

POLITECNICO DI MILANO

SCUOLA DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E DELL'INFORMAZIONE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA INFORMATICA

DIPARTIMENTO DI ELETTRONICA, INFORMAZIONE E BIOINGEGNERIA



DIMENSIONAMENTO E CONTROLLO DI UN CAMPO SPECCHI PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA SOLARE TRAMITE UN IMPIANTO CSP

RELATORE:

Prof. Sergio BITTANTI

CORRELATORI:

Ing. Antonio DE MARCO

Ing. Antonio GUAGLIARDI

Ing. Valter PRANDONI

ELABORATO FINALE DI:

Alberto LUCCHETTI

Matricola: 771313

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

Indice

Sommario	3
1 Introduzione	7
1.1 Impianti solari termici a concentrazione per la produzione di energia elettrica	8
1.1.1 Impianti a parabole lineari – Parabolic trough	8
1.1.2 Collettori lineari di Fresnel	11
1.1.3 Parabolic dish	11
1.1.4 Impianti a torre solare	12
1.2 Prospettive per gli impianti solari termici	15
1.2.1 Impianti CSP installati	16
1.2.2 Impianti CSP in costruzione	18
1.2.3 Impianti CSP annunciati	18
1.3 La tecnologia ibrida solare-turbina gas	21
1.4 Impianti ibridi solari-gas HSGTPP entrati in esercizio	22
1.4.1 Progetto SOLGATE	22
1.4.2 La torre solare AORA	23
1.4.3 Impianto energetico solare THEMIS	25
1.4.4 Progetto SOLUGAS	26
1.5 Impianto turbogas con ricevitore solare IBSOL	26
1.5.1 turbina a gas	26
1.5.2 Ricevitore solare	27
1.5.3 Campo specchi e torre solare a concentrazione	29
2 Puntamento del sole	31
2.1 Introduzione	31
2.2 Il vettore solare	33
2.3 Riflessione del raggio solare	34
2.3.1 Heliostat frame	35
2.3.2 Earth Surface frame	36
2.3.3 Passaggio da Earth Surface frame a Heliostat frame	38
2.3.4 Definizione della normale al piano dell’eliostato	41

3	Geometria dell'impianto	43
3.1	Introduzione	43
3.1.1	North versus surrounding field	44
3.1.2	Livello del campo specchi	45
3.1.2.1	Layout del campo a differenti latitudini	45
3.1.2.2	Pendenze del terreno	46
3.1.2.3	Eliostati diversi nel campo	48
3.1.3	Livello degli eliostati	49
3.1.3.1	Dimensione degli eliostati	49
3.1.3.2	Forma degli eliostati	50
3.2	Geometria dei ricevitori	51
3.2.1	Assorbitori a bassa temperatura	51
3.2.2	Assorbitori ad alta temperatura	53
3.2.3	Posizionamento dei ricevitori	54
3.3	Implementazione dell'impianto	58
3.3.1	Thermoflex	58
3.3.2	Dimensionamento dell'impianto	58
3.3.3	Realizzazione dell'impianto	65
4	Analisi delle prestazioni e scelta dei servomotori	71
4.1	Calcolo della potenza fornita ai ricevitori	71
4.1.1	L'energia solare	73
4.2	Simulazione dell'impianto nell'ambiente <i>Thermoflex</i>	75
4.2.1	Comportamento al solstizio estivo	76
4.2.2	Comportamento all'equinozio d'autunno	76
4.2.3	Comportamento al solstizio d'inverno	76
4.3	Errori di puntamento	77
4.3.1	Effetti sui singoli eliostati	77
4.3.2	Effetti sull'intera zona del campo	78
4.4	Scelta dei servomotori	80
4.4.1	Decadimento delle prestazioni	81
4.4.2	Profili di velocità	86
4.5	Inseguimento continuo	88
4.5.1	Il motore a induzione	88
4.5.2	Variazione di velocità e inverter	89
4.5.3	Velocità dei servomotori	92
4.5.4	Coppia resistente	94
4.5.5	Controllo di velocità	95
5	Controllo in anello chiuso	97
5.1	Stato dell'arte	97
5.1.1	Algoritmi di inseguimento in anello aperto	99
5.1.2	Algoritmi di inseguimento in anello chiuso	100
5.1.2.1	L'algoritmo più utilizzato	101
5.2	Il <i>corner cube</i>	103
5.3	Il nuovo algoritmo di controllo	104

5.3.1	Il sensore del raggio solare	106
5.3.2	Dimensione e posizione del <i>corner cube</i> e del sensore	108
5.3.3	Algoritmo di ricerca	109
5.3.4	Correzione dell'errore	110
5.4	Riassunto dell'algoritmo	112
6	Risultati e simulazioni	115
6.1	Correzione dell'errore su eliostati in posizioni diverse	115
6.2	Simulazione dell'inseguimento	116
6.2.1	Modello <i>Simulink</i>	118
6.2.2	Inserimento di errori di <i>drift</i>	121
6.2.3	Inserimento di errori di posizione	123
7	Conclusioni e sviluppi futuri	127
	Ringraziamenti	131
	Bibliografia	132

Elenco delle figure

1.1	Tipologie di impianti CSP: a) Parabolic trough; b) Riflettori di tipo Fresnel; c) Parabolic dish; d) Torre solare.	9
1.2	Schema di un collettore di tipo <i>parabolic trough</i>	10
1.3	Impianto Archimede situato a Siracusa	10
1.4	Impianto energetico che utilizza la tecnologia a collettori di Fresnel (Compact linear Fresnel Reflector CLFR)	11
1.5	Parabolic dish con ricevitore Stirling (RSE)	12
1.6	Ricevitore volumetrico (sinistra) e tubolare (destra)	13
1.7	Torre solare	14
1.8	Vista aerea della torre solare PS10 e del relativo campo specchi (ABENGOA)	15
1.9	Schema del sistema di test del SOLGATE [17]	23
1.10	Immagine dell'impianto di test SOLGATE a CESA 1 [17]	24
1.11	Fotografia della torre a fiore di AORA	24
1.12	Fotografia della torre solare Themis	25
1.13	Schema che mostra il principio del ciclo termodinamico di PEGASE, installato in cima alla torre Themis [20]	25
1.14	Impianto ibrido IBSOL	26
1.15	Assorbimento e trasferimento del calore del ricevitore tubolare e volumetrico	28
1.16	Differenti tipi di configurazioni del campo specchi	30
2.1	Coordinate oggetti terrestri e celesti	32
2.2	Riflessione raggio solare	33
2.3	Impianto solare	34
2.4	Sistema di riferimento dell'eliostato	35
2.5	<i>Heliostat frame</i> e angoli di rotazione	36
2.6	<i>Earth Surface frame</i>	37
2.7	Identificazione vettore T_E nell' <i>Earth Surface frame</i>	37
2.8	Sovrapposizione dei due sistemi di riferimenti	38
2.9	Sovrapposizione sistemi di riferimento, <i>Azimuth Elevation</i>	40
3.1	Comparazione tra il layout del north e surrounding field	45
3.2	Layout del campo per latitudini 0° , 20° e 60°	46

3.3	Angoli tra i raggi del sole e le parti nord e sud del campo specchi	47
3.4	Parte nord e sud del layout surrounding field	47
3.5	Fattore di intercettazione per un impianto di potenza 100MW con eliostati da 2.9, 3.9 e 4.9 mrad di errore di immagine	49
3.6	Efficienza annuale in funzione della dimensione del campo specchi e i relativi layout	50
3.7	Efficienza del campo e area occupata in funzione della forma dell'eliostato	51
3.8	Schema dell'assorbitore di bassa temperatura	52
3.9	Configurazioni assorbitori di bassa temperatura	53
3.10	Schema dell'assorbitore di alta temperatura e assemblaggio di più assorbitori	54
3.11	Configurazione assorbitori di alta temperatura	55
3.12	Configurazione degli assorbitori	57
3.13	Irraggiamento solare nella giornata del 21 dicembre (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)	60
3.14	Irraggiamento solare nella giornata del 21 giugno (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)	61
3.15	Irraggiamento solare nella giornata del 21 marzo (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)	63
3.16	Irraggiamento solare nella giornata del 21 settembre (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)	64
3.17	Localizzazione dell'impianto (immagine presa da Google Maps)	65
3.18	Posizionamento con fattore di blocco nullo	67
3.19	Fattore di ombra in funzione della posizione del sole	68
3.20	Posizionamento eliostati	68
3.21	Posizionamento eliostati con ricevitori diversi; gli eliostati rivolti ai moduli di alta temperatura sono indicati in rosso mentre sono blu quelli rivolti ai moduli di bassa temperatura	69
4.1	Algoritmo <i>Sutherland-Hodgman</i>	73
4.2	Radiazione globale terrestre	74
4.3	Percentuali irraggiamento diretto e diffuso in funzione delle condizioni atmosferiche	75
4.4	Andamento irraggiamento perso	79
4.5	Decadimento delle prestazioni per i ricevitori di bassa temperatura	83
4.6	Decadimento delle prestazioni per i ricevitori di alta temperatura	84
4.7	Confronto errore tra eliostati a distanze diverse	85
4.8	Profili di velocità per $T_i = 10$	87
4.9	Andamento delle variabili di un motore a induzione in funzione della frequenza	91
4.10	Velocità dei motori di un eliostato richieste per l'inseguimento continuo: (a) Azimuth, (b) elevazione	93
4.11	Schema di controllo per l'inseguimento continuo	96
5.1	Diagramma del controllo della correzione di puntamento	102

5.2	Dettaglio del target e delle diverse forme dell'immagine del sole proiettata dagli eliostati: (a) ellissoidi centrati (La forma cambia l'orientamento durante il giorno), (b, c), ellissoidi fuori del bersaglio a causa di errori di puntamento.	103
5.3	Il <i>corner cube</i>	104
5.4	Vista 2D del <i>corner cube</i> (a) e riflessione del raggio (b)	105
5.5	Il <i>corner cube reflector</i> lasciato sulla luna durante la missione <i>Apollo 11</i>	105
5.6	Diagramma di flusso del supervisore del controllore	106
5.7	Determinazione dell'angolo di incidenza	107
5.8	Confronto tra la spirale di Archimede e la spirale quadrata	110
5.9	Riflessione ottenuta dal <i>corner cube</i>	111
5.10	Puntamento senza correzione	112
5.11	Primo passo dell'algoritmo di controllo: ricerca del <i>corner cube</i>	113
5.12	Secondo passo dell'algoritmo di controllo: correzione del puntamento	113
6.1	Schema generale del modello in ambiente <i>Simulink</i>	119
6.2	Blocco per la generazione del <i>set point</i> di posizione	120
6.3	Schema del motore azimutale	121
6.4	Grafici delle prestazioni in assenza di errori	122
6.5	Grafici delle prestazioni in assenza di errori	123
6.6	Grafici delle prestazioni in assenza di errori	124
6.7	Ingrandimento dell'andamento dell'irraggiamento durante il transitorio	125
6.8	Comportamento del sistema retroazionato e non in presenza di errori variabili	125

Elenco delle tabelle

1.1	Confronto fra le tecnologie CSP [22]	16
1.2	Principali impianti CSP operativi [40]	17
1.3	Principali impianti CSP in costruzione	19
1.4	Principali impianti CSP annunciati (DOE [40])	20
1.5	Specifiche tecniche della turbina a gas presa a riferimento[49]	27
3.1	Altezza della torre, distanza eliostato più lontano e efficienza del campo in funzione della latitudine	46
3.2	Fattori di efficienza del campo specchi in funzione della pendenza del terreno	48
3.3	Efficienza annuale del campo con pendenze da -10° a $+10^\circ$	48
3.4	Percentuale ottima di sostituzione in base alla qualità degli eliostati	49
4.1	Percentuale di irraggiamento perso	78
4.2	Percentuale di irraggiamento perso per i ricevitori di bassa temperatura	80
4.3	Percentuale di irraggiamento perso per i ricevitori di bassa temperatura	81
4.4	Irraggiamento alle ore 12.00 e alle ora 10.00 del 21 marzo	82
4.5	Velocità angolare media al variare di ϵT_i	86
4.6	Velocità angolare massima al variare di ϵT	87
4.7	Velocità di sincronismo al variare del numero di poli, con frequenza costante pari a 50 Hz	89
4.8	Coppie tensione-frequenza ammissibili per variare la velocità di un motore	90
4.9	Coppia del motore in funzione della velocità del vento	94
4.10	Variazione della velocità media dei motori al variare del rapporto di trasmissione	95
5.1	Performance dei sistemi di inseguimento del sole	98
5.2	Errore di puntamento in funzione dell'errore della stima della posizione solare	108
6.1	Coordinate eliostati e distanza dal ricevitore	115
6.2	Irraggiamento ottenuto nei diversi casi	117

Sommario

In questa tesi si studia la generazione di energia solare mediante campi di eliostati (specchi) che convogliano i raggi solari su un ricevitore installato in cima ad una torre (questi impianti sono noti come impianti CSP, Concentrated Solar Plant). Precisamente, ci si è concentrati sul dimensionamento del campo specchi e sul controllo del puntamento verso il ricevitore.

La tesi è svolta in collaborazione con la società Ricerca Sistema Energetico (RSE), di Milano.

Essendo questo tipo di impianto una tecnologia in via di sviluppo, le possibilità di miglioramento sono molteplici. In letteratura sono presenti svariate metodologie di controllo, ma poche sono state quelle realmente applicate. L'obiettivo da noi stabilito è quello di ideare una nuova metodologia di controllo dell'inseguimento solare che permetta di migliorare le prestazioni di un impianto di questo tipo.

Per prima cosa abbiamo dovuto dimensionare l'impianto. La dimensione dei ricevitori, dalla quale possiamo calcolare la dimensione degli eliostati, non era nota, ma era stato precedentemente stabilita la tecnologia da utilizzare; i ricevitori devono essere composti da un certo numero di moduli assorbitori con determinate dimensioni. Da queste siamo risaliti alla forma e dimensione dei ricevitori. Dalla potenza necessaria per attivare l'impianto abbiamo determinato il numero di specchi da installare e, successivamente, abbiamo stabilito la geometria del campo specchi.

Noti tutti i particolari geometrici, abbiamo implementato la politica di puntamento a partire dal calcolo delle coordinate del sole. In questo modo possiamo determinare la posizione di riferimento teorica da mantenere, istante per istante, nell'arco della giornata. Gli algoritmi che determinano la posizione del sole, sono estremamente precisi; purtroppo, le diverse condizioni climatiche deviano leggermente il raggio solare che arriva sulla superficie terrestre. Queste deviazioni sono molto piccole, ma date le elevate distanze tra gli eliostati e i ricevitori (da un minimo di 50m a un massimo di 1000m), questi errori si amplificano e possono portare a non irraggiare i ricevitori. Da qui la necessità di un sistema di controllo del puntamento.

Per compiere l'inseguimento solare, abbiamo analizzato le diverse caratteristiche dei motori disponibili sul mercato. Le possibilità sono essenzialmente due: inseguire il sole con motori passo-passo o con motori asincroni. Studiate le caratteristiche e i vantaggi di entrambi i metodi, abbiamo optato per un inseguimento continuo. Va osservato che anche i motori possono introdurre piccoli errori nel sistema, dell'ordi-

ne di qualche milliradiante. Ma sempre a causa della distanza specchio-ricevitore, le prestazioni in assenza di un adeguato controllo decaderebbero notevolmente.

A questo punto abbiamo iniziato ad ideare la nuova tecnica di controllo del puntamento. L'idea è nata quando siamo venuti a conoscenza degli esperimenti condotti dalla NASA per calcolare la distanza terra-luna. Questa distanza è nota con una precisione pressoché assoluta grazie all'utilizzo di un oggetto che gode di proprietà molto particolari: il corner cube reflector. Geometricamente è definito come la sezione di uno spigolo di un cubo, ma la sua peculiare proprietà è che se viene colpito da un raggio di luce, lo riflette nella stessa direzione invertendone il verso. Nel corso delle missioni lunari condotte dalla NASA, sono stati lasciati sulla luna questi particolari riflettori; successivamente, da un laboratorio astronomico è stato inviato un raggio laser ad elevata precisione di cui, una volta riflesso, è stata rilevata l'intensità. Analizzando l'attenuazione del raggio, è stata stabilita la distanza terra-luna con una precisione straordinaria; si è stimato un errore massimo di qualche decimo di metro.

Il nostro intento è quello di applicare la medesima idea al nostro problema. Se avessimo la possibilità di ottenere un segnale che ci indichi quanto siamo distanti dal puntamento ottimale, potremmo idealmente correggere la posizione e raggiungere il massimo irraggiamento. Per fare ciò, bisogna installare un corner cube reflector al centro dei ricevitori e un sensore al centro degli eliostati. Quando il sensore rileva la presenza di un raggio riflesso sulla sua superficie, possiamo correggere il posizionamento dello specchio per portare il punto di impatto di questo raggio al centro del sensore. Una volta che siamo allineati significa che il raggio riflesso dal centro dello specchio impatta nel centro del ricevitore e quindi stiamo compiendo il puntamento ottimo.

Questo modo di correggere il puntamento risulta essere distribuito e non centralizzato. Fino ad ora, le tecniche applicate sono state unicamente quelle centralizzate poiché risultavano essere economicamente sostenibili. Il campo specchi presenta più del 50% del costo di installazione di un impianto a torre centrale. Il numero di eliostati degli impianti finora costruiti, va dalle centinaia, per impianti di piccole dimensioni, fino a sfiorare i 5000 componenti, per gli impianti più grandi.

Avere un controllo centralizzato, che introduce pochi materiali, non risulta essere rilevante dal punto di vista economico, mentre, le tecniche distribuite teorizzate, che fanno ampio uso di materiale come sensori, encoder, telecamere, etc. anche su singolo eliostato, risultano essere economicamente insostenibili. Il controllo da noi utilizzato, non solo inserisce pochi elementi (un solo sensore per ogni specchio), ma può anche eliminarne altri. Una volta agganciati al corner cube, possono non essere più necessari i sensori di posizione (due encoder per ogni specchio), poiché abbiamo un segnale che racchiude al suo interno tutte le informazioni sugli effetti degli errori. Chiaramente non possiamo eliminare completamente questi elementi, poiché quando non siamo ancora agganciati al cubo riflettore dobbiamo muoverci con una minima precisione, ma non necessitiamo più di una elevata precisione, per cui possono essere installati componenti meno costosi per ogni specchio.

Il lavoro di Tesi è strutturato come segue:

- Nel Capitolo 1 vengono introdotti i tipi di impianti per la produzione di energia elettrica tramite l'uso dell'energia solare. Successivamente vengono pre-

sentati gli impianti finora installati, quelli in costruzione e quelli annunciati. Infine viene presentato l'impianto progettato al centro di ricerca RSE.

- Nel Capitolo 2 si introduce il problema del puntamento. Viene spiegato come si caratterizza la posizione del sole e come, da questa, si ricava la posizione teorica dello specchio per compiere una corretta riflessione del raggio solare.
- Nel Capitolo 3 sono considerati inizialmente gli aspetti principali che caratterizzano il campo specchi. Una volta definiti questi aspetti viene presentato il modo con cui abbiamo proceduto al dimensionamento del campo e al posizionamento degli eliostati. In questo capitolo sono trattati gli aspetti strutturali relativi ai ricevitori e agli specchi, in modo da ottenere forme e dimensioni di entrambi gli elementi.
- Nel Capitolo 4 vengono riportate le prestazioni del campo specchi in diversi giorni dell'anno. Viene anche introdotto e analizzato il problema degli errori, in modo da poter successivamente discutere il problema della movimentazione degli eliostati. Al termine del capitolo sono presentati i primi elementi che caratterizzeranno il nostro sistema di inseguimento solare.
- Nel Capitolo 5 sono elencati gli algoritmi di puntamento presenti in letteratura, in particolare viene analizzato il sistema di controllo finora maggiormente utilizzato. Dopo questa breve introduzione, vengono presentati gli elementi che costituiscono il sistema di controllo da noi ideato. Una volta introdotti questi elementi, viene mostrato l'algoritmo di puntamento da noi progettato.
- Nel Capitolo 6 sono riportati i risultati delle simulazioni. Vengono analizzati gli effetti che diversi tipi di errori producono in un sistema retroazionato e in uno non retroazionato.
- Nel Capitolo 7 vengono riportate le conclusioni del progetto di tesi e i possibili sviluppi futuri.

Capitolo 1

Introduzione

La produzione di energia elettrica con impianti solari termodinamici a concentrazione presenta molti vantaggi, i costi sono competitivi con le altre tecnologie solari ed è possibile costruire impianti da centinaia di MW. Inoltre se dotati di storage termico e se di tipo ibrido, cioè con utilizzo nel ciclo di combustibili convenzionali, è possibile controllare la generazione di potenza. Solo poche tecnologie ad energia rinnovabile possono offrire tali caratteristiche (un esempio sono gli impianti idroelettrici), tipiche degli impianti convenzionali base-load.

Com'è noto, il sole è una fonte energetica intermittente. Gli impianti solari termodinamici per la produzione dell'energia elettrica che usano solo l'energia solare non possono interamente fornire la loro potenza in termini di domanda ed offerta per il mercato elettrico, nonostante si possa sfruttare un sistema di accumulo per prolungare il loro funzionamento per qualche ora in assenza di sole. Come conseguenza i gestori della rete devono bilanciare le eventuali mancanze od eccessi di produzione con l'utilizzo di impianti ad energia fossile, sicuri e prevedibili nel loro funzionamento.

Lo scopo di questa tesi è lo studio del campo specchi di un impianto solare a concentrazione (Concentrated Solar Power plant - CSP) di tipo ibrido, in particolare per quanto riguarda la sua modellizzazione ed il suo dimensionamento.

Gli impianti di tipo CSP vengono così chiamati perché permettono di convertire l'energia solare in energia termica, sfruttando la riflessione dei raggi solari ottenuta attraverso superfici riflettenti (generalmente specchi), su un ricevitore di dimensioni contenute; in pratica, si concentra, appunto, la radiazione solare su di un collettore, il quale assorbirà calore e lo trasmetterà ad un fluido termovettore. Questo fluido azionerà successivamente una turbina che genererà corrente elettrica.

L'impianto da noi utilizzato è di tipo ibrido solare a concentrazione ed è costituito da un Turbogas convenzionale; il processo dell'intero impianto consiste nell'inviare l'aria, il nostro termovettore, in uscita da un compressore a degli scambiatori di calore (ricevitori) posti sulla sommità di una torre che ricevono il flusso solare concentrato da un certo numero di eliostati posti attorno alla torre. L'aria compressa e riscaldata ad alta temperatura ($850^{\circ}C$) è inviata ad una camera di combustione prima di arrivare alla turbina, dove viene iniettato il combustibile ne-

cessario a portare la sua temperatura al valore tipico di utilizzo delle turbine a gas ($1300 - 1400^{\circ}\text{C}$). Nei successivi paragrafi verranno mostrate le principali tecnologie per la concentrazione dei raggi solari, verranno mostrati gli impianti CSP esistenti e in costruzione e infine verranno dati maggiori dettagli sul concetto di impianto solare ibrido facendo riferimento alle tecnologie da noi utilizzate.

1.1 Impianti solari termici a concentrazione per la produzione di energia elettrica

Nei sistemi solari termici a concentrazione CSP, un'ampia area riflettente di specchi, o un sistema di lenti, concentra la radiazione solare su un ricevitore di area relativamente piccola. Il rapporto tra l'area riflettente e l'area dove viene riflesso l'irraggiamento solare è chiamato rapporto di concentrazione, e viene espresso come numero di soli. Più aumenta il rapporto di concentrazione, più aumenta l'efficienza dell'impianto che utilizza la fonte termica, in quanto a parità di area dei ricevitori, il fluido circolante può raggiungere temperature maggiori.

Gli impianti CSP si possono classificare in quattro tipi: a specchi lineari parabolici (parabolic trough), a specchi lineari piani di Fresnel, a parabolic dish e a torre solare (Figura 1.1).

Caratteristica comune a questi sistemi è che utilizzano solo luce del sole diretta, ovvero la radiazione che raggiunge la superficie della terra con raggi diretti ($0 - 1100\text{W}/\text{m}^2$) e che non è deviata dall'atmosfera. Altra caratteristica comune è che la produttività di un impianto termico solare a concentrazione dipende strettamente dall'efficienza del sistema di inseguimento del sole, che può essere più o meno costoso in dipendenza della tecnologia e dell'algoritmo di controllo, il quale sarà oggetto di questo progetto.

1.1.1 Impianti a parabole lineari – Parabolic trough

Gli impianti a parabole lineari sono costituiti da un campo solare formato da una serie ordinata di collettori parabolici lineari collegati a pettine alle tubazioni principali del fluido termovettore. Il fluido “freddo” portato dalla tubazione principale di mandata si riscalda attraversando i tubi posti sui ricevitori dei collettori e ritorna caldo attraverso la tubazione principale di ritorno. Il fluido, che può essere olio diatermico sintetico o costituito da sali fusi, riscaldato ad alta temperatura, produce vapore in un sistema di generazione di vapore; quest'ultimo viene poi inviato al turboalternatore secondo lo schema della produzione termoelettrica convenzionale.

Gli impianti sono anche dotati di un sistema di integrazione di calore a gas, o altro combustibile, che integra o sostituisce la radiazione solare quando non è sufficiente a sostenere il ciclo termodinamico. Per questa ragione sono chiamati impianti di tipo ibrido; la presenza dell'integrazione con energia fossile permette di valorizzare al massimo l'energia solare raccolta. In alternativa, o in aggiunta, gli impianti possono essere dotati di un sistema di accumulo termico che permette il suo funzionamento anche in assenza di energia solare.

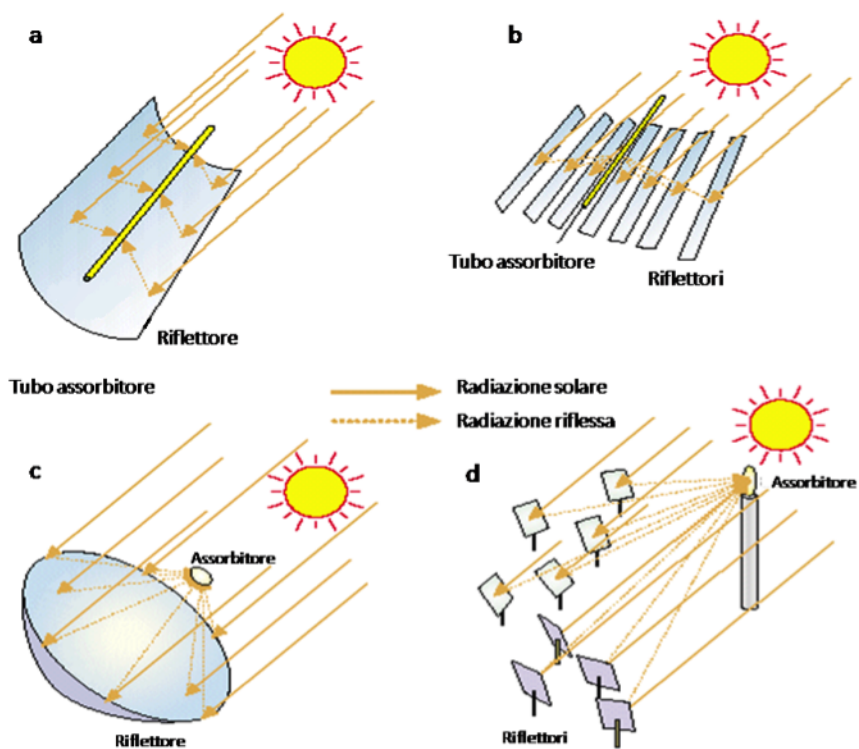


Figura 1.1: Tipologie di impianti CSP: a) Parabolic trough; b) Riflettori di tipo Fresnel; c) Parabolic dish; d) Torre solare.

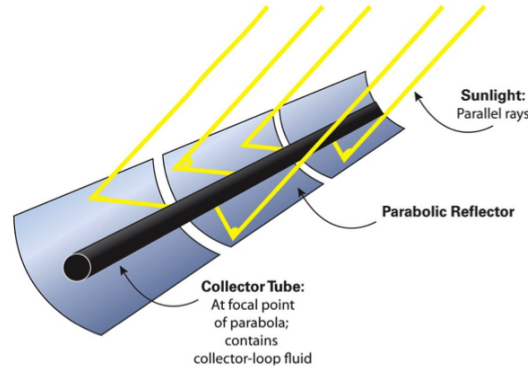


Figura 1.2: Schema di un collettore di tipo *parabolic trough*



Figura 1.3: Impianto Archimede situato a Siracusa

La tecnologia delle parabole lineari ha conosciuto il successo commerciale durante gli anni '80 in California, con la costruzione di 9 impianti sempre più grandi e performanti; le realizzazioni della *LUZ industries*, denominate convenzionalmente SEGS – Solar Electricity Generation System – hanno costituito per lungo tempo lo standard di riferimento per questa soluzione. La Figura 1.2 mostra lo schema di un collettore parabolico lineare.

La tecnologia delle parabole lineari è la CSP col maggior grado di maturazione in commercio, ma è anche la meno efficiente, per via del basso rapporto di concentrazione (sotto i 100 soli). La maggior parte degli impianti CSP costruito nel mondo sono a parabole lineari, in particolare essi sono il SEGS (USA, 354MW), il Nevada Solar One (USA, 64MW) e, in Europa, la stazione Solnova Solar Power (Spagna, 150 MW) e la stazione Andasol Solar Power (Spagna, 150MW) e Archimede ENEL (Italia, 5MW), visibile in Figura 1.3.



Figura 1.4: Impianto energetico che utilizza la tecnologia a collettori di Fresnel (Compact linear Fresnel Reflector CLFR)

1.1.2 Collettori lineari di Fresnel

Il sistema a collettori lineari di Fresnel (Figura 1.4) è costituito da un campo di eliostati piani lineari che riflettono e concentrano la radiazione solare su un tubo ricevitore posto in posizione orizzontale fissa al di sopra dei collettori. Gli eliostati sono in grado di ruotare lungo l'asse longitudinale in modo da inseguire il moto del Sole e mantenere costantemente la radiazione solare riflessa sul tubo ricevitore.

Il tubo ricevitore è in genere costituito da una struttura in acciaio protetta da vetro; al momento, in genere non è mantenuto sottovuoto, tuttavia sono in corso esperimenti anche con tubi ricevitori del tipo usato per le parabole lineari.

Gli impianti finora realizzati prevedono la produzione di vapore in campo fino a 270°C , anche se sono stati realizzati progetti con produzione di vapore fino 400°C , e sono stati annunciati nuovi impianti con queste caratteristiche.

Questi impianti presentano alcune caratteristiche che li rendono competitivi con le soluzioni finora più applicate: permettono un uso ottimale del suolo, 70% contro il 33% delle parabole lineari, e hanno costi di installazione decisamente inferiori a causa del minore impegno di materiali.

Per contro il rendimento medio è inferiore a quello degli impianti a collettori lineari a causa della minore efficienza sia dei collettori (temperatura, ombreggiamenti, tubo ricevitore non isolato) che del ciclo termodinamico. La riduzione di efficienza sarebbe comunque compensata dai costi inferiori.

1.1.3 Parabolic dish

Gli impianti di tipo *parabolic dish*-Stirling sono generatori solari termoelettrici di piccole dimensioni. In questi sistemi un paraboloide di alcuni metri di diametro concentra la radiazione sul ricevitore di un motore Stirling di alcuni *kW*, in grado di azionare un alternatore collegato direttamente alla rete elettrica. Sono in grado di funzionare in modo completamente automatico: si accendono al mattino, inseguono



Figura 1.5: Parabolic dish con ricevitore Stirling (RSE)

il Sole nel suo moto diurno e ritornano in posizione di alba a fine giornata, restando in condizioni di attesa durante la notte.

Hanno rendimenti di conversione energia solare-elettrica dell'ordine del 20% medio giornaliero con punte del 25% e oltre.

Attualmente gli unici due attori attivi nel settore sono entrambi statunitensi; a riprova delle potenzialità della tecnologia, in US è stata avviata la costruzione di due impianti sperimentali con potenza dell'ordine del MW , fatto che costituisce una novità assoluta per questo settore.

La tecnologia dei dish-Stirling prevede diverse varianti nella realizzazione dei concentratori, dei sostegni e dei motori Stirling. In particolare sono stati sperimentati concentratori di diversa forma e con varie superfici riflettenti: a settori circolari, a tales, a faccette, a superficie continua, a membrana deformata.

Per quanto riguarda la struttura di sostegno, la tipologia più sperimentata è quella detta a pilone centrale che presenta notevoli vantaggi in fase di installazione; altre tipologie prevedono il cosiddetto montaggio equatoriale e quello altazimutale che prevede una struttura a giostra, tipica dei telescopi.

Le potenze dei motori sperimentati variano da 1 a $25kW_e$ mentre il fluido di lavoro impiegato nei motori Stirling è generalmente idrogeno anche se fino a pochi anni fa era molto usato anche l'elio. La Figura 1.5 illustra i componenti di un generatore parabolico dish.

1.1.4 Impianti a torre solare

La tecnologia basata su una torre solare usa un campo specchi composto da centinaia o migliaia di specchi piatti (o leggermente curvilinei) per riflettere e focalizzare l'irraggiamento solare su un ricevitore collocato in cima ad una torre.

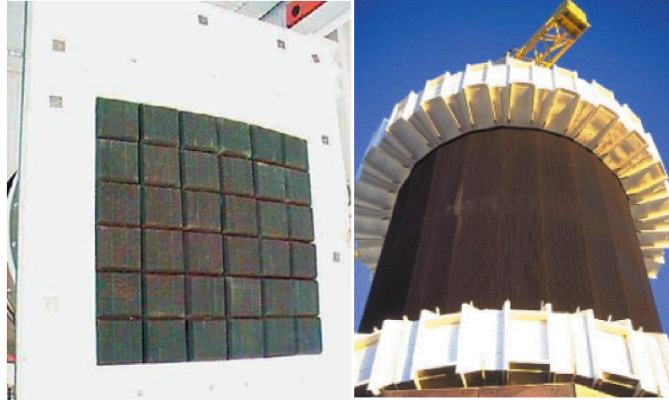


Figura 1.6: Ricevitore volumetrico (sinistra) e tubolare (destra)

Generalmente, il fluido che scorre nel ricevitore è una miscela di sali fusi, per via delle elevate temperature che può raggiungere, dell'elevata capacità termica e della possibilità di usare uno storage "diretto". Tuttavia i problemi, di questi tipi di impianti, sono gli stessi dei sistemi "parabolic trough": alta temperatura di solidificazione ed elevata corrosività.

Alcuni progetti, per esempio gli impianti energetici solari PS10 e PS20 Abengoa situati a Siviglia (Spagna), utilizzano l'acqua come fluido termovettore per ottenere un incremento del rendimento del ciclo. Un esempio è l'impianto di Ivanpah da $392MW$.

Una ulteriore opzione prevede l'utilizzo di aria come fluido termovettore intermedio per ottenere delle temperature di scambio più elevate e vapore surriscaldato da espandere in turbina. L'impianto solare di Jülich (Germania), nel quale si produce vapore a $480^{\circ}C$ e $26bar$, ne costituisce un esempio.

I ricevitori possono esser suddivisi in due gruppi:

- Ricevitori tubolari: il fluido di scambio termico fluisce attraverso numerosi tubi.
- Ricevitori volumetrici: sono fatti di carburo di silicio poroso, in cui fluisce l'aria esterna per poi esser riscaldata. Un telaio in acciaio sostiene il ricevitore e permette la sua dilatazione termica. Nel caso in cui di fronte al ricevitore venga posta una finestra di quarzo, tali ricevitori possono riscaldare anche l'aria compressa.

In Figura 1.6 è mostrato un confronto fra queste due tecnologie.

La torre, in cui è collocato il ricevitore, è fatta di acciaio e, generalmente, dovrà esser alta 80 – 150 metri in modo da ricevere l'irraggiamento di tutto il campo specchi. Per ridurre i costi di installazione, viene adottata una configurazione multi-torre, che consiste nell'installare più di una torre per la stessa turbina e, eventualmente, per lo stesso campo specchi. Ciò porta ad un aumento di efficienza per ciascuna torre (fino al 5%), riducendo la distanza tra la torre e gli specchi collocati più lontani, che hanno maggiori problemi di dissipazione dell'irraggiamento

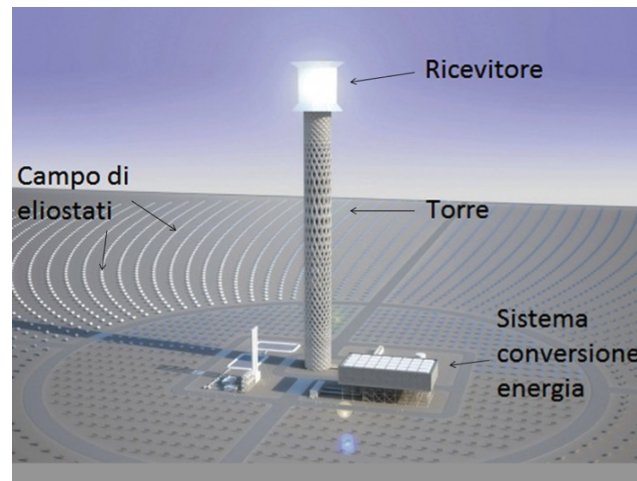


Figura 1.7: Torre solare

solare. In aggiunta, torri più piccole richiedono requisiti costruttivi minori (torri alte sono esposte a forze maggiori dovute al vento), che possono ridurre i costi fino al 25%.

Il campo specchi è il componente più costoso di un impianto a torre solare, arrivando al 50% delle spese totali di installazione. Tale costo elevato è dovuto ai motori dedicati per l'inseguimento del sole che vengono richiesti da ciascuno specchio. Per questo motivo, l'aumento della prestazione del campo specchi, che coincide con la possibilità di ridurre il numero di eliostati installati, è una parte della progettazione molto importante.

Generalmente, l'area del campo specchi è tre volte maggiore dell'area totale riflessa, in quanto è necessario avere degli spazi fra i diversi specchi, al fine di impedire problemi dovuti alla proiezione dell'ombra di uno specchio sugli specchi ad esso adiacenti. Tuttavia, confrontando l'elettricità prodotta e le dimensioni totali dell'impianto, un impianto a torre solare utilizza una superficie di terra minore di quella utilizzata da una diga idro-elettrica (incluso anche la dimensione del lago dietro la diga) o da un centrale a carbone (incluso l'ammontare di terra che serve per cercare ed estrarre il carbone) [38].

Gli specchi possono essere disposti attorno alla torre oppure soltanto su un lato di essa, a seconda delle dimensioni della torre. In Figura 1.7 viene riportata un'immagine di una torre energetica solare, dove vengono indicati i vari componenti dell'impianto.

La prima torre solare è stata la Solar One, costruita nel 1982 a Barstow (California, 10MW): tale torre utilizza olio diatermico come fluido per il trasferimento del calore ed è rimasta operativa fino al 1986. Nel 1995 è stata convertita in Solar Two, che invece dell'olio diatermico impiega sali fusi come mezzo di trasferimento del calore. Anche il campo specchi è stato ingrandito in modo da raggiungere una generazione di potenza fino a 20MW. Solar Two è stata demolita nel 2009.

Impianti a torre solare più recenti sono il PS10 ed il PS20, situati vicino a



Figura 1.8: Vista aerea della torre solare PS10 e del relativo campo specchi (ABENGOA)

Siviglia, con una capacità installata rispettivamente di 11MW e 20MW , in grado di produrre rispettivamente circa 23400 e 48000MWh all'anno.

La torre solare di Jülich (Germania, 1.5MW) merita una citazione particolare in quanto è la prima torre solare che utilizza aria come fluido per il trasferimento del calore ed, inoltre, è collocata alla latitudine 50°N , un'area dove l'irraggiamento solare è molto basso. La Figura 1.8 mostra un'immagine dell'impianto energetico PS 10.

1.2 Prospettive per gli impianti solari termici

Le tecnologie che sfruttano la fonte energetica solare per produrre elettricità stanno vivendo un periodo di grande crescita. Ad oggi, a livello mondiale, vi è una capacità installata di impianti CSP di 1.32GW e di impianti fotovoltaici di circa 69GW .

Poiché il fotovoltaico è più adatto per la produzione di energia elettrica distribuita localmente, la tecnologia CSP, integrata con sistemi di accumulo termici, può essere il futuro dei grandi impianti solari. Gli impianti CSP potrebbero essere costruiti in zone di grande insolazione come le zone desertiche e si potrebbe utilizzare una rete ad alta tensione in corrente continua (HVDC) per trasportare l'elettricità nelle zone di consumo. È necessario utilizzare la tecnologia HVDC (nonostante costi di cablaggio superiori e perdite di conversione del $3 - 5\%$) perché le linee ad alta tensione in corrente alternata (HVAC) non sono utilizzabili per il trasporto di energia elettrica su distanze non superiori al centinaio di chilometri [25]. In linea teorica, utilizzando solo lo 0.4% della superficie totale del Sahara, potrebbe essere soddisfatta l'intera domanda europea di elettricità, mentre per soddisfare la domanda globale basterebbe utilizzare solo il 2% [50]. Tra tutte le tecnologie

Tecnologia	Efficienza annuale sole-elettricità	Terreno occupato	Acqua per il raffreddamento [L/MWh]	Possibilità sistema di accumulo	Possibilità di ibridazione	Prospettive per miglioramenti
Parabolic troughs	15%	Grande	3000	Sì, ma non ancora con DSG	Sì	Limitati
Ricevitori lineari di Fresnel	8 – 10%	Media	3000	Sì, ma non ancora con DSG	Sì	Significativi
Sistemi a torre centrale	20 – 35%	Media	2000	Dipende da configurazione dell'impianto	Sì	Molto significativi
Parabolic dishes	25 – 30%	Piccola	no	Dipende da configurazione dell'impianto	Sì, ma in casi limitati	Produzione attraverso le masse

Tabella 1.1: Confronto fra le tecnologie CSP [22]

CSP, quella a parabole rappresenta la tecnologia più matura, mentre quella a torre solare è il più promettente, come è riportato nella Tabella 1.1.

1.2.1 Impianti CSP installati

Alla fine del 2011 in tutto il mondo risultava installata una capacità totale derivante da impianti CSP pari a $1318MW$ (fonte International Energy Agency IEA) . La Spagna è il paese leader nell'installazione di impianti di questo genere, con $450MW$ di capacità aggiunta nell'ultimo anno ed il 55.4% della capacità installata a livello mondiale. Durante lo stesso periodo gli Stati Uniti hanno installato una capacità di $78MW$ di impianti CSP, per un totale del 38.5% di capacità derivante da impianti CSP a livello mondiale. Nel mercato della tecnologia CSP seguono l'Iran (5.0% della quota di mercato), Israele (0.5%), Australia (0.2%) e la Germania (0.1%) [40].

La Tabella 1.2 presenta la lista degli impianti CSP operativi a livello mondiale.

Il più grande impianto CSP al mondo è il Solar Electric Generating System (SEGS), che consiste di nove impianti a parabole lineari nel deserto del Mojave (California USA). Ha una capacità installata di $354MW$, coprendo un area di $6.5km^2$.

