{360^\circ}{365} (n - 81) \right) \quad (1.5)$$

in cui n è il numero del giorno contato a partire dal primo di Gennaio. δ assume valore massimo durante il solstizio estivo (23.45°) e valore minimo durante quello invernale (-23.45°) mentre è nullo agli equinozi.

1.3.2 Angolo orario

L'angolo orario corrisponde ai gradi che deve ruotare la Terra perchè il Sole sia esattamente sul proprio meridiano. È valutato tramite [7]

$$\omega = (12 - OS) 15 \left[\frac{\text{gradi}}{h} \right] \quad (1.6)$$

indicando con OS l'ora solare che si calcola attraverso la formula [7]

$$OS = O_{locale} + 4 \left[\frac{\text{min}}{\text{grado}} \right] (\text{Meridiano}_{locale} - \text{Longitudine}_{locale})^\circ + E [\text{min}] \quad (1.7)$$

E è il risultato della cosiddetta equazione del tempo che tiene conto del fatto che l'orbita della Terra attorno al Sole è ellittica, perciò la lunghezza del giorno solare varia durante l'anno. La n-esima giornata sarà perciò lunga 24 ore più [7]

$$E = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B) \quad (1.8)$$

in cui

$$B = \frac{360^\circ}{365} (n - 81) \quad (1.9)$$

1.3.3 Angoli di zenith e azimuth

Determinati declinazione e angolo orario si può ricavare l'angolo di zenith [12]

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (1.10)$$

e azimuth

$$\sin \gamma_s = \cos \delta \frac{\sin \omega}{\sin \theta_z} \quad (1.11)$$

dove con ϕ viene indicata la latitudine.

1.3.4 Incidenza solare su una generica superficie

Una volta ricavati gli angoli solari è possibile determinare l'angolo formato dai raggi solari con una superficie genericamente orientata ed inclinata di un angolo β (Figura 1.13) [15]

$$\begin{aligned} \cos \theta_i = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \gamma \sin \omega \sin \beta \end{aligned} \quad (1.12)$$

definendo con β l'inclinazione del pannello rispetto l'orizzontale e con γ l'angolo rispetto alla direzione Sud della superficie considerata.

L'angolo di incidenza è necessario per valutare la parte di radiazione solare che effettivamente raggiunge la superficie. Bisogna considerare che la superficie terrestre non è quasi perpendicolare rispetto ai raggi solari. Noto però l'angolo di incidenza oltre alla DNI si determina il contributo della radiazione diretta su una superficie generalmente inclinata attraverso:

$$G_{diretta,sup} = DNI \cdot \cos \theta_i \quad (1.13)$$

Per il calcolo si fa riferimento alla DNI definita nel Paragrafo 6.1.2. Solitamente per i sistemi a concentrazione si tende a tralasciare la componente diffusa della radiazione considerando che si tratterà di una quota trascurabile rispetto alla diretta concentrata. Nel caso considerato in questo lavoro, essendo un sistema a bassa concentrazione, si è presa in considerazione nell'analisi anche la radiazione diffusa. Nota la radiazione diretta e la globale al suolo si può ricavare la quota diffusa con la seguente relazione:

$$G_{diff} = G_{global} - G_{diretta,sup} = GHI - DNI \cdot \cos\theta_i \quad (1.14)$$

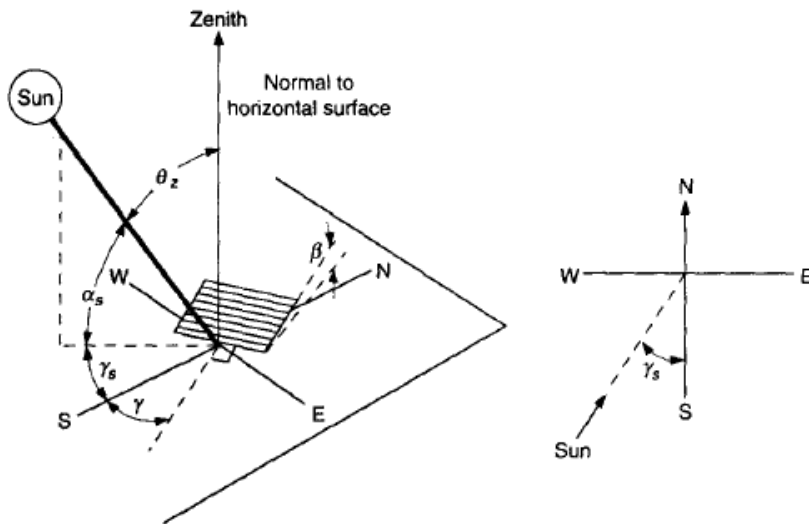


Figura 1.13. Rappresentazione degli angoli solari per un pannello generalmente orientato ed inclinato [15]

Capitolo 2

Tecnologie di sfruttamento dell'energia solare: stato dell'arte

Nel seguente capitolo vengono presentate brevemente le comuni modalità di sfruttamento dell'energia solare. Le tecnologie più diffuse oggi sono:

- il sistema fotovoltaico per convertire la radiazione solare in energia elettrica. È un sistema ormai ampiamente sfruttato sia in ambito domestico sia su ampia scala con veri e propri campi solari di produzione elettrica e sia per utenze isolate dalla rete nazionale (impianti stand alone). La sua diffusione in diversi paesi, tra i quali l'Italia, è stata favorita da forti incentivazioni promosse dal governo. Come detto nel precedente capitolo, il nostro paese è al secondo posto nel mondo per superficie installata di fotovoltaico [6] [16].
La tecnologia più sfruttata al momento è ancora il classico pannello di Silicio, ma stanno prendendo piede nuove tecnologie tra cui i pannelli CIGS (Copper Indium Gallium Selenide) utilizzati in questo lavoro.
- il solare termico: meno diffuso è lo sfruttamento della fonte solare per produzione termica [17]. In questo caso l'elemento centrale del sistema è il collettore solare (ad esempio piano o sottovuoto) che converte la radiazione solare in energia termica utile.
- unendo fotovoltaico e termico, nascono i sistemi ibridi PV/T di recente sviluppo: si sfrutta la fonte per produrre due effetti utili.
- impianti solari termodinamici: l'ultima possibilità riguarda i sistemi termodinamici per la produzione di energia elettrica su vasta scala. Necessitano di grandi campi solari (solar field) e per aumentare l'energia raccolta si sfruttano sia la concentrazione che i sistemi di inseguimento solare. Il primo passaggio è la conversione dell'irraggiamento in energia termica attraverso un fluido termovettore che alimenta successivamente il power block in cui, grazie ad un ciclo termodinamico, si converte l'energia termica in energia elettrica. I costi di investimento e di manutenzione non sono trascurabili e dipendono fortemente dalla taglia di impianto installata. Dal momento che richiedono la presenza di campi solari anche molto estesi sono solitamente progettati in luoghi in cui è presente durante l'anno un'elevata radiazione solare.

Nel seguente lavoro verranno presi in considerazione solamente i primi impianti elencati di cui si fornirà una descrizione dei loro aspetti principali. Seguirà una breve trattazione del principio della concentrazione solare sfruttata per incrementare il flusso sul tubo assorbitore.

2.1 Impianti solari fotovoltaici

2.1.1 Effetto fotoelettrico

I sistemi fotovoltaici convertono l'energia solare in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico (caso particolare dell'effetto fotoelettrico) e al principio di funzionamento dei diodi semiconduttori: l'effetto fotovoltaico è un fenomeno fisico che si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa alla banda di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone con sufficiente energia incidente sul materiale; un diodo è un sistema che consente il passaggio di elettroni in maniera unidirezionale; un semiconduttore infine è un materiale che consente il fluire degli elettroni, e quindi il passaggio di corrente, solo in determinate condizioni. In Figura 2.1 si possono osservare una rappresentazione dell'effetto fotoelettrico e la curva caratteristica di un diodo.

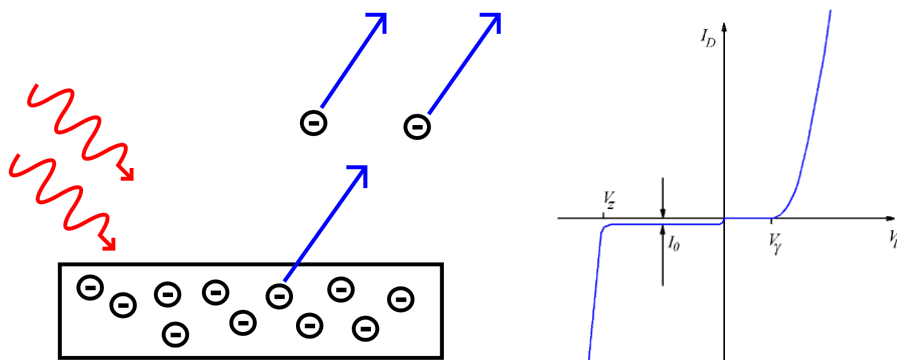


Figura 2.1. Schema che illustra il passaggio di elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione (a sinistra) [18] e curva caratteristica di un diodo (a destra) [19]

i conduttori si inseriscono a metà tra i materiali isolanti, i quali non consentono il passaggio di corrente, e i conduttori, che invece hanno la proprietà opposta; ciò che li distingue sono le differenti caratteristiche atomiche. Ogni atomo possiede delle bande di valenza e delle bande di conduzione: le prime hanno un livello energetico inferiore, e permettono all'atomo di formare legami "forti" con altri atomi, condividendo i propri elettroni; le seconde hanno un livello energetico superiore e quindi permettono all'atomo di garantire il libero passaggio di elettroni, una volta legato ad altri atomi. Per poter valutare in quale delle tre classi descritte prima (conduttore, semiconduttore, isolante) appartenga un materiale, si sfrutta l'energy gap E_g che rappresenta il differenziale energetico fra le due bande di conduzione e di valenza ($E_g = E_c - E_v$); infatti [7]:

- con $E_g > 5 eV$ il materiale risulta essere un isolante, poiché le due bande sono troppo distanti tra loro e gli elettroni non sono in grado di passare da quella di valenza a quella di conduzione (no passaggio di corrente);

- con $E_g < 0 eV$ il materiale risulta essere un conduttore, poiché le due bande sono sovrapposte e gli elettroni sono liberi di passare a quella di conduzione e quindi generare corrente;
- on $0 eV < E_g < 5 eV$ il materiale risulta essere un semiconduttore, infatti le due bande non sono sovrapposte, e quindi in condizioni normali non abbiamo il passaggio di corrente, ma con un apporto di energia gli elettroni possono passare alla banda di conduzione e il materiale diventa conduttore a tutti gli effetti.

In Figura 2.2 viene mostrato quanto detto sulla sovrapposizione delle bande. Nelle celle fotovoltaiche si utilizza la radiazione incidente per poter vincere l'energy gap del semiconduttore e quindi generare elettroni di conduzione nella banda di conduzione e corrispondenti vacanze (dette lacune) nella banda di valenza.

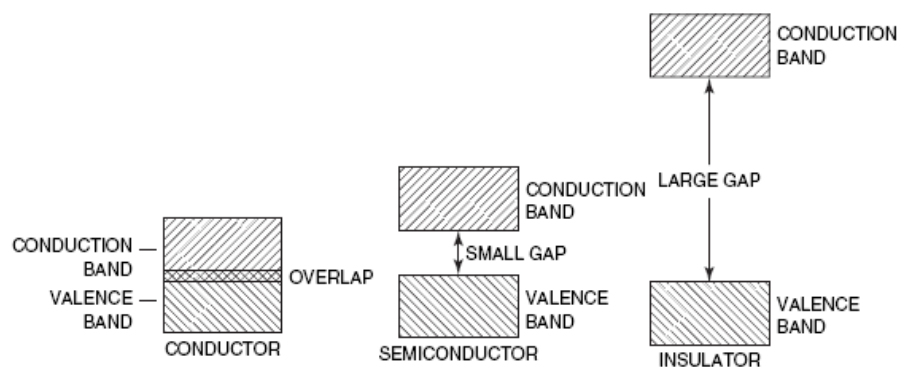


Figura 2.2. Bande di valenza e di conduzione e loro distanza energetica nel caso di conduttori, semiconduttori e metalli [7]

2.1.2 Drogaggio del semiconduttore

L'effetto fotovoltaico applicato ad un materiale semiconduttore non basta per poter produrre energia elettrica dalla radiazione solare: è necessario infatti creare un campo elettrico interno al materiale per poter spostare gli elettroni saltati nella banda di conduzione e quindi generare una vera e propria corrente elettrica. Questo avviene stabilendo un eccesso di atomi caricati negativamente in una parte del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati positivamente nell'altra, facendo assumere al materiale le caratteristiche di diodo di cui si è accennato nel paragrafo precedente.

Questo processo prende il nome di drogaggio, e consiste nella contaminazione elettronica del semiconduttore con tracce di atomi di differente configurazione elettrica per creare perturbazioni nel comportamento del semiconduttore, senza però modificare in maniera sostanziale la struttura atomica tanto da creare una nuova lega. Prendendo il Silicio come esempio, materiale semiconduttore più utilizzato per la produzione di celle fotovoltaiche, la struttura elettronica dell'atomo è tetravalente, ovvero sono presenti 4 elettroni nell'orbitale di valenza: utilizzando atomi del III gruppo (come ad esempio il boro), che hanno 3 atomi nell'orbitale più esterno, e atomi del V gruppo (come il fosforo), che ne hanno 5, possiamo ottenere rispettivamente una struttura di tipo p (positiva, con eccesso di lacune) e una di tipo n (negativa, con eccesso di

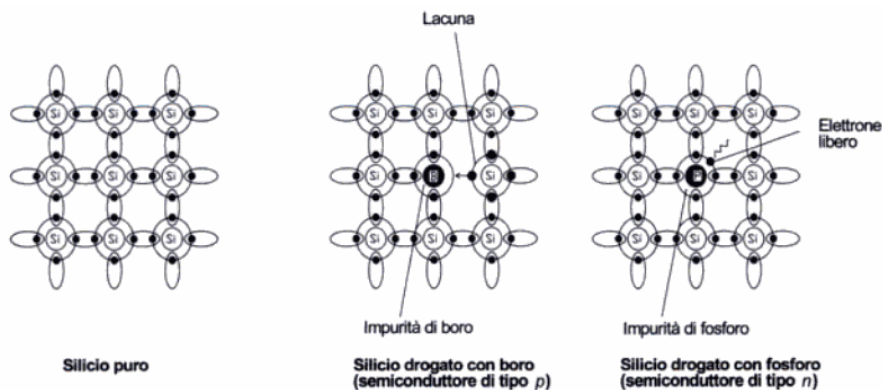


Figura 2.3. Descrizione della struttura atomica del silicio puro, del silicio drogato p (con Boro) e drogato n (con Fosforo) [7]

elettroni). In Figura 2.3 vengono mostrate le tre diverse condizioni.

I due materiali così ottenuti risultano essere però elettricamente neutri; per poter instaurare un flusso di elettroni è necessario mettere a contatto il semiconduttore di tipo n con quello di tipo p: si ottiene in questo modo un flusso di diffusione di elettroni dalla zona n alla zona p e di lacune in direzione opposta, fino al raggiungimento dell'equilibrio elettrostatico. Nella zona di contatto il materiale di tipo n presenterà un eccesso di carica positiva (dovuta al difetto di elettroni), il materiale p un eccesso di carica negativa (dovuta all'eccesso di elettroni).

Come risultato di questo accostamento di materiali drogati in maniera differente si ottiene un campo elettrico alla giunzione di piccolo spessore (qualche μm) ma di elevata intensità ($\approx 10.000 V/cm$ [7]). In Figura 2.4 viene mostrato uno schema che esemplifica quanto detto fin'ora.

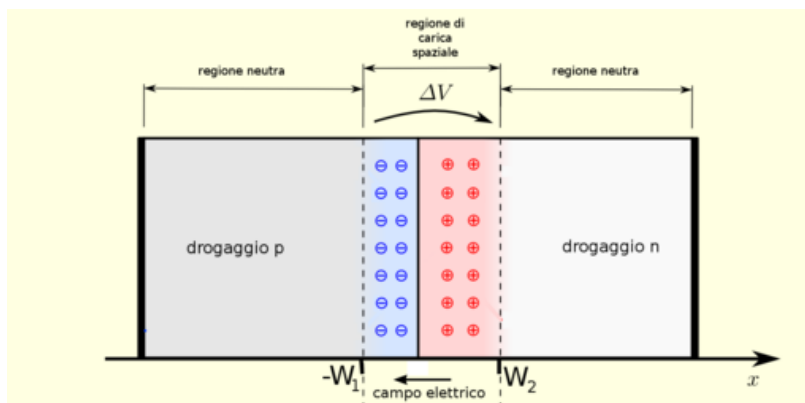


Figura 2.4. Schematizzazione della giunzione p-n in un diodo [20]

Il campo elettrico tiene fortemente separate le zone rimaste con cariche mobili n e p e fornisce una direzione obbligata di movimento per eventuali cariche che passano alla banda di conduzione.

Nel caso in cui il materiale venga colpito da fotoni, si ha il passaggio di elettroni alla banda di conduzione; la presenza del campo elettrico alla congiunzione separa le

coppie elettrone-lacuna, spostando l'elettrone nel materiale di tipo n e la lacuna in quello di tipo p: questo accumulo di elettroni permette il loro sfruttamento per la produzione di una corrente elettrica utile, sfruttabile da un utilizzatore.

Nella Figura 2.5 si può osservare l'intero ciclo percorso da un elettrone e il suo livello energetico durante le fasi di funzionamento della cella.

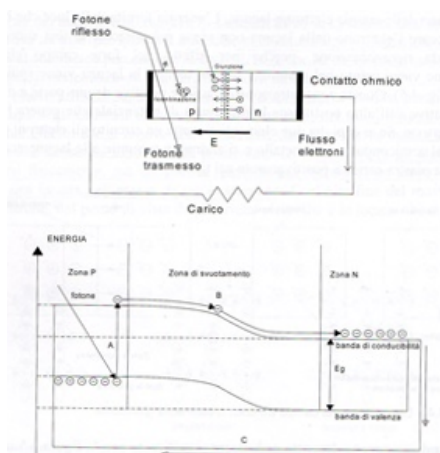


Figura 2.5. Schematizzazione del ciclo completo di un elettrone in una cella fotovoltaica [7]

2.1.3 Perdite tecnologia fotovoltaica

In una cella fotovoltaica, assemblata come descritto nel Paragrafo 2.1.2, sono presenti diverse tipologie di perdite legate sia alla modalità costruttiva con cui le celle vengono realizzate sia al complesso fenomeno con cui la generazione di corrente avviene. Per [8] tali perdite sono riassumibili in:

- perdite per riflessione (Figura 2.6) dovute alla riflessività del vetro di copertura delle celle (se presente), a quella del circuito metallico posto sulla superficie della cella che raccoglie gli elettroni prodotti e quella della cella stessa. Esse dipendono dall'angolo di incidenza della radiazione solare;
- perdite per trasmissione e assorbimento dovute alla trasmittanza non unitaria dell'eventuale vetro posto sopra la cella e all'assorbanza non nulla di altre componenti della cella che nel complesso riducono l'energia dei raggi solari che giungono sulla cella;
- perdite per ombreggiamento dovute alla presenza degli elettrodi posti sopra la cella che creano zone di ombre in cui non avviene la produzione di elettroni;
- perdite ohmiche (Figura 2.6) dovute alla resistenza interna degli elettrodi, alla resistenza di contatto tra la cella e gli elettrodi e alla resistenza incontrata dagli elettroni ai confini tra un grano e l'altro (nelle celle policristalline);
- perdite per effetto Joule a causa di correnti parassite dissipative che si generano all'interno della cella;

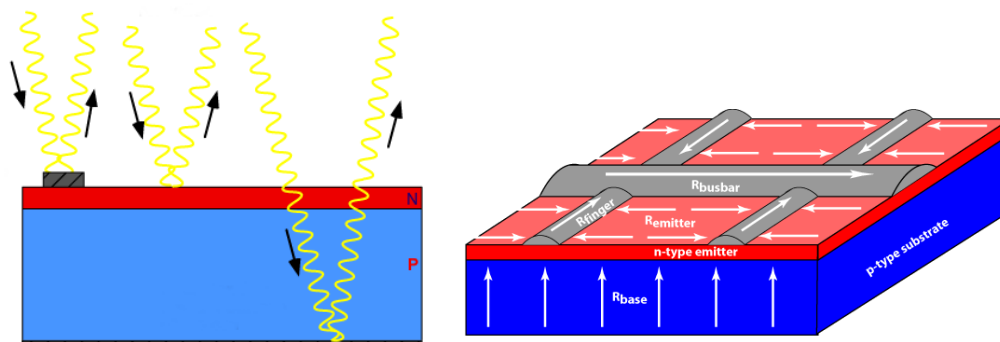


Figura 2.6. Schematizzazione delle perdite per riflessione (a sinistra) e ohmiche (a destra) [21]

- perdite per ricombinazione causate dalla ricombinazione di un elettrone colpito da un fotone con la sua lacuna a discapito del passaggio dello stesso alla banda di conduzione. Se ne differenziano tre tipologie:
 1. ricombinazione per difetti: le impurità del materiale ostacolano il passaggio di elettroni, favorendo la ricombinazione;
 2. ricombinazione per radiazione: l'elettrone rilascia l'energia ricevuta dal fotone sotto forma di luce e torna a colmare la sua lacuna;
 3. ricombinazione di Auger: l'elettrone riceve più energia di quella necessaria al passaggio alla banda di conduzione e quindi la perde e torna a colmare la sua lacuna.
- perdite per lunghezza d'onda: per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una quantità di energia ben definita, legata al valore di energy gap del materiale tramite l'equazione di Planck (come mostrato in Figura 2.7):

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (2.1)$$

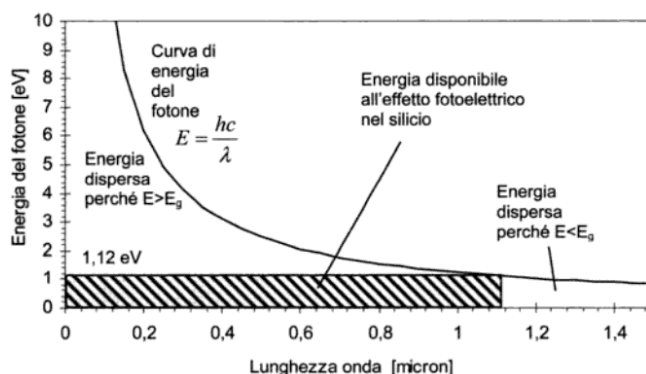


Figura 2.7. Curva dell'energia del fotone e rappresentazione dell'energia utile ai fini dell'effetto fotoelettrico nel Silicio [7]

Lo spettro solare presenta un range di lunghezze d'onda: per valori di lunghezza

d'onda inferiori a quella necessaria per far avvenire l'effetto fotovoltaico (nel caso del Silicio che ha energy gap 1.12 eV corrisponde a 1.1 micrometri [7]) i fotoni hanno un eccesso di energia che il materiale non riesce a sfruttare; per valori di lunghezza d'onda superiori la radiazione non possiede sufficiente energia, e quindi il materiale non riesce a sfruttarla. In Figura 2.8 si può osservare quello che accade nel caso del Silicio.

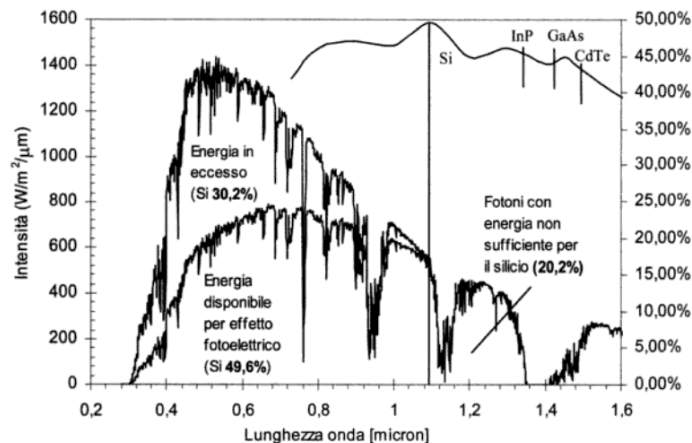


Figura 2.8. Comparazione tra lo spettro solare ($AM = 1.5$) e lo spettro dell'energia disponibile per l'effetto fotovoltaico. È riportata anche la curva dei rendimenti massimi teorici con comuni materiali fotovoltaici [7]

L'insieme di tutte queste perdite portano l'efficienza di una cella fotovoltaica ad attestarsi nell'intorno del 15-20% con le tecnologie attuali.

2.1.4 Tipologie di celle

La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori al Silicio; tale elemento è stato scelto per questa tipologia di impiego per la sua buona attitudine alla raffinazione, lavorazione e drogaggio. La ricerca tuttavia si sta indirizzando nel trovare nuove tecnologie che possano affiancarsi a quelle già esistenti e soprattutto che possano superare quella già consolidata che si basa sul Silicio per quanto riguarda migliori rendimenti e minori costi.

Il panorama delle celle fotovoltaiche tiene conto di quattro grandi famiglie [8]:

- celle di prima generazione (o convenzionali, Figura 2.9): sono quelle più diffuse, utilizzano il Silicio sia sotto forma di materiale monocristallino (più efficienti ma più costose) sia policristallino (meno efficienti ma meno costose);
- celle di seconda generazione (thin-film, Figura 2.9): differiscono dalle prime nello spessore della cella (molto più ridotto, pochi μm) e nel potenziale minor costo di produzione. Hanno però il difetto di avere minori rendimenti (intorno al 10-15%); di questa famiglia fanno parte le celle CdTe, CIS e CIGS che sono oggetto di questo lavoro di tesi;

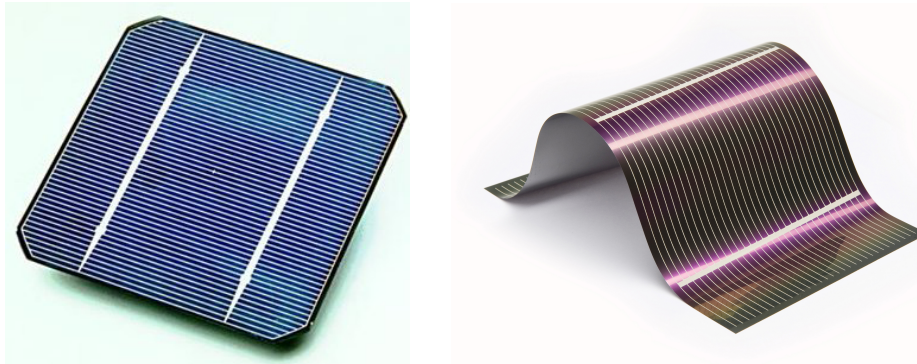


Figura 2.9. Esempio di una cella fotovoltaica di prima generazione (a sinistra) [22] e una di seconda generazione (a destra) [23]

- celle di terza generazione: sono celle ancora in fase di sperimentazione e non ancora presenti sul mercato, ma hanno l'obiettivo di ridurre ulteriormente i costi e alzare il rendimento rispetto a quelle di seconda generazione. Di questa famiglia fanno parte le celle organiche e le Dye Sensitized;
- celle multilayer o multijunction: sono celle che sfruttano il diverso energy gap dei materiali; in questo modo consentono di ridurre l'energia persa o per sovrapposizione di materiali diversi (nella parte superiore della cella c'è il materiale con un energy gap maggiore, e poi a scendere materiali con energy gap minori) o per accostamento dopo aver scomposto la radiazione incidente per rifrazione. In Figura 2.10 vengono mostrati gli schemi di funzionamento di tali celle.

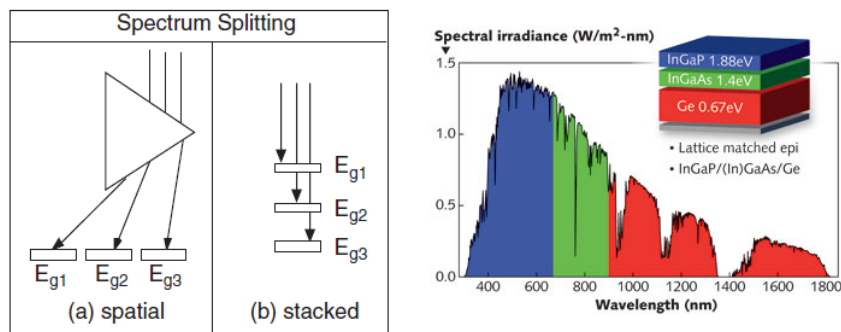


Figura 2.10. Schema cella multijunction e multilayer (a sinistra) [8] ed esempio di cella fotovoltaica multilayer (a destra) [25]

2.1.5 Celle fotovoltaiche CIGS

Come già detto nel paragrafo precedente, le celle CIGS fanno parte della famiglia delle celle a film sottile; la struttura più comunemente utilizzata è mostrata nella Figura 2.11:

Si usa come substrato il vetro, anche se sono in studio delle versioni di celle con

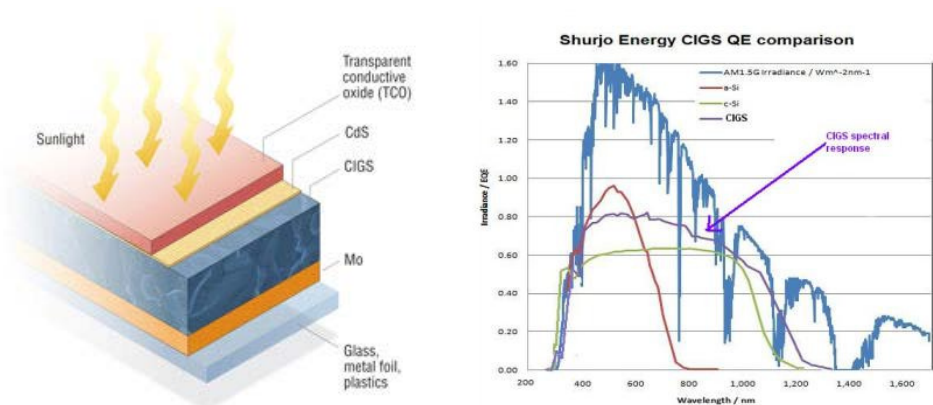


Figura 2.11. Schema di stratificazione di una cella di tipo CIGS (a sinistra) e relativo spettro di assorbimento (a destra) [8]

substrati flessibili, grazie a materie plastiche o metalliche. Sopra il substrato viene depositato del Molibdeno che serve sia come contatto elettrico posteriore sia come riflettore della luce non assorbita di nuovo verso l'assorbitore. Sopra il Molibdeno viene depositato l'assorbitore CIGS di tipo p e successivamente uno strato più sottile di tipo n. Superiormente viene depositato del CdS (Solfuro di Cadmio) e una copertura di ZnO (Ossido di Zinco) e ZnO drogato con Al (Alluminio): l'Ossido di Zinco serve per migliorare il rendimento della cella favorendo il contatto fra CIGS e ZnO drogato Al mentre quest'ultimo svolge il compito di contatto elettrico superiore trasparente. Il ridotto spessore, la possibilità di utilizzare substrati flessibili e quindi di poter adattare la cella a forme diverse da quella di un piano e l'elevato rendimento atteso (intorno al 12-14%) rispetto alle altre tipologie di celle a film sottile rendono le celle fotovoltaiche CIGS le candidate adatte per l'impiego previsto in questo lavoro di tesi.

2.2 Impianti solari termici

Al contrario del sistema fotovoltaico, lo scopo degli impianti solari termici è quello di convertire la radiazione solare in energia termica utile ad esempio per processi industriali o semplicemente per il riscaldamento delle abitazioni.

L'elemento centrale dell'impianto è il collettore solare: in esso l'energia proveniente dal Sole viene captata e ceduta ad un fluido termovettore (solitamente si tratta di acqua e glicole) che circola all'interno di tubazioni. In Figura 2.12 è riportato un esempio di collettore solare piano: si nota il serpentino in cui scorre il fluido termovettore. Il calore utile fornito sarà ricavabile dalla seguente formula:

$$Q_{th} = m_{in}(h_{out} - h_{in}) \quad (2.2)$$

Le diverse tecnologie si diversificano a seconda delle temperature e quindi del calore in gioco nel sistema. Le due principali categorie di utilizzo sono:

- processi industriali: le temperature variano tra 90 e 150-200 °C;
- uso residenziale: temperature decisamente più modeste variabili tra 40 e 80 °C.

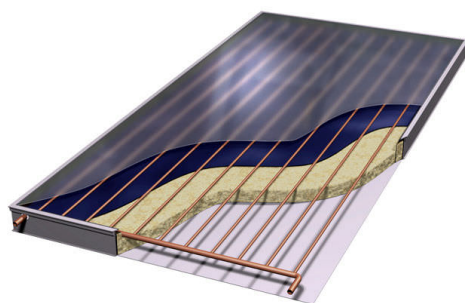


Figura 2.12. Esempio di collettore solare termico piano [26]

Mentre l'ambito industriale non è ancora molto sviluppato una grande varietà di configurazioni e modelli sono stati proposti per il riscaldamento domestico. A seconda che l'energia termica sia richiesta per radiatori (che necessitano di temperature tra 60 e 80 °C) oppure per pannelli radianti (35-40 °C) cambia la tipologia di pannello da utilizzare [27].

2.2.1 Collettori solari termici

Il primo modello proposto è il collettore solare piano: è il più semplice nonché il più diffuso. Garantisce buone prestazioni per temperature non elevate e per questo viene solitamente utilizzato abbinato ai pannelli radianti. È costituito da un serpentino percorso dal fluido termovettore posto a contatto con un materiale assorbente e sormontato da una copertura vetrata che, grazie all'effetto serra, garantisce buone prestazioni durante tutto l'anno mentre ai lati e al di sotto dei tubi è poi isolato termicamente (e.g. lana di roccia). Per elevare le prestazioni si può utilizzare un assorbente selettivo caratterizzato da proprietà variabili: alta assorbanza nel campo delle lunghezze d'onda visibili e bassa emittanza nell'infrarosso. L'economicità e le prestazioni dipendono da molti fattori quali i materiali utilizzati, la loro bontà e la complessità costruttiva; ad esempio alcuni modelli prevedono una doppia copertura vetrata che innalza le prestazioni del collettore.

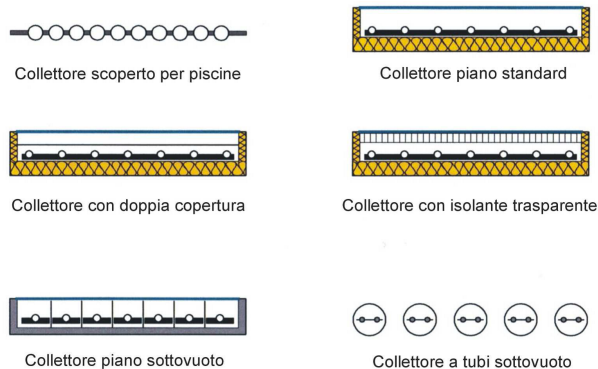


Figura 2.13. Raccolta esemplificativa di collettori termici [12]

Sicuramente più economici risultano i collettori solari scoperti dove non è presente alcun isolamento o copertura vetrata che comporta perdite termiche importanti fortemente dipendenti dalla differenza di temperatura tra il fluido interno e l'ambiente circostante. Solitamente non vengono impiegati in ambito residenziale ma tornano utili ad esempio per il riscaldamento di piscine pubbliche.

Più complessi risultano i collettori evacuati che differiscono da quelli piani nell'inserimento dell'assorbitore entro un tubo vetrato in cui viene praticato il vuoto: in questo modo si riesce a ridurre le perdite convettive raggiungendo temperature intorno a 80-100 °C. Spesso possono essere presenti diversi tubi assorbitori all'interno del vetro collegati tra di loro attraverso alette.

I collettori evacuati possono essere anche abbinati a sistemi per concentrare la radiazione solare come tra l'altro verrà fatto nel presente lavoro. A pari irraggiamento si riesce ad incrementare il flusso termico visto dal tubo risparmiando sia in termini di dimensioni che perdite termiche verso l'ambiente. Bisogna però considerare che aumentano sia i costi di costruzione che la complicazione del sistema ed inoltre si deve tenere conto delle perdite ottiche introdotte dal sistema di concentrazione.

2.2.2 Fluido termovettore

Oltre alla scelta del tipo di collettore da utilizzare è importante decidere anche il fluido da utilizzare nelle tubazioni. Il fluido più semplice è l'acqua che però può andare incontro a problemi di congelamento durante i giorni più freddi. Per evitare questo di solito si utilizza una miscela di acqua e glicole variabile a seconda della fascia climatica che consente di evitare questi problemi. Un'altra idea potrebbe essere quella di sostituire l'acqua con l'aria che non presenta fenomeni di congelamento. Le modeste proprietà di scambio termico dell'aria complicano però i sistemi di accumulo termico del calore ricavato dai collettori solari.

2.2.3 Rendimento termico

Il rendimento è sempre il miglior parametro per definire la bontà di un sistema. Definiamo rendimento termico il rapporto:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{Q_{sun}} \quad (2.3)$$

dove il numeratore si ricava dall'Equazione 2.2 mentre il denominatore indica la radiazione incidente sul tubo data dal prodotto dell'irraggiamento per l'area dell'assorbitore. Due sono le grandi perdite presenti in un collettore termico:

- perdite ottiche dovute alla parziale riflessione dei raggi incidenti sul tubo e sull'assorbitore e alla trasmittanza non unitaria della superficie vetrata;
- perdite termiche per la cessione di calore verso l'esterno a causa della diversa temperatura del fluido rispetto all'ambiente. Sono presenti sia perdite convettive che radiative.

Seguendo le direttive della norma EN 12975 [28] è possibile ricavare la curva del rendimento in funzione dell'irraggiamento, della temperatura ambiente e di quella del

fluido circolante:

$$\eta_{th} = \eta_0 - a_1 \frac{T_{fm} - T_a}{G_T} - a_2 \left(\frac{T_{fm} - T_a}{G_T} \right)^2 G_T \quad (2.4)$$

La norma consiglia di considerare il ricevitore alla temperatura media tra ingresso ed uscita per cui

$$T_m = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} \quad (2.5)$$

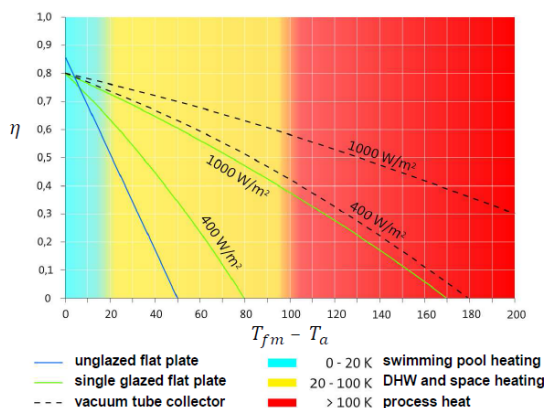


Figura 2.14. Andamento del rendimento in funzione della differenza di temperatura tra collettore e ambiente [12]

Come si può notare sia dalla formula del rendimento che dalla Figura 2.14 l'irraggiamento e la differenza di temperatura hanno un effetto importante sul rendimento termico che cresce all'aumentare dell'irraggiamento e al diminuire della differenza di temperatura tra fluido e ambiente per effetto delle minori perdite termiche.

2.3 Impianti ibridi PV/T

Recentemente è nata l'idea di unire i sistemi fotovoltaico e termico in un unico prodotto denominato con l'acronimo PV/T dall'inglese photovoltaic/thermal. È una tecnologia decisamente recente e non ancora pienamente sviluppata con lo scopo di convertire la radiazione solare in energia sia elettrica che termica. È risaputo che il sistema fotovoltaico è in grado di convertire solo una piccola frazione della radiazione incidente sul pannello; grazie al sistema ibrido si riesce almeno in parte a recuperare quell'energia che altrimenti andrebbe persa.

Un altro considerevole vantaggio riguarda lo spazio occupato dal sistema: raggruppando termico e fotovoltaico in un unico pannello si riesce a risparmiare sul numero totale di pannelli installati rispetto al caso di generazione separata e quindi anche sui costi di installazione. L'aspetto negativo è la richiesta di sistemi di gestione maggiormente complicati e costosi.

In un pannello fotovoltaico l'energia non convertita viene dissipata in calore contribuendo all'innalzamento della temperatura delle stesse celle fotovoltaiche: all'aumentare della temperatura la cella peggiora le sue prestazioni. Questo effetto può essere

parzialmente mitigato andando ad estrarre calore attraverso un fluido termovettore permettendo alle celle di lavorare ad una temperatura contenuta per non penalizzarle. In questo modo da un lato si ha il vantaggio di estrarre calore utile che altrimenti verrebbe dissipato e dall'altro si fa lavorare il sistema fotovoltaico in modo più efficiente [29].

Costruttivamente sono formati da moduli fotovoltaici accoppiati a un sistema di rimozione del calore ad aria o ad acqua. Il raffreddamento ad aria è sicuramente il metodo più semplice ed economico ma non molto efficiente con temperature ambiente sopra i 20 °C per cui si preferisce sfruttare l'acqua che garantisce anche coefficienti di scambio termico migliori. Sono in fase di studio però sistemi in grado di utilizzare aria sotto forma di getti direzionati [30], attraverso passaggi multipli [31] oppure costruendo condotti di raffreddamento larghi quanto la cella per ottenere su di essa una temperatura uniforme [32]; questi sono solo alcuni dei possibili sviluppi di un mondo che possiamo ancora definire in fase embrionale.

Solitamente nei sistemi PV/T la parte fondamentale è sempre quella elettrica per cui è necessario mantenere i moduli, e quindi il fluido termovettore, a temperature non troppo elevate (solitamente sotto i 60 °C). Le modeste temperature dell'acqua circolante rendono il sistema attrattivo per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria in ambito domestico.

Lo schema più semplice è costituito da una copertura vetrata sotto la quale viene posto il pannello fotovoltaico che a sua volta aderisce con l'assorbitore piano e il serpentino percorso da acqua come mostrato in Figura 2.15

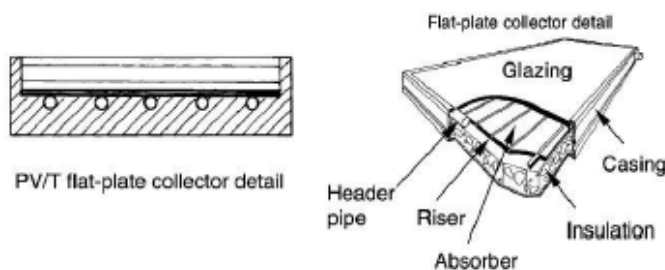


Figura 2.15. Esempio costruttivo di un sistema ibrido piano PV/T [29]

2.3.1 Impianti ibridi a concentrazione

Un'ulteriore evoluzione sono i Concentrated Photovoltaic/Thermal di cui il lavoro in oggetto è un esempio. Introducendo un concentratore si aumenta il flusso energetico disponibile sulla cella incrementando la conversione elettrica e termica. È un campo ancora meno esplorato rispetto ai semplici sistemi ibridi e per questo motivo aperto a soluzioni tra loro molto diverse accomunate tra di loro dalla presenza di un concentratore [31] [33].

2.4 Concentrazione

Come già accennato i sistemi a concentrazione sfruttano superfici riflettenti o rifrattive per incrementare il flusso che raggiunge l'assorbitore creando una maggiore densità energetica a parità di radiazione incidente. Chiaramente maggiore è la concentrazione e maggiore sarà l'energia disponibile nel sistema. Si definisce il fattore di concentrazione come rapporto:

$$CR = \frac{A_{apertura}}{A_{ricevitore}} \quad (2.6)$$

che indica come aumentando l'area su cui viene captato l'irraggiamento (area di apertura) aumenta la concentrazione e quindi il flusso sull'assorbitore. I sistemi a concentrazione sono utili anche per ridurre le perdite termiche. Abbiamo visto nel Paragrafo 2.2.3 che una delle maggiori voci di perdita presente nei collettori è quella termica che dipende dalla superficie di scambio con l'ambiente: aumentare l'area di apertura (ovvero la radiazione incidente) non modificando quella del ricevitore consente di ridurre il calore dissipato verso l'ambiente. In un generico collettore piano il calore utile si può infatti calcolare attraverso [12]:

$$Q_u = A_a [S - U_L (T_p - T_a)] \quad (2.7)$$

dove

- U_L rappresenta le perdite termiche del collettore;
- S è il termine di generazione solare.

Introducendo un concentratore aumenta solo il primo termine ma non quello relativo alle perdite infatti:

$$\begin{aligned} Q_u &= A_a S - A_r U_L (T_p - T_a) = A_a \left[S - \frac{A_r}{A_a} U_L (T_p - T_a) \right] = \\ &= A_p \left[S - \frac{U_L}{C_r} (T_p - T_a) \right] \end{aligned} \quad (2.8)$$

L'aspetto negativo è l'introduzione di un sistema aggiuntivo (il concentratore appunto) caratterizzato da un rendimento ottico non unitario. Inoltre, il fatto di avere aree di ricezione più ampie del solo ricevitore impone di considerare il fatto che le superfici siano più esposte ai fattori atmosferici e che con l'andare del tempo si depositerà della sporcizia, peggiorando le proprietà ottiche e richiedendo quindi una manutenzione costante con conseguente innalzamento dei costi operativi.

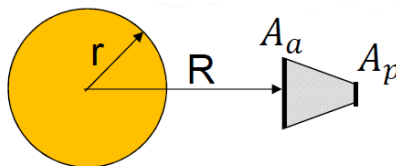


Figura 2.16. Sistema a concentrazione ideale [12]

Bisogna inoltre tenere presente che esiste un fattore limite di concentrazione che può

essere determinato basandosi sul secondo principio della termodinamica [34] [35]. Si consideri il semplice sistema a concentrazione di Figura 2.16 e si idealizzi sia il Sole che il ricevitore come corpi neri.

In questo modo la radiazione emessa dal Sole risulta pari a:

$$Q_s = 4\pi\sigma r^2 T_s^4 \quad (2.9)$$

ipotizzando di avere un'apertura circolare la radiazione che raggiunge il concentratore può essere ottenuta come:

$$Q_{s \rightarrow r} = Q_s F_{s \rightarrow r} = \sigma A_a \frac{r^2}{R^2} T_s^4 \quad (2.10)$$

Anche il ricevitore irraggia alla sua temperatura una quantità di energia pari a:

$$Q_{r \rightarrow s} = \sigma A_p T_p^4 \quad (2.11)$$

Si suppone ora che la frazione di radiazione emessa dal ricevitore che raggiunge la sorgente sia unitaria e che Sole e ricevitore si trovino alla stessa temperatura: per la seconda legge della termodinamica (che afferma l'impossibilità, in assenza di lavoro, del passaggio di calore da una sorgente fredda ad una a temperatura maggiore) la quantità di calore che si scambiano deve essere la stessa ossia:

$$Q_{s \rightarrow r} = Q_{r \rightarrow s} \quad (2.12)$$

Che rimaneggiata, porta a determinare un fattore di concentrazione massimo in caso di concentratore 3D:

$$CR_{max,3D} = \frac{R^2}{r^2} \simeq 45000 \quad (2.13)$$

Mentre nel caso di concentratore piano, attraverso un procedimento analogo, si deduce che:

$$CR_{max,2D} = \frac{R}{r} \simeq 212 \quad (2.14)$$

2.4.1 Classificazione dei sistemi a concentrazione

La progettazione dei sistemi di concentrazione si fonda sulle leggi fisiche dell'ottica classica. In particolare i principi fisici sui quali si possono basare i sistemi a concentrazione sono la riflessione e la rifrazione.

I sistemi a concentrazione possono essere distinti in due classi [36]:

- sistemi imaging, che riproducono un'immagine della fonte luminosa;
- sistemi non-imaging progettati per avere una concentrazione più alta possibile al limite "ideale" ossia il design della geometria è tale da raggiungere il limite termodinamico di concentrazione.

La progettazione di sistemi imaging e non-imaging è completamente differente. I concentratori non-imaging, scoperti soltanto nel 1965, sono maggiormente indicati per ottenere energia dal Sole; poiché il loro scopo non è la riproduzione dell'immagine del

Sole, bensì la riflessione dei raggi solari verso l'assorbitore. I rapporti di concentrazione ottenibili sono di 2-4 volte maggiori rispetto a quelli dell'ottica con immagini. Inoltre questi sistemi possiedono un angolo di accettabilità della radiazione solare discretamente ampio consentendogli di funzionare senza inseguire il Sole, risparmiando quindi gli elevati costi legati ai meccanismi di movimentazione.

In letteratura i sistemi a concentrazione vengono così classificati [36]:

Principio Fisico	Sistemi Imaging	Sistemi Non-Imaging
Riflessione	Collettori Parabolici Lineari Collettori Parabolici A Disco Sistemi Riflettori Di Fresnel Impianti A Torre Centrale	Compound Parabolic Concentrator (CPC)
Rifrazione	Lenti Di Fresnel	Lenti Di Fresnel Non-Imaging

Tabella 2.1. Classificazione dei sistemi di concentrazione in funzione del principio fisico adottato

Si possono distinguere i sistemi a concentrazione anche tra lineari e puntuale a seconda di come viene concentrata la radiazione solare e tra continui o discreti in base al fatto che il concentratore sia costituito o meno da uno specchio unico [37]:

Sistemi	Continui	Discreti
Puntuali	Collettori Parabolici A Disco	Impianti A Torre
Lineari	Collettori Parabolici Lineari	Sistemi Riflettori Di Fresnel

Tabella 2.2. Classificazione dei sistemi di concentrazione in funzione della forma del ricevitore

In Figura 2.17 sono rappresentati degli esempi di sistemi a concentrazione tratti da [38].

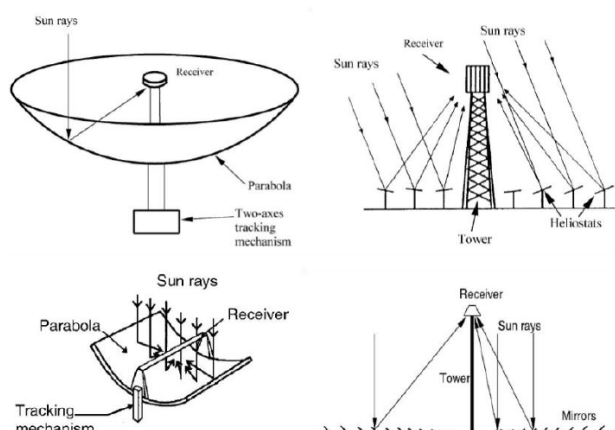


Figura 2.17. Esempi di sistemi di concentrazione tratti da [38] e liberamente adattati da [29]

2.5 Sistemi di inseguimento solare

Per massimizzare l'energia raccolta il concentratore può essere associato ad un sistema di spostamento ad uno o a due gradi di libertà. Lo scopo è quello di minimizzare l'angolo formato tra i raggi solari e la normale del concentratore per aumentare il rendimento ottico.

L'aspetto negativo chiaramente riguarda i costi di investimento e di manutenzione più elevati, dovuti alla presenza di un numero di componenti maggiori e più delicati. Inoltre il tracking richiederà un ulteriore sistema di controllo per il movimento del concentratore.

Economicamente parlando sono vantaggiosi soprattutto in abbinamento a sistemi ad alta concentrazione e quindi di solito vengono utilizzati nei grandi impianti solari termodinamici.

In conclusione riportiamo in Figura 2.18 un diagramma riassuntivo di tutti i sistemi a concentrazione, con inseguimento solare o meno, maggiormente conosciuti [39].

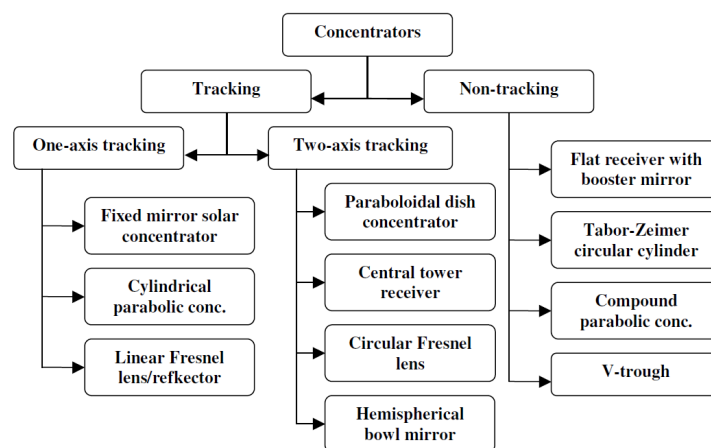


Figura 2.18. Schema riassuntivo dei principali concentratori solari esistenti [39]

Capitolo 3

Metodologia di calcolo

Il lavoro ha indagato un sistema fotovoltaico a bassa concentrazione ($3 kW_p$, situato a Milano) dotato di un recupero termico: il sistema è pensato per un'utenza domestica tipo nel nostro Paese. I consumi termici annuali dunque riguardano la produzione di acqua calda sanitaria e il riscaldamento nei mesi invernali. Si ipotizza l'utilizzo di pannelli radianti per il riscaldamento e quindi una temperatura del fluido termovettore in uscita dal sistema pari a circa $45-50^\circ C$ anche a causa della presenza di un accumulo termico.

L'assorbitore su cui è concentrata la radiazione solare è di forma tubolare e le celle fotovoltaiche sono disposte lungo la sua superficie. Questo aspetto preclude l'utilizzo delle classiche celle al Silicio che, non essendo flessibili, poco si adattano al sistema proposto.

Per la parte fotovoltaica si utilizzano delle celle di seconda generazione di tipo CIGS meno efficienti di quelle al Silicio ma più adatte alla configurazione richiesta. Tuttavia anche queste celle presentano un raggio minimo di curvatura al di sotto del quale non conviene andare. Il raggio minimo su cui porre le celle è pari a 40 cm: si stabilisce tale valore dunque come raggio del ricevitore su cui costruire il concentratore.

In Tabella 3.1 sono riportati i principali dati riguardanti il sistema preso in esame.

Località	Milano
Coordinate	$45^\circ 27' 50.98''$ N e $9^\circ 11' 25.21''$
Potenza Nominale Fotovoltaico	3 kWp
Tipologia Di Cella	CIGS
Tipologia Di Riscaldamento	Riscaldamento a pavimento
ΔT Nominale Del Sistema Termico	$35-50^\circ C$
DNI Annua	$1442 \frac{kWh}{m^2 y}$
GHI Annua	$1200 \frac{kWh}{m^2 y}$
Diametro Assorbitore	40 mm

Tabella 3.1. Dati del sistema

In Figura 3.1 è raffigurato un esempio di CPC modellizzato per l'analisi. Nel presente lavoro vengono valutate le prestazioni ottiche ed energetiche per eseguire un'analisi economica di massima tra le varie casistiche di concentratori PV/T presentati.

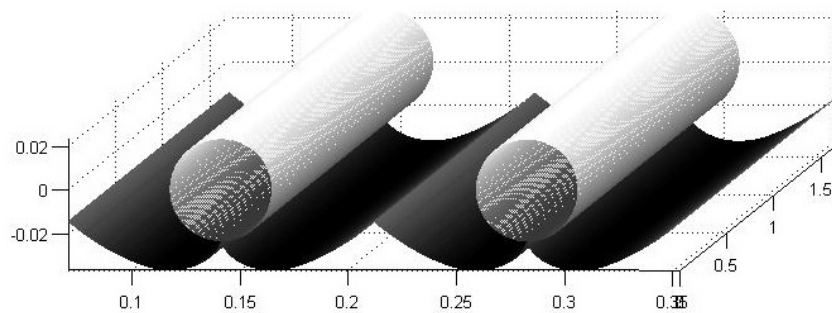


Figura 3.1. Rappresentazione del CPC modellato con MATLAB[®]

I passi seguiti nell'analisi tecnico-economica sono stati:

- calcolo del rendimento ottico
- calcolo del rendimento ottico annuale del concentratore e valutazione caso per caso dell'orientamento ottimale
- sviluppo del modello elettrico della cella fotovoltaica e determinazione del rendimento elettrico
- sviluppo del modello termico del sistema e calcolo del rendimento termico
- analisi delle prestazioni annuali dei concentratori per determinare la produzione termica ed elettrica grazie ai modelli precedentemente sviluppati
- analisi economica in relazione ad una possibile applicazione residenziale

In Figura 3.2 è riportato un diagramma di flusso che riassume il procedimento seguito in questo lavoro.

