

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA Elettrotecnica



TESI DI LAUREA

**SISTEMA SPERIMENTALE AD
INSEGUIMENTO SOLARE**

RELATORE: PROF. ARTURO LORENZONI

CORRELATORE: DOTT. GOTTARDO MARCO

LAUREANDO: GARBIN LUCIANO

ANNO ACCADEMICO 2007/2008

Dedicata ai mie figli Giulia e Simone
e alla moglie Marina

In memoria dei miei genitori

INDICE	3
INTRODUZIONE:	5
GENERALITA'	7
CAPITOLO 1 La radiazione solare: analisi di producibilità di un impianto fotovoltaico	9
• 1.1 L'energia solare	9
• 1.2 Origine e potenza della radiazione solare	9
• 1.3 La radiazione solare	10
• 1.4 Definizione dell'angolo Zenitale & Azimutale e di tilt	10
• 1.5 Angolo di tilt e posizionamento dei moduli	11
• 1.6 L'altezza del sole e angolo di incidenza	12
• 1.7 La radiazione globale	14
• 1.8 L'efficienza della cella	17
CAPITOLO 2 Effetto fotovoltaico	19
• 2.1 Cenni storici	19
• 2.2 Effetto fotovoltaico	19
• 2.3 Diodo a giunzione a semiconduttore di tipo P-N	21
• 2.4 Caratteristica tensione-corrente	24
CAPITOLO 3 La tecnologia fotovoltaica	27
• 3.1 Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino	27
• 3.2 Celle fotovoltaiche in silicio policristallino	27
• 3.3 Celle in CdTe (Telloruro di Cadmio)	27
• 3.4 Silicio amorfo	28
• 3.5 Film sottili	29
• 3.6 Cis-Cigss	29
• 3.7 La concentrazione	30
• 3.8 Tecnologie emergenti	31
• 3.9 Esempio di processo di fabbricazione di un modulo al C-Si	32
• 3.10 Pay back time	34
CAPITOLO 4 Convertitori statici	35
• 4.1 Introduzione: connessione alla rete blocco boost-inverter	35
• 4.2 Convertitore boost: principio di funzionamento	36
• 4.3 Che cos'è l'inverter FV.	38
• 4.4 Inverter per impianti Stand Alone e Grid Connected	38
• 4.5 Tipologie di Inverter	41
• 4.6 Che cosa vuol dire configurazione	44
CAPITOLO 5 Sistema sperimentale a inseguimento solare Suntrack	45
• 5.1 Introduzione	45
• 5.2 Inseguitori ad un grado di libertà	45
• 5.3 Inseguitori a due gradi di libertà: movimentazione di azimut e tilt	46
• 5.4 Inseguitori attivi-passivi	47
• 5.5 Struttura dell'inseguitore	47
• 5.6 Inseguitore solare sperimentale Suntrack	48
• 5.7 Caratteristiche elettriche dell'impianto FV Suntrack	52
• 5.8 Configurazione	53
• 5.9 Scheda tecnica del modulo SEM 140M	56

Capitolo 6	Apparati sensoriali e di comando	57
• 6.1	Apparati sensoriali	57
• 6.2	Servoinclinometro: principio di funzionamento	61
• 6.3	Installazione del servoinclinometro - misura dell'angolo	62
• 6.4	Allineamento dell'servoinclinometro - calibrazione - connessioni elettriche	63
• 6.5	Console di comando sistema di bargraph	65
• 6.6	Sistema di controllo automatico con PLC	68
• 6.7	Alimentatore di potenza	69
• 6.8	Acquisizione dei segnali analogici	69
• 6.9	Introduzione alla programmazione del PLC	71
• 6.10	Programmazione del PLC	75
Capitolo 7	Descrizione dei risultati ottenuti, analisi tecnico - economica e conclusioni	87
• 7.1	Descrizione del sistema	87
• 7.2	Analisi dei costi a confronto tra i due sistemi con moduli al silicio policristallino	89
• 7.3	Il conto energia	93
• 7.4	Costi e tempo di ritorno dell'investimento	93
• 7.5	Analisi di un ROI con moduli ad alta efficienza per un sistema fisso e Suntrack	98
• 7.6	Conclusioni	99
Bibliografia		101

Introduzione

L'approvvigionamento energetico basato sul petrolio ha compromesso la qualità dell'ambiente in modo significativo nel corso degli ultimi anni, l'uso sempre più massiccio delle fonti fossili ha reso particolarmente critica la situazione ambientale, sia dal punto di vista delle emissioni inquinanti, sia riguardo i cambiamenti climatici globali; la crescita dell'economia mondiale, dovuta in particolar modo ai paesi orientali, ha alimentato un forte desiderio di avviare una transizione, o addirittura una rivoluzione energetica che si inserisca gradualmente nelle problematiche attinenti allo sviluppo sostenibile.

Considerando le Fonti di Energia Rinnovabili (FER), esse sono fonti non fossili praticamente inesauribili che si distinguono in: solare, idraulica, eolica, geotermica biomasse, correnti marine e di marea. Inoltre, una rilevante fonte di energia rinnovabile è rappresentata dal cosiddetto risparmio energetico, in quanto è il metodo più immediato ed economico che consenta la riduzione delle emissioni di contaminanti nell'atmosfera. Esaminando il costo del chilowattora prodotto con le FER si evince che il fotovoltaico ha un costo di circa dieci volte superiore rispetto alle fonti fossili ed al nucleare, che non può essere ridotto se non con un sensibile aumento del rendimento dei moduli solari (attualmente solo del 14-16%). **Tale aumento del rendimento si può ottenere con un impianto a inseguimento solare.**

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo così alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). Nella fase di produzione dei pannelli solari l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi industria o stabilimento chimico. I moduli dei pannelli solari FV si caratterizzano per l'essere composti da numerosi elementi. Un pannello solare include sostanze tossiche come il rame, il piombo, il gallio, il selenio, l'indio, il cadmio e il tellurio.

Nel processo produttivo sono utilizzate sostanze tossiche o esplosive che richiedono la presenza di sistemi di sicurezza e attrezzature adeguate per tutelare la salute dei lavoratori e dell'ambiente circostante; perciò in caso di guasti l'impatto sull'ambiente può essere forte anche se pur sempre locale. A seconda della tipologia di pannello solare fotovoltaico si avranno differenti rischi. La produzione del pannello solare cristallino implica la lavorazione di sostanze chimiche come il triclorosilano, il fosforo ossicloridrico e l'acido cloridrico. Nella produzione del pannello amorfo troviamo il silano, la fosfina e il diborano. Infine nella produzione dei CIS spicca il seleniuro di idrogeno e in quella dei CdTE il cadmio, quest'ultimo ad elevata tossicità e forte impatto sulla salute. In conclusione, l'impatto ambientale della produzione dei pannelli solari FV è assimilabile a quello di una qualsiasi produzione industriale.

I pannelli solari hanno una durata di 25-30 anni, ben più lunga di qualsiasi bene mobile di consumo o di investimento. Al termine del loro ciclo di vita si trasformeranno in un rifiuto speciale da trattare. La separazione e il recupero dei metalli non è un processo facile. Un pannello solare FV giunto alla fine della sua vita diventa pertanto un problema per le attività di riciclaggio. Vanno però aggiunte alcune importanti osservazioni. La vendita su scala dei pannelli solari FV sta trovando soltanto in questi ultimi anni un primo boom commerciale. E' molto probabile che nei prossimi anni le attività di riciclaggio dei moduli ricevano investimenti dalle stesse case costruttrici del settore fotovoltaico per recuperare e rigenerare una parte dei metalli necessari per le nuove produzioni.

Le aziende avranno un interesse diretto a produrre pannelli solari con maggiore cura del futuro recupero dei materiali (es. riciclo pannelli guasti). Durante l'utilizzo di un pannello solare non si riscontra alcun rischio o impatto sulla salute dovuto alla sua presenza. In questa fase può essere considerato critico soprattutto l'**impatto paesaggistico**. Pensiamo ad esempio alle città d'arte italiane o all'occupazione del suolo agricolo. La tutela del paesaggio sarà comunque garantita con l'integrazione architettonica dei pannelli negli edifici di nuova costruzione e con la diffusione dei pannelli flessibili. Dal punto di vista dell'occupazione del suolo una soluzione pratica arriva dall'uso polifunzionale dei pannelli in aree marginali non utilizzate (es. terrazze, tetti dei capannoni o delle pensiline ecc.). A mio avviso l'impatto sul paesaggio ha un legame molto forte con la cultura e la percezione della collettività, una volta apprezzati i vantaggi dell'energia fotovoltaica anche il senso critico-estetico tenderà ad ammorbidirsi.

Si comprende, pertanto, come si è spinti a richiedere sistemi fotovoltaici sempre più efficienti o dispositivi che permettano di aumentare la produzione di energia elettrica per unità di superficie captante, come gli inseguitori solari. Tali inseguitori, comunemente definiti "Girasole", insieme ai sistemi fotovoltaici a concentrazione, la cui tecnologia è tuttora, ancora, allo stadio precompetitivo, sono attualmente i soli dispositivi in grado di raggiungere tale obiettivo.

Il presente lavoro, quindi, si pone come fine, quello di promuovere l'energia fotovoltaica ed analizzare la reale convenienza tecnico-economica dei sistemi ad inseguimento, rispetto a sistemi fissi.

A tal fine è stato realizzato un sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack, presso il CFP CNOS-FAP Salesiani Don Bosco di Schio e si è determinata, mediante differenti analisi di tipo deterministico, messi a confronto con dati reali, l'energia elettrica prodotta in relazione alla

radiazione solare media oraria incidente nel comune di Schio, confrontata inoltre, con quella prodotta da un sistema fisso.

Al fine di poter effettuare un'analisi comparata dell'energia producibile da un sistema ad inseguimento biassiale rispetto ad uno fisso ho affrontato lo studio dell'energia solare e la sua propagazione, fino a giungere al miglior sistema per sfruttare l'energia solare.

Il lavoro svolto è sviluppato in sette capitoli.

Il primo capitolo presenta delle nozioni sulla radiazione solare e l'introduzione ai dispositivi di conversione.

Il secondo capitolo descrive in dettaglio l'effetto fotovoltaico partendo nel definire la struttura del silicio, attraverso una breve trattazione teorica; si arriva alle celle fotovoltaiche a giunzione di tipo p-n, con la descrizione del principio di funzionamento e la natura delle caratteristiche elettriche.

Il terzo capitolo presenta una panoramica delle celle fotovoltaiche: celle al silicio monocristallino, al silicio policristallino, al silicio amorfo, film sottili, celle in CdTe, celle in CIS-CIGSS a concentrazione e le nuove generazioni di celle.

Il quarto capitolo è dedicato interamente agli inverter: partendo dall'inverter tradizionale si arriva a descrivere gli inverter più utilizzati.

Il quinto capitolo descrive gli aspetti strutturali del sistema sperimentale Suntrack e la sua configurazione.

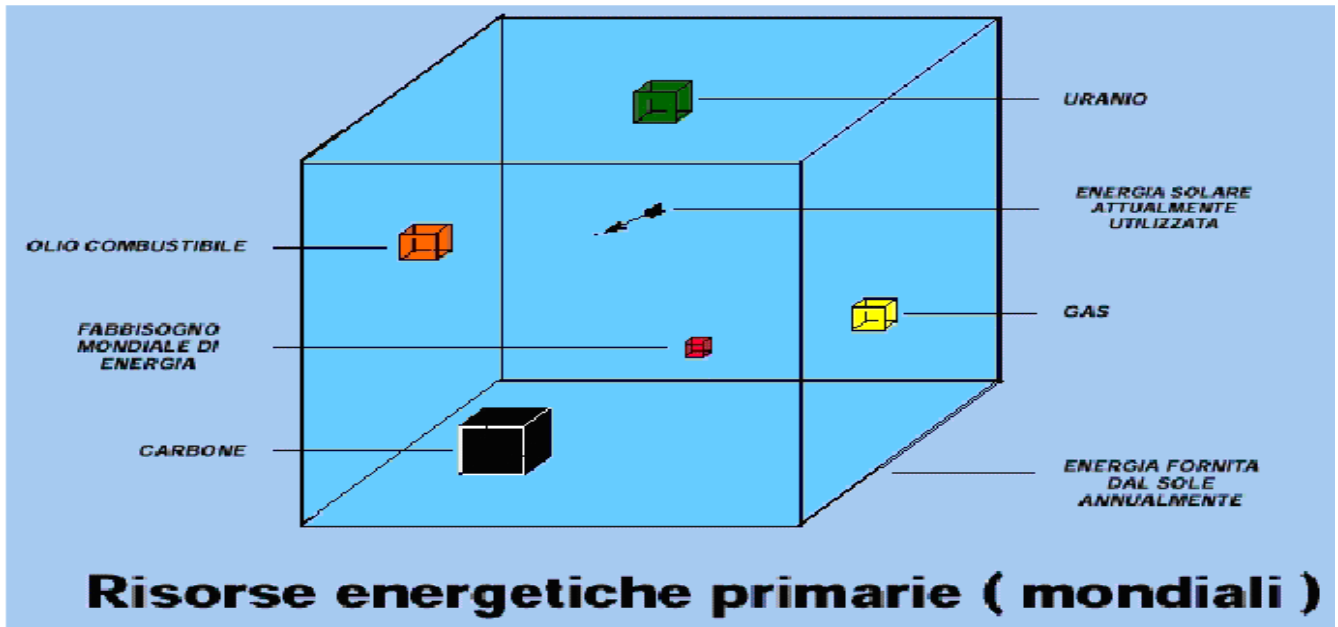
Il sesto capitolo descrive la realizzazione e messa in opera di un sistema sensoriale di controllo e comando dell'impianto sperimentale a inseguimento solare Suntrack

Il settimo ed ultimo capitolo è dedicato alla descrizione dei risultati ottenuti, seguiti infine, dalle conclusioni sul lavoro svolto.

Generalità

Impianti solari fotovoltaici. Cosa offrono?

Sono impianti in grado di utilizzare direttamente la radiazione del Sole al fine di produrre energia elettrica in corrente continua, che può essere utilizzata per alimentare utenze isolate (impianti con batterie di accumulatori) oppure può essere immessa nella rete pubblica nazionale.



Vantaggi dei sistemi fotovoltaici di connessione:

1. Produzione di energia pulita, emissioni evitate di CO₂
2. Tempo di ritorno energetico limitato (da 2 a 4 anni)
3. Crescente indipendenza dai combustibili fossili, riduzione dello sfruttamento dei PVS
4. Produzione di energia elettrica nel posto in cui serve, si evitano le perdite di trasporto
5. Produzione di energia nelle ore di massima richiesta dalla rete
6. Manutenzione trascurabile
7. Lunga durata dell'impianto, costo dell'energia costante
8. Promozione verso gli utenti di un corretto uso dell'energia
9. Crescita del mercato investimenti in nuove linee di produzione, riduzione dei costi, aumento dell'occupazione.

Il Decreto Legislativo 192/05 è stato integrato dal nuovo Decreto Legislativo 311/06 pubblicato in Gazzetta Ufficiale nel febbraio 2007. Nell'allegato I è prescritto l'obbligo di produrre parte dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

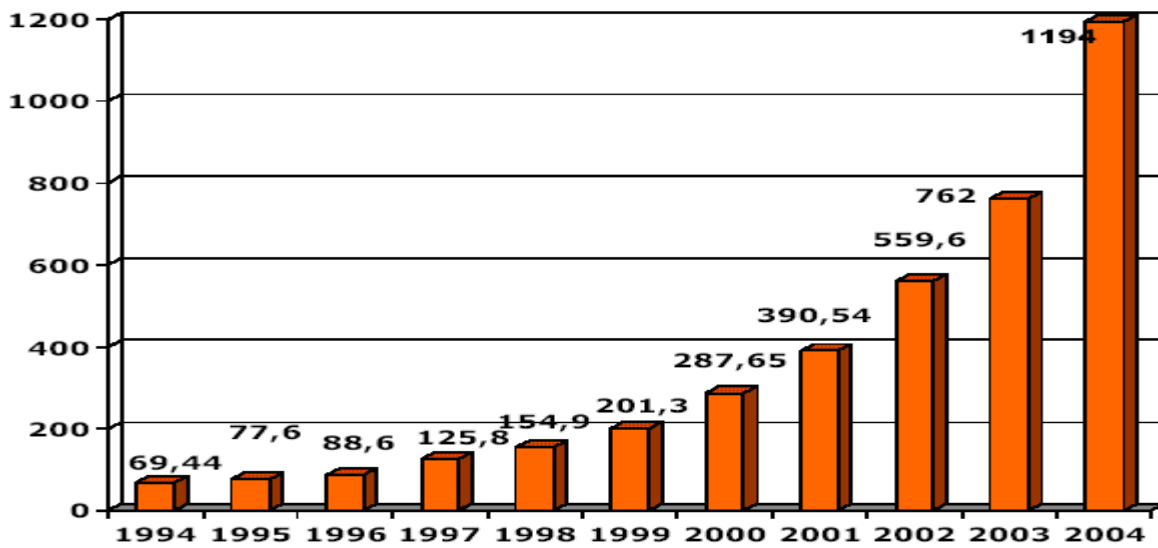
Gli impianti fotovoltaici, in qualità di opere per il risparmio energetico, sono soggetti all'aliquota IVA ridotta al 10%. Gli impianti fotovoltaici beneficiano degli incentivi ventennali in conto energia previsti dal Decreto 19 febbraio 2007.

Definizione del Watt di picco [Wp]

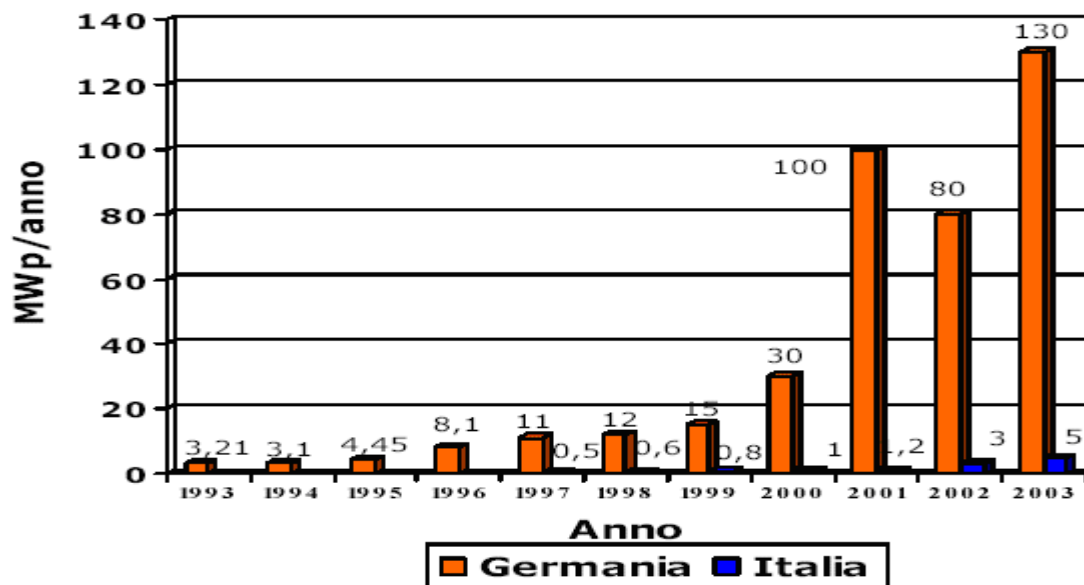
Il watt di picco [Wp] è la potenza standard dei moduli fotovoltaici erogata dal modulo in condizioni ideali, simili al sole a mezzogiorno d'estate (irraggiamento di 1.000 W/mq, temperatura della cella di 25°C, AM 1,5).

La tolleranza rispetto alla potenza di picco è in genere $\pm 5\%$. (Alcuni costruttori dichiarano tolleranza - 0 % e + 5%.) Vuol dire che le prestazioni dei moduli possono essere solo superiori alla potenza dichiarata (dalla quale dipende il prezzo del modulo). N.B. I prezzi dei moduli si basano spesso sul valore €/Wp.

Il mercato fotovoltaico mondiale [MWp/anno] Fonte: www.epia.org



I mercati fotovoltaici tedesco e italiano [MWp/anno]



I risvolti occupazionali del solare fotovoltaico

Germania: circa 20.000 lavoratori occupati; i lavoratori tedeschi del settore fotovoltaico e solare termico hanno superato quelli del settore carbonifero.

Italia: circa 2000 lavoratori occupati; si stimano 5.000 nuovi posti di lavoro se saranno installati impianti fotovoltaici pari a 3000 MWp entro il 2016: obiettivo previsto dal Decreto 19 febbraio 2007, mediante incentivi ventennali in conto energia.

Capitolo 1

La radiazione solare: analisi di producibilità di un impianto fotovoltaico

1.1 L'energia solare



Figura 1.1.1 Energia solare

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal sole (figura 1.1.1) verso la Terra. Ogni istante il sole trasmette sull'orbita terrestre 1367 watt per m². Tenendo conto del fatto che la Terra è una sfera (e quindi i raggi arrivano spesso angolati) che oltretutto ruota, l'irraggiamento solare sulla superficie terrestre mediato sulle 24 ore e sulle 4 stagioni è, alle latitudini europee di circa 200 watt/m². La quantità di energia solare che arriva sul suolo terrestre è quindi enorme, circa mille volte superiore a tutta l'energia usata dall'umanità nel suo complesso. Essa però risulta poco concentrata, nel senso che è necessario raccogliere energia da aree molto vaste per averne quantità significative, ed è piuttosto difficile da convertire in energia facilmente sfruttabile (principalmente in elettricità) con efficienze accettabili. Per il suo sfruttamento occorrono prodotti in genere di costo elevato che rendono l'energia solare notevolmente costosa rispetto ad altri metodi di generazione dell'energia. Lo sviluppo di tecnologie che possano rendere economico l'uso dell'energia solare è un settore della ricerca molto attivo ma che, per adesso, non ha avuto risultati rivoluzionari.