Un altro impianto importante è il Nevada Solar One che, con una capacità di $64MW$, è il secondo impianto solare più grande al mondo. Così come il SEGS, anche il Solar One è un impianto a parabole lineari e la sua produzione di energia elettrica è stimata pari a $134GWh$ all'anno.

Il più grande impianto in Spagna è il Andasol Solar Power Station, che è anche il primo impianto termo-solare commerciale a parabole lineari in Europa. Tale impianto produce $50MW$ di potenza elettrica netta, per un totale di circa $180GWh$ all'anno; inoltre, lo stesso impianto, presenta anche il più grande sistema di accumulo al mondo, che può essere utilizzato per lavorare a pieno carico per 7.5 ore senza il sole.

Capacità [MW]	Nome	Paese	Luogo	Tipo tecnologia
354	Solar Energy Generating Systems	USA	Mojave Desert, California	parabole lineari
150	Solnova Solar Power Station	Spagna	Sanlúcar la Mayor	parabole lineari
150	Andasol solar power station	Spagna	Guadix	parabole lineari
100	Extresol Solar Power Station	Spagna	Torre de Miguel Sesmero	parabole lineari
100	Palma del Rio Solar Power Station	Spagna	Palma del Río	parabole lineari
100	Manchasol Power Station	Spagna	Alcázar de San Juan	parabole lineari
100	Valle Solar Power Station	Spagna	San José del Valle	parabole lineari
100	Helioenergy Solar Power Station	Spagna	Écija	parabole lineari
100	Aste Solar Power Station	Spagna	Alcázar de San Juan	parabole lineari
100	Solacor Solar Power Station	Spagna	El Carpio	parabole lineari
75	Martin Next Generation Solar Energy Center	USA	Indiantown, Florida	ISCC
64	Nevada Solar One	USA	Boulder City, Nevada	parabole lineari
50	Ibersol Ciudad Real	Spagna	Puertollano, Ciudad Real	parabole lineari
50	Alvarado I	Spagna	Badajoz	parabole lineari
50	La Florida	Spagna	Alvarado (Badajoz)	parabole lineari
50	Majadas de Tiétar	Spagna	Caceres	parabole lineari
50	La Dehesa	Spagna	La Garrovilla (Badajoz)	parabole lineari
50	Lebrija-1	Spagna	Lebrija	parabole lineari
50	Morón	Spagna	Morón de la Frontera	parabole lineari
50	Helios 1	Spagna	Puerto Lápice	parabole lineari
50	Solaben 3	Spagna	Logrosán	parabole lineari
31.4	Puerto Errado 1+2	Spagna	Murcia	riflettori di Fresnel
25	Hassi R'mel integrated solar combined cycle power station	Algeria	Hassi R'mel	ISCC
20	PS20 torre solare	Spagna	Seville	torre solare
20	Kuraymat Plant	Egitto	Kuraymat	ISCC
20	Beni Mathar Plant	Morocco	Ain Bni Mathar	ISCC
19.9	Gemasolar	Spagna	Fuentes de Andalucía (Seville)	torre solare
17	Yazd integrated solar combined cycle power station	Iran	Yazd	ISCC
11	PS10 torre solare	Spagna	Seville	torre solare
2135.55	Capacità totale			

Tabella 1.2: Principali impianti CSP operativi [40]

1.2.2 Impianti CSP in costruzione

La maggior parte degli impianti solari in costruzione in Europa si trovano in Spagna, dove si prevede di installare una capacità totale di $582MW$ nei prossimi anni. Alcuni paesi hanno iniziato la costruzione del loro primo impianto solare, per esempio la Cina, l'Egitto, l'Algeria ed il Marocco. In particolare, nel mese di dicembre del 2009, il Clean Technology Fund ha approvato il finanziamento di $\$750$ milioni, che mobiliterà ulteriori $\$4.850$ milioni da altre fonti, per accelerare la realizzazione di impianti di tipo CSP nelle regioni del Medio Oriente e Nord Africa (MENA). Questi fondi saranno utilizzati, in parte, anche per supportare l'infrastruttura di trasmissione nella regione MENA, tra cui un cavo di $3000km$ di trasmissione che consente l'esportazione di $100GW$ di energia solare dal MENA in Europa [40]. La Tabella 1.3 mostra impianti CSP in costruzione.

Uno degli impianti più interessanti in costruzione è il Ivanpah Solar Power Facility, che è costruito da Bright Source nel deserto del Mojave. Dopo il suo completamento, diventerà il più grande impianto CSP al mondo, grazie ad una capacità di $392MW$. Con un costo stimato di 2.2 miliardi di dollari, l'impianto occuperà una superficie di circa $16km^2$ con 170.000 specchi eliostati incentrando l'energia solare su caldaie dislocate su tre torri centrali. Le caldaie produrranno vapore surriscaldato per aumentare l'efficienza dell'impianto e per dimostrare la fattibilità di un sistema di generazione diretta da vapore surriscaldato. Poiché l'impianto è costruito in una zona arida, invece di un sistema di raffreddamento convenzionale ad acqua, verrà installato un sistema di raffreddamento ad aria per condensare il vapore all'uscita della turbina, con una conseguente riduzione del 90% nel consumo di acqua. Un altro impianto interessante è il Parco Yulin Alternative Energy che sarà il primo impianto ibrido a biomassa e CSP.

1.2.3 Impianti CSP annunciati

Entro il 2020, si prevede che la costruzione globale di impianti CSP, avviata prima del 2010, subirà un'accelerazione, grazie agli sforzi in tale settore e l'adozione di incentivi adeguati per impianti CSP nei paesi soleggiati. La European Solar Thermal Electricity Association stima che la capacità globale installata raggiungerà $148GW$ entro il 2020, con un fattore di capacità media del 32% (2.800 ore all'anno), fornendo in tal modo $414TWh$ all'anno (1.3% della produzione mondiale di elettricità prevista per il 2020) [22].

È previsto che gli impianti solari futuri avranno un campo specchi più grande, con grandi sistemi di accumulo che consentano di lavorare almeno 10 ore senza sole. Anche la capacità della centrale sarà più grande, passando dalla gamma attuale di $50 - 200MW$ a circa $1000MW$. Il mercato del CSP si espanderà in nuove zone, in particolare in Nord Africa, in Cina ed in India, dove si prevede un consumo di energia elettrica in rapida crescita. La diffusione di impianti basati sulla tecnologia CSP sarà incentivata dalla diminuzione del costo di elettricità che passerà da $0,27\text{€}/kWh$ a $0,1\text{€}/kWh$ (grazie alle economie di scala). In Tabella 1.4 vengono riportati alcuni progetti annunciati per la realizzazione di impianti CSP

Capacità [MW]	Nome	Paese	Luogo	Fine Lavori	Tecnologia
370	Ivanpah Solar Power Facility	USA	San Bernardino County, California	2013	torre solare
280	Solana Generating Station	USA	West of Gila Bend, AZ	2013	parabole lineari
250	Genesis Solar	USA	Blythe, California	2014	parabole lineari
250	Ashalim power station	Israele	Negev desert	2013	parabole lineari
110	Crescent Dunes Solar Energy Project	USA	Nye County, Nevada	2013/14	torre solare
100	Solaben 1+2	Spagna	Logrosan	2012	parabole lineari
100	Shams	UAE	Abu Dhabi Madinat Zayad	2012	parabole lineari
100	Termosol 1+2	Spagna	Navalvillar de Pela (Badajoz)	2013	parabole lineari
50	Helios 2	Spagna	Ciudad Real	2012	parabole lineari
50	Extresol 3	Spagna	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	2012	parabole lineari
50	Astexol 2	Spagna	Badajoz	2011	parabole lineari
50	Arenales PS	Spagna	Moron de la Frontera (Seville)	2013	parabole lineari
50	Cargo Solar Power (Guj) P. Ltd.	India	KUTCH (Gujarat)	2013	parabole lineari
50	Corporate Ispat Alloys Ltd	India	NOKH (Rajasthan)	2013	parabole lineari
50	El Reboso 2	Spagna	El Puebla del Rio (Seville)	2012	parabole lineari
2476.9	Capacità totale in costruzione				

Tabella 1.3: Principali impianti CSP in costruzione

Capacità [MW]	Nome	Luogo	Tecnologia
Principali CSP annunciati negli Stati Uniti			
500	Rio Mesa Solar Project	Riverside County, California	torre solare
500	Fort Irwin Solar Project	San Bernardino County, California	militare
500	Palen Solar Power Project	Riverside County, California	parabole lineari
340	Hualapai Valley Solar Project	Mohave County, Arizona	parabole lineari
300	Unnamed	Florida	riflettori Fresnel
250	Beacon Solar Energy Project	Kern County, California	parabole lineari
250	Harper Lake Solar	San Bernardino County, California	parabole lineari
200	Unnamed Kingman solar project	Mohave County, Arizona	parabole lineari
200	Enviromission Australia	Arizona	updraft tower
200	Bright Source PPA5	Mojave, California	torre solare
200	Bright Source PPA6	Mojave, California	torre solare
200	Bright Source PPA7	Mojave, California	torre solare
150	Rice Solar Energy Project	Riverside County, California	torre solare
150	Crossroads Solar Energy Project	Maricopa County, Arizona	torre solare
100	Calico Solar Energy Project (SES Solar One)	San Bernardino County, California	torre solare
4508	Capacità totale annunciata		
Principali CSP annunciati in Spagna			
200	Andasol 4-7	Granada	parabole lineari
100	Solnova 2, 4-5	Sevilla	parabole lineari
50	Ibersol Badajoz	Fuente de Cantos	parabole lineari
50	Ibersol Valdecaballeros 1-2	Valdecaballeros	parabole lineari
50	Ibersol Sevilla	Aznalcollar	parabole lineari
450	Capacità totale annunciata		

Tabella 1.4: Principali impianti CSP annunciati (DOE [40])

1.3 La tecnologia ibrida solare-turbina gas

Un impianto per la produzione di energia elettrica ibrido solare-turbina a gas (HSGTTP, Hybrid Solar-Gas Turbine Power Plant), è costituito dall'integrazione di un sistema di cattura e concentrazione dell'energia radiante solare con una turbina a gas convenzionale. Il sistema di cattura e concentrazione dell'energia solare è costituito da un campo specchi orientabile che seguendo il movimento del sole durante l'arco della giornata focalizza costantemente i raggi solari in punti fissi, generalmente localizzati sulla sommità una torre (torre di ricezione), nei quali sono disposti dei dispositivi (ricevitori) che focalizzano ulteriormente la radiazione solare e trasferiscono l'energia radiante ad un fluido termovettore che nel caso specifico è aria compressa.

Assumendo come riferimento il percorso dell'aria, l'impianto solare risulta quindi essere posizionato in serie fra l'uscita del compressore della turbina a gas e l'ingresso in camera di combustione. Se la temperatura dell'aria all'uscita del ricevitore solare fosse sufficientemente alta ($1300 - 1400^\circ C$), l'aria potrebbe espandersi direttamente in turbina e generare energia elettrica senza l'apporto di combustibile; purtroppo i limiti tecnologici attuali dei materiali impongono una temperatura massima dell'aria in uscita dei ricevitori intorno ai $850 - 900^\circ C$. L'aria entra in camera di combustione, dove viene fornita ulteriore energia termica per portare la temperatura in ingresso alla turbina a valori ($1300 - 1400^\circ C$), necessari per avere un buon rendimento termodinamico del ciclo Bryton. L'efficienza del ciclo termodinamico del ciclo integrato, trascurando le perdite di carico dovute al ricevitore solare, è la stessa della singola turbina a gas, con il vantaggio che, a parità di potenza generata, è risparmiato il combustibile corrispondente all'energia ricevuta dalla fonte solare.

Sebbene la turbina sia progettata per lavorare con gas naturale, è possibile utilizzare anche altri tipi di combustibili (per esempio biogas o syngas adeguati) in modo da realizzare un impianto a bassissima emissione di CO_2 fossile.

Un ulteriore incremento del rendimento può essere ottenuto integrando a valle della turbina a gas una caldaia a recupero (ciclo combinato), alimentata dai gas di scarico della turbina a gas. In tal modo, a parità di potenza generata, diminuisce ulteriormente il consumo specifico e i costi per la costruzione dell'impianto solare (torre ricevente e campo specchi) inciderebbero meno sul costo totale di costruzione dell'impianto [47].

Un impianto con tecnologia ibrida solare-gas, basato su ciclo Brayton, rispetto ad un impianto solare-vapore basato su ciclo Rankine, offre alcuni vantaggi: prima di tutto nell'impianto ibrido il fluido termovettore (aria) che circola nei ricevitori ed il fluido di lavoro coincidono, mentre negli impianti Rankine è richiesto un diverso fluido termovettore (generalmente olio termico o sali fusi), il che impone una limite alla temperatura massima ($500 - 600^\circ C$) in uscita dal ricevitore con conseguente perdita di efficienza durante la fase di scambio di calore.

Come già accennato, un ulteriore vantaggio dell'impianto ibrido è dato dalla possibilità di ottenere un maggiore rendimento complessivo recuperando il contenuto energetico dei gas di scarico della turbina a gas integrando, a valle, un ciclo a vapore. Anche la produttività dell'impianto ibrido è maggiore, in quanto può

operare a carico nominale anche nei momenti di insufficiente radiazione solare, sfruttando comunque tutta la radiazione solare disponibile, o durante la notte utilizzando la turbina a gas in modo convenzionale. I tempi di avviamento, intorno ai 20 minuti, e di presa di carico sono più brevi rispetto ad un impianto puro con ciclo Rankine [8].

Rispetto ai cicli a vapore, che sono caratterizzati da grande consumo di acqua per le necessità del ciclo e per il suo raffreddamento, gli impianti come questo con la sola turbina a gas hanno un consumo di acqua nettamente inferiore e perciò può essere installato in luoghi aridi e desertici, traendo beneficio dalla forte radiazione e dalla disponibilità di vaste aree di terreno necessari al campo specchi solare.

Svantaggi della soluzione solare-Brayton riguardano il fluido termovettore, l'aria, che è un mezzo di trasferimento di calore "povero" a causa della sua bassa conducibilità termica e bassa densità (anche se pressurizzata); ciò comporta l'adozione di scambiatori caratterizzati da superfici di scambio più estese. Inoltre l'altissima temperatura raggiunta nel ricevitore solare impedisce l'utilizzo di scambiatori a tubi e impone altre tecnologie come i ricevitori volumetrici, più costosa e allo stato attuale della tecnologia meno affidabile.

1.4 Impianti ibridi solari-gas HSGTPP entrati in esercizio

Nonostante la tecnologia ibrida solare-gas sia ritenuta molto interessante, i progetti di questo tipo sono ancora pochi ed hanno tutti una potenza inferiore a $5MW$ elettrici. Di seguito sono citati gli impianti più rilevanti ad oggi costruiti.

1.4.1 Progetto SOLGATE

Il progetto SOLGATE è un progetto europeo parzialmente finanziato dal "5th RTD Framework Programme". L'obiettivo è stato quello di dimostrare la fattibilità di un ciclo ibrido solare. Il sistema di test consiste in una turbina a gas di derivazione aeronautica (di un elicottero), la quale è stata modificata per permettere il riscaldamento dell'aria attraverso tre ricevitori (lo schema del sistema di test è in Figura 1.9).

Con una temperatura di progetto in uscita al ricevitore di quasi $1000^{\circ}C$, è stato necessario aggiungere combustibile per ottenere la minima temperatura di ingresso in turbina ($1150^{\circ}C$), che permette di erogare la potenza di progetto, pari a $250kW_e$. L'impianto di test è stato installato nella torre solare del PSA in Spagna ed è stato reso operativo alla fine del Novembre 2002 con la turbina a gas funzionante per un totale di 134 ore, soddisfacendo parzialmente gli obiettivi primari.

La temperatura "obiettivo" di $1000^{\circ}C$ è stata quasi raggiunta, con una temperatura massima misurata di $959^{\circ}C$ [17], ma, a causa del breve periodo di test, non si può escludere a lungo termine un degrado dei ricevitori.

In conclusione, la fattibilità tecnica di un impianto ibrido solare-turbina a gas è stata dimostrata con successo, ma per sviluppare un sistema che possa essere commercializzato occorrono altri studi: l'obiettivo è quello di un impianto con un

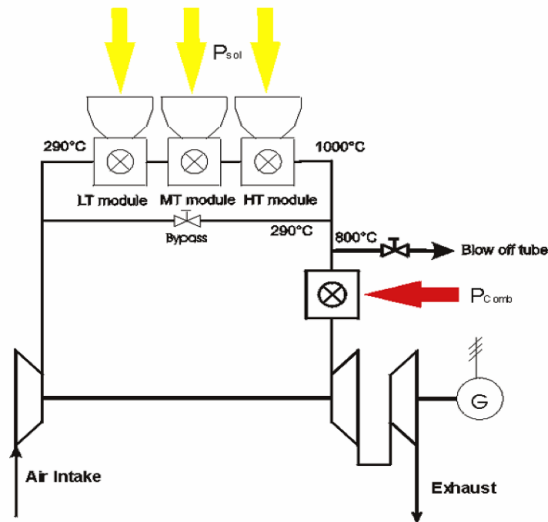


Figura 1.9: Schema del sistema di test del SOLGATE [17]

costo di investimento di $1440\text{€}/\text{kWh}$ ed un costo dell'elettricità di $0.057\text{€}/\text{kWh}$ con un contributo del sole del 16 ed un impianto operativo per 24 ore al giorno [17].

In Figura 1.10 è rappresentato il ricevitore dell'impianto di test nel sito CESA 1.

1.4.2 La torre solare AORA

Collocato nel deserto vicino a Kibbutz Samar (Israele), l'impianto solare AORA è la prima ed unica turbina ibrida a gas-solare con ricevitore installato su una torre costruita ad hoc.

La costruzione è stata completata nel 2009 e l'impianto consiste in una torre solare alta 30 metri, dove è posizionata una turbina a gas da 100kW che riceve l'aria pressurizzata riscaldata da 30 eliostati, situati su mezzo acro di territorio desertico, che riflettono i raggi del sole verso una ricevitore alto 6 metri [19].

Il ricevitore utilizza i 170 kW provenienti dagli eliostati per riscaldare l'aria fino a 1000°C , una temperatura che consente all'aria compressa di essere immessa in turbina senza la necessità di aggiungere combustibile. Tuttavia se la temperatura dell'aria scende al di sotto un certo valore, 950°C , il combustibile viene iniettato automaticamente per fornire una produzione costante di elettricità. La torre a fiore di AORA è in Figura 1.11.

L'impianto può quindi funzionare a pieno carico 24 ore al giorno, con un contributo del sole pari al 100% durante le ore di maggior irraggiamento solare [45] e di notte con il combustibile. Al fine di contenere i costi di installazione, la torre solare è stata costruita con materiali riciclabili, soprattutto prefabbricati di acciaio, che a detta del costruttore possono essere facilmente assemblati e resi pronti all'utilizzo in pochi giorni [19]. Le strutture degli eliostati sono in acciaio, mentre sono



Figura 1.10: Immagine dell'impianto di test SOLGATE a CESA 1 [17]



Figura 1.11: Fotografia della torre a fiore di AORA



Figura 1.12: Fotografia della torre solare Themis

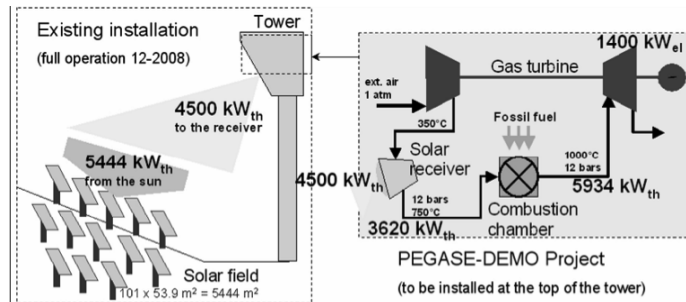


Figura 1.13: Schema che mostra il principio del ciclo termodinamico di PEGASE, installato in cima alla torre Themis [20]

più costosi [19] gli specchi, con riflettività pari al 94%, ed il ricevitore, il quale è composto da finestre di quarzo di alta purezza.

1.4.3 Impianto energetico solare THEMIS

Partito nel 2009, il progetto PEGASE sfrutta la radiazione solare in modo da generare $1.4MW$, ovvero sei volte maggiore del SOLGATE. L'impianto è installato sulla torre solare Themis, una torre alta 105 metri collocata nella regione di Cerdanya in Francia, un'area adatta per sfruttare l'energia solare dato che ha quasi 2400 ore di insolazione all'anno, con poco vento e, per via della sua altitudine, un elevato irraggiamento solare. Una foto della torre solare Themis è mostrata in Figura 1.12.

I 101 eliostati del campo specchi, ciascuno con una superficie di $53.9m^2$, riflettono i raggi del sole sul ricevitore, dove l'aria pressurizzata viene scaldata da $350^{\circ}C$ a $750^{\circ}C$. Al fine di raggiungere una temperatura di $1000^{\circ}C$, la minima in ingresso alla turbina, è prevista l'iniezione del combustibile in camera di combustione. Uno schema del sistema, che evidenzia lo scambio di potenza termica ed elettrica, è rappresentato in Figura 1.13.

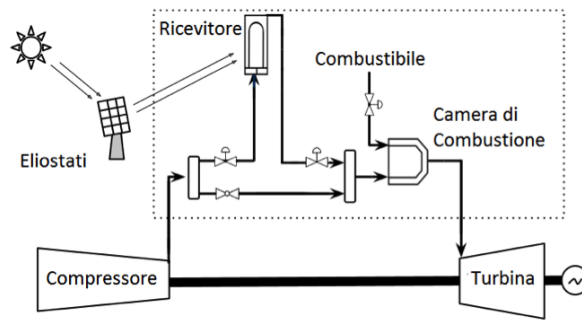


Figura 1.14: Impianto ibrido IBSOL

I risultati operativi dell'impianto saranno disponibili dopo la conclusione dei test, prevista nel 2013.

1.4.4 Progetto SOLUGAS

Con una potenza installata pari a 4.6MW , il progetto SOLUGAS è il più grande impianto a concentrazione al mondo di tipo ibrido-solare. Consiste in una turbina a gas Mercury 50TM modificata in modo da far passare l'aria attraverso il ricevitore solare. A differenza dai tradizionali ricevitori volumetrici, SOLUGAS usa degli innovativi ricevitori tubolari che permettono di riscaldare l'aria pressurizzata da 330°C fino ad oltre 800°C in un modo più affidabile.

Più precisamente, il ricevitore solare consiste in una cavità con 170 tubi in parallelo con lunghezza di 60 metri, disposti secondo una forma circolare di diametro pari a 5 metri, nei quali l'aria che passa ha una caduta di carico inferiore a 250mbar . Durante la prima fase dei test, l'aria non passerà attraverso i ricevitori (ma attraverso un by-pass), in modo da mantenere una temperatura d'ingresso in camera di combustione inferiore a 650°C .

Il progetto SOLUGAS è iniziato nel 2008 e concluso alla fine del 2012 rimarrà operativo per almeno due anni.

1.5 Impianto turbogas con ricevitore solare IBSOL

L'impianto di cui dobbiamo progettare il campo specchi è di tipo ibrido-solare (IBSOL), Figura 1.14. È composto da 3 componenti principali: la turbina a gas, i ricevitori, il campo specchi (e la torre solare).

1.5.1 turbina a gas

La turbina a gas scelta per il progetto è una moderna ed efficiente macchina di media taglia, 47MW , con un'efficienza elettrica del 37% ed una temperatura in ingresso di 1300°C . All'ingresso del compressore assiale, entra una portata d'aria di 130.2kg/s che viene pressurizzata fino a 20bar . Parte di questa portata d'aria

Potenza generata	47.0 MW(e)
Efficienza elettrica	37.5%
Velocità turbina	3000 rpm
Rapporto di compressione	19.9:1
Portata d'aria in uscita	131.5 kg/s
Temperatura di uscita	544°C
Numero di stadi del compressore	15 (3 con palette variabili)
Numero di stadi della turbina	3 (I primi due sono raffreddati)

Tabella 1.5: Specifiche tecniche della turbina a gas presa a riferimento[49]

(12.7^{kg/s}) viene utilizzata per il raffreddamento dei primi due stadi della turbine, mentre la portata rimanente (117.5^{kg/s}) viene riscaldata dal ricevitore solare e dalla camera di combustione. La temperatura allo scarico dalla turbina di circa 544°C è adeguata per alimentare un ciclo combinato che sarà oggetto di attività future. In ogni caso una macchina a ciclo semplice ha i suoi vantaggi in termini di flessibilità di esercizio (è avviabile nel giro di qualche decina di minuti) e di indubbio vantaggio se installata in zone aride (maggiormente assolate) data la sua minore necessità di acqua. Un tale impianto potrebbe essere così utilizzato, con un forte risparmio di energia termica primaria fossile, nelle ore diurne quando la domanda della rete è elevata e di conseguenza anche il prezzo dell'elettricità. Tuttavia, date le caratteristiche dell'impianto, in casi particolari di esercizio, è possibile far funzionare di notte l'impianto in modo convenzionale utilizzando solo il gas naturale.

Date le non consuete modalità di esercizio del turbogas con l'aria in ingresso alla camera di combustione molto più calda rispetto ad un turbogas convenzionale, saranno necessari ulteriori studi, in questa sede non trattati, sui i meccanismi di combustione, in particolare sembra vantaggioso l'utilizzo di bruciatori flame-less e sui rivestimenti protettivi del metallo della zona fredda della camera di combustione.

Un altro problema nell'esercizio della macchina è rappresentato dai nuovi volumi tra il compressore e la camera di combustione dovuti alle tubazioni da e verso la torre e del ricevitore, che influenzano soprattutto i transitori di avviamento ma anche quelli in normale esercizio

In Tabella 1.5 sono riportate le specifiche tecniche della macchina.

1.5.2 Ricevitore solare

L'obiettivo del ricevitore solare è di trasferire in modo efficiente ed affidabile la radiazione solare sul mezzo di lavoro (in questo caso l'aria pressurizzata) per ottenere temperature in uscita dal ricevitore nella gamma da 800°C a 1000°C. Temperature così elevate rendono inutilizzabile un approccio a tubi metallici, dato le caratteristiche di resistenza meccanica dei metalli a temperature superiori ai 600 °C. In un ricevitore volumetrico (Detto ad alta temperatura, vedi Sezione 3.2.2), invece, la radiazione solare concentrata viene catturata da un materiale assorbente che riscalda l'aria che lo attraversa, aumentandone la temperatura quando l'aria fluisce all'interno del volume del assorbitore (e la differenza di temperatura tra solido e

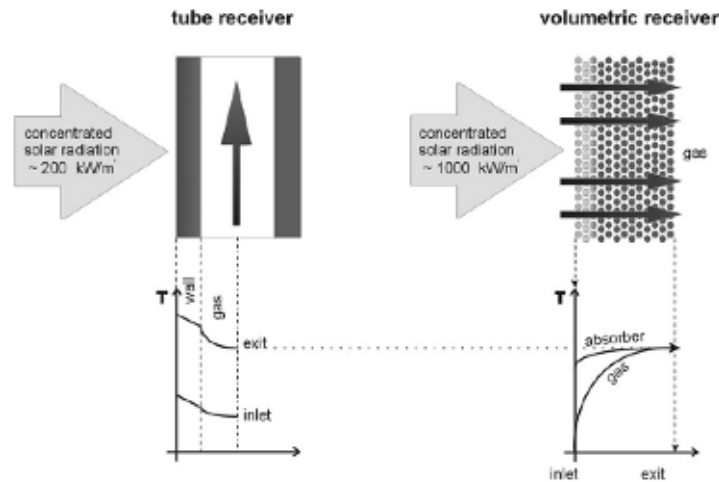


Figura 1.15: Assorbimento e trasferimento del calore del ricevitore tubolare e volumetrico

fluido svanisce). In questo caso la temperatura massima del ricevitore è vicina a quella dell'aria, così che la radiazione solare può essere più concentrata rispetto al caso di ricevitori tubolari. In Figura 1.15 vengono schematizzati i due approcci.

La temperatura della superficie esterna di un ricevitore deve essere il più possibile, in quanto le perdite di radiazione termica sono proporzionali a questa temperatura. Nel ricevitore volumetrico, la parte anteriore del volume dell'assorbitore è in contatto con l'aria fredda, in modo che possa essere mantenuto relativamente freddo; in un ricevitore tubolare, invece, la temperatura massima si raggiunge nella superficie esterna del tubo ed è significativamente superiore alla temperatura del fluido: questo porta a maggiori perdite per radiazione [16]. Pertanto è chiaro che i ricevitori volumetrici sono preferibili a quelli tubolari, ma, d'altro canto, sono anche più costosi. Al fine di combinare i vantaggi di una e dell'altra soluzione, è necessario separare il ricevitore in due sezioni: una sezione a bassa temperatura, che utilizza un approccio tubolare per contenere i costi, ed una temperatura elevata, che permette il raggiungimento di temperature elevate. Questa soluzione, denominata ricevitore REFOS, è stata testata con successo nel progetto *SOLGATE* nella *Plataforma Solar de Almeria (PSA)* [17], ed è la stessa che viene adottata nel nostro impianto. Nel ricevitore REFOS, tanti moduli sono collegati in parallelo o in serie per aumentare gradualmente la temperatura. Davanti ad ogni modulo viene posto un concentratore secondario con un'apertura d'ingresso esagonale, al fine di ottenere rapporti di concentrazione superiori. I moduli sono collocati sul punto focale di una disposizione a nido d'ape, con un gruppo di ricevitori a bassa temperatura installato sul perimetro esterno, in cui l'irradiazione può essere più diffusa e meno intensa, mentre il fluido ed i ricevitori di alta temperatura si trovano progressivamente più vicino al centro del punto focale dove l'irraggiamento è più intenso [15].

1.5.3 Campo specchi e torre solare a concentrazione

Il campo specchi costituisce il componente più costoso dell'intero impianto; prima di parlare del campo specchi e della torre solare è bene specificare la locazione decisa per l'impianto di riferimento.

Dal momento che gli impianti HSGTPP sono ideali per lavorare in territori caratterizzati dalla scarsità di risorse idriche, dato che queste aree sono tipicamente meno soggette a precipitazioni e quindi presentano un irraggiamento annuale più elevato, per l'installazione dell'impianto è stata scelta una fascia di latitudine attorno a $35^\circ N$, inclusa nella zona mediterranea (latitudine dell'Italia meridionale). Al fine di utilizzare il più possibile la parte 'solare' dell'impianto, questi è stato progettato per lavorare in condizioni nominali a mezzogiorno della giornata dell'equinozio d'autunno: non è stata scelta la giornata del solstizio d'estate in quanto rappresenta la giornata a più alto irraggiamento solare e si avrebbe avuto un sovradimensionamento eccessivo del campo specchi. Nella giornata scelta come riferimento, che determina perciò la dimensione del campo specchi, la radiazione solare è di circa 800W/m^2 .

Veniamo ora al problema della scelta della configurazione del campo specchi. Sono disponibili due opzioni:

- Surrounding field: tipico per alte latitudini, dove il sole si trova alto sul cielo per la maggior parte della giornata. Gli eliostati sono disposti secondo una forma circolare attorno alla torre solare;
- North field: tipico per latitudini basse. Gli eliostati sono posizionati solo su un lato della torre.

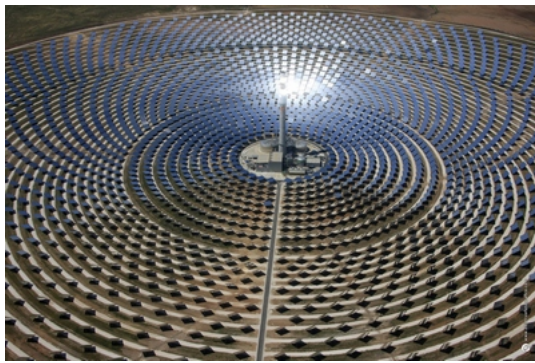
Nel caso di un "north field", a differenza del "surrounding field", gli eliostati si trovano più lontani dalla torre, così che viene ridotto il fattore di intercettazione e le perdite dovute all'attenuazione atmosferica aumentano, mentre, d'altro canto, migliora il "cosine factor".

In conclusione, il parametro che determina la scelta del tipo di disposizione degli eliostati è la dimensione dell'impianto: generalmente per piccoli impianti (minori di 50MWe) è preferibile una configurazione di tipo north field, altrimenti, per impianti di grossa taglia, conviene adottare soluzioni di tipo surrounding field [12]. La Figura 1.16 sono mostrati due impianti che hanno utilizzato i due differenti approcci.

L'analisi del campo specchi verrà trattata in modo più esaustivo nel Capitolo 3, dove verranno anche analizzati tutti gli aspetti che caratterizzano le prestazioni degli eliostati in base alla posizione in funzione alla posizione nel campo.



(a) North field



(b) Surrounding field

Figura 1.16: Differenti tipi di configurazioni del campo specchi

Capitolo 2

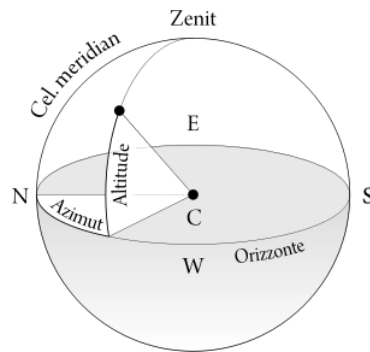
Puntamento del sole

2.1 Introduzione

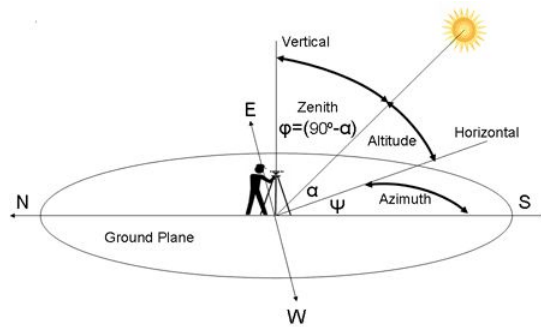
Lo scopo di questo progetto è compiere un corretto puntamento del raggio solare verso un ricevitore. Per prima cosa bisogna individuare la posizione del sole dal punto di osservazione, cioè da dove verranno posti gli eliostati, in un qualsiasi momento della giornata, in modo da poter orientare adeguatamente gli specchi. La posizione del sole, o di un qualsiasi oggetto celeste, può essere definita tramite due angoli: l'Azimuth e lo Zenith, o l'altitudine. Il primo è la distanza angolare di un punto dalla direzione del Nord, al punto in cui la perpendicolare calata dall'oggetto incontra l'orizzonte, calcolata muovendosi in senso orario, mentre il secondo è l'intersezione della perpendicolare all'orizzonte passante per l'osservatore con l'emisfero celeste visibile ed è quindi il punto sopra la testa dell'osservatore (Zenith), mentre l'altitudine è l'angolo complementare allo Zenith, Vedi Figura 2.1a. Analogamente, un qualsiasi oggetto sulla superficie terrestre, può essere descritto con questi due angoli, che vengono definiti da un punto di osservazione posto al centro della terra, vadi Figura 2.1b.

Una volta determinata la posizione del sole, bisogna posizionare lo specchio in modo da riflettere il raggio solare verso un punto detto target, che nel nostro caso è il ricevitore posto sulla torre solare. Per poter inseguire il sole durante l'arco della giornata, lo specchio si deve spostare lungo due assi o, in alcuni casi, lungo un solo asse, in base al numero di servi motori installati sullo stesso. I comandi forniti ai servi sono sempre i due angoli di Azimuth e altitudine (o più raramente Azimuth e Zenith), che deve avere lo specchio riflettente in modo che la normale al piano coincida con la bisettrice che si forma tra il vettore solare e il vettore che congiunge lo specchio al punto target. (Vedi Figura 2.2).

Posizionando in questo modo lo specchio, il vettore del raggio solare riflesso coincide con la direzione voluta e si ha una riflessione corretta.



(a) Coordinate di un oggetto posto sulla superficie terrestre



(b) Coordinate di un oggetto celeste rispetto ad un punto di osservazione sulla terra

Figura 2.1: Coordinate oggetti terrestri e celesti

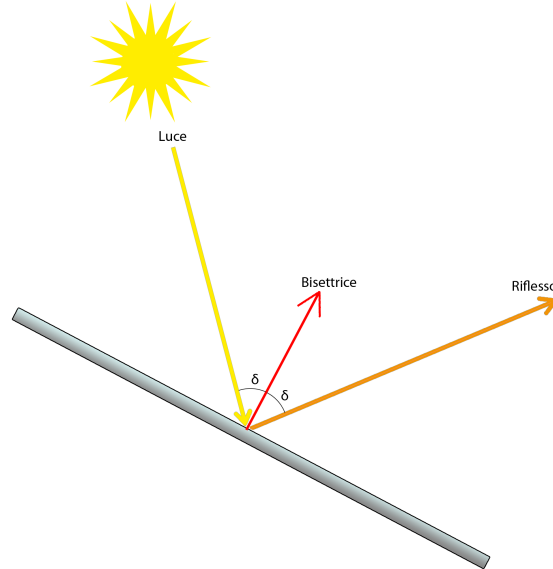


Figura 2.2: Riflessione raggio solare

2.2 Il vettore solare

In letteratura sono presenti molti articoli che descrivono algoritmi per determinare la posizione del sole istante per istante e che si basano su informazioni astronomiche. Con il continuo avanzamento tecnologico delle applicazioni che sfruttano le radiazioni solari, ci sarà sempre una richiesta di minor incertezza nel calcolo della posizione solare. La maggior parte degli algoritmi presenti in letteratura hanno un'incertezza maggiore di $\pm 0.01^\circ$ nel calcolo dell'angolo di Azimuth e Zenith (o altitudine) e alcuni sono validi solo in un periodo limitato di tempo. Per esempio, i calcoli di Michalsky [36] sono validi per un periodo compreso tra il 1950 e il 2050 con un'incertezza maggiore di $\pm 0.01^\circ$ e i calcoli di Blanco-Muriel [10] sono limitati al periodo dal 1999 al 2015 con incertezza sempre maggiore di $\pm 0.01^\circ$.

Nel caso di un campo specchi che deve puntare un punto target posto su una torre, avere una bassa incertezza è di critica importanza, poiché le distanze tra specchi e ricevitori sono tali che un errore dell'ordine del decimo di grado, può portare il raggio riflesso a puntare fuori dal punto target, e quindi a non fornire energia al ricevitore o, in generale, ad abbassare sensibilmente le prestazioni.

Esiste una procedura, chiamata *Solar Position Algorithm* (SPA) [43], che permette di calcolare i due angoli con un'incertezza pari a $\pm 0.0003^\circ$ in un periodo che va dall'anno 2000A.C. all'anno 6000D.C.. La procedura si basa su uno studio esposto in *The Astronomical Algorithms* [35], che si basa a sua volta su *Séculaires Variations des Orbites Planétaires Théorie* (VSOP87), teoria sviluppata da P. Bretagnon nel 1982 poi modificata nel 1987 da Bretagnon e Francou. L'algoritmo descritto in [43] compie una sequenza di calcoli, a partire dalle coordinate della

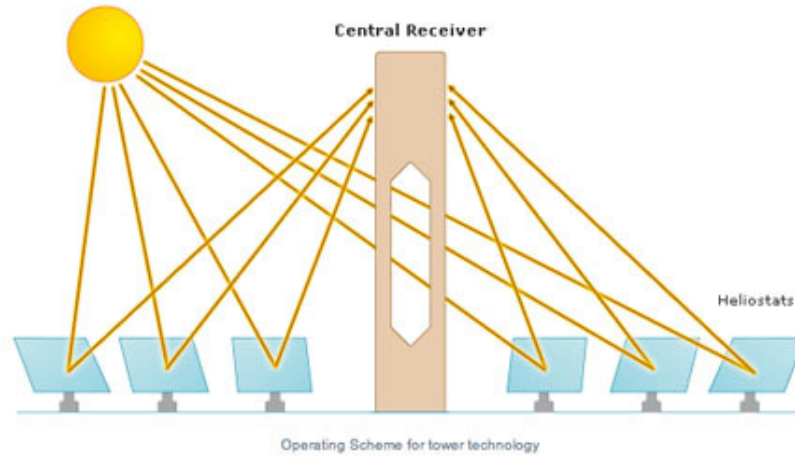


Figura 2.3: Impianto solare

posizione dell'osservatore e da coordinate temporali, che portano ad ottenere il vettore solare (in termini di angolo di Azimuth e di altitudine) per un qualsiasi punto sulla terra, con una precisione quasi assoluta, e per un arco di tempo molto ampio, che coprirà ampiamente il ciclo di vita di un impianto come quello da noi considerato. L'algoritmo considera molti fattori oltre a quelli ovvi come data, ora e posizione sulla terra; infatti permette di specificare anche la pressione dell'aria e la velocità e direzione del vento. Queste ultime 3 variabili incidono in maniera quasi trascurabile, ma la alta precisione voluta porta a considerare questi fattori e di conseguenza porta l'algoritmo SPA ad essere quello da noi scelto. Il costo computazionale dell'algoritmo non risulta essere elevata, poiché non sono presenti cicli o operazioni non lineari.

Una volta trovato il vettore solare bisogna rifletterlo tramite uno specchio per poterlo rivolgere verso un punto target posto su una torre solare (Vedi Figura 2.3).

Ovviamente il raggio solare dovrà essere calcolato per ogni eliostato del campo specchi.

2.3 Riflessione del raggio solare

Per poter compiere una corretta riflessione del raggio solare sul punto *target* posto in cima alla torre bisogna:

1. Definire un sistema di riferimento solidale alla struttura dell'eliostato, che noi chiameremo *heliostat frame*.
2. Definire poi due angoli ρ_H e θ_H che indicano l'orientamento dello specchio rispetto all'*heliostat frame*.

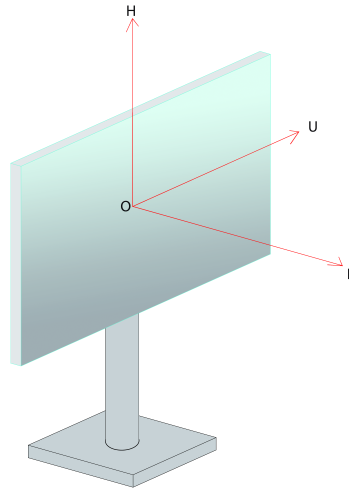


Figura 2.4: Sistema di riferimento dell'eliostato

3. Definire in seguito un sistema di riferimento solidale alla superficie terrestre come sistema di riferimento assoluto, che indicheremo come *Earth Surface frame*.
4. Stabilire la relazione tra i due sistemi appena stabiliti, per cui si definiscono due angoli ξ e α che ci indichino l'orientamento dell'*heliostat frame* rispetto all'*Earth Surface frame*.
5. A questo punto ogni eliostato avrà lo specchio orientato in modo che la sua normale N_H sia posizionata esattamente sulla bisettrice di due vettori: uno è il vettore T_H che indica il *target* sul quale si vuole concentrare la radiazione solare, mentre l'altro è il vettore S_H che indica la posizione del sole. In questo modo i raggi del sole incideranno sullo specchio con un angolo uguale all'angolo di riflessione, per poi essere convogliati sul *target*.