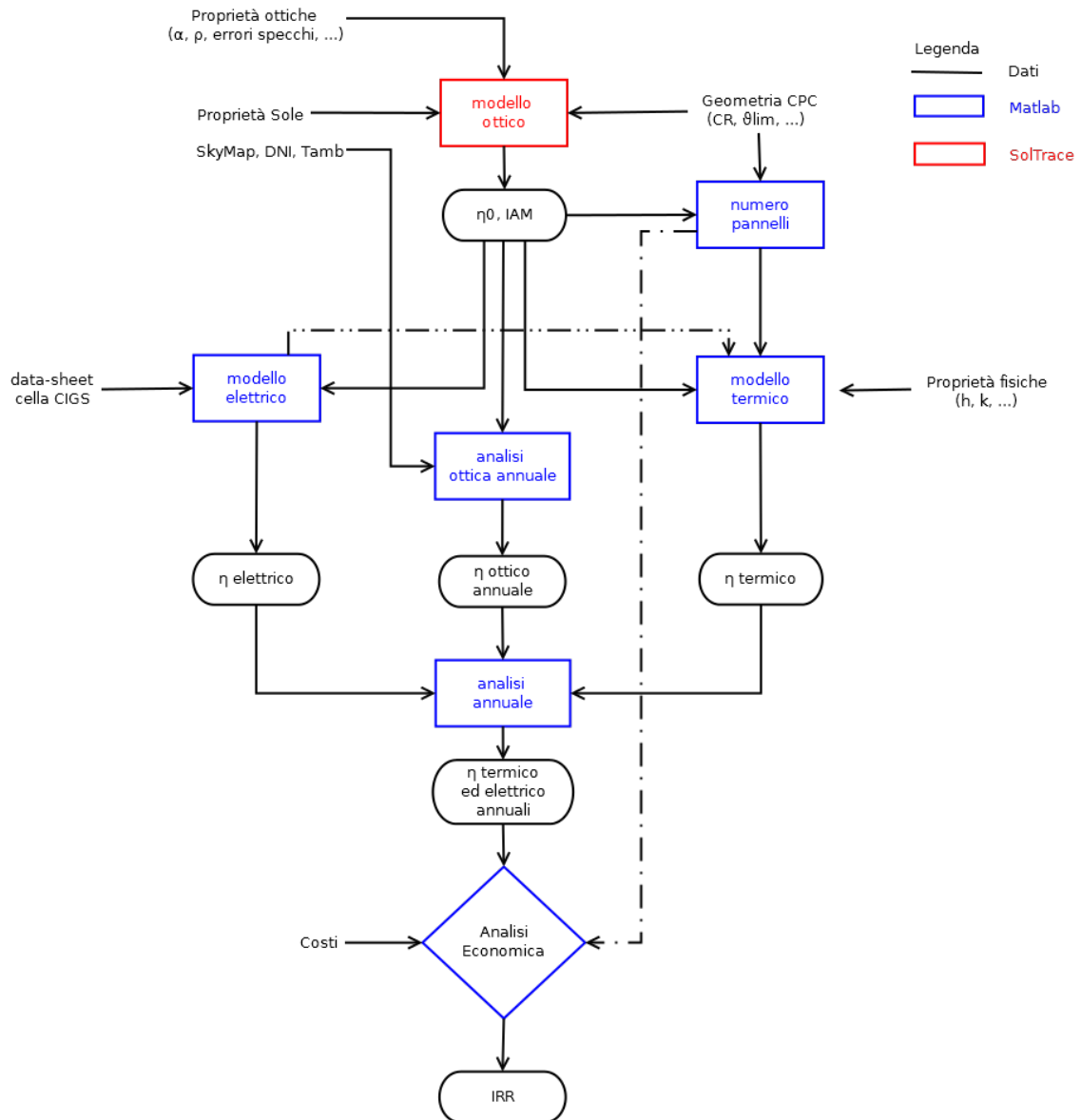


Figura 3.2. Riassunto del procedimento seguito nel lavoro

Nei seguenti paragrafi vengono introdotte le metodologie e i procedimenti che poi saranno discussi in capitoli dedicati.

3.1 Analisi ottica

Il primo passo è la valutazione delle prestazioni ottiche di ogni configurazione di CPC proposta sviluppata nel Capitolo 4.

Per l'analisi ottica ci si serve del software Soltrace [40], sviluppato presso l'NREL (National Renewable Energy Laboratory [41]). SolTrace è un software di raytracing che si basa sul metodo Monte Carlo. Per l'elaborazione dei dati si sfrutta invece MATLAB®.

SolTrace permette di valutare il percorso dei raggi, data una posizione del Sole, a seguito delle interazioni che gli stessi possono avere sia con gli specchi del concentratore

che con l'assorbitore del CPC.

Grazie a SolTrace si valutano le prestazioni ottiche del sistema. È importante conoscere:

- la potenza termica assorbita in condizioni nominali (quando il Sole è posto esattamente sopra il concentratore) tramite il rendimento ottico definito come rapporto tra la potenza assorbita e la potenza intercettata dal sistema

$$\eta_{ot} = \frac{P_{assorbita}}{P_{disponibile}} \quad (3.1)$$

- come si modificano le prestazioni con lo spostamento del Sole nella volta celeste nell'ottica di un'analisi annuale grazie allo IAM (Incident Angle Modifier) che rapporta il rendimento per una generica posizione solare al rendimento nominale appena definito

$$IAM = \frac{\eta_{ott}}{\eta_{ott}|_{\vartheta_{inc}=0}} \quad (3.2)$$

In Figura 3.3 è presentato un esempio di analisi tratta da SolTrace: si notano i diversi raggi solari che il software traccia dopo aver determinato le interazioni che subiscono.

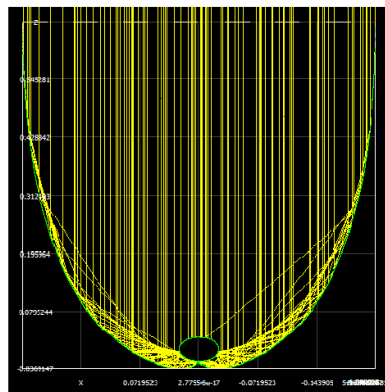


Figura 3.3. Esempio di ray tracing svolto con SolTrace

3.2 Rendimento ottico annuale

L'analisi ottica dei sistemi viene quindi utilizzata per valutare le prestazioni annuali dei concentratori.

Nel presente lavoro ci si riferisce alla località di Milano, le cui coordinate sono $45^{\circ}27'50.98''$ N e $9^{\circ}11'25.21''$ E. I dati sulla radiazione locale sono stati forniti dal laboratorio SolarTech di tecnologie solari presente sopra il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano [42]: vengono misurati i valori di radiazione diretta e globale oltre alla temperatura ambiente con una frequenza di dieci minuti (i dati totali sono dunque 52650 all'anno).

Sono proposte due diverse metodologie per il calcolo del rendimento ottico annuale definibile come:

$$\eta_{ot,y} = \sum_{i=1}^{52650} \frac{E_i \cdot \eta_{ott,i,j}}{E_{i,j}} \quad (3.3)$$

in cui E è il valore istante per istante della DNI e η_{ott} il relativo rendimento ottico. Il primo approccio seguito è quello classico: si valuta ogni dieci minuti la posizione solare e le relative prestazioni ottiche del concentratore. Per tener conto della variazione di rendimento rispetto alle condizioni nominali si sfrutta lo IAM che sarà ampiamente descritto nel capitolo successivo.

L'approccio alternativo è presentato in [43]: si basa sulla trasformazione dei dati temporali in dati spaziali. Si va a ricostruire una mappa di posizioni fisiche assunte durante l'anno dal Sole nella volta celeste. Si viene così a creare la SkyMap riportata in Figura 3.4. Il vantaggio rispetto al precedente approccio è in termini computazionali dal momento che si riesce a ridurre i tempi di calcolo. In questo caso il rendimento ottico annuale si determina attraverso:

$$\eta_{ot,y} = \frac{\sum_i \sum_j E_{i,j} \cdot \eta_{ott_{i,j}}}{\sum_i \sum_j E_{i,j}} \quad (3.4)$$

dove i contatori i e j rappresentano gli angoli longitudinale e trasversale. Come si può notare non si valuta più il rendimento in termini temporali ma si analizza la distribuzione spaziale di energia al variare degli angoli θ_{lon} e θ_{tra} . Scopo dell'analisi annuale è la determinazione delle condizioni migliori in termini di inclinazione del pannello e relativo orientamento per massimizzare la potenza termica assorbita dal ricevitore. L'analisi presentata in questo paragrafo viene eseguita nella parte conclusiva del Capitolo 4.

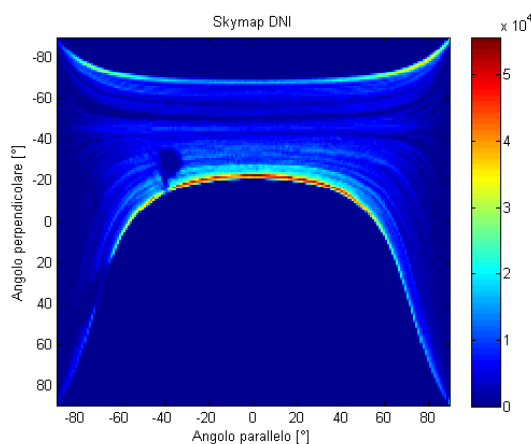


Figura 3.4. Rappresentazione della SkyMap in funzione dell'angolo parallelo e perpendicolare in $\frac{W \cdot 10min}{m^2}$

3.3 Flusso risultante

La presenza di un concentratore genera una distribuzione non uniforme di flusso sul ricevitore. Nonostante i fattori di concentrazione non siano elevati infatti, per angoli trasversali inferiori all'angolo limite si vengono a creare zone a maggior intensità energetica come è rappresentato in Figura 3.5 per un angolo d'incidenza nullo (Sole esattamente sopra il CPC). Nella figura è presentato lo sviluppo della superficie dell'assorbitore dove l'ascissa nulla rappresenta l'estremità superiore del tubo ricevitore.

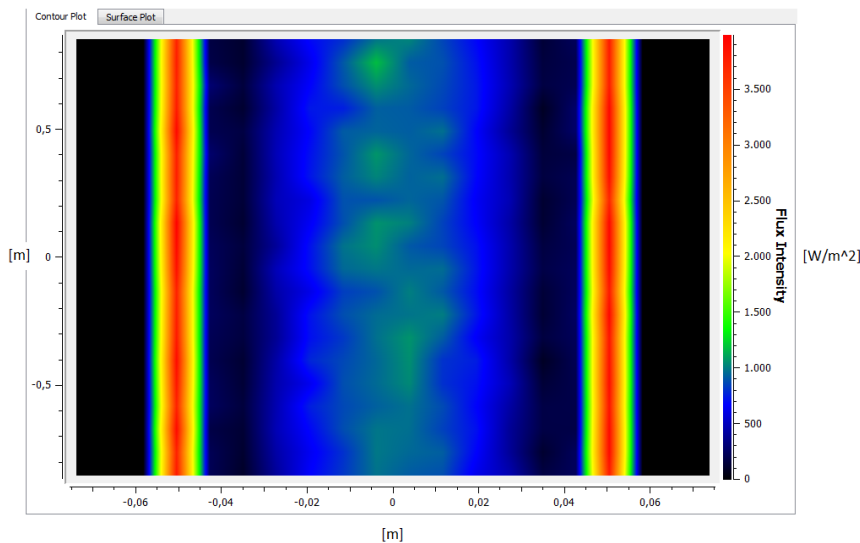


Figura 3.5. Distribuzione del flusso per CPC troncato con CR=2.5 con il Sole posto esattamente sopra il concentratore tratto da SolTrace

Si distinguono tre zone diverse:

- la zona centrale corrisponde alla parte superiore dell'assorbitore: l'intensità energetica è circa pari al valore della DNI ($1000 \frac{W}{m^2}$) a meno della perdita per assorbanza non unitaria del materiale;
- la zona ove vengono concentrati i raggi che raggiungono gli specchi: il flusso specifico per metro quadro sale al di sopra di $3000 \frac{W}{m^2}$;
- infine si trova la zona in ombra ossia la parte inferiore del tubo che non è raggiunta da alcun raggio per cui il flusso su di essa è nullo.

Saranno discusse le problematiche di tale fenomeno nei capitoli relativi alla descrizione del modello elettrico e termico.

3.4 Rendimento elettrico

Trovato l'orientamento che massimizza l'efficienza ottica di ciascun sistema si procede determinandone le prestazioni annuali.

Uno dei due effetti utili del sistema proposto è l'energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico di cui i tubi del CPC sono coperti: è necessario saper valutare le prestazioni delle celle fotovoltaiche al variare delle condizioni ambientali.

Nel Capitolo 5 è stato sviluppato un modello in MATLAB[®] che permette di determinare i parametri necessari a descrivere una cella fotovoltaica a partire dai valori presenti nei comuni datasheet commerciali. Prima di essere sfruttato il modello è stato validato su una cella al Silicio.

I parametri elettrici della cella CIGS utilizzata sono i seguenti:

Potenza Nominale (P_{max})	145 W_p
Tensione Alla Massima Potenza (V_{mp})	46.6 V
Corrente Alla Massima Potenza (I_{mp})	3.11 A
Tensione Di Circuito Aperto (V_{oc})	63.4 V
Corrente di Cortocircuito (I_{sc})	3.51 A
Coefficiente Di Temperatura I_{sc} (α)	0.01 %/°C
Coefficiente Di Temperatura V_{oc} (β)	-0.29 %/°C
Coefficiente Di Temperatura P_{mp} (γ)	-0.31 %/°C

Tabella 3.2. Caratteristiche pannello CIGS tsmc solar [44]

Si riesce quindi a determinare il rendimento di conversione elettrica del sistema fotovoltaico grazie al quale si può valutare, noto il flusso assorbito dal ricevitore, la potenza elettrica prodotta ogni dieci minuti e stimare il rendimento elettrico annuale medio attraverso la relazione:

$$\eta_{th,y} = \frac{\sum_i P_{el,i}}{\sum_i flux_{in,i}} = \frac{\sum_i P_{el,i}}{\sum_i DNI_i \eta_{ott,i} CR D_{apertura}} \quad (3.5)$$

3.5 Dimensionamento del sistema

Note le prestazioni elettriche della cella si può procedere con il dimensionamento dei sistemi.

Si stabilisce infatti una potenza elettrica di picco pari a 3 kW e si procede quindi a dimensionare l'impianto considerando le condizioni standard di irraggiamento (DNI pari a $1000 \frac{W}{m^2}$ e 25 °C di temperatura ambiente). Il rendimento ottico permette di ricavare il flusso specifico incidente sul ricevitore. Note quindi le prestazioni elettriche della cella CIGS utilizzata possiamo determinare la lunghezza di un ipotetico tubo necessaria per soddisfare la richiesta dei 3 kW di potenza nominale.

Determinata una lunghezza ideale necessaria è necessario adattare il sistema ad un numero di pannelli corretto. Il primo passo è stabilire il numero di tubi presenti su un singolo pannello. Partendo dalle dimensioni di un classico collettore a tubi evacuati (1.6 metri in larghezza per 1.7 in lunghezza) si ricava il numero di tubi presenti sul modulo che dipendono dal CR adottato e quindi dall'apertura occupata dal singolo tubo ottenuta moltiplicando il diametro per il fattore di concentrazione

$$tubi_{modulo} = \left\lfloor \frac{1.6}{CR \cdot D_a} \right\rfloor \quad (3.6)$$

Nota la lunghezza totale ricavata in precedenza possiamo ora determinare il numero di pannelli richiesti

$$pannelli = \left\lfloor \frac{lunghezza_{tot}}{1.7 \cdot tubi_{modulo}} \right\rfloor \quad (3.7)$$

Otterremo una potenza elettrica di picco inferiore al valore prefissato per la necessità di ridurre la lunghezza precedentemente calcolata ad un numero finito di pannelli.

3.6 Valutazione delle prestazioni termiche

Il passo successivo dell'analisi consiste nella valutazione del calore utile ottenuto al variare delle condizioni al contorno (flusso incidente e temperatura ambiente) che influenzano l'andamento delle perdite termiche verso l'esterno.

Inoltre, il sistema di recupero termico è fortemente integrato con le celle fotovoltaiche in quanto la quantità di energia elettrica prodotta dipende dalla temperatura superficiale delle celle stesse.

Viene quindi sviluppato nel Capitolo 6 un ulteriore modello per analizzare le prestazioni termiche del sistema tenendo conto anche della potenza elettrica prodotta grazie al quale si è in grado di valutare l'andamento del rendimento termico ed elettrico istantaneo in funzione del flusso incidente sull'assorbitore e della temperatura ambiente. In Figura 3.6 è riportato l'andamento delle curve di rendimento termico al variare dei due parametri per il range di temperature 35-50 °C. Si rimanda al Capitolo 7 per l'analisi sul ΔT svolto dal fluido termovettore nel sistema.

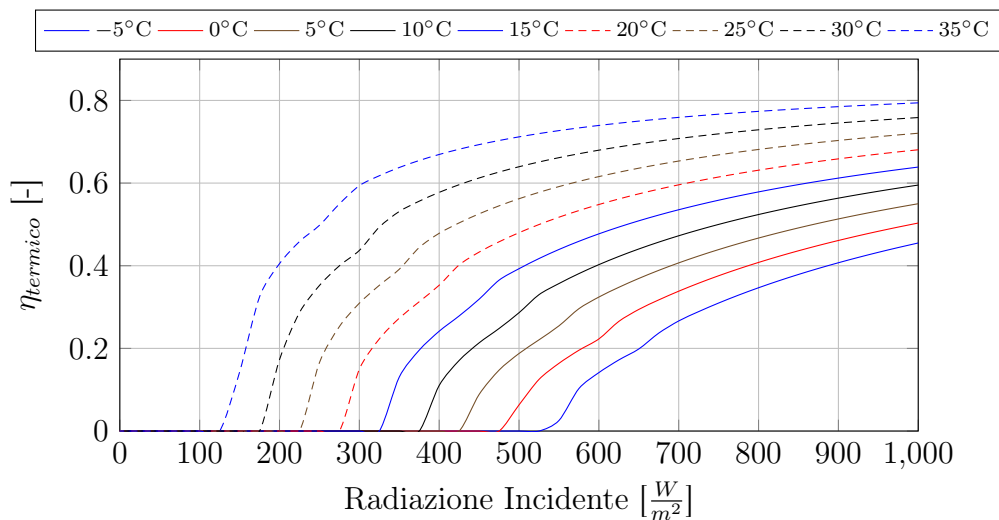


Figura 3.6. Variazione del rendimento termico in funzione della temperatura ambiente e del flusso incidente sul ricevitore per $T_{in} = 35^\circ C$ e $T_{out} = 50^\circ C$

Si definisce quindi in analogia a quanto fatto per la parte elettrica il rendimento termico annuale come:

$$\eta_{th,y} = \frac{\sum_i Q_{th,i}}{\sum_i flux_{in,i}} = \frac{\sum_i Q_{th,i}}{\sum_i DNI_i \cdot \eta_{aott,i} \cdot CR \cdot D_{apertura}} \quad (3.8)$$

3.7 Analisi annuale

Sfruttando i modelli ottico, termico ed elettrico introdotti, il passo successivo consiste nel valutare le prestazioni di ciascun sistema per determinare l'energia elettrica e termica prodotta annualmente.

A partire dai risultati riportati si può ricavare l'energia sia termica che elettrica specifica disponibile annualmente per ogni collettore studiato. Dal momento che alcuni concentratori analizzati non presentano fattori CR elevati per rendere l'analisi

più veritiera introduciamo anche il contributo dovuto alla radiazione diffusa che risulta trascurabile solo in presenza di grandi fattori di concentrazione. Nei casi analizzati il tubo ricevitore risulta spesso esposto oltre gli specchi e quindi è possibile considerare anche il contributo della quota di radiazione diffusa intercettata dal ricevitore.

I dati meteo forniti riportano ogni 10 minuti i valori di DNI e radiazione globale al suolo. Per cui richiamando la formula mostrata nel Paragrafo 1.3.4 il contributo di radiazione diffusa si calcola semplicemente come

$$G_{diff} = G_{global} - G_{diretta,sup} = GHI - DNI \cdot \cos\theta_i \quad (3.9)$$

La radiazione annuale disponibile globalmente sarà dunque pari a circa $1800 \frac{kWh}{m^2y}$, somma dei contributi diretti e diffusi. Noto l'irraggiamento disponibile possiamo determinare l'energia termica ed elettrica prodotte attraverso:

$$E_{th} = En_{tot,y} \cdot \eta_{ott,y} \cdot \eta_{th,y} \quad (3.10)$$

$$E_{el} = En_{tot,y} \cdot \eta_{ott,y} \cdot \eta_{el,y} \cdot \eta_{inv} \quad (3.11)$$

che saranno riportate nella parte iniziale del Capitolo 7.

Nel calcolo del rendimento elettrico viene considerato un valore di rendimento medio annuo dell'inverter pari a 0.86 [38].

Per confrontare tra di loro due energie sostanzialmente diverse è riportato anche il risparmio di energia primaria equivalente in relazione alla stessa produzione di energia elettrica e termica da fonti fossili. Per poter equiparare energia elettrica e termica si considera il sistema come cogenerativo e si riporta la quota di energia elettrica in energia primaria da utilizzare per produrre la stessa quantità di effetto utile attraverso un ciclo combinato a gas naturale ($\eta_{cc,ref} = 0.525$), tecnologia di riferimento per la produzione termoelettrica [84]. In questo modo si può instaurare un confronto di valorizzazione dell'energia prodotta tra i diversi collettori studiati attraverso la relazione

$$E_{eq} = E_{th} + \frac{E_{el}}{\eta_{cc,ref}} = E_{th} + \frac{E_{el}}{0.525} \quad (3.12)$$

È inoltre utile valutare la quota di carico termico annualmente soddisfatta grazie ai sistemi studiati. Per questo motivo si definisce come parametro di merito il fattore di copertura del carico come rapporto

$$f_{th} = \frac{E_{th,sun}}{E_{th,carico}} \quad (3.13)$$

che indica la frazione del carico annuale soddisfatto dal sistema PV/T.

In alternativa in letteratura è spesso definito il Fractional Savings, ossia la quantità di combustibile (gas naturale) risparmiato con lo sfruttamento della radiazione solare rispetto alla configurazione impiantistica standard (il classico sistema centralizzato con la caldaia domestica)

$$FS = \frac{F_{conv} - F_{sun}}{F_{conv}} \quad (3.14)$$

3.8 Analisi economica

Il passo finale dell'analisi è la valutazione, tra tutti i sistemi proposti, della configurazione che massimizzi il ritorno economico, oggetto della parte conclusiva del Capitolo 7.

Si vuole inoltre confrontare i sistemi proposti con le tecnologie attualmente più diffuse per produzione elettrica (il pannello al Silicio) e termica (collettore piano) a partire dall'energia solare ipotizzando l'assenza di incentivi per valutare in ottica differenziale la convenienza dei sistemi ibridi rispetto ai tradizionali solo in termini di investimento. Ipotizzando una casistica abitativa in cui un nucleo familiare voglia installare un impianto fotovoltaico termico, si calcola la redditività di un investimento del genere con un indice di ritorno economico (IRR).

I vari costi di investimento stimati per l'analisi sono riportati in Tabella 3.3

Costo Di Installazione	1000 € [38]
Costo Accumulo Termico E Collegamenti Idraulici	1000 € [38]
Costo Specchi	$15 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ di riflettori [38]
Costo Inverter	$150 \frac{\text{€}}{\text{kW}_p}$ installat [38]i
Costo Collettore Solare Termico Piano	$300\text{-}350 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ [45]
Costo Pannello Fotovoltaico Tradizionale Al Silicio	300 € a modulo
Costo Celle CIGS	$1.1 \frac{\text{€}}{\text{W}_p}$ [46]

Tabella 3.3. Costi delle varie voci di investimento

Il costo del pannello fotovoltaico/termico è la voce di costo più importante e allo stesso tempo più difficilmente ricavabile. Per sua determinazione si rimanda al Capitolo 7. Oltre all'investimento è necessario determinare anche i ricavi. A partire dai rendimenti annuali ricavati nelle Equazioni 3.5 e 3.8 si ricavano le produzioni annuali termiche ed elettriche. Per valutare il risparmio annuo rimane da conoscere i costi di energia elettrica e gas naturale in Italia tratti da [47].

Per la parte elettrica viene stimata una valorizzazione energetica pari a $0.187 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ (fonte: Autorità per l'energia [48]) mentre per il costo del gas naturale è stato ricavato pari a $0.07 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ a partire dal suo costo specifico attuale di $0.96 \frac{\text{€}}{\text{Sm}^3}$ (fonte: Autorità per l'energia [49]) e $\text{PCI}=0.0386 \frac{\text{GJ}}{\text{Sm}^3}$.

In questo modo si possono stimare sia i costi che i ricavi per stimare la redditività dell'impianto. Considerando che la tecnologia studiata non comporta grossi rischi in termini di investimento il costo di remunerazione del capitale (WACC) è preso pari a 5%, non si considerano escalation del prezzo del gas negli anni futuri.

Viene ipotizzata una vita utile dell'impianto pari a 25 anni su cui si valuta l'IRR dell'investimento attraverso l'equazione:

$$\sum_{i=0}^{25} \frac{CF_i}{(1 + IRR)^i} = 0 \quad (3.15)$$

L'investimento risulterà economicamente favorevole se l'IRR ottenuto risulterà maggiore del costo di remunerazione ipotizzato.

Capitolo 4

Modellazione analitica e analisi ottica

Come già accennato nel Paragrafo 2.4.1, i Compound Parabolic Concentrator sono uno dei primi esempi di ottica non-imaging: il loro obbiettivo consiste nel concentrare i raggi luminosi su un assorbitore lineare. Il ricevitore analizzato nel presente lavoro è di forma tubolare: questo aspetto non modifica lo scopo del CPC ma evidentemente comporta un cambiamento nella forma degli specchi adibiti a riflettere i raggi solari. Chaves in [50] fornisce la descrizione di un CPC con ricevitore tubolare: facendo riferimento alla Figura 4.1 si può notare come ogni ramo del concentratore sia costituito da due diverse parti.

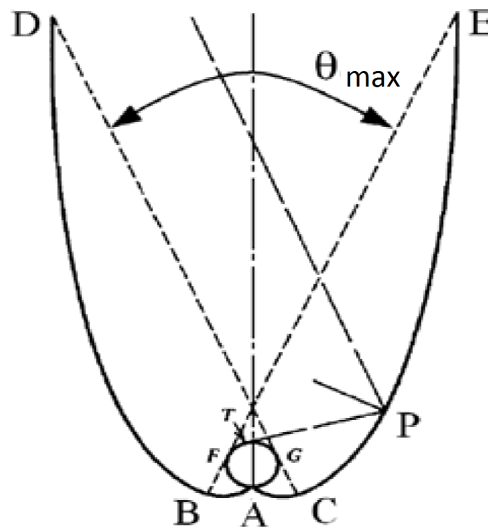


Figura 4.1. Esempio di CPC ad assorbitore tubolare [50]

La prima parte (tratto EC nella Figura 4.1) è una parabola costruita in modo che in ogni punto un raggio incidente inclinato di un certo angolo ϑ_{max} (o ϑ_{lim} di cui tratteremo più avanti) produca un raggio riflesso tangente al ricevitore. Con le condizioni fornite si determina il raggio diretto, quello riflesso e successivamente, attraverso la normale, la pendenza del CPC punto per punto. In realtà la curva in esame non è una vera e propria parabola ma bensì un'ellisse macro-focale che differisce rispetto ad una normale ellisse per il fatto che uno dei due fuochi è sostituito da un cerchio.

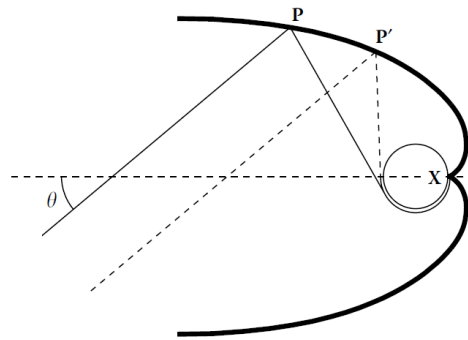


Figura 4.2. Costruzione della parte parabolica del CPC: i raggi inviati presentano tutti un angolo di incidenza pari all'angolo limite [50]

Come si può vedere nella Figura 4.3, se la parabola si estendesse verso l'alto, ci sarebbe un punto in cui comincerebbe a curvarsi internamente, riducendo l'apertura d'entrata dei raggi. Bisogna troncare la parabola nel momento in cui si raggiunge la massima area di apertura: se si proseguisse oltre il punto D (o l'equivalente C dalla parte opposta) l'area di apertura tornerebbe a restringersi riducendo dunque la quantità di raggi captati. Quando ciò accade l'apice del CPC di destra ombreggia la parte sinistra e viceversa.

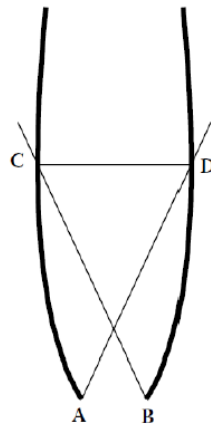


Figura 4.3. Estensione oltre la massima apertura del CPC [50]

La seconda parte (tratto CA sempre di Figura 4.1) è un'evolvente della circonferenza [50] che può essere definita in due modi diversi. Il primo consiste nell'unire tutti i punti ottenuti srotolando un filo di lunghezza fissata ancorato in un determinato punto della circonferenza. La definizione più utile però è la seconda: possiamo ottenere l'evolvente sapendo che un raggio che arriva tangente al ricevitore viene riflesso e ripercorre lo stesso cammino di andata, in altre parole è il raggio limite normale allo specchio in quel punto dove ovviamente raggio diretto e riflesso coincidono. In questo modo si è certi che qualsiasi raggio incidente raggiunga l'assorbitore arrivandoci al massimo in modo tangenziale.

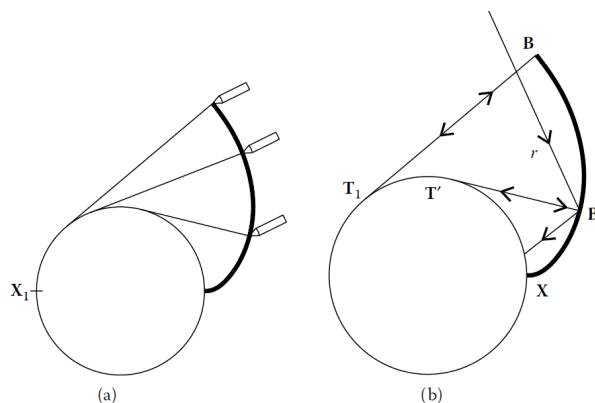


Figura 4.4. Costruzione della parte inferiore del CPC [50]

Questo comporta che i raggi che subiscono le prime riflessioni nella parte parabolica e raggiungono la zona convoluta con un angolo rispetto alla verticale casuale possano essere tutti riflessi verso l'assorbitore: non esiste dunque per questa zona un ϑ_{lim} .

Il raggio che arriva direttamente tangente al tubo segna il punto di separazione tra le due zone e, per garantire la continuità, deve soddisfare entrambe le condizioni: il raggio riflesso coincide in questo caso con quello incidente. Considerando il punto in esame come l'ultimo della parte parabolica ciò significa che l'angolo di incidenza del raggio diretto è nullo: solo in questo caso il raggio riflesso coincide con esso. Grazie a quanto detto si può inoltre affermare che nel punto in esame il raggio diretto giunge normale allo specchio: può essere considerato anche come punto iniziale della seconda zona che sappiamo essere costruita in modo che raggio diretto e riflesso coincidano ed entrambi risultino tangenti al tubo assorbitore; da questo si deduce che lo stesso raggio è diretto normalmente nel punto preso in esame.

Stabilita la forma del CPC si definiscono brevemente i concetti di angolo di incidenza limite e fattore di concentrazione. Successivamente verrà riportata la descrizione analitica del concentratore utilizzato.

4.1 Theta limite

Descrivendo la parte parabolica del CPC è stato introdotto l'angolo limite che caratterizza il concentratore affermando che se un raggio arriva con quella determinata inclinazione risulterà riflesso tangenzialmente al ricevitore. Qualsiasi raggio con angolo di incidenza inferiore non avrà quindi problemi a raggiungere l'assorbitore mentre se l'incidenza supererà il ϑ_{lim} non riuscirà a raggiungere il tubo ricevente. Implicitamente stabilendo l'angolo di incidenza limite si definisce il comportamento di qualsiasi angolo. Per esemplificare meglio il comportamento al variare dell'incidenza osserviamo le tre prove riportate in Figura 4.5:

- il primo caso rappresentato è quello limite: l'angolo di incidenza è proprio pari al ϑ_{lim} e quindi, per come è costruito il CPC, tutti i raggi riflessi raggiungono l'assorbitore arrivandoci tangenti. È l'ultimo valore di incidenza per cui tutti i raggi incidenti gli specchi vengono assorbiti;

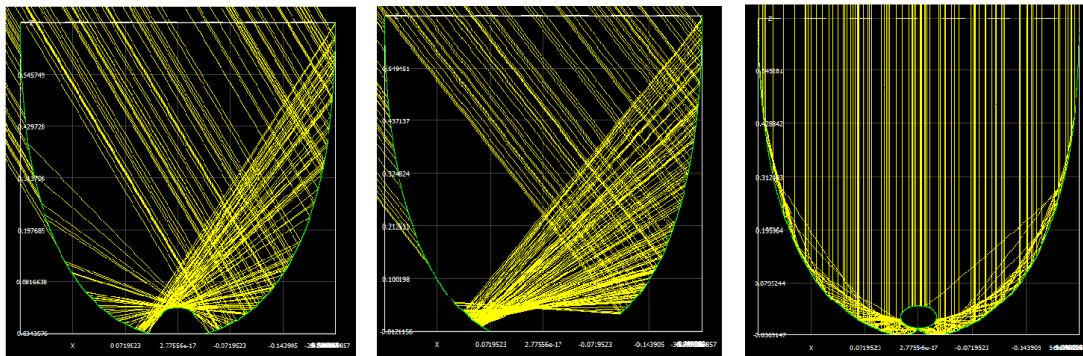


Figura 4.5. Rappresentazione raytracing per diversi valori di angolo d'incidenza tratti da SolTrace

- il secondo caso infatti mostra l'andamento dei raggi per un angolo maggiore del ϑ_{lim} : si nota come il raggio riflesso non arriverà mai al ricevitore ma tenderà ad uscire dal CPC senza essere stato assorbito;
- l'ultimo caso infine mostra un angolo inferiore a ϑ_{lim} : ora non ci sono problemi, dato che abbiamo assicurato la tangenza al tubo per un dato angolo di incidenza, prendendone uno inferiore si è certi che il raggio riflesso arriverà sul tubo ricevitore.

Definendo il rendimento geometrico (o acceptance) del CPC come rapporto (da valutare nel caso di funzionamento ideale, ossia assenza di errori proprietà di riflessione degli specchi e assorbimento del tubo unitari e indipendenti dall'angolo d'incidenza sulle superfici):

$$\eta_{geom} = \frac{\text{raggi assorbiti}}{\text{raggi all'apertura}} \quad (4.1)$$

Il suo andamento risulta ben mostrato dalla Figura 4.6 che rispecchia quanto appena detto.

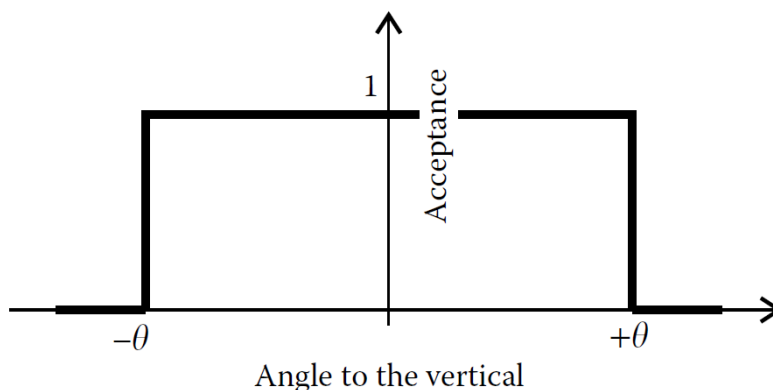


Figura 4.6. Andamento del rendimento geometrico in funzione dell'angolo di incidenza [50]

4.2 Fattore di concentrazione

Oltre all'angolo limite un altro importante parametro per lo studio di un CPC è il fattore di concentrazione. La sua definizione più comune si basa sul rapporto tra l'area di apertura del collettore, ossia la massima area che si vede guardandolo dall'alto, e l'area del ricevitore come accennato nel Paragrafo 2.4:

$$CR = \frac{A_a}{A_r} \quad (4.2)$$

Il fattore di concentrazione può essere definito in due modi diversi. Tra le diverse convenzioni cambia l'area dell'assorbitore presa come riferimento.

Quest'ultima può essere definita sempre come l'area di apertura (ossia guardando dall'alto il collettore) ed in questo caso risulta pari al prodotto del diametro per la profondità del collettore. La visione alternativa è prendere l'area effettiva del ricevitore e quindi moltiplicare la profondità per la circonferenza del tubo. Trattandosi semplicemente di una definizione l'unica cosa che conta è stabilire quale utilizzare dal momento che per passare dall'una all'altra il fattore moltiplicativo è π :

$$A_r = DL \quad (4.3)$$

$$A_{r'} = \pi DL \quad (4.4)$$

Nel presente lavoro di tesi si farà riferimento principalmente alla prima definizione. Per completezza sono state riportate entrambe le definizioni.

4.3 Modellazione analitica CPC

È già stata descritta la forma del CPC suddivisa in due parti che non sono descrivibili analiticamente tramite le forme geometriche presenti in SolTrace [50]:

- la parte parabolica in realtà non è una semplice conica ma un'ellisse macrofocale in cui uno dei fuochi è noto mentre l'altro è "sostituito" dal ricevitore stesso;
- l'evolvente di cerchio non è una vera e propria circonferenza ma una curva più complicata da descrivere analiticamente.

L'idea allora è quella di ricostruire la forma del concentratore per punti e poi andare a raccorderli. Khonkar in [51] fornisce le equazioni parametriche di entrambe le parti in funzione del raggio dell'assorbitore e dell'angolo limite. Individuato come origine degli assi il centro dell'assorbitore, le equazioni vengono fornite in funzione di un angolo φ definito come l'angolo compreso tra l'asse negativo delle Y e il raggio che incrocia la retta tangente all'assorbitore condotta dal punto del CPC preso in esame. La prima parte (tratto AF di Figura 4.7) è definita per angoli $0 \leq \varphi \leq 90 + \vartheta_{lom}$ [51]:

$$\begin{cases} X = r(\sin(\varphi) - \varphi \cos(\varphi)) \\ Y = -r(\cos(\varphi) + \varphi \sin(\varphi)) \end{cases} \quad (4.5)$$

Mentre per il tratto parabolico (dal punto F in poi in Figura 4.7) dove φ è compreso

tra $90 + \vartheta_{lim} \leq \varphi \leq 270 - \vartheta_{lim}$ bisogna per prima cosa definire il fattore [51]:

$$A^* = \frac{\frac{\pi}{2} + \vartheta_{lim} + \varphi - \cos(\varphi - \vartheta_{lim})}{1 + \sin(\varphi - \vartheta_{lim})} \quad (4.6)$$

e quindi [51]:

$$\begin{cases} X = r(\sin(\varphi) - A^* \cos(\varphi)) \\ Y = -r(\cos(\varphi) + A^* \sin(\varphi)) \end{cases} \quad (4.7)$$

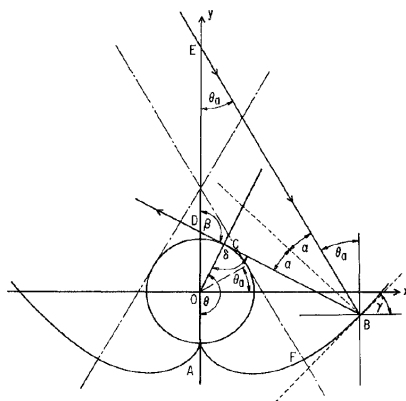


Figura 4.7. Modello analitico di un CPC [34]

Si è dunque in grado di descrivere il CPC parametrizzandolo su tre fattori:

- raggio del tubo dell'assorbitore;
- angolo limite di accettazione dei raggi;
- fattore di concentrazione (che indicherà la troncatura o meno del CPC).

Vengono ora mostrati brevemente gli effetti di ciascuno.

In Figura 4.8 a sinistra è presentata la variazione della forma del CPC al variare del raggio assorbitore. Più aumenta il raggio più il concentratore si allarga a parità di angolo limite e CF: questo è necessario per riuscire a concentrare i raggi su un tubo di dimensioni sempre maggiori. Sempre in Figura 4.8, a destra viene mostrato l'effetto della variazione di angolo limite: più aumenta e più il CPC a pari fattore di concentrazione raggiunge un'altezza maggiore. Ancora una volta il motivo è la concentrazione ma non più per l'aumento delle dimensioni del ricevitore ma perché si vuole far crescere l'angolo massimo per cui i raggi vengono accettati e per farlo, sfruttando la condizione di tangenza, bisogna alzare di più il CPC.

Infine l'ultimo parametro, il fattore di concentrazione, non interviene direttamente nelle formule ma semplicemente serve a stabilire quanta parte del concentratore si vuole utilizzare decidendo quanto tagliare il CPC completo: questo è ben visibile in Figura 4.9: al diminuire del fattore di concentrazione si nota come il concentratore diventi sempre più basso.

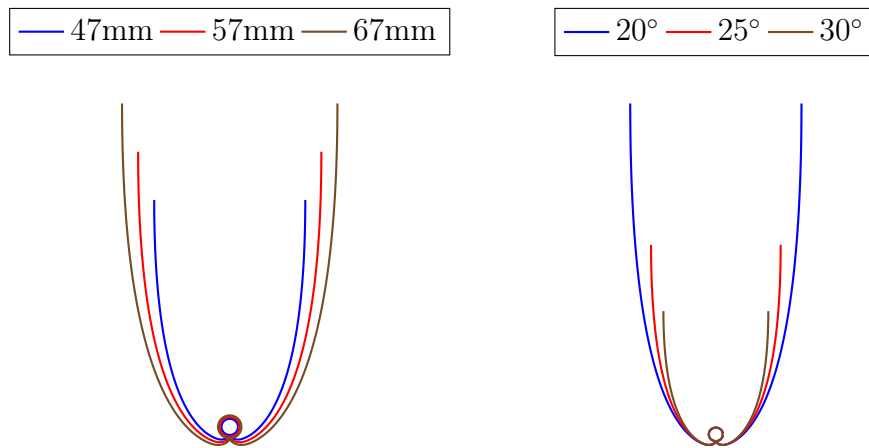


Figura 4.8. Forma CPC in funzione del raggio dell'assorbitore (a sinistra) e del ϑ_{lim} (a destra)

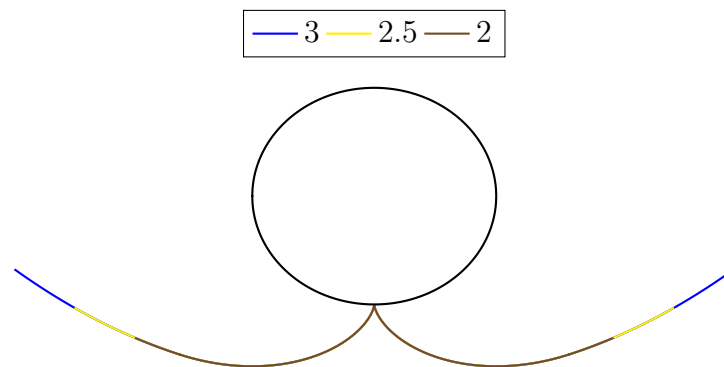


Figura 4.9. Forma CPC in funzione del CR dell'assorbitore

Le due curve vengono approssimate con dei piccoli tratti rettilinei tangenti (rappresentati per la zona intorno alla cuspide in Figura 4.10) proprio nei punti considerati sfruttando la definizione stessa di CPC che ci fornisce i dettagli per costruire gli specchi:

- nella parte parabolica si conosce l'angolo del raggio incidente limite e la condizione di tangenza sull'assorbitore che deve avere il raggio riflesso per poter calcolare la direzione della normale e quindi della tangente in un dato punto;
- per la parte circolare più semplicemente si sa che la normale in un dato punto è anche tangente all'assorbitore e quindi ancora una volta poi è abbastanza semplice determinare la tangente.

Per determinare la lunghezza di ciascun segmento si valuta il punto di intersezione di due tratti rettilinei consecutivi. Questo permette di evitare scomode sovrapposizioni non consone alla forma del CPC.

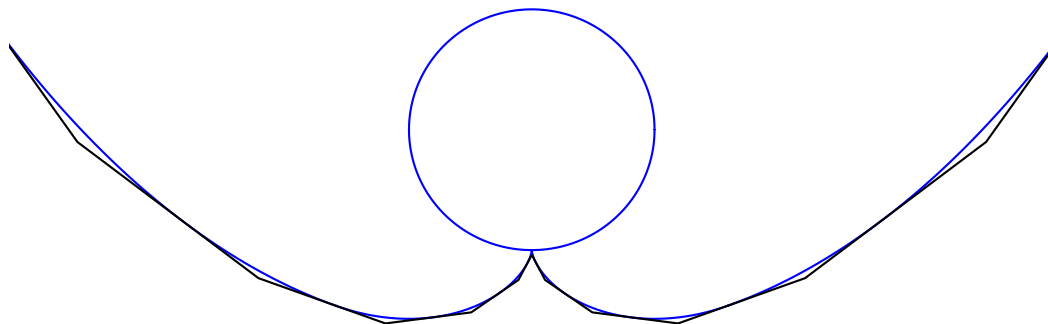


Figura 4.10. Approssimazione del CPC con tratti di rette ad esso tangenti

Per verificare la correttezza della descrizione si utilizza la formula riportata da Rabl in [34] che determina la distanza tra un punto qualsiasi del CPC e il punto di tangenza della retta condotta verso l'assorbitore. I parametri utilizzati sono gli stessi nell'analisi svolta nel seguente lavoro (raggio e angolo φ). La differenza dei valori ottenuti e quelli forniti da Rabl è sostanzialmente modestissima (differenze intorno a 10^{-10}) e ciò conferma la bontà dell'analisi svolta.

E' stato poi monitorato l'andamento dei coefficienti angolari delle rette tangenti punto per punto per verificare un andamento regolare tipico di una funzione continua, con particolare attenzione per il punto di raccordo tra il tratto parabolico e la circonvoluzione.

4.4 Ray-tracing

Il Ray-tracing è una tecnica generale di geometria ottica che si basa sul calcolo del percorso fatto dalla luce, seguendone i raggi attraverso l'interazione con le superfici. È usato nella modellazione di sistemi ottici.

Per l'analisi di Ray-tracing si utilizzeranno i programmi MATLAB[®] e SolTrace [40] [41]. Utilizzando MATLAB[®] si è ricostruita la geometria del CPC e successivamente sfruttando SolTrace viene valutata l'efficienza ottica per poter analizzare le prestazioni annuali del concentratore. Infine i risultati sono stati analizzati ancora con MATLAB[®].

4.4.1 SolTrace

SolTrace si presta molto bene all'analisi in oggetto perché, utilizzando le note leggi della riflessione e della rifrazione, è in grado di simulare il comportamento di un numero di raggi solari definiti. Il codice utilizza il sistema del Ray-tracing. L'utente stabilisce il numero di raggi: ogni raggio viene tracciato finché non interagisce con un elemento ottico del sistema. Alcune interazioni sono probabilistiche di natura mentre altre sono imposte (ad esempio verso gli specchi del concentratore). Chiaramente più è elevato il numero di raggi lanciati e più si riesce a ridurre l'aspetto aleatorio del Ray-tracing. D'altro canto con l'aumentare dei raggi utilizzati crescono sempre di più

i tempi di calcolo.

Si stabilisce nella seguente analisi un numero di raggi pari a 100000.

Il passo preliminare da svolgere è quello di settaggio delle proprietà sia del Sole (“Sun Shape”) che dei diversi materiali (“Optical Properties”) presenti nel CPC che, a seconda della loro funzione, richiederanno un elevato grado di riflessione od assorbimento.

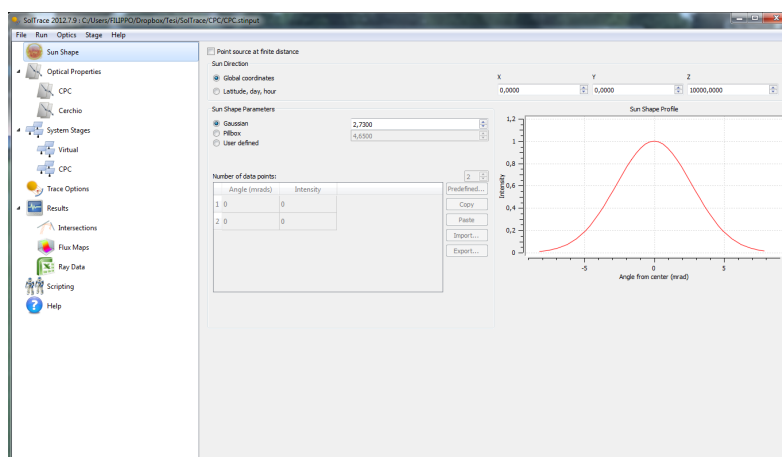


Figura 4.11. Layout SolTrace

Per prima cosa è necessario andare a caratterizzare il Sole definendone la posizione e il profilo. La posizione solare può essere definita in due modi diversi:

- stabilendo le coordinate (x,y,z) della posizione del Sole stesso rispetto al sistema di riferimento assoluto;
- fornendo latitudine giorno ed ora in cui si vuole eseguire la simulazione.

Successivamente viene descritta la forma del Sole. I raggi sono caratterizzati dalla direzione del vettore solare (angolo di azimuth e zenith già introdotti) tuttavia su un punto della superficie terrestre non sono tra loro paralleli: il Sole non può essere approssimato come una sorgente puntuale. Ogni raggio solare che giunge sulla Terra assume una distribuzione angolare a causa del fatto che il Sole ha una sua dimensione e la reciproca distanza non è infinita. L’ampiezza solare risulta essere pari a:

$$\delta = \arctan \left(\frac{\text{raggio}_{\text{disco solare}}}{\text{distanza}_{\text{Terra-Sole}}} \right) = \pm 0.27^\circ \quad (4.8)$$

Passando poi attraverso l’atmosfera la forma del Sole è parzialmente modificata dallo scattering (componente diffusa della radiazione) che da luogo ad un immagine del Sole più grande (e di conseguenza ad un cono solare più grande) con graduale attenuazione dell’intensità verso l’estremità del cono stesso, parlando in questo caso di disco circumsolare. SolTrace permette di scegliere tra tre diversi modelli con cui descrivere la distribuzione di intensità di radiazione [52]:

- intensità costante su tutto il cono solare (Figura 4.12);
- distribuzione gaussiana (Figura 4.13);

- distribuzione definite dall'utente (Figura 4.14).

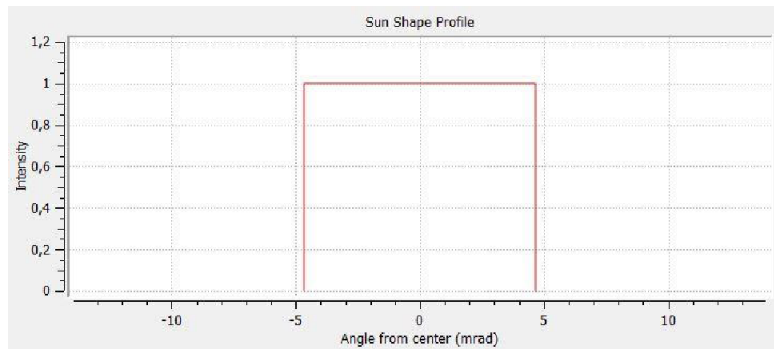


Figura 4.12. Intensità costante [52]

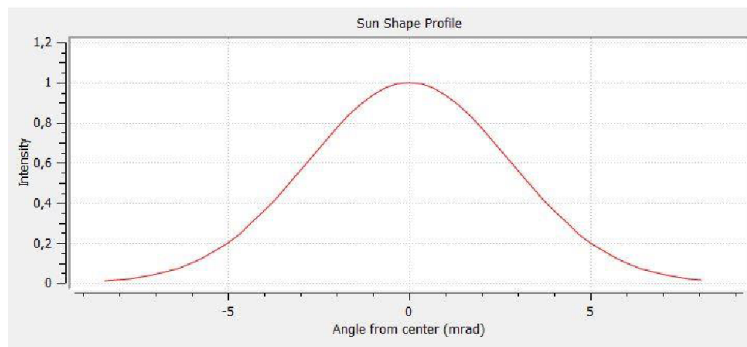


Figura 4.13. Intensità gaussiana [52]

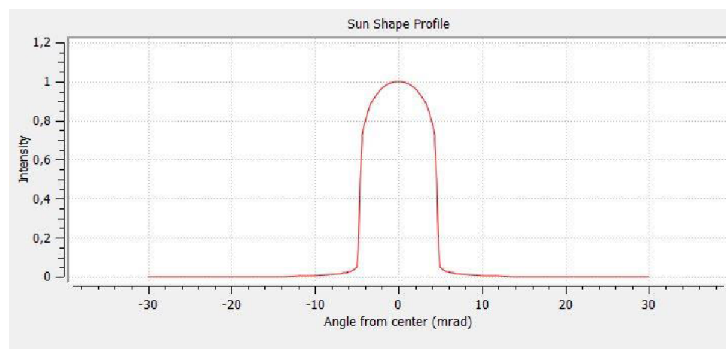


Figura 4.14. Intensità utente [52]

È stata scelta la terza distribuzione: SolTrace dispone di profili solari predefiniti già presenti basati sul lavoro di Neumann [53]. I profili riportati rappresentano la forma del cono solare per diversi livelli di attenuazione del disco solare: sono denominati CRSx dove "x" è la frazione circumsolare in percentuale; ad esempio CRS0 rappresenta una giornata decisamente limpida [54] [55]. Nel seguente caso è stata utilizzata la distribuzione di SolTrace denominata CRS10: in [55] infatti è riportato che per sistemi a bassa concentrazione la scelta tra i diversi profili CRS è meno vincolante dal momento che la frazione circumsolare riesce comunque a raggiungere l'assorbitore.

Tuttavia è giusto ricordare che anche la scelta di una classica distribuzione normale, definendo un'opportuna deviazione standard, non comporterebbe grosse differenze nei risultati.

Stabilite le caratteristiche del Sole definiamo gli "Stage". Uno stage contiene tutti quelli elementi di volta in volta incontrati dai raggi solari nel loro percorso a partire dalla sorgente solare. SolTrace una volta tracciati i raggi vede uno ad uno i vari stage in modo consecutivo. In questa analisi un solo stage è sufficiente: si pone sia il concentratore che l'assorbitore nello stesso stage abilitando l'opzione di riflessioni multiple. La scelta di porli insieme permette di considerare gli ombreggiamenti reciproci.

In Figura 4.15 si riporta un esempio tratto dalla funzione Help [55] di SolTrace della definizione di "Stage": nella figura inferiore è rappresentato il percorso reale del raggio attraverso le successive riflessioni sui vari oggetti incontrati. Sfruttando SolTrace per eseguire l'analisi di Ray-tracing il sistema può essere schematizzato in modo tale che ciascun oggetto incontrato rappresenti un successivo "Stage" per i raggi solari. Per il software dunque il percorso diventa simile alla figura superiore: per ogni "Stage" vengono definiti gli elementi di cui è composto e le loro coordinate in modo da ricavare in maniera accurata il percorso di ciascun raggio solare dopo ogni interazione.