1.2 Origine e potenza della radiazione solare

Nel centro del sole avvengono processi di fusione nucleare in cui due nuclei d'idrogeno (basso numero atomico) si uniscono e formano un nucleo di elio (numero atomico superiore). La fusione nucleare libera enormi quantità di energia in quanto la massa del nucleo risultante è minore della somma delle masse dei nuclei iniziali. La differenza di massa è convertita in energia ($E = m \cdot c^2$).

L'energia liberata equivale ad una massa pari a 4 milioni di tonnellate al secondo (t/s). La fusione nucleare produce un flusso di gas ad alta energia dal centro verso lo strato superficiale della stella (fotosfera), la quale ha una temperatura di circa 6000K. L'intensità (potenza) della radiazione sulla superficie solare (fotosfera) è di 63 MW/m². Ciò vuol dire che ogni m² della fotosfera irradia in un'ora 63000 kWh, corrispondenti all'energia contenuta in 6300 litri di gasolio. La terra dista dal sole circa 150 milioni di km. A questa distanza l'intensità della radiazione emessa dal sole è mediamente di 1.367 kW/m² (figura 1.2.1)

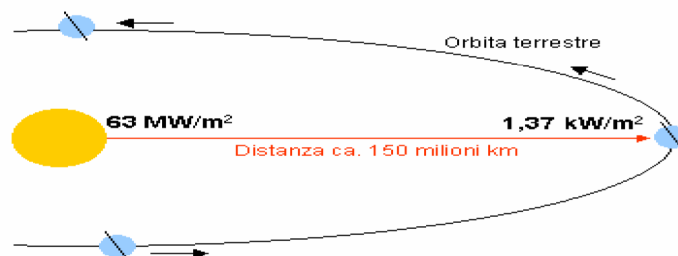


Figura 1.2.1 Schema del sistema Sole-Terra

1.3 La radiazione solare

L'energia raccolta dai moduli fotovoltaici dipende dalla latitudine del sito, dall'esposizione dei moduli (angolo di tilt e angolo di azimut) e dall'irraggiamento. (Figura 1.3.1) Quest'ultimo dipende dalla stagione, dall'ora del giorno e dalle condizioni meteorologiche. Inoltre, la quantità di energia raccolta dal generatore fotovoltaico dipende dalla temperatura dei moduli, dalla configurazione del campo, dalle caratteristiche elettriche e ottiche dei moduli fotovoltaici e, infine, dalla riluttanza del terreno

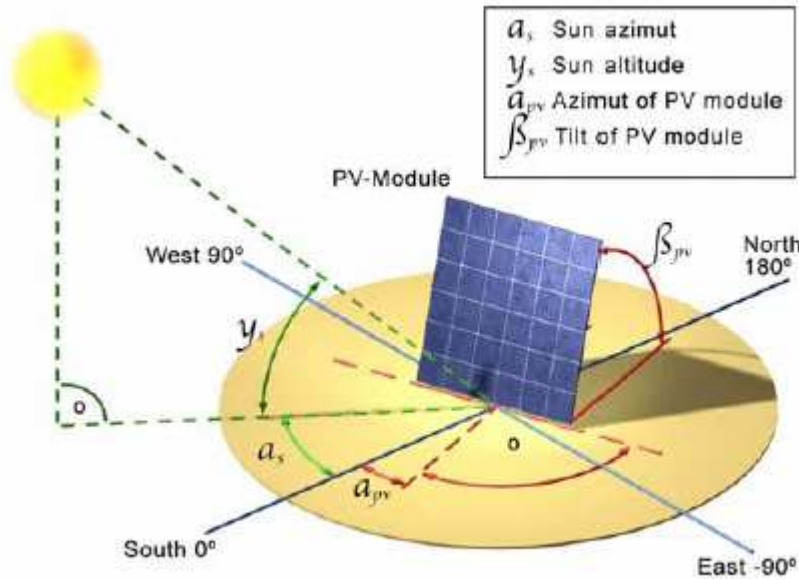


Figura 1.3.1 Rappresentazione degli angoli di tilt zenit e azimut

1.4 Definizione dell'angolo Zenitale & Azimutale e di tilt

La posizione del sole è definita da due angoli: AZIMUT e ZENIT, mentre l'angolo di inclinazione del pannello è definito come angolo di tilt (Figura 1.4.1 e 1.4.2). L'azimut è la deviazione angolare dalla direzione sud.

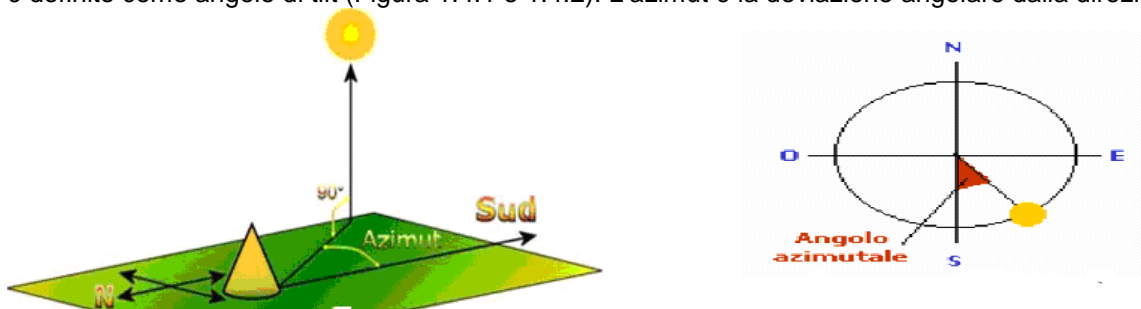


Figura 1.4.1 rappresentazione dell'angolo azimutale

Rispetto ad un determinato punto geografico ad altitudine zero (livello del mare), l'Azimut rappresenta l'angolo formato tra la direttrice SUD e la direttrice che si interseca con la retta perpendicolare al Sole. Il valore in gradi dell'Azimut, può essere espresso con valori positivi (posizione Sud-Est) e/o negativi (posizione Sud-Ovest). Il riferimento può essere anche il Nord, qualora il punto geografico di riferimento (il cono) si trovi nell'emisfero Sud. Sempre in riferimento ad un determinato punto geografico, lo Zenit rappresenta l'angolo formato tra la direttrice Zenitale e la direttrice che unisce il punto di riferimento con il Sole. Lo Zenit esprime l'altezza in gradi del sole rispetto all'orizzonte.

L'altezza e l'azimut solare possono essere calcolati per ogni giorno, ora e latitudine. E' da notare che l'angolo azimutale a mezzogiorno è sempre zero e che l'altezza varia secondo la latitudine nella quale ci si trova.

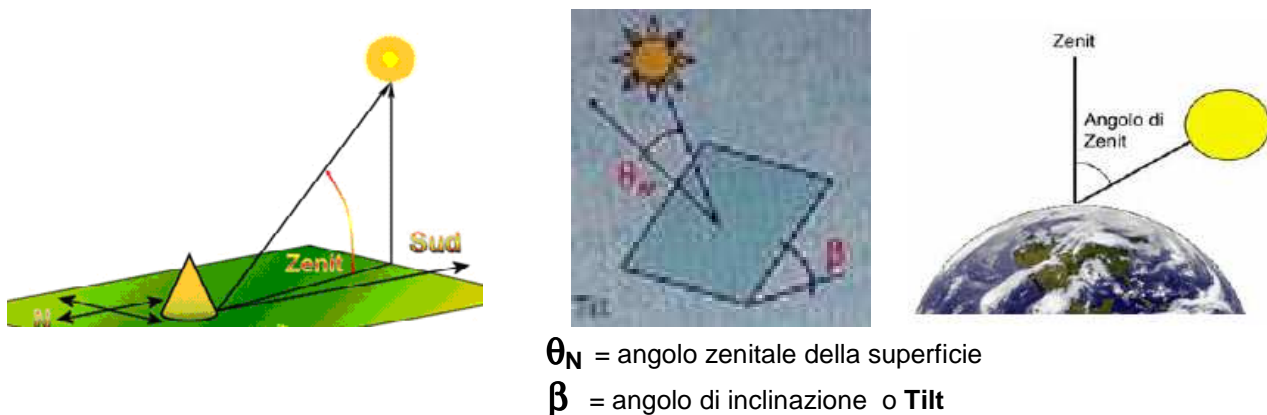


Figura 1.4.2 rappresentazione dell'angolo di zenit e tilt

1.5 Angolo di Tilt e posizionamento dei moduli

Affinché un dispositivo fotovoltaico possa raccogliere al meglio l'energia solare incidente, sarebbe ovviamente opportuno che la superficie attiva fosse disposta perpendicolarmente ai raggi solari. Però nella stragrande maggioranza dei casi di generatori terrestri (cioè per applicazioni sulla terra) il generatore è posizionato su una struttura e per la maggior parte il sostegno è rigido e fisso e non può inseguire il moto apparente del sole. In tal caso è comunque opportuno che il generatore sia rivolto verso Sud, come vedremo di seguito. È importante anche scegliere l'angolo di inclinazione del modulo rispetto al piano orizzontale.

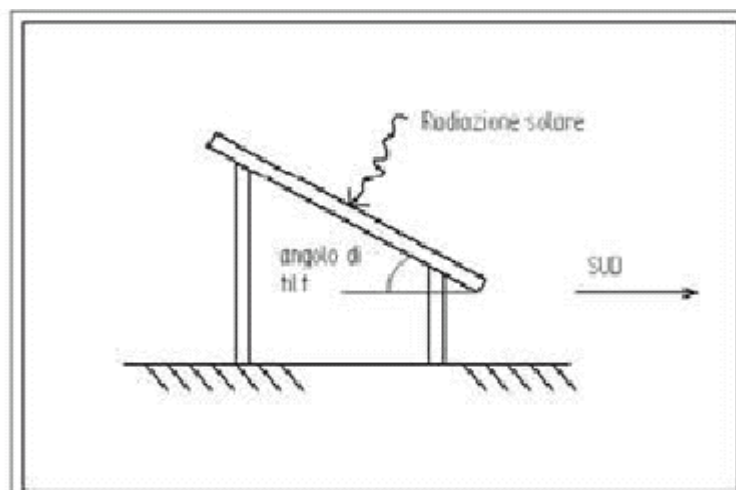


Figura 1.5.1 Posizionamento del modulo fotovoltaico

La scelta dell'angolo di tilt dipende dal sito nel quale l'impianto deve essere installato e dall'impiego presunto per l'impianto. Per impianti da installare in Italia è consigliabile scegliere angoli di tilt pari a 10÷15° se si presume che l'impianto debba funzionare prevalentemente in estate (per esempio se il generatore deve alimentare l'impianto elettrico di un camper oppure per residenze estive); pari a 45÷50° se si vuole assicurare una prefissata raccolta di energia anche in inverno (è il caso dei generatori impiegati nella segnaletica stradale); pari a 30°-36° se si vuole ottimizzare la raccolta di energia nel corso dell'intero anno; quest'ultima scelta è quella preferita.

1.6 L'altezza del sole e angolo di incidenza

Il 21 marzo e il 23 settembre (equinozi di primavera e d'autunno), a mezzogiorno il sole si trova esattamente a picco sulla linea dell'equatore. A mezzogiorno del 21 giugno, solstizio d'estate, il sole si trova esattamente sopra al Tropico del Cancro, cioè a 23.5° gradi latitudine nord e a mezzogiorno del 22 dicembre, solstizio di inverno, il sole è esattamente sopra al tropico del capricorno, cioè a 23.5° gradi latitudine sud (fig ure 1.6.1).

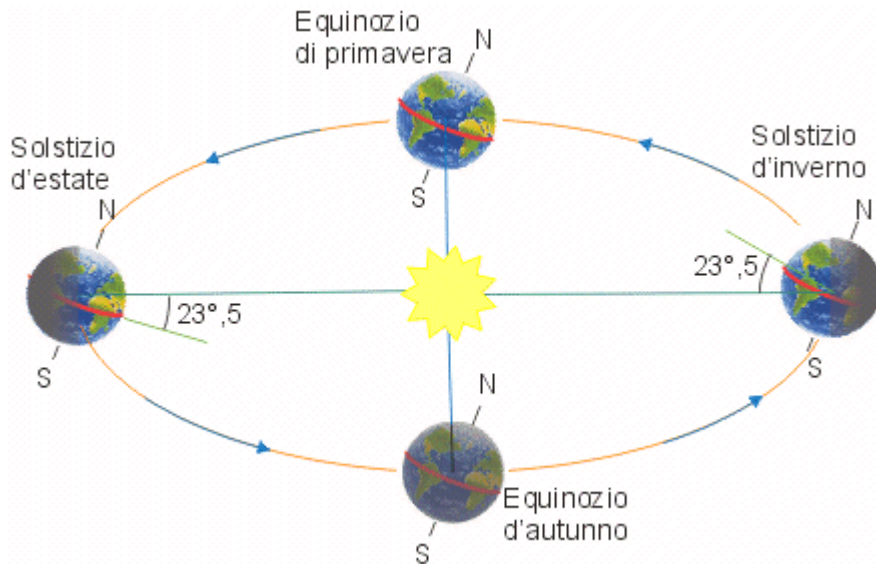


Figura 1.6.1 La rivoluzione terrestre e le relative stagioni

Nonostante quello che potrebbe essere il parere comune, alle nostre latitudini la terra è più lontana dal sole durante i mesi estivi, e più vicina durante i mesi invernali. Questo potrebbe sembrare un controsenso, ma in realtà le variazioni della temperatura alle nostre latitudini dipendono soprattutto dall'inclinazione dell'asse terrestre da cui dipende l'angolo d'incidenza del sole sulla terra. Nell'emisfero australe è esattamente il contrario: il sole è più vicino alla terra durante i mesi estivi e più lontano durante i mesi invernali.

L'intensità della radiazione solare sulla terra varia con la distanza terra-sole: più il sole sarà lontano, minore sarà l'intensità con cui arrivano i raggi solari. I raggi solari extraterrestri (esterni all'atmosfera terrestre) arrivano a noi maggiori durante i mesi di gennaio e di dicembre e minori durante i mesi di giugno e luglio. (Figura 1.6.2)

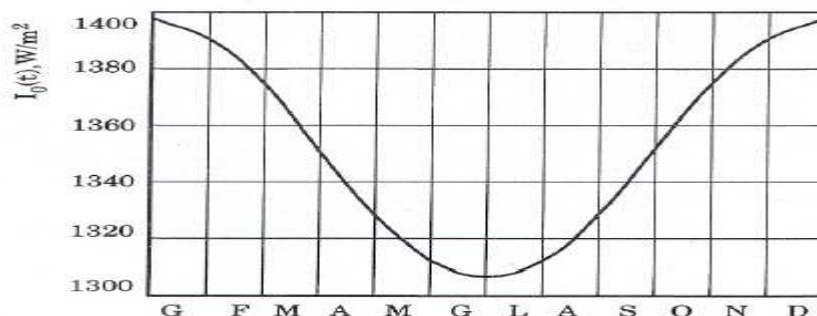


Figura 1.6.2. Irraggiamento extraterrestre $I_{0(t)}$ nel corso dell'anno

Le ragioni astronomiche per spiegare la maggiore temperatura d'estate nonostante il minor flusso di sole, sono determinate dalla variazione della declinazione del sole, cioè la diversa altezza (o declinazione) del sole a mezzogiorno (con il sole più alto nelle stagioni calde e più basso nelle stagioni fredde). Il fenomeno dipende dal fatto che, durante lo spostamento lungo la sua orbita, la Terra, il cui asse forma un angolo di $23^\circ 27'$ con la perpendicolare al piano dell'orbita, si presenta diversamente inclinata rispetto ai raggi solari. La declinazione del sole rispetto alla terra assume una forma regolare e costante. La latitudine solare è l'angolo

che la direzione dei raggi solari forma a mezzogiorno col piano equatoriale. Questo dato risulta essere molto importante, perché grazie ad esso si può determinare l'angolo di incidenza della luce solare a una determinata latitudine in un determinato giorno. Esso ha un andamento periodico durante l'anno, infatti, varia sinusoidalmente da un minimo di $-23^{\circ}5'$ a un massimo di $23^{\circ}5'$. Come si può notare bene in questi grafici (Figura 1.6.3 e Figura 1.6.4), l'altezza massima risulta proprio essere durante i giorni estivi, mentre quella minima nei giorni invernali.

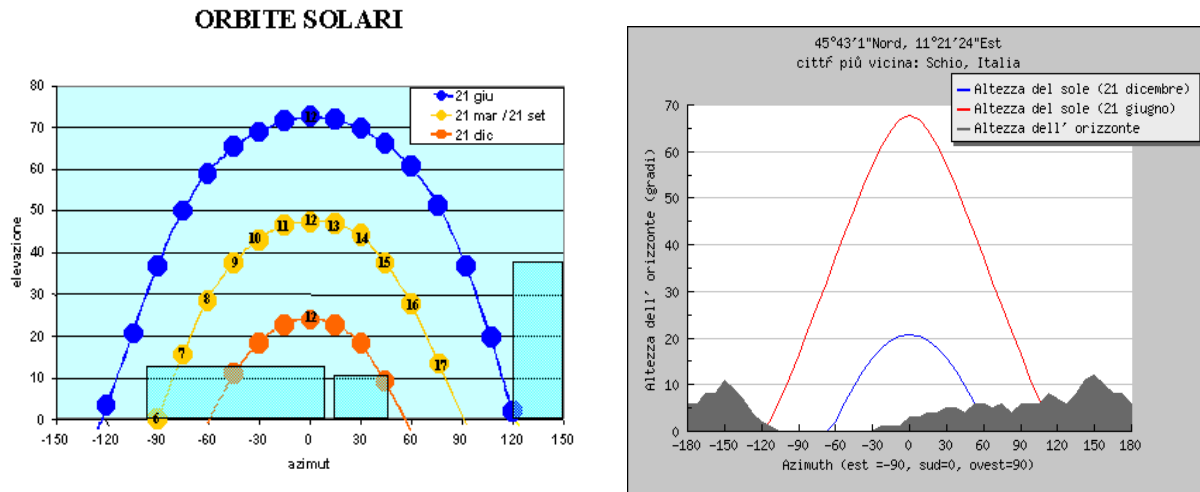


Figure 1.6.3 e 1.6.4 l'altezza massima del sole risulta proprio essere durante i giorni estivi, mentre quella minima nei giorni invernali.

Più che la distanza terra-sole (che come abbiamo detto subisce delle relative piccole variazioni), è l'angolo d'incidenza dei raggi del sole sulla terra che ne determina le stagioni! Infatti, si può paragonare il sole a una lampada che illumina un piano.(figura 1.6.5)

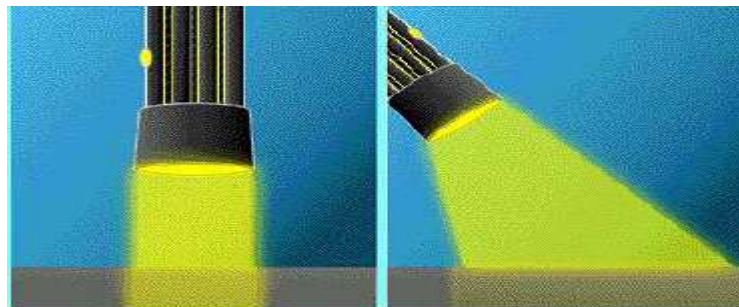


Figura 1.6.5 lampada che illumina un piano a diversa inclinazione

Se i raggi luminosi colpiscono perpendicolarmente la superficie, essa sarà illuminata in uno spazio più piccolo rispetto al caso in cui la lampada colpisce in maniera inclinata la superficie; la superficie illuminata infatti, sarà molto più grande, a indicare che l'energia luminosa prodotta dalla lampada sarà distribuita in uno spazio maggiore. Questo indica che maggiore è l'angolo d'incidenza del sole con la superficie (cioè più i raggi luminosi sono paralleli al piano) minore sarà l'energia che colpirà il piano a parità di spazio; e, viceversa, se la luce colpirà il piano perpendicolarmente, si avrà il massimo apporto d'energia.

1.7 La radiazione globale

L'energia solare non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettanza delle superfici. La radiazione che un metro quadrato di una superficie orizzontale riceve è detta radiazione globale che include la radiazione diretta e quella diffusa. La radiazione diretta è quella che giunge direttamente dal sole, mentre la radiazione diffusa è quella riflessa dal cielo, dalle nuvole e da superfici riflettenti. La radiazione diretta si ha quindi solo quando il sole è visibile. L'intensità (potenza) della radiazione globale viene misurata con uno strumento detto piranometro o solarimetro ed è riferita all'unità d'area. L'unità di misura è quindi W/m^2 o kW/m^2 . In Italia, in una bella giornata, la radiazione globale può raggiungere un'intensità di $900-1200 W/m^2$. La radiazione diffusa oscilla invece tra 0 e $250-300 W/m^2$. La radiazione diffusa rappresenta in Italia circa il 25% della radiazione globale. Quando il cielo è densamente coperto, all'imbrunire, l'intensità della radiazione non supera i $50-100 W/m^2$. Una superficie inclinata può ricevere, inoltre, la radiazione riflessa dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici orizzontali. Tale contributo è chiamato albedo. Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa ed albedo ricevuta da una superficie dipendono da:

- condizioni meteorologiche (infatti in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco predomina invece la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale);
- inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa, se non ci sono intorno oggetti a quota superiore a quella della superficie);
- presenza di superfici riflettenti (il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; così la radiazione riflessa aumenta in inverno e diminuisce in estate per effetto di assorbimento dell'erba o del terreno). (figure 1.7.1).