2.3.1 Heliostat frame

Per prima cosa, definiamo l'*heliostat frame*. Si tratta di un sistema di riferimento solidale alla struttura dell'eliostato. L'orientamento della superficie dello specchio rispetto a questo sistema di riferimento sarà definito in maniera univoca da due angoli: ρ_H e θ_H .

Chiamando O il centro della superficie riflettente dell'eliostato avremo:

- OH = asse normale alla superficie dell'eliostato;
- OR = asse ortogonale ad OH , giacente sulla superficie riflettente ed orientato verticalmente;

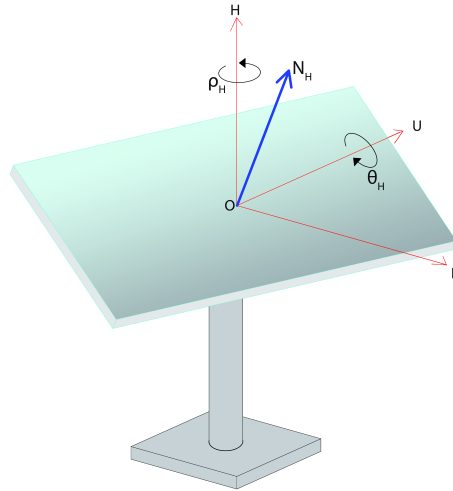


Figura 2.5: *Helioframe* e angoli di rotazione

- OU = asse ortogonale ad OH e ad OR , giacente sulla superficie riflettente ed orientato orizzontalmente

Un qualsiasi orientamento arbitrario della superficie riflettente nell'*helioframe* viene definito dagli angoli:

- ρ_H = angolo di rotazione attorno all'asse OH ;
- θ_H = angolo di rotazione attorno all'asse $K - K'$, individuato dall'asse OU nella condizione di riposo.

In Figura 2.5 viene mostrato questo sistema di riferimento e gli angoli citati.

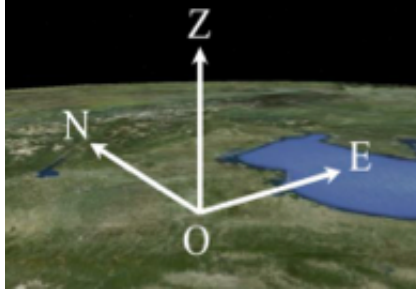
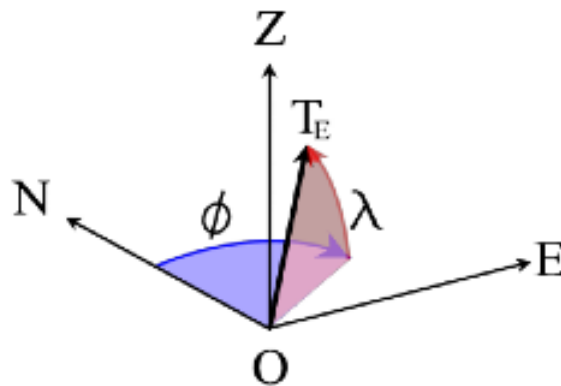
I due angoli sono l'Azimuth e l'altitudine del vettore normale alla superficie.

2.3.2 Earth Surface frame

Definiamo ora un sistema di riferimento assoluto, ovvero solidale alla superficie terrestre, che chiameremo *Earth Surface frame*, vedi Figura 2.6. Questo sistema è necessario per individuare la posizione del sole e del *target* in modo assoluto e per ogni eliostato. Da questi due vettori, che verranno calcolati con la procedura *SPA* [43], verranno calcolati i medesimi vettori nell'*helioframe* relativo ad ogni eliostato, tramite delle trasformazioni lineari.

Chiamando O il centro del nuovo sistema di riferimento avremo:

- ON = asse che punta verso Nord;
- OE = asse che punta verso Est;
- OZ = asse ortogonale ad ON e ad OE , e che punta verso lo Zenith.

Figura 2.6: *Earth Surface frame*Figura 2.7: Identificazione vettore T_E nell'*Earth Surface frame*

Il centro O dell'*Earth Surface frame* coinciderà con la base dello specchio. Un qualsiasi *target* può essere così individuato tramite un vettore con origine all'intersezione degli assi. Tale vettore prenderà il nome di T_E e sarà univocamente identificato da due angoli, come mostrato in Figura 2.7:

- φ = angolo di Azimuth, che è l'angolo di rotazione attorno all'asse di Zenith da Nord verso Est;
- λ = angolo di altitudine, che è l'elevazione del *target* rispetto alla superficie terrestre.

Allora, noti φ e λ è possibile identificare T_e come:

$$T_E = \begin{bmatrix} T_z \\ T_e \\ T_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda \\ \cos \lambda \sin \varphi \\ \cos \lambda \cos \varphi \end{bmatrix}$$

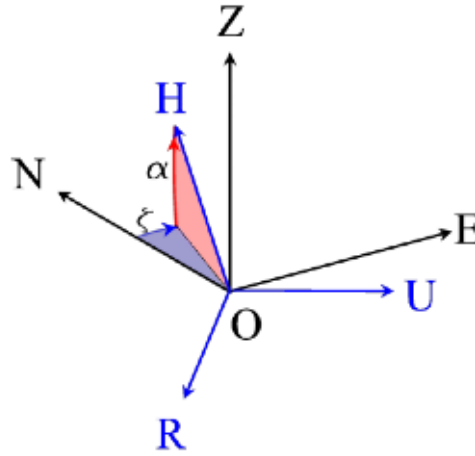


Figura 2.8: Sovrapposizione dei due sistemi di riferimenti

2.3.3 Passaggio da Earth Surface frame a Heliostat frame

Consideriamo la posizione relativa dell'*heliostat frame* rispetto all'*Earth Surface frame*: sovrapponiamo le due origini e consideriamo la posizione dell'asse OH dell'*heliostat frame* rispetto l'asse ON dell'*Earth Surface frame*. Il vettore OH può essere individuato univocamente da due angoli, come mostrato in Figura 2.8:

- ζ = angolo di rotazione dell'asse OH dal piano orizzontale individuato dagli assi $ON - OE$;
- α = angolo di elevazione dell'asse OH dal piano orizzontale individuato dagli assi $ON - OE$.

A questo punto si può definire (trigonometricamente) le matrici:

$$\zeta = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \zeta & -\sin \zeta \\ 0 & \sin \zeta & \cos \zeta \end{bmatrix}$$

$$\alpha = \begin{bmatrix} \cos \alpha & 0 & \sin \alpha \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \alpha & 0 & \cos \alpha \end{bmatrix}$$

Se l'asse OH si trova nell'emisfero dello Zenith, emisfero boreale, allora α è negativo, mentre è positivo se OH cade nell'emisfero del Nadir, emisfero australe. Se OH punta a Nord, OR punta allo Zenith e OU punta ad Est, allora i due *frame* coincidono e $\alpha = 0$ e $\zeta = 0$.

Di conseguenza il vettore T_E precedentemente definito nell'*Earth Surface frame* che indicava il *target* diventa T_H nell'*heliostat frame*:

$$T_H = \alpha \xi T_E = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \zeta & -\sin \zeta \\ 0 & \sin \zeta & \cos \zeta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \alpha & 0 & \sin \alpha \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \alpha & 0 & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sin \lambda \\ \cos \lambda \sin \varphi \\ \cos \lambda \cos \varphi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_r \\ T_u \\ T_t \end{bmatrix}$$

Abbiamo così trovato il primo vettore di cui abbiamo bisogno per trovare la normale al piano della superficie riflettente dell'eliostato. A questo punto dobbiamo definire la posizione del sole, prima nell'*Earth Surface frame*, dove sarà identificata da un vettore S_E con origine all'intersezione degli assi e vertice che punta il sole. Tramite la procedura *SPA* determiniamo λ e φ del vettore solare ed otteniamo:

$$S_E = \begin{bmatrix} S_z \\ S_e \\ S_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda \\ \cos \lambda \sin \varphi \\ \cos \lambda \cos \varphi \end{bmatrix}$$

E dal momento che vogliamo riferirci all'*heliostat frame* di ogni eliostato, calcoliamo S_H come abbiamo fatto precedentemente per calcolare T_H :

$$S_H = \alpha \xi S_E = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \zeta & -\sin \zeta \\ 0 & \sin \zeta & \cos \zeta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \alpha & 0 & \sin \alpha \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \alpha & 0 & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sin \lambda \\ \cos \lambda \sin \varphi \\ \cos \lambda \cos \varphi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_r \\ S_u \\ S_t \end{bmatrix}$$

In base alla tipologia di movimentazione dell'eliostato, su uno o più assi per effettuare il *tracking* solare, α e ξ assumono diversi valori. Le tipologie sono:

- *Azimuth Elevation*: l'eliostato, per orientarsi verso una certa posizione, ruota attorno all'asse azimutale per portarsi sotto la verticale dell'oggetto da puntare, e poi si alza rispetto l'orizzonte dell'angolo di elevazione. Nel sistema, detto anche azimutale, gli assi dell'*heliostat frame* sono orientati in modo tale che $\alpha = -90^\circ$ e $\xi = 0^\circ$. In tal modo avremo che nella posizione a riposo, OH punta allo Zenit, OR punta al Sud e OU punta ad Est, vedi Figura 2.9
Questa è la tipologia di movimentazione che abbiamo scelto per gli eliostati del campo da noi implementato.
- *Polar Mounted*: in questo caso, uno degli assi di rotazione è sempre parallelo all'asse di rotazione terrestre. Dal punto di vista matematico ciò significa che $\alpha = \phi$ e $\xi = 180^\circ$, dove ϕ rappresenta la latitudine del sito di progettazione.
- *Spin Elevation*: il *target* è posizionato in modo da essere allineato con uno dei due assi di rotazione dell'eliostato, che viene chiamato asse di *spinning*. Le orientazioni dei piani tangenziale e sagittale sono sempre mantenute costanti rispetto alla superficie riflettente dell'eliostato durante il *tracking*. In questo caso, la superficie deve avere anche una determinata curvatura in modo da poter concentrare la radiazione solare. In tal modo gli eliostati svolgono sia la funzione di *tracking* che di focalizzazione e si è in grado di minimizzare l'aberrazione ottica. Tutto questo si traduce con $\alpha = \lambda$ e $\xi = \varphi$.

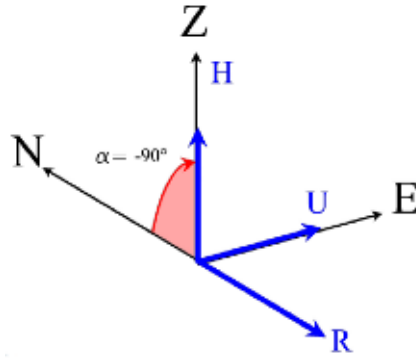


Figura 2.9: Sovrapposizione sistemi di riferimento, *Azimuth Elevation*

- *Latitude Oriented*: con il termine *cosine loss* si intende la perdita di energia dovuta al fatto che il *target* non viene colpito dai raggi solari perpendicolarmente, bensì con un certo angolo di incidenza. Al fine di minimizzare il *cosine loss* si può orientare l'eliostato in modo tale che $\alpha = \lambda = \phi - 90^\circ$ e $\xi = \varphi = 180^\circ$. In pratica si tiene orientato l'eliostato in funzione della latitudine a cui si trova. Si tratta di un caso particolare di *spinning-elevation*.
- *Polar Oriented*: si tratta di un altro caso particolare di *spin elevation*, in cui un asse è sempre parallelo all'asse terrestre. In questo modo si può avere una velocità di rotazione più o meno costante durante il giorno, di circa $15 \frac{\text{gradi}}{\text{ora}}$ su un asse. Sull'altro asse invece, si ha una rotazione estremamente lenta che dipende dalla variazione della declinazione del sole durante l'anno. Dal punto di vista delle equazioni avremo le seguenti condizioni al contorno: $\alpha = \lambda = \phi$ e $\xi = \varphi = 180^\circ$ con notevole semplificazione delle formule:

$$\rho_H = -\omega$$

$$\theta_H = \frac{\pi}{2} + \frac{\delta}{2}$$

Dove ω è l'angolo orario locale e δ è l'angolo di declinazione del sole, entrambi forniti dall'algoritmo *SPA*.

Per ogni specchio conosciamo quindi il vettore da riflettere, S_H , e il vettore riflesso desiderato, T_H . L'ultimo passo della procedura di riflessione resta quello dell'identificazione della normale. Ricordiamo che i due vettori sono sempre noti: S_H grazie all'algoritmo *SPA* e T_H per costruzione. Il vettore *target* è teoricamente sempre lo stesso per l'intera durata di vita dell'impianto. Purtroppo l'intero complesso, torre ed eliostati, sono soggetti a leggeri cedimenti strutturali. Anche questi incidono

in maniera quasi trascurabile, ma ricordiamo sempre che necessitiamo di un'altissima precisione, per cui il vettore T_H dovrà essere periodicamente controllato e ricalcolato.

2.3.4 Definizione della normale al piano dell'eliostato

Bisogna ora definire l'orientamento della superficie riflettente dell'eliostato mediante il vettore N_H , che identifica la normale:

$$N_H = \begin{bmatrix} N_r \\ N_u \\ N_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \rho_H \cos \beta_H \\ \sin \rho_H \cos \beta_H \\ \sin \beta_H \end{bmatrix}$$

Dove $\theta_H = \frac{\pi}{2} - \beta_H \implies \beta_H = \frac{\pi}{2} - \theta_H$.

Come si può notare, θ_H corrisponde all'altitudine, e siccome un oggetto viene più facilmente identificato dal suo angolo di Zenith, dobbiamo trasformare θ_H in β_H , che coincide con lo Zenith della normale.

Pertanto abbiamo tutti gli elementi per definire l'orientamento che l'eliostato dovrebbe avere: T_H , S_H e N_H . Imponiamo la condizione per cui N_H sia posizionato sulla bisettrice tra S_H e T_H :

$$N_H = \frac{1}{2 \cos \psi_i} (S_H + T_H)$$

Dove ψ_i è l'angolo di incidenza dei raggi solari sulla superficie riflettente dello specchio, che può essere calcolato come:

$$\psi_i = 0.5 \arccos(S_H \cdot T_H) = 0.5 \arccos(S_r T_r + S_u T_u + S_t T_t)$$

Otteniamo così:

$$N_H = \begin{bmatrix} \cos \rho_H \cos \beta_H \\ \sin \rho_H \cos \beta_H \\ \sin \beta_H \end{bmatrix} = \frac{1}{2 \cos \psi_i} (S_H + T_H)$$

Si sostituiscono ora i termini S_H e T_H per trovare ρ_H e θ_H .

Questa procedura per il calcolo della normale al piano riflettente dell'eliostato, dovrà essere compiuta per ogni eliostato del campo specchi. Per mantenere il corretto puntamento bisogna decidere se questi calcoli dovranno essere svolti ogni certo intervallo di tempo (e bisogna anche stabilire un adeguato intervallo), o se sfruttare il fatto che il sole si muove di 15° rispetto alla traiettoria apparente del sole. Con entrambe le scelte, sarà necessario un sistema di controllo del tracking del sole in anello chiuso, in modo da poter correggere gli errori di puntamento dovuti ad approssimazioni, da starature dei servomotori degli eliostati o dall'intervento di elementi non considerati (quali la presenza di vento, lo spostamento del *target* dovuto a leggere cedimenti strutturali della torre, leggeri cedimenti della struttura dell'eliostato *etc.*). A livello teorico, con un controllo in anello chiuso appropriato, potremmo calcolare la posizione della normale solo all'accensione.

Capitolo 3

Geometria dell'impianto

In questo capitolo, si approfondisce il tema del dimensionamento del campo specchi. L'impianto in studio ha una potenza nominale di $53MW$; quanto alla la torre solare, si e' ipotizzato che la sua altezza sia di $80m$. Verrà dapprima discusso il ruolo della scelta della geometria di un campo specchi in generale, per poi trattare il nostro caso specifico e decidere il migliore layout del campo specchi stesso.

3.1 Introduzione

Ci sono molti importanti fattori da considerare nella fase di *design* della torre. In letteratura sono stati trattati maggiormente tre diversi livelli: stabilimento, campo ed eliostati. A livello dello stabilimento si deve fare la scelta tra *north field*, con un ricevitore a cavità, e *surrounding field*, con un ricevitore cilindrico. A livello di campo vengono studiati l'influenza della latitudine sulla dimensione del campo e sull'altezza della torre, così come l'influenza della pendenza della terra. Si considera anche la possibilità di utilizzo di un campo misto con eliostati di diversa qualità e prezzo. A livello di eliostati viene discussa la dipendenza della superficie totale riflettente dalla dimensione degli eliostati.

Nella costruzione del campo specchi ci sono molti fattori da considerare, che incidono sull'efficienza degli specchi, e che variano in base alla posizione nel campo. L'efficienza di uno specchio è calcolata tramite la formula [39]:

$$\eta = \eta_{cos} \cdot \eta_{sb} \cdot \eta_{itc} \cdot \eta_{aa} \cdot \eta_{ref}$$

L'efficienza del fattore *coseno* identifica l'efficienza della riflessione. Si calcola tramite la legge di riflessione speculare. Il prodotto scalare tra la direzione del sole e la direzione della normale al piano dello specchio è legato all'angolo, e in particolare al coseno da cui prende il nome questo fattore, di incidenza ϑ_i

$$\eta_{cos} = \cos\vartheta_i = \hat{d}_{sun} \cdot \hat{d}_n$$

Il fattore η_{sb} identifica l'effetto ombra e blocco di ogni eliostato. Un calcolo esatto del fattore di ombra e di blocco per un singolo eliostato, h_i si ottiene cal-

colando a due a due l'intersezione di h_i con ogni altro eliostato in direzione del sole (effetto ombra) e del ricevitore (effetto blocco), poi si trova l'unione di queste intersezioni. Il calcolo esatto risulta essere troppo costoso dal punto di vista computazionale [30], quindi vengono usati dei metodi approssimati per calcolare η_{sb} .

L'efficienza di intercettazione η_{itc} è calcolata come risultato di fattori tra cui l'aberrazione fuori asse (cioè, astigmatismo), errori della superficie quali microscopiche imperfezioni ed errori di pendenza, errori di tracciamento, e forma del sole. Anche questo fattore risulta essere computazionalmente costoso da calcolare, per cui si tende ad usare delle tecniche che permettono un calcolo approssimato, come la discretizzazione della superficie dello specchio.

Il fattore che riguarda l'attenuazione atmosferica, η_{aa} tiene conto delle perdite di radiazione nella distanza d_{rec} tra un eliostato e il ricevitore e può essere calcolato come:

$$\eta_{aa} = \begin{cases} 0.99321 - 0.0001176d_{rec} + 1.97 \cdot 10^{-8} \cdot d_{rec}^2 & d_{rec} \leq 1000m \\ \exp(-0.0001106d_{rec}) & d_{rec} > 1000m \end{cases}$$

Esistono molti modi per calcolare il fattore di attenuazione atmosferica in letteratura, come [20] e [27], che differiscono di meno del 1% nel calcolo di questo fattore.

L'ultimo fattore considerato è l'efficienza di riflessione dell'eliostato, η_{ref} , che è un dato che viene fornito dalle industrie e dipende dei particolari tecnici dello specchio.

3.1.1 North versus surrounding field

Nei primi anni 80 veniva preferita un *layout* del campo con un ricevitore a cavità. Questi erano impianti con una richiesta di circa 1MW (*SSPS*, *CESA1*, *THEMIS*, *EURELIOS*, ...), mentre l'impianto *Barstow* (USA) da 10MW aveva selezionato una configurazione di tipo *surrounding field* con un ricevitore cilindrico esterno. Successivamente il progetto spagnolo-tedesco *GAST* (20MW con un ricevitore tubolare ad aria compressa) ha preferito un approccio *north field* con un ricevitore a cavità. La stessa scelta è stata fatta nei recenti impianti commerciali *PS10* e *PS20* a Seville [12].

L'impianto tedesco (recentemente connesso alla rete elettrica) ha scelto il *layout surrounding field*. Questo ha una potenza nominale di 20MW e un grande stoccaggio, che lo rende equivalente ad un impianto da 50MW. Tutti i progetti in costruzione o in fase di progettazione con grandi torri solari in USA preferiscono la stessa tipologia strutturale.

I pannelli con tubi verticali e modulari nei ricevitori cilindrici sembrano essere i più facili nel design meccanico. Inoltre i ricevitori cilindrici sono molto meno pesanti di quelli a cavità. Ma di contro, le radiazioni ricevute nei tubi vengono distribuite molto più facilmente in modo uniforme nei ricevitori a cavità (con un design appropriato), mentre in quelli esterni il flusso delle radiazioni può causare lo scarico di eliostati o una maggiore fuoriuscita se i flussi massimi consentiti vengono superati in un dato momento.

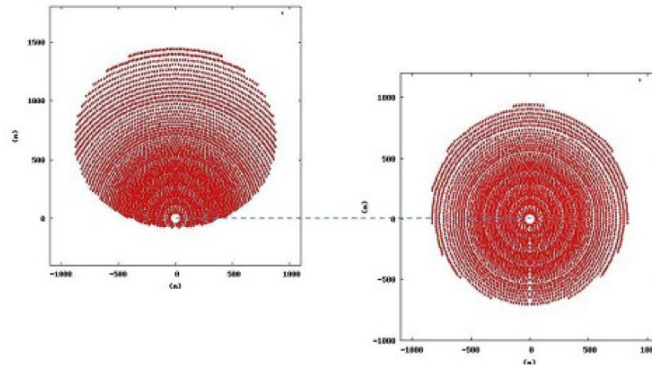


Figura 3.1: Comparazione tra il layout del north e surrounding field

In figura 3.1 sono rappresentati in due diversi approcci. La torre solare è fissata sulla stessa linea orizzontale.

Si può vedere come il *north field* richiede eliostati molto più lontani dalla torre rispetto al *surrounding field*. Questo gioca un ruolo importante contro la scelta dei ricevitori a cavità, poiché quando le dimensioni dell'impianto crescono si riduce il fattore di intercettazione (fattore che include le aberrazioni off-axis -i.e. astigmatismo- errori della superficie come microscopiche imperfezioni e errori di pendenza, errori di *tracking* del sole e forma del sole) e aumentano le perdite per attenuazioni atmosferiche. D'altronde il fattore coseno (che è il termine per identificare l'energia che si perde quando non si è volti direttamente verso i raggi del sole) è sempre migliore nei *north field*.

Quindi c'è un *trade-off* tra i due approcci. Tipicamente per impianti con stoccaggio inferiori a $50MW$ si sceglie il *north field*, mentre per quelli superiori quello *surrounding field*. Per il caso da noi considerato, con una potenza nominale di circa $53MW$, abbiamo scelto la configurazione *surrounding field*.

3.1.2 Livello del campo specchi

Per quanto riguarda il campo, ci sono tre fattori principali: la latitudine dell'impianto, la pendenza del terreno e l'uso di eliostati diversi nello stesso campo. I primi due incidono sulla geometria del campo stesso, mentre l'uso di diversi eliostati è una questione legata prevalentemente all'ambito economico.

3.1.2.1 Layout del campo a differenti latitudini

Guardando la mappa delle radiazioni solari sulla terra, le latitudini migliori ove installare l'impianto solare sono quelle che vanno dai 10° ai 40° in entrambi gli emisferi. In questa fascia, la dimensione del campo e l'altezza della torre variano sensibilmente. In [12] viene studiato e ottimizzato un impianto di $100MW$, senza stoccaggio di energia, con una superficie riflettente di $480000m^2$ per un totale di 4000 eliostati di $120m^2$ l'uno. Riportiamo questo studio poiché purtroppo pochi

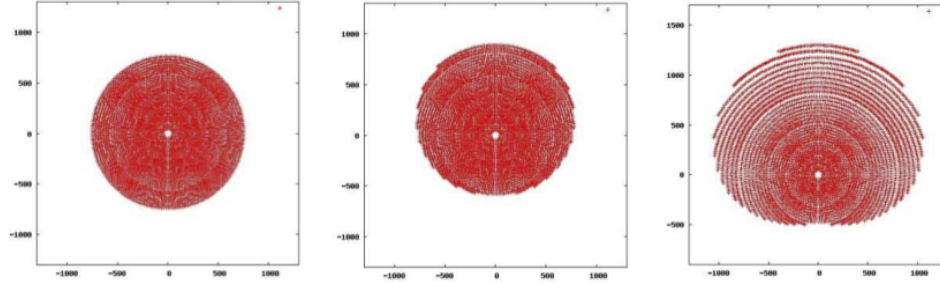


Figura 3.2: Layout del campo per latitudini 0°, 20° e 60°

Latitudine	0°	10°	20°	30°	40°	50°
Altezza torre	210	202	199	191	186	178
Distanza ultimo eliostato	809	871	929	987	1158	1270
Efficienza design point	67.6%	67.2%	66.6%	65.3%	64.7%	62.4%
Efficienza annuale campo	57.5%	57.2%	57.0%	56.8%	55.9%	53.3%

Tabella 3.1: Altezza della torre, distanza eliostato più lontano e efficienza del campo in funzione della latitudine

dati sono resi disponibili da parte delle industrie e quindi ci riconduciamo ad un caso già studiato che ha la stessa tipologia di layout *del nostro progetto*. Nella Figura 3.2 viene mostrato il *layout* ottimale di questo impianto (di tipo *surrounding field*) per le latitudini 0°, 20° e 60° (l'ultimo caso viene mostrato allo scopo di sottolineare l'evoluzione del campo specchi).

È interessante vedere come il *layout* del campo si evolve da una forma circolare all'equatore verso una forma più grande ed allungata verso nord quando ci si sposta verso latitudini più alte. A basse latitudini il campo è molto più compatto in base al fatto che gli eliostati lavoreranno prevalentemente in posizioni orizzontali per la maggior parte del giorno; questo causa una altezza della torre maggiore. La dimensione del campo specchi passa da $1.8km^2$ a 0° di latitudine a $3.4km^2$ alla latitudine 60°. L'efficienza del campo risulta essere ovviamente migliore a basse latitudini. In tabella vengono mostrati l'influenza della latitudine sull'efficienza del campo specchi, l'altezza della torre e la distanza dell'eliostato più lontano:

Questi risultati dipendono dal fatto che, a basse latitudini, c'è un fattore coseno più basso, che però viene compensato da una minore attenuazione atmosferica dettata dal fatto che il campo risulta essere più compatto.

3.1.2.2 Pendenze del terreno

Un vantaggio di avere una torre solare al posto di collettori parabolici è che il terreno non deve essere perfettamente livellato per l'installazione del campo specchi. La Figura 3.3 mostra l'influenza del fattore coseno nelle diverse parti del campo specchi.

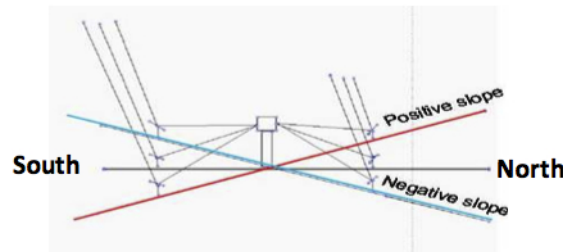


Figura 3.3: Angoli tra i raggi del sole e le parti nord e sud del campo specchi

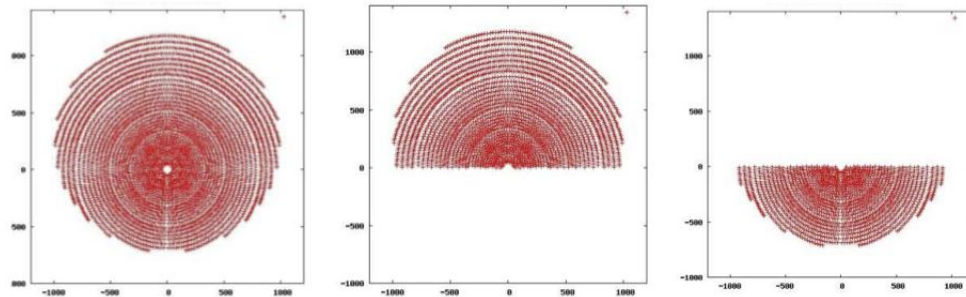


Figura 3.4: Parte nord e sud del layout surrounding field

Nella parte nord del campo, una pendenza positiva ridurrebbe significativamente il fattore coseno, ma allo stesso tempo, la distanza tra gli eliostati e il ricevitore diventerebbe più piccola (vedi Figura 3.4) e quindi ci sarebbe un'influenza positiva rispetto al fattore dell'attenuazione atmosferica. L'influenza sul fattore di intercettazione è molto più complessa da valutare rispetto all'angolo di incidenza (che gioca un ruolo sull'aberrazione e corrisponde alla qualità della riflessione del sole), ma questa dovrebbe diminuire l'efficienza, ma una minor distanza tra gli specchi e la torre dovrebbe compensare questo problema. Riguardo all'ombreggiatura e al blocco dei fasci di luce, una pendenza positiva farà migliorare questo fattore e permetterà di avere un *layout* più compatto che farà ottenere risultati migliori sul fattore di intercettazione e ridurrà l'attenuazione atmosferica.

Viceversa, nella parte sud del campo, una pendenza avrà un'influenza positiva sul fattore coseno, mentre l'effetto sarà negativo rispetto all'attenuazione atmosferica, come conseguenza del fatto che per evitare di aumentare il fattore di bloccaggio bisognerà avere un campo meno compatto. Anche il fattore di intercettazione risulterà peggiorato nella parte sud del campo.

In tabella 3.2 viene illustrato l'impatto sull'efficienza di una pendenza su entrambe le parti del campo specchi; se ne deduce che pendenze positive in direzione nord possono aumentare l'efficienza del campo specchi (Vedi Tabella 3.3).

L'influenza negativa di pendenze minori del 5% in direzione sud non è così grande da giustificare la spesa del livellamento del terreno, per cui tipicamente si

Fattori	Parte nord del campo				Parte sud del campo			
	Nulla	5%	10%		Nulla	5%	10%	
Coseno	0.8114	0.8073	0.8031	-	0.6750	0.6803	0.6853	+
Eff. atmosferica	0.9282	0.9288	0.9294	+	0.9432	0.9426	0.9419	-
Eff. intercettazione	0.8809	0.8841	0.8877	+	0.9369	0.9355	0.9329	-
Blocco&ombra	0.9360	0.9423	0.9474	+	0.9455	0.9502	0.9538	+
Eff. annuale del campo	58.5	58.8	59.0	+	52.3	52.8	53.3	+
Pot. Med per eliost. (kW)	50.0	50.3	50.4	+	44.7	45.2	45.6	+
N° eliostati	2498	2484	2464		1502	1516	1536	

Tabella 3.2: Fattori di efficienza del campo specchi in funzione della pendenza del terreno

Pendenza	-10%	-5%	Orizzontale	5%	10%
Efficienza annuale del campo	56.0%	56.6%	57.1%	58.1%	58.4%

Tabella 3.3: Efficienza annuale del campo con pendenze da -10° a $+10^\circ$

mantiene questa eventuale pendenza. Pendenze in direzione est o ovest giocano un ruolo neutrale rispetto ai fattori considerati.

3.1.2.3 Eliostati diversi nel campo

Gli eliostati di un campo specchi sono caratterizzati da un errore di posizionamento misurabile in radianti, che incide sul fattore di intercettazione e quindi sull'errore che si compie nella riflessione del sole. Gli eliostati usati per il campo specchi analizzato in [12] hanno un errore di 2.9mrad . Ovviamente un errore maggiore (minore) coincide con un costo minore (maggiore) degli eliostati. Purtroppo non è noto il costo per m^2 degli specchi e quindi è stato supposto un costo di $160\text{€}/m^2$. Oltre alla qualità dello specchio, il fattore di intercettazione è influenzato dalla posizione dell'eliostato nel campo specchio. Se supponiamo di utilizzare altri due tipi di eliostati caratterizzati da un errore di 3.9mrad e 4.9mrad rispettivamente, si può facilmente calcolare l'efficienza (rispetto al fattore di intercettazione) degli specchi che compongono il campo. In Figura 3.5 sono rappresentate le efficienze degli eliostati, dove quelli colorati di rosso hanno un'efficienza di 95 – 100%. Ogni cambiamento di colore coincide con una diminuzione del 5% dell'efficienza del fattore di intercettazione.

È chiaro come siano presenti sempre un certo numero di eliostati con un'efficienza del fattore di intercettazione pari al 95 – 100%, per cui non è strettamente necessario avere solo gli eliostati migliori disponibili, ma si può comporre un campo specchi eterogeneo.

Per gli eliostati con più bassa efficienza, non è noto il loro costo, ma considerando un *range* da $120\text{€}/m^2$ a $15\text{€}/m^2$, si può calcolare la percentuale degli specchi da sostituire per ottenere una sensibile diminuzione del costo totale del campo specchi ottenendo una riduzione dell'efficienza non critica (Vedi Tabella 3.4).

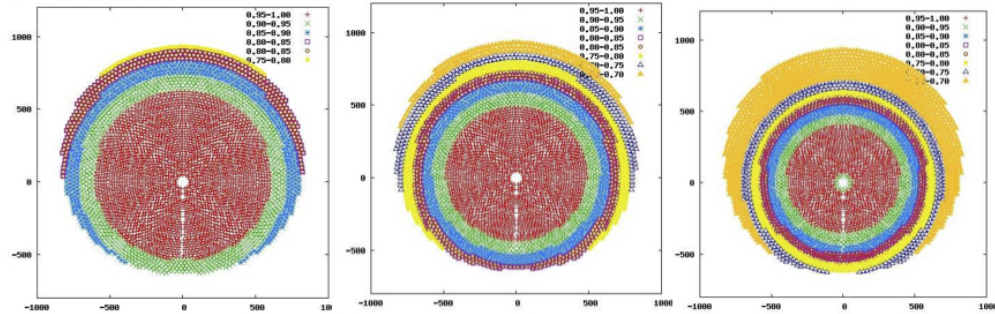


Figura 3.5: Fattore di intercettazione per un impianto di potenza 100MW con eliostati da 2.9, 3.9 e 4.9 mrad di errore di immagine

Costo eliostati	% 3.9/2.9	Efficienza annuale	% 4.9/2.9	Efficienza annuale
150 €/m ²	92%	56.6%	73%	57.6%
140 €/m ²	100%	56.2%	87%	56.8%
130 €/m ²	100%	56.2%	100%	56.2%
120 €/m ²	100%	56.2%	100%	56.2%

Tabella 3.4: Percentuale ottima di sostituzione in base alla qualità degli eliostati

La percentuale ottima di sostituzione è stata calcolata tramite appositi risolutori. Si nota subito come una grossa sostituzione degli eliostati viene raccomandata anche se l'efficienza ha una riduzione non trascurabile. Per cui se un aumento di 1mrad dell'errore ha un impatto di 10€/m^2 , una sostituzione del 92% degli specchi totali è raccomandata. Se ha un impatto di 20€/m^2 , l'intero campo specchi viene sostituito. Se la riduzione di 10€/m^2 ha un impatto di 2mrad , $\frac{3}{4}$ del campo dovrebbe essere sostituito per ottenere il minimo costo dell'elettricità generata. Per cui la conclusione è che la via per rendere questa tecnologia competitiva è la ricerca di eliostati a buon mercato, anziché la ricerca di eliostati sempre più precisi. Per ottenere un'efficienza maggiore bisognerà sviluppare dei metodi di correzione per attenuare il fattore di errore dettato da eliostati meno performanti.

3.1.3 Livello degli eliostati

A livello del singolo eliostato ci si può domandare se convenga avere eliostati piccoli piuttosto che grandi o a forma quadrata piuttosto che rettangolare.

3.1.3.1 Dimensione degli eliostati

Nei primi anni 80 la maggior parte degli eliostati avevano una superficie riflettente di 40m^2 . Successivamente divenne comune pensare che fosse meglio avere eliostati con maggior superficie riflettente, poiché il costo del meccanismo e del controllore per muovere una superficie riflettente di doppia dimensione è di costo minore ri-

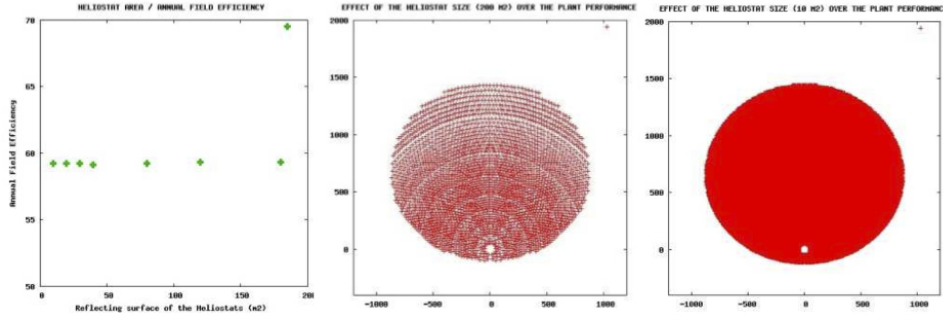


Figura 3.6: Efficienza annuale in funzione della dimensione del campo specchi e i relativi layout

spetto ad una doppia serie di questi componenti. Così si sono costruiti, e testati con successo, eliostati che andavano da $100m^2$ a $200m^2$. Come conferma, i recenti impianti costruiti in Spagna usano eliostati da $120m^2$ l'uno.

D'altra parte eliostati da $7m^2$ sono stati testati positivamente in un impianto pilotato in Israele e eliostati da $14m^2$ saranno utilizzati in impianti commerciali in costruzioni negli USA. Un'altro impianto pilotato che usa eliostati da $1m^2$ è stato recentemente costruito sempre in USA, dove però il *layout* del campo è totalmente differente e non confrontabile con quelli analizzati finora.

In Figura 3.6 è mostrata il *layout* che si ottiene sempre per un impianto da $100MW$.

La conclusione è che la dimensione degli eliostati non è importante se consideriamo il *layout* del campo e l'efficienza annuale del campo. Per cui, la dimensione degli specchi è solo una scelta progettuale; se si fissa la dimensione e la forma degli eliostati, si vincolerà di conseguenza la dimensione e la forma dei ricevitori, dato che i ricevitori e gli eliostati devono avere forme e dimensioni legate tra loro.

Dal punto di vista economico, la scelta di piccoli o di grandi specchi è influenzata dal costo al m^2 . Nel valutare i costi di un campo solare, entrano in gioco moltissimi fattori anche al di fuori degli specchi (anche se il campo degli specchi costituisce la maggior parte del costo dell'impianto totale). Molti sono gli studi che sono stati fatti nel corso degli anni; uno di questi, che considera tutti i fattori, è quello compiuto da Sandia [28], che conclude che ci sono più vantaggi a installare eliostati di grande superficie.

Di contro, eliostati più piccoli hanno come conseguenza ricevitori più piccoli. Questo ha un impatto positivo sul costo e sulle dispersioni termiche del ricevitore e quindi è un aspetto positivo da tenere in considerazione.

3.1.3.2 Forma degli eliostati

Finora sono stati usati quasi sempre eliostati di forma quadrata o leggermente allungata. Se consideriamo i fattori di blocco e di ombra, questi aumentano nel caso portiamo gli eliostati da una forma quadrata ad una forma allungata nel senso verticale dello specchio e di conseguenza avremo un campo molto meno compatto

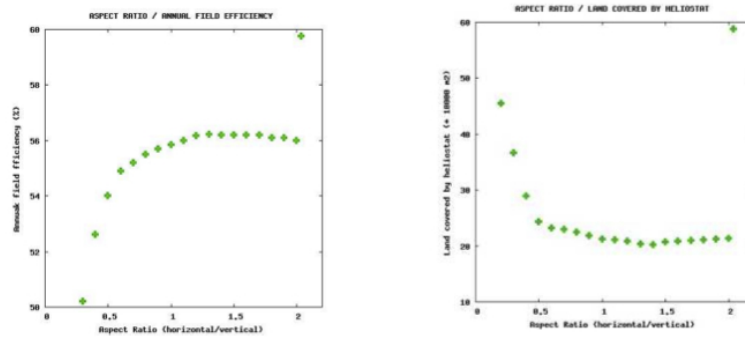


Figura 3.7: Efficienza del campo e area occupata in funzione della forma dell'eliostato

e meno efficiente. Quindi non conviene allungare verticalmente la forma degli specchi. Invece, se allunghiamo orizzontalmente gli specchi, avremo un aumento di efficienza, piccolo, ma pur sempre un aumento.

La Figura 3.7 mostra come un rapporto tra base ed altezza di 1.2 dell'eliostato porta ad un aumento dell'efficienza dell'1% rispetto ad eliostati di forma quadrata.

3.2 Geometria dei ricevitori

La geometria dei ricevitori è dettata dalla composizione dei moduli di bassa e di alta temperatura. Bisogna distinguere i due casi, dato che le forme sono diverse.

3.2.1 Assorbitori a bassa temperatura

Il singolo ricevitore a bassa temperatura è composto da 21 assorbitori ad alta temperatura. Il concetto del modulo a bassa temperatura consiste in un insieme di tubi avvolti a spirale: in serie a tale assorbitori vi sono i moduli secondari, ad alta temperatura. La corretta geometria della spira è necessaria al fine di migliorare il coefficiente di trasferimento di calore; la sezione assiale dell'assorbitore è approssimativamente ellittica, così da ottenere una distribuzione omogenea della densità del flusso solare sui tubi, evitando picchi locali di temperatura. I tubi curvi sono molto flessibili, e così vengono ridotte le sollecitazioni meccaniche di dilatazione termica del materiale del tubo: i tubi sono rivestiti con vernice nera per raggiungere un elevato coefficiente di assorbimento solare. Il layout del ricevitore di bassa temperatura è costituito da 16 tubi collegati in parallelo, ciascuno con una lunghezza di $2.3m$ ed un diametro di $28mm$, con una superficie di apertura frontale di $1,24m^2$. Con una radiazione solare incidente di $200kW/m^2$, un flusso d'aria di $1,357kg/s$ può ricevere un aumento di temperatura di $250^\circ C$. La temperatura massima del tubo è di $950^\circ C$, anche se tali assorbitori portano la temperatura del fluido fino a circa $600^\circ C$. La caduta di pressione associata a questo modulo è di

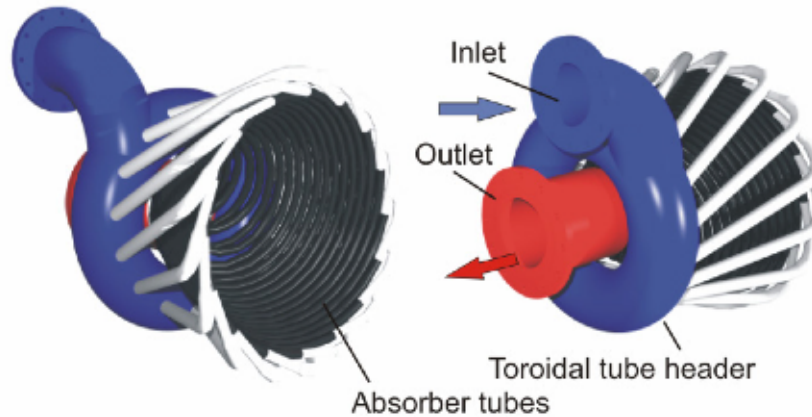


Figura 3.8: Schema dell'assorbitore di bassa temperatura

circa 100mbar , che rappresenta i $2/3$ della caduta di pressione totale del ricevitore [17].