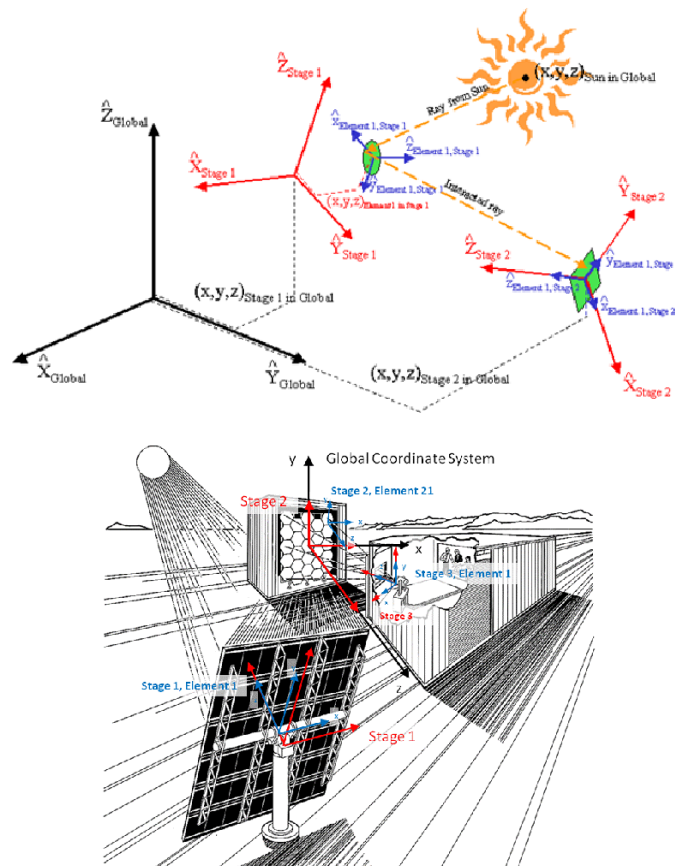


Figura 4.15. Esempio del metodo di Ray-tracing con stage successivi utilizzato da SolTrace [52] [55]

Assorbitore e concentratore si differenziano per le loro proprietà ottiche. Esiste su SolTrace la possibilità di settare diverse proprietà ottiche per diversi elementi che fanno parte dello stesso stage. Molto banalmente infatti l'assorbitore dovrà avere una riflettività molto bassa, tutto l'opposto del concentratore che ha il compito di riflettere i raggi verso il tubo dell'assorbitore.

Sono state assunte delle proprietà ottiche dipendenti con l'angolo di incidenza per rispecchiare le reali proprietà dei materiali utilizzati. SolTrace permette di definire la riflettività in funzione dell'angolo di incidenza: è noto infatti che anche per i migliori specchi le proprietà di riflettività calano molto per angoli di incidenza tendenti ai 90 gradi. Il fatto che il rendimento ottico non sia unitario per un CPC è dovuto al variare delle caratteristiche ottiche sia dei riflettori che dei ricevitori e non solo dunque per l'effetto coseno sulla radiazione incidente. A tutto ciò si aggiunge l'eventuale complicazione dovuta a riflessioni multiple che i raggi solari subiscono prima di raggiungere l'assorbitore.

Utilizzando le leggi di Snell della riflessione [56] tra un mezzo 1 ed un mezzo 2:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{\sin(\vartheta_2)}{\sin(\vartheta_1)} \quad (4.9)$$

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{\sin^2(\vartheta_2 + \vartheta_1)} \quad (4.10)$$

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{\tan^2(\vartheta_2 + \vartheta_1)} \quad (4.11)$$

$$r = \frac{1}{2}(r_{\perp} + r_{\parallel}) \quad (4.12)$$

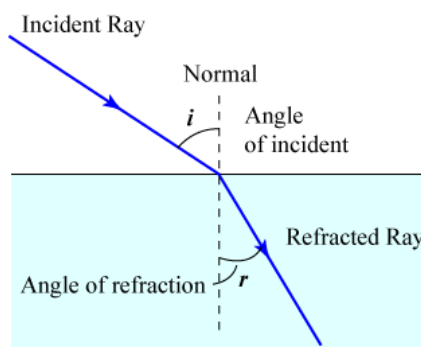


Figura 4.16. Rifrazione di un raggio che passa da un mezzo 1 ad un mezzo 2 [57]

Si può stimare l'andamento del coefficiente di riflessione r in funzione dell'angolo di incidenza ϑ_1 . Le uniche proprietà da determinare sono quelle degli specchi dal momento che il raggio incidente arriva dall'aria ed in essa l'indice di rifrazione in condizioni standard è unitario. Gli specchi dei CPC a bassa concentrazione solitamente

sono in alluminio che può essere trattato in diversi modi per elevarne le proprietà. Vengono utilizzati i seguenti valori di riferimento [15] [35] [58]:

$$\begin{aligned}\rho_0 &= 0.94 \\ n_2 &= 64.6512\end{aligned}$$

e rappresentata la variazione della riflettività nella Figura 4.17: l'andamento rimane all'incirca costante fino ad un angolo di incidenza di 70° per poi subire un repentino crollo raggiungendo la condizione di riflettanza nulla per un angolo di 90° . L'alluminio dunque garantisce buone prestazioni di riflessione. Alle buone proprietà ottiche abbina anche un costo non eccessivo (tuttavia questo può differenziarsi a seconda dei trattamenti a cui è sottoposto il materiale per incrementarne le prestazioni).

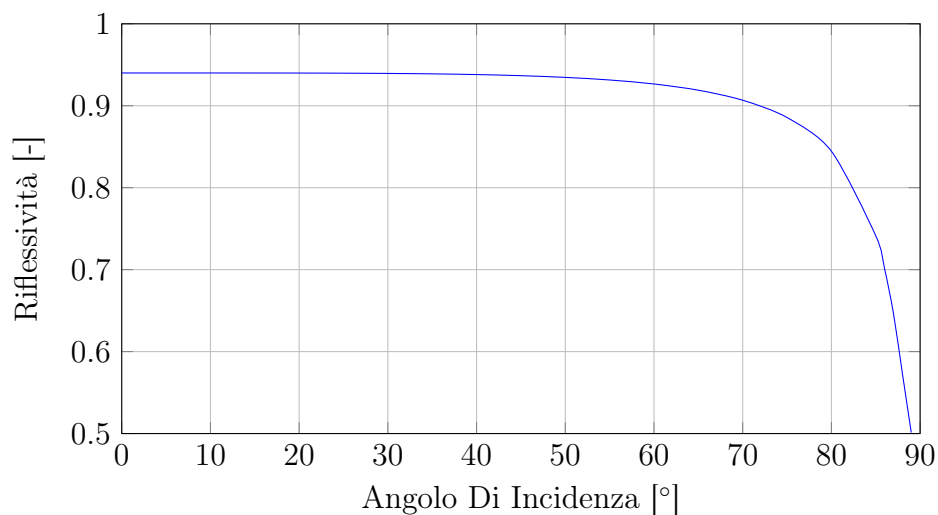


Figura 4.17. Andamento della riflettività degli specchi in funzione dell'angolo di incidenza

Anche per le proprietà dell'assorbitore si decide di valutarne l'andamento in funzione dell'angolo di incidenza. I materiali con cui sono costruiti gli specchi presentano spesso proprietà simili. Al contrario dal momento che esistono diversi tipi di celle fotovoltaiche sul mercato - da quelle al silicio alle più moderne celle a film sottile - le loro proprietà e di conseguenza anche il decadimento con l'aumentare dell'angolo di incidenza dipendono fortemente dal tipo di materiale di cui è composta la cella [59] [60]. Per il lavoro svolto sono state utilizzate celle di tipo CIGS. Non è facile reperire informazioni riguardo alle proprietà ottiche: si presenta la curva di variazione della riflettanza in funzione dell'angolo di incidenza riportata in [61] sfruttata nel presente lavoro.

Dal momento che SolTrace richiede la variazione della riflettanza secondo l'angolo di incidenza una volta nota l'assorbanza si può risalire a ρ supponendo che tutto ciò che non venga assorbito sia riflesso e che valga quindi la relazione $\alpha + \rho = 1$.

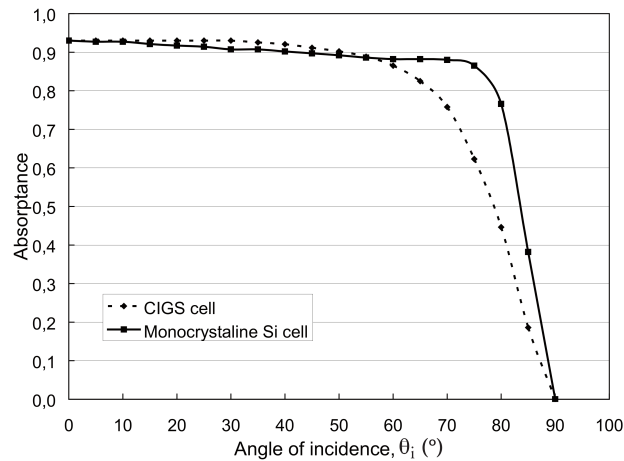


Figura 4.18. Andamento dell'assorbanza del ricevitore in funzione dell'angolo di incidenza [61]

4.5 Rendimento geometrico e rendimento ottico

Lo scopo del Ray-tracing è quello di valutare le prestazioni ottiche di un concentratore solare. Il rendimento ottico è il parametro utilizzato per verificare la bontà di un concentratore ed è definito come il rapporto tra la potenza che raggiunge l'assorbitore riferita a tutta la potenza captata lungo l'apertura (introdotta nel Capitolo 3):

$$\eta_{ottico} = \frac{P_{assorbitore}}{P_{apertura}} \quad (4.13)$$

Dove il termine di confronto è sempre la massima potenza disponibile all'area di apertura ossia:

$$P_{apertura} = DNI * A_{apertura} \quad (4.14)$$

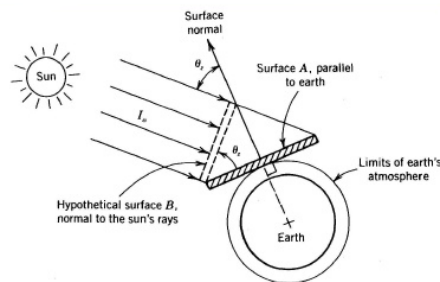


Figura 4.19. Proiezione dell'area di apertura del pannello [62]

Definendo il rendimento in relazione alla massima potenza assorbibile si sta includendo anche l'effetto coseno ossia la riduzione della radiazione solare dovuta all'incidenza su una superficie inclinata rispetto alla direzione normale di propagazione della radiazione (Figura 4.19).

Il rendimento ottico si differenzia da quello geometrico definito nel Paragrafo 4.1.

Entrambi riportano la potenza assorbita dal ricevitore alla potenza raccolta sull'area di apertura ma il rendimento geometrico considera nell'analisi proprietà ideali: è un semplice indice della geometria adottata ed infatti nel Paragrafo 4.1 si è osservato che al di sopra dell'acceptance angle il rendimento geometrico passa improvvisamente da un valore unitario a 0. Il rendimento ottico invece tiene conto del comportamento reale sia degli specchi che dell'assorbitore: le proprietà ottiche dunque non sono costanti e sono presenti anche gli errori ottici dovuti alle imperfezioni dei materiali.

Nel seguente lavoro il rendimento geometrico viene utilizzato solamente per valutare la bontà del CPC costruito con SolTrace.

4.6 Full CPC Ray-tracing

Anche se il lavoro si concentrerà essenzialmente su un CPC a bassa concentrazione, che quindi sarà necessariamente troncato, è importante spendere qualche parola sul concentratore completo appena descritto.

4.6.1 Theta limite

Per prima cosa può essere utile analizzare il full CPC per verificare la correttezza del modello di concentratore sviluppato con MATLAB[®] e SolTrace. Come già detto, è risaputo che il Compound Parabolic Concentrator accetta i raggi solari solo entro un determinato ϑ_{lim} per cui lo stesso specchio è costruito.

La più semplice verifica da fare è appurare che il rendimento geometrico abbia l'andamento descritto dalla teoria (e riportato in Figura 4.6) ossia che:

$$\eta_{geom} = \begin{cases} 1 & \forall \vartheta \leq \vartheta_{lim} \\ 0 & \forall \vartheta > \vartheta_{lim} \end{cases} \quad (4.15)$$

Si utilizza per l'analisi un CPC con acceptance angle (ϑ_{lim}) di 20° costruito con il modello appena descritto. A partire dal Sole posto esattamente sopra il concentratore nella prova ne è stata variata la posizione lungo la direzione normale all'asse del concentratore in modo da ottenere un angolo di incidenza sempre maggiore. È stato variato l'angolo di grado in grado ed in prossimità del ϑ_{lim} (2-3° prima del suo valore) è stato aumentato il numero di punti presi.

Nella Figura 4.20 è rappresentato l'andamento del rendimento geometrico per un caso puramente ideale con angolo di acceptance di 20°. La stessa prova è stata effettuata anche per valori di angolo limite di incidenza differenti (rispettivamente 15°, 25° e 30°) con il conseguimento di risultati analoghi. Naturalmente anche nel modello valutato su Soltrace vengono imposte condizioni ideali ossia assenza di errori e coefficienti di riflessione e assorbimento unitari.

Si può notare una generale bontà del modello a parte un leggero scostamento nella zona in prossimità dell'acceptance angle che può essere spiegata dalla modalità costruttiva con cui si è approssimato il CPC [65] descritta nel Paragrafo 4.3.

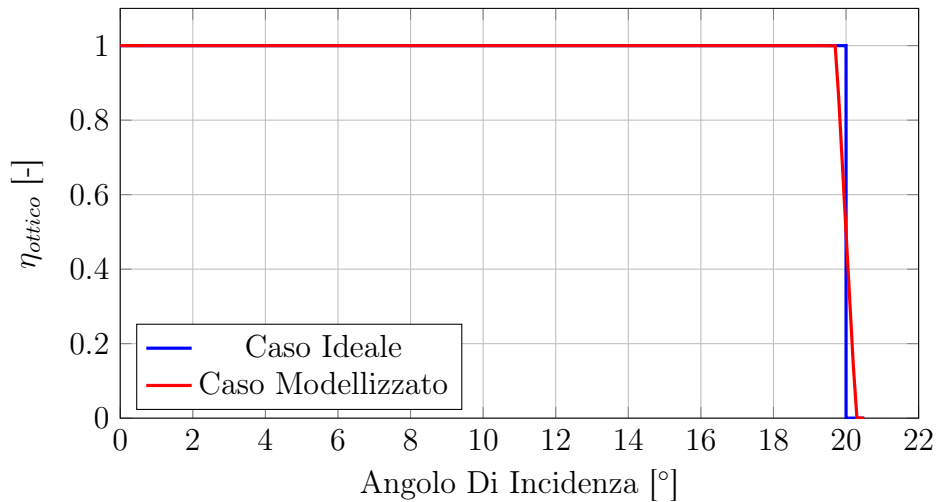


Figura 4.20. Validazione modello SolTrace per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

4.6.2 Rendimento ottico

Valutata la correttezza delle prestazioni geometriche del CPC si può passare all'analisi ottica.

Viene introdotto per prima cosa l'andamento del rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza per un concentratore reale e poi vengono analizzati i parametri utilizzati per descriverlo (ossia il numero di punti con cui viene discretizzato e l'ordine di grandezza degli errori ottici).

In Figura 4.21 viene mostrato il rendimento ottico per il caso di 20° come acceptance angle. Come per la prova precedente viene variata la posizione solare per aumentare sempre di più l'angolo d'incidenza e, in prossimità dell'acceptance angle, sono stati presi più punti. La scelta è stata fatta per descrivere meglio l'andamento delle prestazioni dal momento che vicino al ϑ_{lim} variano in modo rapido e repentino.

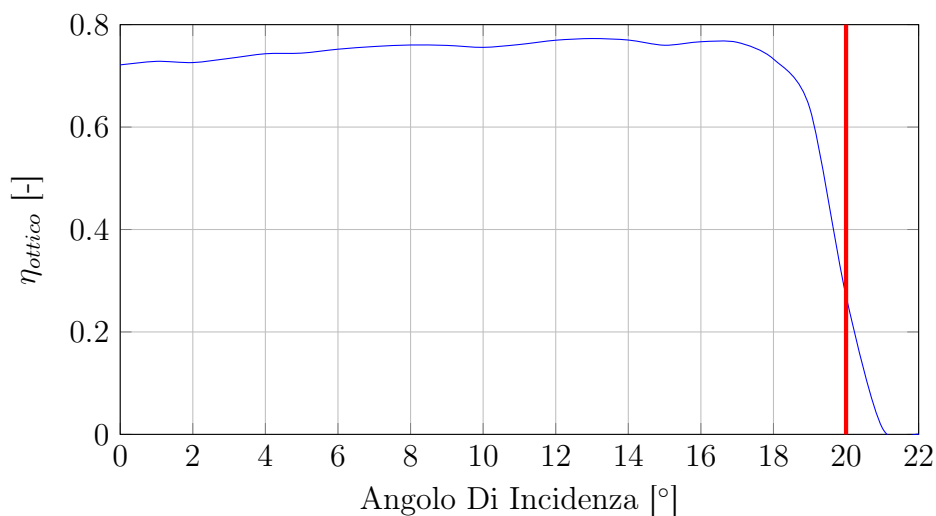


Figura 4.21. Andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

Si può notare un leggero aumento del rendimento a partire dall'angolo di incidenza nullo per angoli maggiori per poi arrivare, in prossimità del ϑ_{lim} , al classico crollo delle prestazioni. Lo stesso andamento è riscontrato in [64]

All'aumentare dell'angolo di incidenza si presentano tre diversi fenomeni:

- cresce l'effetto coseno: i raggi giungono via via sempre più inclinati e quindi perdiamo una quota importante della DNI;
- in aggiunta considerando che le proprietà degli specchi dipendono dall'angolo di incidenza di ciascun raggio all'aumentare dell'angolo di incidenza accade che più raggi arrivino sul CPC con angoli di incidenza minori e quindi diminuisce la quantità di energia assorbita dagli specchi e aumenta la riflettanza degli stessi;
- si riducono le riflessioni medie dei raggi prima di arrivare all'assorbitore: in una prova effettuata il valore medio di rimbalzi subiti da un singolo raggio passa da circa 1.5 con radiazione esattamente verticale sopra il CPC al valore di 1.2 con angolo di incidenza di 15° (Figura 4.22) come viene notato anche in [64]. Questo ha un effetto in positivo sul rendimento dal momento che ridurre le riflessioni dei raggi significa nel complesso ridurre l'energia dei raggi assorbita dagli specchi che non essendo perfettamente riflettenti (il che si traduce in una riflessività sempre minore dell'unità) ad ogni rimbalzo assorbono parte dell'energia del raggio.

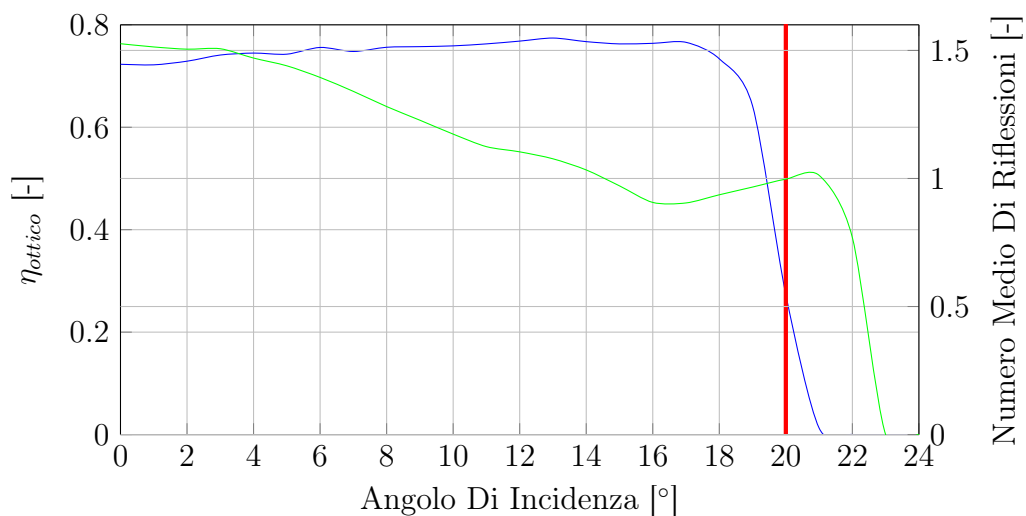


Figura 4.22. Andamento rendimento ottico (linea blu) e numero medio di riflessioni (linea verde) in funzione dell'angolo di incidenza per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

Dall'andamento del rendimento risulta evidente come gli ultimi due effetti siano prevalenti: oltretutto, prendendo in considerazione un angolo limite non eccessivamente elevato, l'effetto coseno rimane limitato.

Per concludere l'approfondimento sul rendimento ottico viene riportata la Figura 4.23 in cui si cerca di suddividere i tre effetti appena descritti per valutare anche graficamente l'importanza di ciascuno.

Come si nota la quota maggiore di perdita è dovuta al valore non unitario delle

proprietà utili al sistema (riflettività degli specchi e assorbanza del ricevitore) che fanno scendere il rendimento ottico fino a circa 0.9 che è circa pari al valore medio pesato di $\rho_{specchi}$ al variare dell'angolo di incidenza e anche al valore di $\alpha_{ricevitore}$. Gli altri tre contributi di perdita (effetto coseno, riflessioni medie e proprietà variabili) hanno effetti più contenuti.

La perdita dovuta alle riflessioni medie si attenua al crescere dell'angolo di incidenza a causa della riduzione di riflessioni medie già descritta.

Anche le perdite dovute alle proprietà ottiche variabili subiscono lo stesso andamento: la riduzione dell'angolo di incidenza del raggio sugli specchi si riduce con il miglioramento delle stesse proprietà già riportato.

Infine l'effetto coseno assume sempre più importanza all'aumentare dell'angolo di incidenza con perdite dunque crescenti. Come già accennato la somma di questi tre effetti comporta un rendimento finale leggermente crescente con l'aumentare dell'angolo di incidenza. Non considerandoli infatti il rendimento ottico rimane costante all'aumentare dell'incidenza fino a crollare verso il θ_{lim} .

Lo scostamento tra la curva finale in blu e il comportamento ideale (linea nera tratteggiata) è dovuto alla presenza degli errori ottici che saranno diffusamente analizzati nel Paragrafo 4.6.4.

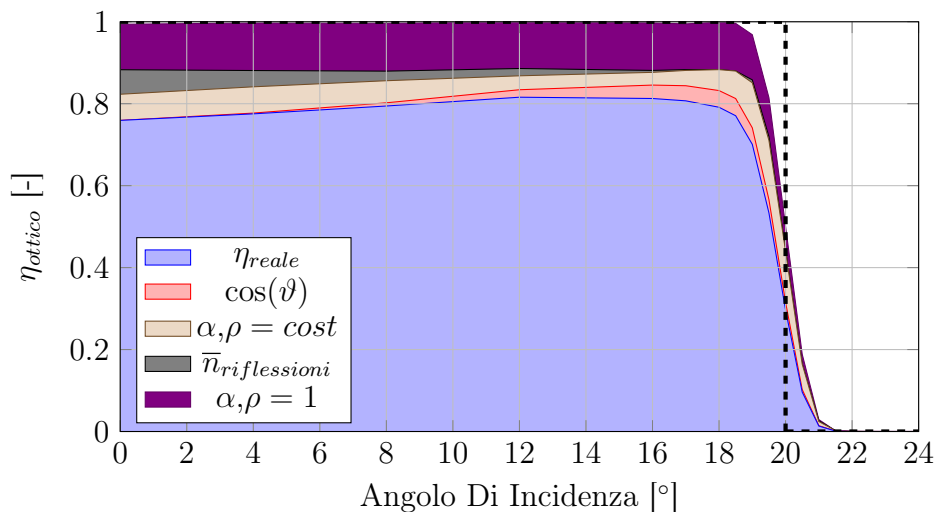


Figura 4.23. Scorporamento dei vari effetti riducenti del rendimento ottico per un full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

4.6.3 Variazione del numero di punti

Come è stato descritto nel Paragrafo 4.3 lo specchio è stato costruito approssimando la parabola e la parte di cerchio con dei tratti rettilinei sicuramente molto piccoli ma certamente non infinitesimi. Una parte dei raggi incidenti in sostanza non viene riflessa nel modo corretto [65] a causa dell'approssimazione degli specchi visibile in Figura 4.24.

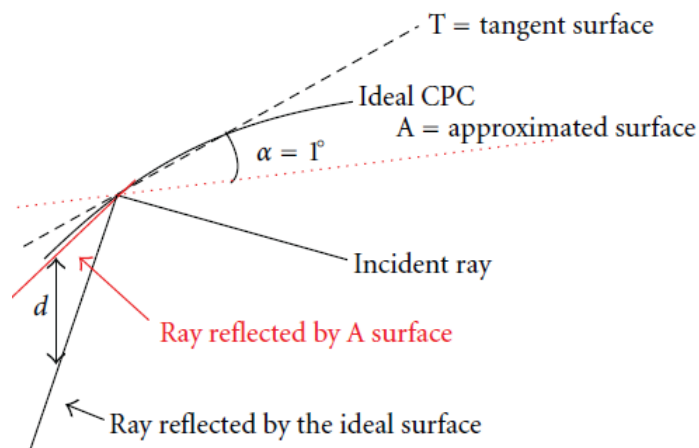


Figura 4.24. Approssimazione della superficie del CPC [65]

Tale problematica ovviamente è più sentita per angoli di incidenza prossimi a quello limite dove anche un piccolo scostamento del modello di CPC che approssima quello reale può fare la differenza nell'anticipare o nel ritardare il crollo delle prestazioni del concentratore stesso.

Purtroppo, se da un lato utilizzare molti punti rende il modello molto più realistico bisogna considerare anche il fatto che un numero elevato degli stessi comporta tempi di calcolo decisamente maggiorati. È necessario trovare un equilibrio tra due aspetti contrastanti. Quello che è stato fatto dunque è analizzare lo stesso caso già mostrato nella precedente verifica - ossia un full CPC con angolo limite di 20° - descrivendolo con un diverso numero di punti e riportando non solo l'andamento del rendimento per ciascun caso analizzato ma anche il tempo impiegato da SolTrace per un singolo trace. Definito quindi il rendimento ottico nel Paragrafo 4.5 e valutato il suo andamento in funzione dell'angolo di incidenza nel Paragrafo 4.6.2 si procede valutandone la variazione con il numero di punti utilizzato per la modellizzazione.

È stata presa la decisione di suddividere il ramo di parabola e la parte di circonferenza nello stesso numero di punti perché la parte di evolvente, sebbene molto piccola, presenta variazioni di curvatura molto più accentuate in uno spazio molto più ristretto. Quindi nel complesso se si decide di suddividere lo spazio in un determinato numero di punti in realtà ne avremo il quadruplo (due zone di parabola e due zone di circonferenza).

Sono state effettuate le prove per un numero di punti pari a 2, 5, 10, 20, 25, 50, 75, 100, 150, 200 e 250 che riportiamo di seguito insieme ai tempi richiesti per un trace. Dalle figure si nota che a partire dai 100 punti le prestazioni del modello in pratica si stabilizzano e al contrario salgono i tempi per iterazione. Decidiamo quindi di scegliere per il nostro modello il caso base di 100 punti per zona: in questo modo non compromettiamo le prestazioni del CPC intorno all'angolo limite ed allo stesso tempo non appesantiamo troppo il tempo trascorso per la simulazione.

Per ridurre ulteriormente i tempi delle simulazioni si è provveduto nel costruire una gabbia con proprietà ideali intorno al CPC. Questo stage aggiuntivo quasi dimezza i tempi di calcolo perché per ogni singolo raggio lanciato la prima superficie incontrata è estremamente regolare e non frammentata in tanti piccoli segmenti come il concentratore modellizzato.

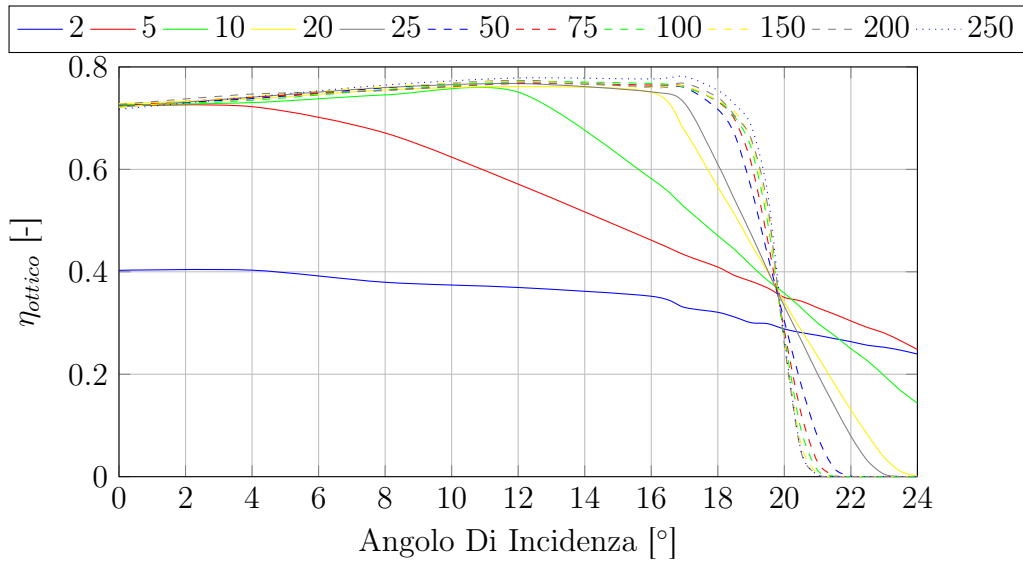


Figura 4.25. Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione del numero di punti di discretizzazione del full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

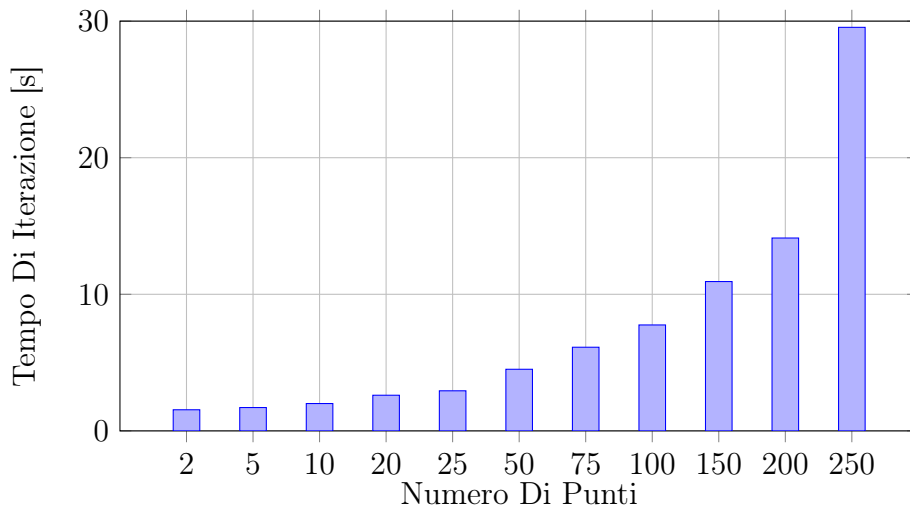


Figura 4.26. Andamento tempi di iterazione in funzione del numero di punti di discretizzazione del CPC valutati su un computer dual-core

4.6.4 Errori ottici

Infine si è analizzata l'influenza degli errori ottici sul full CPC che servono per tenere conto della non idealità degli specchi. Gli errori possono essere suddivisi in due categorie di base [34] [52]:

Slope Error dovuto alle macro imperfezioni nella costruzione dello specchio che comportano uno scostamento della direzione normale: viene infatti definito come la deviazione angolare della normale alla superficie rispetto alla direzione normale ideale;

Specularity Error dovuto alle micro imperfezioni presenti che comportano una non perfetta riflessione dei raggi incidenti.

In entrambi i casi si può rappresentare lo scostamento rispetto alla posizione ideale con una distribuzione gaussiana andando a definire una deviazione standard per ciascuno degli errori descritti.

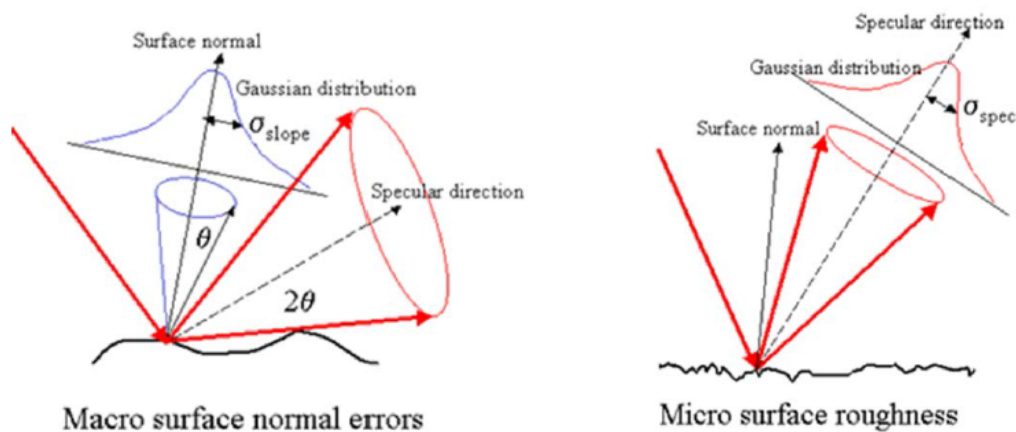


Figura 4.27. Rappresentazione degli errori di slope (a destra) e specularity (a sinistra) [52]

L'importo totale della dispersione dei raggi rispetto alla posizione ideale viene quindi calcolato come lo scarto quadratico medio di tutti gli errori ottici presenti che, nel nostro caso, si riducono solo a due [52]:

$$\sigma_{tot} = \sqrt{4\sigma_{slope}^2 + \sigma_{specularity}^2} \quad (4.16)$$

In Figura 4.28 è riportato l'andamento del rendimento ottico all'aumentare degli errori ottici degli specchi per il solito full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$.

All'aumentare degli errori il rendimento ottico inizia a calare prima a causa del cattivo comportamento degli specchi. Per un angolo pari a ϑ_{lim} infatti sappiamo che la parabola è costruita in modo tale che il raggio riflesso sia tangente all'assorbitore ma la presenza degli errori fa sì che alcuni raggi vadano persi e chiaramente più è costruito male il CPC (ossia più sono importanti gli errori) più questo fenomeno si manifesta in anticipo. D'altro canto accade anche che per angoli maggiori del valore limite un po' di raggi vengano assorbiti lo stesso: in questo caso l'errore di riflessione

agisce come un aspetto positivo indirizzando verso l'assorbitore dei raggi che in caso di concentratore perfettamente ideale sarebbero dovuti uscire dal CPC senza essere assorbiti. Questo spiega la differenza con il caso reale mostrata in Figura 4.23 del Paragrafo 4.6.2.

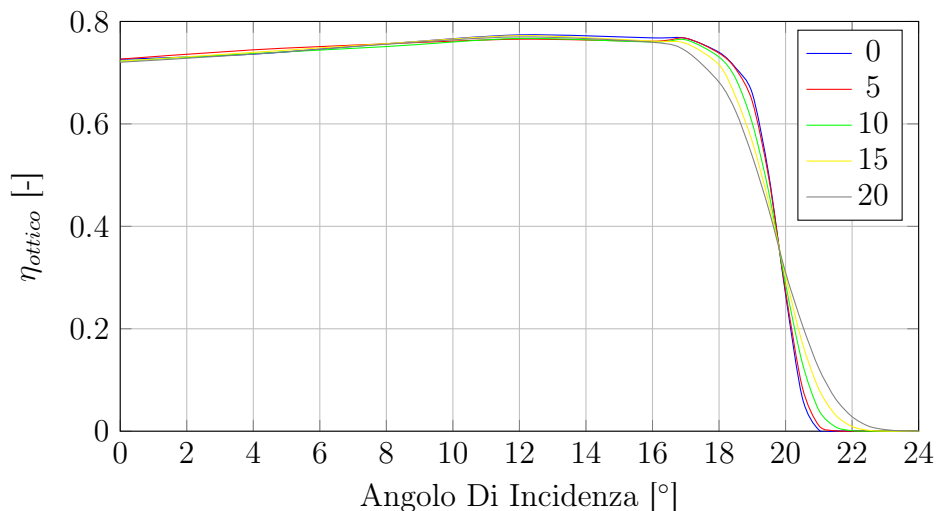


Figura 4.28. Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione degli errori degli specchi del full-CPC con $\vartheta_{lim} = 20^\circ$

Va osservato che anche aumentando di molto gli errori ottici lo scostamento rispetto al caso ideale non risulta essere eccessivamente elevato. Inoltre bisogna ricordare che si sta analizzando ancora un CPC completo, quando si passerà a trattare il CPC troncato ripeteremo l'analisi appena svolta e si è quasi certi che ci sarà un'influenza degli errori ancora minore se non addirittura trascurabile (la parte di specchio che rimarrà sarà infatti molto esigua).

Valutati i risultati si decide quali valori di errori ottici utilizzare per l'analisi. Il materiale più utilizzato per realizzare gli specchi del concentratore è l'alluminio sottoposto di caso in caso a trattamenti specifici per aumentarne le proprietà riflettenti. Quello che interessa però è il fatto che nella maggior parte dei casi si ritrovano sempre gli stessi valori per gli errori, che quindi si è deciso di utilizzare anche nelle prove seguenti, pari a [65]:

$$\begin{cases} \sigma_{slope} = 2,5 \text{ mrad} \\ \sigma_{specularity} = 2 \text{ mrad} \end{cases}$$

4.7 CPC troncato Ray-tracing

Effettuate le prove di verifica della corretta costruzione del CPC e sull'influenza della discretizzazione dello stesso in una serie di specchi piani e della scelta degli errori degli specchi sull'andamento del rendimento ottico, si procede con il troncamento del CPC per poter ottenere un sistema utilizzabile dal punto di vista tecnico (di dimensioni quindi accettabili) ma che comunque presenti buone caratteristiche per la concentrazione solare.

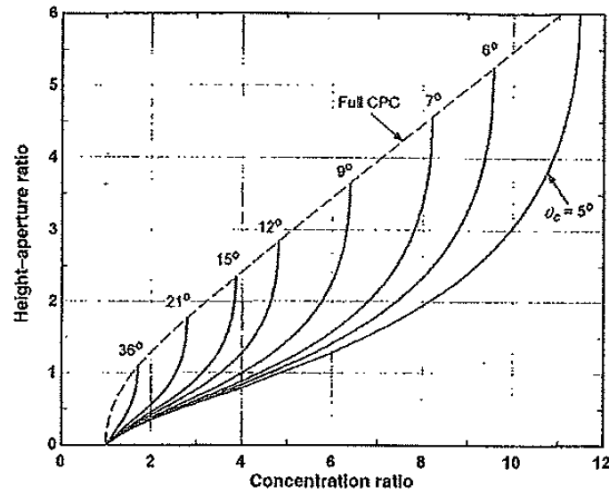


Figure 7.6.4 Ratio of height to aperture for full and truncated CPCs as a function of C and θ_c . Adapted from Rabl (1976b).

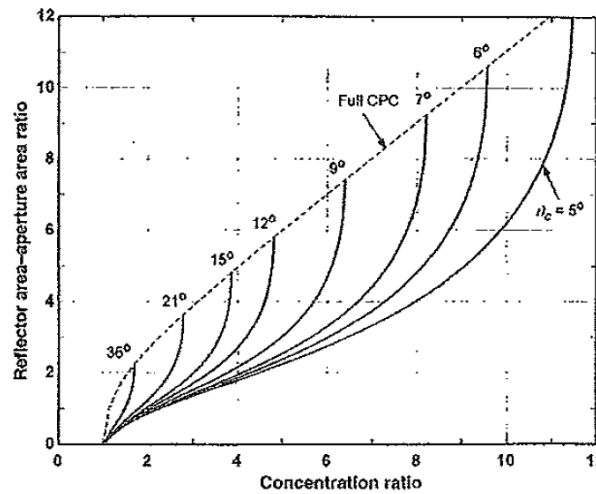


Figure 7.6.5 Ratio of reflector area to aperture area for full and truncated CPCs. Adapted from Rabl (1976b).

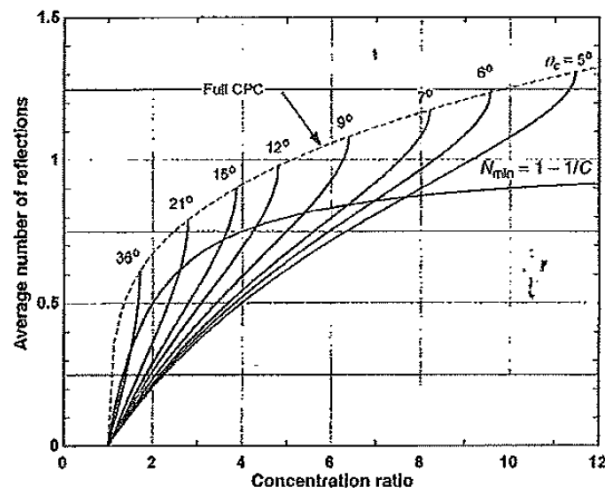


Figure 7.6.6 The average number of reflections undergone by radiation within the acceptance angle reaching the absorber surface of full and truncated CPCs. Adapted from Rabl (1976b).

Figura 4.29. Effetti Di Troncatura Sul CR [34]

Nella realtà, soprattutto in ambito residenziale, non si utilizza quasi mai un CPC

completo per diverse ragioni:

- un CPC completo presenta sì una maggiore area di apertura ma anche un'altezza maggiore e quindi più problemi di ingombri. Questo è importante in particolare nell'ambito di pannelli ad uso residenziale dove esistono dei limiti dimensionali sui modelli installati;
- la parte superiore del CPC può essere troncata in quanto questa sezione del concentratore presenta una pendenza molto elevata con raggi che, prima di raggiungere l'assorbitore, subiscono diverse riflessioni perdendo una frazione della loro potenza;
- oltre una certa altezza del concentratore è necessario aggiungere tanta superficie in termini di specchi per aumentare di poco l'area di apertura.

Gli effetti dovuti alla troncatura si possono riassumere nei tre diagrammi riportati in Figura 4.29 tratti da [34].

Ci occuperemo ora dell'analisi vera e propria di un collettore con lo scopo di verificare la bontà del modello sviluppato. Vengono effettuate diverse prove utilizzando un pannello con le seguenti caratteristiche adattate da un collettore Beretta [63]:

- lunghezza di 1.7 m
- apertura pari a 0.948 m
- diametro del ricevitore di 40 mm
- fattore di concentrazione risultante (valutato come rapporto apertura su diametro) che risulta essere $CR = \frac{0.948\text{ m}}{0.040\text{ m}} = 2.37$

4.7.1 Prestazioni CPC

Viene nuovamente fatto variare il numero dei punti in cui è discretizzato il concentratore in un range da 2 a 400 per ciascuna delle 4 parti di cui è composto ed analizzato l'andamento del rendimento ottico e dei tempi necessari per ogni singola simulazione di Ray-tracing. La discretizzazione viene fatta sempre in riferimento al caso non troncato, perciò una volta troncato il CPC avrà un numero minore di punti rispetto a quello di partenza.

Come possiamo osservare dalla Figura 4.30 l'andamento del rendimento ottico risulta tendere sempre di più a quello reale all'aumentare del numero di punti utilizzati per la discretizzazione (analogamente a quanto accadeva con un CPC non troncato); con un numero di punti pari a 50/75 abbiamo già piccoli scostamenti rispetto al caso reale. Questa considerazione, unita all'osservazione dell'andamento dei tempi richiesti per ogni simulazione, ha fatto nuovamente propendere in favore della sicurezza per la scelta di 100 punti per la discretizzazione di ogni singola parte di cui è costituito il CPC (sempre in riferimento al caso non troncato).

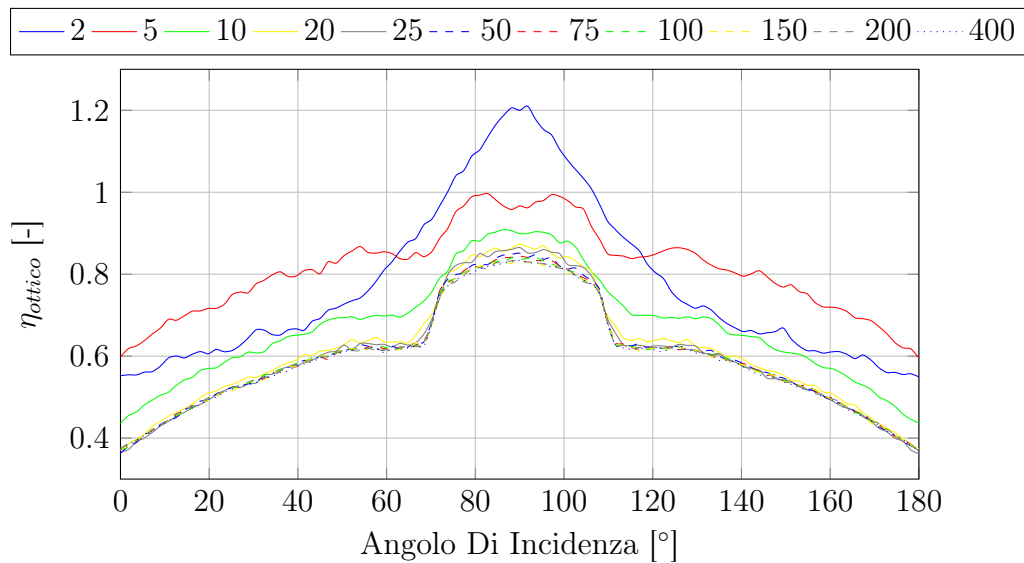


Figura 4.30. Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione del numero di punti di discretizzazione del CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

In Figura 4.31 è mostrato l'andamento del rendimento ottico sia per un concentratore completo che per quello troncato. Il rendimento nominale (ossia con angolo di incidenza nullo) per i due casi non coincide dal momento che è ben diversa l'area di apertura di riferimento e abbiamo un valore di riflessioni medie più elevato per il full CPC che aumenta l'assorbimento della potenza incidente da parte degli specchi.

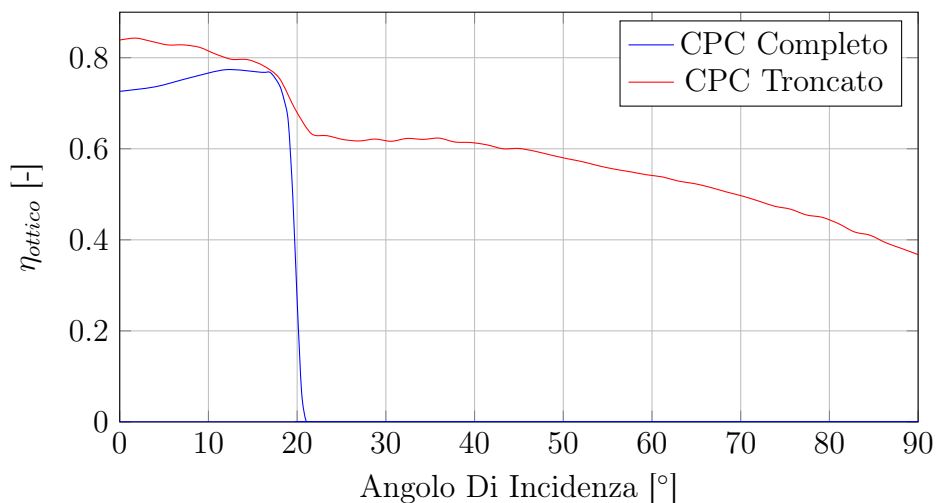


Figura 4.31. Andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza per un full CPC e un CPC troncato ($CR=2.37$) costruiti per $\theta_{lim} = 20^\circ$

Tralasciando per il momento questo aspetto ci si concentra sulle differenze presenti tra i due andamenti:

- in entrambi i casi si nota la riduzione di rendimento in corrispondenza del raggiungimento dell'angolo di incidenza limite ma nel caso di concentratore completo è molto più netta. Più il CPC è troncato – e il caso in esempio lo è

decisamente – più la riduzione avviene in modo graduale perché aumentano i raggi che raggiungono direttamente la parte superiore del tubo assorbitore non essendo più ombreggiato dall'estremità degli specchi;

- nel caso troncato si può osservare come il rendimento anche per angoli estremamente elevati non raggiunga mai valori prossimi allo zero: questo aspetto può essere spiegato con il fatto che il CPC è molto troncato ed una buona parte del ricevitore risulta scoperto e di conseguenza anche per valori di angoli ben oltre il ϑ_{lim} una buona quota di raggi raggiunge direttamente l'assorbitore e solo una minima parte, dopo aver raggiunto gli specchi, torna indietro.

Confrontare attraverso il rendimento ottico un concentratore nella configurazione full o troncato comporta come detto delle discrepanze dovute alla diversa area di riferimento che si adotta nei due casi. Come si vede il CPC troncato sembrerebbe avere prestazioni maggiori in relazione all'irraggiamento captato. Per valutare però la diversa potenza raccolta è proposto un'ulteriore grafico mostrato in Figura 4.32 che vuole rappresentare la potenza termica assorbita in entrambi i casi al variare dell'angolo di incidenza supponendo di avere una DNI costante pari a $1000 \frac{W}{m^2}$. Come si può notare dalla Figura 4.32 la potenza assorbita è maggiore per un concentratore completo grazie ad un'area di apertura più grande e quindi un irraggiamento raccolto superiore a fino al momento in cui l'angolo d'incidenza tende al valore limite per cui il CPC è stato costruito. Da quel punto in poi non riuscirà più a concentrare niente al contrario della versione troncata che sfrutta la quota di irraggiamento che arriva direttamente sul tubo.

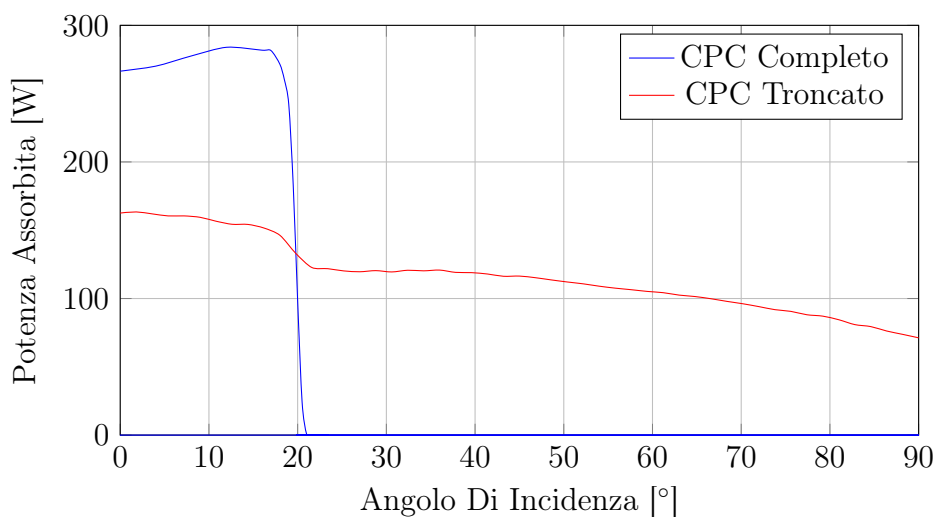


Figura 4.32. Andamento potenza assorbita in funzione dell'angolo di incidenza per un full CPC e un CPC troncato ($CR=2.37$) costruiti per $\theta_{lim} = 20^\circ$

E' stata valutata nel Paragrafo 4.6.4 l'influenza della variazione degli errori degli specchi (errore di slope e di specularity) sull'andamento del rendimento ottico; viene ripetuta la prova per il CPC troncato per osservare se si ottengono gli stessi risultati. Ciò che è stato constatato è una sostanziale indipendenza del rendimento ottico dal valore dell'errore degli specchi: questo accade perché, rispetto ad un CPC non

troncato, abbiamo una superficie di concentrazione notevolmente inferiore e quindi un numero di riflessioni dei raggi sensibilmente ridotto (tendente a 1). Visto che ad ogni riflessione viene applicato l'errore degli specchi sull'angolo di riflessione del raggio, nel CPC troncato i raggi vengono deflessi di meno rispetto alla direzione ideale e quindi raggiungono comunque l'assorbitore. Inoltre l'effetto della variazione dell'errore degli specchi nel caso di CPC non troncato era più marcato nell'intorno del ϑ_{lim} dove anche un minimo scostamento della direzione del raggio rispetto a quella ideale può influenzare l'arrivo del raggio stesso sull'assorbitore.

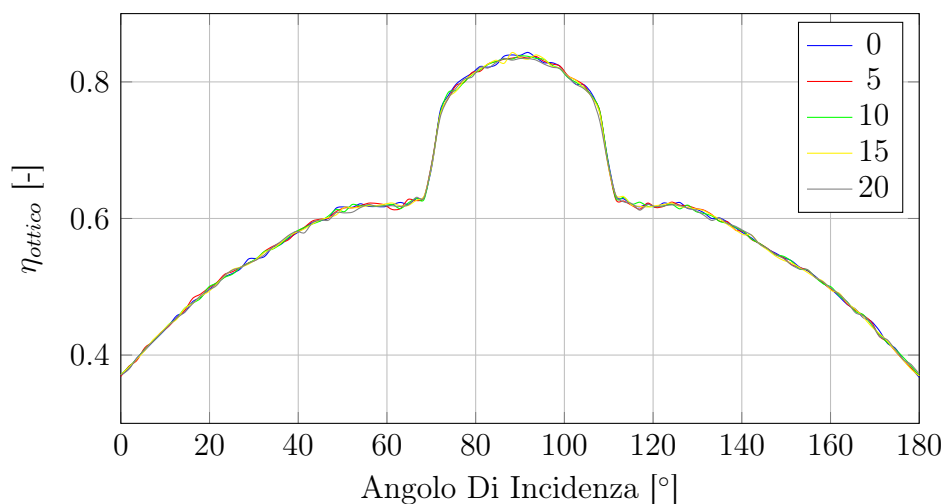


Figura 4.33. Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione degli errori degli specchi del CPC con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

Essendo quindi la scelta dell'errore complessivo ininfluenza nel caso di un CPC troncato, si continueranno ad utilizzare i valori scelti per il caso di CPC non troncato (2.5 mrad per l'errore di slope e 2 mrad per l'errore di specularity).

4.8 Fattorizzazione IAM

Nelle prove affrontate finora è stato analizzato solo lo spostamento del Sole su di un piano disposto trasversalmente rispetto all'asse del CPC. Lo scopo era quello di valutarne il comportamento al variare dell'angolo di incidenza: l'angolo limite su cui è costruito il concentratore infatti è valutato rispetto al piano trasversale appena citato. Nel suo spostamento quotidiano il Sole ovviamente non si muove lungo un piano normale all'asse del CPC. Per valutarne la posizione non basta considerare l'angolo trasversale fin'ora utilizzato per le prove ma c'è bisogno di due diversi angoli: il ϑ_{lon} e il ϑ_{tra} , angolo longitudinale e angolo trasversale. L'angolo trasversale ϑ_{tra} è l'angolo formato fra la normale al CPC \vec{n} e il vettore che individua la posizione del Sole proiettato su un piano perpendicolare all'asse longitudinale del concentratore contenente la normale a quest'ultimo. L'angolo longitudinale ϑ_{lon} è l'angolo fra la normale al CPC \vec{n} e il vettore che individua la posizione del Sole proiettato su un piano parallelo all'asse longitudinale del concentratore contenente la normale a quest'ultimo. Questi due angoli sono rappresentati nella Figura 4.34.