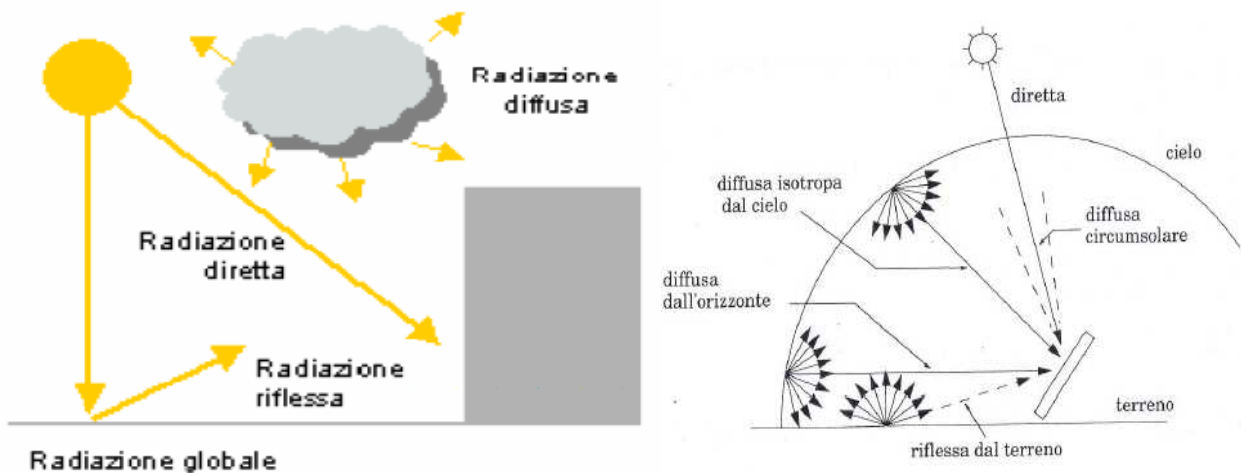


Figure 1.7.1 Radiazione globale

Al variare della località, inoltre, varia il rapporto fra la radiazione diffusa e quella totale e poiché all'aumentare dell'inclinazione della superficie di captazione diminuisce la componente diffusa e aumenta la componente riflessa, l'inclinazione che consente di massimizzare l'energia raccolta può essere differente da località a località.

La posizione ottimale, in pratica, si ha quando la superficie è orientata a sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito: l'orientamento a sud infatti massimizza la radiazione solare captata ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute all'oscillazione di $\pm 23.5^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta. Se chiamiamo ID la radiazione diretta, IS quella diffusa ed R l'albedo, allora si ha che la radiazione solare totale che incide su una superficie è: $IT = ID + IS + R$ Irraggiamento ($= 1.000 W/m^2$). D'inverno la componente diffusa è molto maggiore rispetto alla diretta. L'intensità della radiazione solare al suolo, dipende dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa: più questo è basso e maggiore sarà lo spessore di atmosfera da attraversare, con una conseguente minore radiazione che raggiunge la superficie. Per quantificare la diversa entità della radiazione e i fenomeni di assorbimento in funzione della posizione del sole, si fa spesso riferimento al concetto di massa d'aria AM definita a livello mondiale come:

Air Mass 'AM' → Rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo dei raggi solari e la lunghezza del loro percorso più breve → $AM = 1 / \sin(h)$ dove h è l'angolo di zenit;

Air Mass One 'AM1' → condizione di AM in condizioni di atmosfera standard, valutato sulla superficie terrestre e misurato al livello del mare;

Air Mass Zero 'AM0' → condizione di AM fuori l'atmosfera. (Figure 1.7.2 -1.7.3)

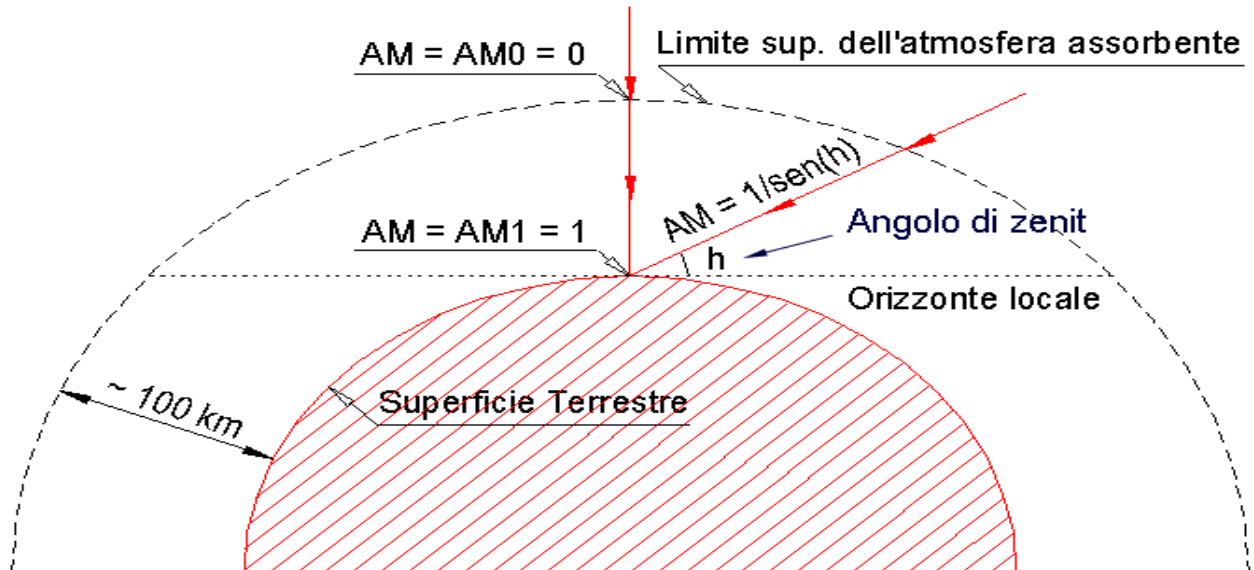


Figura 1.7.2 Definizione del coefficiente di massa d'aria

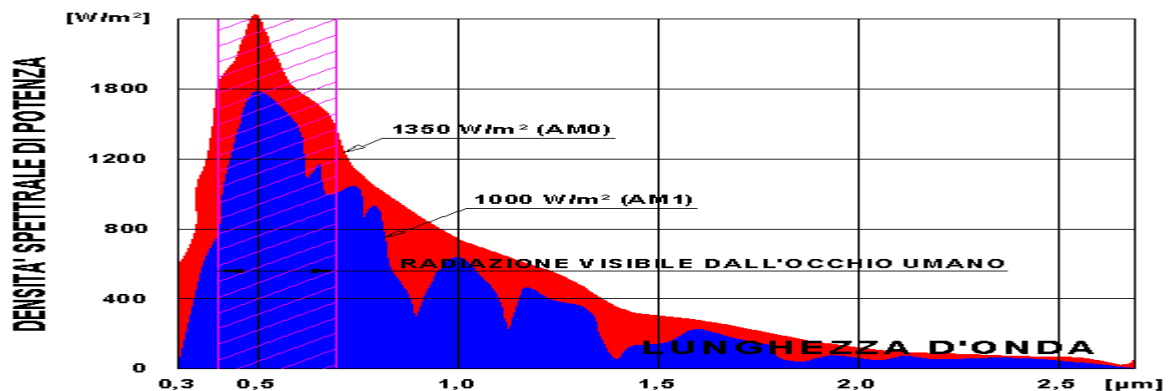


Figura 1.7.3 Spettro di radiazione

Radiazione solare al suolo nello spettro in condizione AM1: si notano molte buche, non presenti nello spettro AM0, dovute: 1) all'assorbimento causato dalle molecole di vapor d'acqua e d'aria e dal pulviscolo atmosferico 2) alla riflessione nello spazio. La media annuale degli apporti solari è di 4.7 kWh/m^2 .

Nella mappa in figura 1.7.4 sottostante si riportano i valori medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale e vengono costruite correlando i dati di soleggiamento rilevati dalle diverse stazioni meteorologiche. Queste mappe costituiscono una utile guida per determinare i valori di soleggiamento di località che non si trovino in prossimità di una stazione di rilevamento della radiazione. Le curve collegano i luoghi che ricevono la stessa quantità di energia solare (misurata su un'area orizzontale). Si può notare che gli apporti energetici aumentano man mano che ci si sposta verso sud. I valori annuali per i paesi dell'Europa centrale sono compresi tra 1000 e 1100 kWh/m^2 , mentre quelli riferiti ai paesi mediterranei variano da 1500 e 1950 kWh/m^2 . Valori superiori ai 2000 kWh/m^2 vengono registrati solo in poche regioni del mondo. Comunque solo una parte dello spettro solare a livello del suolo risulta utile per la conversione fotovoltaica.

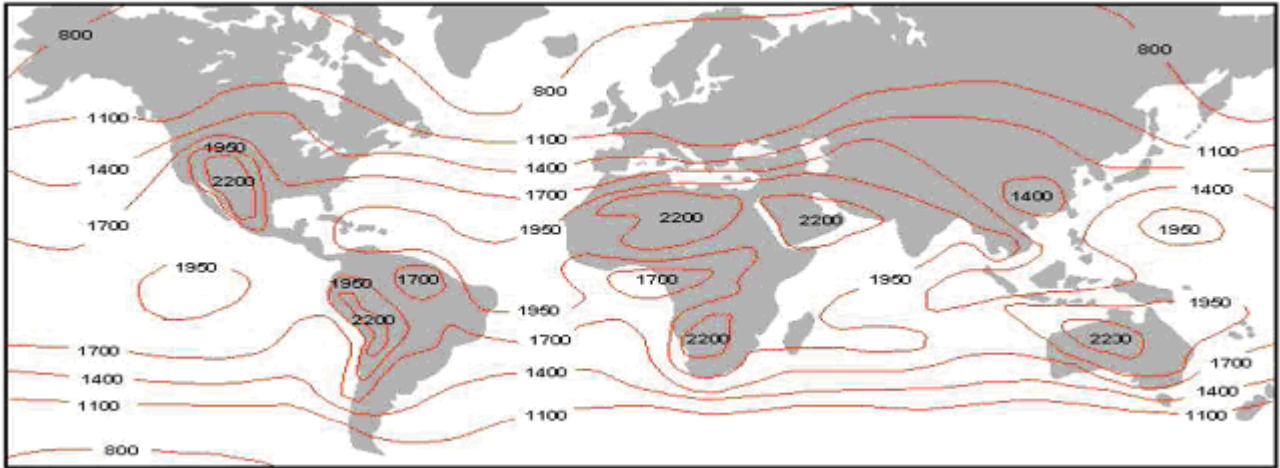


Figura 1.7.4 Radiazione globale media su superfici orizzontali in kWh/m² anno.

Dalla figura 1.7.5 si vede che in una giornata serena di Aprile la potenza massima raggiunta è di circa 950W/m²

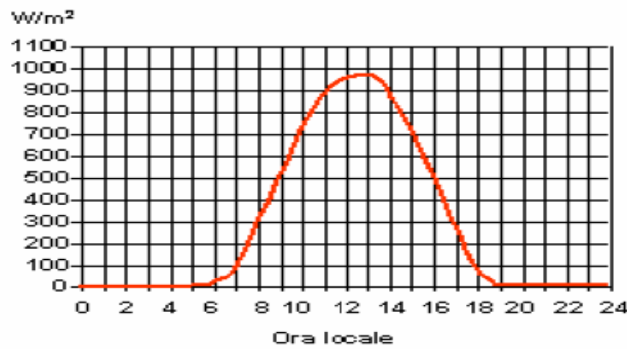


Figura 1.7.5 Andamento della radiazione globale in una giornata serena di aprile

Produzione di energia elettrica ottenuta con il sistema sperimentale Suntrack dalle ore 6 alle ore 12, grazie alla radiazione globale, di cui parleremo più ampiamente nei seguenti capitoli.

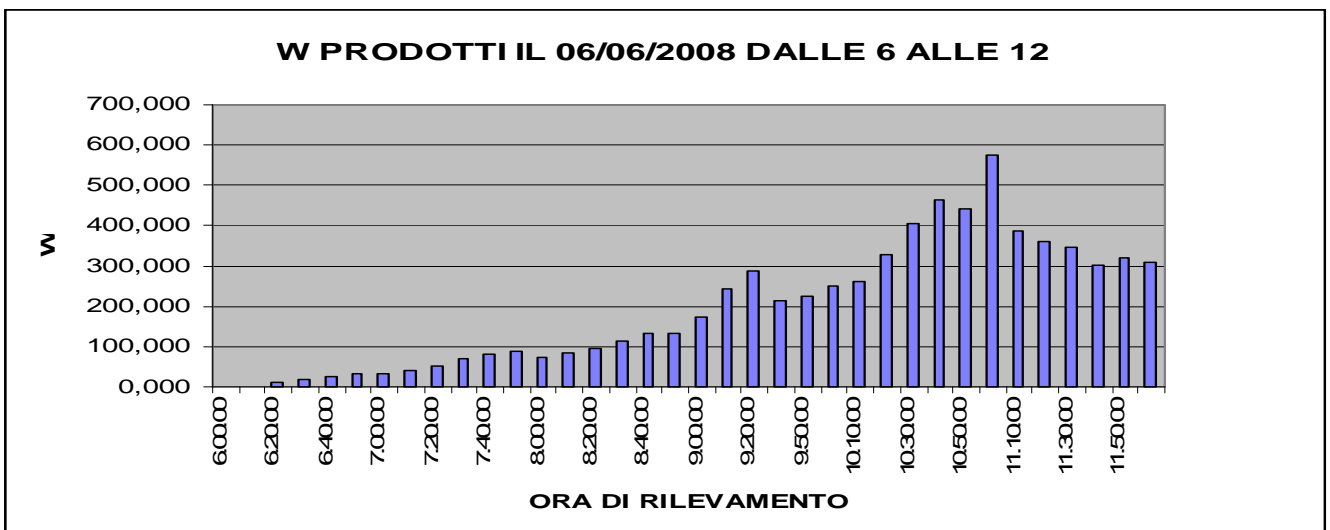


Figura 1.7.6 Energia elettrica prodotta da SUNTRACK dalle 6 alle 12 del 06/06/2008

1.8 L'efficienza della cella

L'efficienza di una cella è del 14% – 17% (figura 1.8.1) non solo perché una parte dei fotoni non ha energia sufficiente, ma anche perché:

- 1) non tutti i fotoni incidenti sulla cella penetrano al suo interno (alcuni sono riflessi dalla superficie della cella, altri incidono sulla griglia metallica dei contatti)
- 2) una parte degli elettroni "liberati" dai fotoni non arrivano al carico esterno in quanto trovano lungo il percorso delle cariche di segno opposto con cui ricombinarsi (effetto di "ricombinazione")
- 3) esistono le cosiddette "resistenze parassite": i contatti metallici posti sul fronte e sul retro della cella presentano una resistenza che provoca dissipazioni di potenza.

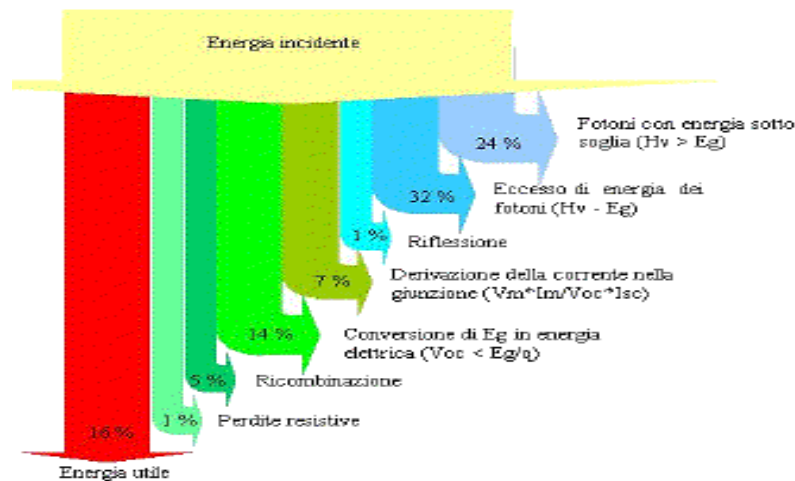


Figura 1.8.1 efficienza della cella

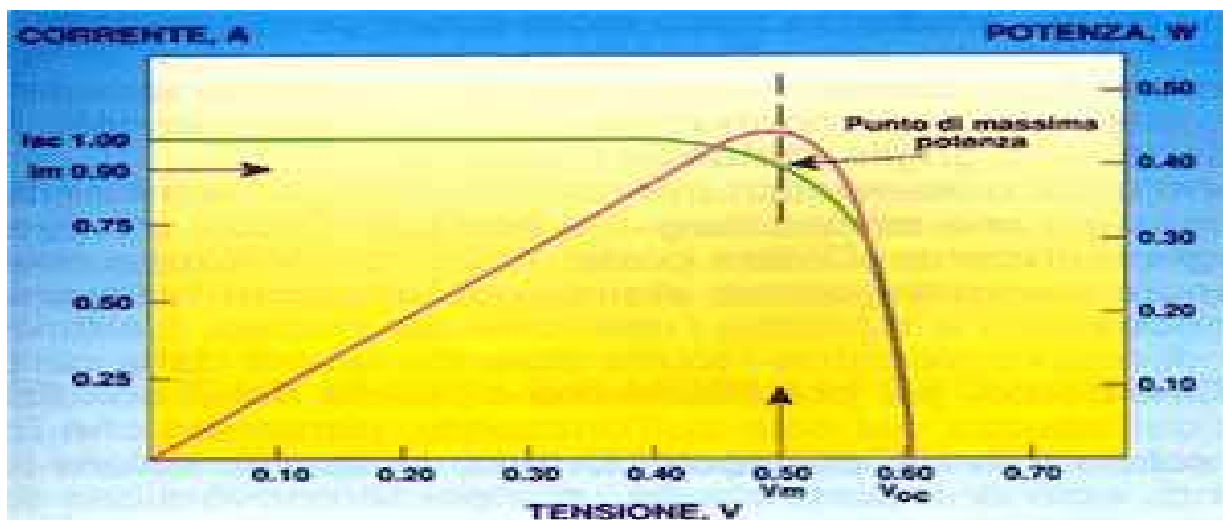


Figura 1.8.2 Caratteristica elettrica di una cella solare e andamento della potenza.

In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima (I_{SC}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{OC}). In condizioni di circuito aperto e di corto circuito la potenza estraibile sarà nulla, poiché nella relazione $P = V \times I$ sarà nulla la corrente nel primo caso e nulla la tensione nel secondo caso. Negli altri punti della caratteristica all'aumentare della tensione aumenta la potenza, raggiungendo quindi un massimo e diminuendo rapidamente in prossimità della V_{OC} .

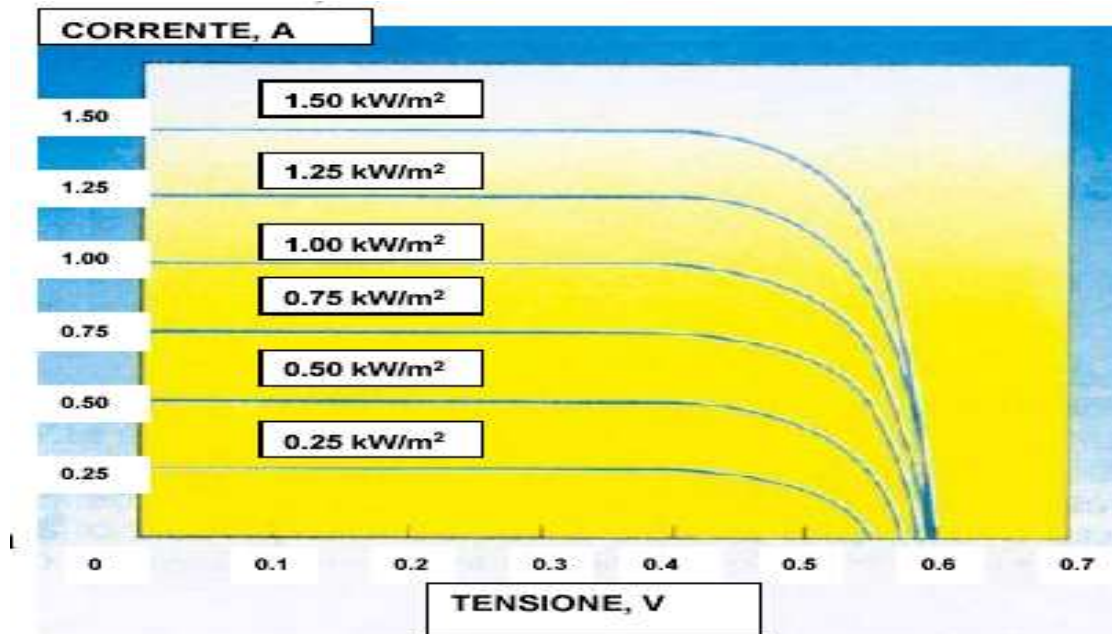


Figura 1.8.3 Andamento della caratteristica elettrica in funzione della radiazione solare.

All'aumentare dell'irraggiamento la corrente aumenta (la tensione a vuoto non è particolarmente influenzata) come dimostrato in figura 1.8.3

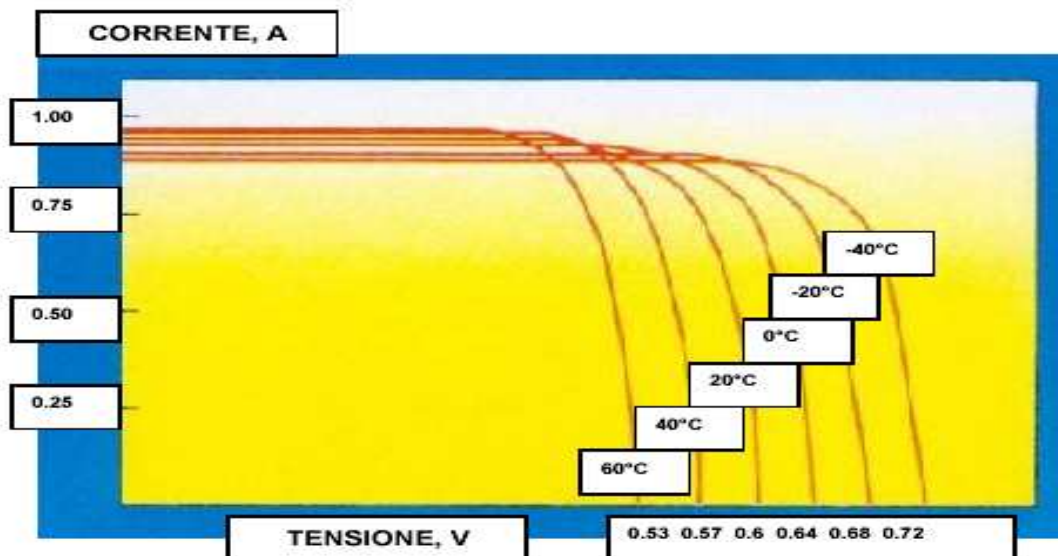


Figura 1.8.4 La caratteristica elettrica di una cella solare in funzione della temperatura

All'aumentare della temperatura la tensione diminuisce (la corrente di corto circuito non è particolarmente influenzata come dimostrato in figura 1.8.4).