Una vista schematica del modulo a bassa temperatura può essere vista nella Figura 3.8.

I moduli di bassa temperatura sono inseriti in un contenitore quadrato. Per cui, avendo a disposizione l'area dell'assorbitore (che è di forma circolare), si ricava il diametro $d = 2r = 2\sqrt{\frac{1,24}{\pi}} = 1,2565\text{m}$. Dal diametro possiamo ricavare l'area del quadrato $A = d^2 = 1,5788\text{m}^2$. Quindi l'area totale del ricevitore è $A_{ric} = 21 * A = 33,155\text{m}^2$. Bisogna disporre gli assorbitori in modo da poter dare una prima stima della dimensione degli specchi. Una configurazione può essere un quadrato 5×5 a cui togliamo i 4 moduli posti negli angoli, però secondo le opinioni riportate in Sezione 3.1.3.2 conviene disporre il ricevitore in modo tale che gli specchi siano di forma rettangolare; per cui possiamo disporre i moduli in 3 file da 5 più una fila centrale (la seconda o la terza) da 6 moduli. In Figura 3.9 sono rappresentate le due configurazioni.

Nella prima configurazione abbiamo un quadrato di area $A_{ric1} = (5 \cdot d)^2 = (5 \cdot 1,2565)^2 = (6,2825)^2 = 39,4704\text{m}^2$ per cui possiamo proporre degli specchi quadrati di superficie pari a 40m^2 .

Nella seconda configurazione, la base del rettangolo che si forma dall'insieme dei moduli è $b = 6 \cdot d = 6 \cdot 1,2565 = 7,5390\text{m}$, mentre l'altezza è $h = 4 \cdot d = 4 \cdot 1,2565 = 5,0260\text{m}$ (un rapporto base/altezza pari a $\frac{b}{h} = \frac{7,5390}{5,0260} = 1,5$). Lo specchio può aver la dimensione $7,7\text{m} \times 5,2\text{m}$ e quindi un'area di 40m^2 .

Quindi nella seconda configurazione avremo una migliore efficienza annuale del campo specchi (in una fase di ottimizzazione del progetto questo potrà essere sfruttata per diminuire il numero di specchi).

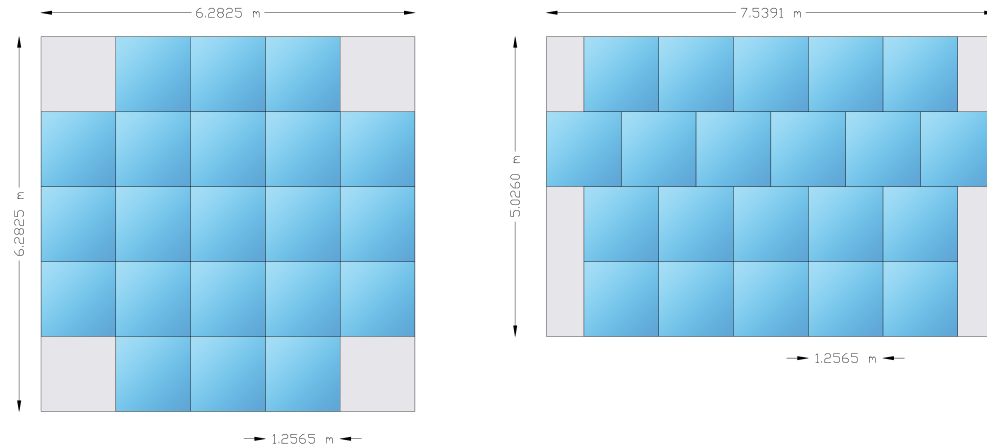


Figura 3.9: Configurazioni assorbitori di bassa temperatura

3.2.2 Assorbitori ad alta temperatura

Il singolo ricevitore ad alta temperatura è composto da 21 assorbitori ad alta temperatura. Il modulo dell'assorbitore ad alta temperatura consiste in un assorbente ceramico di SiC con una porosità di $20ppi$ installato su una struttura con fibra rinforzata a base di allumina. Per contenere i costi, si utilizza una geometria a nervature, risultante in una quantità relativamente bassa di strutture ceramiche costose. La struttura finale consiste di dodici segmenti tenuti insieme da due anelli di serraggio, sempre composti dalla stessa fibra di materiale ceramico rinforzata. Ai piedi delle nervature, viene utilizzata una forma a T per consentire il fissaggio all'involucro metallico esterno (che è a bassa temperatura) [17]. L'aria pressurizzata viene mantenuta all'interno dell'assorbitore da una finestra di quarzo che ha un profilo semi-ellittico con diametro di $620mm$ in corrispondenza dell'estremità aperta ed una profondità di $420mm$. Il suo spessore di $8mm$ permette di resistere a pressioni fino a $19.5bar$. È installato un sistema di raffreddamento attivo, basato su 18 ugelli che soffiano aria fredda verso la finestra di quarzo, così da impedire la rottura della finestra causato dal surriscaldamento. L'installazione del sistema di raffreddamento non influenza l'equilibrio di potenza dell'impianto in quanto il consumo di energia del ventilatore è trascurabile.

La Figura 3.10 A mostra uno schema del ricevitore volumetrico utilizzato come modulo di alta temperatura, mentre in B è visualizzata una tipica formazione di tre assorbitori.

La Figura 3.10 B mostra anche come è stato realizzato il singolo modulo. Infatti sull'assorbitore (di forma cilindrica) è installato un concentratore secondario di forma esagonale, che permette una migliore riflessione dei raggi solari sull'assorbitore stesso e rende anche più facile costruire un ricevitore composto da più moduli, sistemandoli con la tipica forma a nido d'ape.

Il modulo è caratterizzato da una potenza termica nominale di $400kW$, aumenta la temperatura di $250^{\circ}C$ con una portata d'aria di $1,357kg/s$ ed ha un efficienza

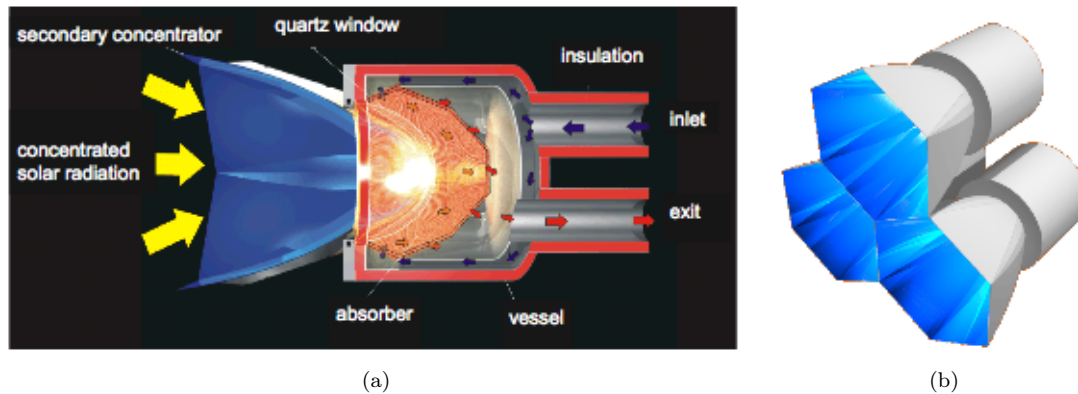


Figura 3.10: Schema dell'assorbitore di alta temperatura e assemblaggio di più assorbitori

media del 80% circa. Sul ricevitore viene installato un bypass per consentire la riduzione della portata che passa attraverso il ricevitore e, conseguentemente, aumentare la temperatura di uscita del ricevitore, con lo scopo di mantenere costante la temperatura di ingresso in camera di combustione.

L'assorbitore di alta temperatura ha una geometria più complessa. La superficie riflettente totale frontale dei ricevitori è di $208,32m^2$, che equivalgono a $52,08m^2$ per lato. Il solo ricevitore di bassa temperatura occupa (non considerando l'area non coperta dai moduli) $26,04m^2$, per cui rimangono altri $26,04m^2$ liberi. Ogni modulo di alta temperatura ha un'area di circa $1,24m^2$, come quelli di bassa temperatura. Siccome la forma di un singolo modulo è quella di un esagono regolare di lato l e l'area si calcola secondo la formula:

$$Area = \frac{\sqrt{3}l^2}{4}$$

da cui si può ricavare il lato che è pari a $l = 0,691m$. La tipica disposizione per questi moduli è a nido d'ape, come in Figura 3.11

In questa configurazione abbiamo un rettangolo di area $A_{ric} = 4,79 \cdot 6,56 = 31,4224m^2$ per cui possiamo proporre degli specchi con dimensione $5m \times 7m$.

3.2.3 Posizionamento dei ricevitori

Nella sezione precedente abbiamo analizzato i due ricevitori separatamente. Questi devono però essere collegati in serie o in parallelo. È chiaro che non possiamo creare un unico ricevitore con moduli di alta e bassa temperatura mischiati, perché non potremmo irraggiare correttamente i diversi moduli senza rischiare di fornire troppo calore ai moduli di bassa temperatura (e quindi rischiare rotture del sistema). Per cui deve esserci una separazione definita tra i due tipi di ricevitori.

Si potrebbe pensare di porre il ricevitore di bassa temperatura ai bordi del ricevitore di alta temperatura, formando così un unico ricevitore. Si sfrutterebbe

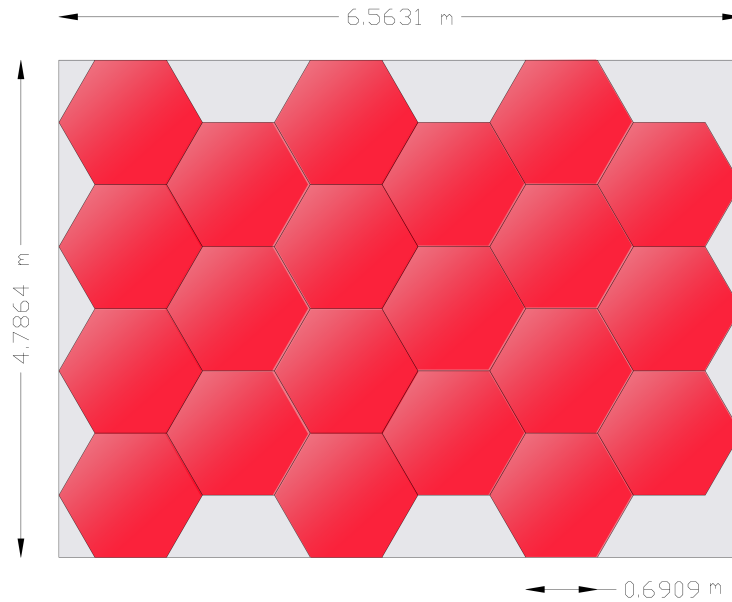


Figura 3.11: Configurazione assorbitori di alta temperatura

così il fatto che l'immagine riflessa del sole, avrà uno *spot* di calore al centro (dove sono posti i moduli di alta temperatura), mentre sui bordi (dove sono posti i moduli di bassa temperatura) si genera un'energia inferiore che non danneggerebbe il ricevitore di bassa temperatura. Questa formazione ha anche il pregio di non dover utilizzare due tipi di eliostati con diverse dimensioni. Purtroppo, così facendo, si ha minor controllo sui due ricevitori, che si distinguono per politiche di controllo. Infatti, se in un determinato momento della giornata il ricevitore riceve una certa quantità di energia, questa potrebbe essere sufficiente per il moduli di alta temperatura, mentre potrebbe risultare troppo elevata per i moduli di bassa temperatura. Dovremmo quindi mettere in posizione di riposo un certo numero di eliostati per evitare sovraccarico degli assorbitori di bassa temperatura, però, non essendo i due ricevitori distinti, toglieremmo energia anche agli assorbitori di alta temperatura. Questa configurazione risulta quindi essere più vantaggiosa in termini di gestione degli specchi (un solo tipo di eliostati in tutto il campo specchi), ma risulta essere svantaggiosa se guardiamo l'efficienza dei due tipi di ricevitore.

Rimane così una sola possibile configurazione, cioè quella di porre i due ricevitori in serie e separati.

Più in dettaglio, si è deciso di installare i ricevitori su quattro lati della torre anziché su un solo lato, anche al fine di contenere le dimensioni della torre e poiché è stato deciso di adottare un approccio di tipo *surrounding field*. I quattro lati sono configurati allo stesso modo così come riportato nel dettaglio in Figura 3.12

(Side A, B, C e D). Ognuno dei quattro lati è composto da un collettore “freddo” sul quale, per mezzo dei tubi di collegamento, arriva l’aria in uscita al compressore. In uscita a tale collettore vi sono 20 tubi in parallelo. Su ognuno di questi tubi, l’aria contenuta in essi passa in cascata dapprima su un assorbitore di bassa temperatura (*Low Temp* in Figura 3.12) e successivamente attraversa un assorbitore di alta temperatura (*High Temp* in Figura 3.12), come spiegato in precedenza. In uscita ai due assorbitori (disposti in cascata), vi è un collettore “caldo”, sul quale confluisce l’aria riscaldata dai 20 assorbitori disposti in parallelo. In uscita a tale collettore “caldo” vi è un unico tubo di collegamento, il quale collega un certo lato del ricevitore con la base della torre solare. Considerando tutti e quattro i lati della torre, i quattro tubi un uscita dal collettore caldo confluiscono su un collettore generale, in ingresso al quale vi è anche la tubazione che serve per l’eventuale by-pass del ricevitore. Tale tubo di by-pass è stato progettato per situazioni in cui non si vuole far passare l’aria attraverso il ricevitore (ad esempio in caso di funzionamento eccezionale).

L’apertura esagonale degli assorbitori secondari è inscritta in un cerchio di diametro di 1,2 metri, con lunghezza di 1 m ed angolo di accettazione dei raggi del sole di 21° . Le piastre di alluminio trapezoidali dell’assorbitore sono raffreddate ad acqua. Nella prima serie di assorbitori, vengono utilizzati degli assorbitori tubulari, in modo da mantenere un costo di produzione basso, senza sacrificare un’alta efficienza termica e basse perdite di carico.

Per prima cosa bisogna prima capire come funziona il ciclo di generazione dell’energia. La torre ha alla base un compressore che porta aria compressa a temperatura di 450°C ai ricevitori. L’aria ora deve essere portata ad una temperatura di circa 900°C prima di essere passata alla camera di combustione per innalzare la temperatura fino a 1300°C . A questo punto passa alla turbina per la generazione di energia elettrica. Per portare l’aria a 900°C è stato deciso di usare prima un ricevitore a bassa temperatura, che porta l’aria fino a 650°C , che poi passa ad un ricevitore ad alta temperatura che porta l’aria fino ai 900°C richiesti. Dopo l’aria passerà alla camera di combustione ed infine alla turbina.

Abbiamo quindi 2 tipi di ricevitori ai quali devono essere forniti 19.356MWth (bassa temperatura) e 32.3532MWth (alta temperatura).

I ricevitori sono a loro volta composti da una serie di assorbitori di alta e bassa temperatura, i quali sono diversi per dimensione, forma e efficienza.

Per raggiungere la potenza nominale stabilita, sono necessari 84 assorbitori ad alta temperatura e 84 assorbitori a bassa temperatura. Quindi per ogni lato ci sono un totale di 21 assorbitori per tipo di ricevitore (Vedi schema in Figura 3.12)

L’aria viene così riscaldata gradualmente su ogni lato della torre, grazie a due ricevitori posti in serie.

In conclusione, abbiamo deciso di adottare questa ultima configurazione dei ricevitori, poiché risulta essere la più efficiente. Permette anche di disaccoppiare i due tipi di ricevitori, implementando un controllore in anello chiuso che avrà lo stesso funzionamento, ma avrà parametri diversi che permetteranno una migliore gestione delle risorse.

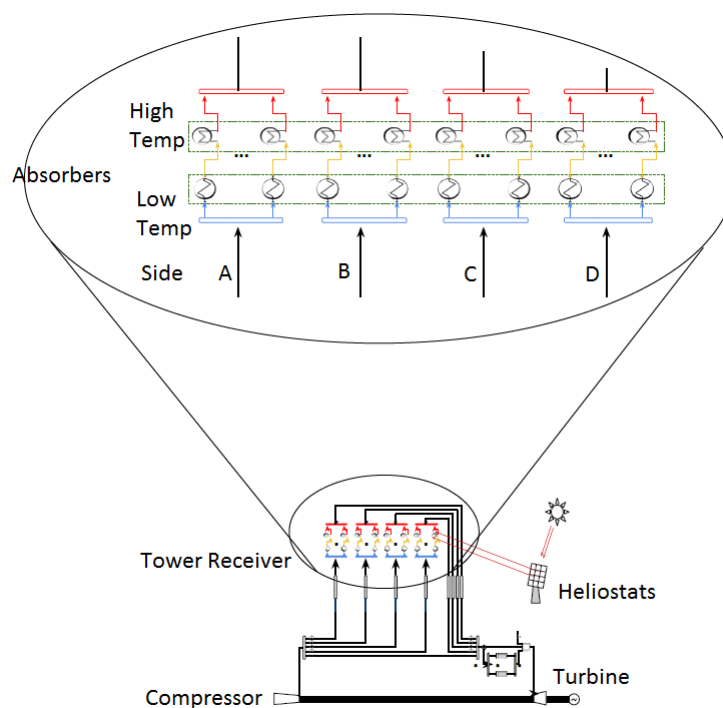


Figura 3.12: Configurazione degli assorbitori

3.3 Implementazione dell'impianto

Il *layout* del campo degli eliostati è di tipo *surrounding field*. Esistono molti *software* che calcolano il posizionamento ottimale degli eliostati. Tutti prendono in considerazione i fattori descritti in precedenza. Purtroppo non è possibile specificare la possibilità di avere due ricevitori con diversa forma, geometria e prestazioni, per cui abbiamo dovuto ovviare a questo problema considerando il fatto che l'assorbitore di alta temperatura richiede il doppio, in termini di potenza *Watt* da assorbire, rispetto al ricevitore di bassa temperatura. In più le geometrie sono molto diverse. Abbiamo deciso di considerare la seconda tipologia di geometria per gli eliostati di bassa temperatura. In questo modo i due diversi tipi di eliostati risultano essere simili, $5m \times 7m$ per gli eliostati di alta temperatura contro i $5,2m \times 7,7m$ per gli specchi di bassa. Siccome il ricevitore di alta temperatura necessita $8,4MW$, mentre quello di bassa temperatura necessita $4,2MW$, possiamo scomporre il ricevitore di alta temperatura come 2 ricevitori di bassa temperatura; per cui, su ogni lato della torre, abbiamo 3 ricevitori con la stessa forma che richiedono $4,2MW$ l'uno. In conclusione l'ipotetico ricevitore da impostare per un software di calcolo del *layout* ha dimensioni $5,02m \times 7,54m$ e che richiede $4,2MW \cdot 3 \cdot 4 = 50,4MW$. Noi abbiamo usato un *software* chiamato *Thermoflex*.

3.3.1 Thermoflex

Thermoflex è un programma totalmente flessibile per la modellizzazione e la simulazione di bilanci termici. I modelli sono costruiti assemblando componenti grafici in stile linguaggio *Lego*. È usato per modellizzare cicli combinati, impianti a vapore, impianti di processi e altro ancora. Permette calcoli sia a livello di design dell'impianto che di simulazione dell'impianto. Questo *software* ha tre modalità di lavoro: *Thermodynamic mode*, *engineering mode* e *off-design mode*. La prima modalità serve per costruire il modello e dimensionare l'impianto; è la prima fase necessaria del ciclo di costruzione dell'impianto. È la fase dove vengono impostati i parametri di input e vengono automaticamente generate le caratteristiche dell'impianto. L'*engineering mode* è una rappresentazione intermedia dove vengono eliminati dei gradi di libertà. L'ultima modalità elimina i gradi di libertà dell'impianto e serve per analizzare i comportamenti dell'impianto in diversi punti di lavoro.

3.3.2 Dimensionamento dell'impianto

Per prima cosa, bisogna stabilire come dimensionare l'impianto. La torre solare deve essere costruita in modo tale che riesca a fornire nella maggior parte del tempo i $53MW$ alla rete, per portare il termovettore presente nelle tubazioni da $450^{\circ}C$ a $850^{\circ}C$. Nel caso non fosse possibile raggiungere questa temperatura, l'energia generata a monte dell'intero sistema rimane la stessa, ma ovviamente verrà usata una quantità maggiore di combustibile nella camera di combustione. Per questo motivo non c'è un vero e proprio vincolo da imporre alla torre solare (ma si cerca di raggiungere la temperatura desiderata), tranne quello sulla portata del termovettore in entrata e in uscita alla torre, poiché la turbina deve funzionare sempre con la stessa portata.

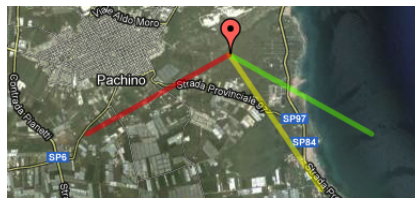
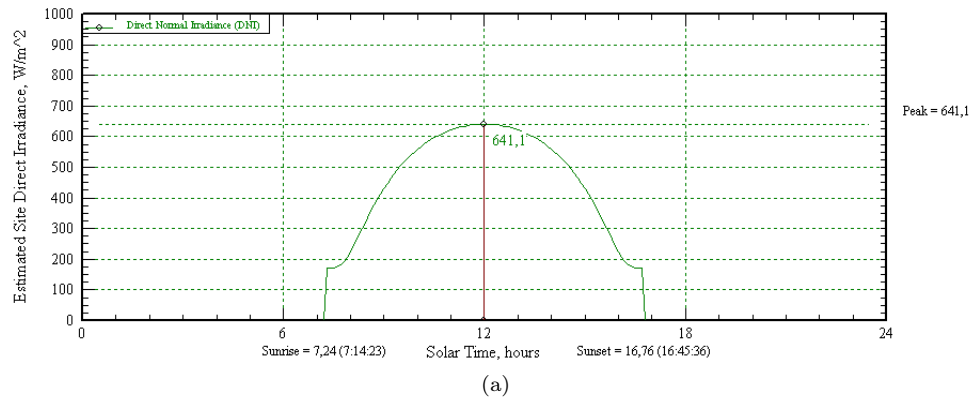
A questo punto bisogna stabilire le condizioni in cui vogliamo ottenere la temperatura. Considerando i solstizi e gli equinozi abbiamo identificato, teoricamente, 4 punti di lavoro, ma dato che per quanto riguarda la posizione e l'irraggiamento solare i due equinozi sono uguali consideriamo solo 3 punti di lavoro:

1. Solstizio d'inverno: il 20 o il 21 dicembre cade il solstizio d'inverno; il solstizio in astronomia è definito come il momento in cui il sole raggiunge, nel suo moto apparente lungo l'eclittica, il punto di declinazione massima o minima. Ogni giorno, il Sole compie un cammino apparente nel cielo che lo porta alla massima altezza rispetto all'orizzonte in un istante che prende il nome di mezzogiorno locale. Il giorno del solstizio d'inverno, al mezzogiorno locale, il sole nei luoghi non compresi tra i tropici raggiunge la minima altezza sull'orizzonte possibile per quella latitudine. Per cui questo è il giorno in cui la torre fornisce la minor quantità di MW . Se noi dimensionassimo l'impianto per ottenere i $53MW$ in questa giornata, anche in tutti gli altri giorni dell'anno il campo specchi riuscirebbe a fornire gli stessi MW . Ovviamente ci sarebbero molti eliostati da defocalizzare perché altrimenti si rischierebbe di rompere gli assorbitori poiché li sovraccaricheremmo. Questa è anche la configurazione più costosa poiché è quella che ha il maggior numero di eliostati e circa $\frac{1}{4}$ dei costi di un impianto solare è rappresentato dal campo specchi. Il solstizio invernale rappresenta quindi il giorno peggiore dell'anno. In Figura 3.13 A e B vengono mostrati l'irraggiamento che si ha il 21 dicembre ad una latitudine di 36.7° e i vettori che rappresentano la posizione del sole all'alba (linea verde), al tramonto (linea rossa) e alle ore 9.30 del mattino (linea gialla).

La durata del dì è visibilmente inferiore a quella della notte, infatti l'angolo tra il vettore che rappresenta l'alba e quello che rappresenta il tramonto è inferiore a 180° . La durata del giorno è di 9 ore, 29 minuti e 22 secondi. Alle 12.00 si ha il picco di irraggiamento che è di $641,1 \frac{W}{m^2}$.

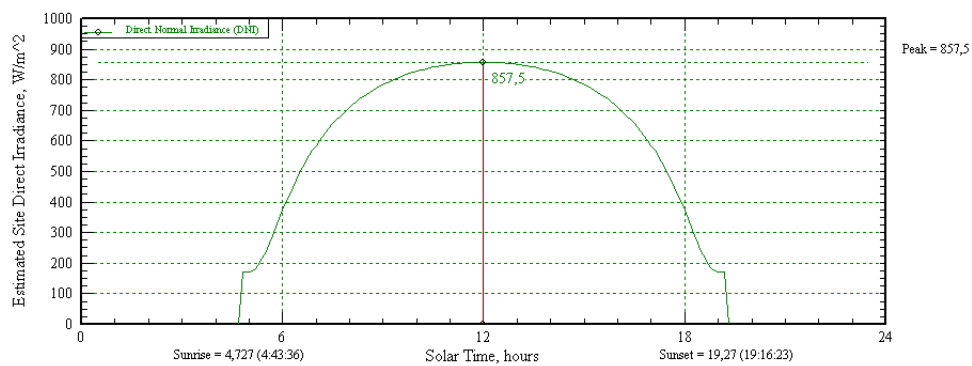
2. Solstizio d'estate: il solstizio estivo cade il 20 o il 21 giugno; al mezzogiorno locale di questo giorno, il sole nei luoghi non compresi tra i tropici raggiunge la massima altezza sull'orizzonte possibile per quella latitudine. Al contrario questo è il giorno migliore dell'anno per generare energia solare. Ovviamente questo è il caso duale a quello precedente, per cui lo identifichiamo come il caso migliore. Se dimensionassimo l'impianto per soddisfare la domanda in questa giornata, sottodimensioneremo il campo specchi e negli altri giorni dell'anno non riusciremmo ad ottenere i MW desiderati e quindi saremmo quasi sempre costretti ad aumentare il flusso di combustibile nella camera di combustione. Questa risulta quindi essere la combinazione meno costosa dal punto di vista del costo di installazione, poiché installeremo un numero molto minore di eliostati. Come per il solstizio d'inverno, in Figura 3.14 sono rappresentati l'irraggiamento solare al 21 giugno (alla stessa latitudine) e i vettori dell'alba, del tramonto e delle ore 9.30.

Si nota subito come questa sia la situazione duale, infatti, se guardiamo i vettori che rappresentano l'alba e il tramonto, l'angolo compreso tra questi

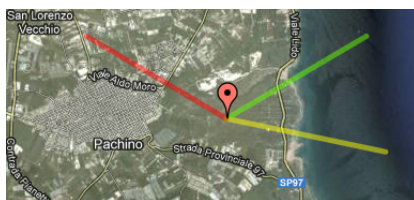


(b)

Figura 3.13: Irraggiamento solare nella giornata del 21 dicembre (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)



(a)



(b)

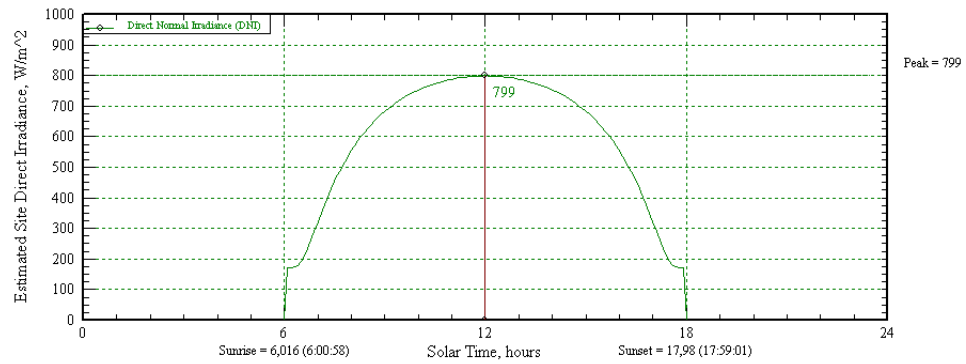
Figura 3.14: Irraggiamento solare nella giornata del 21 giugno (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)

due è maggiore di 180° , per cui la durata del dì (14 ore, 34 minuti e 36 secondi) è maggiore di quella della notte. Anche il vettore solare calcolato alle 9.30 risulta essere spostato rispetto al solstizio invernale. In più, il picco di irraggiamento solare è aumentato notevolmente: $857,5 \frac{W}{m^2}$ contro $641,1 \frac{W}{m^2}$ del caso precedente, che incidono con un divario di $216,4 \frac{W}{m^2}$. Questa notevole diversità e la durata del dì fanno capire la grossa differenza che si verrebbe a creare se scegliessimo di dimensionare l'impianto in modo tale che soddisfi perfettamente la domanda al 21 dicembre o al 21 giugno.

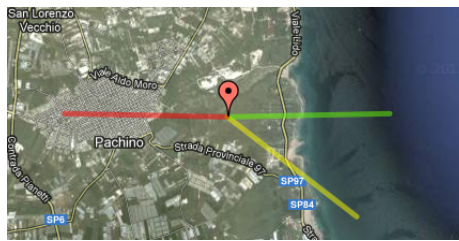
- Equinozio d'autunno e di primavera: l'equinozi cadono il 20 o il 21 settembre e il 20 o il 21 marzo. In astronomia, si definiscono equinozi i due istanti nel corso dell'anno in cui il sole si presenta all'intersezione tra l'eclittica e l'equatore celeste, (il sole si trova perpendicolare all'equatore e la separazione tra zona illuminata e zona in ombra della Terra passa per i poli). In queste due giornate, la lunghezza (in termini di tempo) del giorno e della notte sono uguali (in realtà a causa degli effetti della rifrazione atmosferica il dì risulta essere più lungo). Possiamo considerare queste giornate come il caso medio. Infatti se dimensioniamo il campo specchi per soddisfare i requisiti in questa giornata, teoricamente avremo che per metà anno gli specchi risultano essere più che sufficienti e ne dovremmo defocalizzare un certo numero, mentre per l'altra metà dell'anno abbiamo che gli specchi che otteniamo non sono sufficienti per ottenere la temperatura desiderata, per cui avremo un maggior utilizzo del combustibile. In Figura 3.15 sono mostrati l'irraggiamento solare e i vettori solari

Come si vede chiaramente, l'angolo tra il vettore solare relativo all'alba e quello del tramonto è praticamente di 180° . Questo ci dice che siamo esattamente all'equinozio, dove il dì ha la stessa durata della notte. L'irraggiamento arriva ad un picco di $799 \frac{W}{m^2}$. Chiaramente questa è una situazione intermedia tra i due solstizi. Se guardiamo all'irraggiamento e ai vettori all'altro equinozio (21 settembre), come mostrati in Figura 3.16, si può notare come questi due giorni siano praticamente uguali. L'unica cosa che cambia è l'irraggiamento solare e questo è dato dal fatto che questi diagrammi sono stati realizzati tramite *thermoflex*, il quale li costruisce basandosi su un *dataset* di campioni relativi agli anni passati. Gli equinozi, come i solstizi, non hanno una data precisa, ma nel corso degli anni occorrono al 20 o al 21 del mese. Per cui difficilmente avremo che un qualsiasi *software* ci fornisca un irraggiamento totalmente identico, ma differiranno in qualche particolare, che però risulta comunque essere trascurabile, poiché una differenza di $4,7 \frac{W}{m^2}$ non incide sensibilmente.

Non esiste una decisione giusta del giorno da scegliere per dimensionare l'impianto. La scelta dipende da molti fattori ed è dettata principalmente dai vincoli economici. Per ottenere una soluzione ottimale bisognerebbe studiare il problema dal punto di vista economico, cioè stabilire esattamente i costi dell'impianto e controllare quali

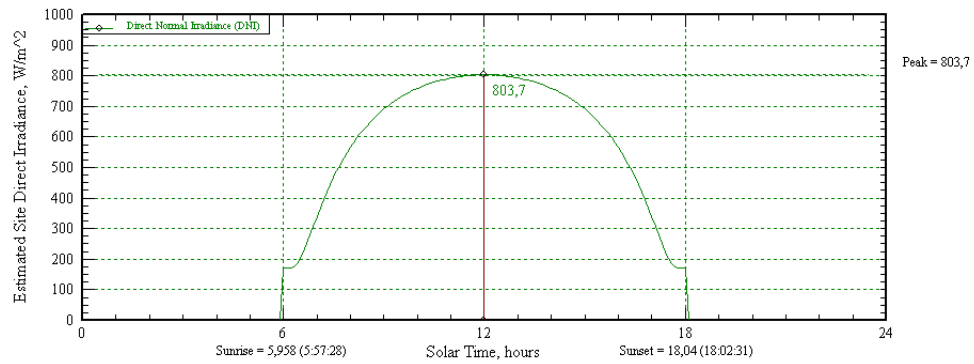


(a)

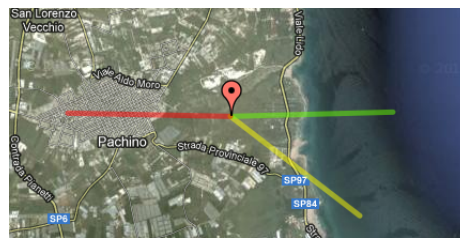


(b)

Figura 3.15: Irraggiamento solare nella giornata del 21 marzo (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)



(a)



(b)

Figura 3.16: Irraggiamento solare nella giornata del 21 settembre (a) e i vettori solari relativi all'alba, al tramonto e alle ore 9.30 (b)



Figura 3.17: Localizzazione dell'impianto (immagine presa da Google Maps)

siano gli incentivi economici europei. Una volta stabiliti questi fattori, si potrebbe studiare il problema stabilendone una formulazione matematica e ottimizzando una funzione obiettivo relativa alla produzione di energia (legata al numero di specchi) con dei vincoli di bilancio specifici.

Noi abbiamo deciso di considerare l'equinozio di primavera come caso nominale su cui dimensionare l'impianto.

3.3.3 Realizzazione dell'impianto

Per prima cosa bisogna stabilire dove verrà installato l'impianto. È chiaro che sarebbe meglio scegliere una zona il più possibile vicino all'equatore e non soggetta a numerose precipitazioni. Le zone desertiche sono sotto questo aspetto molto favorevoli, ma hanno di contro il fatto che il vento porta anche la sabbia che rovina gli eliostati e i ricevitori. Noi abbiamo deciso di installare l'impianto solare in sulla parte più meridionale della Sicilia (Vedi Figura 3.17), luogo dove è stato costruito l'impianto italiano Archimede.

In particolare il sito si trova a latitudine 36.7° e longitudine 15.1° .

Thermoflex necessita come *input*, oltre alla latitudine dell'impianto, la dimensione degli eliostati, il giorno dell'anno e molti altri parametri di efficienza del campo specchi. Come già discusso precedentemente abbiamo un ricevitore di dimensioni $5,02m \times 7,54m$, per cui abbiamo deciso di impostare la dimensione degli eliostati a $5,1m \times 7,6m$ per una superficie riflettente di $38,76m^2$. Questa dimensione non è standard e difficilmente viene prodotto un eliostato di tali dimensioni, per cui arrotondiamo la superficie a $40m^2$. Il giorno dell'anno su cui fare il dimensionamento è quello dell'equinozio di primavera, che cade il 21 marzo (80esimo giorno dell'anno). Il giorno dell'anno risulta essere molto importante perché in base al

periodo in cui ci troviamo il sole irraggerà in modo diverso la terra ad una certa latitudine, che a mezzogiorno del 21 marzo sarà di $797,7 \frac{W}{m^2}$.

Gli altri parametri sono l'efficienza del campo specchi, che si ricava dalla formula $\eta = \eta_{cos} \cdot \eta_{sb} \cdot \eta_{itc} \cdot \eta_{aa} \cdot \eta_{ref}$, per cui abbiamo:

- Fattore coseno η_{cos} : questo fattore si ricava tramite *Azimuth* e *Zenith* del sole del giorno in questione e per una data ora stabilita. Come ora di riferimento abbiamo preso mezzogiorno e data quell'ora. Dato quindi il giorno, l'ora, la latitudine e la longitudine, si può calcolare questo fattore [52]. *Thermoflex* ha già al suo interno una base di dati relative al fattore coseno, per cui basta solo conoscere *Azimuth* e *Zenith*. Nel nostro caso abbiamo che $\eta_{cos} = 0,94$.
- Fattore di ombra e blocco: questo è il fattore più difficile da calcolare poiché non è noto a priori, se non dopo la costruzione dell'impianto. Il *software* da noi usato propone dei valori di *default* ricavati in modo statistico. In particolare pone $\eta_{sb} = 0,75$.
- Fattore di intercettazione: anche questo fattore è calcolato dal *software* e viene impostato a $\eta_{itc} = 0,90$. Questa è un'approssimazione adottata a causa della complessità computazionale del fattore.
- Fattore di attenuazione: il fattore medio di attenuazione è stato impostato al 90% per cui $\eta_{aa} = 0,9$. Questo è un valore di *default* impostato da *thermoflex* stesso.
- Fattore di riflessione: questo fattore, come già descritto in precedenza, è dato dalle industrie e abbiamo deciso di impostarlo a $\eta_{ref} = 0,9$, che è un valore realistico di un eliostato (ne esistono con fattore minore e maggiore).

A questo punto si può far dimensionare l'impianto in maniera automatica. I risultati da noi ottenuti sono:

- Altezza della torre: $56,85m$
- Numero di eliostati: 2481
- Superficie riflettente: $99234m^2$
- Superficie totale del campo specchi: $484070m^2$
- Distanza della prima fila di eliostati dalla torre: $42,64m$

Abbiamo così ottenuto il dimensionamento dell'impianto; da questi dati possiamo anche calcolare il fattore di concentrazione dell'impianto pari a $\frac{99234m^2}{208.32m^2} \cong 476$ soli. Ora si può procedere al posizionamento degli eliostati. Per ottenere un primo semplice posizionamento, si può studiare il problema dal punto di vista geometrico. Per prima cosa vorremmo che il raggio solare riflesso da ogni eliostato non incontri nel suo tragitto nessun ostacolo, in particolare nessun altro eliostato, in modo da annullare il fattore di blocco di ogni eliostato. In accordo con la Figura 3.18, si vede

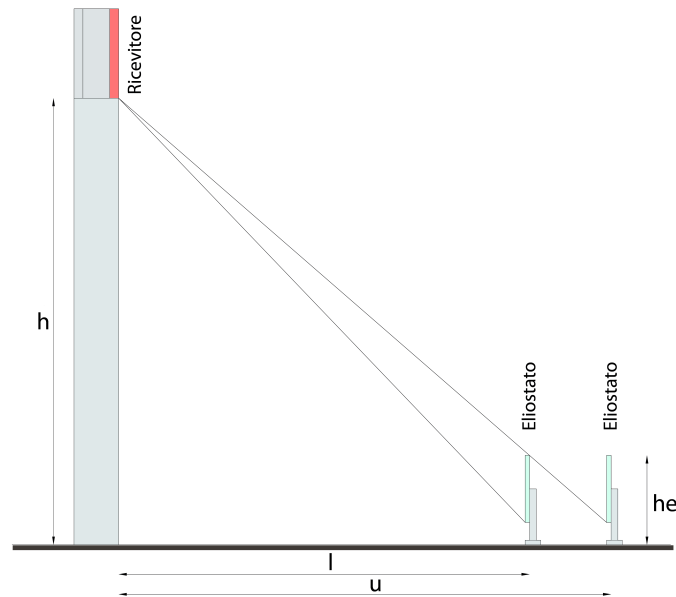


Figura 3.18: Posizionamento con fattore di blocco nullo

che, avendo a disposizione la distanza tra una fila di eliostati e la torre l , l'altezza della torre h e l'altezza di ogni singolo eliostato he , possiamo ricavare la distanza della successiva fila di eliostati u sapendo che $u = \tan\left(\frac{l}{h - he}\right) \cdot h$. In questo modo, abbiamo una procedura ricorsiva per cui possiamo calcolare la distanza di ogni fila di eliostati conoscendo la distanza di quella precedente. Uno degli *output* di *thermoflex* è la distanza tra la torre e la prima fila di eliostati.

Un altro problema nel posizionamento degli specchi è l'ombra. Per annullare questo fattore, bisogna considerare l'elevazione e l'Azimuth del sole; questi due angoli variano in base al giorno che stiamo considerando, e la situazione peggiore si ha al solstizio d'inverno. Per prima cosa bisogna stabilire una finestra temporale in cui non vogliamo che gli eliostati generino ombra su altri eliostati. Tipicamente si vuole che l'impianto sia funzionante per una finestra temporale di almeno 4 ore. Noi abbiamo scelto di avere una finestra temporale di 6 ore, per cui vogliamo che il fattore di ombra sia nullo a partire dalle 9.00 fino alle 15.00. È chiaro che alle 9.00 si ha il valore minimo dell'angolo di altitudine del sole (avremo lo stesso valore alle 15.00, ma basta considerare uno solo dei due casi). Come descritto in [34], in accordo con la Figura 3.19, abbiamo che l'altitudine del sole è 137,46, l'Azimuth è 16,46 e h è 5,2m, per cui abbiamo che $D' = 17, m$ e $D = 12,9678m$.

In questo modo otteniamo un posizionamento degli eliostati tale per cui il fattore di blocco e di ombra siano nulli. Implementando queste formule nell'ambiente *Matlab*, possiamo ottenere le coordinate di tutti gli eliostati, con origine la torre.