È necessario dunque ricostruire giorno per giorno il percorso del Sole e valutare come

si modificano le prestazioni ottiche del concentratore al variare della posizione solare. Simulare un intero anno calcolando il rendimento del sistema minuto dopo minuto risulterebbe dispendioso. Per ridurre i tempi, una volta avendo definito lo IAM (Incident Angle Modifier) come il fattore che tiene conto della deviazione dell'efficienza ottica dal caso nominale introdotto nel Capitolo 3:

$$IAM = \frac{\eta_{ott}}{\eta_{ott}|_{\vartheta_{inc}=0}} \quad (4.17)$$

si può facilmente determinare il rendimento ottico come

$$\eta_{ott} = \eta_{ott,\theta_{inc}=0} IAM(\theta_{tra}, \theta_{lon}) \quad (4.18)$$

Dove il rendimento ottico nominale è calcolato per un angolo di incidenza nulla con SolTrace attraverso la formula:

$$\eta_{ott,\theta_{inc}=0} = \frac{raggi_{assorbiti} P_{raggio}}{DNI A_{apertura}} \quad (4.19)$$

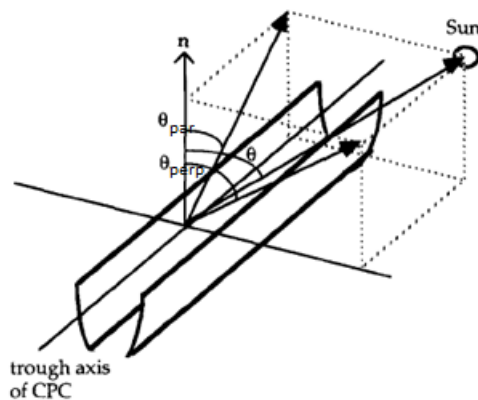


Figura 4.34. Angolo parallelo e perpendicolare [66]

Per concentratori con bassi CR è stato suggerito da McIntire [66] [64] che lo IAM possa essere approssimato con il prodotto di due distinti angoli modificati secondo la formula:

$$IAM(\vartheta_{tra}, \vartheta_{lon}) \cong IAM(\vartheta_{tra}, 0) \cdot IAM(0, \vartheta_{lon}) \quad (4.20)$$

In questo modo, dal momento che la posizione del Sole è univocamente determinata da ϑ_{lon} e ϑ_{tra} , l'andamento delle prestazioni del CPC in funzione dell'angolo d'incidenza va eseguito esclusivamente su due piani ortogonali per determinare lo $IAM(\vartheta_{tra}, \vartheta_{lon})$ in corrispondenza di qualsiasi altra posizione del Sole.

A partire dai valori di Zenit ed Azimut si possono ottenere i valori di ϑ_{lon} e ϑ_{tra} utilizzando le equazioni :

$$\vartheta_{lon} = \arctan(\tan(\vartheta_z) \cdot \cos(\gamma)) \quad (4.21)$$

$$\vartheta_{tra} = \arctan(\tan(\vartheta_z) \cdot \sin(\gamma)) \quad (4.22)$$

In questo modo per ogni caso da analizzare basta determinare l'andamento del rendimento in funzione di uno dei due angoli mantenendo il secondo nullo.

In Figura 4.35 è riportato l'andamento dello IAM al variare dell'angolo trasversale per concentratori con medesimo CR (pari a 2.37) ma diversi angoli di incidenza. Lo IAM perpendicolare ha una differenziazione evidente, che si esplica in due tratti fondamentali comuni a tutte le curve, anche se ovviamente il massimo rimane per tutte le curve nei pressi del valore 1. Nel primo tratto, ovvero fino al raggiungimento dell'acceptance angle, all'aumentare di quest'ultimo, la prima parte della campana è più alta poiché al crescere dell'acceptance angle il CPC tende ad essere più alto (come si può notare in Figura 4.8) e di conseguenza variano gli angoli di incidenza dei raggi non diretti, ossia che non incidono sulla cella senza passare per i riflettori, sia sugli specchi che sul ricevitore in modo che, al diminuire dell'angolo di accettazione, aumenti leggermente la riflessione da parte della cella dei raggi che le arrivano. Questo effetto caratteristico viene meno quando l'angolo di inclinazione raggiunge il valore di acceptance angle. In questo caso interviene la troncatura che, a pari fattore di concentrazione, è maggiore al diminuire dell'acceptance angle. Infatti, siccome l'altezza del CPC è minore, esso riesce ad accogliere anche la radiazione a maggiori angoli di incidenza con un limite massimo di angolo di incidenza che aumenta al diminuire dell'acceptance angle.

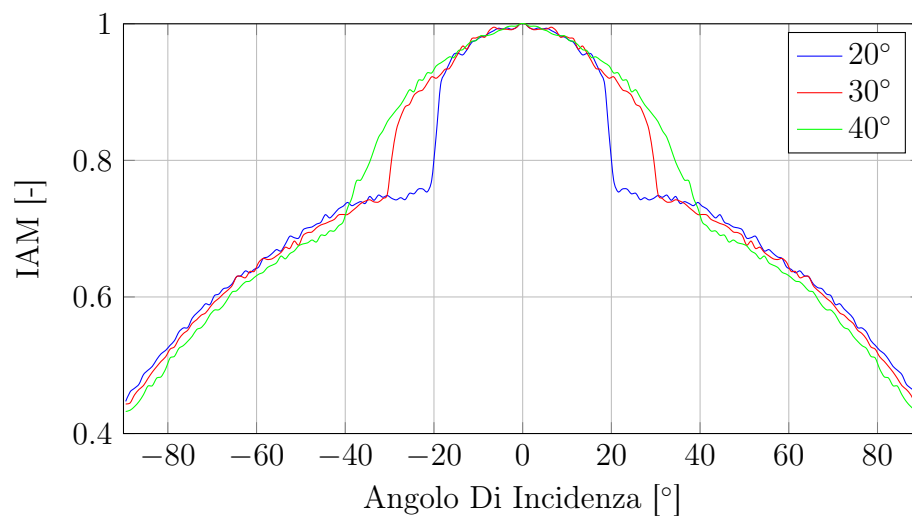


Figura 4.35. Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione trasversale per diversi valori di ϑ_{lim} per un CPC troncato con $CR = 2.37$

Si può ripetere l'analisi al contrario variando il fattore di concentrazione a pari angolo limite (mantenuto fisso e pari a 20°). La differenza è fatta dalla troncatura, che al suo aumentare diminuisce l'angolo di incidenza per cui iniziano le code laterali e ne aumenta l'altezza. In particolare nel nostro caso potrà capitare che il tubo sia in parte scoperto e di conseguenza che il rendimento ottico non arrivi mai ad annullarsi. Riportiamo l'analisi in Figura 4.36.

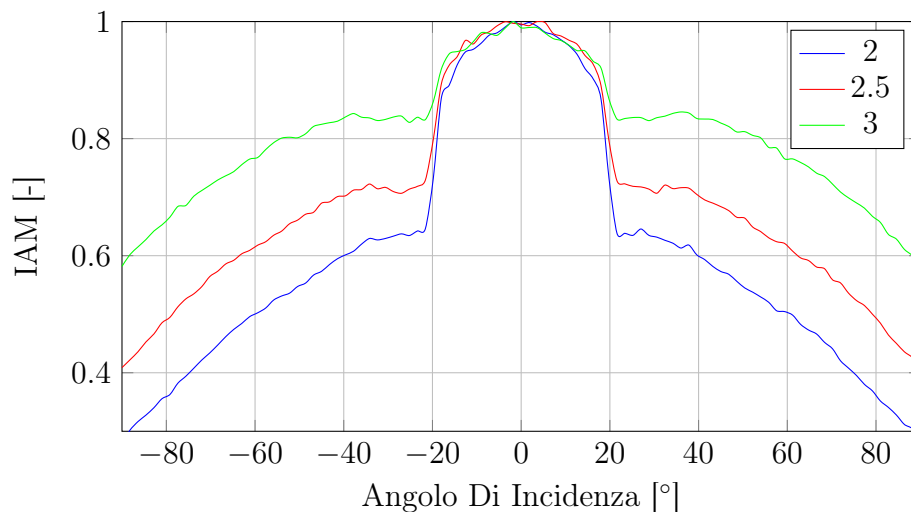


Figura 4.36. Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione trasversale per diversi valori di CR con $\theta_{lim} = 20^\circ$

Non è stato ancora valutato l'andamento del rendimento con la variazione dell'angolo parallelo. Si può notare una riduzione decisamente più graduale in quanto non abbiamo più l'influenza dell'angolo limite. Al contrario di quanto avviene per l'altro angolo in questo caso il rendimento raggiunge valore nullo per elevati angoli di incidenza: più quest'ultimo è elevato infatti e più la riflessione è spostata verso la parte finale del tubo. Si arriverà a valori per i quali nessun raggio riflesso riesce a raggiungere il ricevitore e per forza di cose il rendimento ottico risulta essere pari a zero. L'angolo parallelo inoltre non risente delle variazioni di angolo limite e fattore di concentrazione: tutte le curve tendono a sovrapporsi quasi perfettamente una sull'altra.

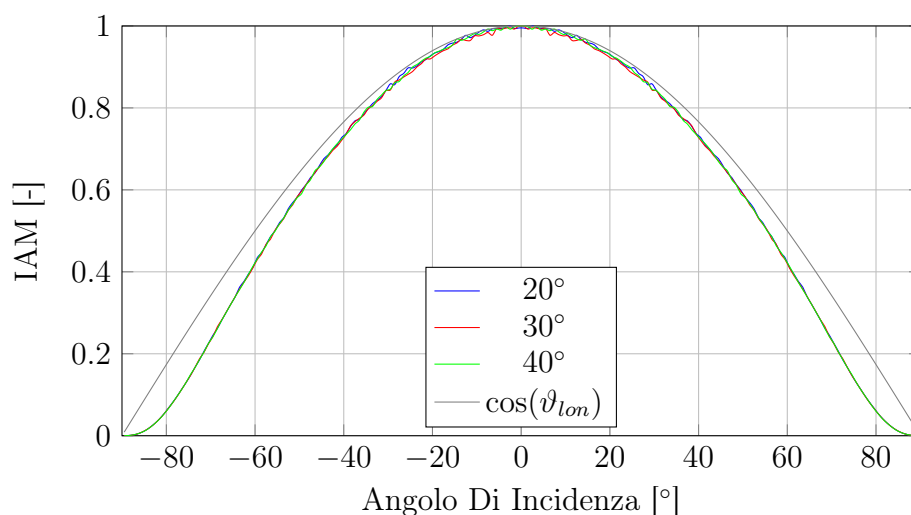


Figura 4.37. Andamento dello IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale per diversi valori di ϑ_{lim} confrontati con $\cos(\vartheta_{lon})$ per un CPC troncato con $CR = 2.37$

Per verificare la bontà dell'approssimazione è stato calcolato per il solo caso utilizzato finora per tutte le prove (CPC troncato con $CR=2.37$ e θ_{lim} pari a 20°) il rendimento punto per punto per riportare l'andamento dello IAM al variare dei due angoli. In Figura 4.38 è mostrato l'andamento dello IAM reale mentre nella successiva Figura 4.39 è invece riportato lo IAM fattorizzato su θ_{tra} e θ_{lon} .

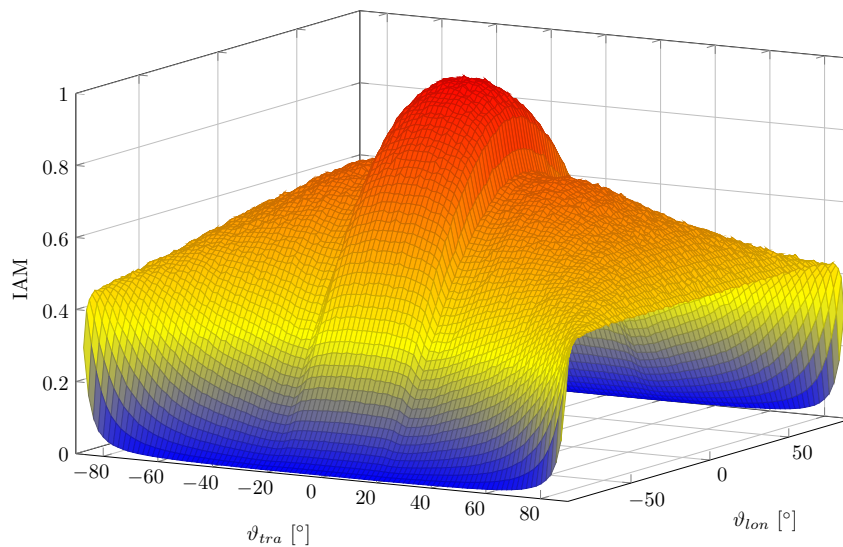


Figura 4.38. Andamento IAM reale al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

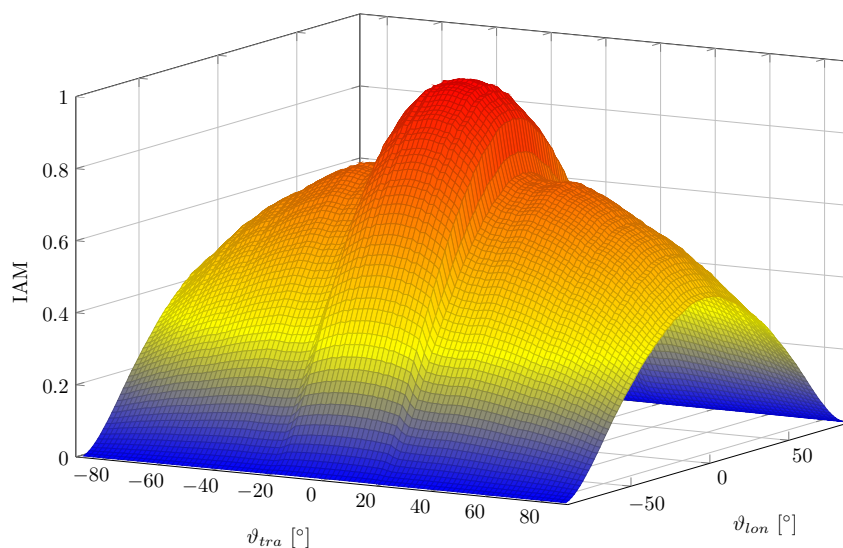


Figura 4.39. Andamento IAM fattorizzato al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

Calcolando le differenze relative tra il caso reale e quello fattorizzato si ha il seguente andamento:

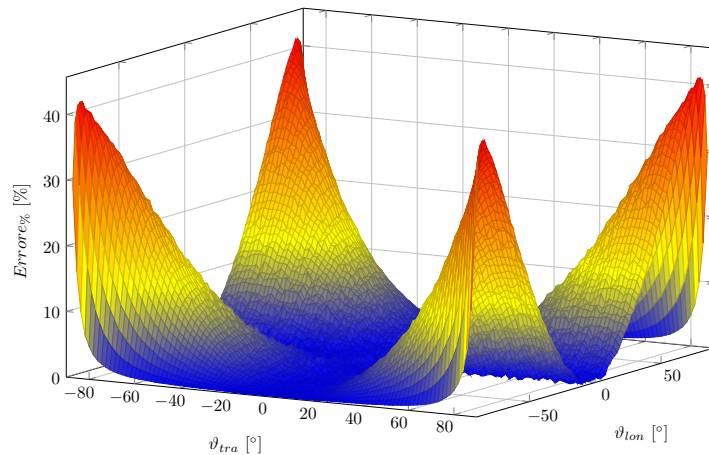


Figura 4.40. Andamento errore sullo IAM tra caso reale e fattorizzato al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR=2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

Come si può notare all'estremità, dove entrambi gli angoli hanno un valore elevato, il modello si discosta sensibilmente dalla realtà. Considerando una posizione solare caratterizzata da un elevato angolo longitudinale la situazione è completamente diversa a seconda di quanto sia l'angolo trasversale:

- con un angolo trasversale molto piccolo la situazione è già stata presenta in Figura 4.37: il numero di raggi intercettati dall'assorbitore è veramente esiguo dal momento che la riflessione di quasi tutti i raggi avviene oltre il tubo ricevitore (immagine a destra in Figura 4.37);
- se l'angolo trasversale è elevato si ha un'attenuazione della situazione appena descritta: i raggi non arrivano più perfettamente frontali all'asse del concentratore ma con un angolo di circa 45° che comporta una drastica attenuazione della distanza a cui vengono riflessi e quindi un rendimento (e un fattore di IAM) più elevato rispetto alla precedente situazione (immagine a sinistra in Figura 4.37).

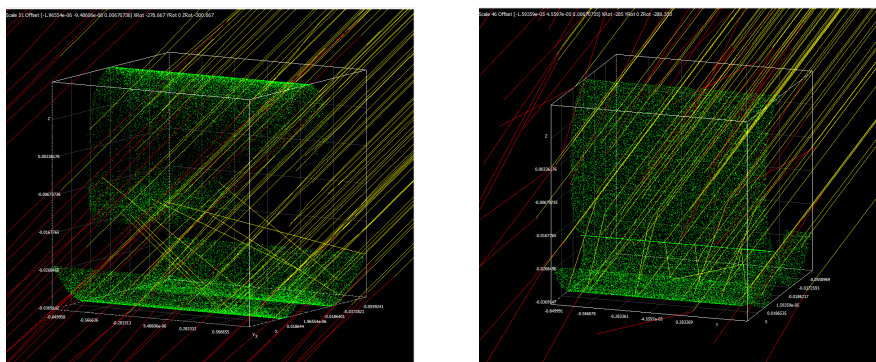


Figura 4.41. Esempio di raytracing con SolTrace con angolo trasversale piccolo (a sinistra) ed elevato (a destra)

La seconda situazione non viene vista dalla fattorizzazione proposta perché per coppie di angoli elevati non si nota uno IAM maggiore rispetto al primo caso.

In realtà il problema può essere considerato marginale dal momento che il Sole si troverà in queste posizioni solamente alle prime luci dell'alba e al tramonto dove la radiazione disponibile non è elevata ed in più risulta attenuata dall'effetto coseno e dall'assorbimento in atmosfera.

Tuttavia è interessante provare ad ottenere una fattorizzazione migliore. Un'idea spesso vincente è quella di sostituire l'angolo parallelo con quello incidente ossia [66] [67]:

$$IAM(\vartheta_{tra}, \vartheta_i) \cong IAM(\vartheta_{tra}, 0) \cdot IAM(0, \vartheta_i) \quad (4.23)$$

dove

$$\vartheta_i = \arcsin(\sin(\vartheta_z) \cdot \cos(\gamma)) \quad (4.24)$$

L'andamento del rendimento (o dello IAM se normalizzato) per l'angolo incidente è analogo a quello dell'angolo longitudinale: se infatti consideriamo nullo l'angolo trasversale il ϑ_i coincide con il ϑ_{lon} (si veda Figura 4.34). Il vantaggio è che per coppie di angoli longitudinale e trasversale elevati l'angolo incidente corrispondente risulta più piccolo: riusciamo dunque a tener conto delle due diverse situazioni sopra descritte e a valutare correttamente entrambe.

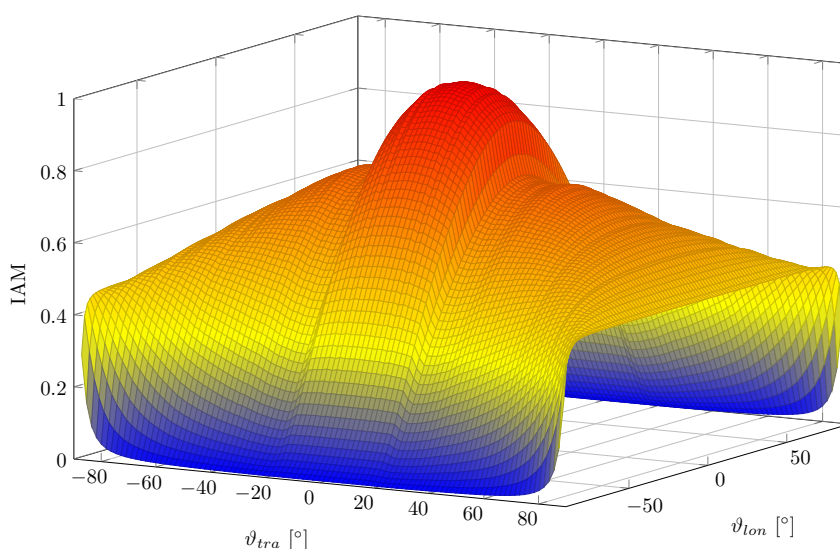


Figura 4.42. Andamento IAM con fattorizzazione corretta al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

Questo lo si può notare anche negli errori relativi dalla Figura 4.43 che sono decisamente contenuti per tutte le coppie di angoli. Per questo motivo si decide di optare per questa nuova fattorizzazione.

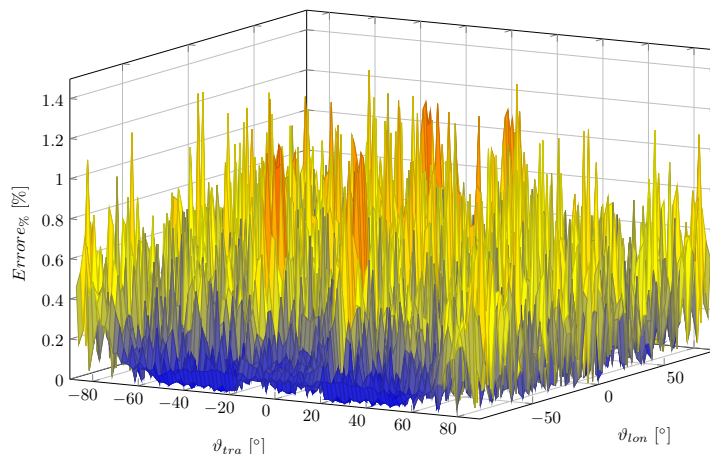


Figura 4.43. Andamento dell'errore sullo IAM al variare dell'angolo di incidenza in direzione longitudinale e trasversale per CPC troncato con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

4.9 Spostamento ricevitore

Nonostante le formule descritte nel Paragrafo 4.3 permettano di progettare un concentratore con il tubo assorbitore attaccato agli specchi nella realtà, al momento di costruire il CPC, questo non è possibile. Per ragioni meccaniche è necessario staccare il tubo e ovviamente questo va a scapito delle prestazioni. In Figura 4.44 è riportato l'andamento del rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza.

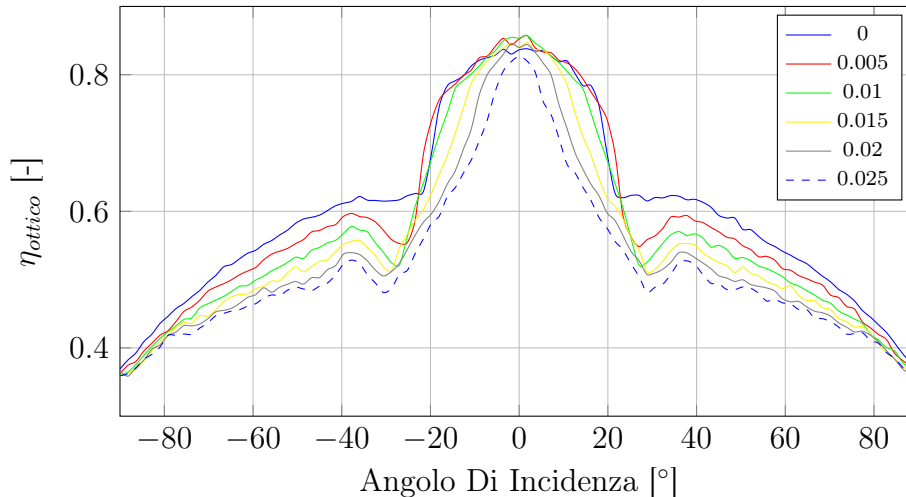


Figura 4.44. Andamento rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza in funzione della distanza del ricevitore per un CPC con $CR = 2.37$ e $\theta_{lim} = 20^\circ$

Come si vede le prestazioni peggiorano all'aumentare della distanza tra il tubo e la cuspidi degli specchi. L'unica piccola anomalia presente può essere il fatto che per spostamenti contenuti il rendimento nominale (con angolo di incidenza nulla) risulti leggermente maggiore del caso di distanza nulla. In realtà si può verificare che ciò è dovuto da una riduzione dell'angolo di incidenza media sull'assorbitore che comporta migliori proprietà di assorbimento e di conseguenza anche migliori prestazioni.

Se però si valutano annualmente le prestazioni si nota che più il tubo risulta staccato

e più esse peggiorano.

Per il proseguimento del lavoro si sceglie uno spostamento standard di un centimetro: non è infatti necessario distanziare troppo il tubo per evitare di peggiorare troppo le prestazioni del concentratore. Per ottenere tale distanza vengono proposte tre diverse opzioni:

- spostamento standard: semplicemente quanto fatto nella prova appena descritta; si prende il ricevitore e lo si alza di un centimetro rispetto alla cuspide degli specchi (caso denominato "Upp");
- si costruisce il CPC per un ricevitore più grande e lo si utilizza con un assorbitore di raggio inferiore (caso denominato "Big");
- la distanza richiesta è ottenuta tagliando la cuspide del concentratore e unendo le due metà tanto quanto serve per ricavare il centimetro di spazio richiesto (caso denominato "Cus").

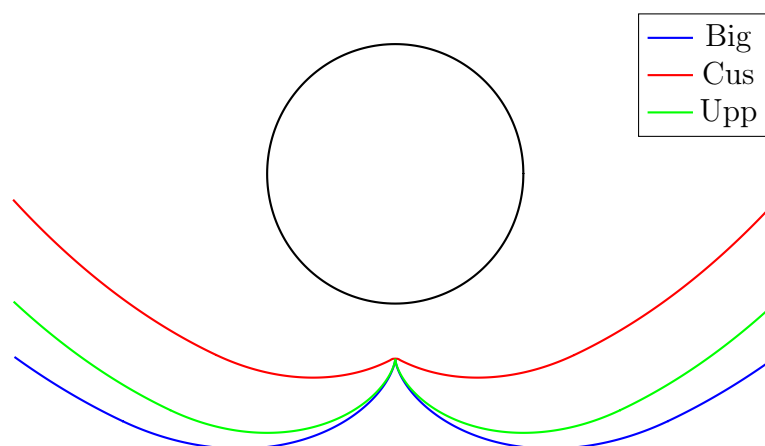


Figura 4.45. Forma CPC in funzione della tipologia di distacco utilizzata per ottenere il distanziamento tra tubo e specchi a pari CR

4.10 Ottimizzazione ottica CPC

L'obiettivo delle prove che effettuate nei paragrafi precedenti era quello di validare il modello creato per la costruzione di un CPC (troncato o meno) e della scelta di alcune variabili importanti per il corretto funzionamento del modello stesso (numero di punti ed errori).

In questo paragrafo si vuole presentare i parametri che saranno necessari per valutare la configurazione ottimale per il concentratore in termini di ϑ_{lim} , CR e posizione del tubo che massimizzi l'energia assorbita dal ricevitore.

I parametri scelti per l'ottimizzazione sono:

Rendimento ottico tiene conto di quanta radiazione di quella incidente sugli specchi e sul tubo assorbitore viene captata dal tubo stesso;

Uniformità tiene conto di come il flusso è distribuito sulla superficie del tubo assorbitore e di quanto si discosta dall'essere uniforme. Viene definita come rapporto tra la deviazione standard di un campione e sua media; per poterla valutare si deve suddividere il tubo in una griglia e determinare il valor medio del flusso su ogni cella;

$$Uniformit = \frac{\sigma_{flusso}}{flusso} \quad (4.25)$$

Andamento del flusso mostra come il flusso è distribuito sul tubo assorbitore in base all'altezza del Sole. È utile come completamento all'uniformità perché mostra dove si trovano i picchi di flusso.

I parametri appena elencati permettono di affrontare una prima analisi nei paragrafi successivi per valutare eventuali casi da scartare a priori in quanto nettamente scadenti rispetto a tutti gli altri.

4.11 Casi analizzati

Sono stati presi in considerazione 4 diversi angoli limite: 15, 20, 25, 30 e per ciascuno dei quali:

- 7 diversi fattori di concentrazione (2, 2.5, 3, 3.5, 4, 4.5 e 5);
- 3 differenti modalità di separazione tubo-concentratore (già descritte).

Dopo una prima analisi monodimensionale valutando semplicemente le prestazioni al variare dell'angolo di incidenza il caso con ϑ_{lim} pari a 15 gradi è stato scartato ancor prima di procedere nell'analisi annuale. Si può notare dalle Figure 4.46 e 4.47 il confronto dei parametri uniformità e rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza.

Il caso con il più piccolo acceptance angle presenta una forte disuniformità del flusso nell'intorno dell'angolo di incidenza nullo. Rispetto agli altri casi l'ampiezza della zona in termini di angoli è ben maggiore per tutti i CR analizzati. Dal momento che questo aspetto non è mitigato da una miglior efficienza ottica ma al contrario il rendimento comincia a crollare in anticipo rispetto agli altri casi a causa del piccolo ϑ_{lim} si è deciso di trascurare questo caso.

La presenza di un flusso disuniforme sul ricevitore è dannosa perché comporta differenti temperature sulla superficie del tubo: questo aspetto penalizza le celle fotovoltaiche che, essendo connesse in serie, devono funzionare alla corrente imposta dalla cella a temperatura inferiore (corrente limitante) che magari può non coincidere con la corrente calcolata dall'MPPT per massimizzare la potenza elettrica prodotta ma risultare bensì inferiore comportando dunque una minore quantità di potenza estratta dal sistema. Più si riesce ad avere un flusso uniforme lungo il ricevitore e più questo problema diminuisce in termini di importanza.

In totale quindi vengono analizzati 63 diversi casi. In realtà proponiamo anche una modifica della forma costruttiva del CPC introducendo delle ulteriori casistiche.

Notando che con dei fattori di concentrazione abbastanza bassi la parte parabolica presente è esigua l'alternativa è andare a sostituirla con un prolungamento della

convoluzione che, tra l'altro, ha anche il vantaggio di non risentire dell'angolo limite e quindi di accettare i raggi con qualsiasi direzione. Per fattori di concentrazione superiori a 3.14 la modifica proposta non è più eseguibile: si raggiunge per quel valore la massima area di apertura ottenibile. Estendendo oltre la superficie degli specchi l'area di apertura tornerebbe a diminuire: è il limite fisico di costruzione già trattato all'inizio di questo capitolo.

Escono quindi altri 9 casi (3 CF e 3 diversi spostamenti, non ci sono i casi per diverso theta limite, che saranno indicati con l'acronimo "Conv") da aggiungere ai precedenti che vengono riassunti in Tabella 4.1.

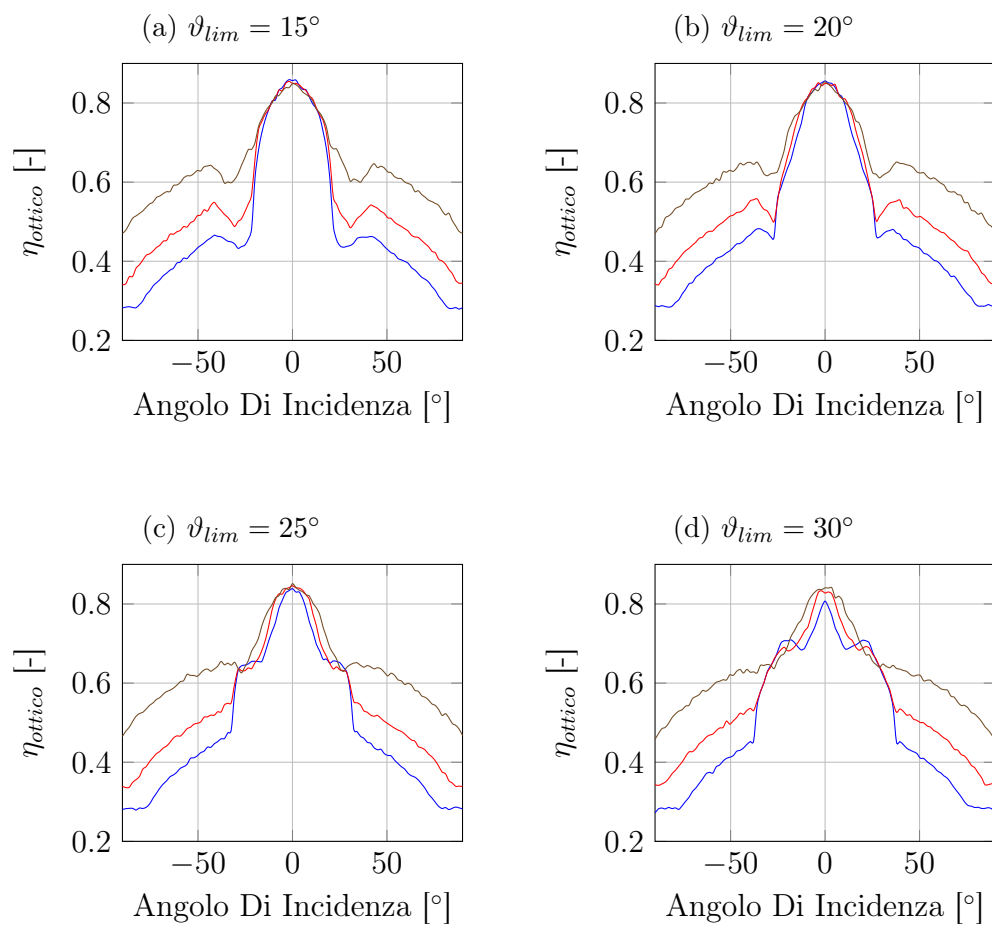


Figura 4.46. Andamento del rendimento ottico in funzione dell'angolo trasversale per differenti ϑ_{lim} e CR (blu = 3, rosso = 2.5, verde = 2)

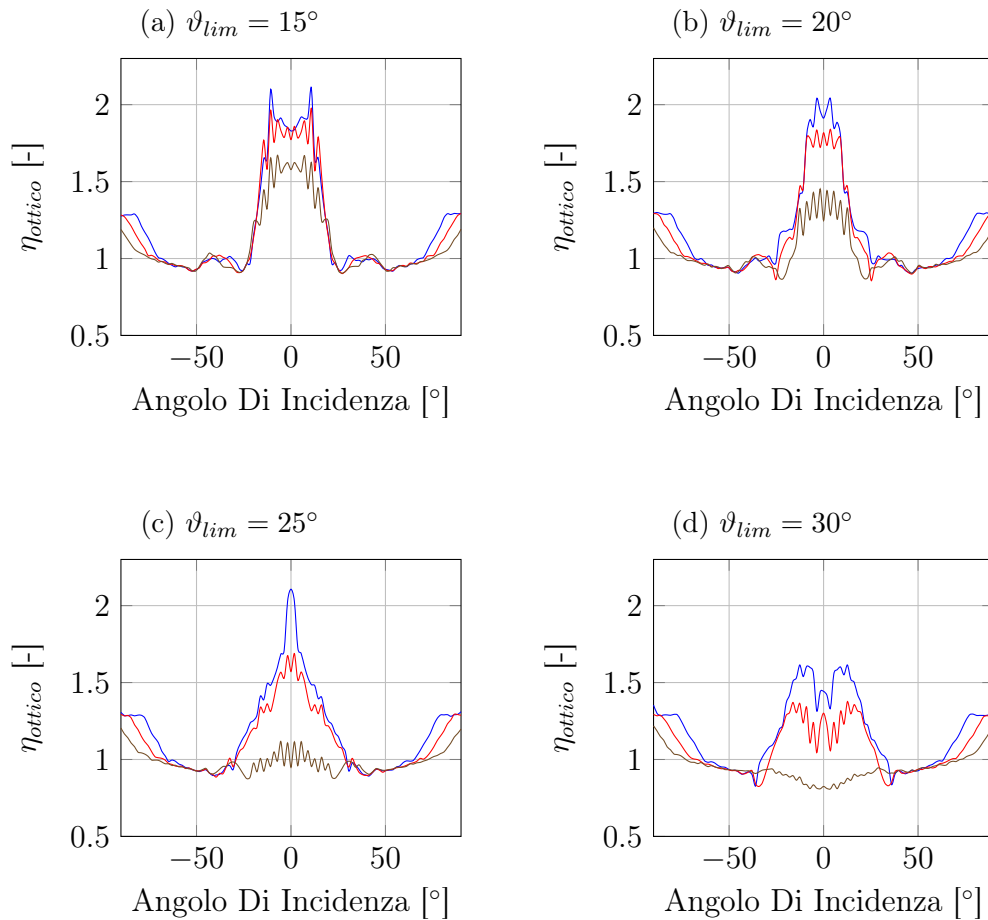


Figura 4.47. Andamento del parametro uniformità in funzione dell'angolo trasversale per differenti ϑ_{lim} e CR (blu = 3, rosso = 2.5, verde = 2)

Spostamento Tubo	ϑ_{lim}	CR						
Standard (Upp)	20	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	25	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	30	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	Involuzione	2	2.5	3				
Riduzione Cuspide (Cus)	20	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	25	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	30	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	Involuzione	2	2.5	2.78				
Riduzione Raggio Assorbitore (Big)	20	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	25	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	30	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
	Involuzione	2	2.5	3				

Tabella 4.1. Schema dei casi analizzati

4.12 Analisi pannello completo

Le analisi che sono state eseguite fin'ora si riferiscono ad un singolo tubo; questo perchè dal punto di vista computazionale risulta molto più semplice e tempisticamente meno dispendioso simulare un singolo tubo piuttosto che un pannello intero. Risulta però utile per l'analisi che si sta svolgendo osservare le differenze che ci sono, dal punto di vista del rendimento ottico, tra un tubo singolo ed un insieme di tubi, disposti parallelamente, uno accanto all'altro, in analogia con i pannelli termici sottovuoto, da cui il sistema è ispirato.

4.12.1 Rendimento ottico del pannello

Lo studio dell'andamento del rendimento ottico al variare dell'angolo di incidenza è stato effettuato, come per il tubo singolo, con l'ausilio del programma SolTrace; è stata indagata solamente la dipendenza dall'angolo di incidenza in direzione trasversale, poichè in direzione longitudinale la presenza di più tubi in parallelo non influenza il funzionamento del singolo tubo.

In Figura 4.48 viene mostrato l'andamento del rendimento ottico per un pannello completo, formato da 3 tubi, confrontato con quello di un tubo singolo.

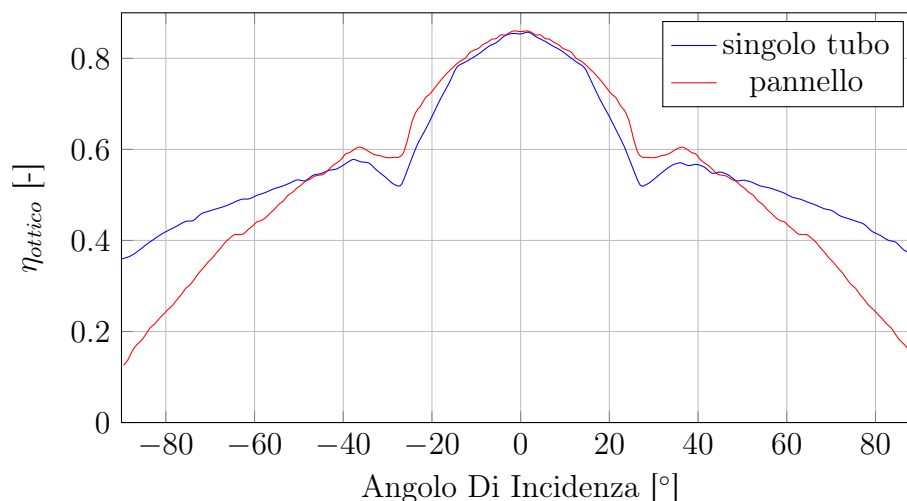


Figura 4.48. Confronto dell'andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza in direzione trasversale tra un singolo tubo e il pannello completo per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 20^\circ$ e $CR = 2.37$

Si possono notare alcune sostanziali differenze tra le due curve, in tre zone distinte:

zona 1 angoli trasversali elevati (maggiori di 50°);

zona 2 angoli poco al di sopra del ϑ_{lim} (in questo caso pari a 20°);

zona 3 angoli trasversali piccoli.

Per ognuna di queste zone verrà effettuata un'analisi per capire le cause di tali discrepanze.

Nella zona 1 il rendimento ottico del pannello completo risulta essere più basso di

quello di un tubo singolo semplicemente perchè con angoli trasversali elevati la maggior parte dei tubi sono non illuminati, mentre solo quello più esterno nel verso in cui si sta muovendo il Sole resta illuminato: si può osservare come, con il Sole all'orizzonte, il rendimento sia equivalente a quello di un tubo singolo, rapportato al numero di tubi del pannello. Nella Figura 4.49 viene mostrato questo concetto tramite una simulazione ottenuta con il programma SolTrace.

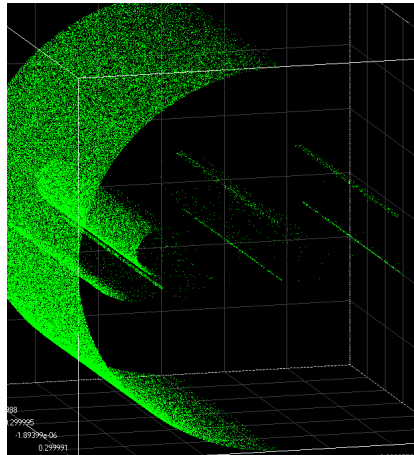


Figura 4.49. Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 1

Nella zona 2 il pannello completo risulta essere più performante rispetto al tubo singolo; questo avviene a causa della presenza di uno spazio tra il tubo ricevitore e gli specchi: nella configurazione a tubo singolo i raggi con un angolo di poco maggiore a quello limite passano attraverso tale spazio e non vengono assorbiti; nel pannello invece vi è la possibilità che questi raggi non vengano persi, ma vadano ad impattare contro il ricevitore accanto. Nella Figura 4.50 viene mostrato un caso che avvalorava questa tesi.

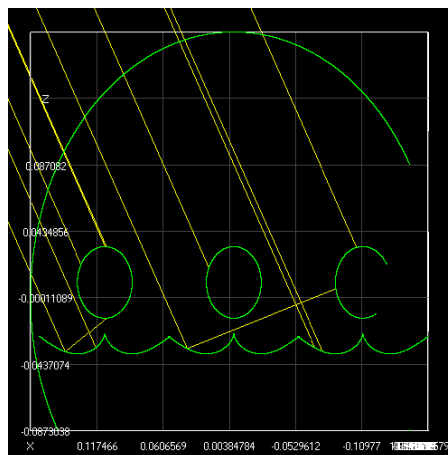


Figura 4.50. Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 2

Per confermare tale andamento è stata effettuata anche un'analisi sui raggi che impattano su un CPC di un determinato tubo ma vengono assorbiti da un tubo diverso: ciò che si osserva è che per questo effetto si ha un aumento del rendimento di

circa il 5% per un angolo trasversale pari a 30° , che risulta essere la differenza che c'è tra il rendimento del tubo singolo e quello del pannello, confermando quanto già detto.

Nella zona 3 infine osserviamo che per il pannello il rendimento è leggermente più elevato rispetto al caso a tubo singolo: in prima approssimazione si potrebbe supporre che sia un problema di precisione delle simulazione; in realtà il fenomeno è legato alla non perfetta assorbanza dei tubi, che causa la riflessione di una parte dei raggi giunti sugli assorbitori. Analogamente come accadeva per la zona 2, alcuni di questi raggi non assorbiti da un tubo raggiungono il tubo accanto e possono essere assorbiti (come mostra la Figura 4.51).



Figura 4.51. Ray-tracing di un pannello con 3 tubi nelle condizioni descritte per la zona 3

Anche in questo caso è stata condotta un'analisi sui raggi riflessi da un tubo ed assorbiti da un'altro, ed è stato verificato che la differenza di rendimenti delle due configurazioni è dovuta a tale effetto.

Come ultima osservazione riportiamo in Figura 4.52 l'andamento del rendimento ottico di un tubo esterno al pannello: si osserva come nella parte sinistra del grafico l'andamento rispecchi quello di un tubo singolo, con un rendimento più elevato nella zona 2 per le motivazioni già descritte per il pannello intero; l'altra metà invece segue l'andamento del rendimento del pannello complessivo, andando a decadere più velocemente a causa dell'ombreggiamento dei tubi vicini.

Alla luce di queste considerazioni sul rendimento ottico, si è deciso di valutare l'andamento dello IAM per il caso con il pannello intero, in modo da ottenere dei risultati più corretti possibili. Ciò è stato reso possibile anche grazie alla possibilità di effettuare la fattorizzazione dello IAM e di utilizzare un computer di maggiore potenza rispetto a quello utilizzato per le precedenti prove, con cui i tempi di calcolo sono stati ridotti a valori ragionevoli. Verranno fatte ulteriori considerazioni durante l'analisi ottica annuale, in cui verrà confrontato il caso reale con il caso ad un singolo tubo, per valutare l'impatto che avrebbe la possibile approssimazione.

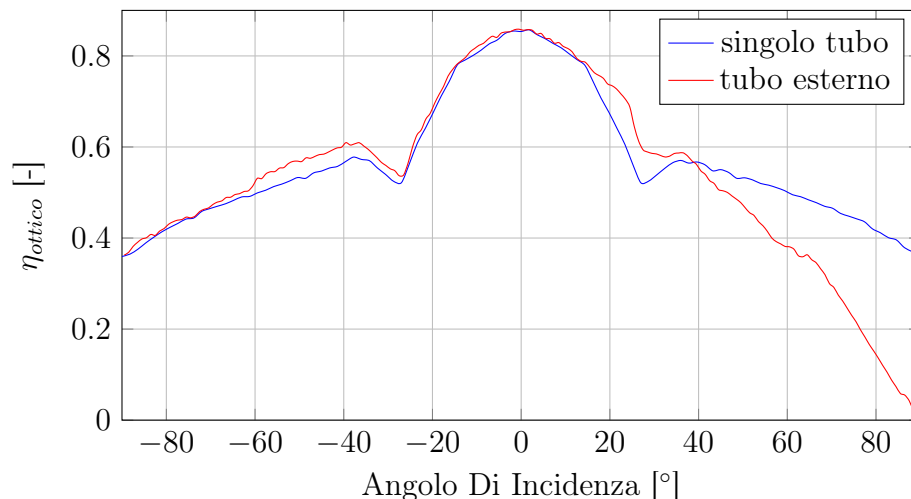


Figura 4.52. Confronto dell'andamento rendimento ottico in funzione dell'angolo di incidenza in direzione trasversale tra un singolo tubo e quello esterno di un pannello completo per un CPC troncato con $CR = 2.37$ e valore di $\theta_{lim} = 20^\circ$

4.13 Analisi annuale

Ricavato lo IAM e il rendimento nominale per ogni caso si può determinare il rendimento ottico annuale ossia la frazione dell'irraggiamento annuale che riesce a raggiungere il ricevitore.

Si ipotizza di disporre il pannello nella località di Milano e precisamente $45^\circ 27' 50.98''$ N e $9^\circ 11' 25.21''$ E. I dati sulla radiazione locale sono stati forniti dal laboratorio SolarTech di tecnologie solari presente sopra il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano [42]. Sfruttando i dati annuali di temperatura e radiazione diretta disponibili di dieci minuti in dieci minuti si è scelto di utilizzare un metodo di calcolo basato su una trasformazione dei dati da temporale a spaziale. Noti i valori di radiazione solare è necessario produrre una SkyMap in funzione degli angoli parallelo e perpendicolare [43] che non presenterà più la DNI con una successione di dati orari ma bensì ci indicherà le posizioni fisiche in cui il Sole è presente durante l'anno. Grazie all'utilizzo di MATLAB[®] l'informazione fornita in uscita è una densità di radiazione solare punto per punto all'interno della volta celeste.

La mappa originaria che riportava il lavoro rappresentava lungo gli assi l'angolo di zenith e azimuth. Dal momento che l'utilizzo della SkyMap in sostituzione della classica discretizzazione temporale è stato previsto per ridurre i tempi di calcolo risulta necessario ricavare una nuova mappa, sempre con l'ausilio di MATLAB[®] che riportasse la distribuzione in funzione di angolo parallelo e perpendicolare.

Dalla Figura 4.53 in cui è riportato quanto è stato ricavato dove si può notare:

- le linee che demarcano la presenza di radiazione altro non sono che i due giorni di solstizio (primaverile in basso e autunnale in alto);
- i massimi valori di densità si trovano in prossimità di angoli paralleli tendenti a 0 ossia in quelle ore del giorno prossime a mezzodì dove è massima l'altezza solare. Più ci si sposta da questa posizione più i valori di irraggiamento spaziale

cominciano a decrescere in modo corrispondente al calare del Sole e al variare dell'inclinazione solare annuale;

- il Sud è indicato dalla parte superiore della mappa: lo si può intuire per il fatto che è lì dove si concentra la maggior parte della radiazione;
- nella mappa è presente un buco che probabilmente è spiegabile con un malfunzionamento nel sistema di acquisizione dati o, molto più probabilmente, con la presenza di un oggetto che ombreggia il sistema di acquisizione stesso.

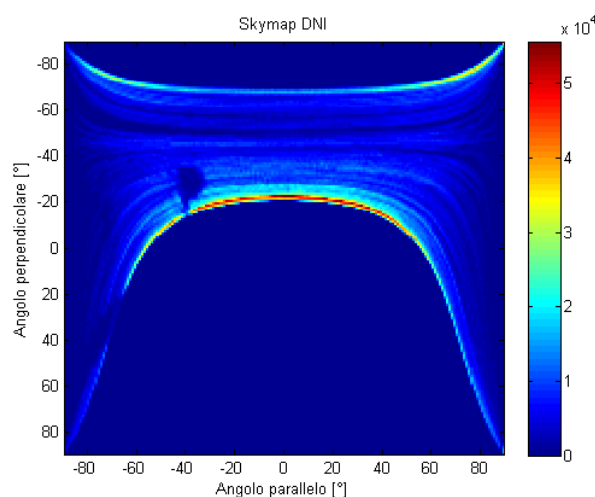


Figura 4.53. Rappresentazione della SkyMap in funzione dell'angolo parallelo e perpendicolare in $\frac{W \cdot 10min}{m^2}$

Ora nota la mappa per ricavare l'energia annualmente raccolta dall'assorbitore basterà sovrapporre la SkyMap con la mappa di IAM e successivamente sommare tutti i punti moltiplicando il risultato per il rendimento ottico nominale mentre l'energia annua disponibile si ricava sommando tutti gli elementi della SkyMap stessa. Possiamo quindi ricavare il rendimento annuale ottico come:

$$\eta_{ot,y} = \frac{\sum_i \sum_j E_{i,j} \cdot IAM_{i,j}}{\sum_i \sum_j E_{i,j}} \quad (4.26)$$

Lo scopo è di ottimizzare la disposizione del nostro collettore massimizzandone il rendimento.

Due in linea di massima sono le disposizioni possibili per il collettore: si può disporre l'asse in direzione Nord-Sud oppure Est-Ovest (Figura 4.54).

Un secondo parametro su cui agire è l'inclinazione del pannello: considerando che Milano si trova ad una latitudine non trascurabile anche nelle ore centrali del giorno non si arriverà mai ad avere il Sole vicino allo zenith. Per questo motivo aumentando il tilt del pannello si cerca di ridurre l'angolo di incidenza tra la normale del pannello e i raggi solari, in pratica l'effetto coseno.

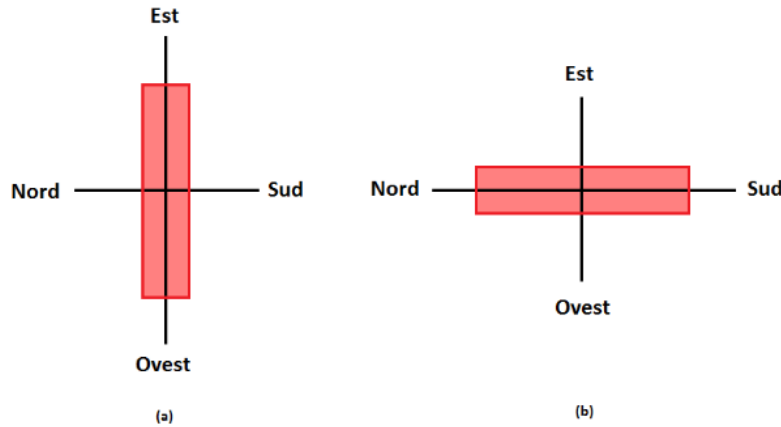


Figura 4.54. Configurazioni CPC con asse in direzione: (a) Est-Ovest, (b) Nord-Sud

4.13.1 Modifica SkyMap

Il programma sviluppato in [43] trattava solamente un pannello piano mentre nel presente lavoro è necessario valutare le prestazioni del sistema al variare dell'inclinazione. Per farlo viene nuovamente modificato il programma che crea la SkyMap in MATLAB[®]. Quello che si vuole fare è ricavare la nuova distribuzione di radiazione nel sistema di riferimento del collettore caratterizzato da un determinato tilt e una direzione rispetto al Sud. Applicando le matrici di rotazione si ricavano gli angoli perpendicolare e parallelo nel nuovo sistema di riferimento a partire dal vecchio sistema che considera il collettore piano senza alcuna inclinazione avendo l'accortezza di eliminare i punti in cui il Sole finisce dietro al pannello e non fornisce energia utile.

$$\tan \theta_{L,\beta} = \frac{\tan \theta_T \sin \alpha + \tan \theta_L \cos \alpha - \tan \beta}{1 + \tan \theta_L \tan \beta \cos \alpha - \tan \theta_T \tan \beta \sin \alpha} \quad (4.27)$$

$$\tan \theta_{T,\beta} = \frac{\tan \theta_T \cos \alpha - \tan \theta_L \sin \alpha}{\tan \theta_L \sin \beta \cos \alpha + \tan \theta_T \sin \beta \sin \alpha + \cos \beta} \quad (4.28)$$

In Figura 4.55 sono proposti tre esempi di SkyMap ottenute all'aumentare dell'inclinazione del pannello oltre al caso di inclinazione nulla: chiaramente si nota una generale traslazione della zona più energetica per angoli trasversali inferiori ma anche una leggera modifica nelle code ossia al sorgere e al tramontare del Sole.

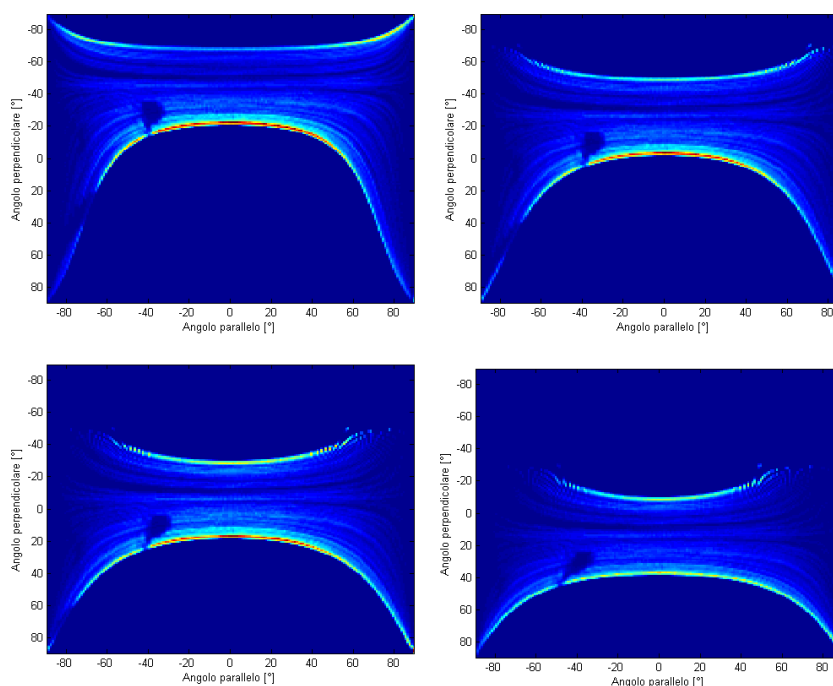


Figura 4.55. SkyMap ottenute con angoli di tilt pari a: (a) 0° , (b) 20° , (c) 40° , (d) 60°

4.13.2 Risultati

Con tutti gli strumenti necessari si valuta caso per caso la direzione e l'inclinazione ottimali.

Per poter eseguire i conti sfruttando la SkyMap è stato necessario rendere compatibili la stessa con lo IAM in quanto la prima si estendeva da -89.5° ad 89.5° con passo unitario mentre la mappa di IAM spaziava da -90° a $+90^\circ$ con passo di 1.8° . Una volta interpolato lo IAM per renderlo coerente con la discretizzazione utilizzata per la SkyMap si è potuto procedere con l'analisi ottica annuale.

La direzione da adottare non è sempre univoca: per CR inferiori a 3 risulta vincente porre il CPC con asse in direzione Nord-Sud mentre al crescere del fattore di concentrazione diventa sempre più favorevole orientarlo verso Est-Ovest.

L'andamento descritto si può spiegare ragionando sullo sviluppo dello IAM nelle due direzioni. Con CR modesti sovrapponendo la mappa di IAM alla SkyMap non esiste una direzione principale in cui l'energia raccolta annualmente è maggiore. All'aumentare della concentrazione la direzione migliore diventa quella Est-Ovest in quanto consente di avere lo IAM con lo sviluppo principale parallelo alla fascia ad alta concentrazione di DNI della SkyMap al contrario dell'orientamento Nord-Sud che si sviluppa principalmente in direzione perpendicolare ad essa e con un'ampiezza ridotta dovuta all'acceptance angle del concentratore che più cresce il CR e più limita i raggi con un angolo di incidenza superiore al θ_{lim} .