Capitolo 2

Effetto fotovoltaico

2.1 Cenni storici

L'introduzione dell'effetto FV è relativamente recente: inizio anni 50 venne realizzata la prima cella al silicio (Bell Telephone), nel 1958 ci fu la prima applicazione nello spazio (Vanguard I), negli anni 70 si ha l'avvio di nuovi programmi di sviluppo e applicazioni di tipo terrestre. Da allora il costo è costantemente diminuito, resta però ancora elevato rispetto alle altre tecnologie.

Affinché divenga una fonte di energia competitiva sono necessari e possibili:

- ✓ Miglioramenti delle prestazioni
- ✓ Riduzioni di costi
- Attraverso
 - ✓ L'indagine di tutte le possibili opzioni tecnologiche (a priori non ci sono perdenti o vincenti)
 - ✓ Attività di ricerca indirizzate verso obiettivi strategici
 - ✓ Industrie in grado di mantenere e rafforzare le proprie posizioni sul mercato globale.

2.2 Effetto fotovoltaico

Per capire come funziona il processo di conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni è necessario far riferimento ad alcune nozioni di fisica moderna riguardo alla natura della radiazione elettromagnetica e alla struttura dell'atomo.

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, realizzata con la cella fotovoltaica, utilizza il fenomeno fisico dell'interazione della radiazione luminosa con gli elettroni di valenza nei materiali semiconduttori, denominato effetto fotovoltaico.

Tale effetto è tra i fenomeni che fanno pensare ad una natura corpuscolare della luce, infatti, è stato scoperto che è proprio una particella associata alle onde elettromagnetiche, denominata fotone, a fornire l'energia necessaria ad attivare il processo fotovoltaico. Qualunque sia il semiconduttore impiegato, il meccanismo con cui la cella trasforma la luce solare in energia elettrica è essenzialmente lo stesso, sia esso silicio monocristallino, policristallino o amorfo. L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali occupano l'orbita più esterna che, risulterebbe "piena", se contenesse otto elettroni. Questi elettroni sono detti elettroni di valenza e possono partecipare alle interazioni con gli altri atomi. Nella struttura cristallina l'orbita esterna viene riempita con l'aiuto di altri quattro elettroni, che ogni atomo ha in comproprietà con gli atomi adiacenti. (fig. 2.2.1)

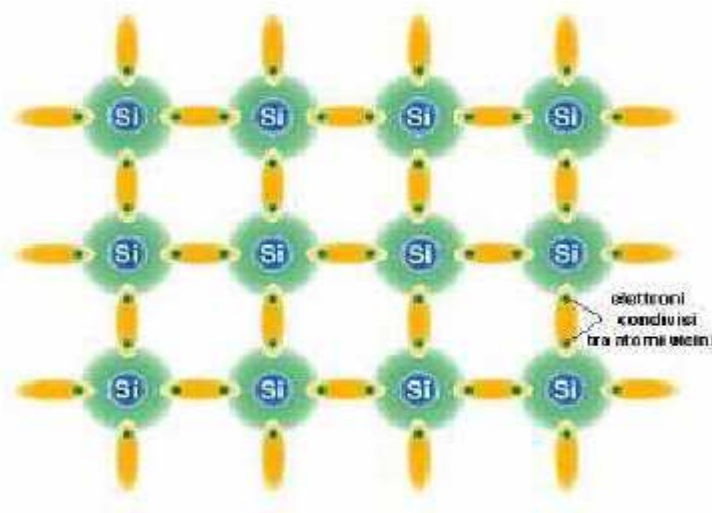


Figura 2.2.1 Struttura cristallina del silicio

Esiste fra un elettrone ed i due atomi, un forte legame elettrostatico che può essere spezzato con una quantità d'energia tale da permettere ad un elettrone di passare ad un livello energetico superiore, in pratica dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando la banda proibita, E_g (energy gap). L'energia necessaria per effettuare questo salto può essere fornita agli elettroni o mediante eccitazione termica o mediante assorbimento di fotoni di opportuna energia. Per l'atomo di silicio quest'energia è pari ad $E_g = 1.08$ eV ($1\text{eV} = 1.602 \times 10^{-19}$ J).

Fornito tale valore d'energia, l'atomo passa al livello di conduzione ed è libero di muoversi, contribuendo così al flusso d'elettricità ma, ogni volta che un elettrone salta dalla banda di valenza in quella di conduzione, rimane un livello energetico non occupato nella banda di valenza (vacanza o lacuna) ed anche quest'ultima può contribuire alla conduzione. Nei semiconduttori il moto delle cariche non è dovuto solo al campo elettrico applicato, così come avviene nei metalli, ma è presente anche una corrente cosiddetta di diffusione; quest'ultima è determinata dal moto delle cariche elettriche generato da un gradiente di concentrazione degli elettroni e delle lacune.

Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio, si ha la liberazione di un certo numero di elettroni, al quale corrisponde la creazione di un uguale numero di lacune. Nel processo di ricombinazione ogni elettrone, che capita in prossimità di una lacuna, può occuparla, restituendo una parte dell'energia che possedeva sotto forma di calore. Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni (e di lacune), ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella. Il campo si realizza con particolari trattamenti fisico-chimici, creando un eccesso di atomi caricati positivamente in una parte del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati negativamente nell'altro.

I cristalli di silicio possono essere "drogati", ovvero si inseriscono nella struttura cristallina delle impurità; in particolare, degli atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del V gruppo della tavola degli elementi (in genere Fosforo: P) detti donatori o con degli atomi del III gruppo (in genere Boro: B), detti accettori. Nel primo caso si introduce nell'orbita più esterna un elettrone in più di quelli necessari per chiudere l'orbita stessa. Questo elettrone risulta debolmente legato (frazione di eV) e quindi ha bisogno di una modesta energia per saltare in banda di conduzione. Materiali con questo tipo di conducibilità, dovuta prevalentemente a cariche negative, sono detti di tipo n. Nel secondo caso si aumenta, invece, la concentrazione di lacune. Materiali con questo tipo di conducibilità, dovuta prevalentemente a cariche positive, sono detti di tipo p. Figura 2.2.2

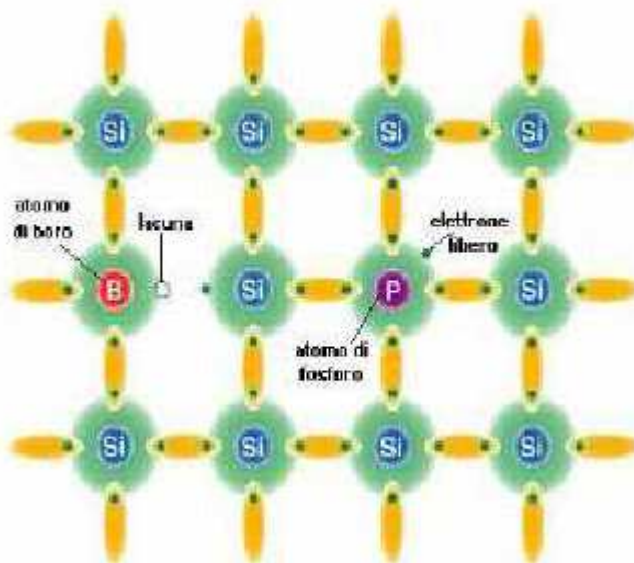


Figura 2.2.2 Silicio di tipo n e di tipo p

Una cella fotovoltaica è costituita dall'accoppiamento di un semiconduttore di tipo p e uno di tipo n (giunzione p-n). Attraverso la superficie di contatto dei due semiconduttori alcuni elettroni passano dal materiale di tipo n a quello di tipo p, mentre alcune lacune si spostano in senso contrario. Il materiale di tipo n acquista, di conseguenza, una debole carica positiva, mentre quello di tipo p diventa leggermente negativo. Intorno alla zona di confine si genera, pertanto, un campo elettrico diretto dal materiale di tipo n a quello di tipo p, cui è associata una differenza di potenziale V_e .

Se quindi in un cristallo di semiconduttore vengono introdotte da un lato impurità di tipo p, dall'altro impurità di tipo n, si ottiene una giunzione P-N che è l'elemento di base per la costruzione di celle fotovoltaiche

2.3 Diodo a giunzione a semiconduttore di tipo P-N

Com'è noto, quando un materiale semiconduttore drogato di tipo P viene a trovarsi in contatto con un materiale semiconduttore drogato di tipo N, si parla di giunzione P-N. Tale giunzione genera un campo elettrico interno (campo elettrico di built-in) nei pressi dell'interfaccia tra i due materiali, infatti a differenza della diversa concentrazione di elettroni e di lacune nelle due regioni, si origina una corrente di diffusione di elettroni verso la regione di tipo P e di lacune verso la regione di tipo N. Il movimento di queste cariche lascia *atomi ionizzati* (gli atomi sono fissi, per cui non possono seguire gli elettroni e le lacune nel loro movimento) e questo produce accumuli di carica, uguali e di segno opposto sui due lati della giunzione. Vedi figura 2.3.1

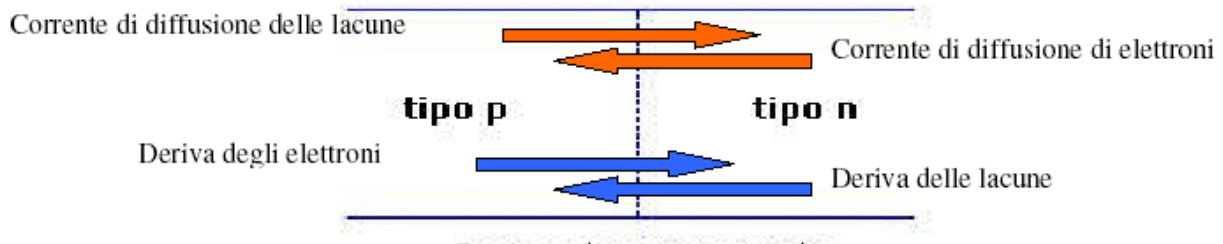


Figura 2.3.1 Corrente di diffusione in una giunzione di tipo p-n

A questi accumuli di carica corrisponde un campo elettrico (appunto detto di built-in) diretto ovviamente dalle cariche positive (nella regione di tipo N) verso le cariche negative (nella regione P); questo campo genera a sua volta 2 *correnti di deriva (drift)*, una di elettroni e una di lacune, dirette in verso opposto alle rispettive correnti di diffusione. In condizioni di equilibrio, le correnti si compensano e la corrente netta attraverso la giunzione è nulla. I due semiconduttori drogati di tipo P e di tipo N, messi perfettamente a contatto tra loro e raggiunta la condizione di equilibrio, danno vita ad uno degli elementi fondamentali dell'elettronica: il diodo. I due morsetti del diodo vengono chiamati anodo (A) corrispondente alla zona P e catodo (K) relativa alla zona N.

Vedi figura 2.3.2

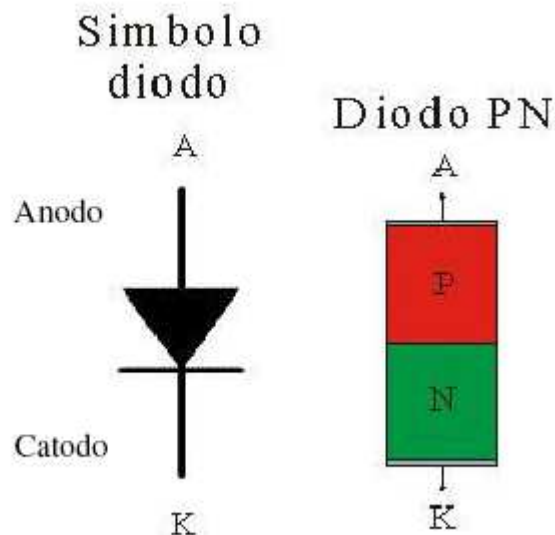


Figura 2.3.2 giunzione p-n e relativo simbolo di diodo

Nella zona di interfaccia tra la parte P e quella N, dove risiede quindi il campo elettrico, si crea una zona di svuotamento che ha uno spessore dell'ordine di $0,5 \mu\text{m}$ e si presenta come una porzione dielettrica determinando un *effetto capacitivo* ai capi della giunzione. Il campo elettrico che si viene a creare *si oppone* ad un'ulteriore diffusione di elettroni verso la regione P e di lacune verso la regione N; in pratica è come se si innalzasse un "muro" che elettroni e lacune non riescono a saltare. Applicando una batteria ai capi di un cristallo di semiconduttore P-N, il moto dei portatori e il flusso della corrente vengono determinati dalla polarità e dal valore della tensione applicata.

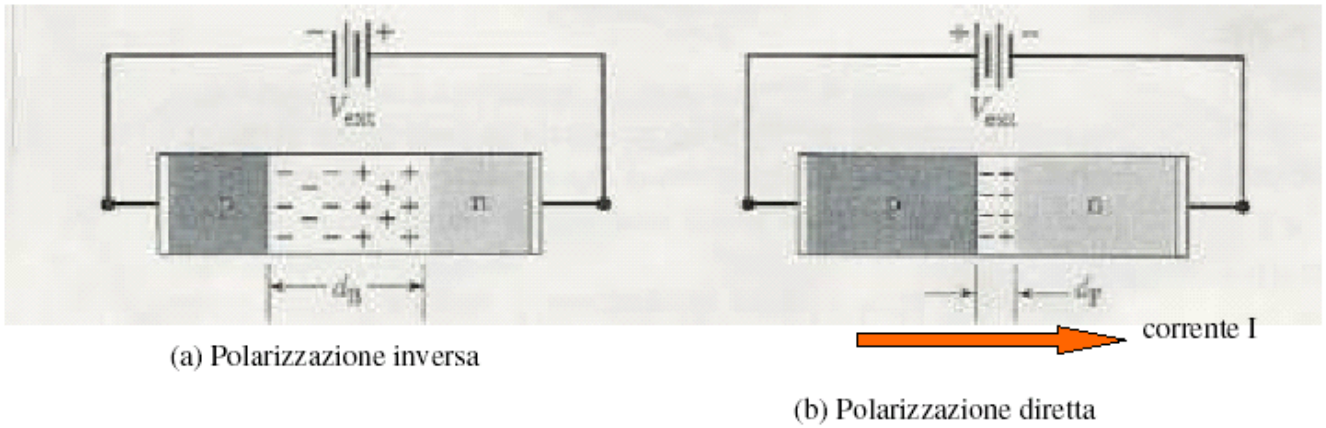


Figura 2.3.3 polarizzazione diretta e inversa

In figura 2.3.3a si mostrano gli elettroni liberi della zona N che sono attratti verso il morsetto positivo della batteria, lontano dalla giunzione; anche le lacune vengono allontanate dalla giunzione, determinando un allargamento della zona di svuotamento e un aumento della barriera di potenziale. In pratica se si collega una batteria con polarità uguali a quelle della tensione di built-in (la cui polarità positiva è nella regione N), il campo elettrico interno risulta rafforzato, per cui la giunzione è polarizzata inversamente e la corrente, detta *corrente inversa di saturazione*, risulta debolissima dovuta ai portatori minoritari.

In figura 2.3.3b gli elettroni presenti nella zona P vengono attratti verso il morsetto positivo della batteria, creando nuove lacune; inoltre essi dal terminale negativo della batteria entrano nella zona N del cristallo e si diffondono attraverso la giunzione. La zona di svuotamento si restringe e la barriera di potenziale si riduce. La giunzione è polarizzata direttamente e la corrente, dovuta ai portatori maggioritari, scorre dalla zona P alla zona N. La funzionalità di un diodo viene descritta dalla *curva caratteristica* che esprime l'andamento della corrente (I) al variare della tensione fra anodo e catodo (Figura 2.3.4).

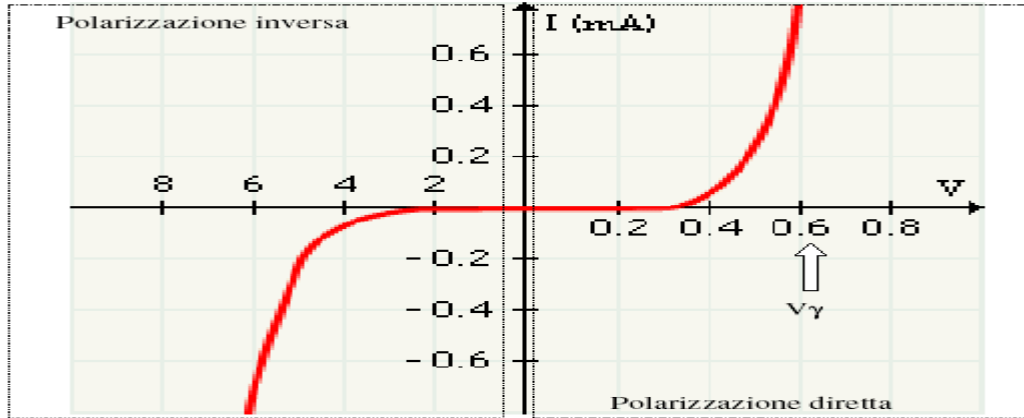


Figura 2.3.4 caratteristica I-V di un diodo

Per tensioni positive la corrente I cresce esponenzialmente con V ; inoltre essa è positiva, di valore considerevole, diretta dall'anodo al catodo: la giunzione è polarizzata direttamente e il diodo è in conduzione. V_y rappresenta la tensione di soglia oltre la quale la corrente assume valori apprezzabili. V_y presenta valori intorno a 0,6V per diodi al silicio e 0.2V per diodi al germanio. La trattazione tecnica relativa ai semiconduttori, giunzione P-N e polarizzazione del diodo è essenziale per apprendere il fenomeno fisico che avviene all'interno di una cella fotovoltaica. L'elemento di base, per la costruzione di una cella fotovoltaica, è infatti il silicio drogato di tipo P e di tipo N che formano appunto una giunzione P-N. In questo caso, però, si ottiene passaggio di corrente nella cella sotto l'azione di una radiazione solare incidente sulla superficie della giunzione. Una cella fotovoltaica non è altro che un diodo a semiconduttore, essa converte l'energia dei fotoni in energia elettrica. Affinché i portatori di carica, siano essi elettroni liberi o buche, possano migrare facilmente da una regione ad un'altra, il diodo deve essere formato da un singolo cristallo. Il funzionamento di una cella fotovoltaica dipende dall'interazione dei fotoni con gli elettroni di valenza del semiconduttore di cui è composto.

Ricordando la formula (1) abbiamo che:

$$(1) \text{ E fotone} = h \times n = (h \times c) / l \text{ [J]}$$

Dove:

h costante di Planck 6.625×10^{-34} Js

n frequenza, Hertz

c velocità della luce nel vuoto fisico, 3×10^8 m/s

l lunghezza d'onda,

L'energia del fotone, E fotone, è espressa in Joule. Per le applicazioni nel campo dei semiconduttori è più comodo però esprimere l'energia del fotone in elettronvolt (eV).

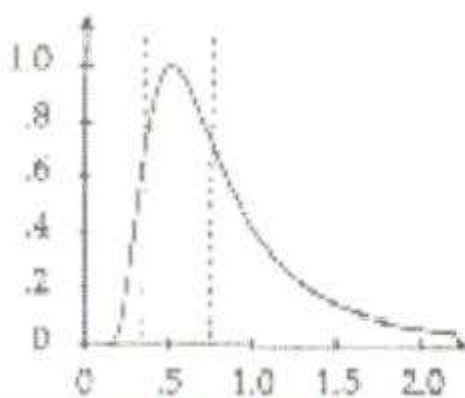


Figura 2.3.5 a Densità dello spettro di energia del sole

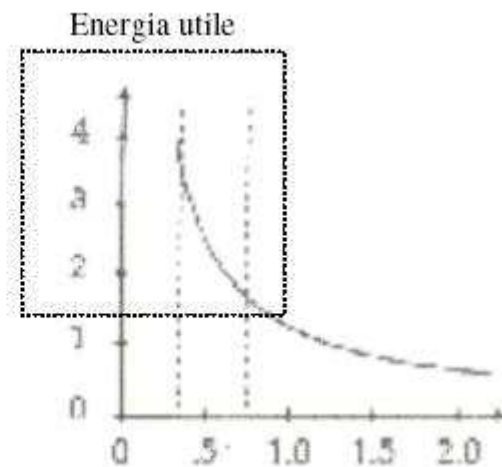


Figura 2.3.5 b Energia del fotone in funzione della lunghezza d'onda

Un fotone con una lunghezza d'onda di $0.5 \mu\text{m}$ ha l'energia di circa 2.5 eV (figura 2.3.5a). In un semiconduttore al silicio a 20°C l'energia di un fotone di 1.12 eV è sufficiente per liberare un elettrone di valenza dalla sua banda. Gli elettroni liberi e le lacune che hanno origine dalla liberazione degli elettroni per effetto dell'interazione dei fotoni danno luogo ad una corrente nel dispositivo. *Di tutti i fotoni provenienti dal sole vengono sfruttati quelli con $E > 1.1 \text{ eV}$ e quindi con lunghezza d'onda $\leq 1.1 \mu\text{m}$* (figura 2.3.5b).

La radiazione incidente con fotoni che hanno energia uguale all'energia richiesta per liberare l'elettrone di valenza genera delle coppie addizionali di elettroni e lacune nel semiconduttore.