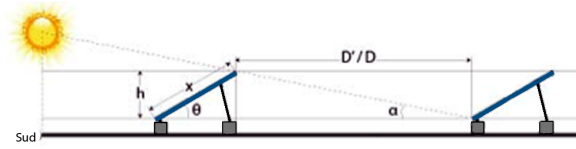


Figura 3.19: Fattore di ombra in funzione della posizione del sole

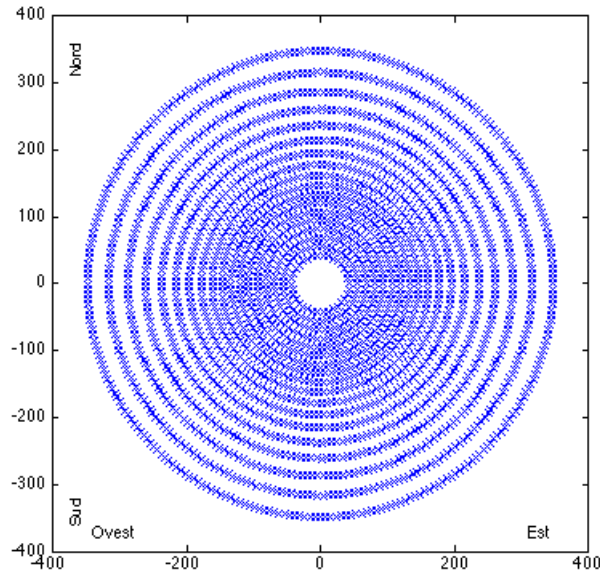


Figura 3.20: Posizionamento eliostati

La distanza tra una fila e la successiva è data dal massimo tra la distanza per cui avremmo fattore di ombra nullo e la distanza per cui avremmo fattore di blocco nullo. In Figura 3.20 è mostrato il posizionamento ottenuto tramite lo *script* implementato in *Matlab*.

Il posizionamento è stato ottenuto calcolando il perimetro della circonferenza ottenuta a partire dal raggio, cioè la distanza dalla fila di eliostati alla torre (calcolato nel modo descritto precedentemente); su questo perimetro vengono disposti il numero massimo di eliostati, che è pari all'arrotondamento per difetto del rapporto tra il perimetro e la larghezza degli specchi. Trovato il numero massimo di eliostati che si possono posizionare su una data fila, li si dispongono in modo simmetrico tale per cui ci sia la stessa distanza tra un eliostato e l'altro. L'ultima fila di eliostati è a circa 350m dalla torre. Questo risultato è paragonabile a quello ottenuto da *thermoflex*, che oltre ai risultati indicati precedentemente, restituisce alcune informazioni sul campo specchi. In particolare, ci indica una distanza dell'ultima fila di eliostati dalla torre compresa tra 360m e 420m.

A questo punto dobbiamo ricordare che, in realtà, noi abbiamo due diversi tipi

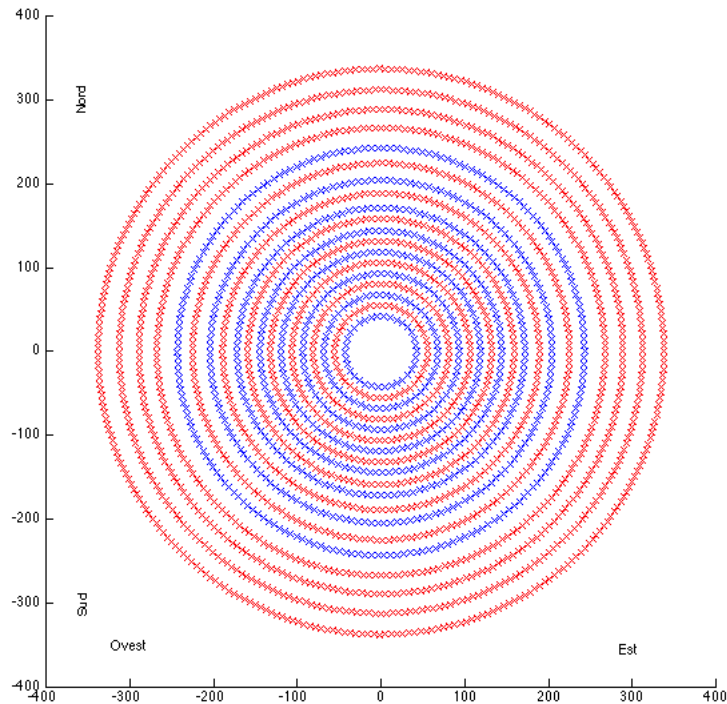


Figura 3.21: Posizionamento eliostati con ricevitori diversi; gli eliostati rivolti ai moduli di alta temperatura sono indicati in rosso mentre sono blu quelli rivolti ai moduli di bassa temperatura

di ricevitori. Quello di alta temperatura ha doppie dimensioni rispetto a quello di bassa temperatura e in più necessita del doppio della potenza. Per cui abbiamo che $\frac{1}{3}$ degli eliostati totali, pari a 883, deve puntare al ricevitore di bassa temperatura, mentre i restanti devono puntare all'altro ricevitore. Per cui abbiamo 883 eliostati da $5,2m \times 7,7m$ e altri 1928 da $5m \times 7m$. Abbiamo deciso di posizionare gli specchi in modo tale che si alternino una fila di eliostati più piccoli e una di quelli più grandi, finché non si raggiunge il numero necessario (se uno dei 2 tipi si esaurisce prima, da quel momento in poi avremo che tutte le file saranno composte dallo stesso tipo di specchi).

Con un procedimento simile a quello descritto in precedenza, sempre tramite ad uno *script* di *Matlab* abbiamo ottenuto il posizionamento raffigurato in Figura 3.21

Come si nota immediatamente, la distanza tra gli specchi è leggermente diminuita, poiché sono presenti sul campo degli specchi più leggermente piccoli e quindi, per evitare il fattore di blocco e ombra, la distanza è leggermente diminuita. Essendo partiti con una fila di eliostati più grandi, la distanza di una fila pari da quella precedente è superiore rispetto a quella di una fila dispari da quella

che si trova davanti, poiché ogni specchio piccolo si trova davanti uno specchio, e quindi un ostacolo, più grande. Gli eliostati più piccoli sono in numero maggiore, per cui 11 delle 19 file di eliostati sono occupati dagli specchi che si rivolgono ai ricevitori di alta temperatura. La distanza tra l'ultima fila del campo e la torre è di $337m$, per cui è diminuita anche la distanza massima, ma rimane sempre vicino al *range* identificato da *Thermoflex*. Più in generale, il numero di specchi è aumentato, $883 + 1928 = 2811$ eliostati, contro i 2481 nel caso avessimo tutti specchi uguali. Cambia anche il fattore di concentrazione, che sale fino a $\frac{883 \cdot 40m^2 + 1928 \cdot 35m^2}{208.32m^2} \cong 495$ soli.

A questo punto abbiamo un primo posizionamento degli eliostati. Questo posizionamento è ottenuto da studi geometrici, che però non tengono conto di molti fattori (quelli descritti in Sezione 3.1). Esistono molte tecniche di ottimizzazione del *layout* del campo specchi che possono essere applicate dopo aver fatto il primo posizionamento. Queste ottimizzazioni sono volte a migliorare l'efficienza dei singoli eliostati e quindi a ridurne il numero (e quindi i costi di installazione e di mantenimento dell'impianto). Queste sono tecniche proprie della Ricerca Operativa ([52], [42]), ma alcune delle tecniche utilizzate sono algoritmi biomedici o che utilizzano reti neurali [39]. Uno qualsiasi di questi algoritmi può essere applicato anche al nostro caso.

Capitolo 4

Analisi delle prestazioni e scelta dei servomotori

In questo capitolo, si studiano le prestazioni del campo specchi quando il controllo del puntamento viene effettuato con la tecnica (in anello aperto) descritta nel Capitolo 2. Verranno mostrate le prestazioni sia del campo di specchi sia dei singoli eliostati. Vedremo poi il decadimento delle prestazioni in seguito ad errori nel puntamento, ciò che motiva il ricorso a un sistema di controllo in anello chiuso, che verrà trattato nel Capitolo 5. Questo studio consente anche di valutare il tipo di servo motori da impiegare

4.1 Calcolo della potenza fornita ai ricevitori

Il campo specchi è stato diviso in 4 zone. Ogni zona si rivolge verso un lato della torre ed è composta dai 2 diversi tipi di eliostati. Per ogni tipologia di ricevitore di ogni zona, è necessario calcolare la posizione dello specchio in funzione dell'ora del giorno. A questo punto bisogna identificare l'immagine riflessa del sole che si crea sul piano del ricevitore per ogni specchio e calcolare la percentuale di area dell'immagine del sole che interseca il ricevitore. Abbiamo 2 possibili tecniche; la prima, e la più semplice dal punto di vista teorico, è quella di considerare uno specchio come tanti piccoli specchietti. Di questi conosciamo i baricentri e possiamo calcolare se l'immagine riflessa dei raggi solari è dentro o meno il ricevitore. Considereremo come centrato uno specchietto se e solo se l'immagine prodotta dal suo baricentro è all'interno del ricevitore. Poi avremo che la percentuale di area che interseca il ricevitore è pari alla percentuale di baricentri che sono al suo interno. Questa tecnica è semplice da implementare, poiché non è altro che una serie di cicli dove viene calcolato dove cade il punto di intersezione tra il piano del ricevitore e l'immagine del raggio solare. Nel listato 4.1 è mostrato lo pseudocodice per questa tecnica.

Per ottenere una percentuale di punti interni al ricevitore che sia significativa bisogna ottenere una griglia sufficientemente fitta, per cui la presenza dei due ci-

Algorithm 4.1 Pseudocodice per il calcolo della percentuale di punti interni al ricevitore

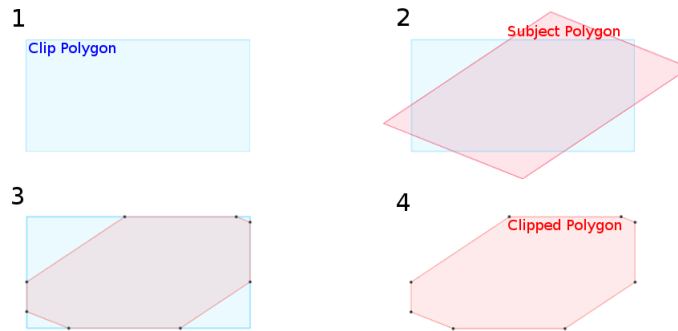
Input:

dimensioni specchio: L, H;
dimensioni specchietto: l, h.

Output:

percentuale

```
1: begin
2:  $i = l/2$ ;
3:  $j = h/2$ ;
4: puntiInterni = 0;
5: while  $i < L$  do
6:   while  $j < H$  do
7:     calcola punto del raggio solare riflesso sul piano del ricevitore;
8:     if punto interno al ricevitore then
9:       percentuale++;
10:    end
11:    $j = j + h/2$ 
12:  end
13:   $j = h/2$ ;
14:   $i = i + l/2$ ;
15: puntiTot =  $(L/l) * (H/h)$ ;
16: percentuale = puntiInterni/puntiTot;
17: end
```

Figura 4.1: Algoritmo *Sutherland-Hodgman*

cli innestati rende questa tecnica computazionalmente onerosa. In più il calcolo del punto del raggio solare riflesso sul piano del ricevitore richiama la funzione *solve* di *Matlab* che non è ottimizzata. Inoltre, questa funzione deve essere chiamata per ogni specchio di entrambi i ricevitori di ogni zona. Per i ricevitori di bassa temperatura abbiamo 220 specchi per zona, mentre per i ricevitori di alta temperatura abbiamo più di 400 eliostati per ogni zona. Di conseguenza abbiamo dovuto implementare una tecnica differente. La seconda tecnica sfrutta 2 algoritmi diversi. Il primo nasce nell'ambito della *computer graphics* ed è l'algoritmo di *Sutherland-Hodgman* [51]. Definiti 2 poligoni, il poligono in oggetto e il poligono di *clip*, l'algoritmo restituisce i vertici del poligono in oggetto visibili nella finestra del poligono di *clip*. In figura 4.1 è mostrato un'applicazione di questa tecnica.

Una volta determinati i vertici del poligono interno al poligono di *clip*, si può applicare il secondo algoritmo, che è l'algoritmo di *Gauss*, il quale permette di calcolare l'area di un poligono del quale si conoscono i vertici.

Questa seconda tecnica risulta essere meno computazionalmente onerosa e calcola l'area di intersezione anche in modo molto più accurato.

Una volta ottenuta l'area che impatta sulla superficie del ricevitore, bisogna calcolare l'irraggiamento di quest'area.

4.1.1 L'energia solare

L'energia prodotta dal sole arriva sulla superficie esterna dell'atmosfera con un'intensità praticamente costante, pari a $1367 \frac{W}{m^2}$. Questa quantità ha una variazione del $\pm 2\%$ nel corso dell'anno solare, per cui viene considerata, per l'appunto, una costante. Meno del 70% di questa radiazione giunge al suolo, poiché passando per l'atmosfera, c'è una perdita di questa energia. La perdita dipende quindi dalla massa di aria che percorre il raggio solare prima di giungere al suolo; la formula per il calcolo della radiazione diretta che giunge al suolo è:

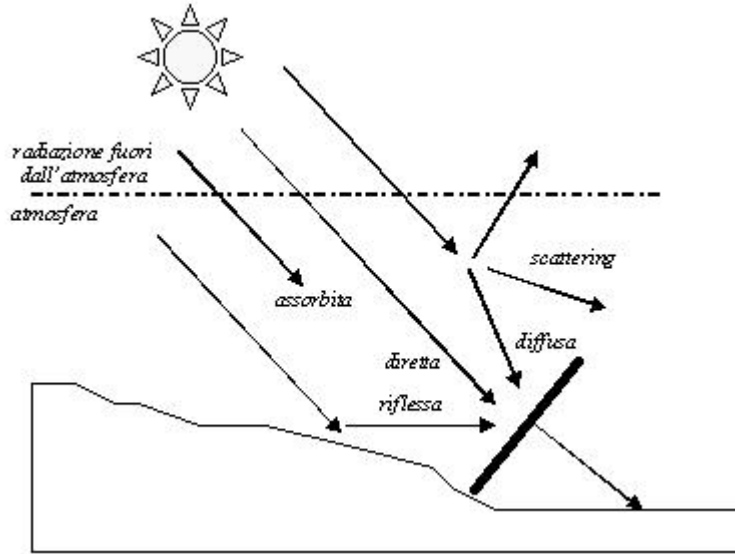


Figura 4.2: Radiazione globale terrestre

$$I_D = I_0 \cdot 0.7^{AM^{0.678}}$$

dove I_0 è l'irraggiamento sulla superficie esterna dell'atmosfera e AM è la variabile che ci identifica la perdita dovuta all'attraversamento dell'atmosfera ed è pari a:

$$AM = \frac{1}{\cos z + 0.50572 \cdot (96.07995 - z)^{-1.6364}}$$

Questa è la formula originale proposta da *Kasten e Young* nel 1989 [24], dove z è lo *Zenith* solare.

Successivamente sono state proposte molte altre tecniche per il calcolo della radiazione solare [44], sulle quali vengono calcolate in modo più accurato anche le componenti di radiazione diffusa e riflessa, vedi Figura 4.2. I risultati ottenuti da questi altri modelli sono molto simili a quelli ottenuti dal modello proposto da *Kasten e Young*, per cui abbiamo deciso di utilizzare quest'ultimo modello poiché risulta essere anche quello più semplice dal punto di vista operativo e, come già detto, gli altri modelli calcolano in modo più accurato le due componenti di radiazione, diffusa e riflessa, che a noi non interessano, poiché hanno direzioni diverse e non prevedibili nell'arco della giornata.

Noto l'irraggiamento diretto bisogna calcolare la quantità di irraggiamento che raggiunge i ricevitori. In primo luogo bisogna sottolineare che gli eliostati non riflettono il raggio solare idealmente, ma hanno un coefficiente di riflettività che varia tra lo 0.84 e lo 0.94. In più c'è una parte di irraggiamento che viene assorbito dall'aria e quindi dipende dalla distanza dello specchio dal ricevitore, vedi Sezione 3.1.

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

Figura 4.3: Percentuali irraggiamento diretto e diffuso in funzione delle condizioni atmosferiche

A questo punto si applica la tecnica descritta precedentemente per calcolare l'area dell'intersezione tra l'immagine riflessa del sole e del ricevitore e, avendo calcolato l'irraggiamento diretto sullo specchio, si può calcolare l'irraggiamento di ogni singolo specchio:

$$I_{specchio} = A \cdot \eta_{aa} \cdot \eta_{ref}$$

dove A è l'area appena calcolata, η_{aa} è il coefficiente di attenuazione atmosferica e η_{ref} è l'efficienza di riflessione di ogni eliostato

Purtroppo l'irraggiamento diretto dipende molto dalle condizioni atmosferiche. La formula da noi utilizzata è corretta solo se il cielo è chiaro e privo di nuvole. Esistono molti fattori oltre le nuvole, come la nebbia, che diminuiscono l'irraggiamento diretto che arriva sulla superficie terrestre, e tipicamente aumentano l'irraggiamento diffuso e riflesso. In Figura 4.3 sono mostrati degli studi svolti sull'irraggiamento terrestre in una zona di latitudine compresa tra i $40^{\circ}N$ e i $30^{\circ}N$. Come si può vedere, al peggiorare delle condizioni atmosferiche, l'irraggiamento diretto diventa sempre minore.

Per questo motivo sono preferibili, come siti di installazione di impianti, posti dove sono meno frequenti fenomeni di precipitazioni e quindi una minor possibilità di avere cielo coperto.

Il comportamento dell'impianto può essere simulato tramite il software *Thermoflex*, dove però non possiamo poi modellizzare e simulare il controllo sul puntamento. Per cui successivamente verrà utilizzato l'ambiente di sviluppo *Matlab* per poter sviluppare la nostra politica di controllo.

4.2 Simulazione dell'impianto nell'ambiente *Thermoflex*

Come già detto nella Sezione precedente, una volta ottenuto l'impianto in modalità *thermodynamic* si può simulare il comportamento dell'impianto in diverse condizioni, mantenendo fissate le caratteristiche strutturali. Abbiamo deciso di analizzare il comportamento dell'impianto nei giorni di solstizio e di equinozio d'autunno. Per

ogni simulazione dobbiamo indicare l'ora del giorno in cui stiamo lavorando, che sarà sempre impostato alle ore 12.00, l'irradianza, che sarà ottenuta in base all'ora e al giorno dell'anno in questione, e il fattore coseno, calcolato a partire dall'Azimuth e dall'altitudine solare. La simulazione tramite *Thermoflex* è solo una simulazione che riguarda il comportamento globale del campo specchi, quindi non vengono analizzate in dettaglio le prestazioni degli eliostati, ma solamente l'irraggiamento che otteniamo e la potenza che viene fornita ai ricevitori e, di conseguenza, quella prodotta dall'impianto. Per le analisi del comportamento del puntamento vero e proprio rimandiamo al Capitolo successivo.

4.2.1 Comportamento al solstizio estivo

Quello che ci aspettiamo all'equinozio estivo è che, data la maggior durata del dì e la maggior irradianza del sole, riusciremo sicuramente a raggiungere gli 850°C in uscita. In più gli eliostati (2811) risulteranno essere in abbondanza. Simuliamo il comportamento dell'impianto alle ore 12.00, dove abbiamo il picco di irradianza solare pari a $857,5 \frac{W}{m^2}$, Azimut solare pari a 180°, Zenith di 13,25°, dai quali ricaviamo un fattore coseno del 97%. Come risultato, abbiamo che viene raggiunta la temperatura desiderata in uscita e che il 12,19% degli eliostati deve essere defocalizzato dai ricevitori, poiché altrimenti ci sarebbe un surriscaldamento di quest'ultimi e quindi si rischierebbero rotture. Per cui abbiamo che sui 2811 eliostati, solo 2468 punteranno ai ricevitori, mentre i restanti 343 dovranno essere defocalizzati, cioè verranno messi in posizione di riposo (tipicamente ortogonali al terreno).

Come previsto, l'impianto è perfettamente funzionante in questo periodo dell'anno e gli eliostati risultano essere sufficienti per produrre i 53MW richiesti che si ottengono raggiungendo gli 850°C del termovettore.

4.2.2 Comportamento all'equinozio d'autunno

All'equinozio d'autunno, l'impianto dovrebbe essere sufficiente per raggiungere gli 850°C desiderati. La percentuale di specchi defocalizzati dovrebbe essere nulla o quasi. I dati di questa simulazione sono: ore 12.00, irradianza = $803,7 \frac{W}{m^2}$, Azimuth di 180°C, Zenith di 36,28°C e fattore coseno pari al 94%.

Simulando il comportamento dell'impianto, si trova che il numero di eliostati defocalizzati è 18, pari al 0,6403% degli specchi. Questa piccolissima percentuale di specchi defocalizzati rispecchia il fatto che i dati sull'irradianza all'equinozio autunnale e primaverile erano leggermente diversi, in particolare, c'era una piccola differenza di irradianza solare massima ($4,7 \frac{W}{m^2}$ in più il 21 settembre). In ogni caso, questa simulazione conferma il fatto che dimensionare l'impianto in un equinozio o nell'altro è praticamente uguale.

4.2.3 Comportamento al solstizio d'inverno

In questa situazione, ci aspettiamo che il numero di specchi non sia sufficiente per portare il termovettore alla temperatura desiderata.

Infatti, se simuliamo il comportamento dell'impianto alle ore 12.00, con irradianza pari a $641,1 \frac{W}{m^2}$, Azimuth di 180° , Zenith di $59,99^\circ$ e fattore coseno pari al 85%, *thermoflex* ci restituisce subito un messaggio di *warning* il quale ci informa che l'impianto non è stato in grado di portare a $850^\circ C$ il termovettore, producendo così una potenza inferiore. In particolare vengono trasferiti alla rete sottostante alla torre solare $35,006 MW$ anziché $53 MW$ e la temperatura in uscita è di $716,7^\circ C$; questo si riflette con una richiesta maggiore di combustibile nella camera di combustione, alla quale arriva un termovettore non più a $850^\circ C$, ma che deve sempre portare alla temperatura finale di $1300^\circ C$ circa. Ovviamente la percentuale di eliostati defocalizzati è nulla.

4.3 Errori di puntamento

La tecnica di puntamento, descritta nel Capitolo 2, stabilisce la posizione degli specchi sulla base della direzione del versore solare. Gli algoritmi che calcolano Zenith e Azimuth solare hanno un errore non trascurabile. In più ci sono fattori, come la pressione e il vento, che alterano la direzione dei raggi solari. Per cui è utile iniziare a fare un'analisi sugli effetti degli errori. Per ora possiamo guardare cosa succede solo istante per istante e calcolare la differenza di irraggiamento assorbito dai ricevitori nel caso in cui gli eliostati non siano focalizzati perfettamente.

Per prima cosa possiamo vedere cosa succede a livello del singolo eliostato, guardando uno specchio della prima fila e uno dell'ultima fila; successivamente saranno riportati i risultati relativi alle intere zone.

4.3.1 Effetti sui singoli eliostati

Prendiamo come riferimento la zona Nord del campo. Possiamo studiare una sorta di caso migliore, medio e peggiore, andando a considerare eliostati in diverse posizioni, dato che più è grande la distanza tra l'eliostato e il ricevitore, più incide l'errore sugli angoli ρ e θ dello specchio.

In Tabella 4.1 sono mostrati i risultati delle simulazioni per degli eliostati posizionati frontalmente al ricevitore su file diverse.

Come si può notare dai risultati, le prestazioni dell'eliostato della prima fila, sia nel caso di bassa che di alta temperatura, decrescono, ma in modo molto meno netto rispetto agli altri due eliostati. In particolare si può notare come ci sia un vero e proprio crollo delle prestazioni dopo una certa soglia di errore. Per gli eliostati di alta temperatura il crollo è più marcato, poiché essendoci molti più specchi di questo tipo, la fila centrale risulta essere più lontana dal ricevitore rispetto all'ultima fila di quelli di bassa temperatura.

In Figura 4.4 sono state tracciate le curve relative alla perdita di irraggiamento percentuale; come si può notare, solo per l'eliostato di bassa temperatura della prima fila abbiamo un andamento che sembrerebbe essere lineare, ma solo perché ci siamo fermati ad un errore di un grado. Negli altri casi abbiamo un andamento decisamente esponenziale negativo. La velocità con cui si tende a puntare fuori

Errore ρ [°]	Errore θ [°]	Percentuale irraggiamento prima fila	Percentuale irraggiamento fila centrale	Percentuale irraggiamento ultima fila
0.01	0.01	0.9999	0.9999	0.9999
0.05	0.05	0.9999	0.9999	0.9999
0.1	0.1	0.9998	0.8908	0.8591
0.5	0.5	0.8996	0.4802	0.2103
1	1	0.7646	Fuori Target	Fuori Target

(a) Eliostati di bassa temperatura

Errore ρ [°]	Errore θ [°]	Percentuale irraggiamento prima fila	Percentuale irraggiamento fila centrale	Percentuale irraggiamento ultima fila
0.01	0.01	0.9999	0.9999	0.9999
0.05	0.05	0.9995	0.9595	0.9173
0.1	0.1	0.9946	0.6849	0.5395
0.5	0.5	0.8856	0.0762	Fuori Target
1	1	0.6520	Fuori Target	Fuori Target

(b) Eliostati di alta temperatura

Tabella 4.1: Percentuale di irraggiamento perso

dal ricevitore dipende dalla distanza, poiché più ci allontaniamo dal ricevitore, più l'andamento dell'esponenziale è marcato

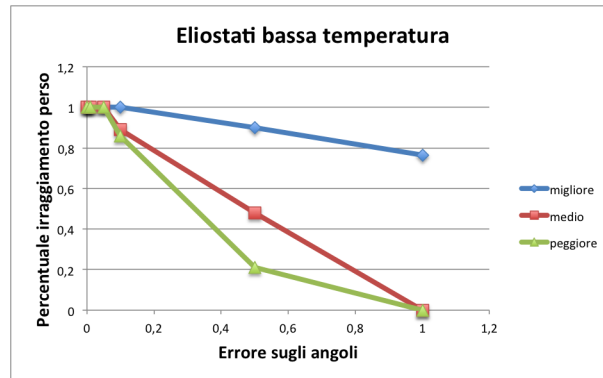
Ci aspettiamo che anche l'andamento dell'irraggiamento perso su tutto il campo segua una legge esponenziale negativa.

4.3.2 Effetti sull'intera zona del campo

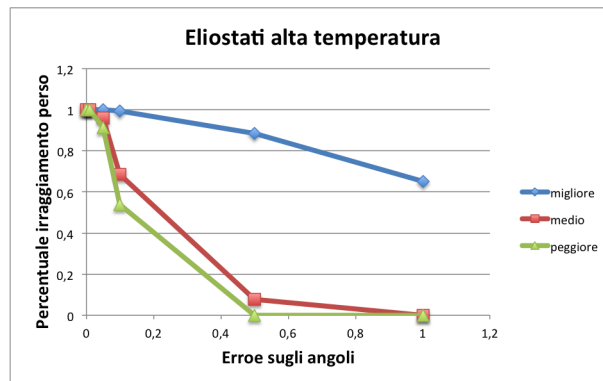
Per le intere porzioni di campo, calcolando la percentuale di irraggiamento perso, possiamo capire, in termini di potenza assorbita dai ricevitori, a quanto corrisponda la percentuale di irraggiamento perso. Ricordiamo che, se non riuscissimo a fornire i 4.2MW per i ricevitori di bassa temperatura e i 8.4MW per quelli di alta, non riusciremmo a fornire i 53MW alla rete e dovremmo immettere più combustibile nella camera di combustione.

In Tabella 4.2 sono riportati i risultati ottenuti inserendo un errore di 0.01°, 0.1° e 1° su entrambi gli angoli di ogni eliostato, per i ricevitori di bassa temperatura alle ore 10 : 00 del 21 di marzo.

Come ci aspettavamo, si è verificato un crollo delle prestazioni esponenziale in tutte le zone del campo; se passiamo da un errore di 0.01° a 0.1°, c'è una differenza di qualche punto percentuale, mentre, passando da 0.1° a 1°, le prestazioni crollano fino ad un minimo del 9% dell'irraggiamento fornito ai ricevitori. Si può notare che, anche se la zona sud del campo è quella con il maggior numero di specchi fuori target, è quella che presenta il minor decadimento delle prestazioni; questo perché la zona Sud è esposta ad un miglior irraggiamento rispetto alle altre tre.



(a) Curve dei tre casi degli specchi di bassa temperatura



(b) Curve dei tre casi degli specchi di alta temperatura

Figura 4.4: Andamento irraggiamento perso

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9998	0
0.1	0.9483	0
1	0.0965	151

(a) Zona Est del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9996	0
0.1	0.9625	0
1	0.1387	97

(b) Zona Ovest del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9999	0
0.1	0.9865	0
1	0.1134	120

(c) Zona Nord del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9999	0
0.1	0.9715	0
1	0.1636	168

(d) Zona Sud del campo

Tabella 4.2: Percentuale di irraggiamento perso per i ricevitori di bassa temperatura

Passiamo ora ad analizzare le prestazioni dei ricevitori di alta temperatura. Verosimilmente ci aspettiamo che le prestazioni calino ancora più vertiginosamente data la maggior distanza degli eliostati dai ricevitori; questo viene prontamente confermato, come si può vedere in Tabella 4.3.

A parità di errore, l'irraggiamento percentuale pervenuto ai ricevitori è inferiore nel caso degli eliostati di alta temperatura, ma se per 0.01° e per 0.1° di errore, la differenza tra le percentuali è di qualche punto percentuale, nel caso di un errore di 1° , la differenza è attorno alla decina di punti percentuali. Anche il numero di specchi fuori target aumenta; infatti, mentre per i ricevitori di bassa temperatura solo con un errore di 1° trovavamo degli eliostati fuori target, per i ricevitori di alta temperatura abbiamo in ogni caso un percentuale (seppur minima) di specchi che non forniscono neanche una infinitesima quantità di calore. Nel peggiore dei casi, con i ricevitori di bassa temperatura, avevamo un massimo di 76% di specchi defocalizzati, mentre nel secondo caso, arriviamo fino ad un massimo di 90%.

Per i primi due casi analizzati, per tutte e quattro le zone del campo, sono state assorbite le quantità di calore necessarie per portare la temperatura del termovettore a quella desiderata, mentre nell'ultimo caso (errore pari a 1°) non è stato possibile raggiungere la temperatura richiesta.

In conclusione, se tracciassimo l'andamento della percentuale di irraggiamento fornito, avremmo un decremento esponenziale, quindi il problema del corretto puntamento risulta essere di notevole importanza.

4.4 Scelta dei servomotori

Prima di poter implementare una qualsiasi politica di controllo, dobbiamo stabilire le caratteristiche dei servomotori che dovranno essere utilizzati per la movimenta-

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9994	6
0.1	0.8902	6
1	0.0385	425

(a) Zona Est del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9986	7
0.1	0.9141	7
1	0.0405	375

(b) Zona Ovest del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9994	1
0.1	0.9220	1
1	0.0316	401

(c) Zona Nord del campo

Errore [°]	Irr. [%]	Nm. specchi fuori target
0.01	0.9990	4
0.1	0.9211	4
1	0.0629	435

(d) Zona Sud del campo

Tabella 4.3: Percentuale di irraggiamento perso per i ricevitori di bassa temperatura

zione degli eliostati. Per prima cosa bisognerebbe stabilire anche le caratteristiche strutturali degli specchi e in particolare il peso degli stessi, ma questi dati non possono essere noti se non in fase di realizzazione dell'impianto, per cui abbiamo dovuto ipotizzarli basandoci su cataloghi di eliostati già costruiti e presenti nei vari impianti già realizzati [32].

Gli specchi da noi utilizzati hanno una superficie di $40m^2$ e dato che in [32] abbiamo eliostati da $70m^2$ il cui peso, senza fondamenta, è di $4000Kg$, i nostri specchi avranno un peso compreso tra i $1500Kg$ e i $2500Kg$, per cui possiamo stimare il peso di ogni singolo specchio pari a $2000Kg$.

Dobbiamo ora stabilire se vogliamo che il servomotore sia sempre in movimento e se viene azionato solo a certi intervalli prestabiliti. La prima scelta è chiaramente vantaggiosa in termini di *tracking*, ma ha lo svantaggio di consumare più energia, poiché il servomotore deve essere sempre alimentato. La seconda scelta è duale alla prima. Per capire quanto perdiamo in termini di irraggiamento, possiamo compiere un'analisi sulla percentuale di irraggiamento perso nel caso decidiamo di muovere il motori solo ad intervalli di tempo diversi.

4.4.1 Decadimento delle prestazioni

Per analizzare le prestazioni della seconda scelta sopra descritta, dobbiamo inizialmente calcolare la perdita di irraggiamento che si avrebbe se decidessimo di tener fermo lo specchio per un certo periodo di tempo.

Dobbiamo fissare un giorno ed un'ora dell'anno per poter tracciare dei profili di velocità per stabilire la velocità del servomotore. Abbiamo deciso di considerare il 21 marzo alle ore 12.00 e alle ore 10.00. In Tabella 4.4 sono visibili i risultati ottenuti su tutte le zone del campo specchi.

	NB	OB	SB	EB
10.00	4.495MW	4.827MW	6.252MW	4.596MW
12.00	5.098MW	5.982MW	6.801MW	5.864MW

(a) Ricevitori di bassa temperatura

	NA	OA	SA	EA
10.00	9.128MW	10.802MW	11.439MW	9.329MW
12.00	10.190MW	11.414MW	12.248MW	10.870MW

(b) Ricevitori di alta temperatura

Tabella 4.4: Irraggiamento alle ore 12.00 e alle ora 10.00 del 21 marzo

A questo punto abbiamo calcolato la percentuale di irraggiamento perso che avremmo se, posizionati alle ore 12.00, fossero passati dai 10 secondi ai 150 secondi, pari a 2 minuti e mezzo. Questo per stabilire il tempo massimo che possiamo spegnere il motore e per calcolare anche la velocità con cui deve poi recuperare la posizione, andando a calcolare la differenza in termini di angoli ρ e θ che avremmo tra i due istanti di tempo.

In Figura 4.5 e in Figura 4.6 sono mostrati i grafici del decadimento delle prestazioni di ogni zona del campo.

Da questi risultati possiamo capire che, sia per i ricevitori di alta che di bassa temperatura, non possiamo restare inattivi per un tempo maggiore di 10 secondi, poiché se aspettassimo più tempo, avremmo una perdita maggiore del 5%, che risulta essere eccessivamente grande. Un discorso a parte andrebbe fatto per la zona nord del campo, infatti, anche se fermiamo i motori per 40 secondi per i ricevitori di bassa temperatura e per 30 secondi per quelli di alta temperatura, abbiamo una percentuale di irraggiamento perso inferiore al 5%. Il fatto che ci sia una maggior robustezza agli errori è dovuta al fatto che a parità di intervalli di tempo, nella zona nord il cambiamento degli angoli ρ e θ è inferiore rispetto alle altre zone, poiché il sole percorre una distanza leggermente minore se siamo rivolti a nord. Questo è il motivo per cui è stata teorizzata la configurazione *north field*, ed esistono impianti che la utilizzano.

Si potrebbero di conseguenza utilizzare diversi tipi di motori in base alla zona del campo che stiamo considerando. Noi abbiamo deciso di utilizzare lo stesso tipo di servomotore per tutti gli specchi, ma il calcolo del tipo di servomotore svolto può essere utilizzato anche per uno studio più approfondito sulle singole zone del campo.

Si può anche notare che c'è una leggera differenza tra la perdita di prestazione tra i ricevitori di alta e di bassa temperatura. In generale, per il di ricevitore di bassa temperatura, abbiamo migliori prestazioni a parità di intervallo di tempo. Questo perché gli eliostati che puntano su questi ricevitori sono più vicini rispetto a quelli che si rivolgono ai moduli di alta temperatura. Come si può notare dalla figura 3.21 le ultime 4 file di specchi sono riservate ai ricevitori di alta temperatura. Le file più lontane sono maggiormente affette da errori dovuti al posizionamento, poiché uno stesso errore su un eliostato delle prime file incide in modo molto minore, come mostrato in figura 4.7.

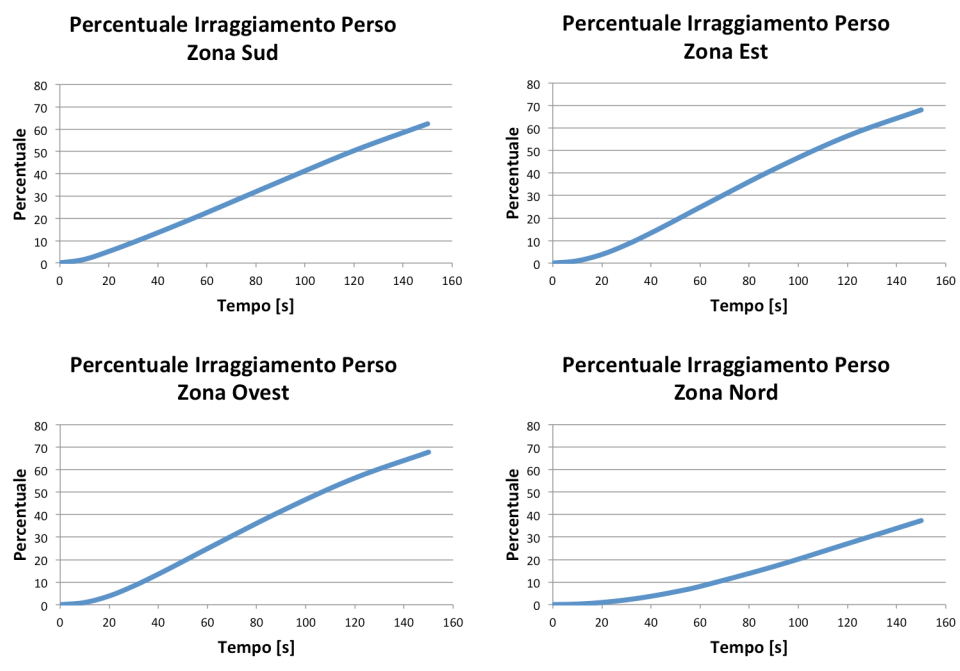


Figura 4.5: Decadimento delle prestazioni per i ricevitori di bassa temperatura

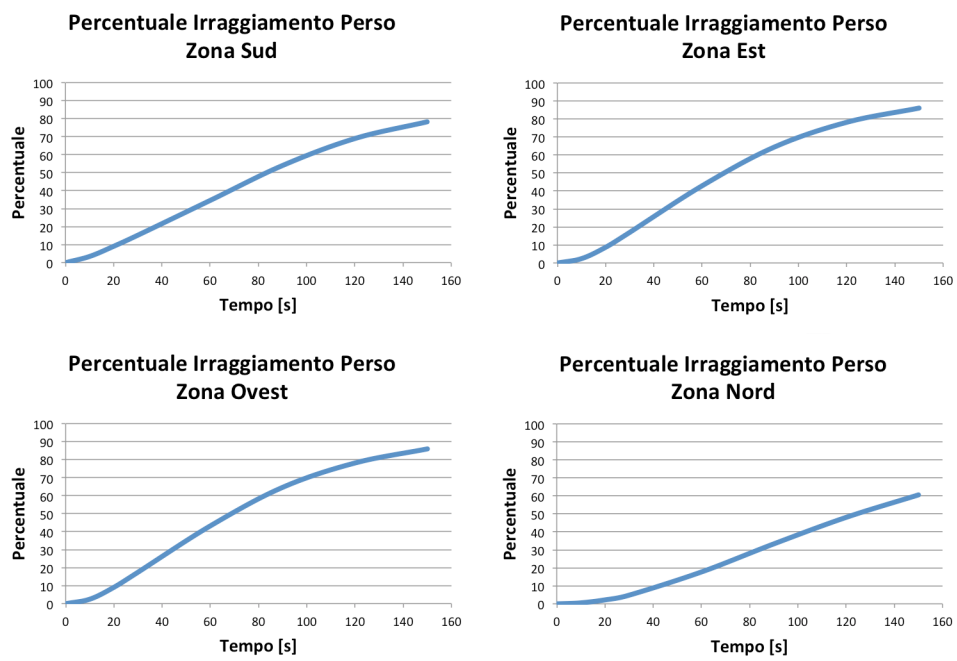


Figura 4.6: Decadimento delle prestazioni per i ricevitori di alta temperatura

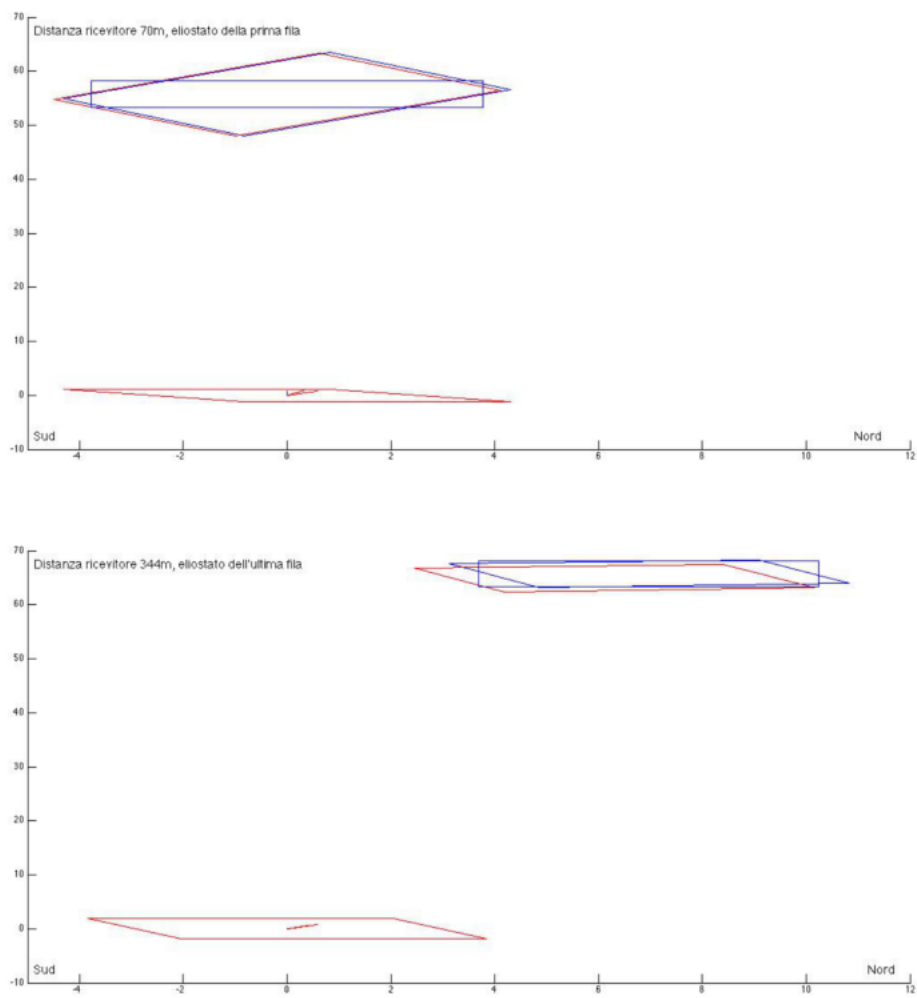


Figura 4.7: Confronto errore tra eliostati a distanze diverse

$\epsilon T_i [s]$	1	2	3	4	5
$\omega_m [\text{mrad/s}]$	0.742693	0.371347	0.247564	0.185673	0.148539

Tabella 4.5: Velocità angolare media al variare di ϵT_i

4.4.2 Profili di velocità

Analizzate le perdite di prestazione dobbiamo ora calcolare i profili di velocità. Il sole, in media, compie un angolo di 180° nell'arco del dì, per cui viaggia ad una velocità di $\frac{180^\circ}{12h} \cdot \frac{\pi}{180} \cdot \frac{1}{3600} = 0.073 \text{ mrad/s}$. Se decidessimo di compiere un inseguimento continuo, quindi non fermare mai il movimento dello specchio, il servomotore dovrebbe mantenere questa velocità media nell'arco della giornata.