Lo stesso procedimento per verifica è stato valutato anche a partire dai dati temporali e calcolando ogni dieci minuti l'energia raccolta e quindi il rendimento. Tra i due metodi i risultati ottenuti sono praticamente identici testimoniando la validità del metodo SkyMap.

Per completezza di risultati si riporta l'andamento del rendimento ottico in funzione dell'inclinazione del pannello ma anche della disposizione del suo asse rispetto alla direzione Sud.

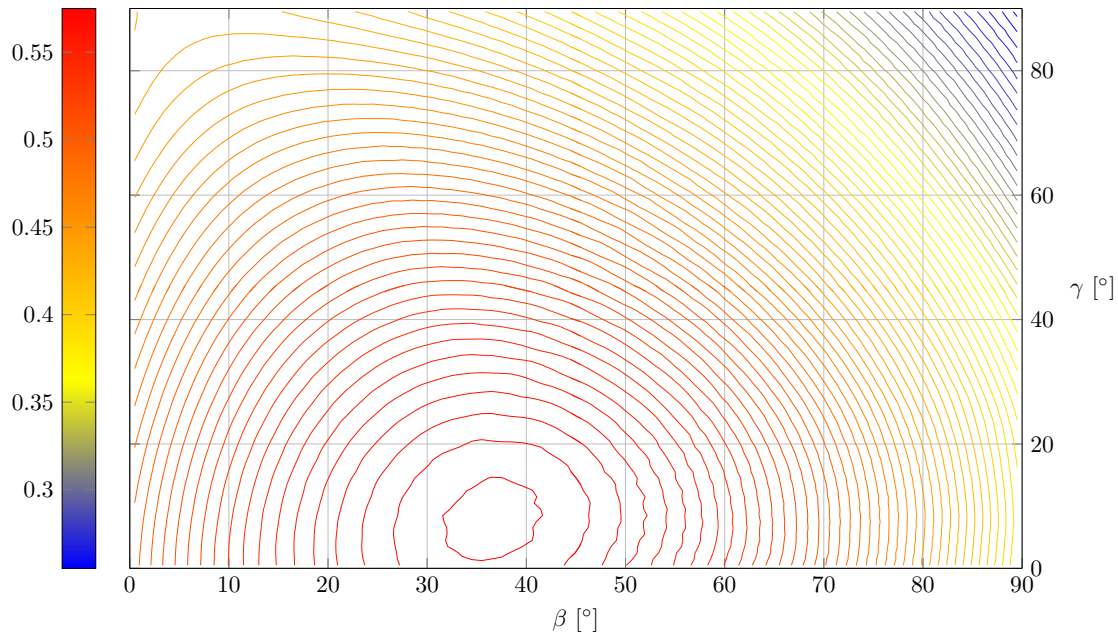


Figura 4.56. Andamento del rendimento ottico del CPC al variare dell'angolo di tilt e dell'angolo di azimuth

Nelle Tabelle 4.2, 4.4 e 4.3 e nei Grafici 4.57, 4.58 e 4.59 sono riportati i risultati ottenuti.

Un andamento da notare è la riduzione del rendimento all'aumentare del fattore di concentrazione (Figura 4.57). A pari acceptance angle infatti più il CPC viene troncato e più è in grado di ricevere raggi solari con un'angolo di incidenza maggiore del θ_{lim} : di conseguenza le code laterali dell'IAM trasversali sono più alte e il concentratore riesce dunque a coprire una frazione maggiore di radiazione solare. Va però considerato che ciò non comporta con certezza una maggior bontà del sistema dal momento che più si riduce il fattore di concentrazione e più diminuisce il flusso concentrato sul ricevitore. Sarà compito dell'analisi economica che racchiude in se tutti gli aspetti (ottico, termico ed elettrico) stabilire la configurazione migliore.

All'aumentare dell'angolo limite di acceptance (considerando ora il CR costante) si nota sempre un aumento del rendimento ottico ma molto attenuato (Figura 4.58). Questo aspetto è conseguenza dell'elevato livello di troncatura presente sul concentratore: dal momento che giungono all'assorbitore anche raggi con incidenze oltre il θ_{lim} aumentare l'angolo limite non influenza molto le prestazioni. La variazione del rendimento ottico con l'acceptance angle è più marcata al crescere del fattore di concentrazione.

Si può inoltre confrontare l'andamento del rendimento tra il CPC tradizionale e la modifica costruttiva proposta, ossia la costruzione del concentratore prolungando il tratto di convoluzione dello stesso. Come si può notare sempre in Figura 4.58 prendendo gli stessi casi e confrontandoli tra di loro non si notano grandi differenze proprio a causa di quanto appena detto: trattandosi di concentratori molto troncati si

riduce l'importanza del θ_{lim} . Le prestazioni del nuovo CPC proposto non si discostano molto da quello tradizionale per i tre valori di acceptance proposti.

È interessante cercare differenze tra i tre casi proposti per separare il ricevitore dagli specchi mostrate in Figura 4.59. Come si può notare in qualsiasi configurazione (standard o con la sola convoluzione) esistono due casi con prestazioni superiori ("Cus" e "Big") rispetto alla configurazione "Upp" che garantisce prestazioni ottiche peggiori.

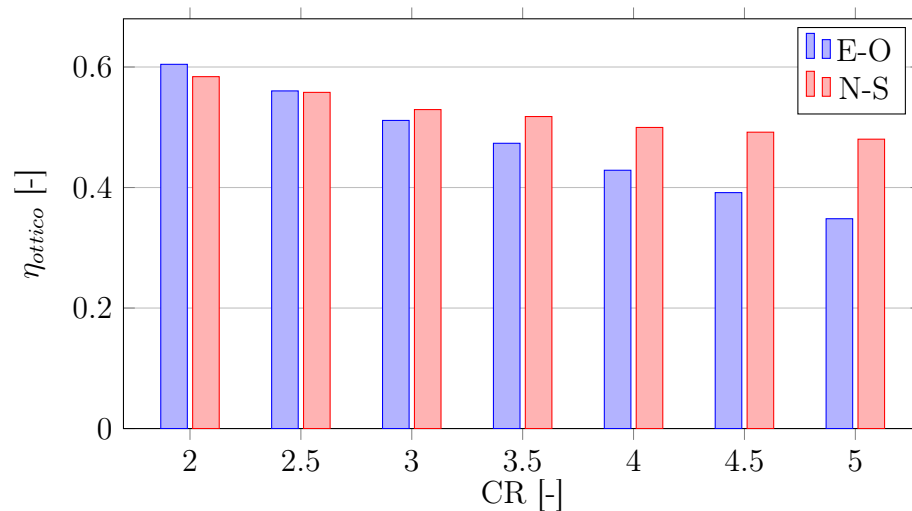


Figura 4.57. Andamento del rendimento ottico annuale al variare del fattore di concentrazione per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 30^\circ$ e tipologia "Cus"

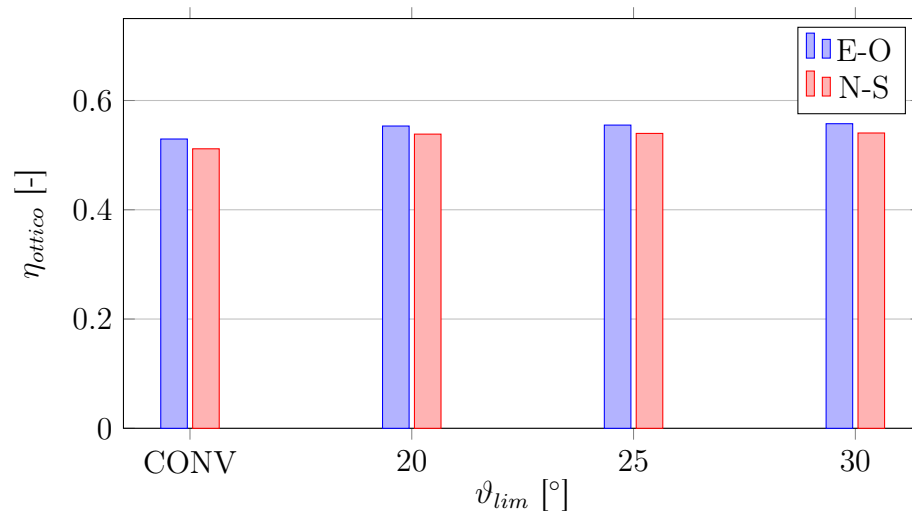


Figura 4.58. Andamento del rendimento ottico annuale al variare della modalità costruttiva del CPC e del θ_{lim} con $CR = 2.5$

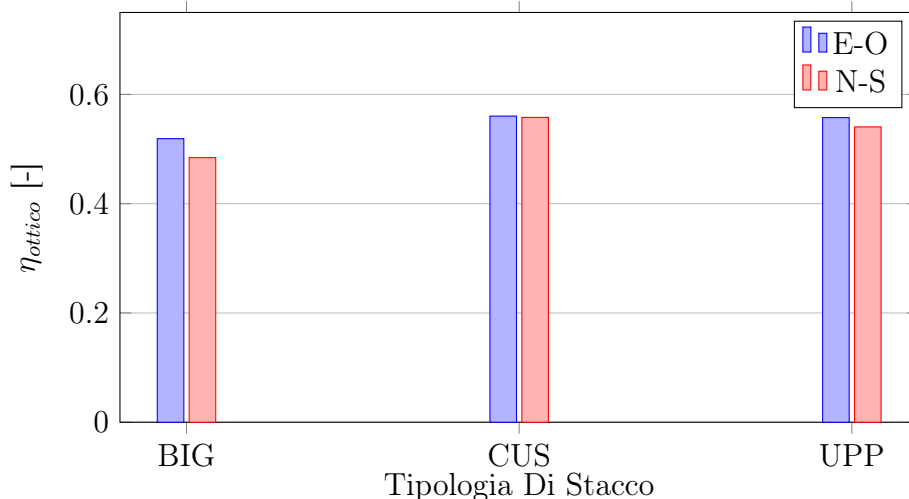


Figura 4.59. Andamento del rendimento ottico annuale al variare delle tipologie di stacco dell'assorbitore proposte per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 30^\circ$ e $CR = 2.5$

Infine dalle Tabelle riassuntive 4.2, 4.4 e 4.3 si può notare come il tilt ottimale diminuisca al diminuire dell'acceptance angle per il caso di migliore configurazione, ossia Est-Ovest. Mentre per la configurazione migliore l'angolo di inclinazione aumenta di circa 10° da CR 2 a 5, in direzione Nord-Sud la variazione è più limitata, data la poca incidenza che hanno le appendici della curva dello IAM perpendicolare in una condizione di perpendicolarità tra lo sviluppo principale della skymap e quello dello IAM.

Convoluzione (Big)						
	E-O			N-S		
CR	2	2.5	3	2	2.5	3
β_{ott}	37.5°	33.5°	37.5°	37.5°	37.5°	38.5°
$\eta_{ott,max}$	48.20%	47.75%	45.25%	53.29%	51.26%	47.63%

Convoluzione (Cus)						
	E-O			N-S		
CR	2	2.5	3	2	2.5	3
β_{ott}	36.5°	40.5°	38.5°	37.5°	37.5°	37.5°
$\eta_{ott,max}$	57.87%	52.78%	49.89%	60.17%	55.55%	54.07%

Convoluzione (Upp)						
	E-O			N-S		
CR	2	2.5	3	2	2.5	3
β_{ott}	34.5°	37.5°	35.5°	37.5°	37.5°	37.5°
$\eta_{ott,max}$	55.40%	51.16%	47.97%	58.04%	52.95%	50.58%

Tabella 4.2. Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Est-Ovest (a sinistra) ed Nord-Sud (a destra) per il solo caso di sviluppo del CPC con la convoluzione

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	34.5°	32.5°	31.5°	31.5°	30.5°	29.5°	30.5°
$\eta_{ott,max}$	48.27%	47.54%	45.99%	45.03%	43.18%	41.37%	39.93%

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	32.5°	31.5°	31.5°	28.5°	39.5°	40.5°
$\eta_{ott,max}$	47.82%	47.64%	46.65%	44.85%	42.25%	40.71%	39.45%

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	31.5°	42.5°	43.5°	43.5°	44.5°	44.5°
$\eta_{ott,max}$	47.89%	48.43%	46.87%	45.44%	43.83%	42.18%	39.64%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	41.5°	42.5°	36.5°	33.5°	31.5°	32.5°	32.5°
$\eta_{ott,max}$	58.07%	54.55%	51.19%	49.10%	46.99%	44.98%	43.77%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	38.5°	38.5°	41.5°	42.5°	43.5°	42.5°	41.5°
$\eta_{ott,max}$	58.09%	54.80%	51.90%	50.04%	48.12%	46.69%	45.18%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	34.5°	34.5°	38.5°	40.5°	41.5°	42.5°	43.5°
$\eta_{ott,max}$	58.40%	55.79%	52.94%	51.53%	49.95%	49.11%	47.63%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	34.5°	31.5°	32.5°	29.5°	43.5°	44.5°	44.5°
$\eta_{ott,max}$	55.56%	53.85%	51.26%	47.92%	45.89%	44.20%	42.98%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	34.5°	39.5°	40.5°	41.5°	42.5°	42.5°	43.5°
$\eta_{ott,max}$	55.48%	53.98%	51.44%	49.08%	46.73%	44.80%	43.34%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	34.5°	36.5°	41.5°	42.5°	43.5°	44.5°	43.5°
$\eta_{ott,max}$	55.17%	54.05%	50.99%	48.42%	44.69%	43.84%	43.00%

Tabella 4.3. Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Est-Ovest

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	53.49%	50.61%	47.40%	45.08%	41.68%	38.49%	36.06%

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	38.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	52.88%	50.92%	48.53%	45.48%	41.91%	39.33%	36.51%

Standard (Big), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	38.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	52.90%	51.90%	49.03%	45.78%	42.47%	38.95%	34.42%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	39.5°	39.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	60.20%	55.06%	49.53%	45.84%	41.98%	37.89%	35.22%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	39.5°	39.5°	40.5°
$\eta_{ott,max}$	60.23%	55.24%	50.33%	46.36%	42.34%	38.72%	35.53%

Standard (Cus), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	38.5°	38.5°	39.5°	39.5°	40.5°	40.5°
$\eta_{ott,max}$	60.45%	56.03%	51.14%	47.34%	42.87%	39.16%	34.82%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 20^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	38.5°	39.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	58.25%	55.33%	51.57%	47.14%	43.82%	40.42%	37.35%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 25^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	37.5°	38.5°	38.5°	39.5°	39.5°	39.5°
$\eta_{ott,max}$	58.20%	55.50%	51.79%	48.09%	43.88%	39.79%	36.11%

Standard (Upp), $\vartheta_{lim} = 30^\circ$							
CR	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
β_{ott}	37.5°	38.5°	38.5°	38.5°	39.5°	40.5°	40.5°
$\eta_{ott,max}$	57.79%	55.75%	51.78%	47.28%	41.70%	38.28%	35.21%

Tabella 4.4. Rendimenti ottici annuali massimi con relativo angolo di tilt ottimale con orientamento Nord-Sud

4.13.3 Confronto tra pannello e singolo tubo

Viene infine riportata il confronto tra l'analisi annuale svolta con il pannello in configurazione completa rispetto al caso in cui si decida di prendere il singolo tubo. Come già accennato nel Paragrafo 4.12.1 si è scelto di utilizzare per l'analisi annuale l'intero pannello. Soprattutto per i CR più bassi effettuare l'analisi con un singolo tubo può portare a sovrastimare le prestazioni non tenendo in considerazione gli ombreggiamenti tra i vari tubi. In Figura 4.60 è riportato il confronto per un CPC troncato con $CR = 2.37$ e 20° di acceptance angle. Come si può notare considerando il singolo pannello il punto ottimale di funzionamento viene sovrastimato rispetto al reale funzionamento del pannello.

Lo scostamento più cresce il fattore di concentrazione e più risulta attenuato. Per non falsare i dati ottenuti quindi si è preferito utilizzare per le analisi annuali la mappa di IAM completo valutata sul pannello intero.

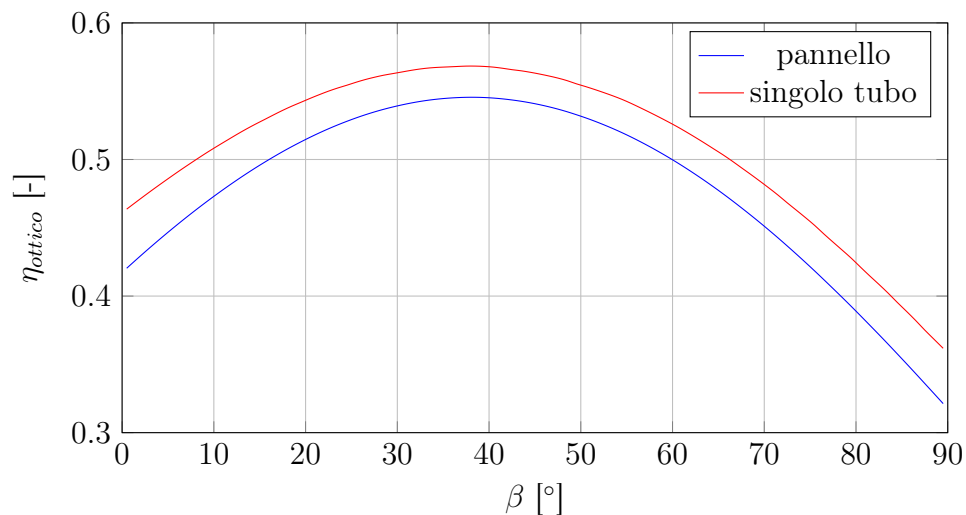


Figura 4.60. Confronto del rendimento ottico annuale tra un singolo tubo e il pannello completo per un CPC troncato con $\theta_{lim} = 20^\circ$ e $CR = 2.37$

Capitolo 5

Modello elettrico

Nel Capitolo 2 sono stati descritti i principi di funzionamento di una cella fotovoltaica; in questo capitolo si vuole descrivere il modello elettrico sviluppato ed utilizzato per poter valutare la quantità di energia elettrica prodotta nelle diverse condizioni di irraggiamento e temperatura durante l'arco dell'anno.

Un modello elettrico consiste in un circuito equivalente che ha il compito di emulare il reale funzionamento di una cella solare, rendendo possibile l'integrazione della stessa in sistemi di produzione di energia complessi (come avviene in questo caso, dove si ha l'integrazione di celle fotovoltaiche in un sistema di recupero termico a bassa temperatura per usi civili).

5.1 Costruzione analitica

L'effetto fotoelettrico è responsabile della trasformazione della radiazione solare all'interno delle celle in energia elettrica: il metodo più semplice di rappresentare una cella solare è quello di considerare un generatore di corrente collegato in parallelo con un diodo reale, come descritto in [68]:

$$I = I_{pv} - I_D \quad (5.1)$$

Da cui, nota l'espressione che caratterizza un diodo, si ricava:

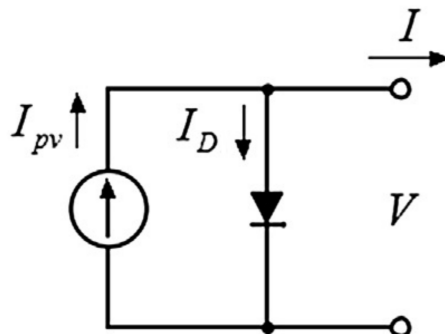


Figura 5.1. Modello semplificato di circuito elettrico di una cella fotovoltaica [68]

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (5.2)$$

L'Equazione 5.2, che descrive il comportamento della cella, è composta da due termini: il primo, I_{pv} , è la fotocorrente prodotta dalla cella fotovoltaica, costante se la radiazione incidente sulla cella risulta essere costante nel tempo; il secondo rappresenta la corrente ideale di ricombinazione, legata alla diffusione e alla ricombinazione degli elettroni e delle lacune nelle giunzioni p ed n della cella. Questo secondo termine a sua volta risulta essere composto da:

I_0 corrente di saturazione inversa;

n fattore di idealità del diodo;

T temperatura della cella;

k costante di Boltzmann;

q carica dell'elettrone.

Di norma le ultime tre costanti sono raggruppate in un termine denominato voltaggio termico V_T :

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (5.3)$$

Per rendere più realistico il modello si aggiungono due resistenze al circuito appena descritto: la prima, detta resistenza di shunt R_{sh} , rappresenta le perdite dovute alle correnti di dispersione (dette di leakage) che si instaurano all'interno della cella e viene posta in parallelo al generatore di corrente e al diodo; la seconda, R_s , rappresenta le perdite dovute alla non idealità di giunzioni ed interconnessioni, e viene inserita in serie.

Il circuito equivalente della cella è schematizzabile come in Figura 5.2.

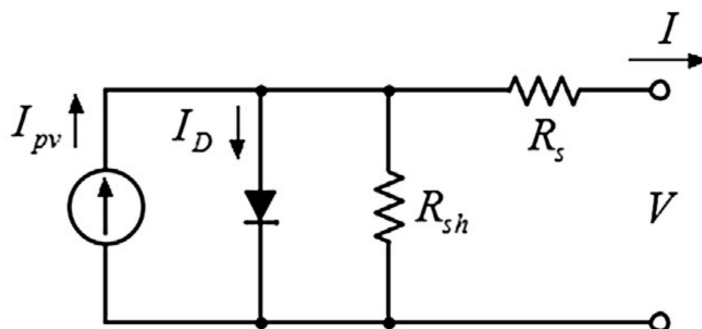


Figura 5.2. Modello completo di circuito elettrico di una cella fotovoltaica [68]

Il modello elettrico si presenta quindi sotto questa nuova forma [68]:

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.4)$$

Nella Figura 5.3 possiamo osservare l'influenza della variazione delle due resistenze appena aggiunte al modello sulla curva caratteristica della cella fotovoltaica:

- l'aumento della resistenza in serie R_s causa maggiori perdite di corrente, senza intaccare il valore la tensione di circuito aperto;
- l'aumento della resistenza di shunt R_{sh} causa minori cadute di tensione, senza modificare il valore di corrente di cortocircuito del sistema.

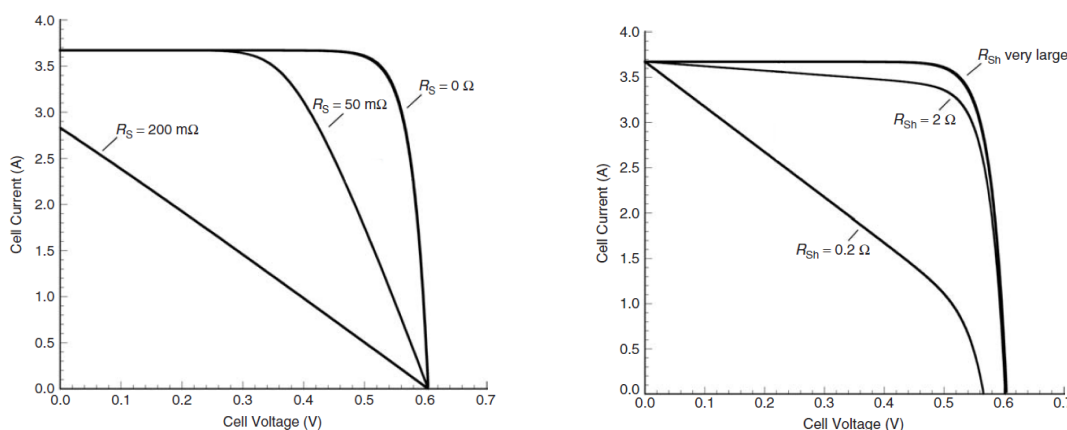


Figura 5.3. Effetto delle variazioni della resistenza in serie R_s (a sinistra) e della resistenza di shunt R_{sh} (a destra) sulla curva caratteristica [8]

Tutto questo rispecchia la rappresentazione circuitale già presentata; dei valori ottimali per tali resistenze sono quindi un valore molto piccolo per la resistenza R_s e un valore molto elevato per la resistenza R_{sh} .

5.1.1 Influenza delle condizioni operative

Una volta costruito il modello elettrico della cella fotovoltaica, si rende necessaria l'investigazione della dipendenza dei parametri che ne definiscono il funzionamento dalle condizioni operative, ovvero dal valore di irraggiamento S e della temperatura della cella T_c rispetto alle condizioni standard di test (Standard Test Condition (STC): $S_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$, $T_{c,STC} = 25^\circ C$). In [69] è stata effettuata un'analisi di questo tipo su tutti i parametri necessari.

La fotocorrente I_{pv} è approssimativamente una funzione lineare della radiazione incidente ed è legata alla variazione di temperatura dal coefficiente della corrente di corto circuito α_{sc} secondo la relazione:

$$I_{pv} = \frac{S}{S_{STC}} [I_{pv,STC} + \alpha_{sc}(T_c - T_{c,STC})] \quad (5.5)$$

Per la corrente di saturazione inversa I_0 del diodo, Messenger e Ventre [70] presentano un'equazione che lega tale corrente alla radiazione incidente, alla temperatura e all'energy gap E_g del materiale:

$$\frac{I_0}{I_{0,STC}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,STC}} \right)^3 \exp \left[\frac{1}{n \cdot k} \left(\frac{E_g}{T_c} \Big|_{T_{c,STC}} - \frac{E_g}{T_c} \Big|_{T_c} \right) \right] \quad (5.6)$$

dove k è la costante di Boltzmann. L'energy gap presenta una leggera dipendenza

dalla temperatura, che può essere descritta con la seguente equazione:

$$\frac{E_g}{E_{g,STC}} = 1 - \delta_{E_g}(T_c - T_{c,STC}) \quad (5.7)$$

dove δ_{E_g} è il coefficiente di variazione dell'energy gap in funzione della temperatura. Il fattore di non idealità del diodo risulta essere praticamente indipendente dalla variazione di irraggiamento e di temperatura della cella, per cui viene tenuto un valore pari a quello nella condizione STC. La tensione termica V_T presenta invece solo una dipendenza diretta dalla temperatura:

$$\frac{V_T}{V_{T,STC}} = \frac{T_c}{T_{c,STC}} \quad (5.8)$$

La resistenza in serie R_s rappresenta come già detto l'insieme delle perdite ohmiche della cella, le quali dipenderanno dalle condizioni di funzionamento della cella; [71] ha osservato che tale dipendenza risulta essere più che trascurabile, per cui si può considerare costante la resistenza R_s in qualsiasi condizione:

$$R_s = R_{s,STC} \quad (5.9)$$

Infine, la resistenza di shunt mostra avere una dipendenza inversamente proporzionale alla radiazione incidente, come mostra la seguente equazione:

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,STC}} = \frac{S_{STC}}{S} \quad (5.10)$$

Grazie a queste equazioni, siamo in grado di poter valutare i 5 parametri del nostro modello (I_{pv} , I_0 , R_s , R_{sh} ed n) in qualsiasi condizione operative, e quindi poter ricavare la potenza prodotta dalla singola cella.

Nella Figura 5.4 viene mostrata la curva I-V di una cella con differenti valori di radiazione incidente e di temperatura della cella:

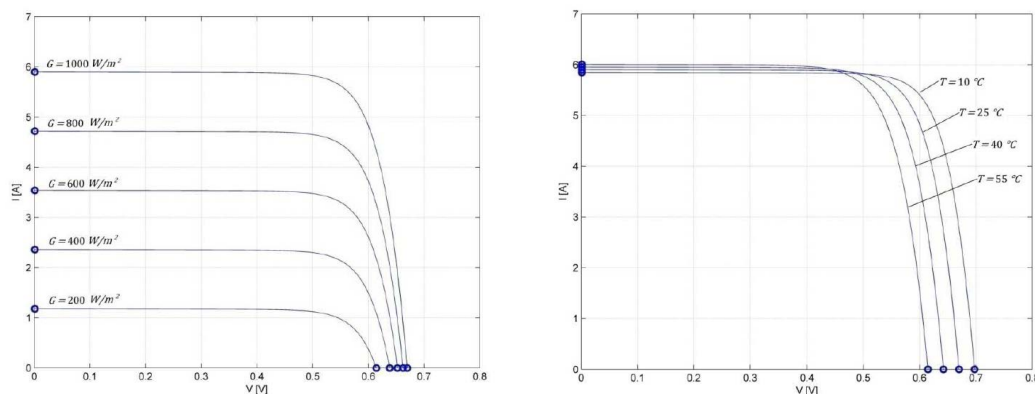


Figura 5.4. Effetto della variazione della radiazione incidente (a sinistra) e della variazione della temperatura (a destra) sulla curva caratteristica [8]

Possiamo osservare nella figura a sinistra come la corrente di cortocircuito aumenti all'aumentare dell'irraggiamento, mentre la tensione di circuito aperto aumenta ma in maniera molto meno marcata; la potenza massima prodotta di conseguenza aumenta e il punto di massima potenza si sposta a valori di correnti più elevate, mantenendo una tensione all'incirca costante.

Nella figura a destra invece si osserva come la tensione di circuito aperto aumenti maggiormente rispetto alla corrente di cortocircuito; la potenza elettrica prodotta in questo caso diminuisce all'aumentare della temperatura operativa e il punto di massima potenza si sposta a valori di tensione minori con valori di correnti leggermente superiori.

5.2 Risoluzione modello

Il modello descritto precedentemente, denominato modello a 5 parametri, rappresenta in maniera completa il funzionamento di una cella fotovoltaica; in questo paragrafo verrà presentato il metodo di risoluzione del suddetto modello (ovvero come poter ricavare I_{pv} , I_0 , R_s , R_{sh} ed n) e le prove effettuate per la sua validazione.

Le condizioni al contorno necessarie per la risoluzione del modello si ottengono utilizzando i punti più rappresentativi della cella, come descritto in [74], dei quali sono normalmente forniti i valori di V e I :

cortocircuito $V=0$ $I = I_{sc}$

circuito aperto $V = V_{oc}$ $I=0$

massima potenza $V = V_{mp}$ $I = I_{mp}$

Con queste informazioni possiamo riscrivere l'Equazione 5.4 per 3 condizioni di funzionamento diverse:

$$I_{sc} = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad (5.11)$$

$$0 = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (5.12)$$

$$I_{mp} = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \quad (5.13)$$

Le restanti due equazioni possono essere definite imponendo la derivata della curva I-V pari a 0 nel punto di massima potenza e utilizzando la definizione del coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto ($\beta_{V_{oc}}$), normalmente noto.

Si è osservato però che un modello di questo tipo, il quale richiede la risoluzione di un sistema fortemente non lineare di 5 equazioni in 5 incognite, presenta grandi difficoltà di convergenza della soluzione; la principale causa è legata alla presenza di una delle incognite (n) al denominatore di una frazione che a sua volta è argomento di un'esponenziale. Per questo motivo con una minima variazione di tale incognita si ha una grande variazione della funzione obiettivo, rendendo molto complessa la risoluzione del sistema di equazioni. Per questo motivo si è optato per la semplificazione

del metodo. Si sono imposti i valori delle due resistenze in serie e in parallelo rispettivamente a 0 e a $+\infty$, ritornando di fatto ad un metodo a 3 parametri (I_{pv} , I_0 e n , descritto in Figura 5.1) di più semplice e rapida risoluzione.

Tale scelta risulta essere ulteriormente motivata se, per la cella presa in analisi, sono noti i valori di R_s e R_{sh} (forniti dal costruttore o misurati sperimentalmente) per cui il modello a 3 parametri risulta fornire una soluzione esatta e non un'approssimazione.

5.3 Prove per la validazione

Per la validazione del modello a 3 parametri si è utilizzato un pannello fotovoltaico al Silicio della ditta Sunage S.A., di cui sono noti anche i valori di R_s e R_{sh} . Il pannello scelto è il SAM96/5MK2 [72], le cui caratteristiche sono sintetizzate nella Tabella 5.1.

Potenza Nominale (P_{max})	285 W_p
Tensione Alla Massima Potenza (V_{mp})	50.61 V
Corrente Alla Massima Potenza (I_{mp})	5.65 A
Tensione Di Circuito Aperto (V_{oc})	62.18 V
Corrente di Cortocircuito (I_{sc})	5.96 A
Coefficiente Di Temperatura I_{sc} (α)	0.05 %/°C
Coefficiente Di Temperatura V_{oc} (β)	-0.05 %/°C
Coefficiente Di Temperatura P_{mp} (γ)	-0.33 %/°C
Resistenza Di Shunt (R_{sh})	191000 Ohm
Resistenza In Serie (R_s)	0.41 Ohm

Tabella 5.1. Caratteristiche pannello Sunage in condizioni STC [44]

Grazie al modello costruito con l'ausilio di MATLAB[®] si sono potuti ricavare i valori di I_{pv} , I_0 e n , che riportiamo nella Tabella 5.2, insieme ai valori di potenza di picco e di rendimento nominale.

I_{pv} [A]	I_0 [A]	n [-]	P_{max} [W_p]	$\eta_{elettrico}$ [%]
5.96001	1.747E-008	1.283	285.6	19.04

Tabella 5.2. Risultati modello elettrico

Riportiamo inoltre nella Tabella 5.3 i valori di primo tentativo utilizzati per inizializzare il modello: sono ottenuti semplicemente risolvendo il modello elettrico a 3 parametri puro (con $R_s = 0$ e $R_{sh} = +\infty$), per il quale non è necessario alcun processo iterativo, poichè le equazioni sono risolvibili separatamente [73].

Parametro	Equazione	Valore
n_0 [-]	-	1.25
I_{pv} [A]	$I_{sc,STC}$	5.96
I_0 [A]	$I_{sc,STC} \cdot \exp\left(-\frac{V_{oc,STC}}{n_0 \cdot V_t,STC}\right)$	1.0385e-08

Tabella 5.3. Valori di primo tentativo

Si può osservare come i risultati siano coerenti con la fisica di funzionamento della cella:

- la fotocorrente I_{pv} è pressoché identica alla corrente di cortocircuito, leggermente superiore per far fronte alla presenza della corrente di saturazione inversa del diodo e della corrente "persa" a causa delle resistenze del circuito;
- la corrente di saturazione inversa I_0 risulta essere piccolissima, in accordo con la fisica di funzionamento del diodo;
- il coefficiente di non idealità n risulta essere compreso nel range 1-1.5, valori tipici per le celle fotovoltaiche di questo tipo [69];
- la potenza massima prodotta dal pannello risulta essere uguale a quella specificata dal produttore (ed elencata nella Tabella 5.1);
- il rendimento elettrico nominale di conseguenza risulta essere quello atteso.

Osserviamo anche come i valori di primo tentativo utilizzati siano dei buoni valori di partenza, essendo infatti abbastanza vicini alla soluzione finale. Con un modello di questo tipo è molto importante definire un corretto set di valori iniziali, poiché risulta molto facile incappare in un minimo relativo della funzione obiettivo e quindi ottenere una soluzione errata.

Per validare ulteriormente il modello, è stata effettuata una ulteriore prova: si è valutato l'andamento del rendimento elettrico alla potenza massima al variare della radiazione incidente (da $200 \frac{W}{m^2}$ a $1000 \frac{W}{m^2}$). I risultati sono stati confrontati con l'andamento reale della potenza in funzione del flusso incidente, tenendo conto che di norma si ha una diminuzione del rendimento del 4-6% relativo al rendimento in condizioni STC ad un quinto dell'irraggiamento nominale (quindi $200 \frac{W}{m^2}$).

Nella Figura 5.5 si può notare come la diminuzione di rendimento relativo rispecchi quando detto in precedenza, confermando la bontà del modello.

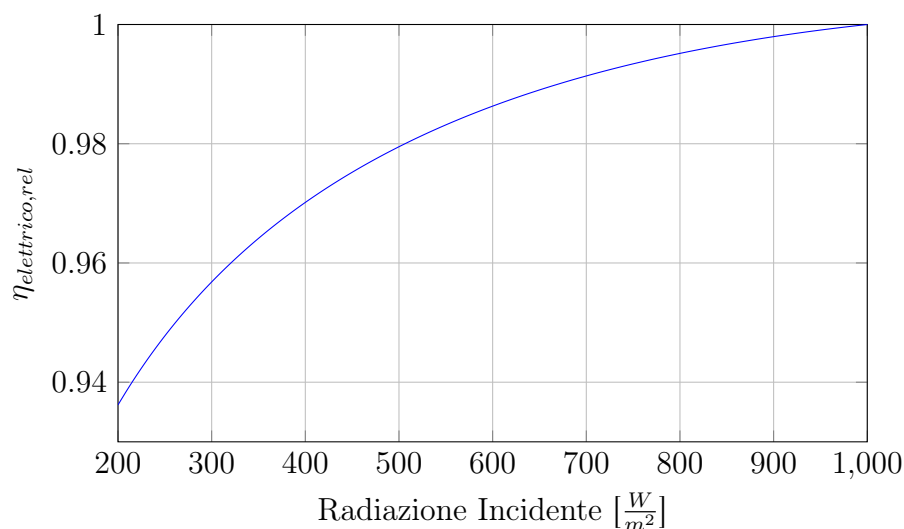


Figura 5.5. Andamento rendimento elettrico in funzione dell'irraggiamento incidente

5.4 Applicazione modello

Il passo successivo alla validazione del modello elettrico è quello di utilizzarlo per ottenere i 3 parametri della cella fotovoltaica presa in esame in questo lavoro di tesi. Inizialmente si prevedeva di testare un pannello reale (tecnologia a film-sottile) per ottenere tutti i dati necessari alla sua caratterizzazione; questo non è stato possibile a causa di problemi di costruzione del suddetto pannello da parte del produttore a cui si è fatta richiesta di collaborazione.

Si è quindi optato per l'utilizzo di un prodotto commerciale, prodotto dalla ditta tsmc solar (modello TS-145C1) [44], le cui caratteristiche tecniche sono riassunte nella Tabella 5.4.

Potenza Nominale (P_{max})	145 W _p
Tensione Alla Massima Potenza (V_{mp})	46.6 V
Corrente Alla Massima Potenza (I_{mp})	3.11 A
Tensione Di Circuito Aperto (V_{oc})	63.4 V
Corrente di Cortocircuito (I_{sc})	3.51 A
Coefficiente Di Temperatura I_{sc} (α)	0.01 %/°C
Coefficiente Di Temperatura V_{oc} (β)	-0.29 %/°C
Coefficiente Di Temperatura P_{mp} (γ)	-0.31 %/°C

Tabella 5.4. Caratteristiche pannello tsmc solar [44]

Come si può notare dai dati presenti in tabella, non sono noti per il pannello in questione i valori di R_s e R_{sh} : dal punto di vista della risoluzione del modello il problema sarebbe aggirabile imponendo rispettivamente 0 e $+\infty$ come valori delle resistenze (come già esposto nel Paragrafo 5.1); dal punto di vista della soluzione però si rischierebbe di sovrastimare la potenza prodotta.

Per ovviare a questo problema si è deciso di sfruttare un secondo modello [69], per poter quindi stimare R_s e R_{sh} : il modello in questione utilizza i dati ottenuti da un fitting di una curva qualsiasi (i valori di x e y), di cui si conosce l'equazione analitica, e varia i parametri da cui dipende tale equazione facendo in modo tale che la curva ottenuta con tali parametri rispecchi l'andamento della curva da cui si è ottenuto il fitting.

La procedura che si è adottata è così riassumibile:

1. calcolo dei parametri I_{pv} , I_0 e n con il primo modello, imponendo $R_s = 0$ e $R_{sh} = +\infty$;
2. calcolo dei 5 parametri con il secondo modello utilizzando i parametri ottenuti dal primo modello come punto di partenza del processo risolutivo e sfruttando il grafico della curva I-V presente sul datasheet del pannello in esame per ottenere il fitting;
3. utilizzo dei valori di R_s e R_{sh} trovati con il secondo modello nel primo modello e verifica della correttezza della curva I-V.

Nella Figura 5.6 sono rappresentate la curva I-V reale ricavata dalla scheda tecnica del pannello fornita dal produttore e la curva ottenuta dal primo modello, con l'ausilio

del secondo.

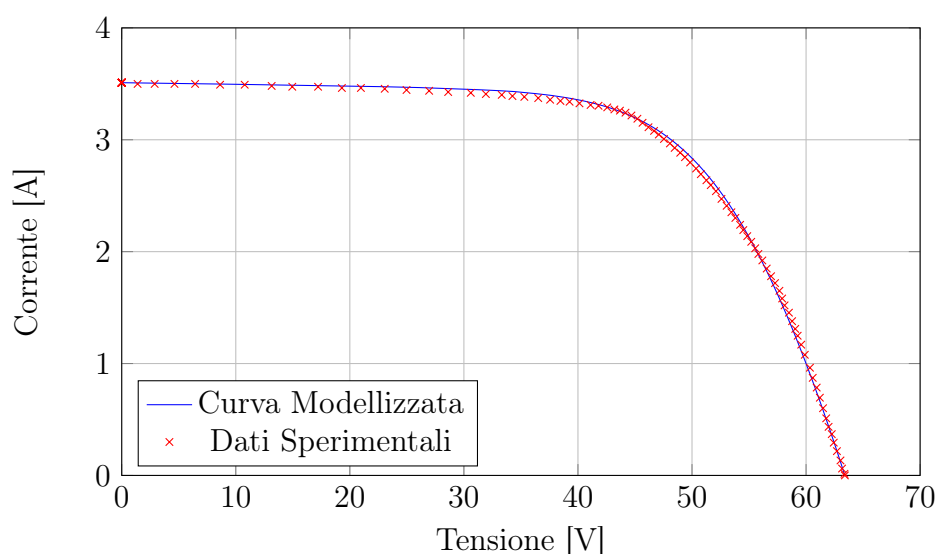


Figura 5.6. Confronto fra una curva I-V di una cella fotovoltaica CIGS reale e una ottenuta con il modello elettrico

Come si può notare l'unione dei due modelli ha permesso di ottenere una curva I-V perfettamente sovrapponibile a quella reale, consentendo di ottenere nell'applicazione di tale modello alle future analisi dei risultati più corretti possibili.

In Tabella 5.5 sono riportati i valori dei 5 parametri relativi alla cella CIGS:

I_{pv} [A]	I_0 [A]	n [-]	R_s [Ohm]	R_{sh} [Ohm]	P_{max} [W _p]	$\eta_{elettrico}$ [%]	R^2 [-]
3.51855	9.279E-006	1.925	1.7012	700.31	144.97	13.31	0.9992

Tabella 5.5. Risultati modello elettrico

In analogia con quelli per la tecnologia al Silicio, gli ordini di grandezza dei diversi parametri sono in linea con quelli che la fisica di funzionamento della cella fotovoltaica richiede; inoltre si può osservare come il coefficiente di correlazione R^2 sia molto prossimo ad 1, confermando la bontà dei risultati ottenuti. Riguardo alla resistenza di shunt R_{sh} bisogna fare una considerazione ulteriore; si osserva che il valore di tale resistenza influenza in maniera minima la soluzione del modello elettrico: ciò sta a significare che R_{sh} può variare di alcuni ordini di grandezza senza alterare la soluzione. Per ovviare a questo problema si è valutata la resistenza utilizzando la curva I-V reale. Si può dimostrare infatti [69] che la pendenza della curva I-V nei pressi del punto di cortocircuito rappresenta il valore della resistenza di shunt; noto il coefficiente angolare della retta che approssima la curva in tale tratto è quindi possibile ricavare direttamente R_{sh} . Con un metodo analogo [69] sarebbe stato possibile ricavare R_s dalla pendenza della curva I-V nella zona di circuito aperto, e di fatto poter utilizzare solamente il primo modello (avendo le due resistenze già note): questo non è stato preso in considerazione poichè in tale zona la pendenza della curva I-V varia molto rapidamente e una presa dei punti del fitting errata avrebbe causato un facile errore

di valutazione della resistenza in serie.

In Figura 5.7 possiamo osservare delle curve I-V ottenute grazie al modello elettrico al variare della radiazione incidente e della temperatura della cella.

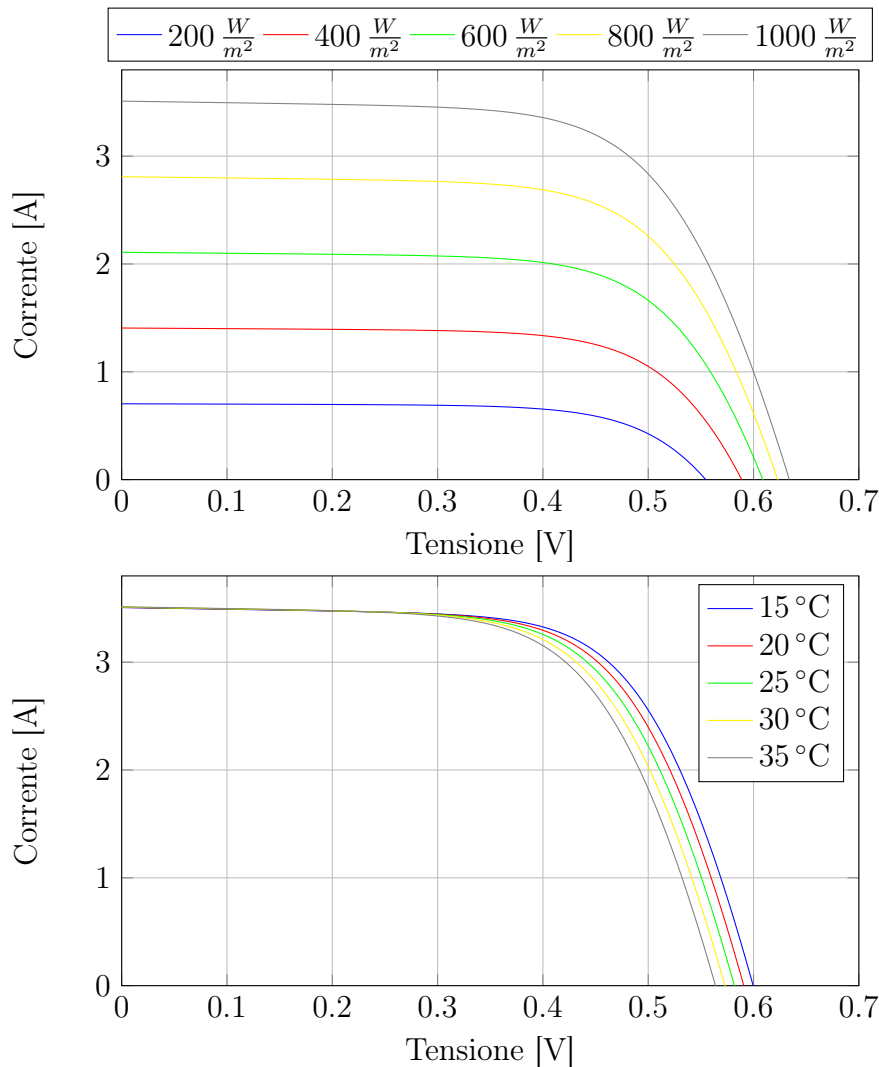


Figura 5.7. Curva I-V di una cella fotovoltaica CIGS con differenti valori di radiazione incidente (sopra) e con diversi valori di temperatura della cella (sotto)

5.4.1 Collegamento celle e shading

Le curve I-V appena viste si riferiscono ad un pannello completo; per risalire alla curva caratteristica di una sola cella è necessario conoscere come le celle sono collegate fra di loro. Esistono due possibili configurazioni [7]: collegamento in serie e collegamento in parallelo.

Nel collegamento in serie, essendo le celle schematizzabili nel loro complesso come dei generatori di corrente, ciò che resta costante è la corrente prodotta (che è la stessa per ogni cella) mentre le tensioni si sommano, come descritto nell'Equazione 5.14:

$$\begin{cases} I = I_1 = I_2 = \dots = I_N \\ V = \sum_{i=1}^N V_i \end{cases} \quad (5.14)$$

Nel collegamento in parallelo invece si ha la somma delle correnti, mentre le celle andranno a funzionare tutte alla stessa tensione (Equazione 5.15):

$$\begin{cases} V = V_1 = V_2 = \dots = V_N \\ I = \sum_{i=1}^N I_i \end{cases} \quad (5.15)$$

Nella Figura 5.8 sono mostrate le curve caratteristiche per una, due e quattro celle rispettivamente collegate in serie ed in parallelo.

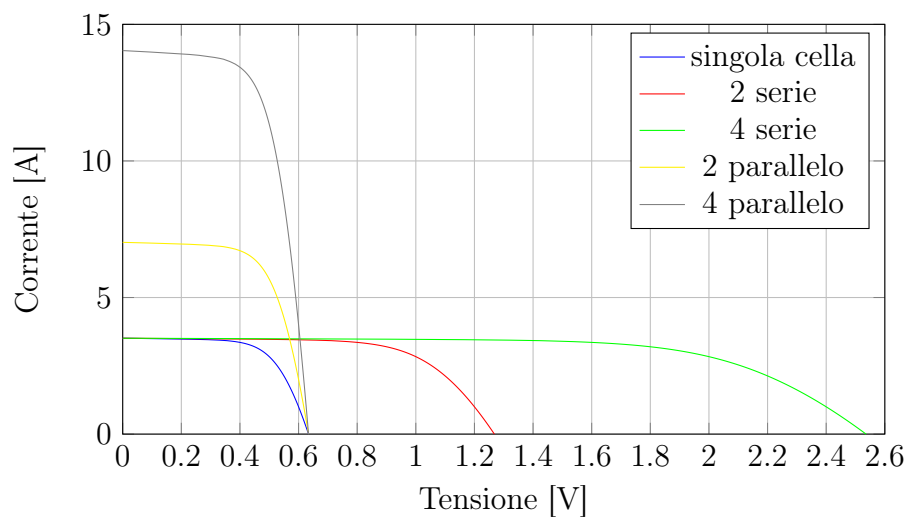


Figura 5.8. Curva I-V di più celle fotovoltaiche CIGS in differenti configurazioni

Il collegamento di più celle ha lo scopo di innalzare corrente e tensione del sistema ed avere una potenza prodotta complessivamente maggiore rispetto alla singola cella; una volta ottenuta la curva di funzionamento desiderata, per poter ottenere più energia possibile è necessario portare il sistema a funzionare nel punto di massima potenza: l'MPPT (Maximum Power Point Tracking) ha il compito di modificare la curva di funzionamento variando il carico in modo tale da lavorare nel punto desiderato [75]. Se le celle si trovano tutte nelle medesime condizioni di funzionamento, andranno a produrre tutte la massima potenza; ciò non avviene in tutte quelle condizioni in cui le celle si trovano ad avere diversi valori di irraggiamento e/o temperatura.

Abbiamo visto infatti nel Paragrafo 5.1.1 l'influenza delle condizioni operative in cui si trova la cella sull'andamento della curva I-V; prendendo come esempio due celle che si trovano alla stessa temperatura ma con valori di irraggiamento differenti (come potrebbe accadere nel caso di parziale ombreggiamento del pannello fotovoltaico), possiamo osservare in Figura 5.9 come la diversa radiazione incidente determini per la cella maggiormente irraggiata una curva caratteristica con correnti maggiori.

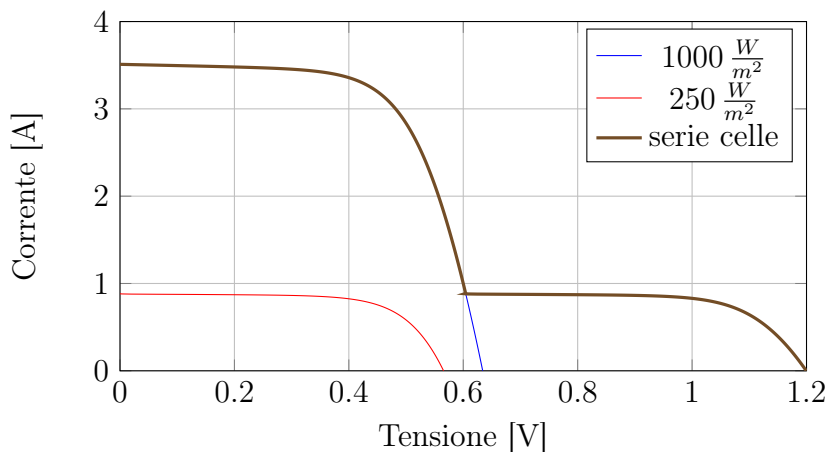


Figura 5.9. Curva I-V di due celle con differente radiazione incidente e relativa curva I-V della messa in serie

Collegando in serie le due celle si ottiene la curva del sistema (sempre nella stessa figura), in cui a pari corrente si sommano le tensioni. Immaginando ora di avere un MPPT che regoli la curva di carico in modo tale da far funzionare il sistema nel punto di massima potenza, può accadere che una delle due celle non sia in grado di generare la corrente richiesta. A pari curva del carico, con una diminuzione di corrente si avrà una conseguente diminuzione di tensione in uscita: la cella completamente irraggiata continuerà però a funzionare alla tensione definita inizialmente dall'MPPT mentre l'altra cella, per rispettare in bilancio delle tensioni, si troverà a sotto una differenza di potenziale negativa, ovvero non si comporterà da generatore ma da utilizzatore. Per evitare questa situazione il sistema dovrà andare a funzionare in un punto tale da portare la cella meno irraggiata ad erogare la propria corrente di cortocircuito; in questo modo infatti la tensione a cui si trova tale cella è nulla, evitando quindi che si comporti da utilizzatore e che si surriscaldi, andando a deteriorarsi [76].

Nelle Figure 5.10 e 5.11 si osserva che il punto di funzionamento ideale (rappresentato da un "o") si sposta in quello effettivo (rappresentato da una "x").

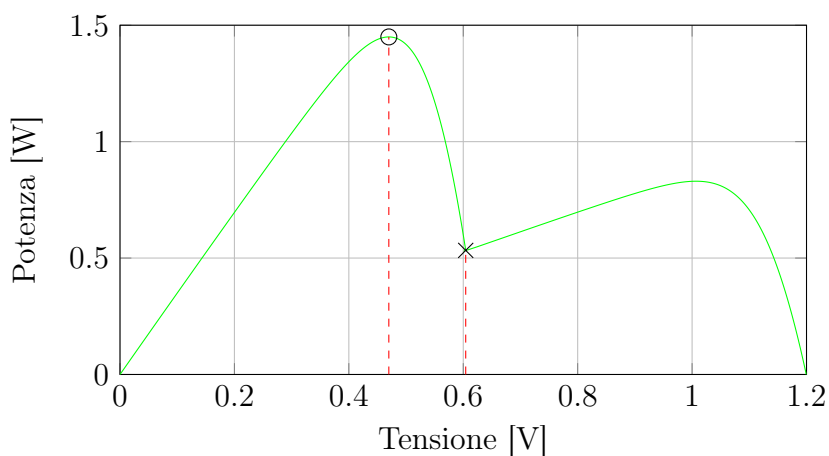


Figura 5.10. Curva P-V di due celle messe in serie con punto di funzionamento ideale ("o") e reale ("x")

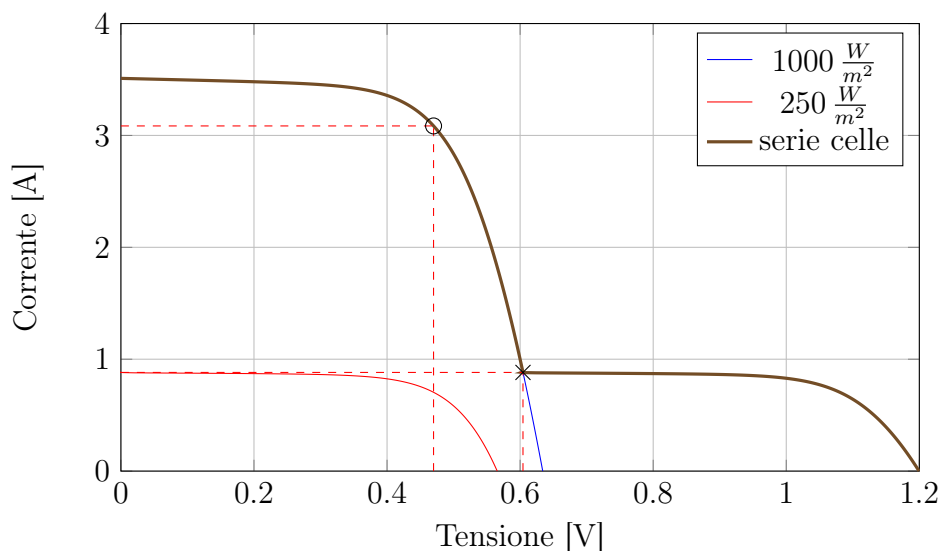


Figura 5.11. Punto di funzionamento di due celle in serie osservato sulla curva I-V, ideale ("o") e reale ("x")

Analogamente, per il collegamento in parallelo di due celle ciò che risulta essere limitante è la tensione massima a cui le celle possono funzionare, e quindi in questo caso è la temperatura delle celle ad influenzare la potenza prodotta dal sistema completo. Il fenomeno appena osservato prende il nome di ombreggiamento e si presenta tutte le volte che per qualche motivo una parte del pannello si trova in condizioni differenti rispetto alla restante (ombreggiamenti di alberi o case, ombreggiamenti dovuti al passaggio di una perturbazione, ombreggiamenti dovuti alla presenza di altri pannelli posti di fronte al pannello considerato). In ogni condizione di funzionamento quindi risulta necessario conoscere dove si trova il punto in cui la potenza è massima e contemporaneamente la corrente è producibile da tutte le celle; tale concetto viene matematicamente espresso nell'Equazione 5.16:

$$P^{sist} = \begin{cases} P_{mp}^{sist} & \text{se } \forall i \ I_{sc,i} \geq I_{mp}^{sist} \\ P^* < P_{mp}^{sist} & \text{se } \exists i \ | \ I_{sc,i} < I_{mp}^{sist} \end{cases} \quad \text{con } i = 1 : n_{celle} \quad (5.16)$$

5.4.2 Perdite di fine collettore

Il sistema preso in esame in questo lavoro di tesi è costituito da un ricevitore tubulare in cui l'illuminazione della parte inferiore del tubo viene garantita dalla presenza di specchi riflettori (come già descritto approfonditamente nel Capitolo 4). Su tale tubo vengono deposte delle celle fotovoltaiche di tipo CIGS, in modo tale che una cella occupi tutta la circonferenza del tubo, mentre nella lunghezza siano presenti diverse celle. L'utilizzo di un sistema riflettente genera però delle perdite di fine collettore (end losses) di due differenti tipologie:

- perdite legate alla non perfetta riflessione degli specchi;
- perdite legate al flusso disuniforme lungo la direzione assiale del tubo.