La cella è costituita essenzialmente dalla giunzione P-N, nella quale lo strato drogato di tipo N è molto più sottile dello strato drogato di tipo P, ed è completata da un rivestimento antiriflesso e da due contatti elettrici, uno superiore ed uno inferiore. Supponiamo di disporre la cella in modo che la regione di tipo N (dello spessore di qualche decimo di μm) sia esposta alla radiazione solare, la regione viene facilmente attraversata dalla luce, la quale raggiunge la sezione di interfaccia con la regione di tipo P; qui, i fotoni che compongono la radiazione luminosa vengono assorbiti dagli elettroni: alcuni di questi fotoni hanno energia pari o superiore al gap di banda proibita del semiconduttore, per cui gli elettroni che acquistano energia sufficiente per rompere i legami che li legavano ai rispettivi atomi per diventare quindi portatori di carica (passando dalla banda di valenza a quella di conduzione e lasciando in banda di valenza una lacuna libera). Abbiamo in questo modo una *generazione stimolata di portatori di carica*, che sono ovviamente elettroni nella banda di conduzione e lacune nella banda di valenza. Sotto l'influenza del campo elettrico esistente, i portatori vengono separati (le lacune vengono accelerate nel verso del campo elettrico, mentre gli elettroni in verso opposto, data la loro carica negativa) e vengono inviati verso le estremità della cella.

Quindi, se si connette la giunzione p-n con un conduttore, nel circuito esterno si otterrà un flusso di elettroni che parte dallo strato n, a potenziale maggiore, verso lo strato p, a potenziale minore. Fino a quando la cella resta esposta alla luce, l'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua (fig. 2.3.6). L'estremità inferiore (in corrispondenza della regione P) è interamente coperta dal proprio contatto elettrico. Per l'estremità superiore non si può fare la stessa cosa, perché questo impedirebbe l'esposizione alla radiazione luminosa; allora, il contatto superiore assume la forma di una griglia, che, occupando il 5% della superficie della cella, lascia la possibilità alla luce di raggiungere la giunzione. Inoltre la parte superiore della

cella è trattata opportunamente con materiale antiriflesso per garantire il massimo assorbimento dell'energia solare incidente.

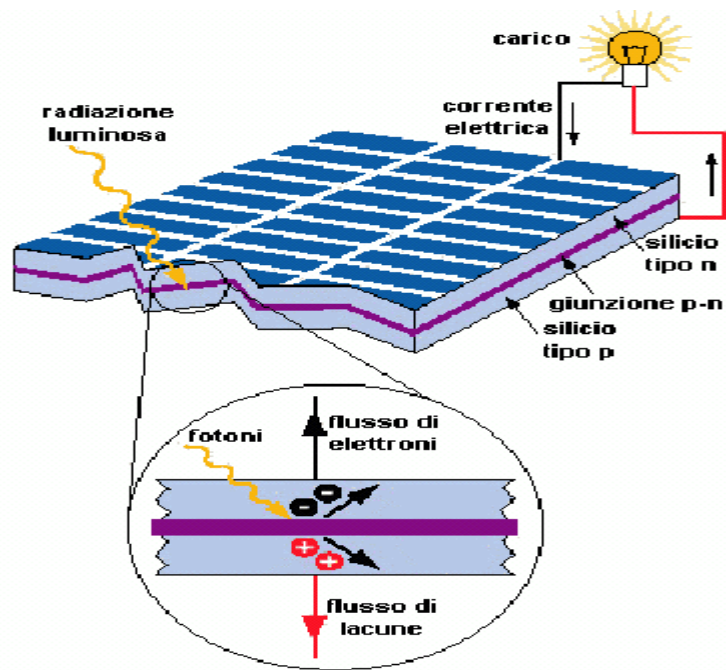


Figura 2.3.6. Corrente elettrica continua che scorre nel carico (dalla zona P alla zona N)

2.4 Caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica ,al buio, è sostanzialmente un diodo di gran superficie. Esponendola alla radiazione solare, invece, la cella si comporta come un generatore di corrente (Figura 2.3.7)

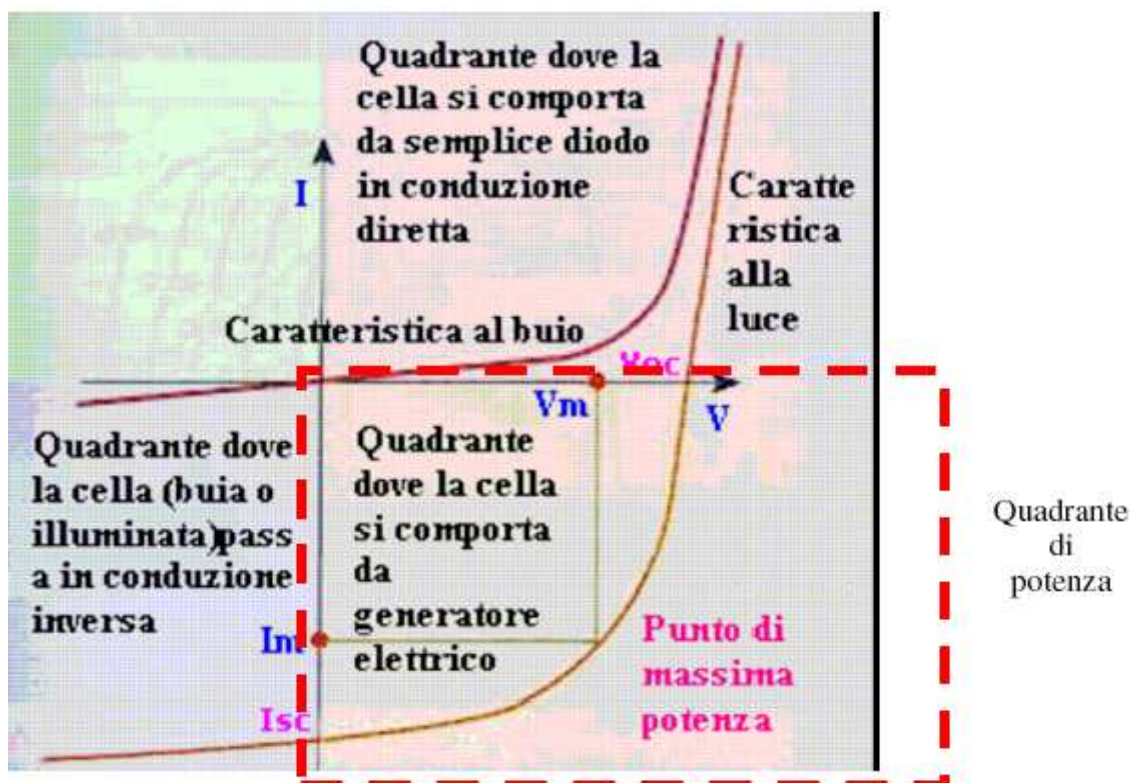


Figura 2.3.7. Caratteristica tensione-corrente

La prima curva è detta caratteristica al buio, si ottiene in assenza di illuminazione, dunque la cella si comporta esattamente come un diodo e la caratteristica è simile a quella mostrata in figura 2.3.4. In questa curva si nota come la corrente sia nulla alla tensione pari a zero. La seconda curva detta caratteristica alla luce, invece, è quella che si ottiene illuminando la cella: la cosa più evidente è che in corrispondenza di una tensione V nulla la corrente I_{sc} non è nulla ma negativa (dal contatto negativo a quello positivo) attraverso la giunzione. Dei quattro quadranti del piano cartesiano quello di maggiore interesse pratico è il IV comunemente detto quadrante di potenza.

Osservando la parte della curva caratteristica tensione – corrente (fig. 2.3.7), essa passa per tre punti significativi ossia :

- Punto M (I_{cc}): situazione di corto circuito, in questa situazione si ha $V=0$ e $I=I_{cc}$, dove I_{cc} è la corrente erogata dalla cella quando a questa viene applicato un carico con resistenza nulla appunto un corto circuito.
- Punto N (V_{oc}): situazione di circuito aperto, in questa situazione si ha $V=V_{oc}$ e $I=0$, dove V_{oc} è la tensione ai morsetti della cella quando a questa viene applicato un carico a resistenza infinita (circuito aperto).
- Punto A (P_{max}): situazione di massima potenza ossia il punto in cui il prodotto tensione corrente della cella è massimo, in questa situazione si ha $P = P_{max}$. E' importante osservare che la potenza erogata dalla cella è data dal prodotto $I \cdot V$, per cui le curve a potenza costante sono delle iperbole nel piano $I-V$, l'iperbole a potenza massima è quella che interseca la caratteristica $V-I$ solo per un punto. Tale punto non è altro che il punto di massima potenza. In altri termini, la potenza erogabile da una cella è massima in corrispondenza del ginocchio della curva, essa è caratterizzata dal rettangolo che ha l'area massima tra tutti i rettangoli inscrivibili all'interno della caratteristica.

Capitolo 3

La tecnologia fotovoltaica

3.1 Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino

Il silicio è un elemento molto diffuso in natura, ma non allo stato puro, pertanto bisogna ricavarlo con processi metallurgici con i quali si ottiene una purezza del 98% poi con il successivo processo di purificazione, si ottiene silicio con impurezze dell'ordine di 10^{-8} , 10^{-9} che prende il nome di "silicio di grado elettronico". Il silicio da utilizzare nelle celle solari, detto "silicio di grado solare", può avere impurezze dell'ordine di 10^{-5} , 10^{-6} , pertanto, essendo meno puro, è anche più economico del silicio di grado elettronico. Il silicio a cristallo singolo monocristallino, (figura 3.1.1) è ottenuto da un processo detto Czochralsky a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo. Durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo del diametro di 13-20 cm, con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm.

In un momento successivo, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo, in fettine dette wafers con spessore di 250, 350 μm .

3.2 Le celle fotovoltaiche in silicio policristallino

L'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino (figura 3.2.1) che ha costi di produzione inferiori essendo ottenuto dalla fusione degli scarti dell'industria elettronica e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti. L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle di silicio monocristallino.



Figura 3.1.1 cella FV al silicio monocristallino



Figura 3.2.1 cella FV al silicio policristallino

3.3 Celle in CdTe (Telloruro di Cadmio):

Questi moduli sono nuova tecnologia oramai sulla via della commercializzazione. Linee di produzione sono in allestimento in questi anni negli Stati Uniti, mentre in Giappone già da anni si costruiscono piccole celle che equipaggiano le calcolatrici solari. Il materiale è un semiconduttore con caratteristiche vicine a quelle delle efficienti ma costose celle all'arseniuro di gallio (GaAs) realizzate per le applicazioni spaziali. Il processo costruttivo è tecnologicamente semplice e produce una cella con buone caratteristiche meccaniche di resistenza e reazione agli stress termici. Il processo tipico è definito "sublimazione in spazio chiuso" e permette la costruzione di celle con efficienze maggiori del 15%. La tipica cella CdTe è a quattro strati e tre giunzioni per migliorare le caratteristiche di assorbimento dello spettro solare, ma nonostante questo può essere realizzata con spessori molto ridotti che aiutano a contenere i costi. Sino al 1999 le migliori prestazioni erano state raggiunte con celle caratterizzate da uno strato attivo di soli 3,5 micron, ma attualmente spessori di 5-10 micron sono alla portata delle nuove tecniche di produzione. I primi impianti fotovoltaici formati da moduli prototipo sono apparsi nei campi prova intorno ai primi anni '90. L'efficienza massima ottenuta in laboratorio è stata del 16% su celle di 1 cm^2 e del 10% su moduli prototipo. Per valutare la tecnologia si deve osservare che il record riportato è stato ottenuto parecchi anni or sono e che da allora non è stato più migliorato nonostante l'introduzione di numerosi processi di produzione evoluti.

3.4 SILICIO AMORFO

Le celle fotovoltaiche in silicio amorfo (figura 3.5.1) hanno rappresentato il primo e l'unico prodotto antagonista del cristallino per tutti gli anni '80 e '90. Dal lancio sul mercato ad oggi la tecnologia amorfa è quella che ha realizzato i maggiori progressi sviluppando soluzioni sofisticate ed attenuando molti dei suoi problemi tecnologici: su un substrato di vetro viene depositato uno strato di materiale trasparente e conduttore. (ad es. ossido di stagno).



Figura 3.4.1 cella in silicio amorfo

Tale strato viene parzialmente asportato ottenendo in tal modo una serie di elettrodi che costituiscono i contatti anteriori delle singole giunzioni p-n. Successivamente viene depositato in sequenza il silicio amorfo di tipo p, intrinseco e di tipo n. Anche in seguito al deposito del silicio amorfo si procede alla parziale asportazione del materiale (mediante laser spattering) in modo da realizzare una serie di giunzioni p-n. Infine, tramite deposizione e parziale asportazione di alluminio o argento viene realizzata una nuova serie di elettrodi che costituiscono i contatti posteriori delle giunzioni. In questo modo, mediante un unico processo che prevede varie sequenze di deposizione e di asportazione di materiale si realizza un insieme di giunzioni p-n collegate in serie.

A differenza della tecnologia cristallina nella quale il materiale semiconduttore si presenta solido in forma di wafer con spessore di qualche centinaio di micron, in questo caso la materia attiva può essere ottenuta in forma di gas con il vantaggio di poter essere depositata in strati spessi pochi micron e su di una grande varietà di superfici di appoggio. Il contenuto utilizzo di silicio rispetto al cristallino è quindi in linea con la limitata disponibilità di materiale attivo ottenuto come scarto dell'industria elettronica che si sta profilando all'orizzonte. Si possono così ottenere film di spessore totale pari a 1-2 millimetri, anche flessibili (per esempio, silicio amorfo depositato su una lastra di 0,5 millimetri di alluminio) e leggerissimi. Purtroppo la natura stessa del silicio amorfo, che non presenta una struttura molecolare definita (a cristalli), limita notevolmente la prestazione elettrica in termini di efficienza che rimane ben al di sotto di quella del cristallino. Rimangono, inoltre da risolvere una serie di problemi legati alla stabilità delle prestazioni nel tempo. L'amorfo perde poco meno del 10-20% delle prestazioni di potenza dichiarate dal costruttore nelle prime 300-400 ore di esposizione.

I vantaggi sono: disponibilità di materiale, nessuna tossicità, applicazione optoelettronica, bassa efficienza, instabilità iniziale. Il costo per ogni Watt producibile con questa tecnologia è del 25-40 % inferiore rispetto alle altre tecnologie fotovoltaiche.

Svantaggi : dopo tre-sei mesi di rendimento iniziale dell'a-Si cala e si stabilizza su un meno 20%; in seguito si ha un calo dell'1% ogni anno, inoltre l'efficienza intesa come capacità di trasformare l'energia del sole in energia elettrica è molto più bassa del monocristallino, quindi sono necessarie aree più grandi per avere la stessa energia.

3.5 FILM SOTTILI

Per la produzione dei moduli, figura 3.5.1, il materiale base viene vaporizzato e depositato su lastre di vetro o lamine di altro materiale. Lo strato di silicio ha uno spessore di circa 2μ ovvero oltre 100 volte più sottile dello strato ottenuto con celle di silicio cristallino. Il film sottile è stato sino ad oggi sottovalutato per l'efficienza, certamente minore rispetto al monocristallino o al policristallino, tuttavia le celle a film sottile hanno il vantaggio di tollerare meglio gli ombreggiamenti e di essere meno influenzate dalla temperatura rispetto alle celle in silicio.

Quindi, tra i molti vantaggi apportati dall'uso del film sottile occorre soprattutto ricordare che:

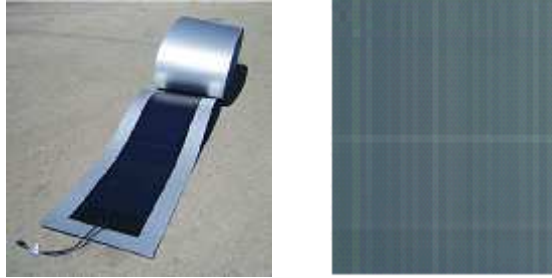


Figura 3.5.1 modulo di film sottile

- 1 non diminuisce la produzione con l'aumentare della temperatura;
- 2 si degrada immediatamente subito dopo la produzione e resta stabile nel tempo;
- 3 non risente delle zone di ombra;
- 4 non richiede inclinazioni come il cristallino, quindi è più adattabile alle superfici;
- 5 può essere installato in orizzontale ed in verticale (Coperture architettoniche);
- 6 usufruisce di più ore di luce (inizia a produrre prima al mattino e termina più tardi la sera);
- 7 sfrutta meglio la luce diffusa e riflessa;
- 8 produce anche con cielo nuvoloso.

È opportuno, per ottenere il massimo della produzione elettrica, valutare le condizioni climatiche del sito (l'irradiazione, la temperatura, l'umidità ed il vento) prima di selezionare il tipo di modulo da utilizzare.

3.6 CIS- CIGSS

Celle CIS (Copper indium iselenide) e CIGS (Copper Indium Gallium iselenide): queste celle utilizzano substrati di basso costo e processi di produzione facilmente automatizzabili e quindi ideali a produzioni di grandi volumi. Questi prodotti hanno dimostrato affidabilità nell'utilizzo in esterno e stabile efficienza nel tempo. Entrambe le tecnologie hanno dimostrato buone caratteristiche elettriche. I moduli CIS sono già presenti commercialmente. Essi vengono alla ribalta del mondo fotovoltaico quando nel 1988 la prima cella da laboratorio raggiunge l'11% di efficienza. Nei sette anni di ricerca che seguirono i risultati stentavano ad arrivare e solo alcune soluzioni produttive brillanti a metà degli anni '90 accelerarono lo sviluppo. Il CIGS, e ancora più recentemente il CIGSS (con l'aggiunta di zolfo) è un derivato che consente di aumentare l'efficienza elettrica di conversione. Nonostante la più intuitiva complessità di realizzazione, fortunatamente l'aggiunta di un composto nel mix di produzione ha consentito una maggior flessibilità del processo non gravando sui costi totali. Contrariamente a quanto accade per il silicio amorfo, la stabilità delle prestazioni in esterno del CIS-CIGS (Figura 3.6.1) è notevole e prove in campo che durano da ormai 7 anni dimostrano che non c'è degrado della potenza.

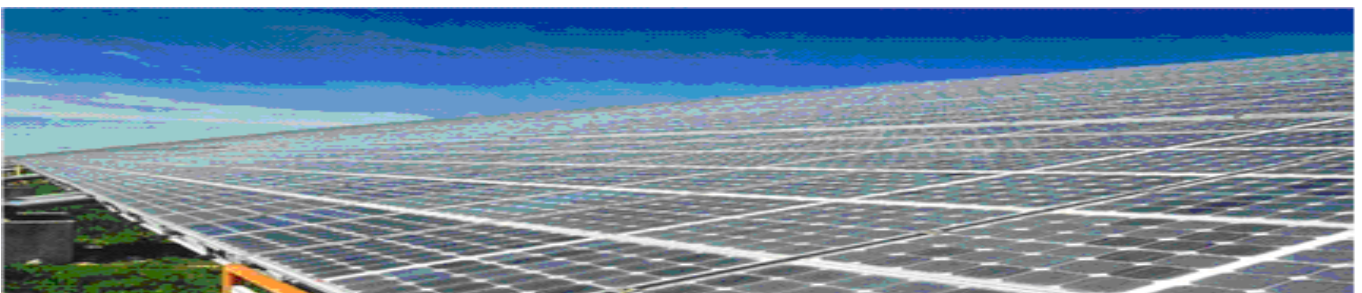


Figura 3.4.1 esempio di impianto con moduli in CIGS

Viceversa, lo stato di maturità della tecnologia sul piano della uniformità di produzione (celle o moduli di simili caratteristiche elettriche) è ancora insufficiente. L'ingegneria chimico-fisica dei dispositivi CIS e CIGS è prevista con l'utilizzo di materiali di base piuttosto costosi anche se si ottengono buone prestazioni con materiali di qualità intermedia. La peculiarità di poter essere realizzate su substrati anche flessibili le rendono, in prospettiva, attraenti anche per gli usi.

Caratteristiche : Efficienza più alta tra i film sottili, possibilità di multi giunzione, efficienza su grande area 12% -18 % , utilizzo di materiali attivi meno costosi diversi accoppiamenti fra materiali.

Nella seguente tabella si riassumono le caratteristiche dei tre principali materiali utilizzati nel FV.

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Film sottile (silicio)
η cella	14%-17%	12%-14%	4-6% singolo 7-10% tandem
Vantaggi	Alto rendimento Tecnologia affidabile	Costo inferiore fabbricazione semplice	Costo minore, ridotta influenza della temperatura, resa energetica superiore con radiazione diffusa.
Svantaggi	Maggiore quantità di energia necessaria per la fabbricazione	Sensibile alle impurità nella fabbricazione	Maggiori dimensioni, costo struttura e tempo di montaggio

3.7 LA CONCENTRAZIONE

Le tecnologie solari a concentrazione utilizzano la radiazione "diretta" del sole, concentrandola tramite specchi. Le loro applicazioni riguardano soprattutto la produzione di elettricità e la mineralizzazione di processi chimici ad alta temperatura, fra cui la produzione di idrogeno tramite dissociazione dell'acqua.

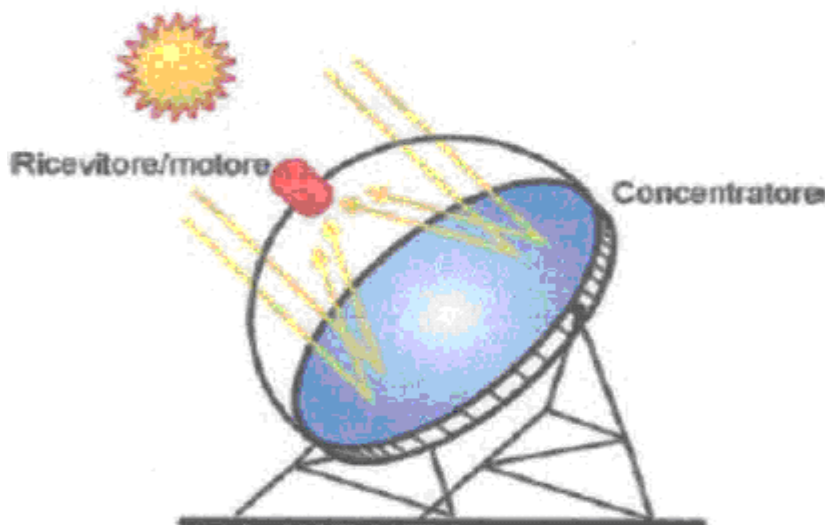


Figura 3.7.1 Schema di principio di un sistema a concentrazione solare

Caratteristiche

Possibili riduzioni di costo, elevata efficienza > 35%, mercato ancora trascurabile, solo per zone assolate, grande precisione richiesta, perdite termiche e ottiche. Il materiale fotovoltaico (costoso), è parzialmente sostituito con specchi o lenti a minor costo, l'efficienza delle celle è elevata, concentrazioni elevate 100X-1.000X(I*logV), di dimensioni ridotte. L'energia incidente rimane quasi inalterata rispetto ai sistemi fissi (solo componente diretta dell'irraggiamento(Figura 3.7.1)

3.8 Tecnologie emergenti.

L'utilizzo delle celle solari organiche (Figura 3.8.1) ha lo scopo di migliorare l'efficienza energetica e di diffondere le fonti rinnovabili all'interno del territorio regionale e nazionale, ma soprattutto di rendere la tecnologia fotovoltaica uno strumento diffuso e conveniente di co-generazione d'energia pulita. Lo è lo sviluppo di una linea pilota per l'industrializzazione delle tecnologie di produzione di celle fotovoltaiche basate su processi di fabbricazione di materiali innovativi, in grado di garantire un abbassamento sensibile dei costi dell'energia. I materiali usati nella fabbricazione sono depositabili su superfici estese con tecniche e metodi tipici dell'industria della stampa. I materiali foto attivi e gli altri materiali costitutivi della cella organica o ibrida organica-inorganica sono infatti solubili e quindi depositabili sotto forma d'inchiostri o paste; tutto questo riduce il costo di produzione di un pannello fotovoltaico organico rispetto ai metodi convenzionali rappresentati dai moduli al silicio.