Decidendo invece di utilizzare il motore solo per un determinato intervallo di tempo, per calcolare la velocità del motore dobbiamo tracciare dei profili di velocità. In un intervallo di tempo T , solo per una frazione ϵT il servomotore sarà in funzione. Per calcolare la velocità angolare media del servomotore abbiamo che, prendendo tutti gli istanti di tempo ϵT_i della giornata, dobbiamo percorrere un intero arco di 180° e quindi, in formule:

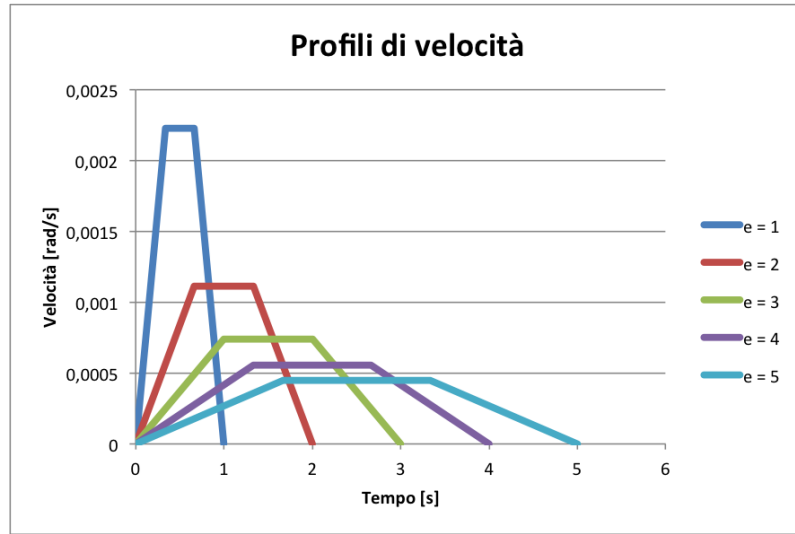
$$\sum_{i=1}^{N_t} \epsilon T_i \cdot \omega_m = \pi$$

dove ω_m è la velocità angolare media del motore e N_t viene calcolato imponendo la condizione che $N_t \cdot T_i = 3600 \cdot 12$. T_i è quindi il parametro di progettazione; per l'analisi precedente, T_i non deve essere posto maggiore di 10 secondi. Se imponessimo $T_i = 10$ avremmo che $N_t = \frac{3600 \cdot 12}{10} = 4230$. Resta ora da stabilire la quantità ϵT_i , che identificherà la velocità del motore. È chiaro che se imponessimo $\epsilon T_i = 10$ avremmo un motore sempre in funzione, per cui non faremmo altro che un inseguimento continuo. Stabilito un ϵT_i possiamo quindi calcolare la velocità media e stabilire i profili di velocità. In tabella 4.5 sono riportati alcuni valori di ω_m al variare di ϵT_i .

Questa è la velocità media su cui si tratteranno i profili di velocità. Come si può notare, il movimento del sole ha una velocità di circa 0.07 mrad/s e la velocità media, nel caso di $\epsilon T_i [s] = 1 \text{ s}$, è pari a 0.7 mrad/s , per cui il rapporto tra le due velocità è di circa 10 unità. Questo perché il motore è stato inattivo per 9 s e deve recuperare lo spazio percorso dal sole in un decimo del tempo.

Il servomotore non può fermarsi istantaneamente come non può cambiare di segno l'accelerazione in modo istantaneo, per cui i profili di velocità saranno dei trapezi. In Figura 4.8 si possono notare le differenze tra le diverse scelte di ϵT_i con un T_i pari a 10 secondi.

Dal profilo di velocità si può calcolare la velocità massima ω_{max} del motore sfruttando le proprietà del trapezio. Dato che i trapezi rappresentano una velocità, la loro area, che altro non è che l'integrale della velocità, è pari alla distanza percorsa, e quindi possiamo calcolare facilmente l'altezza del trapezio che coincide con la velocità massima. Infatti l'area del trapezio non è altro che la velocità media


 Figura 4.8: Profili di velocità per $T_i = 10$

ϵT [s]	1	2	3	4	5
ω_{max} [mrad/s]	1.11404	0.55702	0.371347	0.27851	0.222808

 Tabella 4.6: Velocità angolare massima al variare di ϵT

ω_m moltiplicata per la ϵT corrispondente. La base maggiore è la ϵT che stiamo considerando, mentre la base minore è una scelta progettuale e noi l'abbiamo posta pari a $\frac{\epsilon T}{3}$. Per cui la velocità massima risulta essere:

$$\omega_m \cdot \epsilon T = \left(\epsilon T + \frac{\epsilon T}{3} \right) \cdot \frac{\omega_{max}}{2} \Rightarrow \omega_{max} = \frac{3}{2} \cdot \frac{\omega_m \cdot \epsilon T}{\epsilon T}$$

In Tabella 4.6 sono rappresentate le velocità massime al variare di ϵT ponendo $T = 10$.

Tipicamente, una volta stabilita la velocità massima, si raddoppia il valore, poiché si vuole avere margine di velocità per reagire a situazioni anomale [41]; nel nostro caso, una di queste situazioni può essere la defocalizzazione dello specchio, che deve avvenire in modo rapido.

Concluso questo studio, abbiamo deciso di inseguire in modo continuo l'andamento e di non scegliere di movimentare solo in alcuni momenti gli eliostati. In ogni caso, la tecnica che svilupperemo per il controllo del puntamento è indipendente dal motore che stiamo utilizzando; basterà tradurre il segnale inviato dal controllore con l'appropriato comando di *go to* voluto dai servomotori.

4.5 Inseguimento continuo

Compiere un inseguimento mantenendo i motori sempre in movimento ci permette di avere prestazioni più elevate del *tracking* solare rispetto ad un inseguimento a *step*[29]. La velocità dei servomotori richiesta, in modo da inseguire accuratamente il moto del sole, può essere calcolata dai dati del vettore di direzione del sole [13].

I motori utilizzati per questo tipo di inseguimento sono in genere i motori asincroni o a induzione.

4.5.1 Il motore a induzione

Il motore a induzione si compone di una parte fissa, detta statore, e di una parte mobile, detta rotore. Lo statore è formato da un pacco di lamierini aventi la forma di corona circolare. Le scanalature interne al pacco di lamierini statorici accolgono i conduttori (filo di rame smaltato) dell'avvolgimento trifase statorico. Il rotore è situato all'interno dello statore ed è costituito anch'esso da un pacco di lamierini, anche loro aventi la forma di corona circolare, con un foro interno per il passaggio dell'albero di rotazione, e scanalature esterne (cave rotoriche) per accogliere l'avvolgimento rotorico. Tra statore e rotore è presente uno spessore d'aria o dielettrico, detto traferro, di qualche decimo di millimetro, per consentire la libera rotazione del rotore.

Lo statore contiene in genere un numero pari di avvolgimenti in quanto, normalmente, ce ne sono 2 per ciascuna fase di alimentazione. Un motore a tre fasi, o trifase, avrà di norma sei avvolgimenti ovvero tre coppie polari. I due avvolgimenti di ciascuna coppia polare sono collegati in serie e disposti fisicamente l'uno di fronte all'altro. Le coppie polari presentano invece uno sfasamento di 120° fisici ed elettrici. In conseguenza di ciò, negli avvolgimenti si verifica il passaggio di correnti che a loro volta producono un campo magnetico complessivo che ruota nello spazio. Il rotore è dotato di un certo numero di fasi, di norma chiuse in corto circuito. La rotazione del campo magnetico dello statore avviene ad una velocità fissa n_s legata alla frequenza di alimentazione f , detta velocità di sincronismo. La velocità di rotazione del rotore n_r sarà sempre minore di quella di sincronismo. Questa differenza fa sì che sul rotore agisca un campo magnetico che ruota ad una velocità $n_s - n_r$, pertanto esso sarà sede di forze elettromotrici e quindi correnti indotte (per questo motivo si parla di motore ad induzione).

Le correnti del rotore produrranno a loro volta un campo magnetico che ruota a velocità $n_s - n_r$ rispetto al rotore, il quale ruota a velocità n_r rispetto allo statore; il risultato è che il campo del rotore ruota alla velocità n_s rispetto allo statore ed è dunque sincrono con il campo dello statore. Tale condizione di sincronismo tra le due onde di campo magnetico assicura che il motore produca una coppia costante. La situazione in cui $n_s = n_r$, cioè velocità di rotore uguale a quella di sincronismo, è una condizione limite in cui non vi sono forze elettromotrici (e quindi correnti indotte) e dunque la coppia motrice è zero. Diversamente, la mutua interazione attraverso i relativi campi magnetici tra le correnti del rotore e quelle dello statore produce una coppia risultante netta. Il legame tra velocità di

Numero di Poli	Coppie Polari	Velocità n_s [rpm]
2	1	3000
4	2	1500
6	3	1000
8	4	750
10	5	600

Tabella 4.7: Velocità di sincronismo al variare del numero di poli, con frequenza costante pari a 50 Hz

sincronismo, frequenza f di alimentazione ed il numero di coppie polari p è espresso dalla relazione:

$$n_s = 60 \cdot \frac{f}{p}$$

Dove n_s è espressa in *rpm* (rotazioni per minuto) ed f è espressa in Hertz. Per esempio, un motore con tre coppie polari (6 poli totali), alimentato a 50Hz ha una velocità angolare di sincronismo di 1000 giri al minuto (cioè $\frac{3000}{P}$ giri al minuto, dove P è il numero di coppie di poli ed è pari a 3).

4.5.2 Variazione di velocità e inverter

Lo statore di un motore elettrico trifase è la parte fissa nella quale sono inseriti i tre avvolgimenti primari, e ad essi viene applicata la tensione di alimentazione. All'interno dello statore, il rotore viene trascinato dal campo magnetico degli avvolgimenti statorici e si pone in rotazione.

Dato che l'alimentazione è in corrente alternata, e che gli avvolgimenti sono montati sfalsati di 120°, il campo magnetico risultante è un campo rotante, che gira ad una velocità direttamente proporzionale alla frequenza della tensione di alimentazione.

La tecnologia dei motori elettrici permette di costruire motori con più “terne” di avvolgimenti statorici, ognuna delle quali forma la cosiddetta *Coppia Polare*, (cioè due poli).

Se lo statore viene costruito con una coppia polare, applicando una tensione a 50Hz esso compie 50 giri al secondo, ossia 3000 giri al minuto.

Quando lo statore viene costruito con più di una coppia polare il campo magnetico rotante non gira più a 3000rpm, ma ad una velocità inferiore, vista la presenza di altri poli magnetici che permettono al rotore di percorrere meno spazio prima di trovare il polo che “lo attrae”.

Da ciò deriva che sono realizzabili motori con diverse velocità, come si può vedere in Tabella 4.7, dove viene applicata la formula per il calcolo della velocità di sincronismo n_s descritta nella Sezione precedente.

Gli elementi che fanno variare la velocità di un motore a induzione sono, quindi, la frequenza della tensione di alimentazione e il numero di coppie polari. Dato che il numero di poli, una volta scelto il motore, non si può cambiare, ne consegue che

Frequenza [Hz]	Tensione [V]	<i>rpm</i>	Coppia [$N \cdot m$]
50	400	3000	17
40	320	2400	17
30	240	1800	17
25	200	1500	17
20	160	1200	17
10	80	600	17
5	40	300	17

Tabella 4.8: Coppie tensione-frequenza ammissibili per variare la velocità di un motore

per variare la velocità di un motore asincrono è necessario l'utilizzo di un *inverter* per cambiare la frequenza con cui lo si alimenta.

Purtroppo se si varia la frequenza con cui si alimenta il motore al fine di modificare la velocità si generano due condizioni:

- Per valori inferiori a $50Hz$ un aumento del flusso magnetico,
- Per valori superiori a $50Hz$ una diminuzione del flusso magnetico.

Però, per conservare inalterate le caratteristiche meccaniche del motore, è necessario garantire che il flusso magnetico rimanga più vicino possibile al valore stabilito dal costruttore.

L'unica variabile che può essere usata per risolvere il problema è la tensione, e quindi, per concludere, il motore trifase può essere controllato in frequenza a patto che il rapporto $\frac{V}{f}$ venga mantenuto il più costante possibile, in modo da assicurare che nel motore il flusso magnetico si mantenga nei valori stabiliti dal costruttore.

Applicando ad un motore un'alimentazione con frequenza e tensione ridotte in modo proporzionale tra loro, si ha una diminuzione nella velocità del motore. Un'altra utile proprietà del motore ad induzione è che, variando la coppia tensione-frequenza nel modo precedentemente descritto, la coppia motrice rimane costante. Ad esempio per ottenere da un motore standard da $5,5kW$ a 2 poli, delle diverse velocità di rotazione senza influire nel comportamento della coppia, si dovrà alimentarlo con determinate coppie di valori tensione-frequenza, come mostrato in Tabella 4.8

L'inverter è un dispositivo elettronico che genera una tensione trifase a frequenza liberamente scelta dall'utente. Tipicamente il campo di funzionamento in frequenza spazia da 0 a $100Hz$, o addirittura fino a $250Hz$ in certi modelli.

L'inverter procede a regolare in modo proporzionale frequenza e tensione sulla base del comando esterno impartito dall'utilizzatore del sistema, che in pratica è il comando della velocità richiesta. In realtà l'inverter non aumenta la tensione sempre in modo proporzionale alla frequenza, ma alle basse frequenze tiene la tensione con valori leggermente superiori, per garantire un maggiore flusso magnetico, in modo di sopprimere alle perdite del ferro presenti nel motore a induzione.

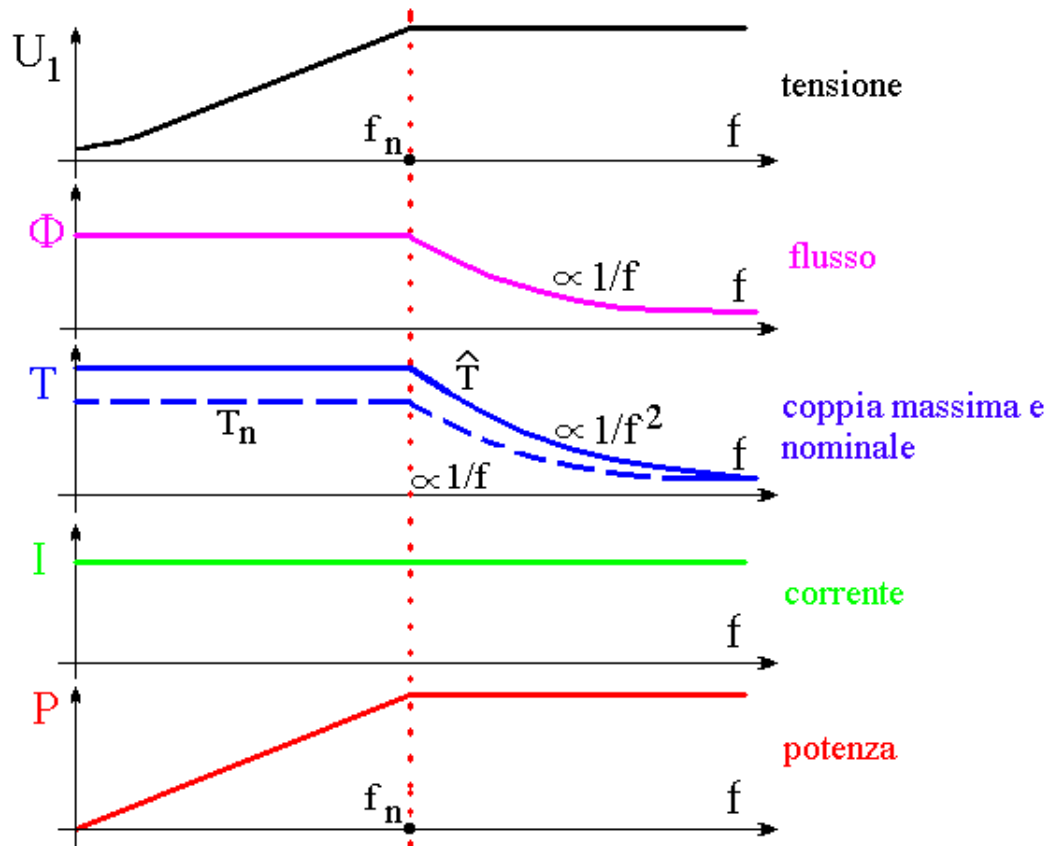


Figura 4.9: Andamento delle variabili di un motore a induzione in funzione della frequenza

Bisogna però prestare attenzione al funzionamento dell'inverter poiché quando raggiunge la frequenza nominale, nel nostro caso 50Hz , contemporaneamente raggiunge anche la piena tensione (ossia quella della rete di alimentazione). Dopo tale punto è ancora possibile aumentare la frequenza per ottenere velocità maggiori, ma non è più possibile aumentare la tensione. L'inverter infatti non può portare la tensione di uscita ad un valore più alto di quello con cui viene alimentato, e, anche se fosse possibile aumentare la tensione, si danneggerebbe l'isolamento degli avvolgimenti del motore. Il risultato è che, aumentando la frequenza oltre a quella di targa, l'inverter non rispetta più la legge di proporzionalità tra frequenza e tensione, ed entra così nella zona di indebolimento del flusso magnetico, che comporta per il motore un progressivo calo della coppia motrice. In Figura 4.9 sono riassunti gli andamenti di tutte le variabili, elettriche e meccaniche, in funzione della frequenza in ingresso, di un motore trifase asincrono.

4.5.3 Velocità dei servomotori

Per attuare il controllo di velocità dei servomotori, bisogna prima stabilire un certo numero di parametri del motore. Noi sappiamo la velocità del moto solare. Uno dei parametri fondamentali è il rapporto di trasmissione. Questo è definito come il rapporto tra la velocità angolare del motore e la velocità angolare del carico, rappresentato dallo specchio. Se il rapporto fosse pari a 1, il motore muoverebbe direttamente lo specchio, dato che avrebbero la stessa velocità; se invece avessimo un rapporto maggiore di 1, realizzabile tramite l'introduzione di ingranaggi meccanici come una serie di ruote dentate di diverse dimensioni, il motore avrebbe una velocità maggiore dello specchio e il movimento risulterebbe essere demoltiplicato. Per far capire meglio questo concetto, basta pensare al funzionamento di un cric meccanico, dove, per sollevare un'auto, un uomo gira una manovella (cioè compie la funzione del motore), e se calcolassimo la distanza percorsa con questo tipo di movimento, risulterebbe molto maggiore dello spostamento verticale dell'automobile. Questo perché sono presenti ingranaggi che fanno sì che una persona riesca a sollevare un'auto (che, salvo rari casi, un uomo non riuscirebbe ad alzare con la sola propria forza) impiegando una forza minore per un tempo prolungato. Come mostreremo in seguito, l'introduzione di questo rapporto di trasmissione è dovuta al fatto che riduciamo significativamente la forza (coppia) motrice imposta al motore per movimentare lo specchio, aumentando però la velocità a cui deve agire.

Per cui, essendo nota la velocità a cui si muove lo specchio, che è pari alla velocità del sole, conoscendo il rapporto di trasmissione è nota la velocità che deve mantenere il motore.

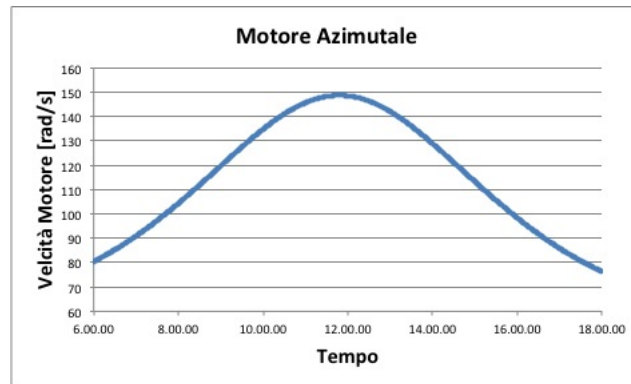
$$N = \frac{\omega_m}{\omega_s} \implies \omega_m = N \cdot \omega_s$$

Dove ω_m e ω_s sono rispettivamente le velocità angolari del motore e dello specchio e N è il rapporto di trasmissione [41]. Ad esempio se abbiamo un rapporto di trasmissione pari a 41000 e ponendo $\omega_s = 0.07$ mrad, che è la velocità media del sole, abbiamo che $\omega_m = 2.87$ rad, che in *rpm* è circa 27.4.

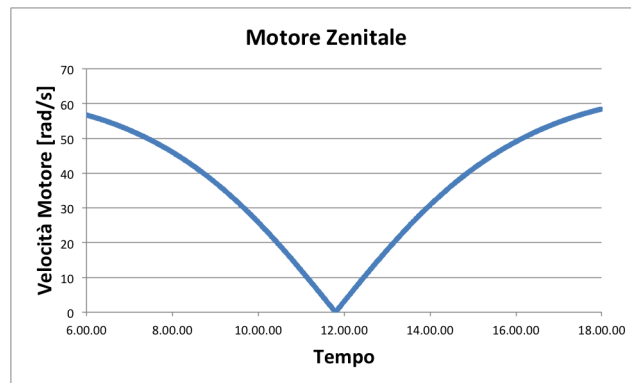
Ora bisogna scomporre il moto del sole in velocità azimutale e velocità zenitale. Per un impianto posto alla nostra latitudine, se consideriamo un eliostato presente sulla prima fila, in Figura 4.10 sono mostrate le velocità necessarie per compiere il *tracking* continuo solare in una finestra di tempo di circa 6 ore dal mezzogiorno.

In questo modo stabiliamo la velocità a cui si devono muovere i servomotori per compiere l'inseguimento del sole. In questo modo abbiamo un primo controllo in anello aperto. Ora, per avere un vero e proprio controllo di velocità, dobbiamo aggiungere un sensore che ci rilevi gli angoli di Azimuth ed elevazione che descrivono la posizione dell'eliostato.

Noi sappiamo istante per istante la posizione che deve tenere lo specchio per compiere un puntamento corretto, per cui dobbiamo confrontare la posizione desiderata con le misure ottenute dai sensori.



(a) Velocità del motore azimutale



(b) Velocità del motore zenitale

Figura 4.10: Velocità dei motori di un eliostato richieste per l'inseguimento continuo: (a) Azimuth, (b) elevazione

$u \left[\frac{m}{s} \right]$	C_m azimutale [$N \cdot m$]	C_m zenitale [$N \cdot m$]
10	0.572904986	0.386896874
15	1.289036219	0.870517966
20	2.291619946	1.547587496

(a) Eliostati di bassa temperatura

$u \left[\frac{m}{s} \right]$	C_m azimutale [$N \cdot m$]	C_m zenitale [$N \cdot m$]
10	0.455264611	0.325189008
15	1.024345375	0.731675268
20	1.821058444	1.300756031

(b) Eliostati di alta temperatura

Tabella 4.9: Coppia del motore in funzione della velocità del vento

4.5.4 Coppia resistente

I servomotori che montiamo sugli eliostati devono essere scelti in base alla velocità e alla coppia resistente. Le forze più grandi che agiscono su uno specchio sono quelle dovute al vento. Bisogna stabilire quindi la velocità massima del vento a cui riesce a resistere lo specchio. Normalmente si sceglie una velocità compresa tra i 10 m/s e i 20 m/s. In questo modo, la coppia C_s che agisce sullo specchio è data da $C_s = F \cdot l$, dove F è la forza del vento e si calcola come $F = \rho u^2$ dove ρ è la densità dell'aria, ed è circa 1.225 Kg/m³ e u è la velocità del vento; l non è altro che il braccio, per cui, se consideriamo il motore azimutale, abbiamo che $l = \frac{b}{2}$, mentre per il motore zenitale, abbiamo che $l = \frac{h}{2}$, dove b e h sono rispettivamente la base e l'altezza dell'eliostato. Questa è la coppia che agisce sullo specchio. Bisogna ora calcolare quella che agisce sull'albero del motore C_m , che viene calcolata come:

$$C_m = \frac{C_s}{N \cdot \eta}$$

Dove N è il rapporto di trasmissione e η è l'efficienza meccanica del motore [41], comunicata dai costruttori.

Ponendo $\eta = 0.8$ in Tabella 4.9 sono riportati i valori di coppia necessari del motore azimutale e zenitale per gli eliostati di bassa (a) e alta temperatura (b) in funzione della velocità del vento.

Come si può notare, i valori della coppia resistente sono leggermente più elevati per gli eliostati di bassa temperatura, dato che hanno dimensioni leggermente maggiori. I valori di coppia trovati risultano essere molto piccoli e praticamente trascurabili; questo perché abbiamo un rapporto di trasmissione elevato, infatti $N = 41202$. Questo valore è stato scelto indagando sul rapporto di trasmissione scelto per gli eliostati di altri impianti. Quello che si può notare è che all'aumentare di N il fattore che incide maggiormente sulle caratteristiche del motore è la velocità, dato che $\omega_m = N \cdot \omega_s$, vedi Tabella 4.10, mentre la coppia resistente di-

N	ω_m azimutale [rad/s]	ω_m zenitale [rad/s]
20000	56.57383418	17.37555298
41202	116.5477558	35.79537669
60000	169.7215026	52.12665893

Tabella 4.10: Variazione della velocità media dei motori al variare del rapporto di trasmissione

venta sempre più trascurabile, dato che $C_m = \frac{C_s}{N \cdot \eta}$. Viceversa, se riduciamo il valore di N , i ruoli si invertono e il parametro di cui bisogna tener conto è la coppia resistente, che cresce, e non più la velocità del motore, che decresce.

Quindi la scelta del rapporto di trasmissione è importante perché incide molto sul tipo di motori. In generale, conviene avere un valore di N sufficientemente elevato, poiché i motori a induzione lavorano male a basse velocità e dato che il movimento del sole è molto lento, abbiamo bisogno un N elevato. In più, la coppia resistente diminuisce con l'aumentare del rapporto di trasmissione, è questo rende gli specchi più resistenti alle forze che tendono a portarlo in una posizione diversa da quella desiderata, come può essere il vento. Dai risultati ottenuti, si può vedere come $N = 41202$ sia un valore accettabile, dato che abbiamo valori di coppia resistenti dell'ordine delle unità e velocità dei motori accettabili.

4.5.5 Controllo di velocità

Una volta note le velocità di entrambi i motori di un eliostato, facilmente calcolabili ad inizio giornata o durante il periodo di non inseguimento, si può attuare il vero e proprio controllo di velocità. Quello di cui necessitiamo è un sensore che misuri la posizione corrente e la velocità angolare. Per questo scopo possiamo utilizzare un *encoder*. Gli encoder sono dispositivi elettromeccanici che convertono la posizione angolare del loro asse rotante in segnali elettrici numerici digitali. Un encoder sufficientemente sofisticato permette anche di misurare la velocità di rotazione.

Quindi, confrontando la misura di velocità con quella di riferimento, possiamo calcolare l'errore; in base all'errore possiamo stabilire una correzione della velocità di inseguimento. Se la velocità a cui ci stiamo muovendo risulta essere più lenta, allora dovremo dare un incremento di velocità, e viceversa.

Per cui l'algoritmo di inseguimento continuo è composto dai seguenti passi:

- Si legge la posizione corrente dell'eliostato dal sensore di posizione del servomotore.
- Si calcola la posizione desiderata tramite la tecnica di puntamento mostrata nel Capitolo 2.
- Si calcola l'errore di posizione angolare come differenza tra la posizione desiderata e quella corrente.
- Si determina una correzione di velocità basata sull'errore di posizione angolare.

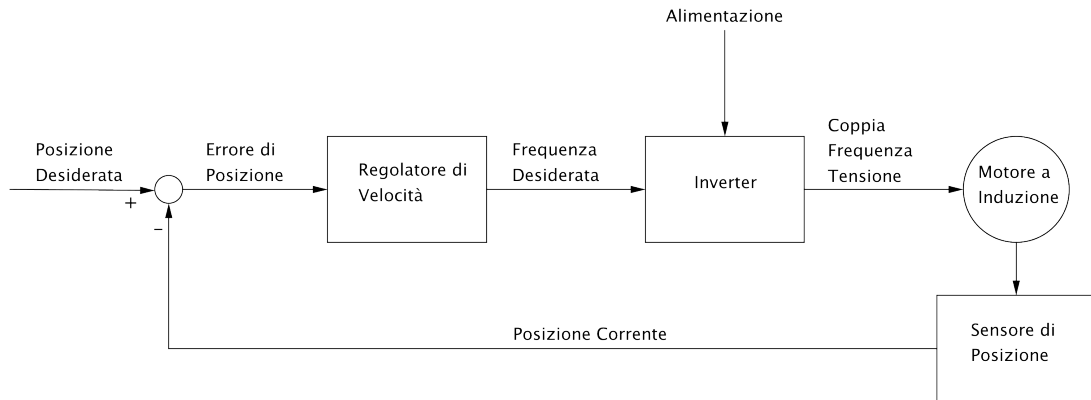


Figura 4.11: Schema di controllo per l'inseguimento continuo

- Infine si genera il comando di correzione determinando la frequenza e la tensione con cui alimentare il motore a induzione.

Il controllo sulla posizione può non essere eseguito in modo continuo, ma a certi intervalli di tempo, mentre il controllo sulla velocità deve essere sempre attivo per raggiungere la velocità richiesta. La frequenza con cui lo campioniamo può essere stabilita in modo arbitrario e può variare dal decimo di secondo alle decine di secondi, dato che, con l'inseguimento continuo, per accumulare un errore di puntamento di circa 0.1 mrad ci impiegheremmo diversi minuti [46].

Lo schema di controllo è mostrato in Figura 4.11.

Dal punto di vista del controllo del puntamento, non abbiamo ancora inserito nessuna correzione sulla posizione, ma stiamo compiendo solamente un controllo sulla velocità da mantenere.

Bisogna ora stabilire come modificare la velocità a fronte di un errore di posizione. Se l'incremento, o il decremento, della velocità fosse troppo alto, si presenterebbe il rischio di oscillazioni, ma se al contrario fosse troppo basso, arriveremmo a regime in tempi troppo lunghi, con una conseguente perdita di prestazioni.

La più grande difficoltà di questo tipo di controllo è che, dato che stiamo cercando di inseguire un corpo in continuo movimento che non ha velocità costante, quindi non abbiamo un *set-point* fisso che vogliamo mantenere, ma dobbiamo continuare a cambiare la velocità, o posizione, di riferimento. Questo significa che non avremo mai un errore nullo, se non per brevi istanti di tempo. Di conseguenza avremo sempre una concentrazione solare sul ricevitore inferiore a quella nominale calcolabile istante per istante tramite simulazioni.

Il valore di irraggiamento nominale è però noto, per cui possiamo calcolare la percentuale di irraggiamento perso.

Capitolo 5

Controllo in anello chiuso

I sistemi di energia solare sono emersi come una valida fonte di energia rinnovabile negli ultimi due o tre decenni, e sono ora ampiamente utilizzati per una varietà di applicazioni industriali e domestiche. La letteratura contiene molti studi riguardanti l'uso di collettori solari per implementare la raccolta dell'energia solare. In generale, la potenza sviluppata in tali applicazioni dipende essenzialmente dalla quantità di energia solare catturata dal collettore, e quindi il problema di sviluppare sistemi di monitoraggio in grado di seguire la traiettoria del sole durante tutto il corso della giornata ha ricevuto un'attenzione significativa in letteratura.

Dopo aver fatto una panoramica delle tecniche sviluppate e dei loro rendimenti, ci soffermeremo principalmente sulla tecnica che viene maggiormente utilizzata, soffermandoci su quelli che secondo noi sono i punti deboli di un tale sistema di controllo. Infine, dopo aver introdotto gli elementi necessari, verrà mostrata la tecnica da noi sviluppata.

5.1 Stato dell'arte

Come primo miglioramento, sono stati proposti diversi schemi per ottimizzare l'angolo di inclinazione e l'orientamento dei collettori solari progettati per diverse latitudini geografiche o eventuali periodi di utilizzo [7, 53]. In generale, i risultati hanno dimostrato che utilizzando modelli matematici per ottimizzare l'angolo di inclinazione e orientamento del collettore solare, un guadagno annuale di più del 5% potrebbe essere ottenuto nella radiazione solare catturata rispetto al caso in cui il collettore sia stato fissato su una superficie orizzontale. Nella città di Aden (Yemen), il miglioramento delle prestazioni di un fornello solare durante l'estate è risultato essere del 40% per una maggiore angolo di elevazione e del 70% per l'angolo di elevazione inferiore, sulla base di algoritmi di tracciamento sviluppati in [3]. Inoltre, è stato dimostrato in [6] che la quantità di energia solare catturata da un collettore inclinato potrebbe essere aumentata di più del 40% regolando l'angolo di inclinazione su base stagionale.

Nel 1975 è stato presentato da *McFee* uno dei primi sistemi di inseguimento solari automatici, in cui è stato sviluppato un algoritmo per calcolare la potenza

Algoritmo		Errore	Guadagno rispetto a sistemi non ad inseguimento
Controllo ad anello chiuso	Akhmedyarov et al. (1986)	-	40%
	Maish (1990)	1°	-
	Enslin (1992)	-	10 – 15%
	Brown et al. (1993)	< 0.01°	-
	Kalogirou (1996)	0.05° – 0.2°	-
	Khalifa et al. (1998)	-	75%
	Falbel et al. (2002)	0.05°	-
	Al-Mohamad (2004)	-	20%
	Abdallah (2004)	-	15 – 44%
Aiuchi et al. (2004)	0.1°	-	
Controllo ad anello aperto	McAfee (1975)	0.5° – 1°	-
	Blanco-Muriel et al. (2001)	0.08°	-
	Abdallah et al. (2004)	-	41%
	Reda et al. (2004)	0.0003°	-
	Chen F. et al. (2006)	0.02°	-
	Chen F. et al. (2007)	0.2°	-
	Grena (2008)	0.0027°	-
	Chong et al. (2009)	-	-

Tabella 5.1: Performance dei sistemi di inseguimento del sole

totale ricevuta e distribuzione della densità di flusso in un sistema di energia solare a ricevitore centrale [33]. Suddividendo ogni specchio in 484 elementi e sommando i contributi di tutti gli elementi, la posizione del sole potrebbe essere determinata con una tolleranza di errore di tracciamento di $0.5^\circ - 1^\circ$. Diversi anni dopo, Semma e Imamru hanno utilizzato un semplice microprocessore per regolare in modo continuo le posizioni dei collettori solari in un concentratore fotovoltaico, in modo tale che essi puntino verso il sole in ogni momento [48].

Sono state inoltre sviluppate diverse teorie matematiche di tracciamento delle distribuzioni degli errori per migliorare gli algoritmi di determinazione della posizione del sole [5, 4].

Con i rapidi progressi nella tecnologia dei computer e nel campo dei sistemi di controllo in questi ultimi decenni, la letteratura ora contiene molte tecniche di inseguimento del sole sofisticate, progettate per massimizzare l'efficienza dei sistemi solari termici e fotovoltaici. In linea generale, tali sistemi possono essere classificati come controlli in anello chiuso o in anello aperto, a seconda della modalità di funzionamento del segnale, vedi Tabella 5.1.

Nei successivi paragrafi verranno analizzate i principi di funzionamento e i vantaggi delle principali tecniche di inseguimento ad anello chiuso ed aperto.

5.1.1 Algoritmi di inseguimento in anello aperto

Un controllore in anello aperto calcola l'uscita usando solo lo stato corrente e l'algoritmo del sistema, senza utilizzare alcun feedback per determinare se il suo ingresso ha raggiunto l'obiettivo desiderato. È un sistema più semplice e più economico del controllo ad anello chiuso per l'inseguimento del sole, poiché non osserva l'output dei processi che si sta controllando e quindi non necessita di sensori *ad hoc* che, in generale, risultano essere costosi e quindi influenzano in maniera significativa il costo di ogni singolo eliostato. Però un sistema ad anello aperto, non può correggere eventuali errori cosicché non può compensare i disturbi del sistema. Gli algoritmi di controllo a circuito aperto dei sistemi di inseguimento del sole utilizzano tipicamente un modello di irraggiamento solare puramente geometrico, in modo da trovare la posizione migliore per ottimizzare l'assorbimento dei raggi solari.

Nel 1983, Al-Naima e Yaghobian [2] hanno sviluppato un sistema di inseguimento solare con una montatura equatoriale a due assi e un microprocessore, in cui l'operazione di tracciamento è stata eseguita sulla base delle coordinate astronomiche del sole. I risultati sperimentali hanno dimostrato che il sistema proposto ha prodotto una performance del *tracking* significativamente migliore di quella ottenuta con un sistema a sensore convenzionale.

Blanco-Muriel et al. [10] hanno sostenuto che i sistemi di inseguimento solare, in cui i controllori *open-loop* sono utilizzati per calcolare la direzione del vettore solare, dovrebbero essere sia estremamente precisi (al fine di migliorare l'efficienza solare a concentrazione) e computazionalmente semplici (per ridurre al minimo il prezzo del sistema di tracciamento). Dopo aver esaminato gli algoritmi esistenti di predizione del vettore solare, gli autori hanno sviluppato un nuovo algoritmo per prevedere il vettore solare dato un istante di tempo (data e ora universale) e la posizione (vista come la longitudine e la latitudine dell'osservatore in gradi). Le prestazioni dell'algoritmo proposto sono state verificate valutando la direzione del vettore solare per 447048 valori di riferimento delle coordinate del sole nel periodo 1999 – 2015 (calcolabili con precisione assoluta mediante algoritmi più complessi). È stato dimostrato che l'algoritmo ha permesso di definire la direzione del vettore solare con un errore inferiore a 0.0083° .

Complessivamente, i risultati mostrano che le stime ottenute dalla algoritmo proposto per l'angolo azimutale e zenitale del sole sono circa 15% e 22%, rispettivamente, migliori di quelli ottenuti dalla algoritmo proposto precedentemente da Michalsky nel 1988 [36].

Nel 2004, Abdallah e Nijmeh [1] hanno sviluppato un sistema di inseguimento a due assi elettromeccanico in cui il moto della superficie di inseguimento del sole era controllato da un algoritmo di controllo a circuito aperto implementato utilizzando una unità PLC. Il sistema proposto incorpora due motori di inseguimento, un per l'angolo azimutale e l'altro per l'angolo zenitale. I risultati sperimentali hanno indicato che il sistema di inseguimento a due assi ha aumentato la raccolta di energia totale giornaliera di circa il 41,34% rispetto a quello ottenuto da una superficie fissa inclinata di 32° verso sud.

Nello stesso anno, Reda e Andreas [43] hanno presentato una semplice procedura passo-passo per l'implementazione di un algoritmo di posizione solare. Nel algoritmo proposto, gli angoli di Zenith, Azimuth e d'incidenza solare sono stati

ottenuti utilizzando i seguenti parametri principali: eclittica di longitudine e latitudine, ascensione retta apparente e declinazione apparente, insieme con i seguenti parametri di correzione: nutazione in longitudine, nutazione in obliquità, obliquità dell'eclittica e la vera distanza geometrica. I risultati hanno mostrato che lo Zenit solare e angoli azimutali possono essere calcolati con un'incertezza di 0.0003° .

In uno studio recente, Grena [18] ha presentato un algoritmo per ottenere valori estremamente precisi della posizione solare. Prendendo la frazione del tempo universale (UT), la data, e la differenza tra UT e Tempo Terrestre (TT) come ingressi, l'algoritmo calcola la posizione angolare della terra rispetto al sole nel piano dell'eclittica e poi usa questo angolo e l'angolo di inclinazione dell'asse di rotazione della Terra per calcolare la posizione del sole. Negli algoritmi precedenti, l'errore massimo è $\pm 0.0003^\circ$ [18]. È stato dimostrato che l'errore massimo dell'algoritmo proposto, cioè 0.0027° , è superiore a quella dell'algoritmo presentato da Reda e Andreas, ma era sufficiente per applicazioni ingegneristiche solari e viene ottenuto con un costo computazionale notevolmente ridotto.

Come già anticipato nel Capitolo 2, l'algoritmo da noi utilizzato per il calcolo della posizione del sole [43], e quindi quello che rappresenta il nostro controllo in anello aperto, risulta avere un errore di 0.0003° , pari al miglior algoritmo finora presentato, e un costo computazionale paragonabile a quello descritto da Grena [18].

5.1.2 Algoritmi di inseguimento in anello chiuso

I sistemi di controllo di inseguimento del sole in anello chiuso si basano su principi di controllo in retroazione. In questi sistemi, un certo numero di parametri rilevanti indotti dal sole, sono trasferiti da sensori ad un *controller*, il quale li manipola e genera un comando.

Nel 1986, Akhmedyarov et al. [5] hanno per primi aumentato la potenza di uscita di una stazione solare fotovoltaica in Kazakistan da $357W$ a $500W$, integrando la stazione con un sistema automatico di tracciamento sole. Diversi anni dopo, Maish [31] ha sviluppato un sistema di controllo chiamato *SolarTrak* per fornire monitoraggio sole, stoccaggio notturno e di emergenza e le funzioni di controllo di azionamento manuale per inseguitori solari uno o due assi in un pacchetto *user friendly* e a basso costo. I risultati sperimentali hanno mostrato che il sistema di controllo raggiunge in una intera giornata una precisione di puntamento migliore di $\pm 0.1^\circ$.

Nel 1992, Enslin [14] ha applicato i principi di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) per realizzare un convertitore elettronico di potenza per trasformare la tensione di uscita di un pannello solare nella corrispondente tensione necessaria del bus di una batteria DC. Un sistema MPPT è costituita da due componenti di base: un convertitore a commutazione e di una sezione di controllo e monitoraggio. Il convertitore *switchmode* è il cuore dell'intero sistema e consente di immagazzinare l'energia estratta ad un certo potenziale, immagazzinandola come energia magnetica in un induttore, e poi rilasciarla un potenziale diverso. Impostando lo *switchmode* nelle diverse tipologie, possono essere costruiti sia convertitori di tensione alto-basso o basso-alto. L'obiettivo di un sistema MPPT è di

fornire un input fisso di tensione e/o corrente, in modo che il pannello solare venga tenuto al punto di massima potenza, e variando la tensione d'uscita in modo da farla corrispondere a quella corrispondente della batteria. In [14], il convertitore è stato controllato per inseguire il punto di massima potenza della sorgente di ingresso variando i parametri di ingresso e di uscita in modo da fornire una sorgente di ingresso minimo. È stato dimostrato in incremento del 15% pari a $3 - 5kWh$ al giorno.

Successivamente, Hua e Shen [21] hanno confrontato l'efficienza di diversi algoritmi MPPT e hanno implementato un semplice metodo di controllo che combina un controllore a tempo discreto ed un regolatore proporzionale-integrale (PI) per monitorare i punti di massima potenza (MPP) di un pannello solare.