La prima tipologia di perdita è conseguenza della presenza degli errori di slope e specularity degli specchi: come già descritto nel Paragrafo 4.6.4, la riflessione di un raggio su una superficie genera un cono di possibile riflessione più o meno ampio a seconda di quanto la superficie si discosti da una superficie di riflessione ideale. Come conseguenza si osserva sul tubo ricevitore non un punto (in cui il raggio riflesso impatterebbe), ma un'area in cui il raggio potrebbe cadere. Se queste considerazioni vengono fatte ad una estremità dello specchio, una parte di tale area risulterà essere oltre la fine del tubo ricevitore e quindi si avranno dei raggi riflessi ma non assorbiti. La seconda tipologia di disuniformità viene mostrata in Figura 5.12: si può osservare come per angoli longitudinali diversi da 0 una parte del tubo non venga raggiunta dai raggi riflessi dallo specchio, rimanendo in ombra (zona all'interno del cerchio bianco). Analogamente nella mappa di flusso si osserva come esista una parte di tubo in cui i valori di flusso incidente siano decisamente inferiori rispetto alla restante parte. Essendo le celle deposte sul tubo collegate tra loro in serie, verranno influenzate da questa distribuzione non uniforme di flusso e risentiranno dei problemi già discussi nel Paragrafo 5.4.1.

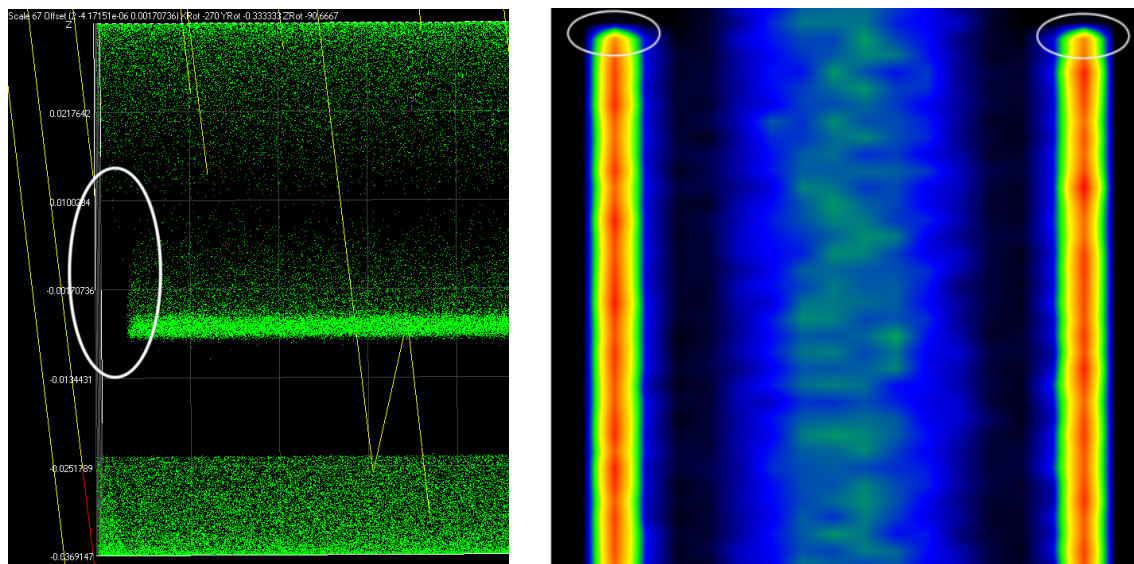


Figura 5.12. Effetto di shading (cerchio bianco) osservato sul tubo ricevitore (a sinistra) e nella mappa di flusso (a destra) tratto da SolTrace

Questa configurazione porterebbe praticamente tutte le condizioni di funzionamento del nostro sistema ad avere una o più celle parzialmente illuminate, che quindi causerebbero una limitazione della potenza prodotta; per ovviare a questo problema si è deciso di lasciare alle estremità del tubo una zona priva di celle fotovoltaiche, così da "ritardare" il problema ad angoli longitudinali elevati, per i quali il valore di irraggiamento sarà probabilmente basso e la perdita di potenza per shading risulterà quindi trascurabile. Come limite di angolo longitudinale si è definito un valore pari a 50° .

In Figura 5.13 possiamo osservare la distribuzione di quanta parte del tubo ricevitore resti ombreggiato, nel caso ad angolo trasversale nullo e angolo di incidenza longitudinale pari a 50° ; sono stati utilizzati 1000 raggi equamente distribuiti su metà dello specchio (il problema è ovviamente simmetrico, per cui è stato studiato solo metà

del sistema tubo-specchio), tutti incidenti sul bordo esterno dello specchio in senso longitudinale ed è stata valutata la distanza tra i raggi incidenti sul tubo e il bordo del tubo stesso.

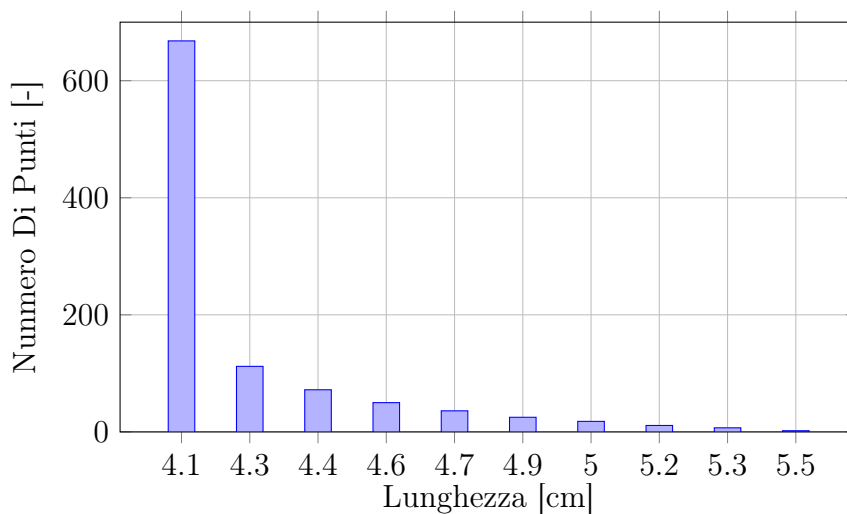


Figura 5.13. Distribuzione lunghezza tubo ricevitore ombreggiato per un $\vartheta = 50^\circ$

Dai risultati ottenuti possiamo osservare come la maggior parte dei raggi (più del 60%) cada ad una distanza di circa 4 cm dall'estremità del tubo; in favore di sicurezza però si è preferito utilizzare come valore una lunghezza pari a 5 cm.

In Figura 5.14 viene mostrata la potenza prodotta nei due casi diversi: un caso in cui il tubo è completamente ricoperto da celle (caso 1) ed un secondo caso in cui sono presenti le due zone alle estremità del tubo prive di celle (caso 2).

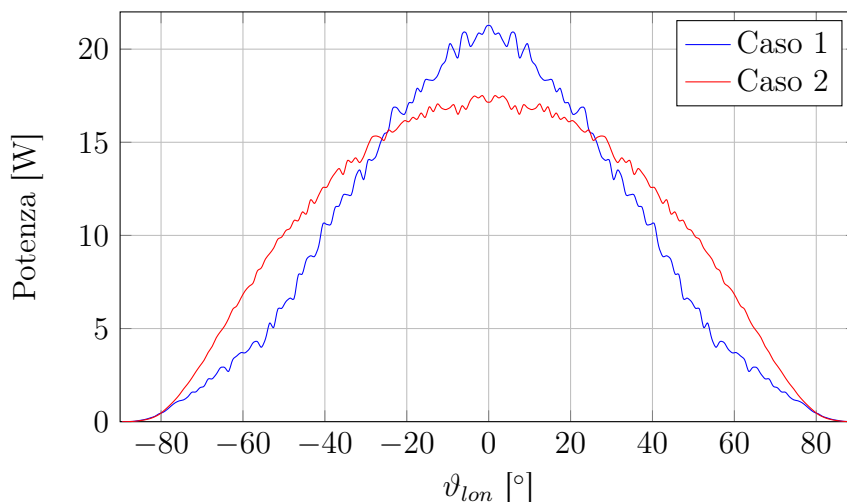


Figura 5.14. Curva andamento potenza prodotta in funzione dell'angolo longitudinale con il tubo completamente ricoperto (Caso 1) o con due zone prive di celle (Caso 2)

Per angoli longitudinali piccoli il primo caso risulta vincente, perchè nel complesso abbiamo una superficie di celle maggiore e quindi una potenza prodotta maggiore. Con l'aumentare dell'angolo però la potenza prodotta cala molto più rapidamente per tubo completamente ricoperto di celle: tenendo conto del fatto che il sistema

dovrà andare a produrre ad angoli longitudinali variabili e molto spesso di valore non piccolo, consideriamo vincente la seconda situazione, mantenendo quindi le due zone prive di celle.

5.5 Flusso disuniforme: analisi sul sistema elettrico

Un'ulteriore problematica del sistema elettrico riguarda la disuniformità del flusso lungo la circonferenza; la presenza di un flusso disuniforme può portare ad una distribuzione di temperatura di cella e flusso incidente su di essa non costanti: ciò si ripercuote sulle prestazioni del sistema stesso dato che la cella non riesce più a lavorare al massimo della sua potenza (condizione di Maximum Power).

Vengono analizzati i due aspetti in modo separato partendo da quello meno problematico. La presenza di un fluido con buoni coefficienti di scambio termico convettivo (è il caso dell'acqua) minimizza i problemi di differenza di temperatura tra le celle lungo la circonferenza. La temperatura può dunque essere considerata costante in direzione circonferenziale.

Non si può invece trascurare la disuniformità del flusso incidente sulle celle fotovoltaiche. Le correlazioni utilizzate per caratterizzare il funzionamento della cella fotovoltaica non sono molto attendibili oltre a valori di $1000-1500 \frac{W}{m^2}$ di irraggiamento ma si osserva che nel concentratore modellizzato in questo lavoro si raggiungono picchi di $3000-3500 \frac{W}{m^2}$, non è possibile valutare lo scostamento di prestazioni rispetto alla cella con radiazione uniforme attraverso le curve I-V.

In [83] viene analizzata la disuniformità del flusso confrontando le prestazioni di una cella fotovoltaica in condizioni di flusso non uniformemente distribuito prendendo come riferimento la cella con la stessa quantità complessiva di potenza termica incidente ma distribuita però in modo uniforme. La situazione analizzata è simile a ciò che si riscontra nel presente lavoro: viene esaminata la condizione di picco di flusso, ossia la disuniformità è dovuta alla presenza di un flusso concentrato in una data zona della cella proprio come avviene anche per la cella CIGS del CPC analizzato in questo lavoro. Come viene descritto, in presenza di una radiazione incidente non costante si nota una riduzione nella corrente di corto circuito della caratteristica I-V della cella (circa 5 mV per la cella descritta in [83] ma più è elevato il picco di concentrazione e maggiore è la riduzione).

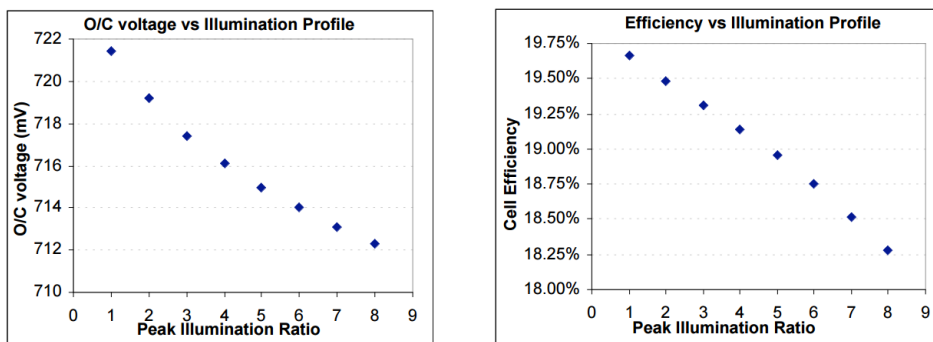


Figura 5.15. Andamento della tensione di circuito aperto e del rendimento elettrico della cella al Silicio caratterizzata in [83] all'aumentare del picco di flusso

In Figura 5.15 è rappresentato la riduzione del rendimento al crescere del parametro Peak Illumination Ratio definito come il rapporto tra il picco di flusso e la radiazione media incidente sulla cella.

Considerando che per uniformare tutte le condizioni analizzate si è mantenuto una potenza incidente complessivamente costante sulla cella si nota che al crescere del picco di flusso peggiorano sempre di più le prestazioni della cella per quanto appena descritto in relazione alla curva I-V.

Si è deciso di sfruttare la curva appena descritta per valutare le prestazioni delle celle CIGS nel seguente modo: per prima cosa dal momento che le celle in [83] non coincidono con le celle CIGS si ricava l'andamento del rendimento in termini relativi (che viene riportato in Figura 5.16) per poterlo sfruttare nel caso in esame. Ora si può calcolare il flusso medio incidente sulla generica sezione del tubo e poi correggere il valore sulla base della curva riportata.

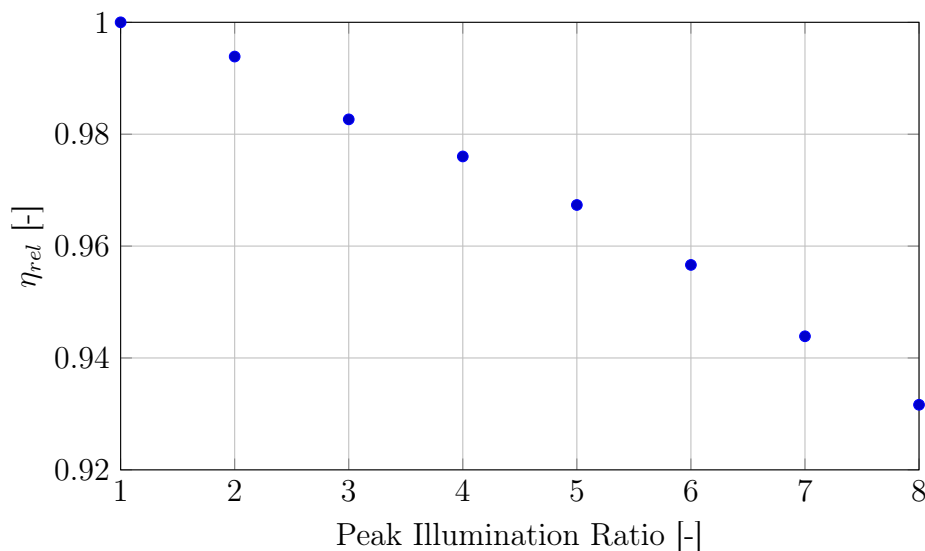


Figura 5.16. Fattore di riduzione del rendimento elettrico in funzione del picco di flusso

5.6 Semplificazione modello per analisi annuale

L'obiettivo dello sviluppo di un modello elettrico è quello di poterlo sfruttare nell'analisi annuale (analogamente a com'è stato fatto nel Paragrafo 4.13 per il modello ottico), potendo quindi ricavare ogni dieci minuti la quantità di energia elettrica prodotta, qualsiasi sia la condizione di irraggiamento e la temperatura ambiente; a tali valori corrisponderanno infatti un determinato flusso incidente e una determinata temperatura che interesseranno la cella fotovoltaica che potranno essere ottenuti grazie al modello ottico già sviluppato e al modello termico (oggetto del prossimo capitolo). Un'analisi così strutturata risulta essere problematica dal punto di vista dei tempi di calcolo, dovendo risolvere ogni volta il modello elettrico; per questo motivo si sono introdotte alcune semplificazioni che però, come verrà mostrato in questo paragrafo, non andranno a ledere la correttezza dei risultati ottenuti.

Ciò che interessa è la potenza prodotta dalla cella, che dipende principalmente da tre parametri:

1. flusso incidente;
2. temperatura cella;
3. end losses.

È stata quindi cercata una correlazione che permettesse di tenere conto di queste variabili e, analogamente quanto fatto per la fattorizzazione dello IAM (Paragrafo 4.8), si è cercato di scomporre i vari contributi, come esemplifica l'equazione seguente:

$$P(DNI, T_c, end - losses) = P(DNI) \cdot P(T_c) \cdot P(end - losses) \quad (5.17)$$

Per ottenere i diversi andamenti in funzione dei diversi parametri si è proceduto come segue:

1. l'andamento della potenza in funzione del flusso incidente è stato ottenuto sfruttando il modello elettrico, analogamente a come è stato fatto per la cella al Silicio utilizzata per la validazione del modello stesso (Figura 5.5). È stata poi implementata la condizione di flusso disuniforme sulla superficie della singola cella utilizzando la correlazione ottenuta in Figura 5.16;
2. l'andamento della potenza in funzione della temperatura della cella è stato tenuto conto utilizzando il parametro γ fornito nella scheda tecnica del pannello fornita dal costruttore (Tabella 5.5);
3. l'andamento della potenza in funzione delle end losses è stato modellizzato effettuando un confronto tra la curva di potenza ottenuta con un flusso reale (con end losses) e la curva della potenza ottenuta con un flusso incidente pari al valor medio di quello reale (senza end losses, perchè in questo modo tutte le celle vedono lo stesso flusso, e quindi non vi è alcuna cella limitante sulle altre). Le due curve sono rappresentate in Figura 5.17.

La correlazione è stata ottenuta valutando la differenza relativa fra le due curve (denominata C_P):

$$C_P = \frac{P^* - P_{reale}}{P_{reale}} \quad (5.18)$$

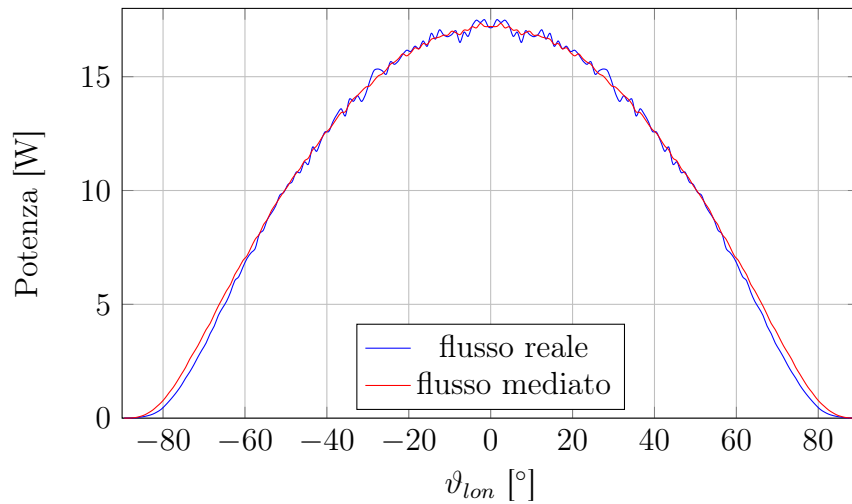


Figura 5.17. Curva andamento potenza prodotta in funzione dell'angolo longitudinale nei due casi di flusso analizzati

La Figura 5.18 mostra l'andamento del parametro C_P in funzione dell'angolo longitudinale e il relativo fitting per ottenere la curva che meglio ne approssima l'andamento.

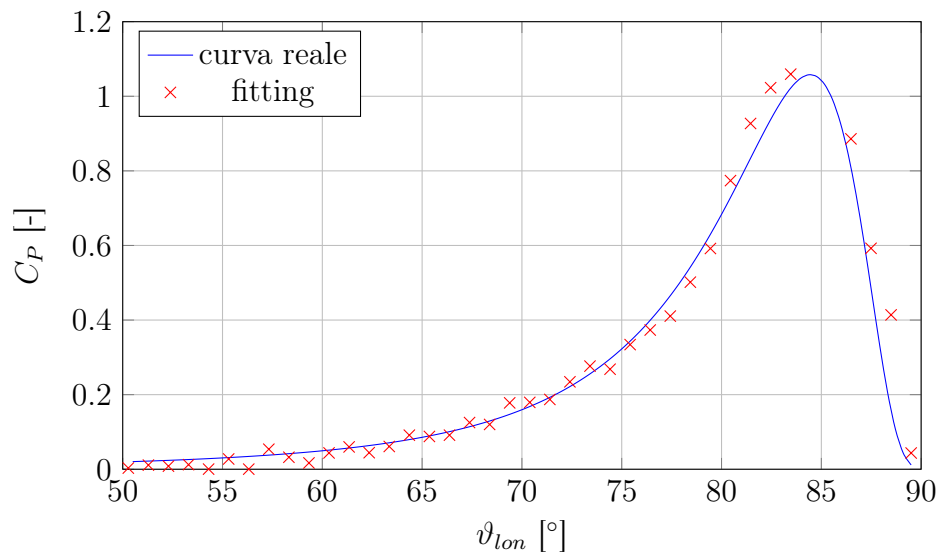


Figura 5.18. Curva andamento del parametro C_P in funzione dell'angolo longitudinale

Grazie a queste approssimazioni è possibile ottenere la potenza elettrica prodotta senza dover risolvere il modello elettrico, permettendo la semplice integrazione nell'analisi annuale.

Capitolo 6

Modello termico

L'ultimo passo per la completa definizione delle prestazioni del concentratore è lo sviluppo del modello termico necessario per calcolare il calore utile scambiato con il fluido termovettore circolante nei tubi ricoperti dalle celle CIGS. E' necessario ricostruire quindi lo schema di scambio termico tra il lato interno ed esterno del tubo sfruttando l'analogia elettrica per valutare quanta parte del calore concentrato non viene dissipato. In Figura 6.1 è rappresentata la rete di resistenze termiche presenti tra la $T_{fluido,in}$ e la T_{amb} e T_{sky} ; si può notare che compaiono tutte e tre le modalità di scambio di calore: radiativo, convettivo e conduttivo. Il problema è poi complicato dallo scambio conduttivo che è presente non solo in direzione radiale come dimostra lo schema presentato ma anche in direzione circonferenziale e assiale dal momento che varia lungo il tubo la temperatura del fluido interno.

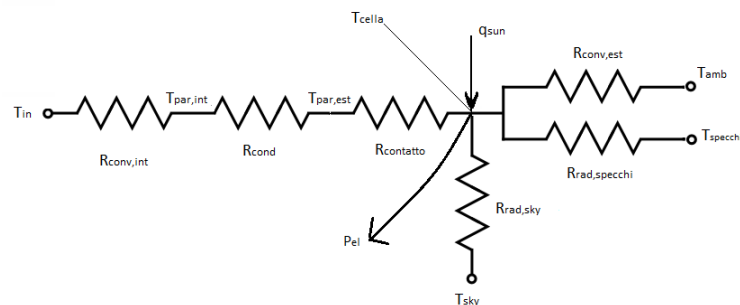


Figura 6.1. Rappresentazione della rete equivalente del modello termico sviluppato

Si procederà per progressiva complicazione del modello: il primo step sarà quello di costruire un semplice modello di scambio termico a flusso imposto trascurando la presenza delle celle fotovoltaiche. Valutata con qualche verifica la correttezza del modello sviluppato integreremo la parte elettrica con quella termica.

6.1 Metodo delle differenze finite

Per la descrizione del modello termico si sfrutta il metodo delle differenze finite descritto in [77]: viene suddiviso lo spessore del tubo in n nodi e l'apertura circonferenziale in m considerando la conduzione sia in direzione radiale che lungo la circonferenza. Supponendo di prendere in esame un piccolo tratto di tubo si può trascurare lo scambio

conduttivo in direzione assiale: considerando minima la differenza di temperatura del fluido (e quindi anche della parete) in due sezioni consecutive ignorare la conduzione lungo l'asse del tubo non altererà le prestazioni.

Per ogni nodo presente vengono valutati i differenziali di temperatura nelle quattro direzioni (due radiali e due circonferenziali come si vede in Figura 6.2) e approssimati con lo sviluppo in serie di Taylor troncato al second'ordine. In questo modo moltiplicando le quattro equazioni per dei coefficienti A, B, C e D sommandole tra loro e riordinando tutti i termini, isolando le derivate al primo membro, si possono calcolare i coefficienti affinché sia rispettato il bilancio termico su ciascun nodo che in regime stazionario si traduce nella condizione di Laplaciano nullo.

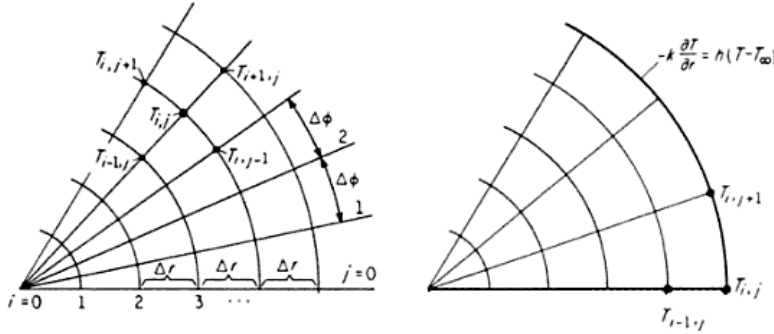


Figura 6.2. Rappresentazione dello schema di griglia utilizzato per risolvere il modello termico [77] per un punto interno (a destra) e un punto di frontiera (a sinistra)

In coordinate cilindriche, considerando la condizione di regime stazionario, equivale a dire che

$$\nabla^2 T(r, \phi) = \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \phi^2} = 0 \quad (6.1)$$

Vengono dunque determinati A, B, C e D in modo da rispettare i coefficienti di ciascun termine del Laplaciano (quindi guardando la forma appena riportata in ordine saranno rispettivamente $1, \frac{1}{r}$ e $\frac{1}{r^2}$). Nella parte destra rimangono solamente i termini con la temperatura del nodo in esame più quelle dei quattro che lo circondano che dalla condizione del Laplaciano sappiamo che va posta pari a zero. In Appendice A è riportato il procedimento completo per il calcolo dei coefficienti A, B, C e D.

L'unica attenzione riguarda i nodi sulla frontiera che confinano solamente con altri tre: in questo caso la quarta equazione viene fornita dalla condizione al contorno di terza specie (flusso imposto) che sul lato interno risulta pari a

$$-k \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{T_{1,j}} = h_{int} (T_{1,j} - T_{int}) \quad (6.2)$$

Mentre sul lato esterno non è presente solo il termine convettivo ma anche i due flussi radiativi verso il cielo e gli specchi oltre al flusso solare incidente sul tubo.

$$\begin{aligned} -k \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{T_{end,j}} &= h_{est} (T_{end,j} - T_{est}) + h_{rad,sky} (T_{end,j} - T_{sky}) + \\ &+ h_{rad,specchi} (T_{end,j} - T_{specchi}) + q_{sun} \end{aligned} \quad (6.3)$$

Si riesce in questo modo a costruire un sistema di $n \cdot m$ equazioni in $n \cdot m$ incognite che viene risolto utilizzando la funzione `fsolve` di MATLAB[®] dove n ed m rappresentano la risoluzione adottata in senso radiale e circonferenziale. Chiaramente maggiore è il numero di punti presi e più precisa risulterà l'analisi ma allo stesso tempo cresceranno i tempi di calcolo. Si sceglie di prendere 4 punti in direzione radiale e 40 lungo la circonferenza per un totale di 160 equazioni da risolvere. Si valuterà nel Paragrafo 6.2 come reagisce il modello al variare della discretizzazione utilizzata.

Il modello sviluppato è in due dimensioni: lo scambio conduttivo viene valutato in direzione radiale e circonferenziale trascurando quello assiale. Si ipotizza di suddividere il tubo (e il ΔT svolto dal fluido) in 10 zone e di risolvere su ciascuna il modello termico: in questo modo il contributo di scambio conduttivo assiale diventa trascurabile grazie alla modesta differenza di temperatura tra due zone consecutive. Sviluppare un modello in 3D avrebbe certamente pesato in termini di tempi di calcolo: si è valutato inutile percorrere questa via dal momento che il vantaggio sarebbe stato molto inferiore rispetto all'aumento dei costi computazionali.

Per condurre l'analisi è necessario stabilire i coefficienti di scambio termico convettivo, conduttivo e radiativo. Il coefficiente di scambio conduttivo a differenza degli altri due è ricavabile semplicemente conoscendo il materiale di cui sono costituiti i tubi: supponendo che siano in rame è noto il suo valore di conduttività termica

$$k_{Cu} = 390 \frac{W}{mK}$$

Per i coefficienti di scambio convettivo sul lato interno ed esterno la soluzione non è unica in quanto dipende da diversi fattori, in particolare la velocità del flusso e la sua temperatura. Per conoscere il coefficiente di scambio convettivo bisogna calcolare il numero di Nusselt

$$Nu_D = \frac{hD}{k}$$

attraverso le tante correlazioni sperimentali ricavate negli anni sia per flusso turbolento che laminare.

6.1.1 Valutazione dei coefficienti di scambio convettivi

Per flusso laminare (ossia circa $Re_D < 2300$) le correlazioni classiche utilizzate sono le seguenti [78]

$$\begin{cases} Nu_D = 4.36 & \text{se } q = \text{cost} \\ Nu_D = 3.36 & \text{se } T = \text{cost} \end{cases} \quad (6.4)$$

Se il moto è turbolento oppure se siamo in transizione di fase le correlazioni si moltiplicano. Per la convezione interna si sceglie la correlazione di Gnielinsky che estende il range di validità anche per la zona di transizione attraverso un aggiustamento delle correlazioni ricavate in anni precedenti [78] [79]

$$Nu_D = \frac{\frac{f}{8} (Re_D - 1000) Pr}{1 + 12.7 \sqrt{\frac{f}{8}} (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)} \quad (6.5)$$

Avendo prima determinato il friction factor f ricavabile attraverso la formula

$$f = \frac{1}{(1.82 \log_{10} Re_D - 1.64)^2} \quad (6.6)$$

In Figura 6.3 è riportato l'andamento del numero di Nusselt riferito al diametro (posto pari a 40 mm) al variare del numero di Reynolds considerando l'acqua come fluido termovettore: nel primo tratto, laminare, rimane costante per poi crescere sempre più all'aumentare della turbolenza. In figura è riportato anche il confronto con una seconda correlazione per il moto turbolento in condotti interni (correlazione di Dittus-Boelter [78]) per notare che la differenza è contenuta.

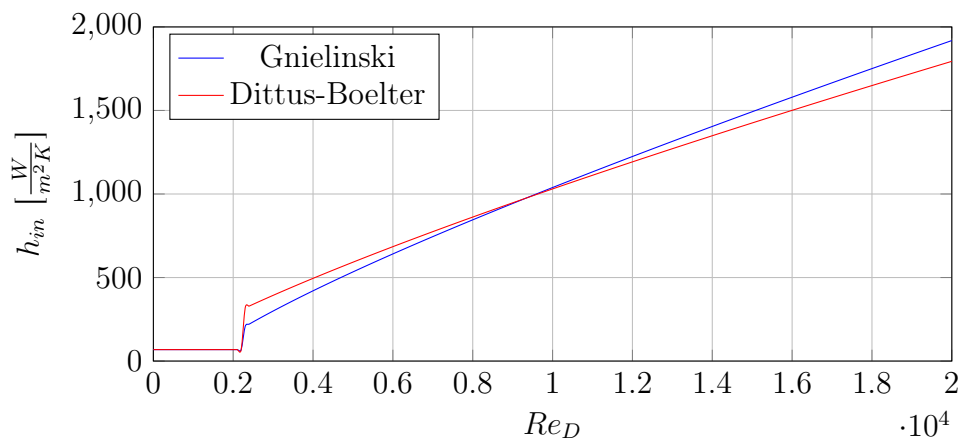


Figura 6.3. Andamento del coefficiente di scambio convettivo per l'acqua al variare del numero di Reynolds ($D_{ass} = 40mm$)

Sul lato esterno la convezione tra la parete e l'ambiente può essere naturale oppure, in presenza del vento, mista tra naturale e forzata. In questo caso basta ricordare che in caso di convezione mista vale l'approssimazione [78]

$$Nu^{\frac{1}{3}} = Nu_{nat}^3 + Nu_{for}^3 \quad (6.7)$$

Da cui si ricava il coefficiente di scambio termico convettivo effettivo. Per non complicare le correlazioni si utilizza la verifica basata sui numeri di Grashof e Reynolds per valutare se ci si trova in condizione di convezione forzata, naturale o mista [78]:

- se $\frac{Gr_D}{Re_D^2} \ll 1$ la convezione è forzata
- se $\frac{Gr_D}{Re_D^2} \gg 1$ siamo in convezione naturale
- se $\frac{Gr_D}{Re_D^2} \simeq 1$ si parla di convezione mista e quindi vale l'Equazione 6.7

Per la convezione naturale esistono diverse correlazioni [80]. Viene utilizzata la correlazione di Churchill e Chu [81] valida per valori di $Ra_D < 10^{12}$ [78]

$$Nu_D = \left\{ 0.6 + \frac{0.387 Ra_D^{\frac{1}{6}}}{\left[1 + \left(\frac{0.559}{Pr} \right)^{\frac{9}{16}} \right]^{\frac{8}{27}}} \right\}^2 \quad (6.8)$$

Nel caso sia presente anche il vento bisogna poi calcolare il coefficiente di scambio convettivo forzato. Partendo dalla v_{vento} e ricavando il numero di Reynolds dell'aria corrispondente a tale velocità è possibile determinare il Nusselt forzato con la correlazione di Zhukauskas [78] [82]

$$Nu_D = C Re_D^m Pr^n \left(\frac{Pr}{Pr_s} \right)^{0.25} \quad (6.9)$$

dove

$$\begin{cases} n = 0.37 & \text{se } Pr \leq 10 \\ n = 0.36 & \text{se } Pr > 10 \end{cases}$$

e

Re_D	C	m
1 - 40	0.750	0.400
40 - 1000	0.510	0.500
$10^3 - 2 \cdot 10^5$	0.260	0.600
$2 \cdot 10^5 - 10^6$	0.076	0.700

Tabella 6.1. Costanti utilizzate nella correlazione di Zhukauskas

6.1.2 Valutazione dei coefficienti di scambio radiativi

Il ricevitore, essendo ad una temperatura superiore a quella dell'ambiente e degli specchi, scambia con essi anche potenza termica radiativa. E' necessario dunque valutare tra le perdite anche quelle radiative. Sfruttando quanto detto in [78], è possibile valutare il calore radiativo scambiato tra due corpi a diversa temperatura nuovamente con l'analogia elettrica riassunta dalla formula [78]:

$$q_{rad,1 \rightarrow 2} = \sigma \frac{T_1^4 - T_2^4}{\frac{1-\epsilon_1}{\epsilon_1 A_1} + \frac{1}{F_{12} A_1} + \frac{1-\epsilon_2}{\epsilon_2 A_2}} \quad (6.10)$$

dove:

- ϵ_1 e ϵ_2 rappresentano le emissività dei due corpi
- T_1 e T_2 sono le temperature superficiali
- A_1 e A_2 le aree dei due corpi
- F_{12} è il fattore di vista dell'emissione del corpo 1 verso il corpo 2
- σ è la costante di Stephan-Boltzman pari a $5.67 \cdot 10^{-8}$

L'assorbitore irraggia sia verso gli specchi che verso il cielo. Per ogni sezione superficiale m-esima del ricevitore si calcolano i fattori di vista verso entrambi valutando la quota di cielo e di specchi vista da ogni elemento. Una volta noti i fattori di vista, a partire dall'Equazione 6.10 si possono determinare i coefficienti di scambio radiativo.

$$h_{rad} = \frac{(T_1^2 + T_2^2)(T_1 + T_2)}{\frac{1-\epsilon_1}{\epsilon_1} + \frac{1}{F_{12}} + \frac{1-\epsilon_2}{\epsilon_2} \frac{A_1}{A_2}} \quad (6.11)$$

e riscrivere la potenza radiativa scambiata come:

$$Q_{rad,1\rightarrow 2} = h_{rad}A_1(T_1 - T_2) \quad (6.12)$$

Dal momento che h_{rad} varia al variare della temperatura superficiale è necessario durante la soluzione del modello un processo iterativo: si determina una prima soluzione termica in assenza di scambio radiativo (dal momento che le temperature sono abbastanza modeste e che quindi la componente radiativa sarà piuttosto esigua è un buon punto di partenza) per poi calcolare i coefficienti radiativi alla fine di ogni iterazione. Quando $h_{rad}^n - h_{rad}^{n-1} < 10^{-2}$ si considera raggiunta la soluzione.

Nel presente lavoro si considerano una temperatura degli specchi pari a quella ambiente (trascurando l'aumento di temperatura dovuto alla minima frazione di radiazione solare assorbita) ed una temperatura del cielo ricavabile come

$$T_{sky} = T_{amb} - 8 \quad (6.13)$$

6.2 Analisi di sensibilità modello termico

In un primo momento non si considera la presenza delle celle fotovoltaiche nel sistema e quindi la conversione di una quota di flusso termico incidente in energia elettrica. Considerando il sistema come un semplice modello termico si effettuano alcune prove per valutarne il corretto funzionamento; una volta verificato verrà aggiunta anche la quota fotovoltaica e si determineranno le prestazioni termiche ed elettriche nel complesso.

Lo scopo dell'analisi è valutare l'andamento della temperatura in funzione del flusso imposto sul tubo, della temperatura ambiente e della velocità del fluido termovettore. In Figura 6.4 è riportato un esempio di risoluzione del modello per una temperatura del fluido termovettore pari a 40 °C e flusso termico ricavato da SolTrace per un CPC troncato con CR=2.37 e angolo di acceptance pari a 20° con angolo di incidenza nullo.

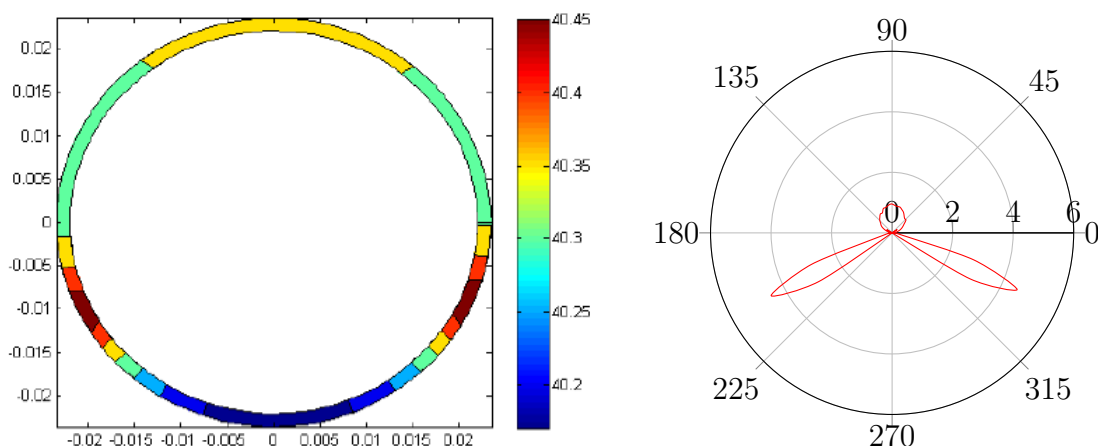


Figura 6.4. Esempio di distribuzione di temperatura (in °C) valutata con il modello termico sviluppato per una $T_{in} = 40$ °C per il flusso termico riportato nella figura di destra in $\frac{kW}{m^2}$ (DNI = $1000 \frac{W}{m^2}$)

Per prima cosa, è importante valutare se la discretizzazione adottata è appropriata. Sono stati analizzati diversi casi a pari temperatura del fluido (40 °C) e ambiente (25 °C) con una distribuzione sinusoidale del flusso incidente sul ricevitore (valor medio pari a $1000 \frac{W}{m^2}$). Prendere un numero di punti elevato da un lato aumenta la precisione ma dall'altro fa salire i tempi computazionali di risoluzione del modello. Si è partiti da una griglia più fitta (15 punti assiali e 200 lungo la circonferenza) rendendola man mano più lasca e valutando come cambino le prestazioni. In direzione assiale considerando lo spessore contenuto dei tubi (1.5 mm) e il ΔT modesto lungo la parete si può concludere che prendere pochi punti permette di ridurre i tempi di calcolo senza penalizzare troppo le prestazioni come si nota nelle Figure 6.5 e 6.6.

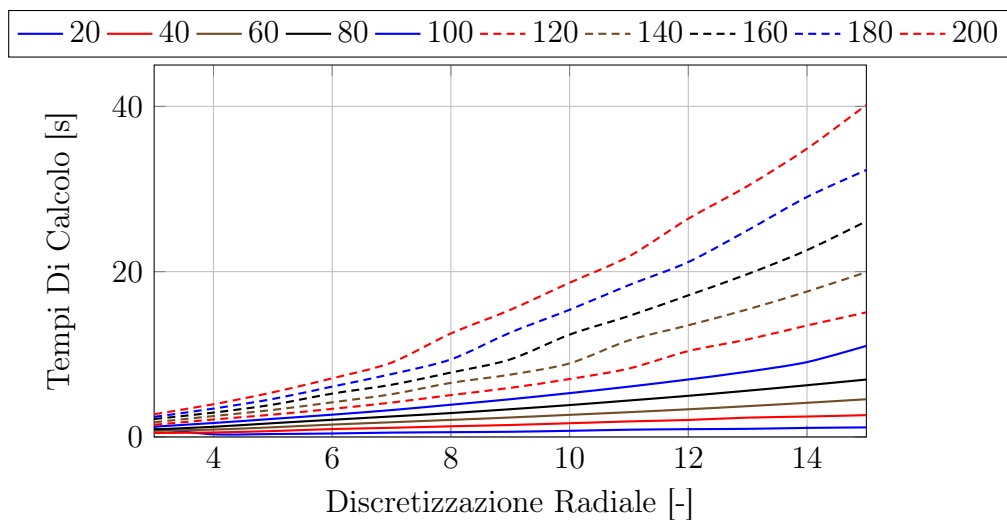


Figura 6.5. Andamento dei tempi di iterazione al variare della discretizzazione in direzione radiale (asse x) e lungo la circonferenza (in legenda)

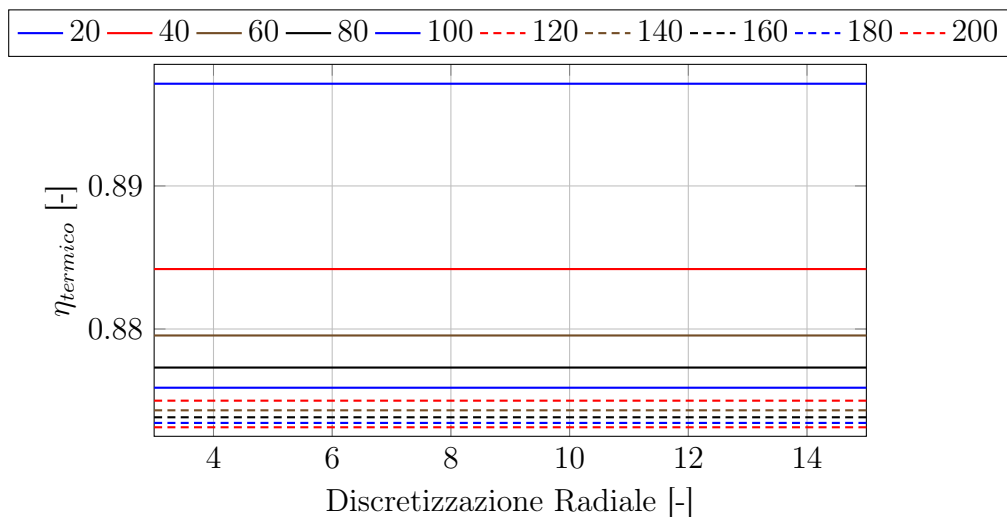


Figura 6.6. Andamento del rendimento termico al variare della discretizzazione in direzione radiale (asse x) e lungo la circonferenza (in legenda)

Lungo la circonferenza al contrario non si deve ridurre troppo i punti per tener conto

delle diverse condizioni al contorno; tuttavia si nota sempre in Figura 6.6 come il miglioramento dei risultati ottenuti, se rapportato alla maggior spesa computazionale, è piuttosto limitato.

La scelta effettuata (40 punti lungo la circonferenza e 4 in direzione radiale) permette di ottenere un buon compromesso tra tempi di iterazione e precisione dei risultati.

Vengono ora riportate alcune prove effettuate con il modello termico.

Il fluido termovettore considerato per l'analisi è l'acqua che riesce a garantire buoni coefficienti di scambio termico convettivo.

La Figura 6.7 mostra l'andamento delle perdite convettive e radiative al variare del flusso incidente sul tubo e della temperatura interna. Le perdite aumentano sempre di più al variare della differenza di temperatura tra il fluido termovettore e l'ambiente. Al contrario la presenza di un flusso più o meno elevato non influenza significativamente le perdite che rimangono circa costanti a pari temperatura. Dal momento che l'acqua presenta un coefficiente di scambio decisamente superiore dell'aria esterna la parete superficiale rimarrà ad una temperatura leggermente maggiore (parliamo di decimi di grado) di quella del fluido mantenendo il ΔT e quindi le perdite costanti al variare del flusso imposto.

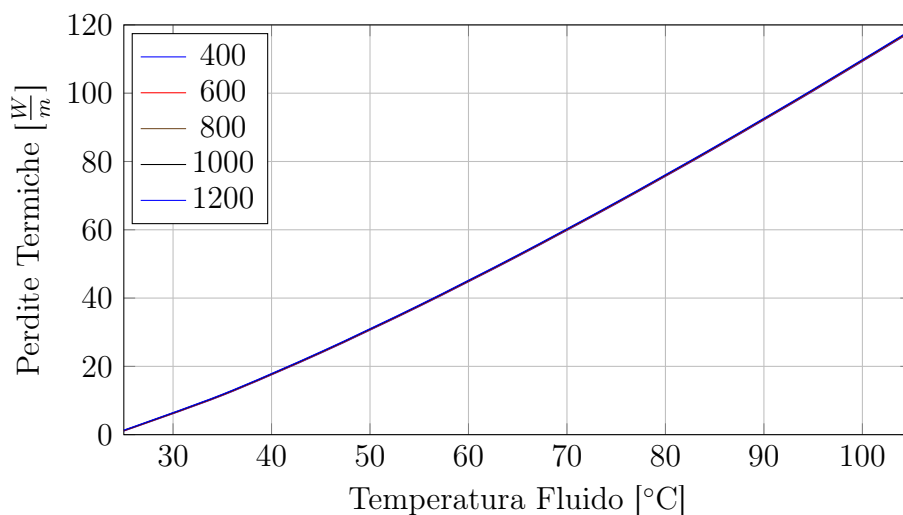


Figura 6.7. Andamento delle perdite termiche in funzione della temperatura del fluido termovettore per diversi valori di flusso incidente espressi in $\frac{W}{m^2}$ ($T_{amb} = 25^\circ C$)

Indirettamente questo comporta che, al variare della temperatura, esista un flusso termico limite al di sotto del quale non si riesce a produrre calore utile raggiungendo il punto di stagnazione: tutto il calore fornito dalla radiazione solare viene perso. Questo è visibile in Figura 6.8 dove si nota che, al crescere della temperatura del fluido si riduce il calore utile (Q_{utile}) fornito al fluido termovettore, conseguenza delle perdite termiche sempre più rilevanti.

Sempre in Figura 6.8 è rappresentata la suddivisione delle perdite termiche verso l'esterno nei vari contributi al variare della temperatura del fluido e fissato il flusso incidente sul ricevitore pari a $1000 \frac{W}{m^2}$. Si nota come il contributo dominante sia dato dalle perdite convettive (Q_{conv}): date le temperature modeste le perdite radiative ($Q_{rad,sky}$ e $Q_{rad,sky}$, rispettivamente perdite radiative verso il cielo e gli specchi) non risultano incidere molto sul totale Q_{perso} .

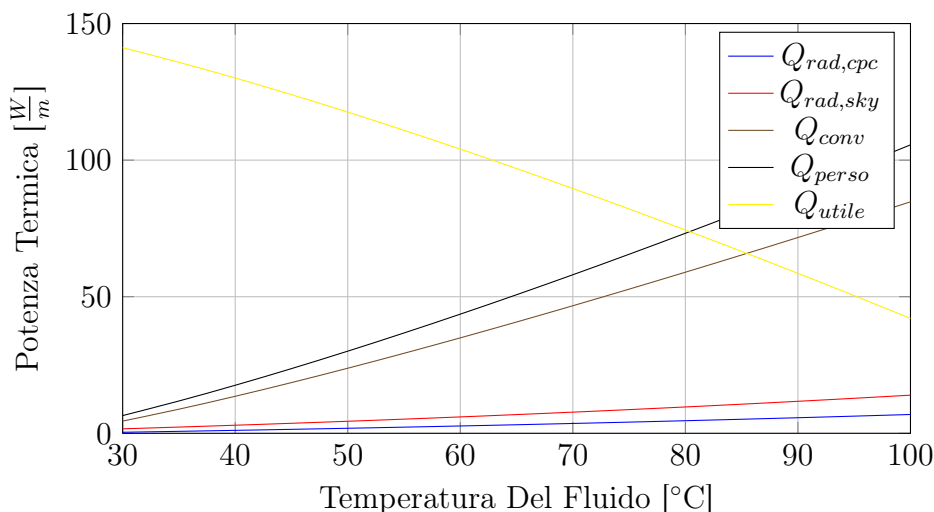


Figura 6.8. Andamento dei vari contributi di perdita al crescere della temperatura interna per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$, $T_{amb} = 25^\circ C$, $T_{sky} = 17^\circ C$ e $v_{vento} = 0.1 \frac{m}{s}$

La temperatura di stagnazione dipende anche da quella ambiente: più è elevata e maggiore sarà anche T_{stagn} in quanto, a parità di flusso incidente e di temperatura del fluido, avere una temperatura ambiente maggiore permette di ridurre il ΔT tra lato interno ed esterno e quindi le perdite del sistema.

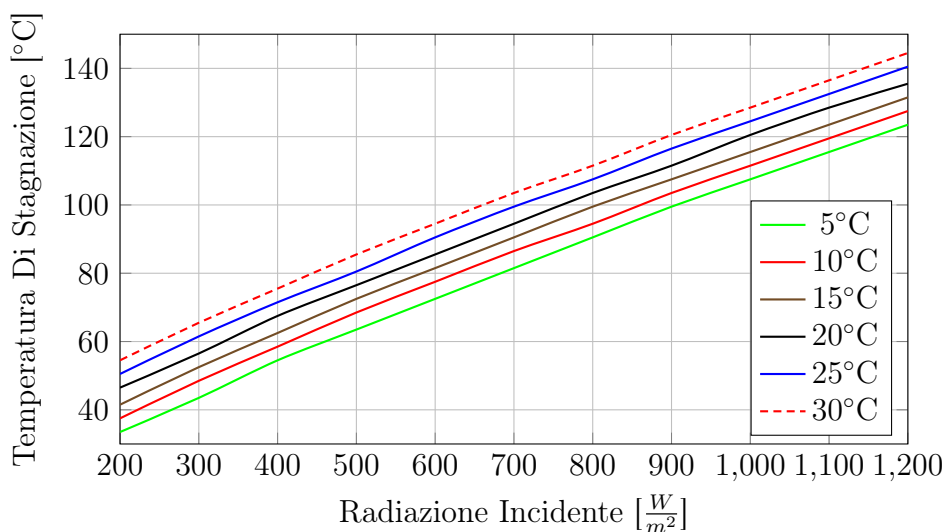


Figura 6.9. Temperatura di stagnazione al variare del flusso incidente sul tubo e della temperatura ambiente

Successivamente viene aumentata la temperatura del cielo per valutare l'importanza delle perdite radiative. È stata considerata una temperatura del fluido termovettore pari a $100^\circ C$ e variata quella del cielo dal valore della T_{amb} fino a quella del fluido: al crescere della temperatura del cielo si riducono le perdite radiative verso la volta celeste a causa della minor differenza di temperatura con il ricevitore. Tuttavia il loro valore rimane sempre decisamente inferiore rispetto alle perdite convettive.

Analogamente si può variare la temperatura degli specchi nello stesso range. La

situazione è opposta a quella precedente: ora sono le perdite radiative verso gli specchi a diminuire man mano che la temperatura degli stessi tende a quella del fluido termovettore mentre le perdite verso il cielo rimangono costanti non cambiando il ΔT tra parete esterna e T_{sky} .

È stata infine modificata la velocità del fluido termovettore. Al crescere della v_{in} sale il coefficiente di scambio termico convettivo interno, frutto di un flusso sempre più turbolento. Si nota però in Figura 6.10 come le prestazioni al crescere della velocità non cambino sensibilmente perchè sebbene aumenti $h_{conv,in}$ la temperatura di parete esterna rimane pressochè costante e quindi le perdite non subiscono grandi variazioni.

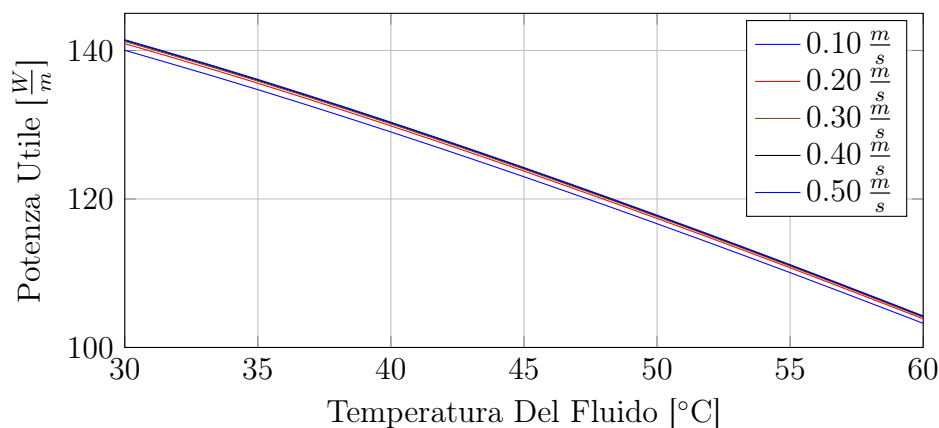


Figura 6.10. Andamento della potenza termica utile per unità di lunghezza al variare della velocità del fluido termovettore e della sua temperatura per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$

6.3 Integrazione termo-elettrica

Rimane solamente da implementare il modello elettrico introdotto nel Capitolo 5 in quello termico. I due sistemi sono infatti fortemente integrati: la potenza elettrica generata dipende non solo dall'irraggiamento presente ma anche dalla temperatura di cella. È necessario dunque aggiungere un'ulteriore serie di nodi in direzione radiale rappresentanti la cella CIGS e considerare la quota di irraggiamento convertita in potenza elettrica.