Oggi, infatti, il fotovoltaico tradizionale è costituito per il 90% da pannelli con celle solari in silicio cristallino o multi cristallino, e il rimanente 10% da silicio amorfo o altri materiali (GaAs, CIS, CIGS, CdTe). Tutte queste tecnologie si basano sul fondamentale principio della "giunzione tra semiconduttori". Ad oggi l'efficienza massima ottenibile con queste tecnologie di terza generazione è dell'11-17% per sistemi ibridi organici-inorganici e del 6% per sistemi interamente organici. Ma ciò che tuttavia incoraggia l'uso di tali tecnologie, oltre al basso costo di produzione, stimato inferiore a 2 Euro/W di potenza di picco prodotta, è la facilità e il basso impatto ambientale delle varie fasi di fabbricazione, e le infinite varietà di applicazione legate alla facilità di integrazione architettonica. In particolar modo, per le celle ibride DSSC (dette anche a colorante o celle di Graetzel, dal nome del suo inventore), le potenzialità architettoniche sono enormi, poiché possono essere impiegate su superfici multifunzionali quali, finestre, vetrate e facciate di edifici a tinte differenti, o trasparenti.



Figura 3.8.1 Future celle per il FV

le future generazioni saranno del tipo "a nanocompositi" (ibride organiche-inorganiche) e "a nanoparticelle" di materiali semiconduttori (figura 3.8.1). Sfrutteranno in particolar modo settori della produzione già conosciuti come i polimeri conduttori, le nanotecnologie e le tecniche di stampa diretta dei materiali funzionali. Si prevedono due classi di celle: la prima prevede, secondo la ricerca della Piattaforma Tecnologica Fotovoltaica dell'Unione Europea, un'efficienza intorno al 15% potendo sfruttare altre congiunture favorevoli come la tecnologia matura delle celle "dye -sensitized" in corso di pre-industrializzazione nel mondo, la condivisione di materiali e tecnologie con i settori dei display piatti, le condizioni compatibili con la stampa diretta dei materiali e con le tecnologie di fabbricazione continua su nastri flessibili. Tali prodotti, che presentano estrema flessibilità e leggerezza, dovrebbero introdursi in importanti nicchie di mercato, dove i costi aggiuntivi, legati agli impianti e ai collegamenti elettrici, andrebbero ridotti al minimo. L'impiego riguarderebbe: tende, teloni, indumenti, piccoli edifici, imbarcazioni ed altro. La seconda classe di celle si proietta invece su un grado di efficienza del 30%, poiché sfrutta gli effetti di qualità e dimensione delle nano particelle impiegate. Questo tipo di celle, dette "quantum dot", è ancora in fase sperimentale e ancora lontano da una tecnologia di fabbricazione. L'Enea sta avviando ricerche in entrambi i settori, sfruttando competenze, risultati, laboratori, già utilizzati per applicazioni su celle solari selezionate: film sottili organici, polimeri depositati su vetro e plastica, tecnologie di stampa, tecnologia dei materiali "core-shell", materiali e dispositivi elettroluminescenti basati su materiali organici.

3.9 Esempio di processo di fabbricazione di un modulo al C-Si (silicio cristallino)

LINGOTTO

- Riduzione della quarzite a silicio metallurgico (forno a arco)
- Purificazione del silicio metallurgico a silicio elettronico (processo siemens)
- Conversione del silicio elettronico a silicio monocristallino (metodo Czochralski)

CELLA

- Riduzione del lingotto in fette
- Formazione della giunzione (diffusione a 800°C)
- Realizzazione dei contatti (serigrafia)
- Deposizione stato antiriflesso (evaporazione o tesaurizzazione)

MODULO

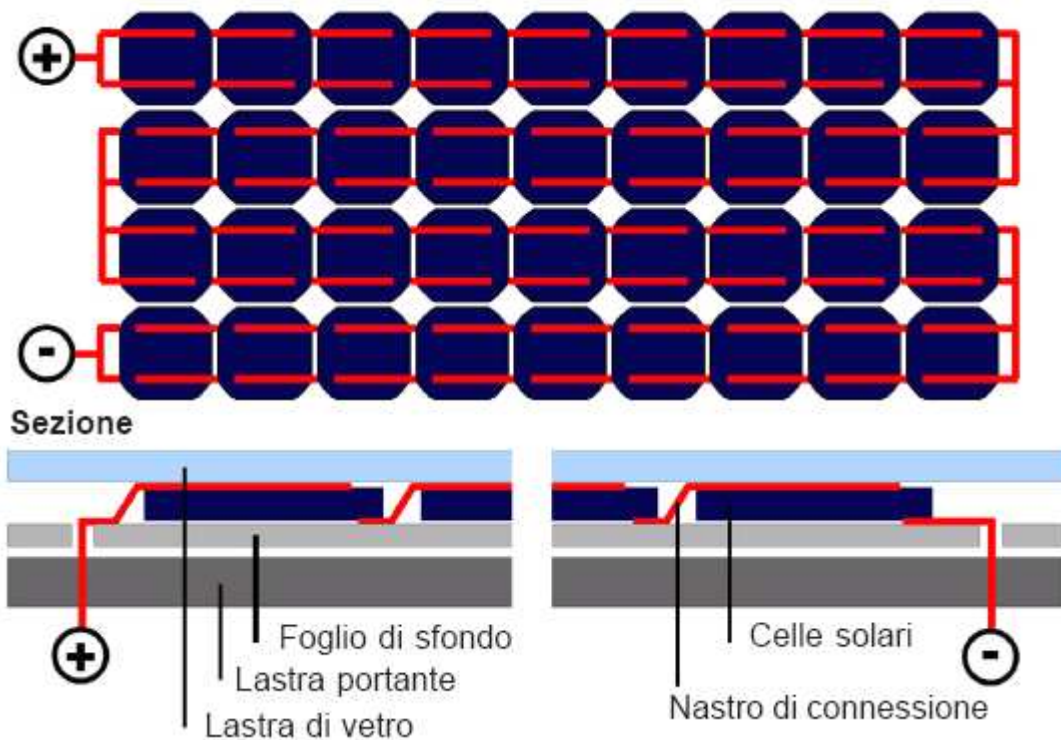


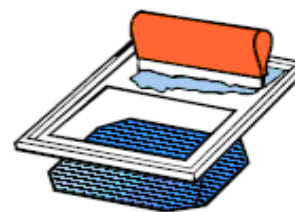
Figura 3.9.1 Connessione tra le celle all'interno di un modulo

Assemblaggio elettrico delle celle (figura 3.9.1) con superficie attorno a $0,5-0,7 \text{ m}^2$, che utilizzano celle al silicio monocristallino o silicio policristallino, prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie. Il modulo così costituito ha una potenza che va dai 50 agli 80 Wp, a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17 volt con corrente di circa 3 - 4 A.. I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo del 12-16%. Recentemente è cresciuta la domanda di moduli di potenza superiore, sino a 150÷200 Wp.

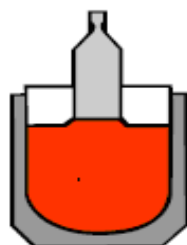
Silicio policristallino



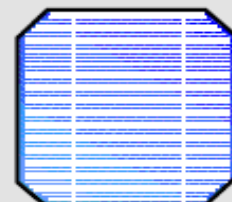
Serigrafia



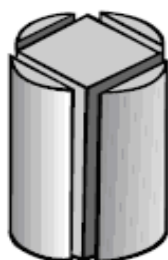
Formazione dei lingotti di silicio



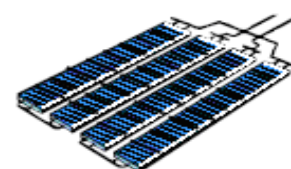
Cella fotovoltaica



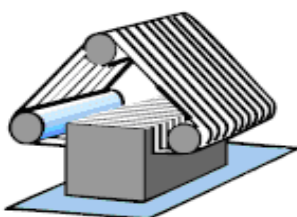
Laminazione del lingotto



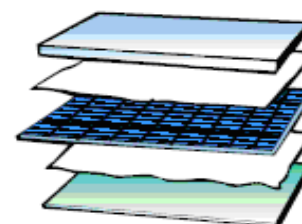
Circuito



Costituzione del wafer



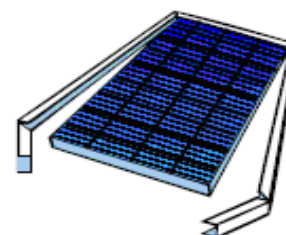
Laminazione



Diffusione fosforosa



Incorniciatura



Modulo fotovoltaico

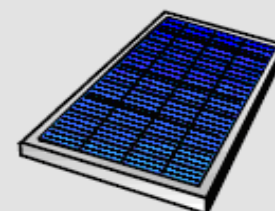


Figura 3.9.2 Esempio di processo di fabbricazione di un modulo al silicio policristallino

3.10 Pay back time

La figura 3.10.1 ci fornisce il periodo di tempo che deve operare il dispositivo fotovoltaico per produrre l'energia che è stata necessaria per la sua realizzazione. Per le celle al silicio cristallino il pay-back time corrisponde a circa 2,5 anni. In particolare, alla fase di cristallizzazione corrisponde un pay-back time di circa un anno mentre alle fasi di realizzazione del silicio metallurgico, di purificazione, di taglio e formazione della giunzione corrisponde complessivamente un pay-back time pari a circa 1,5 anni. Il pay-back time dei moduli al silicio amorfo corrisponde invece a 1,5 anni ed è così ripartito: 1 anno per il processo di deposizione del silicio amorfo e 0,5 anni per la deposizione dei contatti.

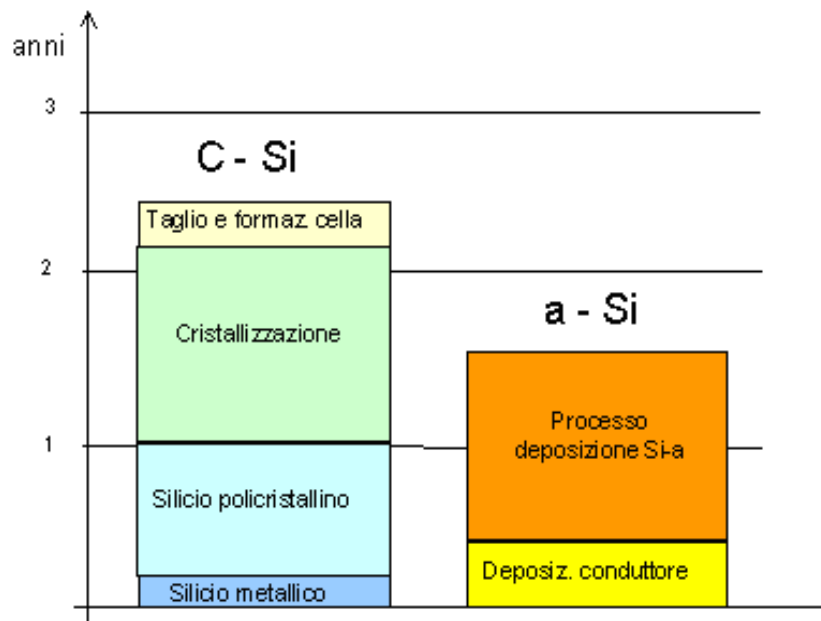


Figura 3.10.1 Pay back time

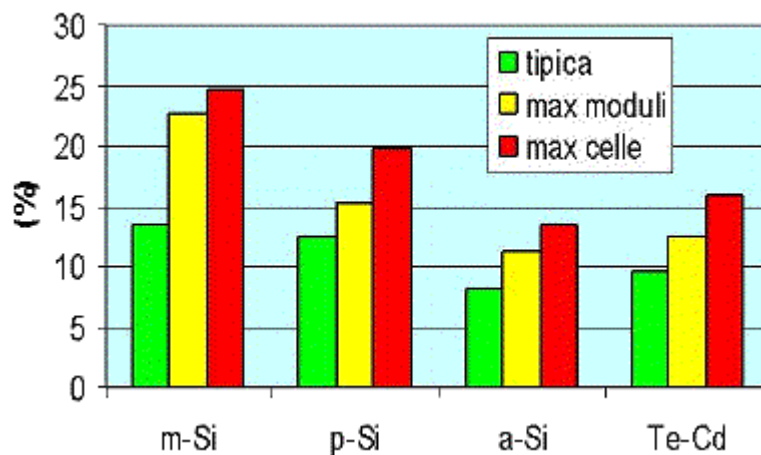


Figura 3.10.2 rendimento in funzione del tipo di materiale

Capitolo 4

Convertitori statici

4.1 Introduzione: connessione alla rete -blocco boost-inverter

Il processo che converte una tensione cc in un'altra tensione cc viene chiamato conversione cc-cc o anche conversione dc-dc usando la sigla inglese per la corrente continua. Un convertitore boost è un convertitore DC-DC con una tensione d'uscita maggiore di quella in ingresso. Un convertitore boost viene spesso chiamato anche convertitore step-up, (da step=gradino in inglese) ossia circuito "innalzatore di tensione" dato che esso "eleva" la tensione in ingresso. Dato che la potenza ($V \cdot I$) deve conservarsi, la corrente di uscita sarà sempre una frazione di quella in ingresso, in genere all'incirca inversamente proporzionale al fattore di elevazione della tensione in uscita, tolte le perdite. I sistemi alimentati a batterie spesso sono costituiti da molte celle poste in serie per ottenere tensioni più elevate. Non è sempre possibile, per mancanza di spazio o per questioni di peso, mettere in serie tante batterie soprattutto nelle applicazioni dove è richiesta alta tensione. I convertitori boost possono aumentare la tensione e ridurre di conseguenza il numero di celle necessarie a questo scopo. Due tipiche applicazioni a batterie che usano i convertitori boost sono i veicoli elettrici ibridi (HEV) e i sistemi di illuminazione. La Toyota Prius contiene un motore che usa tensioni di circa 500 V. Senza un convertitore boost, la Prius necessiterebbe di 417 batterie per alimentare il suo motore elettrico. Nelle realtà la Prius usa solo 168 batterie ed eleva la tensione delle batterie da 202 V a 500 V. I convertitori boost alimentano anche dispositivi di scala molto più piccola, come i sistemi di illuminazione portatili. Un LED bianco richiede tipicamente 3.3V per emettere luce, e un convertitore boost può innalzare la tensione di una singola cella alcalina da 1.5 V per alimentare la lampada. I convertitori boost possono produrre anche tensioni più elevate per far funzionare i tubi fluorescentia catodo freddo (CCFL) in dispositivi come retro illuminatori di LCD e lampade flash, nel caso specifico per il controllo del MPPT, integrato con l'inverter. Infatti la conversione da cella fotovoltaica consiste nella realizzazione di due stadi: il primo riceve la potenza dalle celle e controlla la tensione in uscita in modo tale da permettere al blocco successivo (un inverter mono o trifase sincronizzato con la rete) di essere in grado di imprimere una corrente e, quindi, una potenza in rete nei sistemi "grid connected". Il blocco inverter è abbastanza standard, tanto è vero che chi produce inverter per azionamenti ha anche fra i propri prodotti una linea di inverter rigenerativi che possono trasferire potenza in rete (tale potenza può venire da un sistema eolico, da un sistema inerziale, da un sistema FV, etc.). Inoltre, la norma ENEL DK5940 impone che non vi sia componente continua iniettata in rete e per questo motivo impone sopra un certo valore di potenza resa in rete (20kW) il trasformatore a 50Hz in uscita. Si può dire di più. La norma ENEL, nel caso di potenza minore di 20kW e convertitore privo di trasformatore a 50Hz, impone che esista un sistema che stacchi il convertitore dalla rete entro 0,1sec. se la corrente media iniettata in linea supera un ben determinato valore. Il primo blocco è tipicamente un boost che innalza la tensione in uscita dalle celle e la assesta ad un valore adeguato per il blocco inverter. Il compito fondamentale del blocco boost è controllare con MPPT (maximum power point tracking) l'erogazione di potenza delle celle. Con il boost tale controllo è relativamente semplice in quanto il convertitore boost viene visto dalle celle come un carico resistivo il cui valore dipende dalla corrente che il boost decide di assorbire dalle celle stesse. Leggendo la tensione istantanea presente in uscita dalla cella e variando la corrente di ingresso al boost (cioè in uscita dalla cella) si riesce a trovare il MPPT e ad inseguirlo. Il sistema deve essere sufficientemente veloce per compensare tutte le variazioni ambientali che la cella subisce. Ovviamente, anche l'inverter dovrà adeguarsi alle fluttuazioni della potenza erogata dalla cella. Il sistema nel complesso deve essere idoneo a sopportare picchi transitori di 2.5 volte la potenza nominale del carico. La tensione nominale delle celle è nel range 200V-300V e, considerando il rendimento globale del sistema, il boost viene dimensionato per una corrente d'ingresso massima di 50A. Per poter alimentare lo stadio successivo (inverter monofase classico) la tensione continua in uscita dal boost è di 400V controllati. Ciò significa che il diodo e lo switch del boost (IGBT) devono essere da 1200V e, quindi, non molto veloci, (la tecnologia dei 1200V non è ancora arrivata alle ottime performance dei 600V). Inoltre, il pre-stadio boost nel complesso deve essere il meno ingombrante possibile e ciò significa che la frequenza di switching deve essere sufficientemente elevata. Infatti, in tal modo, l'induttanza avrà ingombro limitato in quanto il ripple sovrapposto è contenuto. Un alto valore induttivo a bassa frequenza avrebbe comportato basse perdite nei semiconduttori ma ingombro elevato; un valore induttivo più basso ad alta frequenza comporta maggiori perdite nei semiconduttori ma ingombro inferiore. Il rendimento del pre-stadio risulta elevato e sfiora il 95%. L'integrato di controllo è il ben conosciuto L4981 della ST con il quale si riesce a controllare l'anello esterno di tensione di uscita del boost e quello interno di corrente in average current mode. Inoltre attraverso un opportuno algoritmo (MPPT) si riesce a limitare la corrente in uscita dalla cella, e quindi la potenza in uscita dalla cella, nel caso il carico richieda più potenza di quella che la cella riesce a fornire in quell'istante. Così si evita che la cella possa andare in "cortocircuito" con conseguente spegnimento dell'intero sistema.

Ovviamente, esiste una rapida comunicazione fra inverter e boost in modo tale che l'inverter diminuisca la sua potenza in uscita a fronte di un abbassamento di potenza erogabile dalla cella.

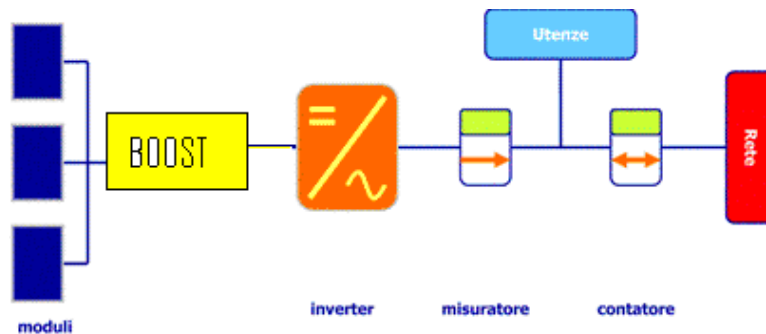


Figura 4.1.1 Il blocco boost controlla con MPPT (maximum power point tracking) l'erogazione di potenza delle celle

Inoltre per poter generare in rete è necessaria una tensione maggiore del picco della sinusoide di uscita e i pannelli possono avere una tensione decisamente inferiore. Scopo del boost quindi è innalzare la tensione di uscita dei pannelli ad un valore appropriato per l'inverter.

4.2 Convertitore boost: principio di funzionamento

Un convertitore boost (o convertitore step-up) è un convertitore DC-DC con una tensione di uscita maggiore dell'ingresso. È una classe di alimentatori a commutazione contenenti almeno due commutatori a semiconduttore (un diodo e un transistor) e almeno un elemento accumulatore di energia. Filtri composti da combinazioni di induttori e capacità sono spesso aggiunti ad un convertitore boost per migliorarne le caratteristiche. Lo schema base di un convertitore boost (figura 4.2.1) ha un commutatore che tipicamente è un MOSFET, IGBT, o BJT.