Nel 1998, Khalifa e Al-Mutawalli [26] hanno sviluppato un sistema di inseguimento solare a due assi per migliorare le prestazioni termiche di un concentratore parabolico. Il sistema è stato progettato per tenere traccia della posizione del sole ogni tre o quattro minuti nel piano orizzontale e ogni quattro o cinque minuti nel piano verticale. È stato dimostrato che il sistema di monitoraggio ha avuto un consumo di energia di soli $0.5Wh$ e ha prodotto un miglioramento di circa il 75% dell'energia solare raccolta, rispetto a un collettore fisso di dimensioni equivalenti.

Nel 2003, Jiang e Cao [23] hanno voluto emulare il comportamento di un girasole utilizzando un sensore fotoelettrico composto da quattro quadranti. Il girasole è stato progettato in modo tale che quando i raggi del sole erano allineati con la direzione normale alla superficie del rivelatore, le correnti prodotte dai raggi incidenti in ogni quadrante fossero uguali tra loro.

In tempi più recenti, nel 2011, Convery [11], ha introdotto una nuova tecnica per il controllo del puntamento. Il sistema di controllo del puntamento viene realizzato posizionando quattro fotodiodi attorno al ricevitore. L'obiettivo dei fotodiodi è quello di identificare l'eliostato che risulta essere disallineato. Per identificare da quale eliostato arrivi la luce che colpisce un fotodiodo, ogni specchio viene fatto vibrare meccanicamente ad una propria e unica frequenza tramite un materiale piezoelettrico, chiamato attuatore piezoelettrico, attaccato direttamente alla superficie dello specchio. Le vibrazioni indotte dall'eliostato fanno in modo che l'immagine del sole riflessa oscilli con una certa frequenza. I fotodiodi rilevano questa frequenza, che viene modulata da un micro controllore che compie l'analisi di *Fourier* del segnale. Trovando il picco dello spettro di Fourier, si identifica unicamente lo specchio che risulta essere disallineato e si genera un segnale di correzione.

5.1.2.1 L'algoritmo più utilizzato

Nel 2004, Berenguel et al. [9] hanno sviluppato una nuova tecnica che è diventata la procedura maggiormente utilizzata nell'ambito del controllo di puntamento in un impianto CSP a torre centrale.

Il sistema di controllo automatico degli eliostati, per compensare gli errori di puntamento, è basato su una tecnica di visione artificiale ed è attrezzato con un dispositivo di accoppiamento di carica comune (CCD). Nel metodo proposto, una telecamera B/W CCD cattura l'immagine del sole proiettata dagli eliostati con una

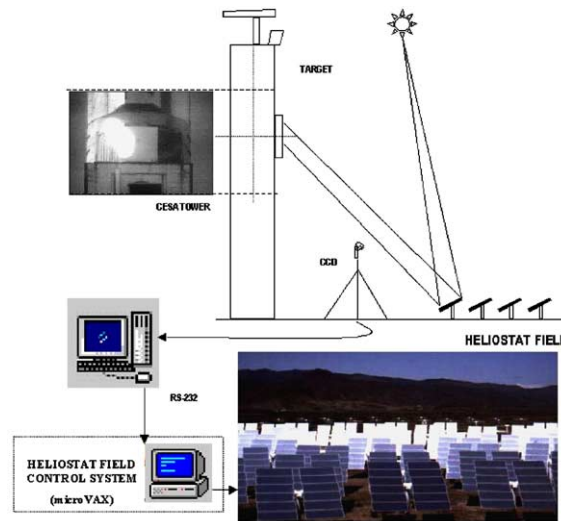


Figura 5.1: Diagramma del controllo della correzione di puntamento

data risoluzione e forniscono le immagini in tempo reale ad un computer tramite un frame-grabber con un bus PCI. Le immagini vengono poi confrontate con delle immagini di riferimento in cui i raggi del sole erano incidenti in direzione normale alla superficie degli eliostati. La differenza tra le due immagini viene utilizzata per calcolare un segnale di comando, che è viene poi passato al sistema di controllo dell'eliostato e utilizzato per azionare i servomotori in modo che vengano corretti eventuali errori di puntamento ed inseguimento del sole. In Figura 5.1 viene riportato un breve diagramma.

L'immagine riportata dalla telecamera fornisce l'offset di errore che si sta commettendo nel puntamento. Si possono presentare diverse casistiche; possiamo avere un puntamento preciso, un puntamento che produce un'immagine riflessa da parte degli specchi che impatta solo parzialmente sul ricevitore o, addirittura, che non impatta il ricevitore, vedi Figura 5.2

Questa tecnica risulta essere molto semplice, poiché con il solo utilizzo di una telecamera e di un micro controllore (per ricevitore), fornisce una correzione sul puntamento per tutti gli eliostati del campo specchi. Per cui abbiamo un controllo che potremmo definire "centralizzato" e non "distribuito". Questo potrebbe essere un problema, dato che inviando un segnale di correzione comune a tutti gli specchi, anche quelli che stanno compiendo un buon puntamento vengono spostati dalla posizione ottimale. Nonostante questo problema, tale tecnica ha permesso di migliorare notevolmente gli errori di posizione degli eliostati; tuttavia il suo successo non è solo dovuto alle prestazioni poiché, dato che più della metà del costo di installazione di un impianto CSP a torre solare è rappresentato dal campo specchi, dobbiamo aggiungere poche risorse per questo tipo di controllo.

Il nostro obiettivo è quello di cercare di trovare un'alternativa a questa tecnica

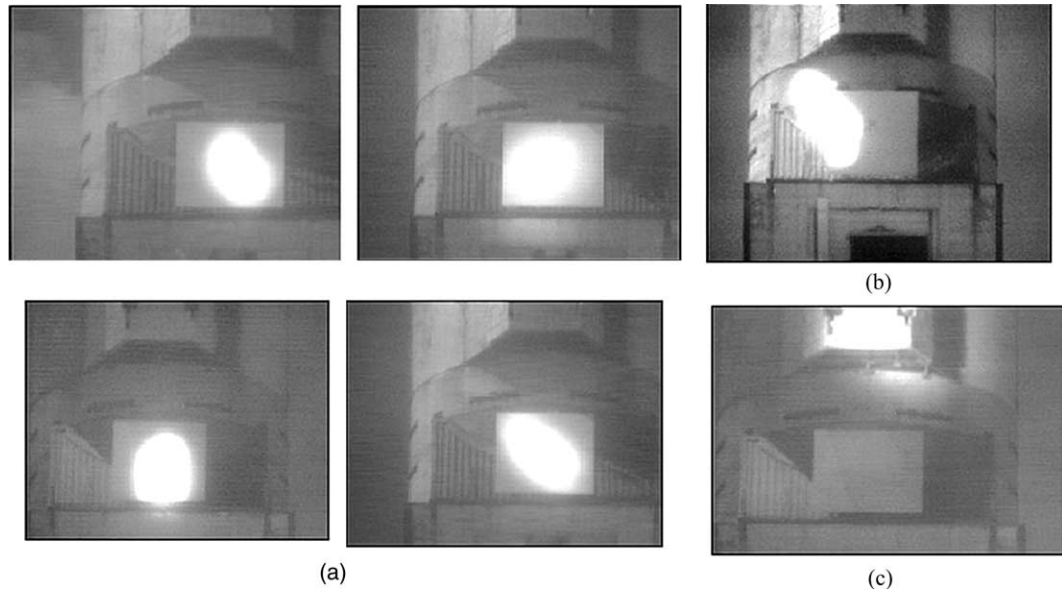


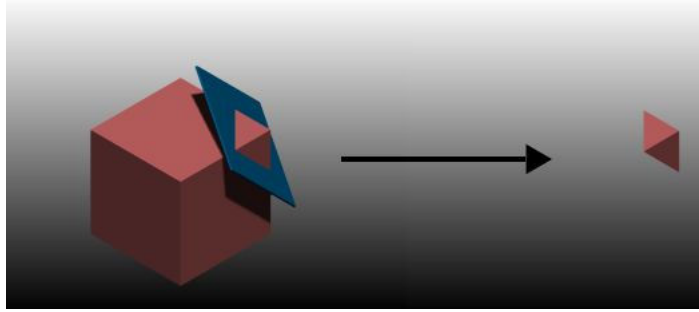
Figura 5.2: Dettaglio del target e delle diverse forme dell'immagine del sole proiettata dagli eliostati: (a) ellissoidi centrati (La forma cambia l'orientamento durante il giorno), (b, c), ellissoidi fuori del bersaglio a causa di errori di puntamento.

che risulti essere distribuita e non centralizzata. Dare un comando di correzione comune come quello appena descritto, migliora sicuramente le prestazioni, ma non porterà ad ottenere l'irraggiamento massimo; infatti, se degli eliostati stanno puntando correttamente, ma l'immagine riflessa del sole da parte dell'intero campo specchi risulta essere in posizione non ottimale, verrà dato lo stesso un comando di correzione che riceveranno anche gli eliostati che risultavano essere puntati correttamente.

5.2 Il *corner cube*

Quando abbiamo affrontato il problema del puntamento, ci è stata suggerita dal Dott. Luigi Folcini, in una comunicazione privata, di considerare l'uso del cosiddetto "*corner cube reflector*". Il *corner cube reflector* è, come dice il nome, uno spigolo di un cubo riflettente visto dall'interno (Figura 5.3); esso gode di una proprietà geometrica molto particolare: ogni raggio che incide sulla sua superficie viene riflesso nello stesso punto da cui era partito, salvo un leggero offset determinabile ed indipendente dalla distanza.

Il cubo riflettore è composto quindi da tre superfici ortogonali tra loro. Di conseguenza, un raggio che impatta la superficie viene riflessa tre volte, una volta per ogni superficie, che si traduce in una inversione di direzione. Più formalmente, i tre corrispondenti vettori normali dei lati perpendicolari del *corner cube* possono essere

Figura 5.3: Il *corner cube*

considerati per formare una base (un sistema di coordinate rettangolari) (X, Y, Z) in cui si rappresenta la direzione di un raggio in arrivo arbitraria, $[a, b, c]$. Quando il raggio riflette sul primo lato, per esempio quello chiamato X , la componente X del raggio, che è a , viene riflessa di 180° , assumendo il valore di $-a$, mentre le componenti Y e Z sono invariati, per cui abbiamo ottenuto un raggio di direzione $[-a, b, c]$. Analogamente, quando viene riflesso dal lato Y ed infine dal lato Z , le componenti b e c sono invertite. Quindi la direzione del raggio passa da $[a, b, c]$ a $[-a, b, c]$, poi a $[-a, -b, c]$ ed infine a $[-a, -b, -c]$ e lascia il *corner cube reflector* con le tre componenti di direzione esattamente invertite. La distanza percorsa, rispetto ad un piano normale alla direzione dei raggi, è uguale per ogni raggio che incide sul riflettore, indipendentemente dalla posizione in cui si riflette prima. In Figura 5.4 è rappresentata una vista 2D che ne mostra le proprietà geometriche (a) e come viene riflesso un raggio (b).

Il *corner cube reflector* è un oggetto reso famoso dagli esperimenti condotti dalla NASA. Durante le missioni *Apollo 11*, *14* e *15* sono stati lasciati sulla luna un gruppo di celle composte da *corner cube reflector*, in Figura 5.5 è presentata un'immagine del riflettore utilizzato. La presenza di questo riflettore sulla luna, ha permesso di inviare un raggio laser di notevole precisione che è stato riflesso dal *corner cube* ed è quindi ritornato al punto di partenza dell'osservatorio. In questo modo, misurando l'attenuazione del raggio, hanno potuto stimare la distanza terra-luna con un errore di $\pm 0.02m$.

Questo esperimento, ci mostra le potenzialità di un tale oggetto, che noi vogliamo poter sfruttare per la tecnica da noi pensata.

5.3 Il nuovo algoritmo di controllo

Il sistema di controllo da noi pensato si basa sul fatto che, installando un riflettore come quello introdotto nella Sezione precedente, possiamo riflettere tutti i raggi solari che arrivano dal campo specchi, ognuno verso l'eliostato da cui è partito.

Se ogni specchio fosse dotato di un sensore che rilevi il raggio ritornato, potremmo compiere una correzione sul puntamento. Ovviamente questa tecnica, come tutte le altre tecniche presenti in letteratura, si presuppone che non ci sia cielo

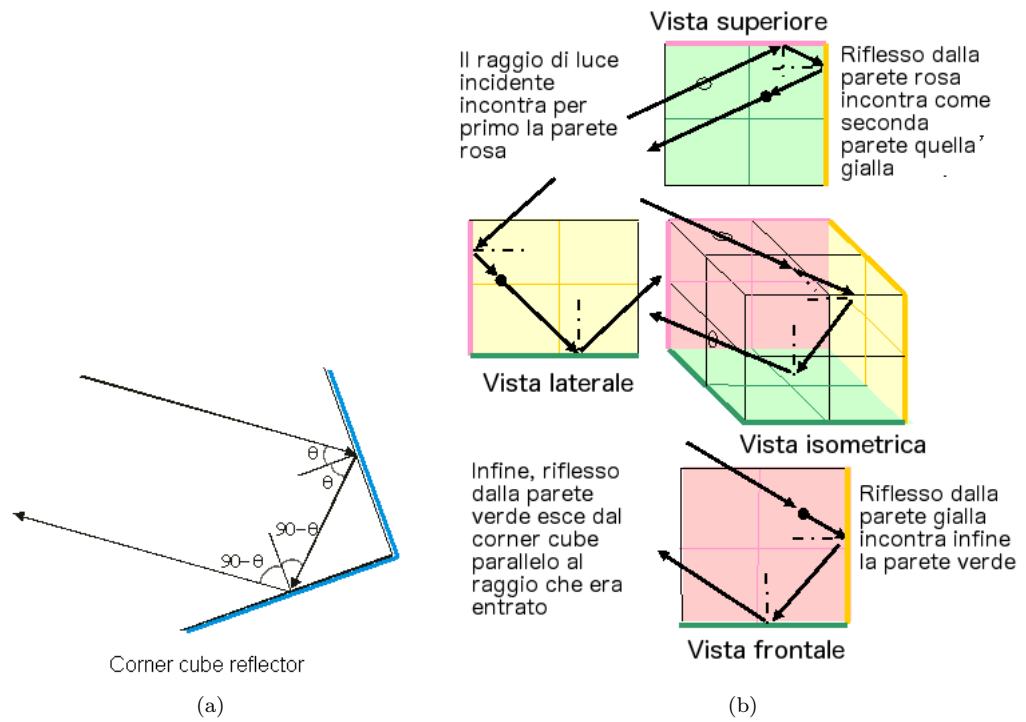


Figura 5.4: Vista 2D del corner cube (a) e riflessione del raggio (b)

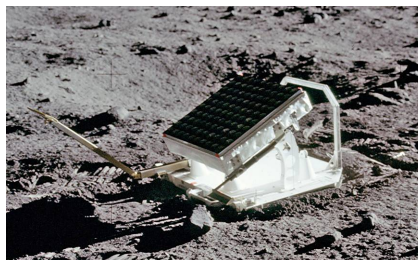


Figura 5.5: Il *corner cube reflector* lasciato sulla luna durante la missione *Apollo 11*

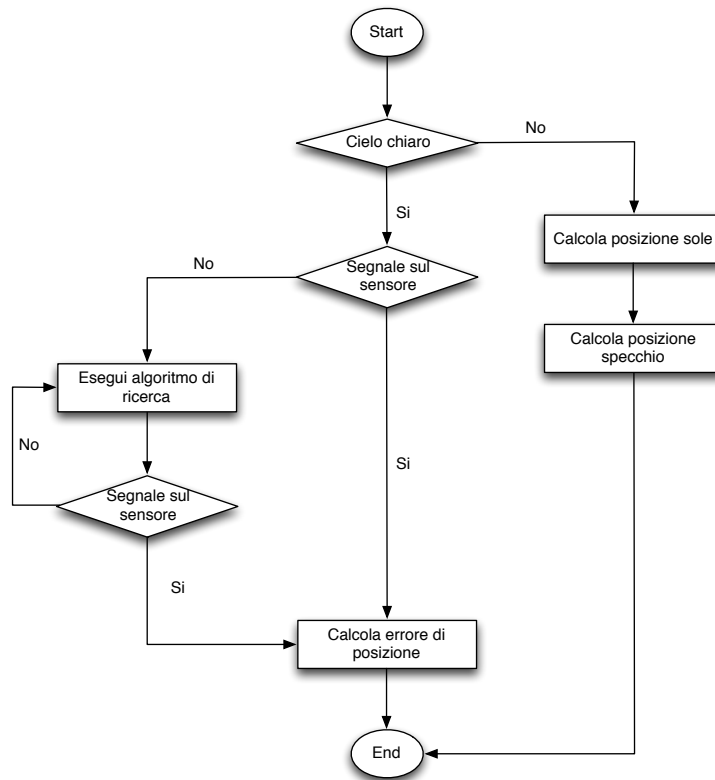


Figura 5.6: Diagramma di flusso del supervisore del controllore

nuvoloso, in modo da avere un raggio che possa essere misurato dal sensore. Per questo motivo, il nostro algoritmo deve poter disabilitare ed abilitare la funzione di controllo. Nel momento in cui il cielo è nuvoloso, l'unico controllo disponibile è quello in anello aperto poiché il segnale di ritorno non è disponibile. Appena è possibile, deve poter essere azionato il vero e proprio controllo in anello chiuso. Siccome non è detto che appena venga azionato il controllo, il corner cube reflector sia colpito, bisogna anche aggiungere un algoritmo di ricerca del punto. In Figura 5.6 è descritto il diagramma di flusso che mostra il funzionamento di un supervisore del controllore.

Dobbiamo quindi dotare ogni eliostato di un sensore che rilevi il raggio riflesso.

5.3.1 Il sensore del raggio solare

I sensori che rilevano la posizione solare, e che compiono la funzione da noi desiderata, sono stati ampiamente utilizzati nell'ambito dei ricevitori fotovoltaici a concentrazione. Questi tipi di sistemi risultano essere efficienti nel momento in cui il piano del ricevitore è ortogonale al raggio solare. Nel momento in cui risulta

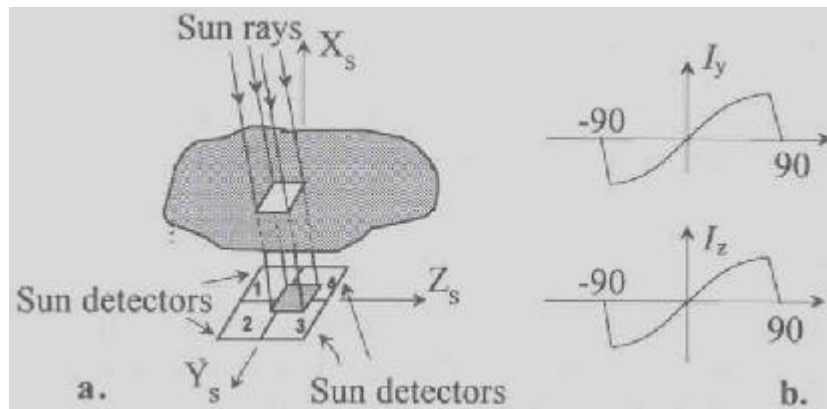


Figura 5.7: Determinazione dell'angolo di incidenza

esserci un angolo di incidenza che si discosta dai 90° , c'è un crollo di prestazione esponenziale, come nel nostro caso, vedi Capitolo 4. Un tipico sensore per calcolare l'angolo di incidenza in queste applicazioni è il pireliometro, che è formato da quattro fotocelle poste alla base di un cilindro; il raggio solare che entra nel cilindro, prima di impattare sulle fotocelle, passa attraverso un foro che fa in modo che sulle fotocelle arrivi un piccolo fascio di luce. In questo modo, il sensore rileva il raggio solare al centro se e solo se l'angolo di incidenza è di 90° . In Figura 5.7 viene mostrato il principio di determinazione dell'orientazione del sole.

Usando un semplice algoritmo basato sull'addizione e la sottrazione delle correnti individuali dei 4 rilevatori a fotocella, si possono calcolare le correnti equivalenti e proporzionali all'orientazione del vettore solare rispetto agli assi Y_s e Z_s . Solo in una regione ristretta intorno allo zero, le correnti I_y e I_z sono linearmente proporzionali all'orientazione del sole rispetto ad entrambi gli assi. La precisione del sensore è determinata dalla lunghezza del cilindro e dalla larghezza dell'apertura.

Per queste applicazioni il raggio di cui si deve stabilire l'angolo di incidenza è il quello prodotto dal sole, al fine di stabilire la giacitura del piano del pannello fotovoltaico in modo che sia ortogonale a questo raggio; il piano del sensore, o meglio quello descritto dalle fotocelle, deve essere solidale al pannello, per cui il pireliometro deve essere installato sul piano del ricevitore. Fortunatamente possiamo applicare questo principio anche al nostro caso, poiché, se fissiamo il sensore in modo tale che il piano descritto dalle fotocelle sia ortogonale al vettore che congiunge l'eliostato al target, il raggio che verrà riflesso dal *corner cube* risulterà avere un angolo di incidenza di 90° se e solo se lo specchio risulta avere un puntamento ottimo.

In questo modo, se viene registrato un angolo di incidenza non ortogonale, possiamo stabilire l'errore di puntamento, in modo da determinare una correzione appropriata.

Errore [°]	0.0003	0.003	0.03	0.3
Distanza dal baricentro [m]	0.0085	0.0574	0.5487	5.5114

Tabella 5.2: Errore di puntamento in funzione dell'errore della stima della posizione solare

5.3.2 Dimensione e posizione del *corner cube* e del sensore

Abbiamo stabilito che il sensore deve essere fissato non solidale all'eliostato, ma su un piano diverso. Bisogna ora capire dove posizionarlo. Il puntamento che viene compiuto ha come obiettivo quello di far sì che il raggio solare riflesso dal baricentro dello specchio coincida con un vettore che punta verso il baricentro del ricevitore. L'unico punto di cui abbiamo garanzia che, in assenza di errori, colpisca sempre lo stesso punto è, di conseguenza, il baricentro dello specchio. Per cui il riflettore deve essere posto nel centro del ricevitore e il sensore nel centro dell'eliostato.

Se decidessimo di porre il *corner cube reflector* in un altro punto interno del ricevitore, che non sia il baricentro, non esisterebbe un punto appartenente al piano descritto dalla superficie dello specchio che sia sempre lo stesso nell'arco della giornata. Questa limitazione è dovuta in primo luogo all'algoritmo che determina la posizione dello specchio, ma anche al fatto che la movimentazione degli eliostati è fatta mantenendo fisso il baricentro. Entrambi i fattori che determinano la limitazione sulla posizione del cubo riflettore, possono essere eliminati. Per fare in modo di mantenere fisso nel corso di una giornata un punto diverso dal baricentro dello specchio, bisogna modificare la geometria del problema, ma non radicalmente; cambiare il punto in questione fa cambiare solo il vettore che congiunge il target e lo specchio, ma non fa cambiare l'algoritmo per il calcolo della posizione. Cambiare la movimentazione dello specchio risulta, invece, una questione più complicata. Oltre a capire come questa debba essere fatta, se scegliessimo un punto fisso diverso dal baricentro, andremmo a creare dei momenti di inerzia che non si bilanciano, dato che se ci muovessimo mantenendo fermo un lato, da una parte avremmo un momento nullo, mentre dall'altro un momento sicuramente non trascurabile. Questo impone dei vincoli sui motori, i quali devono vincere questi momenti non più trascurabili.

Per determinare la dimensione del riflettore, possiamo analizzare quanto incide l'errore di puntamento, in termini di distanza tra il centro del ricevitore e il punto riflesso dal baricentro dello specchio che impatta sul ricevitore, in funzione dell'errore che imponiamo sugli angoli zenitale ed azimutale del sole; questi valori vengono riportati in Tabella 5.2, dove è stato posto lo stesso errore sui due angoli.

Siccome l'inserimento nel ricevitore di un *corner cube reflector* di raggio di $0.6m$, e quindi di area $1.131m^2$, non stravolgerebbe la struttura del ricevitore stesso, abbiamo deciso di scegliere questa dimensione e quindi di catturare tutti gli errori dell'ordine del centesimo di grado.

Come già anticipato, il sensore non deve essere solidale allo specchio. Le dimensioni dipendono dalla struttura del riflettore. Se questo è composto da un *array* di *corner cube* sufficientemente piccoli, la dimensione non ha vincoli strutturali ed incide solo sulla precisione del sensore. Più questo ha un cilindro allungato e più il

foro interno ha un raggio piccolo, più la misura è precisa. La posizione deve essere sempre quella del baricentro dello specchio, poiché è lì dove il *corner cube* rifletterà i raggi provenienti dal centro dello specchio.

In realtà, il sensore potrebbe essere solidale allo specchio. Infatti i pireliometri che calcolano l'angolo di incidenza e sono stati applicati nell'ambito della produzione di energia solare con lo scopo di portare la superficie di uno specchio ortogonale ai raggi solari. Quello che fornisce questo sensore è, in ogni caso, l'angolo di incidenza, per cui, essendo nota sia l'equazione del vettore che punta verso il ricevitore (che è un vettore fisso) che l'equazione del piano dell'eliostato, so qual'è l'angolo di incidenza corretto, per cui, rilevando l'angolo di incidenza che forma il vettore riflesso dal *corner cube reflector*, basta muovere lo specchio in modo tale che l'angolo di incidenza rilevato, coincida con quello desiderato.

In questo modo, il sistema specchio-sensore, è molto più facile da realizzare e si eliminano tutti i problemi relativi alla taratura del sensore, che, nel caso in cui non fosse solidale allo specchio, dovrebbe essere mantenuto in una posizione fissa per tutto il ciclo di vita dell'impianto. Per cui la possibilità di avere un sensore integrato alla struttura dell'eliostato diminuisce notevolmente gli errori che introduce il sensore stesso [37].

5.3.3 Algoritmo di ricerca

Precedentemente, abbiamo sottolineato come deve essere presente un algoritmo di ricerca del *corner cube reflector*. La procedura di puntamento, con la presenza di errori, può portare a non colpire il riflettore con i raggi generati dal baricentro dello specchio (e quindi a non avere un segnale di ritorno sul sensore). Una volta posizionato l'eliostato, in assenza di un segnale sul pireliometro, dobbiamo trovare il *corner cube*; per fare questo, l'idea più immediata è quella di generare un movimento a spirale fino a quando non rileviamo un segnale sul sensore. Dato che l'errore che si commette non è in alcun modo prevedibile, non possiamo azzardare una direzione di correzione, per cui generare un movimento a spirale è l'unica tecnica che converge in qualsiasi situazione in tempi accettabili. Se gli errori fossero solo nell'algoritmo di posizionamento, si potrebbe supporre di avere errori di puntamento di ugual grandezza su specchi vicini, ma dato che gli errori sono propri di ogni eliostato (giacitura scorretta, motori con errori di *drift* diversi, leggeri cedimenti delle strutture indipendenti tra loro, etc.) non possiamo avanzare ipotesi.

Fortunatamente, gli errori che si commettono non sono elevati, ma saranno al massimo dell'ordine dei decimi di grado (in qualche rarissimo caso dell'ordine del grado). Per cui, in presenza di errori, il fatto di generare un movimento a spirale raggiunge sempre il punto corretto, cioè un punto qualsiasi del *corner cube*, in tempi brevi.

La spirale da generare deve avere una proprietà fondamentale: i bracci successivi della spirale devono avere una distanza fissa. Il tipo di spirale che ha questa proprietà è quella di Archimede. Questa curva, in coordinate polari (r, θ) , è descritta dalla seguente equazione:

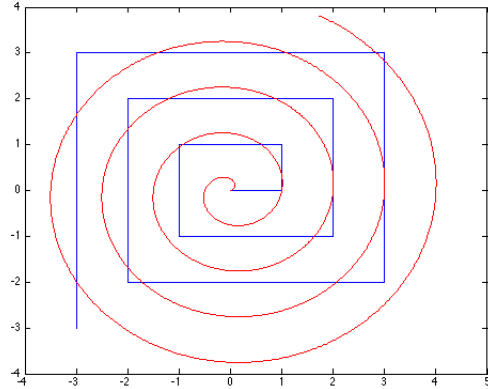


Figura 5.8: Confronto tra la spirale di Archimede e la spirale quadrata

$$r(\theta) = a + b \cdot \theta$$

con $a, b \in \mathbb{R}$ e $b > 0$. La modifica del parametro a ruota la spirale, mentre b controlla la distanza tra i bracci, che è $2 \cdot \pi \cdot b$ se θ è misurato in radianti. Nel nostro caso, il senso in cui ruota la spirale è irrilevante, mentre è fondamentale la distanza tra i bracci; questa deve essere minore della diagonale del *corner cube*, o del diametro se la forma del riflettore è rotonda.

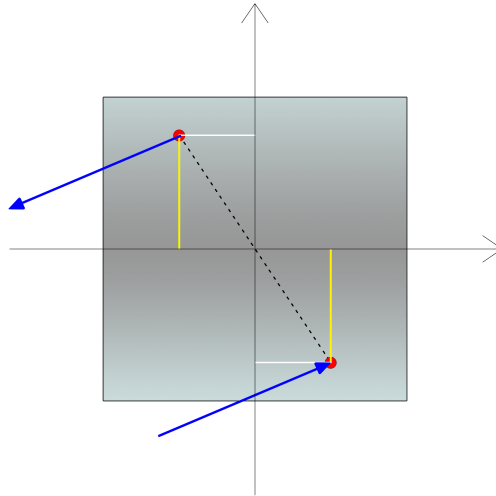
Dato che generare un movimento a spirale risulta essere relativamente complicato, abbiamo deciso di generare una sorta di spirale quadrata, dove muoviamo prima il motore sull'asse azimutale e poi quello sull'asse zenitale. In Figura 5.8 vengono rappresentate le due spirali a confronto e, come si può notare, la spirale quadrata copre la stessa area di quella di Archimede e quindi abbiamo sempre la certezza che la procedura di ricerca convergerà verso un punto del *corner cube reflector*.

Dato il punto di partenza calcolato tramite l'algoritmo di puntamento, se non rileviamo segnali sul sensore, dovremo generare questa spirale; se dimensioniamo correttamente i bracci della spirale, siamo sicuri che, in un numero limitato di iterazioni riceveremo sul pireliometro un segnale di ritorno dal cubo riflettore.

Da questo momento, verrà azionato il vero e proprio controllo di puntamento.

5.3.4 Correzione dell'errore

Una volta che l'algoritmo di ricerca è andato a buon fine, abbiamo un segnale di ritorno sul sensore di ogni eliostato del campo specchi. Il segnale ricevuto ci permette di compiere una correzione sul puntamento. Questo risulta essere corretto se e solo se il fascio di luce proveniente dal *corner cube* è al centro del sensore, per cui il compito del controllore è quello di portare il raggio di luce riflesso al centro del sensore.

Figura 5.9: Riflessione ottenuta dal *corner cube*

Come avevamo già anticipato precedentemente, un qualsiasi raggio che impatta sul riflettore viene riflesso verso il punto di partenza del raggio stesso con un determinato *offset*. Questo *offset* dipende dal punto di impatto sul *corner cube*. Considerando un sistema cartesiano con origine nel centro del riflettore, se il punto di impatto fosse un generico punto (x_1, y_1) , il punto di partenza del raggio che viene riflesso sarebbe $(-x_1, -y_1)$; viene quindi eseguita una riflessione rispetto all'origine, come viene rappresentato in Figura 5.9.

Di conseguenza, se sul sensore riceviamo un raggio che impatta in un punto $(-x_1, -y_1)$, dobbiamo dare una correzione, sapendo che il punto è stato ribaltato. Per cui, se il raggio rilevato dal sensore è più in alto rispetto all'origine, in realtà il raggio impatta sul cubo riflettore in un punto al di sotto del centro del ricevitore.

Noto questo fatto, si può iniziare a correggere il puntamento. Possiamo considerare i due assi separatamente, dato che l'asse azimutale è indipendente da quello zenitale, e dare una correzione locale ad ogni servomotore.

Sfruttando le proprietà trigonometriche dei triangoli, possiamo quindi calcolare qual'è l'angolo di correzione. Dopo aver ricercato il *corner cube reflector*, l'eliostato può iniziare a compiere delle piccole correzioni per far sì che l'immagine del sole riflessa dal baricentro dello specchio coincida con il baricentro del ricevitore.

Con questa semplice correzione, ogni specchio presente sul campo può raffinare la propria posizione in modo tale da raggiungere il proprio irraggiamento nominale. Otterremo in questo modo un sistema di controllo distribuito che permette di raggiungere la posizione ottimale.

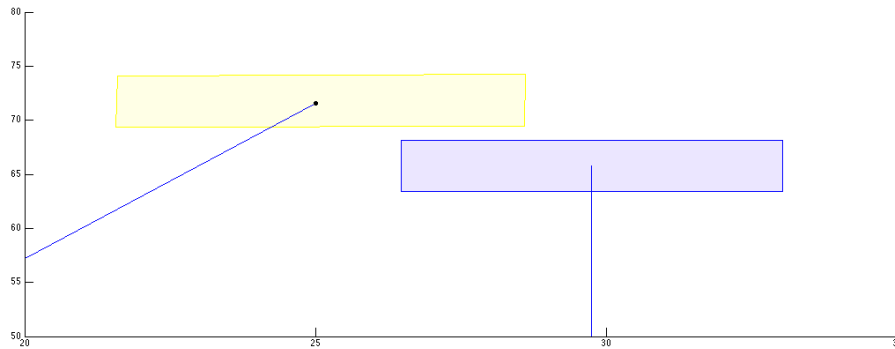


Figura 5.10: Puntamento senza correzione

5.4 Riassunto dell'algoritmo

Per comprendere meglio la sequenza che compie l'algoritmo di controllo, possiamo analizzare passo per passo dove si posiziona l'immagine riflessa da un eliostato alla fine di ogni fase compiuta. Analizziamo il comportamento di uno specchio dell'ultima fila, a una distanza di 340m dal ricevitore, con un errore di 0.5° sia sull'angolo azimutale che zenitale.

L'irraggiamento nominale in assenza di errori calcolato in precedenza è pari a 25.273 kW.

In Figura 5.10 viene mostrata l'immagine riflessa dallo specchio senza correzione.

Lo specchio risulta essere completamente defocalizzato, per cui l'irraggiamento fornito è nullo. A questo punto entra in azione l'algoritmo di ricerca, che traccia una spirale fino a che non si rileva un segnale sul sensore posto sullo specchio. Finita, con successo, la ricerca, abbiamo ricalcolato l'irraggiamento fornito al ricevitore e l'errore di puntamento, in termini di distanza dal centro del ricevitore. In Figura 5.11 vengono mostrati sia l'andamento della spirale che l'immagine del sole riflessa dallo specchio alla fine della ricerca.

Come si può notare, il puntamento non è ancora ottimale, ma è presente un errore di 0.4803 m, 0.05° su entrambi gli angoli ρ e θ , al quale corrisponde un irraggiamento di 23.162 kW. La percentuale di irraggiamento perso è di 8.35%; questa percentuale mostra anche come ad un piccolo errore di puntamento corrisponda un crollo delle prestazioni, se ci troviamo ad una distanza elevata dal ricevitore. L'algoritmo di ricerca, in questa simulazione, trova un punto del riflettore in 27 iterazioni, nel quale si sposta 756 volte. Il punto da cui parte la spirale è a 7.6050m dal centro del ricevitore e si sposta quindi di 7.1246m. Come abbiamo già discusso nei paragrafi precedenti, generare una spirale può non essere la soluzione ottimale, ma questa operazione non dovrà essere eseguita spesso, dato che una volta che l'eliostato risulta essere agganciato al riflettore, si sposta mantenendo il target corretto; inoltre, accumulare un errore di 0.5° su entrambi gli assi, una volta che abbiamo puntato correttamente lo specchio, è molto difficile, data la bassissima velocità con cui si compie l'inseguimento.

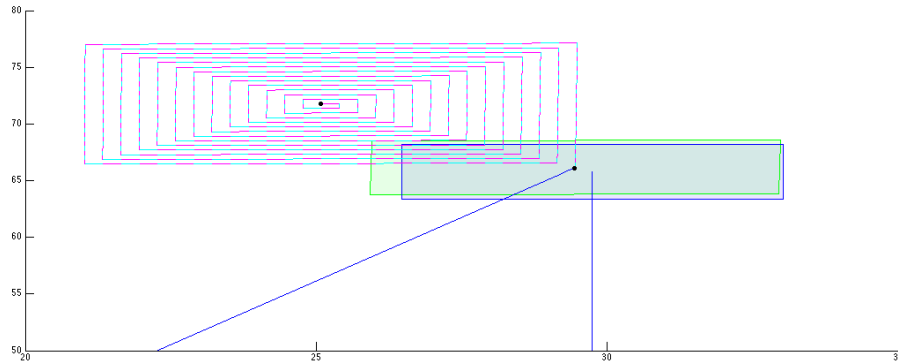


Figura 5.11: Primo passo dell'algoritmo di controllo: ricerca del *corner cube*

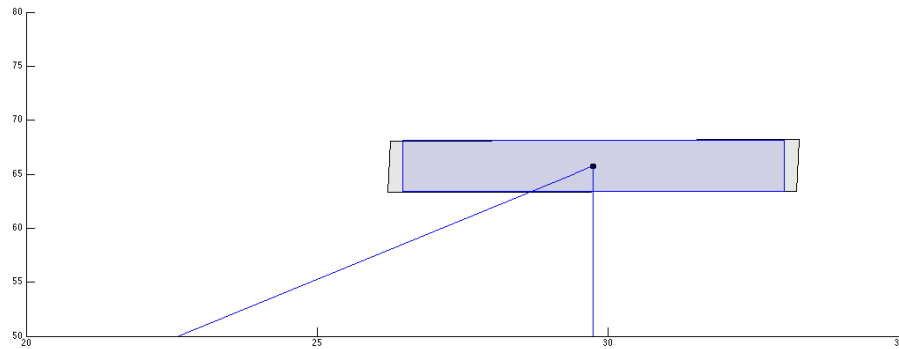


Figura 5.12: Secondo passo dell'algoritmo di controllo: correzione del puntamento

A questo punto entra in gioco il vero e proprio algoritmo di controllo, con l'obiettivo di ottenere il puntamento ottimo. Formalmente, viene calcolato un angolo di correzione fino a che non si raggiunge un errore di puntamento inferiore a 0.01 m. Con 12 iterazioni raggiungiamo il puntamento desiderato e, come viene mostrato in Figura 5.12, il punto di impatto del raggio riflesso dal baricentro dello specchio, coincide con il centro del ricevitore. L'irraggiamento ottenuto è di 25.273 kW, pari a quello nominale. Questo mostra che la soglia di errore è ben impostata, dato che abbiamo raggiunto il 100% dell'irraggiamento ottenibile. La correzione non si compie in un singolo passo, ma in 12 iterazioni, poiché il processo con cui si calcola il punto di impatto sul sensore (calcolo del punto di impatto su *corner cube*, riflessione interna al riflettore e calcolo del punto di impatto sul sensore), introduce dei piccoli errori che, date le grandi distanze, risultano essere significativi, per cui sono necessarie diverse iterazioni per correggere il puntamento.

Se decidessimo di impostare la soglia sull'errore di puntamento pari a 0.1 m, le iterazioni della correzione del puntamento diventano 6, ma non raggiungiamo l'irraggiamento nominale; in questo caso, l'irraggiamento è di 25.185 kW, che corrisponde ad una perdita di irraggiamento pari al 0.35%. Questa perdita può con-

siderarsi accettabile, dato che abbiamo perso solo 88 W; bisogna considerare però che questa perdita deve essere calcolata per tutti gli specchi del campo (483), per cui avremmo una perdita di circa 42kW di potenza assorbita dal ricevitore. Fortunatamente, come vedremo meglio nel Capitolo successivo, gli eliostati più vicini al ricevitore, riescono a raggiungere il 100% dell'irraggiamento nominale anche con una soglia più bassa, per cui non si perdono interamente 42kW.

Capitolo 6

Risultati e simulazioni

Stabilito il nuovo sistema di controllo, possiamo analizzare gli effetti sulle prestazioni applicando l'algoritmo in diverse condizioni, con eliostati in posizioni diverse ed errori di grandezze diverse. Vogliamo anche presentare il modello del sistema di controllo implementato in ambiente *Simulink*, dove abbiamo simulato il comportamento di un singolo specchio nell'arco della giornata.

6.1 Correzione dell'errore su eliostati in posizioni diverse

Per prima cosa, è utile calcolare le prestazioni dell'algoritmo su specchi posti in diverse posizioni. Consideriamo degli eliostati posti sulla prima fila, su una fila centrale e sull'ultima fila. Per ogni fila guarderemo 2 diversi specchi; uno allineato con il ricevitore e uno posto sulla posizione più esterna della fila. In Tabella 6.1 sono riportate le coordinate e le distanze degli eliostati dal ricevitore.

Per ogni caso considerato, abbiamo calcolato l'irraggiamento nominale in assenza di errori, l'irraggiamento che avremmo senza dare una correzione, l'irraggiamento ottenuto tramite l'algoritmo di controllo (con una soglia di errore sul sensore pari a 0.1m), il numero di iterazioni dell'algoritmo di ricerca e della correzione del puntamento dovuta al sensore. Per ogni eliostato considerato, abbiamo analizzato

	Coordinata Nord [m]	Coordinata Ovest [m]	Distanza ricevitore [m]
Caso 1	43.5	34.5	83.7
Caso 2	55.6	1.5	83.7
Caso 3	163	154	230
Caso 4	225	1.74	230
Caso 5	242	-236	340
Caso 6	337	-1.76	340

Tabella 6.1: Coordinate eliostati e distanza dal ricevitore

le prestazioni nel caso in cui avessimo un errore di 0.1° , 0.5° e 1° su entrambi gli assi.

In Tabella 6.2 sono riportati tutti i risultati.

La prima cosa da notare è che in tutti i casi considerati, con il nostro algoritmo di controllo, otteniamo un irraggiamento pari a quello nominale o, comunque, molto vicino a quello nominale (94.4% nel peggiore dei casi). Ancora una volta si può vedere come, a parità di errore, gli eliostati più lontani hanno performance peggiori rispetto a quelli più vicini. In secondo luogo, si può notare come gli eliostati posti frontalmente al ricevitore perdano una percentuale maggiore di irraggiamento, nel caso in cui non compiamo correzione, rispetto agli specchi esterni della stessa fila; questo è dovuto al fatto che il segno degli errori che inseriamo non incide sugli eliostati allineati con il ricevitore, mentre incide su quelli non frontali; se consideriamo errori con segno negativo, abbiamo che l'irraggiamento perso è maggiore negli eliostati esterni; infatti, per i primi due casi, abbiamo che l'irraggiamento è maggiore per l'eliostato frontale.

Un'altra questione importante è che, in generale, abbiamo bisogno di un numero maggiore di iterazioni quando consideriamo gli specchi esterni poiché, a parità di angolo di correzione, otteniamo uno spostamento minore, per cui la spirale risulta essere più fitta nel caso degli eliostati esterni, fatto che corrisponde a un numero maggiore di iterazioni.