Introducendo le celle fotovoltaiche bisogna aggiungere la resistenza termica di contatto presente tra il tubo e la cella stessa. La presenza di un fluido termovettore è estremamente utile per l'efficienza del sistema fotovoltaico dal momento che:

- Asporta la maggior parte del calore che la cella non riesce a convertire in energia elettrica evitando che la stessa si surriscaldi peggiorando le sue prestazioni: si è visto nel Paragrafo 5.1.1 che si ha una riduzione dell'efficienza dei sistemi fotovoltaici al crescere della loro temperatura di esercizio.
- L'elevato coefficiente di scambio convettivo del fluido riesce ad uniformare la temperatura in senso circonferenziale superando così la problematica della presenza di un flusso non uniforme lungo una sezione dell'assorbitore. È stato

constatato che per diverse forme del flusso incidente sul ricevitore la temperatura di cella risultava essere estremamente uniforme. Si riporta nel Paragrafo 6.4 un estratto dell'analisi condotta.

6.3.1 Rendimenti termico ed elettrico

Avendo a disposizione il sistema completo si possono ora definire i parametri utilizzati per valutarne le prestazioni.

Si definisce il rendimento elettrico come:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{Q_{ricevitore}} = \frac{P_{el}}{\eta_{ot} DNI A_{apertura}} = \frac{P_{el}}{\eta_{ot} DNI CR D_{ricevitore}} \quad (6.14)$$

e analogamente quello termico

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{\eta_{ot} DNI CR D_{ricevitore}} \quad (6.15)$$

Si osserva come entrambi i contributi utili vengano rapportati al flusso incidente sul tubo. Il rendimento termico a parità di condizioni sarà inferiore rispetto alla configurazione senza le celle fotovoltaiche dal momento che una parte di radiazione incidente sul ricevitore viene convertita in energia elettrica e quindi non sfruttabile per la produzione di calore utile.

6.4 Flusso disuniforme: analisi sul sistema termico

Come introdotto nel Paragrafo 3.3 il flusso sul ricevitore risulta essere disomogeneo per effetto della concentrazione.

In questo paragrafo si è valutato l'effetto della disomogeneità sul solo modello termico non considerando la presenza del fotovoltaico. In questo caso la situazione è molto veloce da chiarire: la presenza di un fluido con un elevato coefficiente di scambio termico convettivo tende ad annullare i problemi provocati dal concentratore. Un flusso disuniforme avrebbe potuto portare ad una distribuzione di temperatura lungo la parete a sua volta non costante. Tutto ciò in realtà non accade: si è effettuata la prova con il modello sviluppato sia in caso di flusso reale ricavato da SolTrace sia con flusso uniforme pari al valor medio del caso reale. In tutte e due le situazioni analizzate il calore utile (e quindi il rendimento termico) varia con scostamenti estremamente bassi in termini relativi. Ma l'aspetto più importante riguarda la temperatura: anche in presenza di un flusso disuniforme si riesce ad avere un'oscillazione lungo la circonferenza contenuta al di sotto di 0.5 °C. L'analisi è stata ripetuta aumentando l'angolo di incidenza dei raggi solari ottenendo dunque diversi profili di flusso reale incidente sull'assorbitore. Per tutti i casi analizzati non sono state riscontrate differenze significative nel trattare il flusso incidente come uniforme o meno. Non è stata presa in considerazione la variazione dell'angolo longitudinale in quanto non modifica la distribuzione del flusso in direzione circonferenziale ma provoca solamente un'attenuazione complessiva del flusso all'aumentare di θ_{lon} stesso. La forma del flusso non subisce però variazioni. In Tabella 6.2 è riportato il calore utile specifico al metro di lunghezza del tubo per i casi di flusso mediato oppure disuniforme. Tutti i casi non sono stati valutati a

pari DNI ma a pari flusso incidente sul ricevitore per poter confrontare tra di loro le distribuzioni di flusso sull'assorbitore al crescere dell'angolo trasversale. In Figura 6.11 sono riassunti i risultati delle prove effettuate.

ϑ_{tra}	[°]	0	10	20	30	50	70	85
$Q_{disunif}$	[W/m]	74.67476	74.67203	74.67305	74.67246	74.67124	74.67033	74.66942
Q_{unif}	[W/m]	74.67442	74.67120	74.67121	74.67120	74.67120	74.67120	74.67120
ΔQ_{rel}	[-]	4.53e-06	1.11e-05	2.46e-05	1.69e-05	5.13e-07	1.17e-05	2.38e-05

Tabella 6.2. Calore utile valutato sia con flusso uniforme che disuniforme e differenza relativa tra i due casi

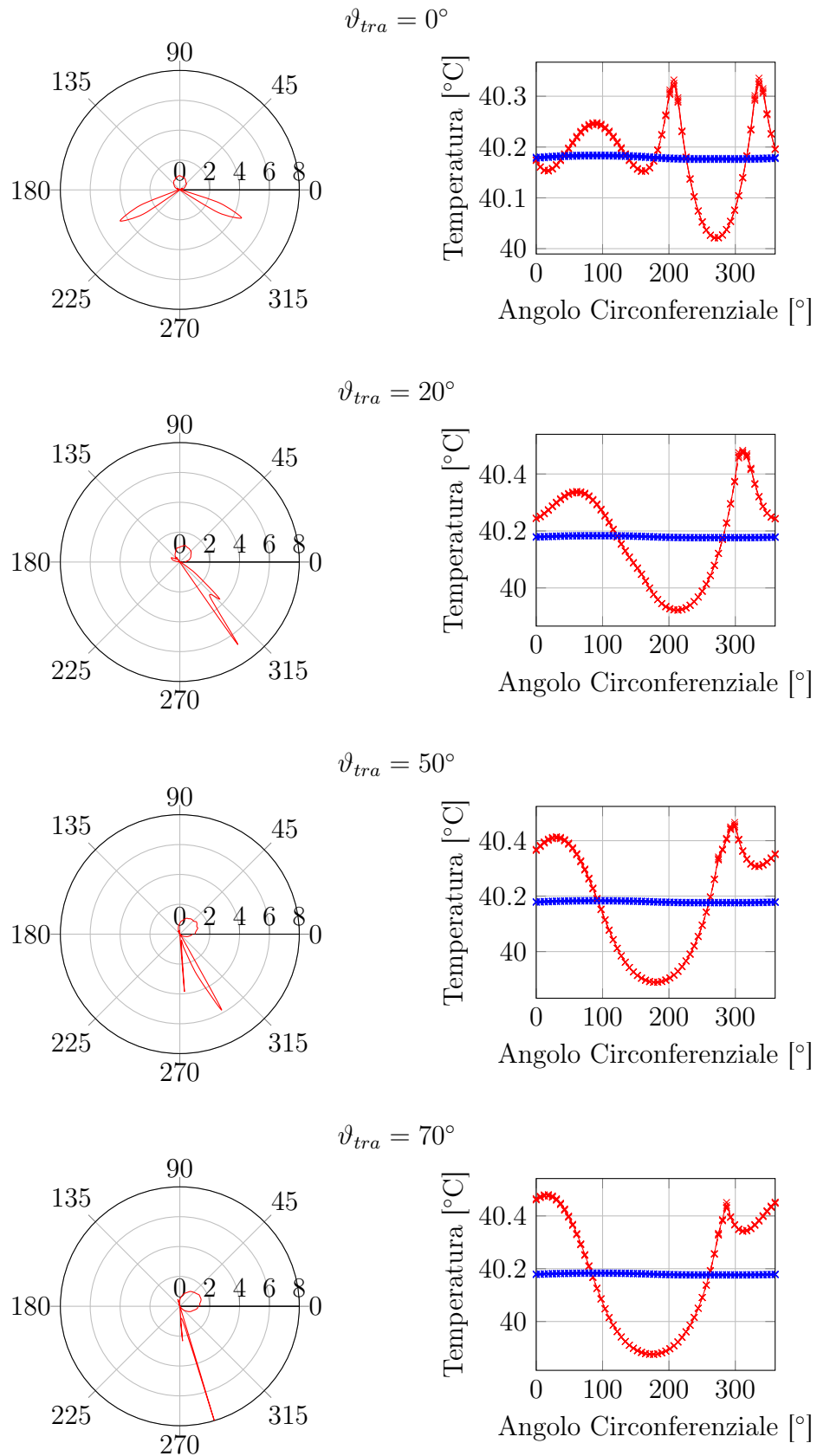


Figura 6.11. Andamento in direzione circonferenziale del flusso incidente sul tubo (a sinistra) espresso in $\frac{kW}{m^2}$ e della stratificazione di temperatura all'interno del tubo (a destra) per diversi valori di ϑ_{tra} . La curva in rosso rappresenta la condizione di flusso uniforme mentre in blu è riportato il caso di flusso disuniforme. La temperatura del fluido termovettore è pari a 40 °C

6.5 Prestazioni del sistema

All'aumentare della velocità del fluido termovettore cresce il coefficiente di scambio termico convettivo interno, merito di un fluido sempre più turbolento. La velocità e la portata sono però vincolate dal dimensionamento del sistema.

Dopo aver determinato per ogni configurazione il numero di pannelli da installare secondo quanto riportato nel Paragrafo 3.5 si valuta la portata necessaria affinché l'acqua svolga un ΔT stabilito tra ingresso ed uscita.

Per farlo si sfrutta il modello termico sviluppato: al variare delle condizioni di flusso incidente sul ricevitore e della temperatura ambiente si impone una velocità di primo tentativo e si calcola la lunghezza necessaria a soddisfare il delta di temperatura imposto tra ingresso ed uscita.

La lunghezza complessiva viene suddivisa in 10 sezioni differenti: su ciascuna di esse viene scambiato un decimo della potenza termica complessiva. Si applica quindi il modello per ogni zona in modo da ricavare la lunghezza i -esima necessaria per svolgere la decima parte della differenza di temperatura totale. Chiaramente le ultime sezioni risulteranno un po' più lunghe delle prime in quanto aumenta la temperatura media di parete e quindi anche le perdite termiche. Sommando poi tutte le lunghezze si ottiene quella complessiva. A questo punto si procede per iterazioni aggiustando la potenza termica in modo che per l'effettiva lunghezza del tubo si soddisfi il ΔT voluto tra ingresso ed uscita.

Come accennato all'inizio, si è trascurato lo scambio termico in direzione assiale considerando per ogni i -esimo tratto un salto di temperatura molto piccolo che comporta flussi termici in direzione assiale del tubo trascurabili rispetto alle altre direzioni.

Se la componente elettrica non subisce grandi variazioni in termini di rendimento (Paragrafo 5.3) questo non è assolutamente vero per il sistema termico che dipende fortemente sia dal flusso incidente che dalla temperatura esterna. Il periodo critico sarà ovviamente quello invernale nel quale, a fronte di una richiesta termica notevole, solitamente non si dispone di un irraggiamento elevato e le basse temperature nell'arco delle giornate accrescono le perdite termiche del sistema. È dunque necessario valutare al variare dei due parametri elencati il comportamento in termini di rendimento termico ed elettrico e stabilire qual'è la differenza di temperatura tra ingresso ed uscita del fluido termovettore che permette di ottenere dei rendimenti interessanti. Non ha senso infatti alzare troppo sulle temperature che si vogliono ottenere per non aumentare le perdite. In modo intelligente conviene optare per un ΔT più ridotto: l'eventuale calore mancante sarà fornito da una caldaia ausiliaria peraltro solitamente presente anche negli impianti solari termici ad uso domestico maggiormente sviluppati fino ad oggi.

6.5.1 Configurazione del sistema

In tutto il procedimento descritto non è stato ancora citato un aspetto importante che modifica le prestazioni termiche. La scelta del numero di rami in parallelo su cui ripartire il flusso è un parametro di cui tenere conto poiché:

- porre tutti i pannelli in serie porta vantaggio in termini di proprietà di scambio

- termico: soprattutto ai carichi parziali ci permette di avere velocità importanti per poter contare su buoni coefficienti di scambio convettivo sul lato del fluido;
- mettere tutti i pannelli in parallelo consente di risparmiare in termini di perdite di carico sia perché su ciascun tubo circola una portata (e quindi una velocità) inferiore e sia perché il ΔP da fornire è ripartito su più rami.

Poiché per produrre la potenza elettrica richiesta (3kW) è necessario utilizzare diverse decine di tubi, è fondamentale scegliere il layout dell'impianto idraulico e dunque stabilire quanti tubi devono essere connessi in serie e quanti in parallelo.

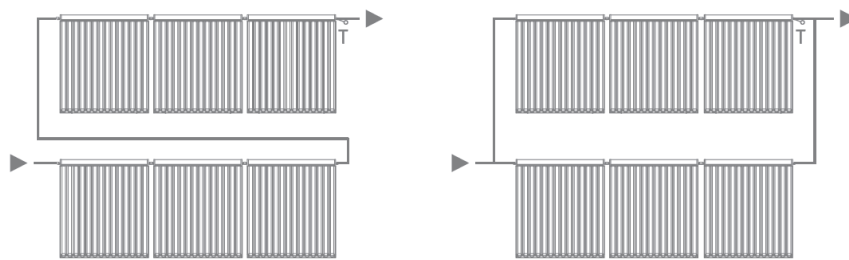


Figura 6.12. Esempio di collettori collegati in serie (a sinistra) ed in parallelo (a destra)

Sono state analizzate le configurazioni di sistema con un numero di rami in parallelo da uno a quattro e si è notato che, tralasciando gli estremi appena citati, le prestazioni non subiscono grandi variazioni utilizzando due o tre rami in parallelo (Figura 6.13). Per l'analisi si sceglie dunque di porre due rami in parallelo per privilegiare tra i due aspetti citati le prestazioni di scambio termico. Si è visto infatti che le perdite di carico non subiscono aumenti marcati rispetto ad una configurazione ad un ramo parallelo in più.

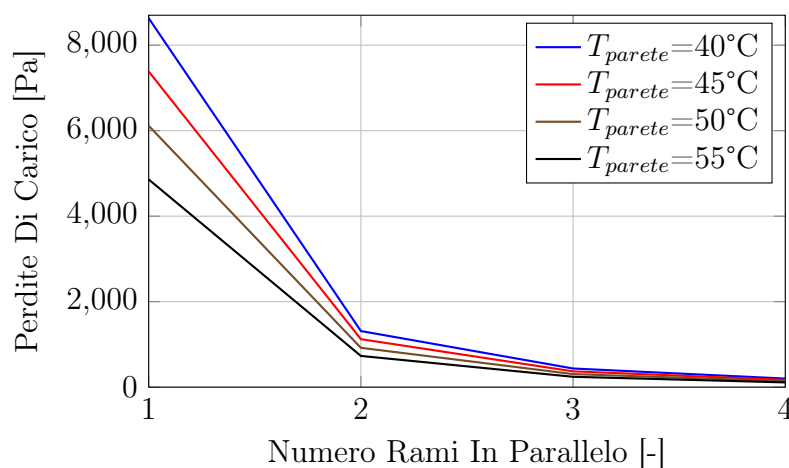


Figura 6.13. Variazione delle perdite di carico in funzione dei rami in parallelo per diverse temperature medie di parete

Bisogna sottolineare che nei sistemi reali si ragiona a portata circolante costante e non a ΔT imposto: nell'ottica di un'analisi delle prestazioni teorica è però più conveniente variare la portata. Se si volesse mantenerla costante si introdurrebbe un'ulteriore

incognita nel problema, ossia la temperatura del fluido termovettore all'uscita del sistema che a priori non sarebbe nota. Di conseguenza non si saprebbe il ΔT totale da ripartire nelle dieci sezioni del modello termico.

6.5.2 Rendimento del sistema

Come è stato fatto per i modelli ottico ed elettrico è necessario, in previsione di un'analisi annuale, valutare le prestazioni termiche al variare delle condizioni ambientali. Si sfrutta il modello termico come descritto nel Paragrafo 6.5 per ricavare il rendimento termico e, dal momento che il sistema è integrato, anche il rendimento elettrico al variare del flusso incidente sul ricevitore e della temperatura ambiente. In Figura 6.14 è presentato l'andamento del rendimento termico ottenuto per tre diversi ΔT del fluido termovettore (35-40 °C, 35-45 °C e 35-50 °C).

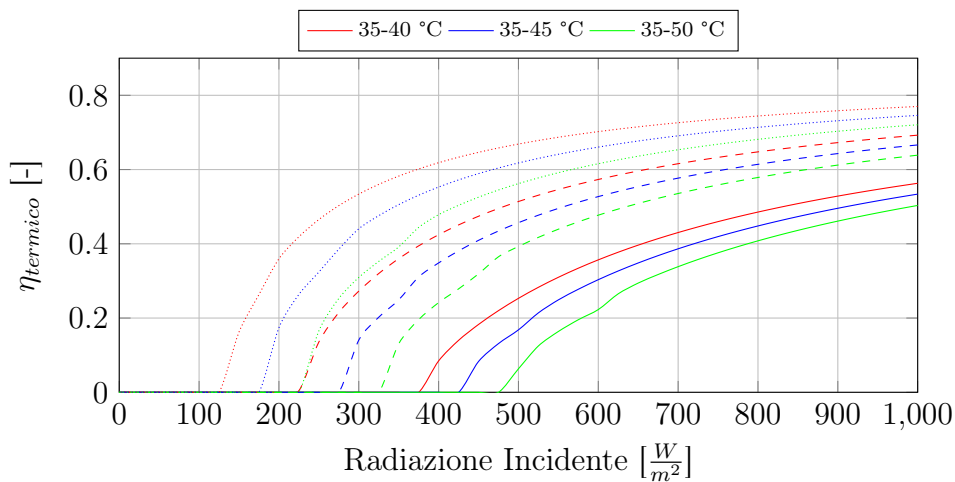


Figura 6.14. Variazione del rendimento termico in funzione della temperatura ambiente e del flusso incidente sul ricevitore per $T_{amb} = 0$ °C (linea continua), $T_{amb} = 15$ °C (linea tratteggiata) e $T_{amb} = 25$ °C (linea puntata)

Capitolo 7

Analisi dei risultati annuali

Questo capitolo è destinato alla presentazione dei risultati sui rendimenti termici ed elettrici per ogni collettore analizzato, in relazione alla propria configurazione ottimizzata.

7.1 Richiami sulla distribuzione del flusso

Nei due capitoli precedenti si è parlato diffusamente delle problematiche dovute alla non uniformità del flusso incidente sul ricevitore. Riassumiamo brevemente gli aspetti trattati e le semplificazioni adottate in ottica di un'analisi annuale delle prestazioni. Per angoli trasversali inferiori all'acceptance angle si notano due fasce (simmetriche nel caso di incidenza nulla) in cui viene concentrato il flusso raccolto dagli specchi. L'intensità del flusso in queste zone cresce all'aumentare del fattore di concentrazione. Nell'ottica di un'analisi annuale risulterebbe assai dispendioso ricavare per ogni istante temporale il flusso reale incidente sul ricevitore per valutare l'effetto di questa disuniformità. Quello che è stato fatto in accordo con [83] è utilizzare un fattore correttivo sul rendimento elettrico per tenere conto del funzionamento reale del sistema rispetto alla condizione di flusso distribuito in modo uniforme lungo la direzione circonferenziale della cella. Risulta quindi più semplice valutare un'analisi annuale del sistema in quanto il flusso incidente è facilmente ricavabile a partire dallo IAM descritto nel Paragrafo 4.8.

La perdita è tuttavia modesta, come si è evidenziato nel Paragrafo 5.5, in quanto solo per angoli trasversali piccoli (inferiori ai 5°) il picco di flusso è marcato. Si è quindi scelto di semplificare il problema ipotizzando che - dato il ridotto sviluppo radiale della cella (il raggio dei tubi è pari a 40 cm) - il flusso tenda sempre a distribuirsi in modo uniforme.

Un'altra problematica relativa alla disuniformità di flusso si riscontra per angoli di incidenza longitudinale significativi a causa delle perdite di fine collettore (definite nel Paragrafo 5.4.2): in tali situazioni ci saranno zone del tubo che riceveranno la radiazione solo direttamente dal sole perdendo i contributi della riflessione degli specchi. Ciò comporta come già spiegato una differenza tra il flusso incidente su alcune celle rispetto alle altre con la conseguente impossibilità di lavorare alla massima potenza per la serie di celle presenti sul tubo.

Anche in questo caso la soluzione più semplice è quella di trascurare il problema

considerando che più aumenta l'angolo di incidenza, più questo fenomeno si amplifica a livello teorico e visivo, ma incide meno a livello elettrico poiché ad alte inclinazioni le prestazioni ottiche del sistema calano e la cella non riesce ad assorbire radiazione. Quest'ultima considerazione consente di fare l'ipotesi di massima di trascurare questo effetto nelle prestazioni annuali (ipotesi adottata in [38]).

Per ridurre ulteriormente la problematica delle end-losses si è ipotizzato di costruire il tubo 5 cm più corto su entrambi i lati rispetto agli specchi in modo che, fino ad un angolo longitudinale entro i 50° non si presentino tali perdite.

Si considera dunque un'area utile inferiore per il fotovoltaico che del flusso incidente su tutto il tubo riceverà una quota pari a

$$\%_{pv} = 1 - \frac{2 \cdot 0.05}{1.7} = 1 - \frac{1}{17} \simeq 0.95$$

Al contrario per il recupero termico tutta la lunghezza del tubo può essere utilizzata in quanto non esistono problemi dovuti a limitazioni come accade per il fotovoltaico. In realtà bisognerebbe tener conto che per un 5% della lunghezza il rendimento termico di conversione sarebbe maggiore per l'assenza della quota di irraggiamento convertita in elettrica. In realtà la differenza tra il considerare o meno questo aumento in una frazione del tubo esigua non comporta grandi differenze per cui sempre nell'ottica di una semplificazione dei calcoli annuali non se ne tiene conto e si considera la stessa quantità di flusso termico utile su tutto il tubo.

7.2 Il carico termico

Nell'ambito di un utilizzo domestico risulta impossibile sfruttare in toto la quantità di energia termica prodotta dal sistema.

Questo è dovuto al problema di contrapposizione tra la curva del carico termico richiesto da una generica utenza e l'energia termica resa disponibile dal sistema. Come è ben noto per tutti i sistemi che sfruttano l'energia solare per la produzione di calore (e.g. collettori solari piani) la curva di domanda è in contrapposizione di fase con la curva offerta dal sistema.

In Figura 7.1 è riportato l'andamento del carico termico mensile a Milano in kWh per un'utenza termica familiare i cui consumi energetici riguardano solamente la produzione di acqua calda sanitaria e il riscaldamento degli ambienti tramite riscaldamento a pavimento come introdotto nel Capitolo 3. Nella stessa figura riportiamo l'energia termica (sempre in kWh) che il sistema sarebbe in grado di produrre in assenza di vincoli di carico. Come si nota, nei mesi invernali la quantità di energia prodotta risulta esigua mentre nei mesi più caldi, dove l'unica richiesta termica riguarda l'acqua calda sanitaria, il sistema riesce abbondantemente a soddisfare tutto il carico, è anzi presente un surplus di energia termica non sfruttabile.

La conseguenza di quanto riportato è la notevole riduzione dell'energia termica sfruttabile dal sistema dal momento che l'impianto massimizza la produzione nei mesi estivi.

Basando l'analisi sul carico termico il rendimento definito nel Paragrafo 3.6 non è più utilizzabile. Parametrare l'efficienza del sistema sulla quantità totale di radiazione

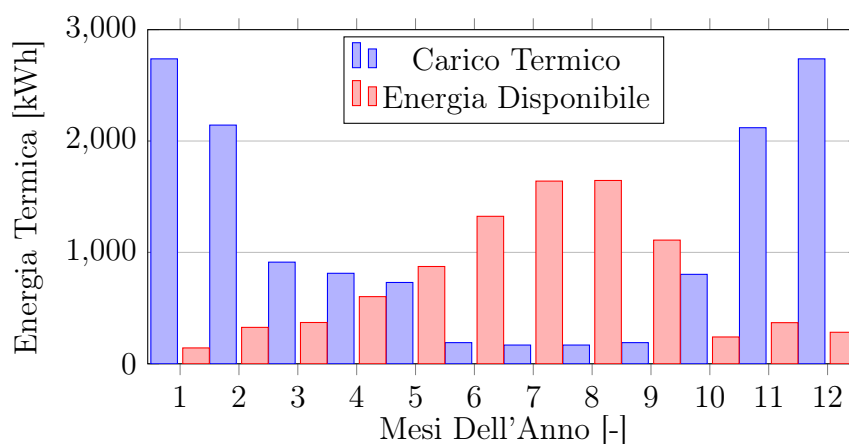


Figura 7.1. Andamento del carico termico mensile richiesto da un'utenza domestica tipo e dell'energia termica ricavata dal sistema con $CR=3$ e $\theta_{lim}=25^\circ$

solare disponibile annualmente non permette di tenere conto del fatto che una quota considerevole di radiazione solare non viene sfruttata in quanto eccessiva rispetto al carico da soddisfare. Si valuta l'efficienza termica del sistema sfruttando il fattore di copertura del carico definito nel Paragrafo 3.7 che indica, sistema per sistema, la quota di carico termico annualmente richiesto soddisfatta dai collettori ibridi studiati.

7.3 Importanza del ΔT svolto dal fluido termovettore

Per massimizzare le prestazioni è fondamentale ragionare sulla variazione di temperatura tra ingresso ed uscita come accennato nel paragrafo precedente.

Sono state svolte diverse prove mantenendo condizioni ambientali costanti e medesima velocità del fluido termovettore variandone però la temperatura in ingresso e in uscita. In Figura 7.2 è riportato la variazione del rendimento termico per i diversi range di temperatura analizzati.

Per spiegare l'andamento si può di nuovo ricorrere alla temperatura di parete. Nei diversi esempi presentati la differenza tra la temperatura di uscita e di ingresso è la stessa mentre cambiano i valori in e out. Tra i diversi casi dunque si riscontrano temperature medie di parete diverse e, come spiegato nel paragrafo precedente, il rendimento ha un andamento opposto a quello della temperatura di parete: al crescere di quest'ultima salgono anche le perdite verso l'esterno e quindi si riduce η_{th} .

È necessario ora stabilire la variazione di temperatura svolta dal fluido termovettore. Considerando la Figura 7.2 si può affermare che il concentratore non risulti adatto per temperature al di sopra dei 50°C in quanto i rendimenti di conversione termica risultano troppo bassi.

Il sistema analizzato in questo lavoro è pensato per soddisfare le esigenze di un'utenza domestica sia elettriche che termiche. Le richieste termiche in particolare riguardano l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento. Considerando un'abitazione con la presenza di pannelli radianti, la temperatura ottimale per soddisfare le richieste si aggira sui

45-50 °C anche a causa della presenza dell'accumulo che necessita di un ΔT minimo per cedere energia al fluido circolante nei pannelli radianti.

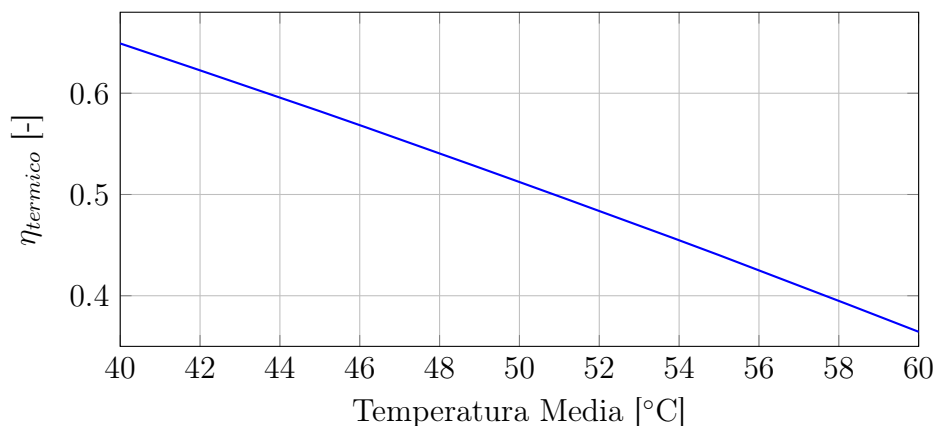


Figura 7.2. Andamento del rendimento termico in funzione della temperatura media di parete per un flusso imposto pari a $1000 \frac{W}{m^2}$ e $T_{amb} = 20 \text{ °C}$

7.4 Controllo temperatura

Come già accennato nel precedente Paragrafo e in 6.5 la scelta delle temperature di ingresso e di uscita del fluido termovettore influenzano in maniera marcata le prestazioni termiche del sistema. Si è notato che più la temperatura media di parete decresce e più aumenta l'efficienza termica di sfruttamento della radiazione solare. Nell'ottica di uno sfruttamento domestico del pannello studiato bisogna ricordare però che l'obbiettivo è produrre acqua alla temperatura di 45-50 °C per soddisfare i fabbisogni energetici dell'utenza. Per questo motivo, se da un lato lavorare con un ΔT ridotto aumenta le prestazioni dall'altro lato ci permette di soddisfare una quota di carico inferiore rispetto all'unità. Considerando una temperatura di ingresso fissa pari a 35 °C al variare della temperatura di uscita la quota di carico termico ottenibile dal sistema solare sarà pari a

$$f_{attore_{utilizzato}} = \frac{T_{out} (\text{°C}) - 35}{50 - 35} \quad (7.1)$$

Dove la T_{out} nominale è posta pari a 50 °C (temperatura ideale sia per i pannelli radianti che per il fabbisogno di acqua calda sanitaria). Si scelgono tre diversi valori di temperatura all'uscita del sistema: rispettivamente 50 °C, 45 °C e 40 °C.

Applicando il sistema per una situazione reale (utenza domestica) come appena spiegato diventa importante anche la temperatura in uscita del fluido termovettore: è vero che con un minor ΔT si ottiene un rendimento maggiore ma si soddisfa una frazione di carico inferiore.

La logica di controllo è stata dunque considerata nel seguente modo: si ipotizza di disporre di un accumulo giornaliero e si valuta quindi per ciascuno dei tre intervalli di temperatura scelti (35-50 °C, 35-45 °C e 35-40 °C) quale sarebbe la producibilità termica giornaliera del sistema. Successivamente si considera la quota di carico che

ciascun ΔT è in grado di soddisfare (rispettivamente 100%, 66% e 33%) e, se in un determinato giorno la produzione risulta maggiore, viene limitata al valore del carico giornaliero. Infine si sceglie giorno per giorno tra i tre casi quello che offre la maggior copertura termica.

Riportiamo in Appendice B alcune giornate tipo che meglio chiariscono il funzionamento della logica di controllo.

7.5 Considerazioni energetiche

Si può dunque procedere con l'analisi conclusiva che prende in esame l'aspetto ottico, termico, elettrico ma, soprattutto, quello economico. Si va a valutare caso per caso quale sia il tilt del pannello che massimizza il ritorno economico.

A priori non è possibile determinare quale sia la condizione migliore. Le due parti che compongono il sistema infatti massimizzano le loro prestazioni per diversi valori di inclinazione del pannello. Un impianto fotovoltaico alla latitudine di Milano se rivolto a Sud necessita di un angolo di inclinazione di circa 30° .

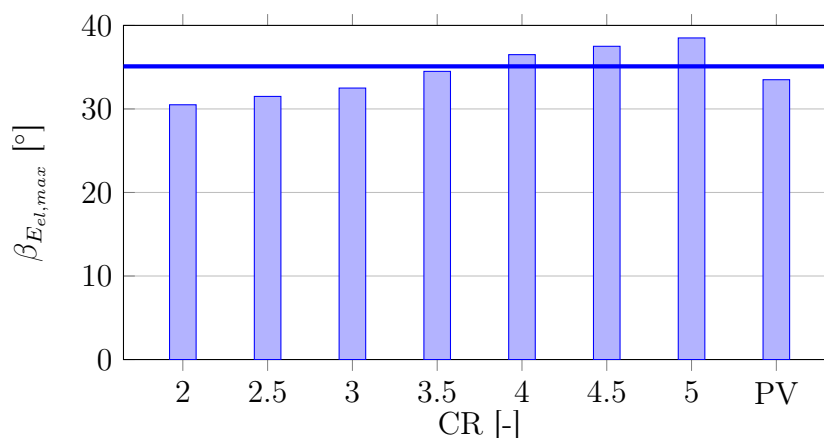


Figura 7.3. Inclinazione di un pannello rivolto verso Sud che massimizza la produzione annua di energia termica per la tipologia "Cus" con $\theta_{lim} = 30^\circ$ al variare del fattore di concentrazione e confronto con il fotovoltaico tradizionale

Un collettore solare termico invece richiede angoli più elevati (anche sui 60°) per favorire la produzione di energia termica anche in inverno dove il sole durante la giornata è più basso sull'orizzonte. Possibili situazioni di ottimo possono essere ad esempio per valori di inclinazione che:

- massimizzano il rendimento ottico del sistema;
- forniscono il valore più elevato di energia termica ed elettrica prodotte;
- ottimizzano l'energia primaria equivalente ricavabile dal sistema.

Prima di presentare i risultati commentiamo brevemente i trend che si notano per le energie termiche ed elettriche prodotte annualmente:

- all'aumentare del fattore di concentrazione a pari acceptance angle cresce il fattore di utilizzo termico. Ciò è dovuto all'aumentare del flusso incidente sul ricevitore che si traduce in una maggiore quantità di calore utile e quindi in un rendimento maggiore. A pari CR invece la variazione del fattore di utilizzo è decisamente contenuta. Questo effetto è mostrato in Figura 7.4;

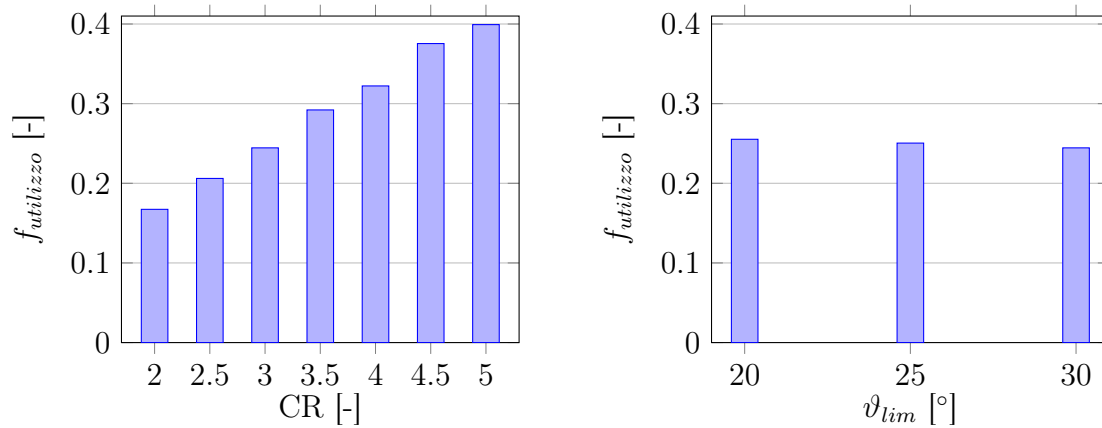


Figura 7.4. Andamento della frazione di carico coperta per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

- il rendimento elettrico (mostrato in Figura 7.5 al variare del fattore di concentrazione) non subisce sostanziali variazioni sia con il fattore di concentrazione che con l'acceptance angle. Come abbiamo visto infatti il decadimento delle prestazioni al variare dell'irraggiamento è di circa pari al 6% passando da una radiazione di $1000 \frac{W}{m^2}$ a $200 \frac{W}{m^2}$;

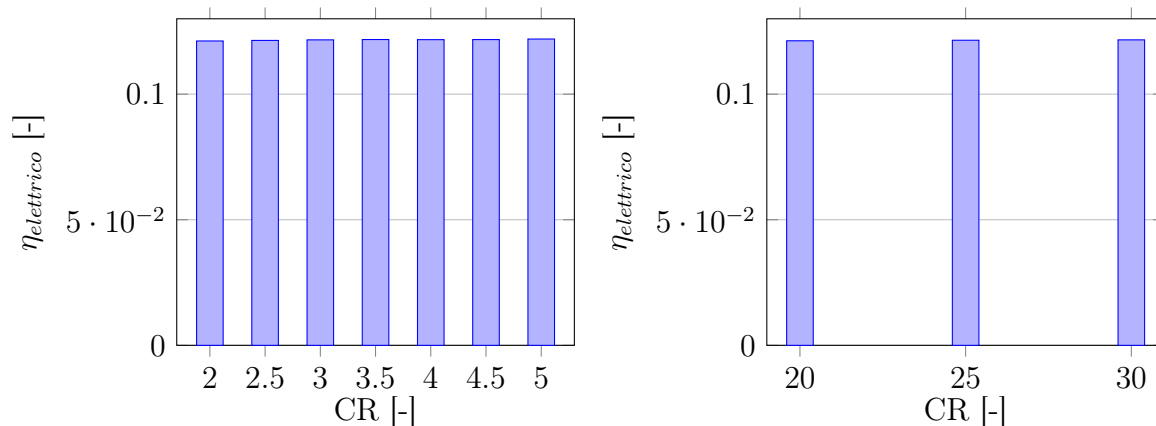


Figura 7.5. Andamento del rendimento elettrico per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

- l'energia termica invece aumenta sia con il crescere dell'acceptance angle (in modo contenuto) sia con il fattore di concentrazione (in modo più marcato).

Come mostrato in Figura 7.6 il rendimento termico aumenta con il fattore di concentrazione: l'effetto prevale sulla riduzione di rendimento ottico già citato;

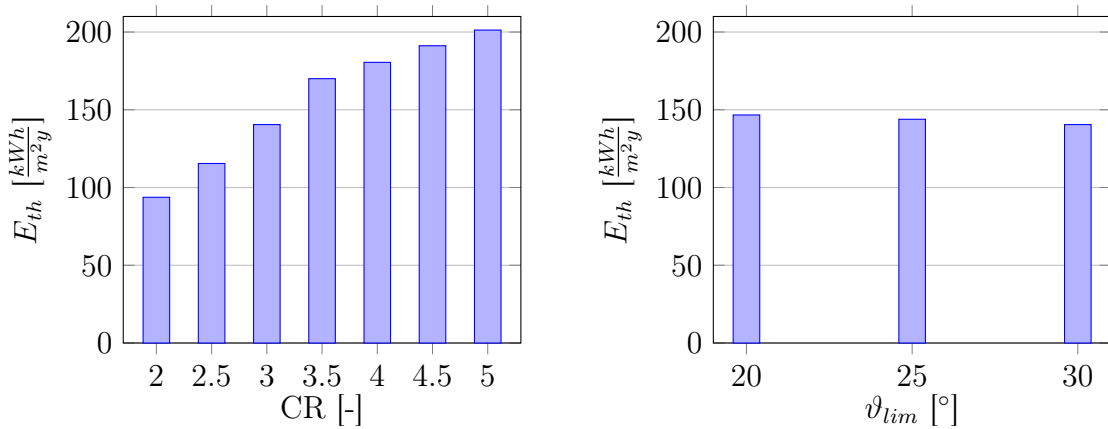


Figura 7.6. Andamento dell'energia termica specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

- l'energia elettrica ricavata annualmente cresce con l'acceptance angle. Al contrario all'aumentare del fattore di concentrazione si nota una riduzione della produzione elettrica: questo è dovuto al progressivo peggioramento delle prestazioni ottiche che non è compensato da una crescita del rendimento elettrico;

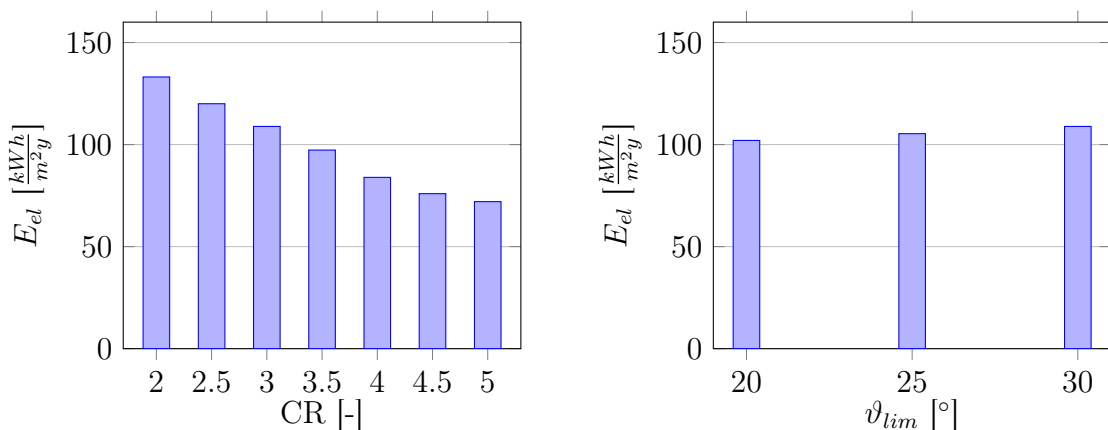


Figura 7.7. Andamento dell'energia elettrica specifica al metro quadro per la tipologia di stacco "Cus" all'aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all'aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

- l'andamento dell'energia utile totale, dato dalla somma di energia elettrica e termica, risulta indipendente dalla variazione dell'acceptance angle mentre varia con il fattore di concentrazione aumentando fino a valori di CR di 3-3.5 e poi non subendo più sostanziali variazioni dal momento che la riduzione di energia elettrica prodotta non è più compensata da un progressivo aumento di quella termica che pian piano si attenua.

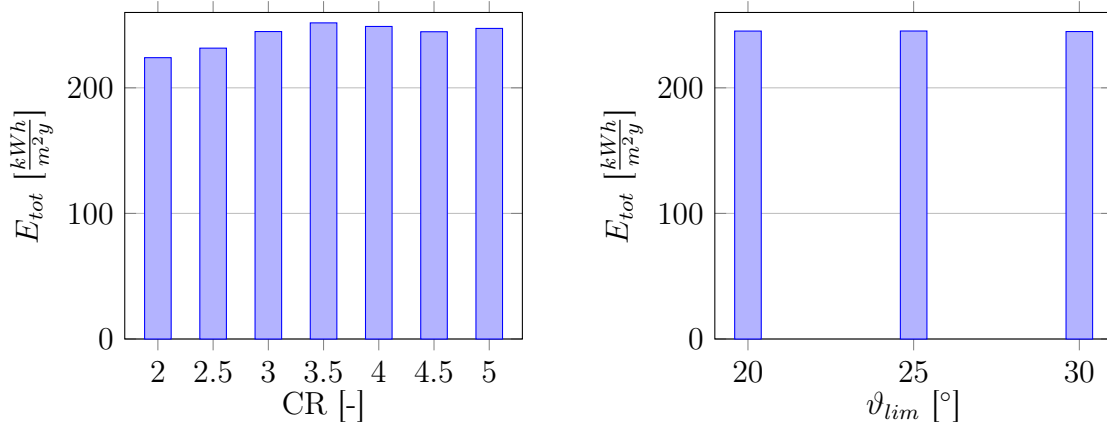


Figura 7.8. Andamento dell’energia totale specifica al metro quadro per la tipologia di stacco ”Cus” all’aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all’aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

- il confronto sull’energia primaria equivalente è più complesso. All’aumentare dell’acceptance angle l’energia primaria cresce perché la produzione elettrica e termica hanno lo stesso andamento. Al variare del fattore di concentrazione si nota un progressivo decadimento per valori del CR oltre 3.5 dovuti alla riduzione di energia elettrica prodotta ed un’attenuazione del progressivo aumento con il fattore di concentrazione dell’energia termica utile ottenuta. I differenti trend che influenzano il risultato sono una media pesata dei rendimenti calcolati: il rendimento ottico che diminuisce all’aumentare del fattore di concentrazione, il rendimento termico che ha un andamento opposto e quello elettrico circa costante generano una combinazione di situazioni che porta al risultato citato.

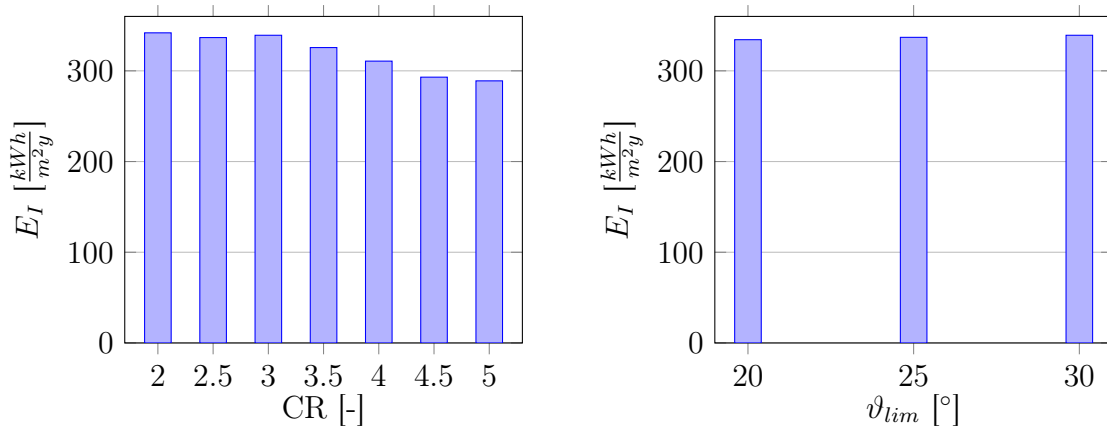


Figura 7.9. Andamento dell’energia primaria specifica al metro quadro per la tipologia di stacco ”Cus” all’aumentare del fattore di concentrazione con θ_{lim} pari a 30° (a sinistra) e all’aumentare del θ_{lim} con CR pari a 3 (a destra)

Si nota inoltre che esiste un caso nettamente peggiore degli altri due, vale a dire la costruzione del CPC per un ricevitore con raggio maggiore. Anche per la modifica proposta (CPC costruito solo con la parte convoluta) si nota un caso peggiore rispetto agli altri.

7.6 Presentazione dei risultati

Per concludere, si riportano i risultati economici ottenuti.

Le diverse voci di costo sono state introdotte nel Paragrafo 3.8. Non è stato riportato il costo del pannello ibrido proposto nel seguente lavoro che, non essendo una tecnologia commercialmente diffusa, non è facile da ricavare.

Un collettore solare sottovuoto ha un costo specifico pari a circa $400\text{-}450 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ [45] mentre per un collettore piano il costo stimato è circa $300\text{-}350 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ [45]. Il CPC analizzato è più semplice dal punto di vista costruttivo di un collettore sottovuoto per cui si ipotizza un costo specifico di $330 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$.

È necessario valutare quanto gli specchi, i tubi e l'assemblaggio contribuiscano a tale costo che variano con il numero di tubi disposti su un singolo collettore. Prendendo in considerazione un collettore con 14 tubi di raggio pari a 38 mm e CR=2.8 (tratte da un collettore CPC sottovuoto Beretta) e ricordando di considerare un costo degli specchi pari a $15 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ si determina:

- costo del tubo pari a 25 €;
- costo di costruzione del collettore specifico stimato circa $160 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ (ipotizzato pari al 55% del costo totale di un collettore).

Considerando tutte le voci di costo si ottiene un valore di investimento totale per i sistemi ibridi proposti circa pari a $400\text{-}450 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ confrontabile con i $430 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ stimati per la produzione separata da sistemi tradizionali. Si confrontano quindi i casi analizzati con i sistemi convenzionali, ipotizzando un impianto forovoltaiico al Silicio da $3 kW_p$ e due collettori solari termici piani.

Si considera inoltre per i sistemi ibridi la presenza di un dissipatore per rimuovere il surplus termico prodotto nei mesi estivi: si stima una richiesta di elettricità per il funzionamento di tale sistema pari a circa il 6-10% della quota di energia termica da dissipare che è data dalla differenza tra l'energia termica prodotta e l'energia effettivamente utilizzabile (carico termico del sistema).

Considerando che le dimensioni dei sistemi proposti aumentano al crescere del fattore di concentrazione in quanto cresce la superficie occupata dagli specchi un'analisi basata sull'NPV potrebbe risultare fuorviante. Essendo un indice assoluto un valore più elevato di NPV potrebbe essere dovuto ad effetti di scala e non tener conto delle diverse efficienze dei sistemi. Per questo motivo si valutano gli indici di IRR che, essendo relativi, annullano gli effetti di scala.

In Figura 7.11 sono riportati i risultati ottenuti in confronto al sistema combinato fotovoltaico e termico tradizionali che forniscono un IRR pari al 3%. Esistono diverse configurazioni con CR 3 che risultano economicamente favorevoli rispetto ai sistemi tradizionali.

Per una maggiore chiarezza di risultati viene riportato l'IRR solamente variando il fattore di concentrazione da 2 a 4 ed i casi "Cus" e "Upp" tralasciando la modifica costruttiva "Big" che come si è notato dall'analisi ottica presenta prestazioni nettamente peggiori rispetto agli altri due casi. Inoltre come si può osservare dalle Tabelle 7.1, 7.1 e 7.3 le energie specifiche ottenute sono inferiori rispetto agli altri due casi analizzati. Si osserva un modesto incremento di IRR in ogni situazione all'aumentare del θ_{lim} : ciò può essere conseguenza della modesta troncatura dei CPC vincenti (CR 3) che,

essendo molto troncati, riducono l'effetto positivo dovuto all'aumento dell'angolo di acceptance. Come già valutato nell'analisi del rendimento ottico annuale più un concentratore è troncato e più raggi con un angolo di incidenza superiore a quello limite hanno la possibilità di raggiungere l'assorbitore: si nota infatti che per alcune tipologie costruttive passare da $\theta_{lim} = 25^\circ$ e $\theta_{lim} = 30^\circ$ favorisce sia una maggior remunerazione ma decisamente lieve. Il caso migliore è il CPC standard di tipologia "Cus" con $CR = 3$: al crescere del fattore di concentrazione cresce l'energia utile ricavata ma anche i costi, per $CR = 3$ si raggiunge l'ottimo che bilancia i due effetti. Tuttavia si nota che anche la tipologia "Upp" nel caso di $CR = 3$ e acceptance di 30° è in linea con le prestazioni della configurazione migliore.

Un confronto può essere fatto anche sulle due modalità costruttive proposte: il CPC standard e il concentratore costruito con la sola parte di evolvente di circonferenza. Si nota che anche con la modifica proposta inoltre la scelta migliore si ottiene per fattore di concentrazione 3: in questo caso non si è potuto indagare oltre perchè si è raggiunto il limite costruttivo di tale configurazione.

Nell'andamento dell'IRR si può notare un'anomalia nel caso "Cus" con θ_{lim} pari a 30° e $CR = 4$: tale valore può essere spiegato considerando che una voce importante dell'investimento (circa il 25%) è fissa e indipendente dunque dalle dimensioni del sistema. La configurazione indicata presenta una potenza nominale maggiore rispetto alle altre dello stesso gruppo ("Cus" con acceptance di 30°) e quindi incide di meno su di essa la quota fissa di investimento provocando un risultato che si discosta da quello atteso.

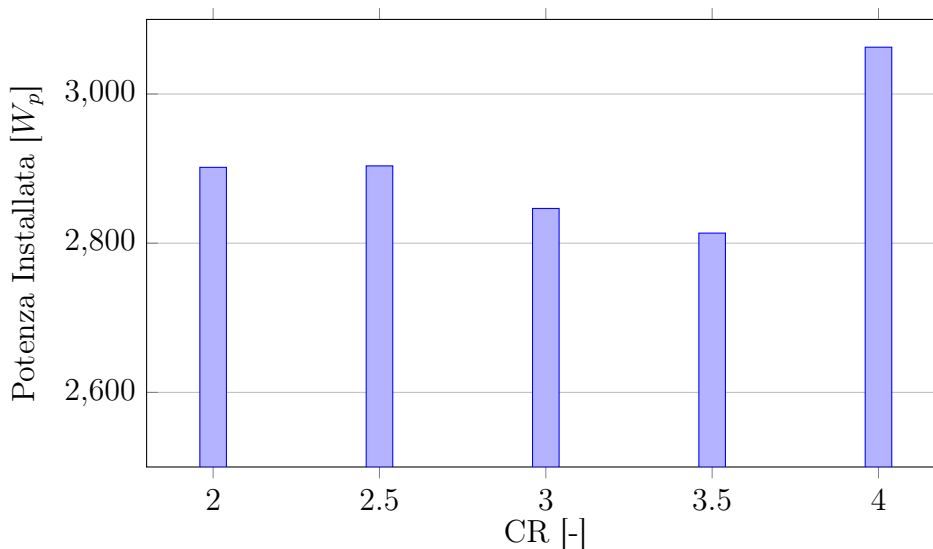


Figura 7.10. Potenza nominale installata per il caso "Cus" con acceptance di 30° al variare del fattore di concentrazione

Ricordando che il tasso di interesse considerato nell'analisi è pari al 5% si nota che, in assenza di incentivi, sia i sistemi tradizionali che quelli PV/T proposti non risulterebbero economicamente vincenti. Considerando una detrazione fiscale del 50% dell'investimento nei primi dieci anni di vita utile dell'impianto si nota che sia il sistema tradizionale che una buona parte dei sistemi PV/T proposti superano ampiamente

la soglia del 5%, indice di una buona fattibilità economica degli impianti.
 Per spiegare i risultati ottenuti si riportano nelle Tabelle 7.1, 7.1 e 7.3 i valori di Energia termica, elettrica e primaria specifici al metro quadro per ogni configurazione.

		CR							
		ϑ_{lim}	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
CONV	BIG	-	66.43	86.98	102.61	-	-	-	-
	CUS	-	94.70	108.21	106.79	-	-	-	-
	UPP	-	88.92	103.25	115.23	-	-	-	-
STD	BIG	20	66.64	85.16	117.16	141.39	159.31	178.27	190.97
		25	65.16	85.93	117.04	137.63	153.34	164.22	170.94
		30	65.54	85.67	114.71	132.54	140.40	144.45	148.68
	CUS	20	99.61	124.59	146.65	164.90	181.88	199.39	215.17
		25	96.99	122.76	143.90	170.43	180.38	201.20	203.22
		30	93.72	115.45	140.46	170.00	180.51	191.19	201.27
	UPP	20	88.62	117.84	133.16	161.04	175.26	180.79	182.53
		25	88.07	116.50	131.55	149.58	155.69	159.03	167.30
		30	87.91	116.57	131.96	135.29	136.84	155.65	167.40

Tabella 7.1. Energia termica specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR

		CR							
		ϑ_{lim}	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
CONV	BIG	-	116.77	108.46	97.08	-	-	-	-
	CUS	-	131.74	114.78	108.35	-	-	-	-
	UPP	-	128.05	112.15	100.60	-	-	-	-
STD	BIG	20	117.19	108.38	89.78	82.63	68.91	62.63	58.35
		25	116.37	108.35	93.98	84.72	67.90	62.48	59.42
		30	116.37	109.98	99.01	93.39	80.52	72.46	66.02
	CUS	20	129.91	115.11	102.03	89.43	75.22	68.66	64.46
		25	130.92	114.31	105.35	94.24	80.71	72.82	66.10
		30	133.12	120.01	108.90	97.31	83.93	75.95	72.04
	UPP	20	128.57	113.70	103.33	84.34	72.10	66.02	64.65
		25	128.67	115.95	106.49	98.60	85.23	73.37	69.45
		30	127.94	116.23	106.01	98.18	82.68	80.19	77.89

Tabella 7.2. Energia elettrica specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR

			CR						
		θ_{lim}	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5
CONV	BIG	-	285.02	287.63	280.48	-	-	-	-
	CUS	-	340.51	320.43	305.89	-	-	-	-
	UPP	-	327.98	310.67	299.42	-	-	-	-
STD	BIG	20	285.98	285.58	283.35	280.31	275.74	277.90	281.28
		25	282.99	286.36	290.28	278.07	268.18	261.02	257.16
		30	283.40	288.87	296.16	279.19	262.27	237.64	228.86
	CUS	20	342.33	337.78	334.35	313.49	306.16	303.17	308.52
		25	341.41	334.58	336.94	323.49	308.32	305.03	293.52
		30	341.90	336.68	339.23	325.65	310.71	293.03	288.95
	UPP	20	328.57	328.37	322.54	304.34	296.35	281.03	270.29
		25	328.17	330.81	326.03	303.26	282.93	255.21	250.31
		30	326.72	331.40	325.64	287.10	260.01	249.90	247.32

Tabella 7.3. Energia primaria specifica al metro quadro per tutti i casi analizzati per l'angolo di tilt che massimizza l'IRR

Riportiamo i trend già analizzati che determinano la configurazione ottimale (con CR=3) per ogni tipologia di concentratore:

- l'energia termica specifica cresce con il CR
- l'energia elettrica specifica al contrario si riduce con il CR
- la potenza elettrica richiesta dal dissipatore aumenta con il fattore di concentrazione

Al variare del θ_{lim} si è già riscontrato come le prestazioni non varino significativamente il che comporta un miglioramento non marcato del ritorno economico all'aumentare dell'acceptance angle.