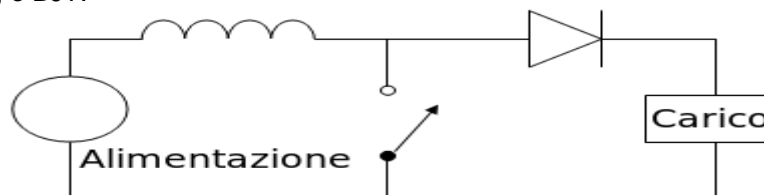


Figura 4.2.1 schema base di un convertitore boost

Per problemi di efficienza, il commutatore deve aprire e chiudere il circuito molto velocemente e avere poche perdite. L'avvento di commutatori a semiconduttore nei primi anni del 1950 ha rappresentato un passo fondamentale dato che ha in pratica reso possibile l'esistenza dei convertitori come il boost. I commutatori a semiconduttore si accendono e spengono velocemente e durano più a lungo rispetto ad altri commutatori come quelli a valvole o a relè. I primi convertitori cc-cc furono sviluppati nei primi anni del 1960 non appena divennero reperibili i primi commutatori a semiconduttore. La domanda nell'industria di convertitori piccoli, leggeri ed efficienti ha provocato lo sviluppo di questa tecnologia. I sistemi a commutazione come gli alimentatori swiching, sono una sfida per il progettista dato che il funzionamento del modello del circuito dipende dal fatto che il commutatore sia aperto o chiuso. R.D. Middlebrook del Caltech nel 1977 pubblicò i modelli per i convertitori dc-dc in uso oggi. Middlebrook fece una media della configurazione circuitale per ogni stato del commutatore usando una tecnica chiamata media dello spazio di stato (o state-space averaging). Questa semplificazione ha ridotto i due sistemi in uno. Il nuovo modello risultante portò alla comprensione delle equazioni di progettazione che sono state utili sino ad oggi alla crescita dei sistemi SMPS.

Analisi del circuito principio di funzionamento

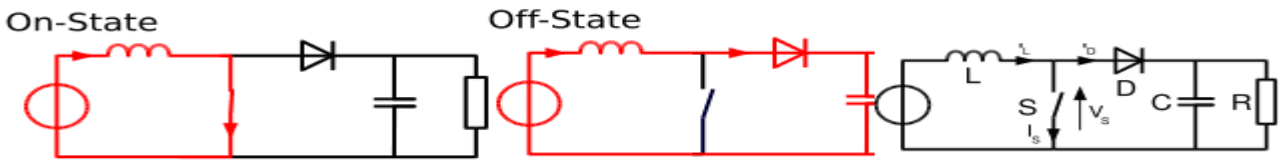


Figura 4.2.2 le due configurazioni di un convertitore boost, secondo lo stato del commutatore S.

Il principio base di funzionamento di un convertitore boost consiste in due stati distinti (vedere figura 4.2.3)

- nello stato “on”, il commutatore S (figura 4.2.2) è chiuso, provocando un aumento di corrente nell’induttore;
- nello stato “off”, il commutatore è aperto e l’unico percorso offerto alla corrente dell’induttore è attraverso il diodo D, la capacità C e il carico R. Ciò provoca il trasferimento dell’energia accumulata durante lo stato “on” nella capacità.

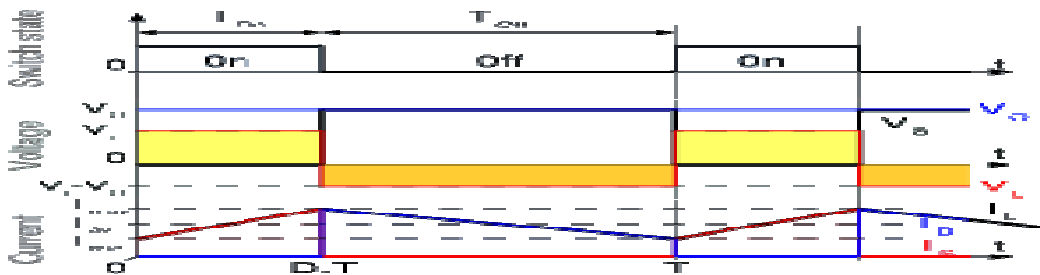


Figura 4.2.3 Modo di funzionamento continuo

In figura 4.2.3 vengono rappresentate le forme d’onda della corrente e della tensione in un convertitore boost operante in modo continuo. Quando un convertitore boost opera in modo continuo, la corrente che passa attraverso l’induttore (I_L) non scende mai a zero.

Per cercare di sfruttare sempre al meglio l’impianto l’inverter presenta nei circuiti di ingresso un MPPT con un algoritmo che ricerca la tensione da applicare ai moduli, corrispondente al picco di potenza. Il Maximum Power Point Tracking (MPPT) funziona nel seguente modo: imposta una certa tensione, misura la corrente erogata, calcola la potenza ($P=V \times I$) e sposta la tensione leggermente in giù (in su), ri-misura la corrente e calcola la potenza di nuovo. Confronta la potenza e ripete il procedimento (figura 4.2.4)

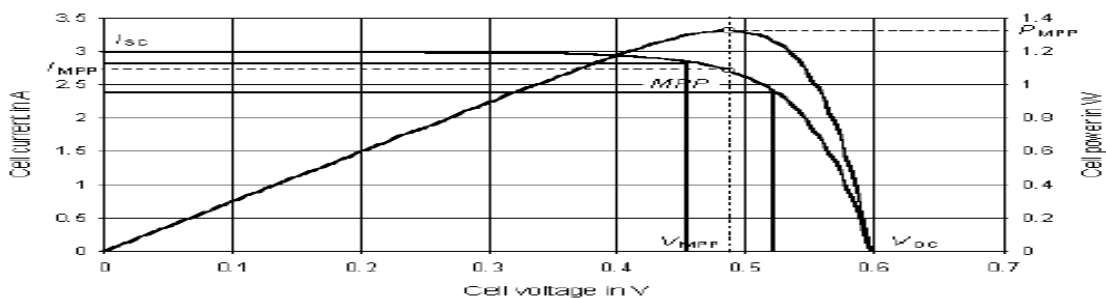


Figura 4.2.4 Determinazione del punto di MPPT (maximum power point tracking)

4.3 Che cos'è l'inverter FV

È un circuito elettronico che converte la tensione continua in uscita dai moduli FV in tensione alternata con le caratteristiche richieste dal gestore di rete.

Il ponte di conversione è il cuore dell'inverter e permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi semiconduttori pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati. In figura 4.3.1 è mostrato il principio di funzionamento di un convertitore fullbridge dotato di filtro in uscita in cui i dispositivi di potenza sono schematizzati con interruttori.

Principio di funzionamento del convertitore fullbridge: chiudendo ed aprendo alternativamente le coppie I1 – I4 e I2 – I3 si ottiene la conversione da continua in alternata.

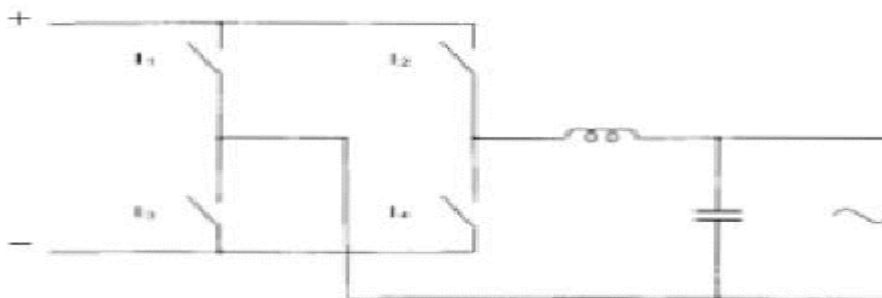


Figura 4.3.1 Principio di funzionamento di un inverter

La commutazione del ponte può avvenire alla frequenza di rete o a frequenza più elevata. Nel primo caso si ottiene all'uscita un'onda quadra, mentre nel secondo si può cercare di approssimare la forma d'onda ad una sinusoidale con dei treni di impulsi a larghezza variabile tecnica PWM. Le caratteristiche del filtro presente all'uscita del ponte dipendono necessariamente dal tipo di ponte di conversione utilizzato, dalla sua modalità di funzionamento e dall'ampiezza massima delle armoniche che si è disposti a tollerare.

Importante per la definizione delle misure di sicurezza da applicare per il circuito a corrente continua è la presenza o meno di un'interruzione galvanica tra ingresso e uscita dell'inverter. Per la protezione da un contatto indiretto (contatto con una parte conduttiva che per errore è sotto tensione) all'interno del circuito di corrente continua si possono usare materiali isolanti. Gli inverter di qualità hanno un grado di efficienza di trasformazione di circa 90% già al 10% della loro potenza nominale. L'adeguamento di potenza tra l'inverter e il generatore, cioè il rapporto tra la potenza nominale dell'inverter e quella del generatore deve essere scelto in modo che l'inverter ottenga un grado di efficienza massimo sul funzionamento annuale. L'inverter FV può essere utilizzato per far funzionare elettrodomestici e utenze casalinghe (stand alone) oppure può essere messa in parallelo alla rete di distribuzione nazionale (grid connected).

4.4 Inverter per impianti Stand Alone e Grid Connected

Esistono due tipologie di inverter fotovoltaici : per impianti STAND ALONE (figura 4.4.2) per impianti GRID-CONNECTED (figura 4.4.4)



Figura 4.4.1 Stand alone

Gli impianti stand alone sono dei sistemi isolati non collegati alla rete elettrica che producono corrente continua. Dovendo rilasciare elettricità non solo nelle ore diurne, richiedono sistemi di accumulo dell'energia prodotta. Questi impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi nei casi in cui la rete elettrica è assente o difficilmente raggiungibile (es. per aree rurali o per i rifugi di montagna).

L' Inverter per impianti stand-alone può essere così schematizzato (figura 4.4.2):

- 1) Visualizzazione e interazione con l'esterno (display a varie cifre e tasti per la navigazione nei menu)
- 2) Stadio di ingresso booster (elevatore di tensione che carica il banco di condensatori)
- 3) Unità di controllo a microcontrollore (memorie, convertitori A/D)
- 4) Circuito inverter con modulatore PWM e stadio d'uscita

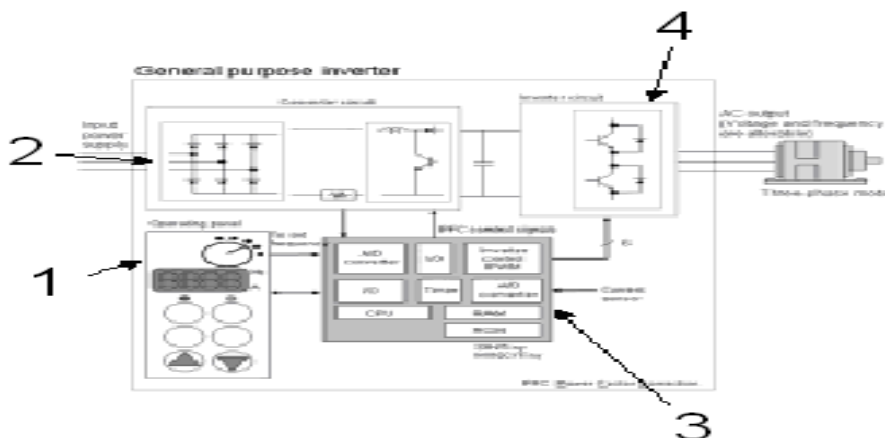


Figura 4.4.2 Inverter per impianti stand alone

Inverter per impianti grid connected. Si tratta di impianti non provvisti di sistemi di accumulo, cioè hanno la particolarità di lavorare in regime di interscambio con la rete elettrica locale. Come si vede nel grafico di esempio, (Figura 4.4.3) nell'arco di una giornata vi saranno ore in cui l'energia necessaria deriverà direttamente dalla rete elettrica (orari notturni), ore in cui il fabbisogno viene parzialmente soddisfatto dall'impianto fotovoltaico, ed ore in cui l'impianto fotovoltaico produce una quantità di energia maggiore del fabbisogno e pertanto cede l'eccedenza alla rete. Questa eccedenza cumulata durante l'anno viene infine scomputata dalla bolletta dal gestore elettrico, permettendo anche di azzerare la spesa energetica.

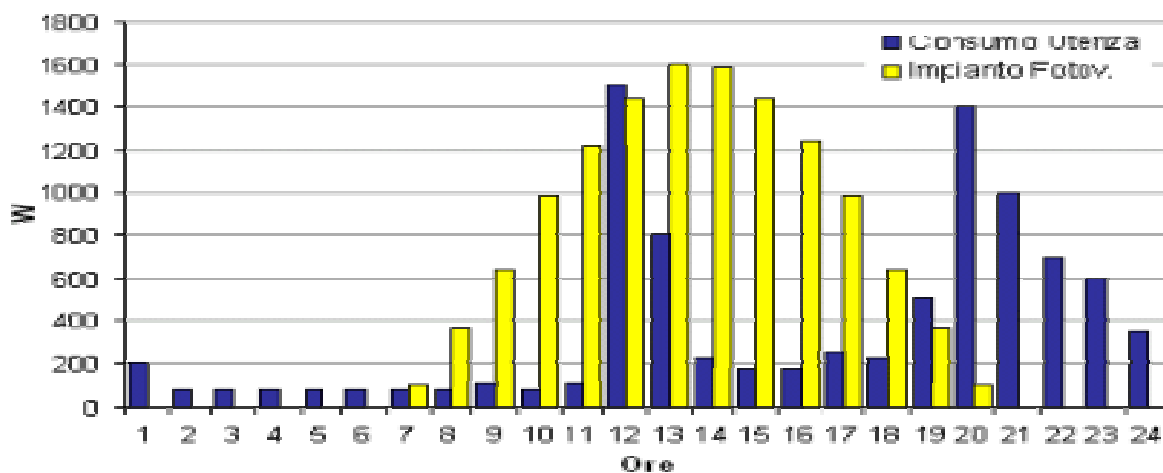


Figura 4.4.3 Regime di interscambio di un impianto grid connected

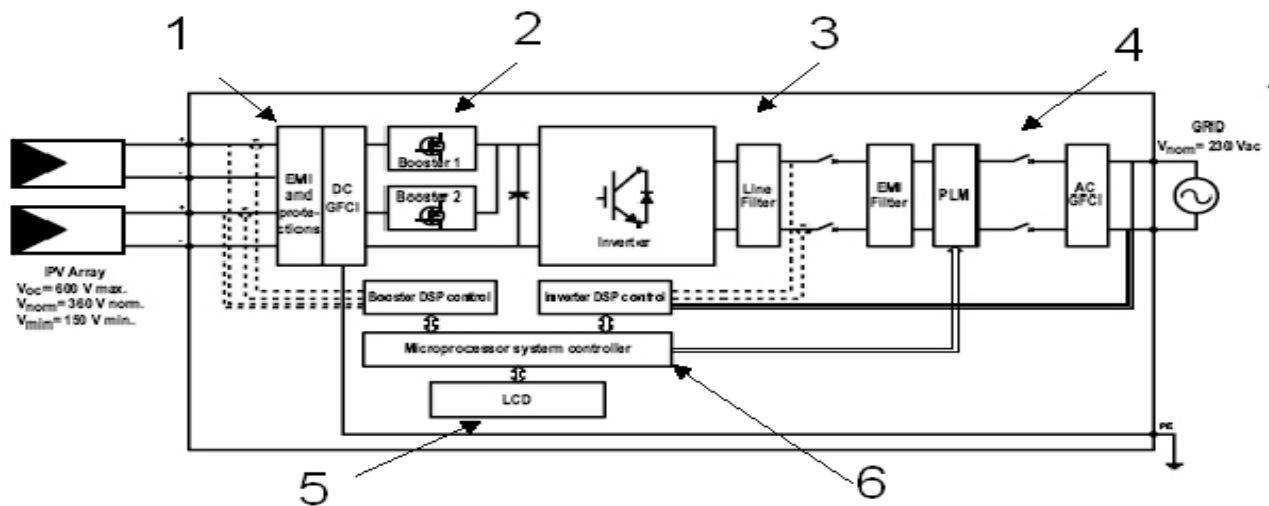


Figura 4.4.4 Inverter per impianti Grid connected

Schematizzando si ha:

- 1)Stadio di ingresso con protezioni da sovratensioni
- 2)Circuiti di MPPT (Maximum Power Point Tracking)
- 3)Inverter e modulatore/demodulatore PWM
- 4)Stadio di uscita e interfaccia rete
- 5) Visualizzazione e interazione con l'esterno
- 6)Unità di controllo a microcontrollore (memorie, totalizzatori, convertitori A/D)

E' la tipologia di inverter che più ci interessa perché i grossi impianti fotovoltaici vengono tutti collegati alla rete elettrica nazionale.

Caratteristiche principali richieste:

- Tensione ingresso variabile con l'illuminazione, la temperatura, l'assorbimento → ricerca del miglior punto di lavoro (MPPT)
- Tensione di uscita in parallelo alla rete nazionale→ interfaccia di rete adeguata, tensione e frequenza nei limiti
- Monitoraggio delle variabili di sistema → controlli, memorizzazione e interfaccia utente
- Lunga durata dell'impianto fotovoltaico (20-30 anni) → affidabilità dei componenti e garanzia
- Maximum Power Point (MPP):i moduli fotovoltaici (e quindi l'impianto) presentano un massimo di potenza ad una certa tensione applicata. A tensione maggiore o minore non si estrae dall'impianto la massima potenza possibile. (figura 4.4.5)

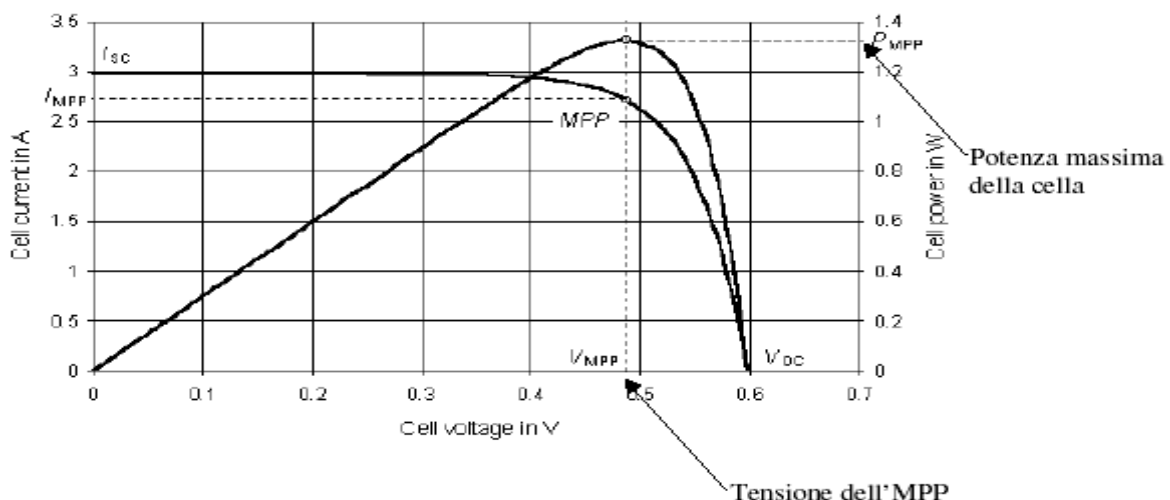


Figura 4.4.5 Rappresentazione del Maximum Power Point (MPP)

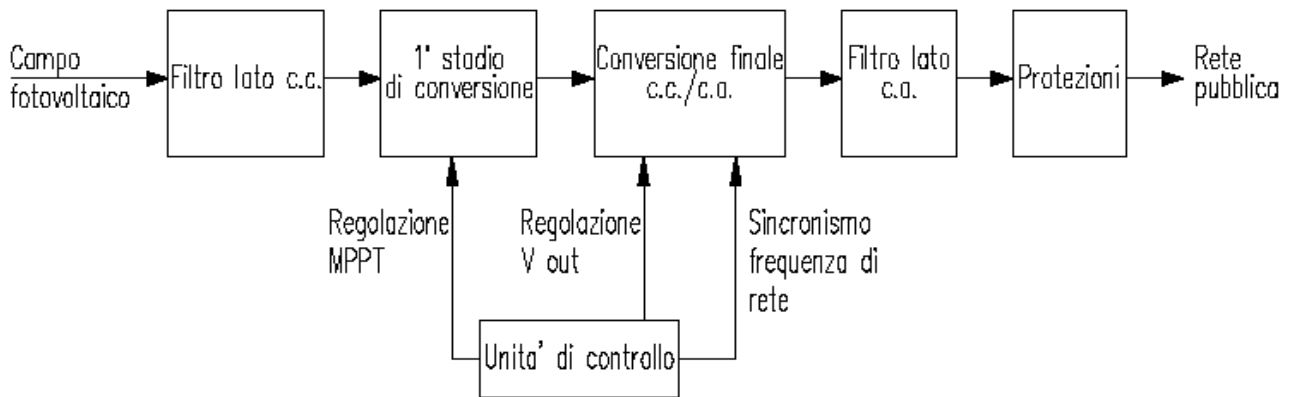
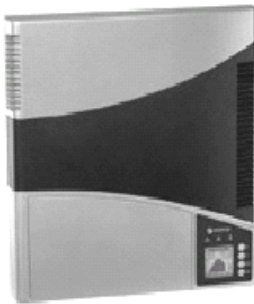


Figura 4.4.6 Schema a blocchi: campo fotovoltaico, inverter FV, rete pubblica.

Se l'impianto è di potenza superiore a 20 kWp è obbligatorio il trasformatore di isolamento. Sul lato alternata si ha una sezione di filtraggio delle armoniche seguita dalle protezioni per massima corrente e per il rispetto delle caratteristiche richieste dal gestore della rete ("interfaccia"). Un filtro lato corrente continua evita che la conversione effettuata nel primo stadio provochi dei disturbi verso il campo fotovoltaico che potrebbero causare problemi per il mantenimento del punto di massima potenza. Tutti gli inverter di connessione a rete hanno l'MPPT (Maximum Power Point Tracker), che individua istante per istante il punto sulla caratteristica tensione-corrente del generatore fotovoltaico e permette il massimo trasferimento di potenza verso l'utenza. L'unità di controllo varia l'impedenza di ingresso per consentire il massimo trasferimento di potenza.