Riconsiderando l'irraggiamento finale ottenuto, come già espresso precedentemente, non raggiungiamo in tutti i casi l'irraggiamento nominale. Questo è legato alla soglia impostata sul sensore, poiché se impostassimo questa soglia a 0.01m, come è stata impostata nel Capitolo precedente, otterremmo l'irraggiamento nominale in tutti i casi che abbiamo considerato.

Abbiamo raggiunto il 100% dell'irraggiamento disponibile imponendo una soglia di 0.01m; questo significa che abbiamo bisogno di installare dei sensori a elevata precisione su ogni eliostato del campo specchi. Si può decidere di accettare di ottenere un irraggiamento leggermente inferiore a quello nominale, installando sensori meno precisi che risultano essere meno costosi; in alternativa si potrebbe decidere di aumentare la precisione della misura del segnale di ritorno dal corner cube reflector proporzionalmente alla distanza specchio-ricevitore, in modo di dotare gli eliostati più vicini su cui incide meno l'errore di puntamento, con sensori meno costosi.

6.2 Simulazione dell'inseguimento

Fino ad ora abbiamo analizzato il comportamento degli specchi istante per istante. Per capire la reale efficacia del nostro nuovo sistema di correzione, abbiamo bisogno di simulare l'inseguimento del sole in un intervallo di tempo sufficientemente lungo. Dato che l'obiettivo è quello di inseguire un oggetto in movimento, non avremo mai errore nullo, per cui non riusciremo a mantenere l'irraggiamento nominale calcolato istante per istante. Gli errori da considerare sono gli errori di *drift* dei motori e gli errori sugli angoli di Azimuth e Zenith, che racchiudono gli errori di calcolo dell'algoritmo *SPA* e gli errori dovuti a condizioni climatiche che cambiano leggermente la direzione del vettore solare.

	Irraggiamento Nominale [kW]	Irraggiamento senza correzione [kW]	Irraggiamento con correzione [kW]	Iterazioni ricerca	Iterazioni correzione
Caso 1	26.275	26.242 [99.8%]	26.275 [100%]	0	2
Caso 2	26.277	26.277 [100%]	26.277 [100%]	0	2
Caso 3	24.929	21.498 [86.2%]	24.925 [99.9%]	2	1
Caso 4	25.341	20.412 [78.9%]	25.341 [100%]	2	7
Caso 5	24.437	19.516 [79.9%]	24.429 [99.9%]	6	39
Caso 6	25.318	16.901 [66.7%]	25.207 [99.5%]	4	11

(a) Errore pari a 0.1° su entrambi gli assi

	Irraggiamento Nominale [kW]	Irraggiamento senza correzione [kW]	Irraggiamento con correzione [kW]	Iterazioni ricerca	Iterazioni correzione
Caso 1	26.275	22.058 [83.9%]	26.275 [100%]	8	2
Caso 2	26.277	20.489 [77.9%]	26.277 [100%]	8	2
Caso 3	24.929	2.161 [8.67%]	24.925 [99.9%]	24	19
Caso 4	25.341	1.997 [7.73%]	25.341 [100%]	18	8
Caso 5	24.437	0 [0%]	24.429 [99.9%]	40	42
Caso 6	25.318	0 [0%]	25.217 [99.6%]	28	11

(b) Errore pari a 0.5° su entrambi gli assi

	Irraggiamento Nominale [kW]	Irraggiamento senza correzione [kW]	Irraggiamento con correzione [kW]	Iterazioni ricerca	Iterazioni correzione
Caso 1	26.275	0.9492 [36.1%]	26.275 [100%]	16	2
Caso 2	26.277	0.716 [27.2%]	26.277 [100%]	16	2
Caso 3	24.929	0 [0%]	24.925 [99.9%]	50	7
Caso 4	25.341	0 [0%]	25.341 [100%]	40	6
Caso 5	24.437	0 [0%]	24.429 [99.9%]	86	40
Caso 6	25.318	0 [0%]	25.177 [99.4%]	58	11

(c) Errore pari a 1° su entrambi gli assi

Tabella 6.2: Irraggiamento ottenuto nei diversi casi

6.2.1 Modello *Simulink*

L'ambiente *Simulink* permette di simulare il comportamento degli specchi nel corso della giornata. Il modello è composto da 3 blocchi principali, vedi Figura 6.1.

Gli ingressi del sistema sono:

- Clock: rappresenta il tempo di simulazione. Viene generato dal blocco *digital clock*, il quale si attiva quando viene fatta partire la simulazione. È il blocco che scandisce il tempo.
- Data e ora: dobbiamo impostare data e ora, poiché in base ai loro valori sarà calcolato il corretto vettore solare.
- Errori sugli angoli: in questo modo possiamo immettere una componente di errore sul calcolo del vettore solare.
- Numero dello specchio: in modo da poter analizzare lo specchio in questione.

L'uscita del sistema è l'irraggiamento che fornisce lo specchio al ricevitore. Il modello salva anche una variabile che rappresenta la percentuale di irraggiamento ottenuto rispetto all'irraggiamento ottimale che abbiamo precedentemente calcolato in ambiente *Matlab* istante per istante.

Il modello è composto da 3 blocchi principali: il generatore del *set point* di riferimento da fornire ai motori, il blocco che modella l'andamento dei motori (con il relativo anello di controllo) e il blocco che calcola l'irraggiamento dello specchio.

Come si può notare, sono presenti 2 retroazioni (indicate in rosso e in blu), che servono al blocco che modella il corner cube per determinare se viene colpito dal raggio solare riflesso dal baricentro dello specchio.

Il generatore di *set point*, vedi Figura 6.2, deve fornire come uscita i valori degli angoli ρ e θ dello specchio. È composto a sua volta da 2 blocchi. Il primo calcola gli angoli con la procedura di puntamento descritta nel Capitolo 2, mentre il secondo blocco rappresenta il sistema di controllo, cioè l'algoritmo di ricerca e la correzione del sensore. Deve essere presente un elemento che decida quale dei due riferimenti deve essere inviato ai motori.

Gli ingressi necessari per il calcolo astronomico sono data e ora, mentre il sistema di controllo necessita solamente della posizione attuale dei motori da correggere.

Questo blocco fornisce anche la velocità di riferimento che i motori dovranno mantenere, semplicemente andando a leggere il valore corretto da un *array* presente nel *workspace* e calcolato precedentemente.

Il blocco che modella i servomotori è composto dai due motori. In Figura 6.3 viene mostrato il motore azimutale (in quello zenitale cambierà solamente l'angolo e la velocità di ingresso).

Si vedono chiaramente i due anelli di retroazione descritti nella Sezione 4.5. Si possono notare i due regolatori PI che regolano il processo. Il primo anello rappresenta l'anello di correzione di velocità dove, in ingresso al regolatore, vengono sommati il valore di riferimento, il valore corrente e un delta che proviene dall'errore di posizione. Il secondo anello rappresenta la correzione di posizione dove, in

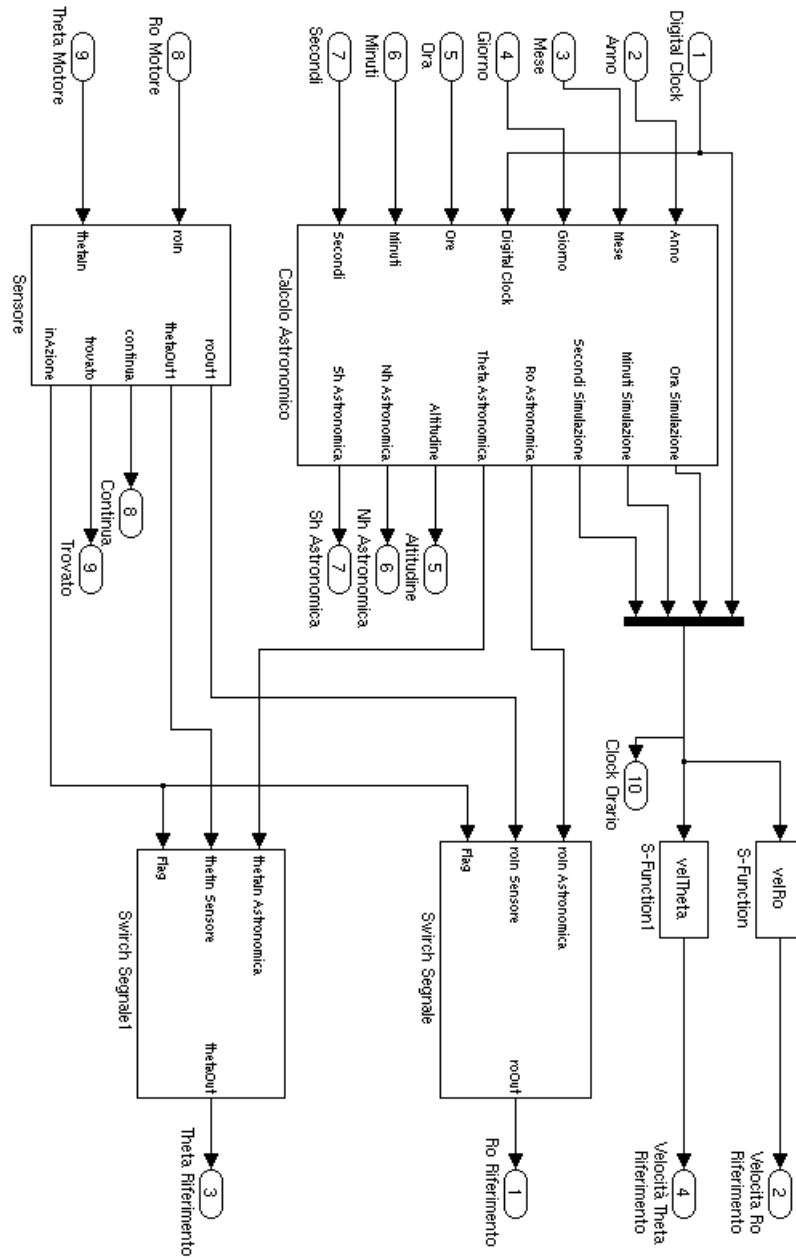


Figura 6.2: Blocco per la generazione del *set point* di posizione

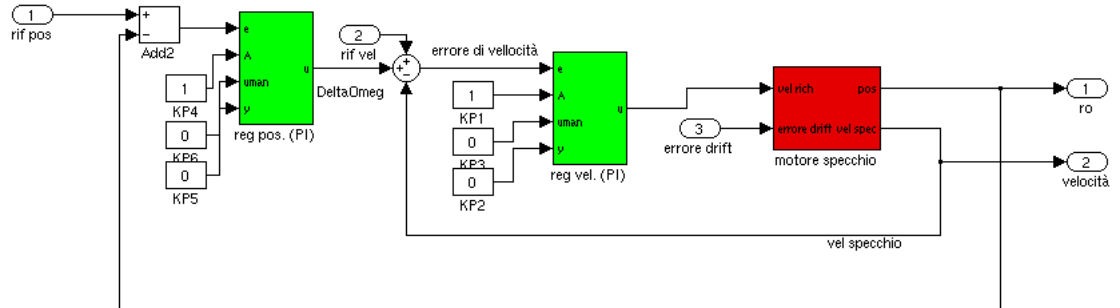


Figura 6.3: Schema del motore azimutale

ingresso al controllore PI, vengono sommati la posizione di riferimento e la posizione corrente.

Questi componenti modellizzano il comportamento di un singolo specchio. A questo punto, le prestazioni del singolo eliostato rispecchiano quelle che saranno dell'intero campo specchi; infatti essendo questo controllo distribuito, ogni eliostato avrà un comportamento simile a quello dello specchio analizzato. Nel nostro caso abbiamo deciso di simulare il comportamento di uno specchio dell'ultima fila della zona Nord del campo; questo ci rappresenta il caso peggiore che possiamo avere, poiché un piccolo errore su questi specchi corrisponde ad una grossa (se non totale) perdita dell'irraggiamento.

6.2.2 Inserimento di errori di *drift*

Analizziamo l'effetto degli errori che agiscono sui motori. Questi errori, detti di *drift*, sono di intensità fisse. L'inseguimento da noi implementato, quello di tipo continuo, presenta già un controllo sulla velocità, realizzato con un controllore PI. Il segnale di *feedback* viene ottenuto tramite un *encoder*, per cui ci aspettiamo che gli errori di *drift* vengano reiettati anche senza il sistema di controllo di puntamento. In realtà, una volta che il sensore inizia ad avere un ruolo attivo (cioè è presente un segnale di ritorno dal *corner cube reflector*), potremmo anche fare a meno della retroazione sulla velocità; infatti, il sensore fornisce un errore di puntamento, la cui correzione impone una modifica sulla velocità da mantenere. In questo modo potremmo fare anche a meno dell'*encoder*, risparmiando il suo costo; però, nel momento in cui le condizioni atmosferiche fanno sì che non possa essere attivato il controllo (cielo coperto o parzialmente coperto), non avremmo nessun sistema che corregge questi errori. In conclusione, non conviene eliminare la retroazione sulla velocità, dato che quando il cielo è coperto abbiamo già un irraggiamento terrestre inferiore e vorremmo poter compiere il miglior puntamento possibile.

Per capire quant'è la percentuale di irraggiamento che perdiamo, dobbiamo prima vedere il comportamento dell'inseguimento in totale assenza di errori. In Figura 6.4 vengono presentati le percentuali di irraggiamento ottenuto nel caso in

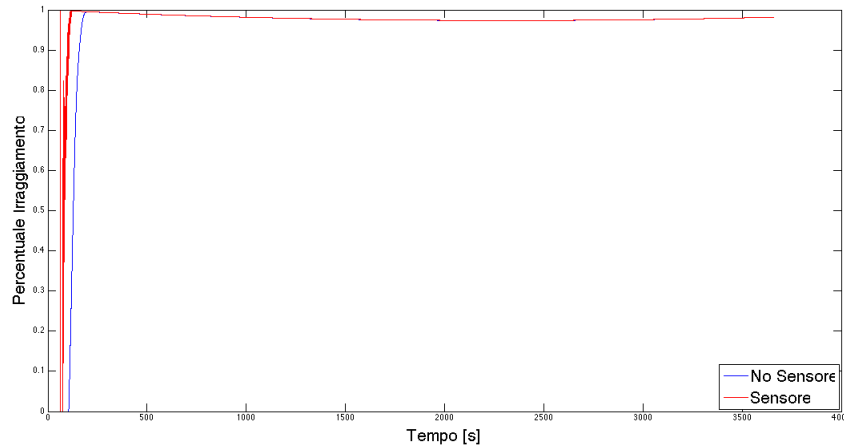


Figura 6.4: Grafici delle prestazioni in assenza di errori

cui non fosse presente nessun errore con e senza sistema di controllo, in un arco di tempo pari ad un'ora nella giornata del 21 marzo 2013.

Come ci aspettavamo, dopo una fase iniziale di transitorio diversa nei due casi, il comportamento risulta essere lo stesso, poiché il segnale di riferimento corretto dal sensore coincide con il segnale di riferimento astronomico. Come avevamo già precisato, il fatto che non abbiamo dei *set point* fissi, ma stiamo compiendo un inseguimento, fa sì che non otteniamo un irraggiamento pari a quello calcolabile istante per istante in maniera statica; le prestazioni risultano essere comunque molto soddisfacenti poiché, dopo il transitorio, abbiamo un valore minimo di irraggiamento pari al 98% circa dell'irraggiamento nominale. I due transienti risultano essere diversi perché nel momento in cui viene attivato il controllo, ricerca *corner cube* e sensore, il movimento compiuto dallo specchio risulta essere diverso. In particolare, si può notare come la linea rossa, che rappresenta l'andamento con la presenza del sistema di controllo, raggiunge prima il centro dello specchio, grazie all'algoritmo di ricerca, ma ci arriva oscillando; questo significa che il movimento a spirale passa vicino al baricentro del ricevitore, ma se non incontra il cubo riflettore, ci si allontana momentaneamente. L'eliostato parte da una condizione di riposo in cui abbiamo $\rho = 0^\circ$ e $\theta = 0^\circ$, anche se la simulazione parte alle 10 di mattina quando l'impianto dovrebbe essere già in funzione da almeno un paio d'ore. Questo non è un fatto importante, poiché quello che ci importa è ottenere un comportamento a regime che sia il più vicino possibile al comportamento ottimo.

A questo punto abbiamo inserito un errore di *drift* dei motori pari al 10%. Questo significa che se viene richiesto un determinato valore di velocità, il reale valore ottenuto sarà maggiore del 10%. Ci aspettiamo che la presenza dell'anello di controllo sulla velocità porti lo specchio a comportarsi come se non avessimo nessun disturbo poiché il regolatore ha come effetto quello di far tendere l'errore di velocità (velocità richiesta - velocità corrente) a zero. In Figura 6.5 vengono

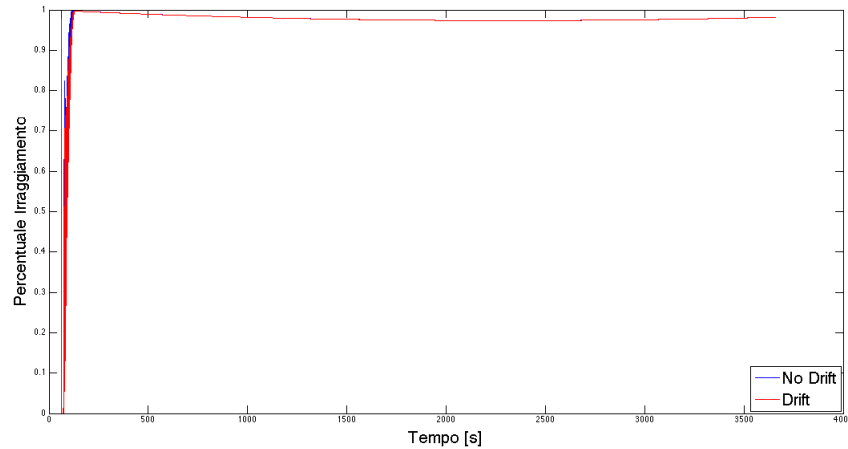


Figura 6.5: Grafici delle prestazioni in assenza di errori

confrontate le percentuali di irraggiamento ottenuto nel caso in cui avessimo la presenza di un errore di *drift* e nel caso nel l'avessimo, entrambe con la presenza dell'anello di controllo.

Come ci aspettavamo, il comportamento a transitorio esaurito è lo stesso; come effetto della presenza dell'errore, abbiamo un transitorio leggermente più lento, in modo quasi infinitesimale. Anche nel caso in cui non avessimo un sistema di controllo attivo il comportamento risulta essere lo stesso, poiché in entrambi i casi, l'anello di retroazione sulla velocità è presente.

Passiamo ora ad analizzare il comportamento nel caso in cui inserissimo errori sul posizionamento dei servomotori.

6.2.3 Inserimento di errori di posizione

Gli errori di posizionamento, come abbiamo già discusso, possono essere dovuti a molti fattori, quali le condizioni atmosferiche, leggeri cedimenti strutturali ed errori di calcolo. Questi possono essere variabili nell'arco della giornata, ma se consideriamo intervalli di tempo dell'ordine dei minuti, questi errori risultano essere degli *offset* fissi.

Come prima condizione abbiamo voluto analizzare il comportamento nel caso in cui inserissimo un errore di 1° su entrambi gli assi. Se non avessimo un sistema di controllo, un eliostato dell'ultima fila non irraggerebbe per nulla il ricevitore. In Figura 6.6 viene riportato il grafico dell'irraggiamento percentuale ottenuto in presenza di un tale errore assieme all'andamento senza errori.

Come si può notare, il sistema di controllo riesce ad ottenere lo stesso andamento anche in presenza di un errore elevato. La ricerca del *corner cube* risulta essere più lunga, per cui iniziamo ad ottenere una percentuale di irraggiamento significativa ed arriviamo a regime con un leggero ritardo, poiché il punto di partenza della ricerca

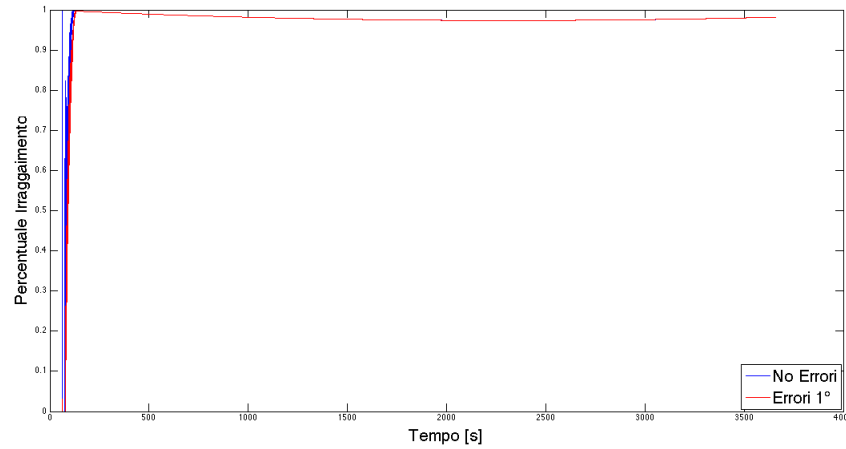


Figura 6.6: Grafici delle prestazioni in assenza di errori

risulta essere più distante rispetto al caso senza errori, come possiamo vedere in Figura 6.7 dove viene fatto un ingrandimento sul transitorio.

In conclusione possiamo dire che la presenza di errori non influisce sulla percentuale di irraggiamento ottenuto, se non per brevi istanti di tempo. A questo punto possiamo confrontare il comportamento del sistema retroazionato con quello del sistema non retroazionato nel caso in cui inserissimo un errore variabile nell'arco di tempo della simulazione. In Figura 6.8 vengono mostrati i due andamenti. Sono visibili i momenti in cui viene inserito una componente di errore sulla posizione dei motori; infatti, dopo 400 secondi viene inserito un errore di 0.2° per 10 minuti dove, senza correzione abbiamo un irraggiamento pari al 60% dell'irraggiamento nominale. Poi per 200 secondi errore nullo e viene raggiunto l'irraggiamento corretto prima che venga inserito un secondo errore di -1° per 400 secondi, a cui corrisponde irraggiamento nullo. Infine, tra 2100 secondi e 2700 secondi, viene inserito un errore di -0.2° con cui avremmo circa il 40% dell'irraggiamento massimo ottenibile.

In questa simulazione si nota subito come sia importante inserire un sistema di controllo. La presenza del *corner cube* e del sensore fanno sì che in presenza di errori non ci sia decadimento delle prestazioni poiché, una volta che lo specchio risulta essere agganciato al cubo riflettore, non si considera altro che la posizione corrente e il segnale rilevato dal sensore.

In conclusione possiamo dire che il sistema di controllo sviluppato risulta essere ottimale poiché riusciamo a mantenere un irraggiamento pari a quello che avremmo in assenza di errori. Abbiamo raggiunto l'obiettivo che ci eravamo posti ideando una nuova tecnica di controllo che risulti essere distribuita per ogni specchio a che permetta di migliorare le prestazioni di ogni singolo eliostato presente nel campo specchi.

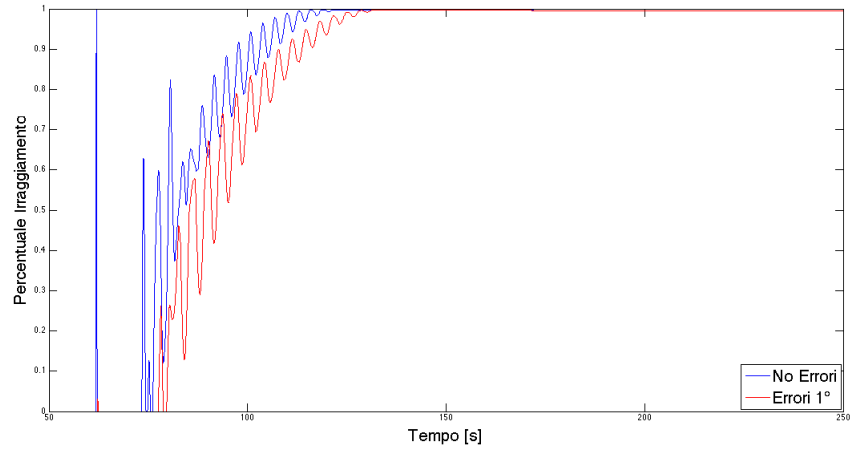


Figura 6.7: Ingrandimento dell'andamento dell'irraggiamento durante il transitorio

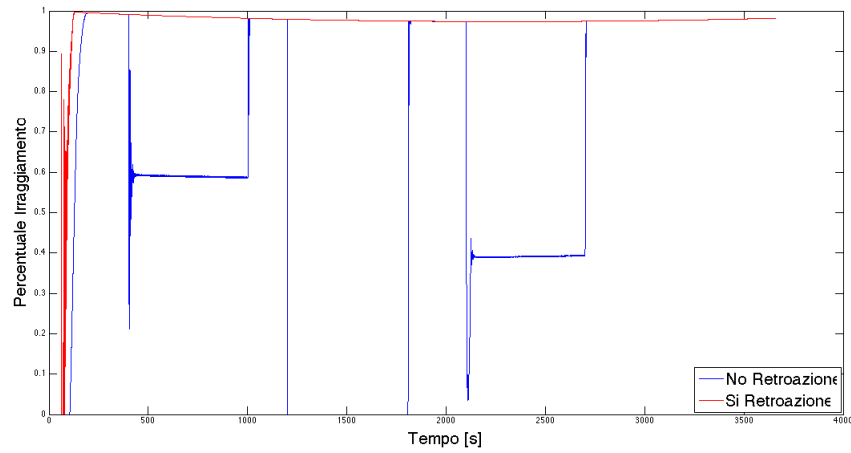


Figura 6.8: Comportamento del sistema retroazionato e non in presenza di errori variabili

Capitolo 7

Conclusioni e sviluppi futuri

Il progetto di tesi da me sviluppato ha portato a ideare una nuova tecnica di correzione del puntamento. Le simulazioni del modello hanno sottolineato la bontà e le potenzialità di questo sistema in cui gli errori che si possono presentare vengono quasi del tutto eliminati.

Nonostante il fatto che la tecnologia degli eliostati non sia di recente sviluppo, solo negli ultimi anni sono iniziati studi e realizzazioni di sistemi di controllo di puntamento. Questo ci ha permesso di trattare il problema senza una conoscenza pregressa che poteva influenzare fin dall'inizio le nostre scelte e, quindi, a non esplorare possibili soluzioni alternative ed innovative.

La scoperta di un oggetto che riflettesse i raggi nel punto di partenza ci ha aperto la strada verso il controllo da noi sviluppato.

La possibilità di applicare le proprietà del corner cube in questo ambito, permette di ottenere un sistema performante e a basso costo. L'obiettivo che ci eravamo posti è stato raggiunto e la tecnica sviluppata mostra una notevole possibilità di miglioramenti. Gli sviluppi futuri possibili sono molteplici. Data la vastità del problema, sono molti gli aspetti che si possono migliorare. In primo luogo, non abbiamo trattato l'ottimizzazione del posizionamento del campo specchi. Il posizionamento ottimale degli eliostati, ampiamente documentato in letteratura, mira a trovare la miglior configurazione al fine di diminuire il numero di eliostati installati e, di conseguenza, di diminuire il costo dell'impianto. La questione economica non è assolutamente da sottovalutare, poiché questi tipi di impianti vengono tipicamente commissionati dall'Unione Europea, la quale promuove lo sviluppo della produzione dell'energia pulita tramite progetti economicamente accettabili.

Per come è stata impostato il puntamento, la posizioni del corner cube sui ricevitori e del sensore sugli eliostati devono essere i rispettivi baricentri. Questa configurazione, seppur fattibile, ha però un certo numero di difetti. Posizionare un oggetto al centro del ricevitore o dello specchio può risultare complicato, dato che bisogna innestare una struttura all'interno di un'altra. Il corner cube deve essere parzialmente schermato o raffreddato poiché viene irraggiato da tutti gli specchi. Nascono così dei problemi strutturali. Purtroppo non possiamo cambiare

la posizione di questi oggetti poiché l'unico punto fisso nel corso della giornata è proprio il baricentro.

Per ovviare a questo problema, si potrebbe pensare di modificare l'algoritmo del posizionamento in modo da mantenere fisso un punto di uno dei quattro lati dell'eliostato; questo non risulta essere difficile, poiché si devono semplicemente spostare dei riferimenti. La complicazione più grossa è quella relativa alla movimentazione degli specchi. Per come è stato presentato, il movimento viene attuato a partire dal baricentro dello specchio. Si potrebbe studiare la possibilità di modificare la movimentazione in modo da mantenere fermo un punto su un lato. Questa possibilità apre nuove possibilità di miglioramento e eliminerebbe la difficoltà di installare e raffreddare il *corner cube*. Purtroppo, un tale movimento presenta una complicazione; la movimentazione presentata da noi, ha il vantaggio che i momenti di inerzia che si generano durante la movimentazione si annullano a vicenda, dato che nel baricentro agiscono due momenti di inerzia uguali in modulo, ma di segno opposto su entrambi gli assi di movimentazione. Se decidessimo di attuare questa modifica, i momenti di inerzia non si annullerebbero più a vicenda, per cui bisognerebbe ritrattare la scelta dei servomotori, che dovrebbero generare un coppia più elevata. Una volta scelti correttamente i motori, le prestazioni sarebbero le stesse, ma si migliorerebbe la qualità del prodotto poiché risulterebbe essere di più facile installazione e i problemi legati alla schermatura o al raffreddamento del *corner cube* sarebbero più facile da trattare.

Un altro effetto di questo tipo di movimentazione, sarebbe quello che potremmo installare il sensore di posizione al di fuori della superficie dello specchio, poiché studiando approfonditamente la posizione del cubo riflettore si potrebbe fare in modo che l'offset di riflessione porti il raggio a finire al di fuori dell'eliostato. In questo modo elimineremmo anche il problema legato al sensore.

Si potrebbe infine pensare di combinare questa tecnica con quella presentata nel Capitolo 5 come la tecnica maggiormente utilizzata. In questo modo potremmo sfruttare i vantaggi di entrambe le tecniche. La nostra tecnica risulta essere molto efficiente nel momento in cui siamo vicini al *corner cube*, ma la ricerca del riflettore risulta essere comunque dispendiosa. Se potessimo integrare il sistema di telecamere sviluppato da Berenguel et al. [9], potremmo portarci vicini al centro del ricevitore evitando di generare il movimento a spirale, per poi iniziare la correzione mediante il sensore di rilevamento del raggio riflesso.

Restano ancora da analizzare tutte le procedure di avviamento e spegnimento dell'impianto, defocalizzazione degli eliostati e condizioni di riposo. Queste procedure sono molto importanti per la durata di vita dell'impianto poiché, per esempio, la mancanza di una politica di defocalizzazione porterebbe ad un sovrarraggiamento dei ricevitori in certi periodi dell'anno, che potrebbe portare a rotture dei moduli di assorbimento e quindi all'interruzione della produzione di energia elettrica. Com'è logico, tutte queste procedure devono essere eseguite prendendo adeguate precauzioni, poiché si deve seguire un determinato percorso che sia in totale sicurezza.

Noi abbiamo trattato i raggi solari come singoli punti. Per avere un maggior dettaglio bisognerebbe considerare delle piccole aree di fasci. In questo modo avremmo una visione più chiara delle distorsioni delle immagini causate dalle riflessioni.

Al centro di ricerca RSE si stanno organizzando le attività per ottenere una sperimentazione pratica del sistema di controllo, realizzando un piccolo prototipo di un tale sistema. Poter analizzare direttamente il comportamento di uno specchio controllato con questa politica metterebbe in risalto punti di forza e debolezze del sistema; si potrebbe cercare così di intervenire in maniera più puntuale.

Da ultimo va osservato che le tecnologie legate a questi tipi di impianto sono in forte sviluppo ed evoluzione, pertanto quanto presentato in questo lavoro è suscettibile di miglioramenti futuri non soltanto riguardo alle parti non del tutto approfondite, ma anche per eventuali novità tecnologiche che potrebbero portare a scelte un po' diverse.

Ringraziamenti

Prima di tutto devo ringraziare il Professor. Sergio Bittanti, che mi ha accettato come tesista e mi ha permesso di intraprendere questo progetto al centro di ricerca RSE. Ringrazio anche la persona che grazie alla sua sconfinata conoscenza, mi ha consigliato e guidato nel corso di questa mia esperienza: l'Ing. Antonio De Marco.

Un ringraziamento speciale va alle persone che mi hanno accompagnato durante questa mia lunga attività: l'Ing. Lillo Augello che mi ha accolto con una spontaneità e una calorosità che non credevo fosse possibile e con il quale ho passato la mia prima parte del tirocinio dato che mi ha spiegato e introdotto il *software Thermoflex*; l'Ing. Antonio Guagliardi, che mi ha supportato, e sopportato, in tutti i momenti in cui si presentava un problema; l'Ing. Paolo Savoldelli che tramite aneddoti, discussioni serie e piacevoli chiacchierate ha ampliato la mia conoscenza su una serie di temi scientifici e non; il Dot. Claudio Zagano e il Dot. Mauro Scagliotti con i quali ho trascorso molti momenti divertenti. A tutte queste persone dico che non passerò mai delle pause pranzo così piacevoli come quelle trascorse durante questa esperienza.

Un ringraziamento particolare va anche all'Ing. Vincenzo Casamassima e l'Ing. Valter Prandoni che si sono interessati al mio progetto e mi hanno dato utilissimi consigli.

Ringrazio i mie parenti che mi hanno sostenuto durante tutto il mio percorso universitario, fosse anche solo con una telefonata o dei complimenti; in particolare ringrazio la mia Mutti per l'amore che solo una madre sa dare, il mio Babbo che mi ha consigliato, insegnato e confortato (e anche rimproverato) in ogni momento in cui avevo bisogno di lui, mio fratello Andrea per le serate passate insieme, per gli assist (pochi) e le botte (molte) che mi dato quando abbiamo finalmente giocato assieme, mio fratello Emanuele che anche da Padova (prima) e da Genova (poi) è sempre stato presente, i miei cani Hero, Athos, Olanda e Lala, che mi saltavano addosso appena tornavo dall'università per darmi pausa dallo studio e il mio gatto Pato che mi ha donato tanto amore quanto i moltissimi peli che mi ha lasciato sui vestiti.

Non posso non nominare i miei amici più cari dell'università, con i quali ho passato tutti i momenti del mio percorso: Baro, Brivio, Caccale, Cucco, Gadio, Grosso, Filo, Nico, Peduz, Sardus, Sasso, Scotty, Teddy e tutti gli altri.

Per ultima, ma forse la più importante, devo ringraziare la mia Laura, che mi ha sopportato e sorretto in tutti questi anni.

Bibliografia

- [1] Salah Abdallah and Salem Nijmeh. Two axes sun tracking system with plc control. *Energy conversion and management*, 45(11):1931–1939, 2004.
- [2] FM Al-Naima and NA Yaghobian. Design and construction of a solar tracking system. *Solar & wind technology*, 7(5):611–617, 1990.
- [3] Abdulla H Algifri and Hussain A Al-Towaie. Efficient orientation impacts of box-type solar cooker on the cooker performance. *Solar Energy*, 70(2):165–170, 2001.
- [4] V Bădescu. Une évaluation probabiliste pour l’erreur d’orientation des héliostats. *Revue de Physique Appliquée*, 17(7):421–434, 1982.
- [5] V Bădescu. Theoretical derivation of heliostat tracking errors distribution. *Solar Energy*, 82(12):1192–1197, 2008.
- [6] Abderrahmane Bairi. Method of quick determination of the angle of slope and the orientation of solar collectors without a sun tracking system. *Solar & wind technology*, 7(2):327–330, 1990.
- [7] Saiful Bari. Optimum slope angle and orientation of solar collectors for different periods of possible utilization. *Energy conversion and management*, 41(8):855–860, 2000.
- [8] C Belli and P Chizzolini. Conversione dell’energia.
- [9] M Berenguel, FR Rubio, A Valverde, PJ Lara, MR Arahall, EF Camacho, and M López. An artificial vision-based control system for automatic heliostat positioning offset correction in a central receiver solar power plant. *Solar Energy*, 76(5):563–575, 2004.
- [10] Manuel Blanco-Muriel, Diego C Alarcón-Padilla, Teodoro López-Moratalla, and Martín Lara-Coira. Computing the solar vector. *Solar Energy*, 70(5):431–441, 2001.
- [11] Mark R Convery. Closed-loop control for power tower heliostats. In *Proc. of SPIE Vol*, volume 8108, pages 81080M–1, 2011.
- [12] Luis Crespo, Francisco Ramos, and Fernando Martinez. Questions and answers on solar central receiver plant design by nspoc. *Solar Paces*, 2011.

-
- [13] John A Duffie and William A Beckman. Solar engineering of thermal processes. *NASA STI/Recon Technical Report A*, 81:16591, 1980.
- [14] J. H. R. Enslin. Maximum power point tracking: a cost saving necessity in solar systems. *Renewable Energy*, 2:543–549, 1992.
- [15] Juan Sebastián Estrada. *Solar application of TopSpool gas turbine concept*. PhD thesis, KTH, 2011.
- [16] Thomas Fend. High porosity materials as volumetric receivers for solar energetics. *Optica Applicata*, 11(2):271–284, 2010.
- [17] European Commission Directorate-General for Research. Solgate solar hybrid gas turbine electric power system. 2005.
- [18] Roberto Grena. An algorithm for the computation of the solar position. *Solar Energy*, 82(5):462–470, 2008.
- [19] E. Hanson. New landmark solar flower tower by haim dotan shapes new vision for solar energy. 22 June 2009.
- [20] Hoyt C Hottel. A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres. *Solar Energy*, 18(2):129–134, 1976.
- [21] Chihchiang Hua and Chihming Shen. Comparative study of peak power tracking techniques for solar storage system. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1998. APEC'98. Conference Proceedings 1998., Thirteenth Annual*, volume 2, pages 679–685. IEEE, 1998.
- [22] International Energy Agency (IEA). Concentrating solar power, technology roadmap. Technical report, 2010.
- [23] W Jiang and M Cao. Emulation sunflower. In *Proceedings of the International Symposium on Test and Measurement*, Jun. 1-5, 2003.
- [24] Fritz Kasten and Andrew T Young. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Appl. Opt.*, 28(22):4735–4738, 1989.
- [25] AT Kearney. Solar thermal electricity 2025. *Clean Electricity on Demand: Atractive STE Cost Stabilize Energy Production*, 2010.
- [26] Abdul-Jabbar N Khalifa and Salman S Al-Mutawalli. Effect of two-axis sun tracking on the performance of compound parabolic concentrators. *Energy conversion and management*, 39(10):1073–1079, 1998.
- [27] Bruce L Kistler. A user's manual for detsol3: A computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants. Technical report, Sandia National Labs., Livermore, CA (USA), 1986.

-
- [28] Gregory J Kolb, Scott A Jones, Matthew W Donnelly, David Gorman, Robert Thomas, Roger Davenport, and Ron Lumia. HelioStat cost reduction study, 2007.
- [29] Abraham Kribus, Irina Vishnevetsky, Moshe Meri, Amnon Yogev, and Andrei Sytnik. Continuous tracking of heliostats. *Journal of solar energy engineering*, 126(3):842–849, 2004.
- [30] FW Lipps and LL Vant-Hull. A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*, 20(6):505–516, 1978.
- [31] Alexander B Maish. Performance of a self-aligning solar array tracking controller. In *Photovoltaic Specialists Conference, 1990., Conference Record of the Twenty First IEEE*, pages 864–869. IEEE, 1990.
- [32] Thomas R Mancini. Catalog of solar heliostats. *IEA SolarPACES Report*, 3, 2000.
- [33] RH McFee. Power collection reduction by mirror surface nonflatness and tracking error for a central receiver solar power system. *Applied Optics*, 14(7):1493–1502, 1975.
- [34] Reme Meck. Calculating tilted array spacing. <http://www.affordable-solar.com/Learning-Center/Building-a-System/Calculating-Tilted-Array-Spacing>.
- [35] Jean H Meeus. *Astronomical algorithms*. Willmann-Bell, Incorporated, 1991.
- [36] Joseph J Michalsky. The astronomical almanac’s algorithm for approximate solar position (1950–2050). *Solar Energy*, 40(3):227–235, 1988.
- [37] Bocchiola G Minuto, A. Sistema di controllo ad anello chiuso di un inseguitore solare basato su un sensore di puntamento innovativo. Technical report, RSE Rapporto RdS N. 12005727, 2013.
- [38] H Mitavachan, J Srinivasan, et al. Is land really a constraint for the utilization of solar energy in india? *Current Science(Bangalore)*, 103(2):163–168, 2012.
- [39] Corey J Noone, Manuel Torrilhon, and Alexander Mitsos. HelioStat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout. *Solar Energy*, 86(2):792–803, 2012.
- [40] U. S. Department of Energy. 2010 solar technologies market report. Technical report, November 2011.
- [41] Dal Y Ohm. Selection of servo motors and drives.
- [42] Robert Pitz-Paal, Nicolas Bayer Botero, and Aldo Steinfeld. HelioStat field layout optimization for high-temperature solar thermochemical processing. *Solar energy*, 85(2):334–343, 2011.

-
- [43] Ibrahim Reda and Afshin Andreas. Solar position algorithm for solar radiation applications. *Solar energy*, 76(5):577–589, 2004.
- [44] Christelle Rigollier, Olivier Bauer, and Lucien Wald. On the clear sky model of the esra-european solar radiation atlas-with respect to the heliosat method. *Solar energy*, 68(1):33–48, 2000.
- [45] Z Rosenzweig. Aora: Hybrid tulip tower system to be switched on in spain. *Concentrated Solar Power Today*, 27, 2012.
- [46] Markus Schubnell and Harald Ries. Velocity-controlled tracking of the sun. *Solar energy materials*, 21(2):207–212, 1990.
- [47] Peter Schwarzbözl, Reiner Buck, Chemi Sugarmen, Arik Ring, Ma Jesús Marcos Crespo, Peter Altwegg, and Juan Enrile. Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives. *Solar Energy*, 80(10):1231–1240, 2006.
- [48] RP Semma and MS Imamura. Sun tracking controller for multi-kw photovoltaic concentrator system. In *Photovoltaic Solar Energy Conference*, pages 375–380. Springer, 1981.
- [49] Siemens. Sgt-800 industrial gas turbine brochure. Technical report.
- [50] Estela Solar. Solar power from europe’s sun belt, 2009.
- [51] Ivan E Sutherland and Gary W Hodgman. Reentrant polygon clipping. *Communications of the ACM*, 17(1):32–42, 1974.
- [52] Xiudong Wei, Zhenwu Lu, Zi Lin, Hongxin Zhang, and Zhengguo Ni. Optimization procedure for design of heliostat field layout of a 1mwe solar tower thermal power plant. In *Photonics Asia 2007*, pages 684119–684119. International Society for Optics and Photonics, 2007.
- [53] Mohd Azmi bin Hj Mohd Yakup and AQ Malik. Optimum tilt angle and orientation for solar collector in brunei darussalam. *Renewable Energy*, 24(2):223–234, 2001.