Le considerazioni fatte giustificano la soluzione migliore trovata (CR 3, θ_{lim} 30° e tipologia "Cus").

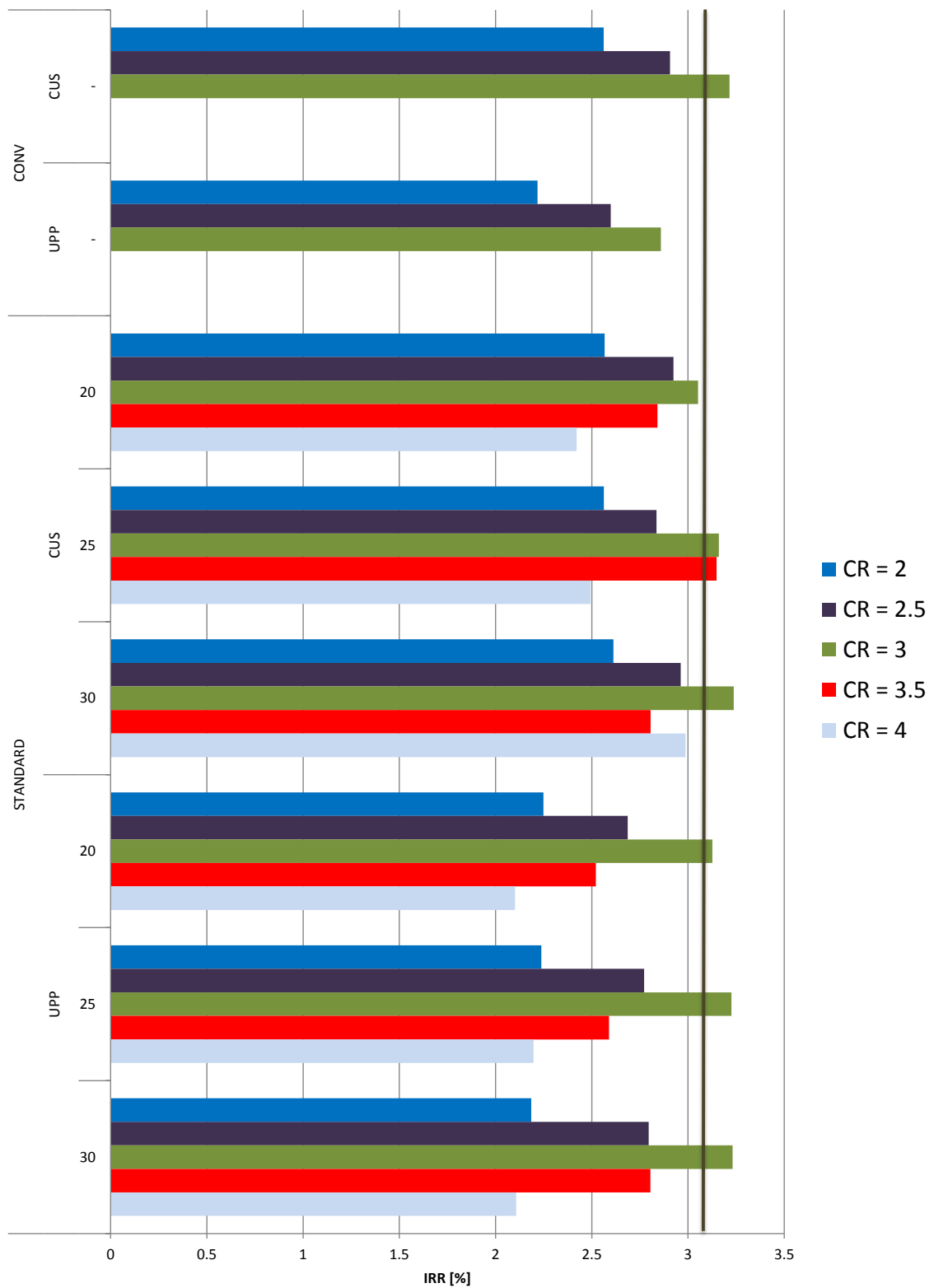


Figura 7.11. Andamento dell'IRR per i casi analizzati, confrontato con il valore di IRR degli impianti separati (linea verticale)

Si riporta ora l'analisi di sensibilità eseguita al variare del prezzo delle celle CIGS, del prezzo degli specchi e del costo del gas naturale. Dal momento che i trend che si notano sono i medesimi per ogni tipologia costruttiva, per facilitare la lettura sono riportati nelle Figure 7.13, 7.14 e 7.15 solamente gli andamenti per il caso migliore analizzato (il caso "Cus").

In Figura 7.13 è mostrata l'analisi di sensibilità svolta sul costo delle celle CIGS depositate sul ricevitore: è stata analizzata una possibilità di variazione del 30% in più o in meno rispetto al costo ipotizzato.

Si nota come la variazione di prestazioni non dipenda in modo marcato dal prezzo delle celle: essendo semplicemente depositate sopra il ricevitore bisogna considerare per le stesse solo il costo relativo al materiale come si vede in Figura 7.12.

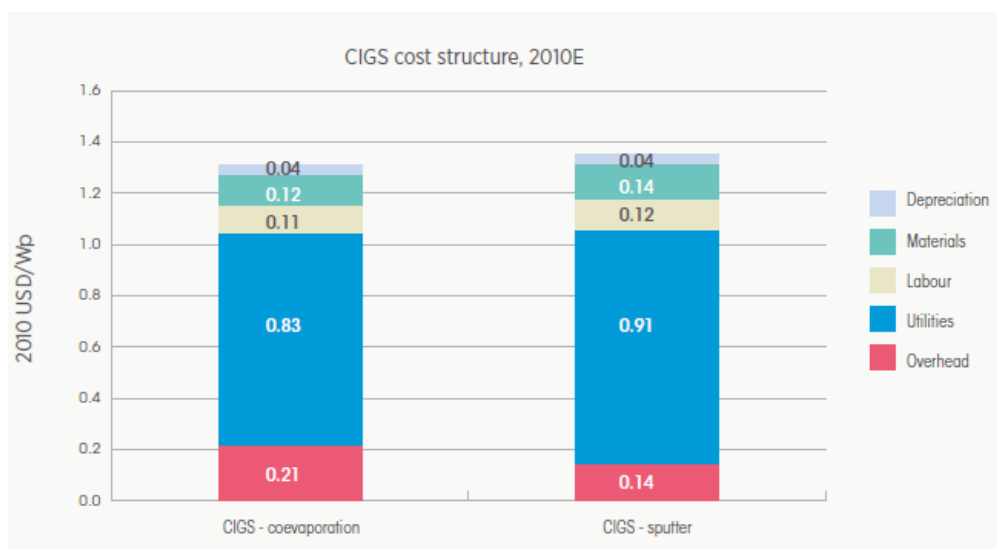


Figura 7.12. Suddivisione del prezzo delle celle CIGS nelle varie voci di costo [46]

Il costo, riportato in euro tenendo conto del tasso di cambio con il dollaro nel 2010, è stimato in $0.161 \frac{\text{€}}{W_p}$ pari a circa $18 \frac{\text{€}}{m^2}$: si spiega così la minima variazione dei ricavi al crescere del prezzo delle celle. I trend di crescita inoltre non dipendono né dal CR né dall'angolo di acceptance: gli impianti sono dimensionati sulla stessa potenza di picco e quindi l'aumento o la riduzione del costo di investimento al variare di quello delle celle risulta più o meno analogo.

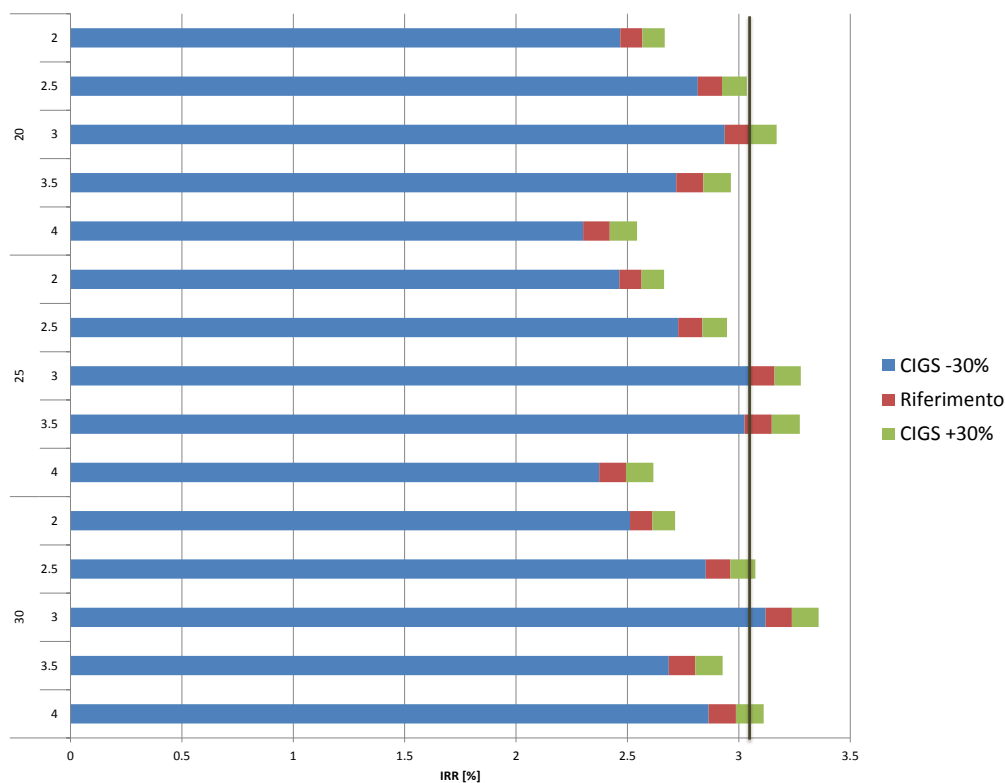


Figura 7.13. IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo delle celle CIGS

In Figura 7.14 si mostra l'influenza del costo degli specchi sulle prestazioni. In analogia alla variazione del costo delle celle anche in questo caso l'influenza non è accentuata. Si nota come al crescere del fattore di concentrazione le differenze diventino man mano più evidenti: ciò è frutto della maggior superficie di specchi richiesta all'aumentare del CR e di conseguenza anche dei costi di costruzione.

Infine in Figura 7.15 si valuta l'influenza del prezzo del gas naturale. La variazione in questo caso è decisamente più marcata e sia accentua al crescere del fattore di concentrazione del momento che più è elevato il CR e più si è visto che aumenta la potenza termica prodotta annualmente.

La grande variazione di prestazioni può essere spiegata considerando che il costo odierno del gas naturale non è elevato e quindi i ricavi termici non sono equiparabili a quelli del fotovoltaico. Aumentando però si riduce il differenziale tra i ricavi per kWh di energia termica ed elettrica ed i sistemi ibridi migliorano nettamente le loro performance economiche grazie a ricavi nettamente superiori annualmente. Anche il sistema tradizionale varia le proprie prestazioni (la parte termica garantita dai collettori rende di più o di meno a seconda della variazione del prezzo del gas) ma rimangono sempre diversi casi favorevoli.

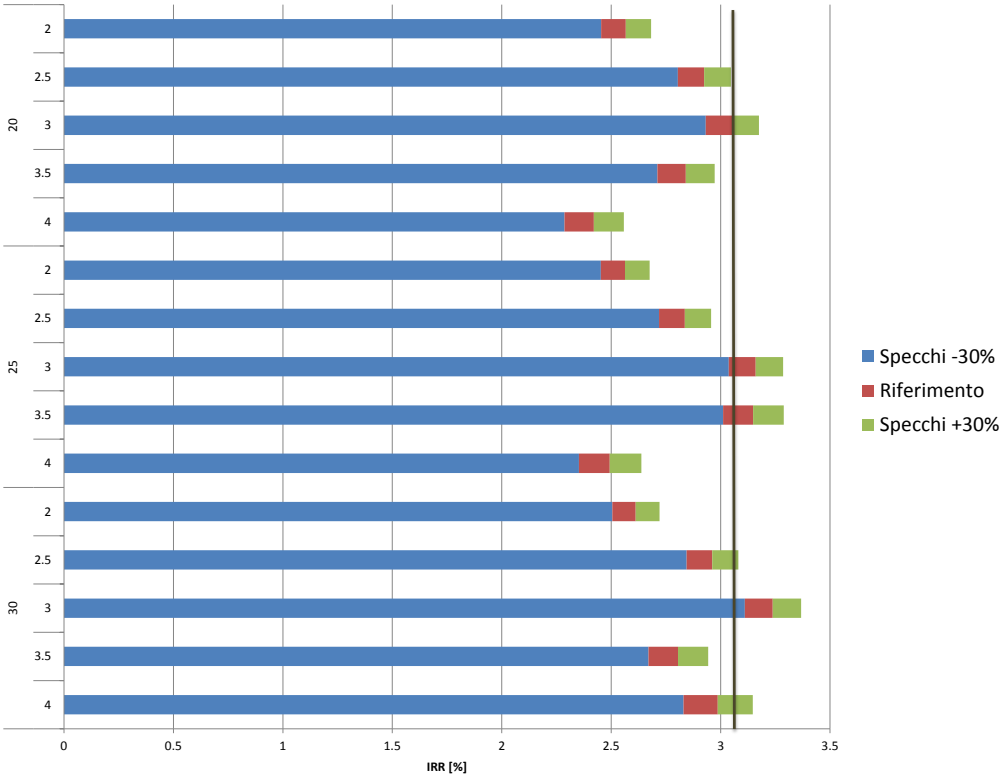


Figura 7.14. IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo degli specchi

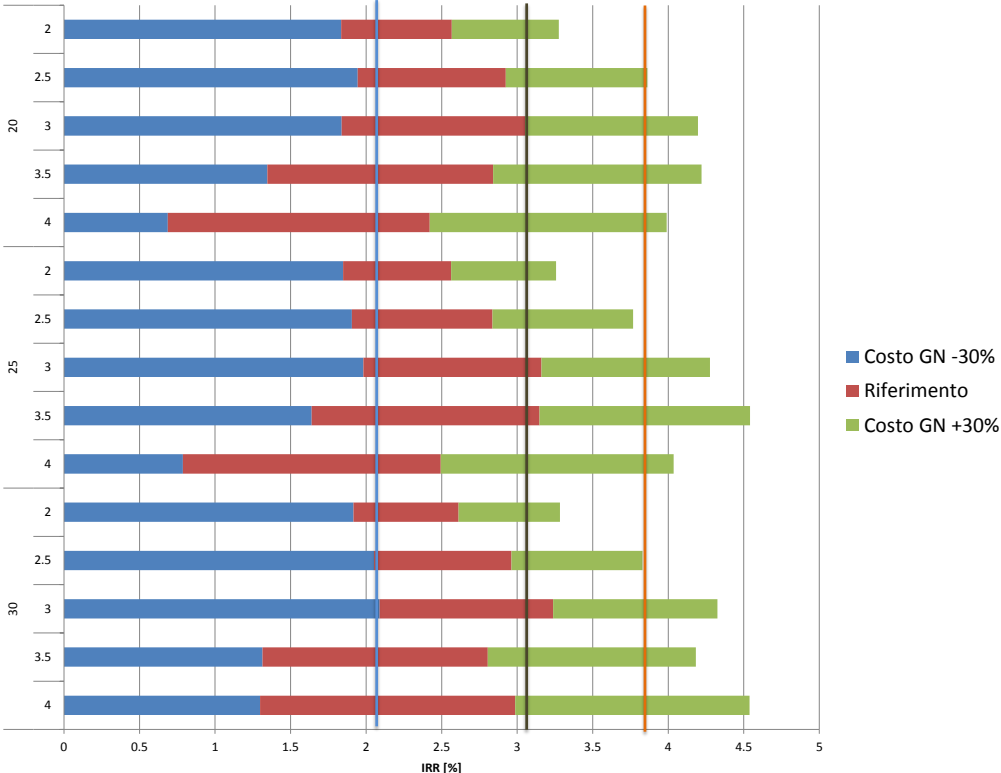


Figura 7.15. IRR del solo caso "Cus" in funzione del costo del gas naturale

Conclusioni

In questo lavoro di tesi sono state esaminate diverse configurazioni di un sistema a bassa concentrazione lineare ibrido, in grado di produrre sia energia elettrica che termica. L'aspetto comune di tutti i sistemi è il concentratore utilizzato: si è sviluppato un Compound Parabolic Concentrator con assorbitore tubolare. Sono state proposte diverse modalità costruttive sia per ottenere lo spazio tra assorbitore e concentratore (necessario per esigenze del sistema) sia della geometria degli specchi. Per separare il ricevitore sono state valutate tre diverse opzioni: il semplice spostamento del tubo verso l'alto, la costruzione della geometria per un tubo più grande di quello effettivamente utilizzato e la rimozione della zona finale della cuspidè degli specchi e conseguente saldatura delle parti rimanenti. E' inoltre stata proposta una modifica alla geometria standard del CPC: si sono valutate le prestazioni del concentratore costruito prolungando la parte di evolvente di circonferenza per ottenere un CPC che non dipende da alcun θ_{lim} . Sulla superficie del ricevitore vengono deposte celle CIGS a film sottile flessibili per la produzione elettrica, mentre il recupero termico è affidato ad un fluido termovettore che scorre all'interno dei tubi del CPC. Per ogni caso sono state analizzate le prestazioni al variare del fattore di concentrazione da 2 a 5 e dell'acceptance angle (20, 25 e 30°).

La prima parte del lavoro è stata dedicata all'analisi delle prestazioni ottiche dei concentratori con l'utilizzo del software per ray-tracing SolTrace. E' stato studiato prima un generico sistema in modo preliminare per valutare la corretta definizione della forma del concentratore elaborata in MATLAB® e per valutare il numero di punti con cui descrivere il CPC che raggiungesse il compromesso migliore tra tempi computazionali e approssimazione della forma reale del concentratore, non descrivibile analiticamente con una superficie presente in SolTrace e quindi approssimabile per unione di segmenti. Si è indagato anche sull'influenza degli errori ottici. Poi si è iniziato a prendere in considerazione il CPC troncato, caso di studio di questa tesi. Per ogni caso è stato ricavato il rendimento nominale del sistema (ottenuto con il sole posto esattamente sopra il CPC) e la mappa di IAM necessaria per valutare lo scadimento di prestazioni del sistema al variare dell'inclinazione dei raggi. I rendimenti nominali dei sistemi proposti variano dal 90 al 70%.

Quest'ultimo aspetto è un passo preliminare per il successivo che consiste nel ricavare il rendimento ottico annuale per ciascun sistema grazie ai dati di irraggiamento (registrati ogni 10 minuti) forniti dal Solar Tech del Politecnico di Milano. Sono stati presi in considerazione due diversi orientamenti del concentratore con asse Est-Ovest oppure Nord-Sud e tutte le possibili inclinazioni per entrambi i casi con angolo di tilt variabile da 0 a 90° per determinare il massimo rendimento ottico annuale. Si è notato come all'aumentare del fattore di concentrazione diminuisca il rendimento

ottico annuale mentre si osserva un aumento del tilt ottimale per ottenere tale valore. La configurazione migliore risulta essere Est-Ovest per CR superiori a 2.5 mentre Nord-Sud per CR minori od unguale a 2.5 (anche se le prestazioni non variano di molto per la direzione Est-Ovest). I rendimenti annuali maggiori si ottengono per i fattori di concentrazione minori passando dal 60% al 40%. Il caso migliore dal punto di vista ottico è la tipologia "Cus" per il CPC costruito in modalità standard con angolo di acceptance pari a 30°. Si è visto inoltre che il caso "Big" risulta sempre essere peggiore delle altre modifiche proposte.

Successivamente sono stati sviluppati i modelli elettrico e termico necessari per valutare le prestazioni energetiche dei concentratori al variare della temperatura ambiente e dell'irraggiamento. Il modello elettrico, dopo esser stato validato sfruttando i dati di un pannello al Silicio, è stato utilizzato per determinare come cambiano le prestazioni elettriche al variare del flusso incidente sulle celle e della temperatura ambiente, oltre alle problematiche dovute alla presenza di un flusso termico non perfettamente uniforme in direzione sia assiale che circonferenziale. Con il modello termico sviluppato sono state prima svolte delle analisi di sensibilità per valutare l'andamento del rendimento termico del sistema al variare del flusso incidente, della velocità del fluido e delle temperature del cielo e degli specchi. Si è notato che la voce principale di perdita riguarda lo scambio convettivo verso l'ambiente, fortemente dipendente dalla differenza di temperatura tra il fluido e l'esterno. Integrato il modello elettrico in quello termico vengono ricavate le curve di rendimento elettrico e termico in funzione del flusso incidente sul ricevitore e dei tre ΔT che si è ipotizzato di utilizzare annualmente per soddisfare il carico (35-40 °C, 35-45 °C e 35-50 °C). Come fatto per l'aspetto ottico, è stata calcolata l'energia, sia elettrica che termica, prodotte annualmente da ciascuna configurazione. Si è notato che l'energia termica specifica annualmente aumenta al crescere del fattore di concentrazione, conseguenza di un flusso termico superiore, e l'energia elettrica prodotta al contrario si riduce dal momento che il rendimento di conversione elettrica rimane costante ma al crescere del fattore di concentrazione si riduce, come già sottolineato, il rendimento ottico del sistema.

Ricavate dunque le potenze elettriche e termiche annuali per tutta la casistica considerata, si è proceduto con un'analisi economica di massima che considera i costi di investimento (stimati intorno ai 400-450 $\frac{\text{€}}{\text{m}^2}$) e i ricavi annuali.

Attraverso il lavoro svolto si è potuto constatare la competitività dei casi migliori analizzati (tutti a CR 3 e acceptance angle, ove presente, pari a 30°) con la produzione separata di energia termica ed elettrica sfruttando collettori solari e pannelli fotovoltaici. Le migliori prestazioni sono ottenute per il sistema con CR=3 di tipologia "Cus", orientato in direzione Est-Ovest con un'inclinazione di 43.5° e un angolo di acceptance pari a 30° con una producibilità elettrica di 108 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ e termica di 140 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ con un fattore di copertura del carico termico annuale del 24%. Il rendimento ottico annuale corrispondente per tale configurazione è il 52%. L'IRR ottenuto è pari a 3.26%, più alto rispetto al caso di produzione separata (3.05%). Infine si è notato come il CPC tradizionale presenti remunerazioni maggiori del concentratore modificato proponendo l'utilizzo della sola zona di evolvente di circonferenza. L'analisi è stata effettuata non considerando la presenza degli incentivi statali per le rinnovabili in modo da valutare l'effettiva competitività dell'investimento tal quale nei confronti delle tecnologie tradizionali più diffuse per la produzione di energia elettrica e termica

da fonte solare (pannello al Silicio e collettore piano) notando come quasi tutti i casi con $CR = 3$ risultino migliori di tali tecnologie. Si è inoltre effettuata un'analisi di sensibilità per valutare gli effetti che più influenzano il ritorno economici. Si è visto che il costo delle celle CIGS e degli specchi hanno meno influenza di quello del gas che, se aumentato, permette di valorizzare di più la grande quantità di calore prodotto in un anno, considerando che stando ai costi attuali un kWh termico costa meno della metà di uno elettrico.

Diversi sviluppi possono nascere da questo lavoro.

Un'analisi sperimentale sul flusso incidente sull'assorbitore permetterebbe di valutare in maniera più dettagliata gli effetti descritti: il flusso disuniforme e le perdite di fine collettore e gli effetti che provocano sia sull'apparato termico che elettrico.

E' necessaria inoltre un'indagine economica più dettagliata basata su costi certi del collettore sperimentato: è necessario conoscere il costo per ciascun tubo e più in generale i costi effettivi di assemblaggio per valutare l'effettiva validità economica. Disponendo inoltre degli eventuali dati sulla cella CIGS che era in programma di sperimentare si potrebbe avere una conferma delle prestazioni elettriche ottenute. Sarebbe utile inoltre sperimentare nuovi meccanismi di recupero termico per tentare di ridurre le perdite termiche e aumentare quindi l'efficienza del sistema.

In conclusione si può affermare che i sistemi analizzati potenzialmente costituiscono una valida alternativa alla produzione termica ed elettrica da fonte solare. In futuro non si può che ipotizzare un miglioramento della tecnologia, considerando che la tecnologia a film sottile CIGS sta progredendo in maniera piuttosto rapida sia in termini di aumento di efficienza che di riduzione dei costi di produzione: questo non potrà che contribuire alla costruzione di sistemi più efficienti con una maggiore produttività e un minor costo di investimento.

Tutto ciò fermo restando che la ricerca lascia spazio all'indagine di altri sistemi di concentrazione e diverse tecnologie di conversione dell'energia solare.

Appendice A

Metodo delle differenze finite in coordinate cilindriche

Nel Capitolo 6 si è introdotto il metodo delle differenze finite utilizzato per la risoluzione del modello termico senza entrare nel dettaglio delle equazioni utilizzate. Come accennato, viene suddiviso il tubo del ricevitore in direzione assiale e circonferenziale in un determinato numero di nodi con l'obiettivo di determinare per ciascuno la temperatura e quindi essere in grado di valutare il calore utile e le perdite a partire dalla temperatura interna del fluido e da quella dell'ambiente e dal flusso incidente sul ricevitore. Si riporta in Figura A.1 un esempio di discretizzazione nodale tratta da [77]

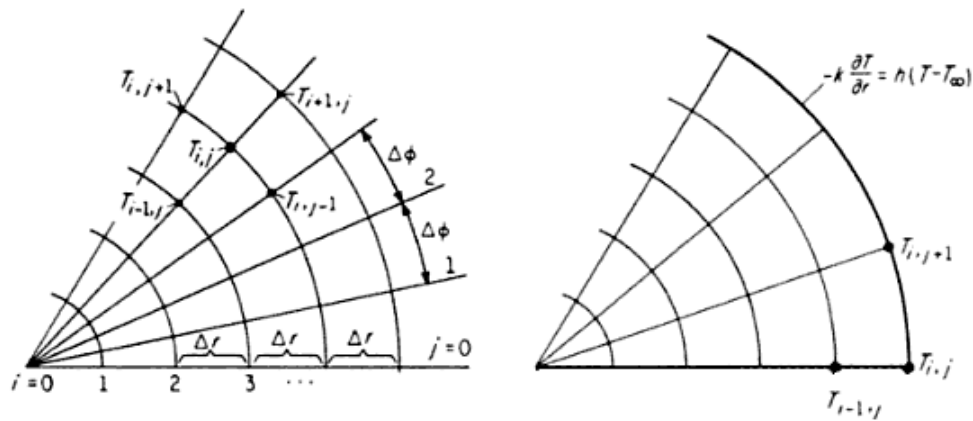


Figura A.1. Rappresentazione dello schema di griglia utilizzato per risolvere il modello termico [77] per un punto interno (a destra) e un punto di frontiera (a sinistra)

Fissato la distanza Δr tra due nodi in direzione assiale e il $\Delta \Phi$ angolare tra due nodi lungo la circonferenza, per ogni nodo (i,j) si può esprimere le temperature nei quattro nodi confinanti attraverso lo sviluppo in serie di Taylor:

$$T_{i+1,j} = T_{i,j} + \Delta r \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{i,j} + \frac{(\Delta r)^2}{2!} \left. \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right|_{i,j} \quad (\text{A.1})$$

$$T_{i-1,j} = T_{i,j} - \Delta r \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{i,j} + \frac{(\Delta r)^2}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial^2 r} \Big|_{i,j} \quad (\text{A.2})$$

$$T_{i,j+1} = T_{i,j} + (r\Delta\Phi) \frac{\partial T}{\partial(r\Delta\Phi)} \Big|_{i,j} + \frac{(r\Delta\Phi)^2}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial^2(r\Delta\Phi)^2} \quad (\text{A.3})$$

$$T_{i,j-1} = T_{i,j} - (r\Delta\Phi) \frac{\partial T}{\partial(r\Delta\Phi)} \Big|_{i,j} + \frac{(r\Delta\Phi)^2}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial^2(r\Delta\Phi)^2} \quad (\text{A.4})$$

Moltiplicando ciascuna equazione per un coefficiente (A per la A.1, B per la A.2, C per la A.3 e D per la A.4 e raccogliendo i termini contenenti le derivate su un solo lato si ottiene:

$$\begin{aligned} & (A - B) \Delta r \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{i,j} + (C - D) (r\Delta\Phi) \frac{\partial T}{\partial(r\Delta\Phi)} \Big|_{i,j} + \\ & + (A - B) \frac{(\Delta r)^2}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial^2 r} \Big|_{i,j} + (C - D) \frac{(r\Delta\Phi)^2}{2!} \frac{\partial^2 T}{\partial^2(r\Delta\Phi)^2} = \\ & = A(T_{i+1,j} - T_{i,j}) + B(T_{i-1,j} - T_{i,j}) + C(T_{i,j+1} - T_{i,j}) + D(T_{i,j-1} - T_{i,j}) \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Se il lato sinistro dell'equazione deve rappresentare il Laplaciano in coordinate cilindriche

$$\nabla^2 T(r, \phi) = \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \phi^2} \quad (\text{A.6})$$

si ottiene un sistema di quattro equazioni nelle quattro incognite A, B, C e D:

$$\begin{cases} (A - B) \Delta r = \frac{1}{r} \\ (C - D) r\Delta\Phi = 0 \\ (A + B) \frac{(\Delta r)^2}{2!} = 1 \\ (C + D) \frac{(r\Delta\Phi)^2}{2!} = 1 \end{cases} \quad (\text{A.7})$$

che ci permettono di ricavare i coefficienti incogniti.

Sostituendoli nel lato destro dell'Equazione A.5 si può approssimare il Laplaciano $\nabla^2 T(r, \phi)$ con il metodo delle differenze finite.

Quando un punto nodale si trova sulla frontiera si possono scrivere solo 4-n equazioni A.1, A.2, A.3 e A.4, dove n indica i lati esposti alla frontiera. In questo caso le equazioni mancanti sono fornite dalle condizioni al contorno su ciascun lato esposto (ad esempio flusso imposto o parete adiabatica). Supponendo di avere un nodo esposto su un lato alla convezione al contorno: la quarta equazione mancante viene sostituita dalla condizione al contorno:

$$-k \frac{\partial T}{\partial r} = h(T - T_\infty) \quad (\text{A.8})$$

che, utilizzando lo sviluppo di Taylor può essere riscritta come,

$$\frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{T_{i,j}} = \frac{h}{k} (T_\infty - T_{i,j}) \quad (\text{A.9})$$

Seguendo lo stesso procedimento già presentato si ricavano le quattro incognite e si scrive il Laplaciano in funzione di $T_{i,j}$ e delle temperature dei nodi circostanti.

Appendice B

Logica di controllo del ΔT giornaliero

Come descritto nel Paragrafo 7.4 si ipotizza per il sistema un accumulo giornaliero e tre diversi possibili ΔT per il fluido termovettore.

Ogni giorno la scelta della differenza di temperatura svolta dal fluido è fatta valutando quale dei tre casi soddisfi la frazione maggiore del carico richiesto, tenendo conto che il massimo carico può essere sostenuto solo dalle temperature 35-50 °C.

Si riportano quattro giornate tipiche durante l'anno per spiegare meglio la logica.

In Figura B.1 è rappresentata una giornata invernale. Le tre linee presenti delimitano rispettivamente il 100%, il 66% e il 33% del carico, ossia le quantità soddisfabili con i tra range di temperatura utilizzati. Nel grafico a è presente la quantità di energia termica producibile per ciascun ΔT mentre e il carico effettivamente soddisfatto tenendo conto di un'eventuale correzione se l'energia termica è eccedente. Durante i giorni invernali questo non avviene mai e quindi si tende a privilegiare il ΔT che massimizza l'energia termica ossia l'intervallo di temperatura più piccolo.

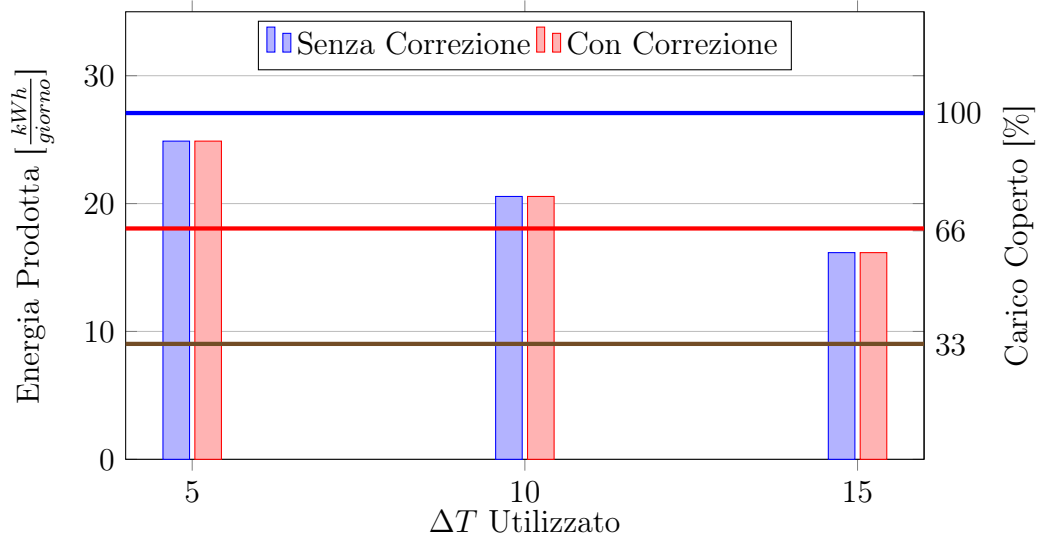


Figura B.1. Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata invernale

La Figura B.2 mostra un primo esempio di mezza stagione (ad esempio inizio primavera). In questo caso con il ΔT più piccolo l'energia termica è come sempre maggiore ma bisogna considerare che è ben oltre il massimo producibile con quelle temperature (che al massimo sarà $\frac{1}{3}$ del carico giornaliero). Viene quindi presentata la situazione

effettiva che premia le temperature 35-45 °C.

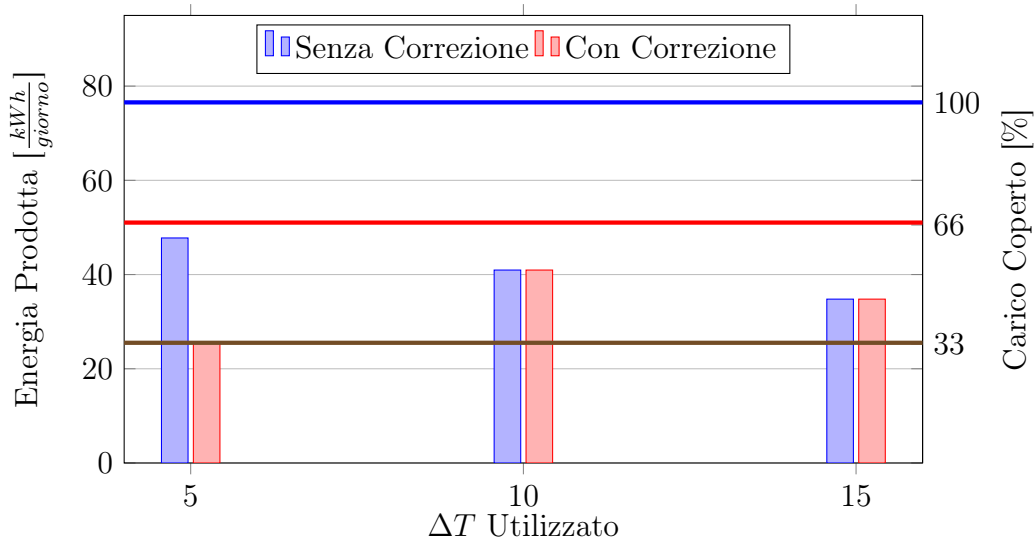


Figura B.2. Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (primo esempio)

Nella Figura B.3 è presente un secondo esempio primaverile. Si nota sia il ΔT più piccolo che quello intermedio producono una quantità superiore al carico soddisfabile. Nonostante siano limitati l'energia termica che si ricava è superiore rispetto a quella ottenibile con il caso 35-50 °C per cui il caso vincente è identico al precedente.

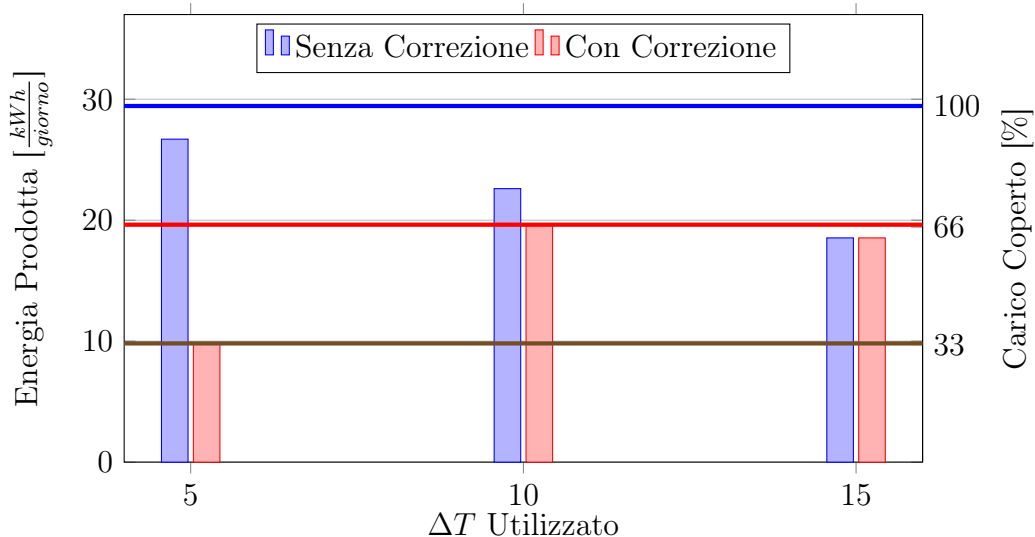


Figura B.3. Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (secondo esempio)

In Figura B.4 si rappresenta un caso simile a quello appena descritto; l'unica differenza è il fatto che il ΔT più ampio produce una quantità di energia superiore al 66% del carico e quindi risulta la scelta vincente dal momento che gli altri due casi devono limitare la loro producibilità rispettivamente ai $\frac{2}{3}$ e $\frac{1}{3}$ del carico.

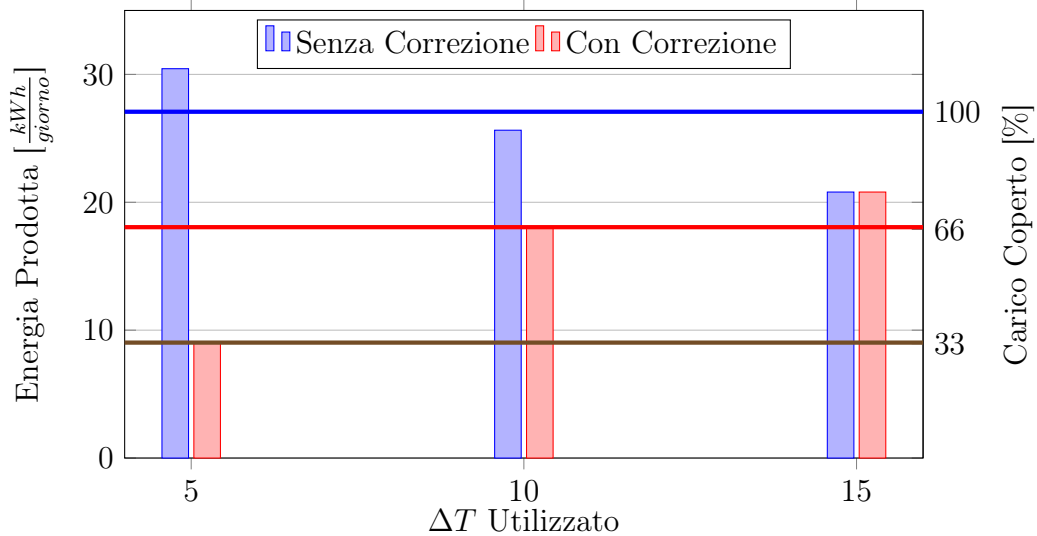


Figura B.4. Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata di mezza stagione (terzo esempio)

Infine presentiamo un caso estivo nella Figura B.5. In questa situazione la scelta è molto semplice: tutti e tre i range di temperatura soddisfano ampiamente il carico ma si privilegia ovviamente quello più ampio che lo può svolgere in toto (mentre gli altri casi no). Si nota che, come è stato anticipato, la produzione estiva è notevolmente maggiore rispetto al carico richiesto (solo DHW nei mesi più caldi).

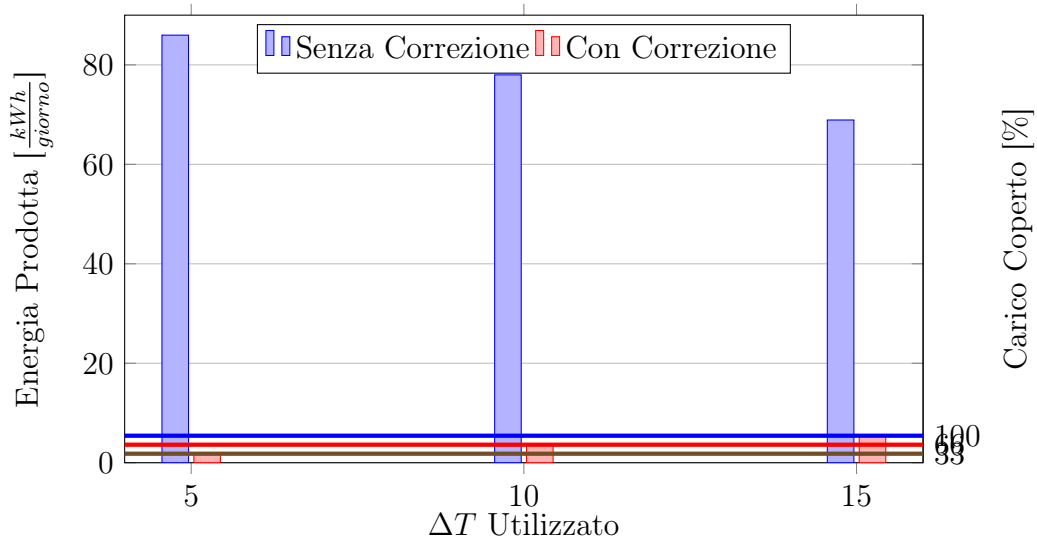


Figura B.5. Logica di controllo del ΔT per una tipica giornata estiva

Il sistema dunque, basandosi sui dati statistici di temperatura e DNI degli anni precedenti, stabilisce la soluzione migliore giorno per giorno. Si poteva scegliere un intervallo di tempo inferiore per effettuare lo switch di temperatura ma la scelta non è conveniente perchè:

- comporterebbe un aumento del costo relativo alla logica di controllo elevato a fronte di un minimo miglioramento dell'accoppiamento con il carico termico
- mentre l'andamento giornaliero di temperatura e DNI non subisce grandi variazioni anno per anno non si può dire lo stesso dell'andamento orario degli stessi valori che risultano essere molto aleatori. Per questo motivo stabilire a priori un profilo di funzionamento orario del sistema potrebbe penalizzarne le prestazioni.

Si riporta infine in Figura B.6 la percentuale di utilizzo mensile di ciascun ΔT per uno dei sistemi analizzati: come si può notare durante il periodo invernale, dove viene coperta una quota di carico minima, conviene sfruttare la differenza di temperatura minore per privilegiare il rendimento. Spostandosi verso le stagioni estive viene utilizzato maggiormente il ΔT che permette di soddisfare tutto il carico. Si osserva che la differenza di temperatura intermedia non viene quasi mai sfruttata dal sistema.

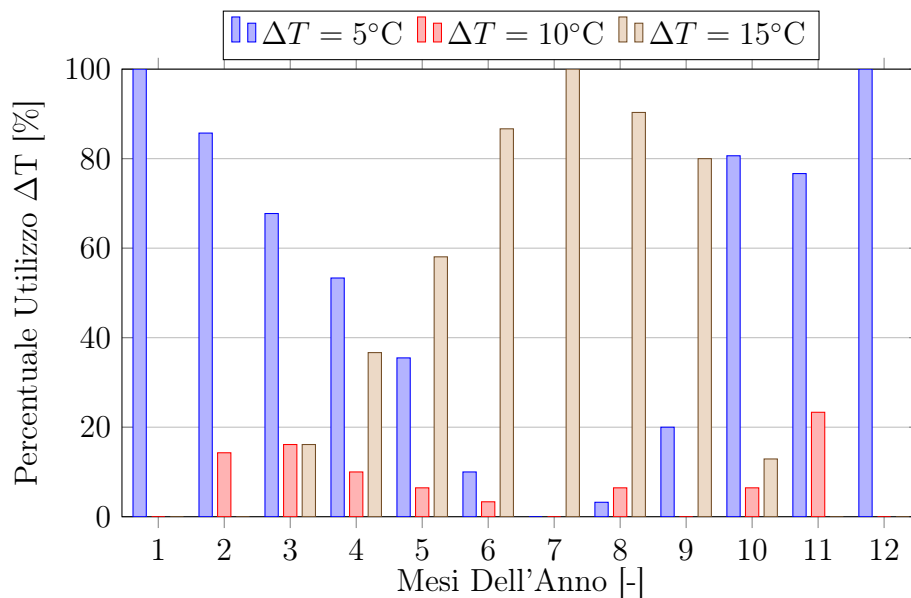


Figura B.6. Percentuale di utilizzo dei diversi ΔT per ciascun mese dell'anno

Bibliografia

- [1] BP, "Energy outlook 2030", Report, 2013.
- [2] International Energy Agency, "World energy outlook 2011", Report, 2011.
- [3] United Nations, *Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change*.
- [4] European Council, Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework, 23 and 24 October 2014.
- [5] ENEA, Rapporto energia e ambiente. Scenari e strategie. Verso un'Italia *low carbon*: sistema energetico, occupazione e investimenti, 2013.
- [6] <http://www.eia.gov/>.
- [7] Bartolazzi, "Le energie rinnovabili", Biblioteca tecnica Hoepli, 2005.
- [8] G. Manzolini, Appunti e lezioni del corso di "*Produzione di potenza da fonti rinnovabili*", Politecnico di Milano, AA. 2013-2014.
- [9] http://en.wikipedia.org/wiki/Coronal_radiative_losses.
- [10] ENEA, La misura e la stima della radiazione solare: l'archivio dell'ENEA e il sito internet dell'Atlante italiano della radiazione solare per la pubblicazione dei dati, Report, 2007.
- [11] ABB, Quaderni di applicazione tecnica, QT10: Impianti fotovoltaici.
- [12] M. Aprile, Appunti e lezioni del corso di "*Ingegneria dei processi solari termici*", Politecnico di Milano, AA. 2013-2014.
- [13] <http://www.unacasaperamica.com/>
- [14] http://www.franciavincenzo.altervista.org/Astronomia/solstizio_estate.htm.
- [15] John A. Duffie, William A. Beckman, Solar engineering of thermal processes, 3rd edition, Wiley-Interscience Publication
- [16] Ministro dello sviluppo economico, IV Conto Energia, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.
- [17] GSE, Energia da fonti rinnovabili, rapporto statistico, 2013.

- [18] http://it.wikipedia.org/wiki/Effetto_fotoelettrico.
- [19] <http://www.edutecnica.altervista.org/elettronica/diodo/diodo.htm>.
- [20] http://it.wikipedia.org/wiki/Effetto_fotovoltaiico.
- [21] <http://www.pveducation.org/pvcdrom/design>.
- [22] http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_cell.
- [23] <http://laptopsbattery.blogspot.it/2011/03/global-solar-cigs-news.html>.
- [24] <http://www.21stcentech.com/energy-update-solar-technology-emulates-photosynthesis/>.
- [25] <http://www.laserfocusworld.com/articles/print/volume-48/issue-12/features/photovoltaics-takes-small-steps-on-journey-to-greater-efficiency.html>.
- [26] <http://img.archiexpo.it/>.
- [27] Soteris A. Kalogirou, Solar thermal collectors and applications, in *Progress in Energy and Combustion Science* 30 (2004), pp. 231-295.
- [28] EN 12975-2, Solar collectors, test methods, 2006
- [29] Soteris A. Kalogirou, Y. Tripanagnostopoulos, Hybrid PV/T solar system for domestic hot water and electricity production, in *Energy Conversion and Management* 47 (2006), pp. 3368-3382.
- [30] Sébstien A. Brideau, Michael R. Collins, Experimental model validation of a hybrid PV/thermal air based collector with impinging jets, in *Energy Procedia* 30 (2012), pp. 44-54.
- [31] Mohd. Uosof Hj. Othman, Baharudin Yatim Kamaruzzaman Sopian, Mothd. Nazari Abu Bakarm, Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector with CPC and fins, in *Renewable Energy* 30 (2005), pp. 2005-2017.
- [32] Jin-Hee Kima, Jun-Tae Kimb, The experimental performance of an unglazed PV-thermal collector with a fully wetted absorber, in *Energy Procedia* 30 (2012), pp. 2005-2017.
- [33] Li Guiqiang, Pei Gang, Yuehonh Su, Zhou Xi, Ji Jie, Preliminary study based on building-integrated compound parabolic concentrators (CPC) PV/thermal technology, in *Energy Procedia* 14 (2012), pp. 343-350.
- [34] A. Rabl, Active solar collectors and their applications, Oxford University Press, 1985.
- [35] H.P. Garg, Advances in solar energy technology, Volume 1: Collection and storage system, Kluwer, 1987.

-
- [36] L. Rubini, G. Habib, M. Lavra, Tecnologie solari a concentrazione - Produzione di calore a media temperatura, Report, ENEA, 2011.
- [37] G. Manzolini, P. Silva, Solar energy conversion with thermal cycles.
- [38] S. Ferrari, Analisi tecnico-economica di sistemi lineari a bassa concentrazione per fotovoltaico ibrido per applicazione residenziale, Tesi, Politecnico di Milano, AA 2013-2014.
- [39] Z. Jesko, Classification of solar collector, Report, 2008.
- [40] <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/59163.pdf>.
- [41] <http://www.nrel.gov/>.
- [42] <http://www.solartech.polimi.it>.
- [43] M. Binotti, G. Manzolini, G. Zhu, An alternative methodology to treat solar radiation data for the optical efficiency estimate of different types of collectors, in *Solar Energy* 110 (2014), pp. 807-817.
- [44] <http://www.tsmc-solar.com/products/thin-film-modules>
- [45] M. Calderoni, personal communication.
- [46] Irena, Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power sector, June 2012.
- [47] Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2014.
- [48] <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eep35.htm>.
- [49] <http://www.autorita.energia.it/it/dati/g3.htm>.
- [50] Julio Chaves, "*Introduction to Nonimaging Optics*", 2008.
- [51] H. E. I. Khonkar, A. A. M. Sayigh, Optimization of the tubular absorber using compound parabolic concentrator, in *Renewable Energy* 6 (1995), pp. 17-21.
- [52] T. Wendelin, A. Dobos, SolTrace: A ray-tracing code for complex solar optical system, NREL, 2013.
- [53] Neumann A.m A. Witzke, S. A. Jones, G. Schmitt, Representative terrestrial solar brightness profiles, in *Journal of Solar Energy Engineering*, 124 (2002), pp. 198-204.
- [54] D. Buie, C. J. Dey, S. Bosi, The effective size of the solar cone for solar concentrating systems, in *Solar Energy*, 74 (2003), pp. 417-427.
- [55] , Soltrace, "Help".
- [56] M. Born, E. Wolf, Principles of Optics, 5th ed. Pergamon

- [57] <http://mskfatima.weebly.com/sciencesocial-studies/refraction-bending-of-light1>.
- [58] Edward D. Palik, Handbook of solid constants of solid, Academic Press, 2012.
- [59] W. De Soto, S. A. Klein, W. A. Beckman, Improvement and validation of a model for the photovoltaic materials and devices, in *Optics Communications* 172 (1999), pp. 139-151.
- [60] P. Maddalena, A. Parretta, A. Sarno, P. Tortora, Novel techniques for the optical characterization of photovoltaic materials and devices, in *Optics and Laser in Engineering* 39 (2003), pp. 165-177.
- [61] Johan Nilsson, Optical design for stationary solar concentrators, Lund University, 2007.
- [62] <http://www.powerfromthesun.net/>.
- [63] <http://www.berettaclima.it/>
- [64] William R. McIntire, Factored approximation for biaxial incident angle modifiers, in *Solar Energy* 29 (1982), pp. 315-322.
- [65] D. Janfrancesco, E. Sani et al, Simple methods to approximate CPC shape to preserve collection efficiency, *International Journal of Photoenergy*, 2012.
- [66] M. Ronnelid, B. Perers, B. Karlsson, On the factorisation of incidence angle modifiers for CPC collectors, in *Solar Energy* 59 (1997), pp. 4-6
- [67] M. Mertins, Technische und wirtschaftliche Analyse von horizontalen Fresnel-Kollektoren, Universitat Karlsruhe (TH), 2008.
- [68] Javier Cubas, Santiago Pindado, Marta Victoria, On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior, in *Journal of Power Sources* 247 (2014), pp. 467-474.
- [69] A. Dolara, S. Leva, G. Manzolini, Comparison Of Different Physical Models Fof PV Power Output Prediction, submitted to Solar Energy, Elsevier.
- [70] Messenger, R.A., Ventre, J., Photovoltaic Systems Engineering, second ed. CRC Press LLC, Boca Raton, FL., 2004.
- [71] Schroder, D.K., Semiconductor Material and Device Characterization, second ed. John Wiley & Sons Inc., New York, 1998.
- [72] <http://www.sunage.ch/it/prodotti>
- [73] Aron P. Dobos, An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model, in *Journal of Solar Energy Engineering* 2012.
- [74] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance, in *Solar Energy* 80 (2006), pp. 78-88.

-
- [75] http://en.wikipedia.org/wiki/Maximum_power_point_tracking.
- [76] <http://www.portalsole.it/fotovoltaico/diodi-bypass.html>
- [77] M. Necati Ozisik, Boundary value problems of heat conduction, Dover Phoenix editions, 1968.
- [78] T. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera, D. P. Dewitt, Fundamentals of heat and mass transfer, John Wiley & sons, Seventh Edition, 2002.
- [79] V. Gnielinski, in *Int. Chem. Eng.*, 16 (1976), p. 359.
- [80] Sandra Boetcher, Natural convection from circular cylinders, Springer, 2014.
- [81] S. W. Churchill, H. H. S. Chu, in *Internal J. heat mass transfer*, 18 (1975), p. 1049.
- [82] A. Zukauskas, Heat transfer from tubes in cross flow, in *Advances in heat transfer*, 8 (1972), Academic Press.
- [83] E. T. Franklin, J. S. Coventry, Effects of highly non-uniform illumination distribution on electrical performance of solar cells, 2002.
- [84] Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea, applicazione Direttiva 2004/8/CE.

Acronimi

AM	Air Mass
DNI	Direct Normal Irradiation
GHI	Global Horizontal Irradiation
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide
PV/T	Photovoltaic/Thermal
CR	Concentration Ratio
CPC	Compound Parabolic Concentrator
NREL	National Renewable Energy Laboratory
IRR	Internal Rate of Return
PCI	Potere Calorifico Inferiore
WACC	Weighted Average Capital Cost
IAM	Incident Angle Modifier
STC	Standard Test Condition
FS	Fractional Saving