4.5 Tipologie di Inverter:

Inverter Power-one 2000 – 3600 -6000



Power-one Aurora PVI

Potenza nominale
 Max potenza DC
 Range di tensione in ingresso
 Corrente max di ingresso
 Num. Max di stringhe parallelo
 THD AC
 Tensione di uscita
 cos phi
 Rendimento massimo
 Grado di protezione
 Dimensioni / peso

2000

2000 W
 2400W
 90 – 580 V
 10A
 1
 <2.5 %
 IP21 / IP65
 420 x 326 x 141 outdoor / 440 x 465 x 57 indoor

3600

3600 W
 4450 W
 90 – 580 V
 2x 10°
 2 MPPT indipendenti
 <2.5%
 230V – 50Hz
 1
 96 %
 IP21 / IP65

6000

6000 W
 7000 W
 90 – 580 V
 2 x 10 A
 2 MPPT ind.
 <2.5%
 IP65
 770 x 322 x 140 / 25 kg

Inverter SMA



SMA Sunny Boy 3000

Potenza nominale	2750 W
Max potenza DC	3200 W
Range di tensione in ingresso	268 – 600 V
Corrente max di ingresso	12 A
Num. Max di stringhe parallelo	3
Max potenza AC	3000 W
THD AC	<4%
Tensione di uscita	230V – 50Hz
cos phi	1
Rendimento massimo	95%
Grado di protezione	IP65
Dimensioni / peso	434x295x214 / 32kg

SMA Sunny Boy 5000TL Multi-String

Potenza nominale	4600 W
Max potenza DC	5300 W
Range di tensione in ingresso	125 – 750 V
Corrente max di ingresso	3 x 7,5 A
Num. Max di stringhe	3 MPPT indipendenti
Max potenza AC	5000 W
THD AC	<4%
Tensione di uscita	230V – 50Hz
cos phi	1
Rendimento massimo	95,5%
Grado di protezione	IP65
Dimensioni / peso	470x490x225 / 32kg



Inverter Mitsubishi

Mitsubishi è una delle grandi produttrici a livello mondiale di materiale fotovoltaico (moduli e inverter). Recentemente è stato progettato un inverter adatto anche alle reti europee ed in particolare per quelle italiane.

(Il primo TEST su inverter in Italia è in prova in un impianto VPSOLAR)



Mitsubishi

Potenza nominale	3300 W	PV-PNS04ATL-IT	3300 W	PV-PNS06ATL-IT	4600 W
Max potenza DC	4300 W	PV-PNS04ATL-IT	4300 W	PV-PNS06ATL-IT	6000 W
Range di tensione in ingresso	160 – 650 V	PV-PNS04ATL-IT	160 – 650 V	PV-PNS06ATL-IT	160 – 650 V
Corrente max di ingresso	18 A	PV-PNS04ATL-IT	18 A	PV-PNS06ATL-IT	18 A
Num. Max di stringhe parallelo	3	PV-PNS04ATL-IT	3	PV-PNS06ATL-IT	3

THD AC

THD AC	<5%	PV-PNS04ATL-IT	<5%	PV-PNS06ATL-IT	<5%
Tensione di uscita	230V – 50Hz	PV-PNS04ATL-IT	230V – 50Hz	PV-PNS06ATL-IT	230V – 50Hz
cos phi	1	PV-PNS04ATL-IT	1	PV-PNS06ATL-IT	1
Rendimento massimo	96.2 %	PV-PNS04ATL-IT	96.2 %	PV-PNS06ATL-IT	96.2 %
Grado di protezione	IP21	PV-PNS04ATL-IT	IP21	PV-PNS06ATL-IT	IP21
Dimensioni / peso	300 X 170 X 500 / 20 kg	PV-PNS04ATL-IT	300 X 170 X 500 / 20 kg	PV-PNS06ATL-IT	300 X 170 X 500 / 20 kg

PV-PNS04ATL-IT

Potenza nominale	3300 W
Max potenza DC	4300 W
Range di tensione in ingresso	160 – 650 V
Corrente max di ingresso	18 A
Num. Max di stringhe parallelo	3

<5%

230V – 50Hz

1

96.2 %

IP21

300 X 170 X 500 / 20 kg

PV-PNS06ATL-IT

Potenza nominale	4600 W
Max potenza DC	6000 W
Range di tensione in ingresso	160 – 650 V
Corrente max di ingresso	18 A
Num. Max di stringhe parallelo	3

<5%

230V – 50Hz

1

96.2 %

IP21

300 X 170 X 500 / 20 kg

Inverter Elettronica Santerno

Elettronica Santerno è presente in tutto il mondo con inverter per applicazioni industriali. Nel campo del fotovoltaico si è subito affermata come leader negli impianti di grosse dimensioni con inverter centralizzati affidabili e ad alto rendimento.



Per le taglie di potenza fino a 7,8 kW Elettronica Santerno propone 6 inverter della serie M XR (con trasformatore) con rendimenti da 94% a 96%.

Modelli Models	Potenza di picco campo PV PV field peak power	Potenza massima d'uscita Output maximum power	Potenza nominale d'uscita Output nominal power	Corrente nominale d'uscita Output nominal current	Corrente nominale d'ingresso MPPT1 Rated input current MPPT1	Corrente nominale d'ingresso MPPT2 Rated input current MPPT2	Rendimento massimo Maximum efficiency	Rendimento Europeo European efficiency	Dimensioni (LxAlxP) Dimension (LxHxD)	Peso Weight
	Wp	W	W	A(ac)	A(dc)	A(dc)	%	%	(mm)	kg
SUNWAY M XR 2600	2620	2210	2010	8,7	14,0	10,0	94,0	92,5	290 x 710 x 220	42
SUNWAY M XR 3600	3590	3040	2760	12,0	11,5	10,0	94,5	93,0		45
SUNWAY M XR 4300	4280	3620	3290	14,3	13,8	10,0	95,0	93,5		45
SUNWAY M XR 5300	5330	4510	4100	17,8	16,9	15,0	95,0	93,5		55
SUNWAY M XR 6400	6370	5390	4900	21,3	20,4	15,0	95,5	93,5		55
SUNWAY M XR 7800	7780	6580	5980	26,0	25,0	15,0	96,0	94,0		55

Caratteristiche degli inverter a confronto

Inverter	SMA Sunny Boy 3000	Power-one Aurora PVI 3600	Mitsubishi PV-PNS04ATL-IT	Elettronica Santerno Sunway MXR 4300
Potenza nominale	2750 W	3600 W	3300 W	3290
Max potenza DC	3200 W	4450 W	4300 W	4280
Range di tensione in ingresso	268 – 600 V	90 – 580 V	160 – 650 V	
Corrente max di ingresso	12 A	2 x 10 A	18 A	14,3
Num. Max di stringhe parallelo	3	2 MPPT ind.	3	
Max potenza AC	AC 3000 W			3620
THD AC <4%	<4%	<2.5%	<5%	
Tensione di uscita	230V – 50Hz	230V – 50Hz	230V – 50Hz	
cos phi	1	1	1	
Rendimento massimo	95%	96 %	96.2 %	95
Grado di protezione	IP65	IP65	IP21	
Dimensioni / peso	434x295x214 / 32kg	440 x 465 x 57	300 X 170 X 500 / 20 kg	290X710X220 45Kg

Tabella 4.5.1 tipi di inverter a confronto

4.6 Che cosa vuol dire configurazione

Configurazione vuol dire trovare il giusto abbinamento tra le caratteristiche del campo FV e dell'inverter. Gli inverter hanno determinate caratteristiche di ingresso, che devono essere rispettate al fine di garantire il massimo rendimento:

- Range di tensione in DC
- Potenza massima
- Corrente massima per canale
- Numero di stringhe in parallelo o MPPT indipendenti
- Fulminazione degli stadi di ingresso
- Sovraccarico dell'inverter
- Limitazione della corrente prodotta
- Gestione ottimale della raccolta di energia

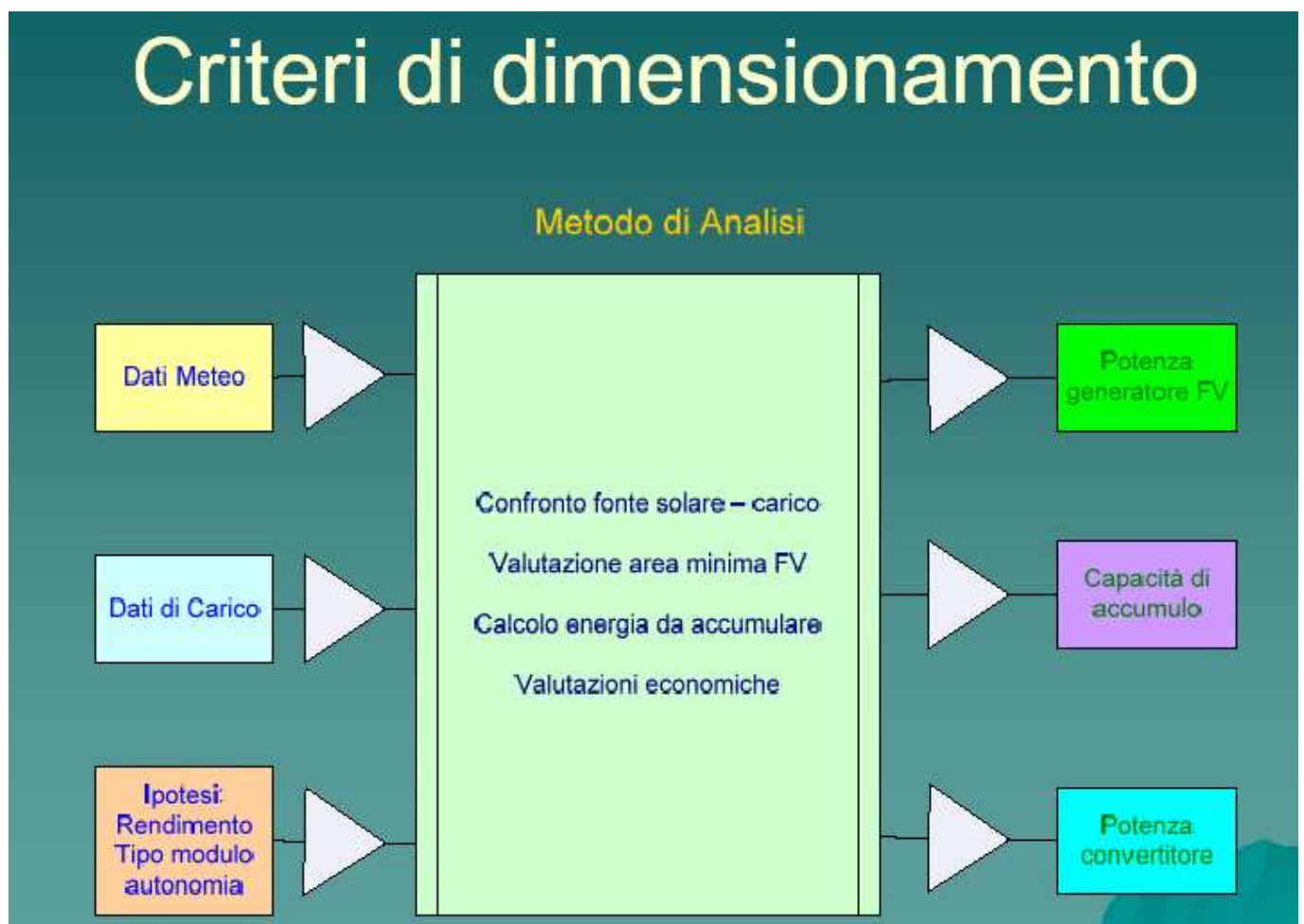


Figura 4.5.1 Criteri di dimensionamento

Capitolo 5

Sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack

5.1 Introduzione

Un pannello fotovoltaico produce tanta più energia quanto più viene illuminato dal Sole. In particolare, la produzione del pannello è massima quando i raggi del sole lo colpiscono perpendicolarmente, quindi con un angolo di 90° . Nella maggior parte degli impianti fotovoltaici i pannelli vengono collocati in modo fisso, con un orientamento ed una inclinazione che permetta di ottenere durante il giorno e durante l'anno un angolo di incidenza con valore più alto possibile. Sembra essere abbastanza intuitivo che, per quanto riguarda l'orientamento di un pannello inclinato, quello ottimale sia in direzione sud, in quanto permette di ottenere il massimo grado di incidenza dei raggi solari, che hanno moto est-ovest simmetrico rispetto al Sud. Per quanto riguarda invece l'angolo di inclinazione del pannello rispetto all'orizzontale (angolo di tilt) per le latitudini italiane l'ottimale risulta essere dai 29° (Sud Italia) ai 36° (Nord Italia). Infatti quest α è l'altezza media del Sole sull'orizzonte durante la giornata e durante l'anno. Un altro modo di rendere sempre massimo l'angolo di incidenza dei raggi solari con la superficie del pannello è quella di muovere il pannello, e di orientarlo costantemente verso il sole. Parliamo quindi dei cosiddetti inseguitori solari. In particolare, tramite motori pilotati da un minicomputer, i pannelli si muovono seguendo il moto apparente del sole da est ad ovest.

Gli inseguitori solari vengono suddivisi in base a:

- Numero di gradi di libertà offerti al pannello che ospitano;
- Alimentazione fornita al meccanismo di orientamento;
- Tipologia di comando elettronico.

Il movimento può avvenire su due assi (variazione dell'orientamento e dell'inclinazione rispetto all'orizzontale) oppure su un asse solo. In un inseguitore il movimento può avvenire sul solo asse verticale (inseguitori di azimuth) oppure su quello orizzontale (inseguitori di tilt). A seconda dei movimenti previsti si parla quindi di inseguitore biassiale o monoassiale.

5.2 Inseguitori ad un grado di libertà:

Gli inseguitori di tilt (ovvero beccheggio) sono i più semplici da realizzare, e ruotano attorno all'asse est-ovest (asse x) figura 5.1.1. Il pannello fotovoltaico viene sollevato o abbassato (in genere manualmente due volte l'anno) verso l'orizzonte in modo che l'angolo rispetto al suolo sia statisticamente ottimale in base alla stagionalità. All'atto pratico un inseguitore di tilt viene realizzato impiegando profili meccanici telescopici in modo da sollevare o abbassare il pannello fotovoltaico rispetto all'orizzonte. Questi inseguitori offrono un incremento di produzione inferiore al 10%, tanto da giustificare raramente un servomeccanismo.

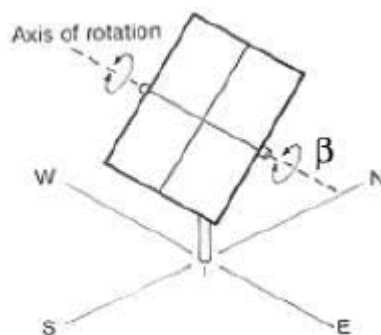


Figura 5.1.1. Inseguitore di tilt

Gli inseguitori di rollio si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud (asse y), mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Figura 5.1.2 Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$. Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte.

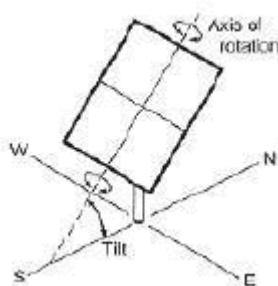


Figura 5.1.2 inseguitore a rollio

Gli inseguitori di azimut (ovvero imbardata) dispongono di un grado di libertà con asse zenith-nadir.(asse z) Per ottenere ciò il pannello viene montato a bordo di una base rotante servoassistita, complanare al terreno. L'incremento di produzione elettrica risultante è approssimativamente pari al 25%.

5.3 Inseguitori a due gradi di libertà: movimentazione di azimut e tilt

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, (figura 5.3.1) con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 20%-40%, a fronte però di una maggior complessità costruttiva.

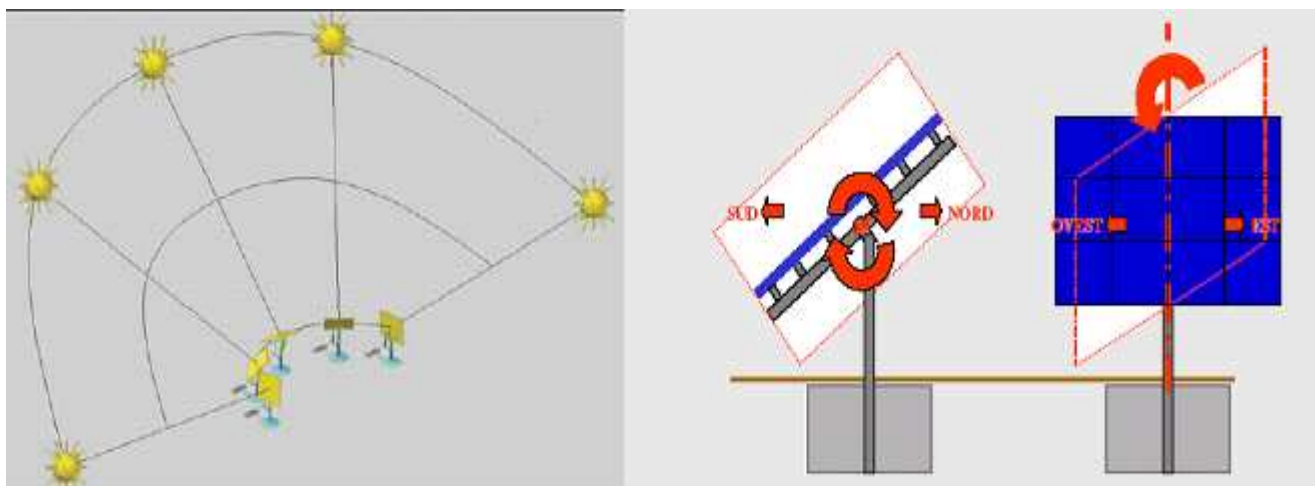


Figura 5.3.1. inseguitore a due gradi di libertà

Sistemi di "puntamento" degli inseguitori biassiali possono essere o "astronomici", pilotati quindi da un software che calcola la posizione del sole in ogni istante e muove i pannelli di conseguenza, oppure a cellula fotosensibile, in grado cioè di dirigere i pannelli verso la sorgente di luce più forte in ogni momento.

5.4 Inseguitori attivi-passivi

In base all'alimentazione necessaria al movimento degli inseguitori, possiamo suddividerli in:

Inseguitori attivi: Si chiamano sistemi ad inseguimento solare attivo, perché il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici, del tipo passo-passo o in corrente continua, corrente alternata comandati attraverso circuiti elettronici di controllo. Si possono avere sistemi d'inseguimento, i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale. La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole con l'ausilio di un sensore dedicato e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi. La posizione del sole è determinata grazie alla variazione di un parametro elettrico (tensione, resistenza). Il segnale generato dal sensore di posizione non è utilizzabile direttamente per comandare i servomotori, ma necessita di un opportuno condizionamento che è realizzato con porte logiche, circuiti comparatori e trigger, secondo le diverse necessità. Una volta realizzato il condizionamento, il segnale è inviato alla parte centrale di tutto il sistema; si tratta dell'unità logica che elabora il segnale in ingresso e genera gli opportuni comandi dei motori. Per questo compito sono utilizzati i microprocessori o i microcontrollori. Attraverso i segnali che arrivano dal sensore, il microprocessore è in grado di "capire" quando il sole è tramontato e di predisporre il pannello in posizione utile per il giorno successivo.

Inseguitori passivi: Grazie all'aumento della temperatura data dal sole si ha una dilatazione termica di un corpo sia liquido, sia gassoso, sia solido ed aumentando di volume viene messo in movimento il sistema di inseguimento solare orientandolo più o meno costantemente verso il sole.

Tipologia di comando

Gli inseguitori si distinguono sulla base della tipologia del comando elettronico che pilota il movimento in:

- **Analogici**, in cui il comando è generato sulla base delle informazioni di un sensore che individua la posizione del punto più luminoso nel cielo.
- **Digitali**, in cui il comando proviene da un microprocessore che, tramite sue tabelle memorizzate, conosce in ogni momento la posizione del sole nel cielo.

5.5 Struttura dell'inseguitore

In tutti i casi citati i lati negativi degli inseguitori solari si manifestano nei problemi meccanici a cui vanno inevitabilmente incontro con l'usura del tempo, con i conseguenti fermi impianto causati. A questo va sommata una manutenzione ordinaria del sistema e un consumo elettrico intrinseco che può inficiare sensibilmente il rendimento economico dell'intero sistema.

Gli inseguitori solari in generale, e quelli biassiali in modo particolare, per la loro natura di grandi superfici esposte agli agenti atmosferici sono particolarmente sensibili all'azione del vento.

Un buon inseguitore solare è soggetto a stretti vincoli di natura economica e tecnologica. Dal punto di vista economico, l'inseguitore solare aumenta il rendimento dei pannelli solari che esso alloggia. E' evidente che il costo di questo dispositivo deve essere sufficientemente inferiore al costo di una serie di moduli fotovoltaici che ottengano la stessa maggiore quantità di energia.

In termini matematici se definiamo come "**CF**" il **costo al kWp** installato e funzionante di un impianto fotovoltaico fisso a terra, e se poniamo uguale a "**RB**" il **rendimento di un inseguitore biassiale**, il costo per **kWp di un impianto fotovoltaico realizzato con Inseguitori Biassiali "CB" dovrà essere:**

$$CB < RB \times CF$$

Esemplificando, ai prezzi di mercato odierni e per impianti di grandi dimensioni si può assumere:

$$CF = 4.700 \text{ €/kWp}$$

mentre per installazioni in zone non particolarmente favorite si può assumere:

$$RB = 1,33$$

da cui ne consegue che: $CB < 6.250$

Questo preciso limite di natura economica ha degli evidenti riflessi sul dimensionamento degli inseguitori che non possono essere progettati e dimensionati oltre a determinati valori pena l'aumento eccessivo del costo dei materiali e la conseguente antieconomicità della loro funzione. D'altro canto qualunque inseguitore

solare installato a terra ricade all' interno delle normative che regolano le costruzioni civili; queste normative prevedono una resistenza delle strutture all' impatto del vento che varia da luogo a luogo, ma che fondamentalmente, per tutto il territorio nazionale italiano, salvo alcune eccezioni, portano ad un valore massimo del vento pari a: 28 ms, con raffiche pari a 41m/s Questa resistenza al vento delle strutture degli inseguitori solari deve essere garantita nelle peggiori condizioni possibili, ovvero senza l' intervento di dispositivi che portino l'inseguitore ad offrire la minor resistenza al vento.

5.6 Inseguitore solare sperimentale Suntrack

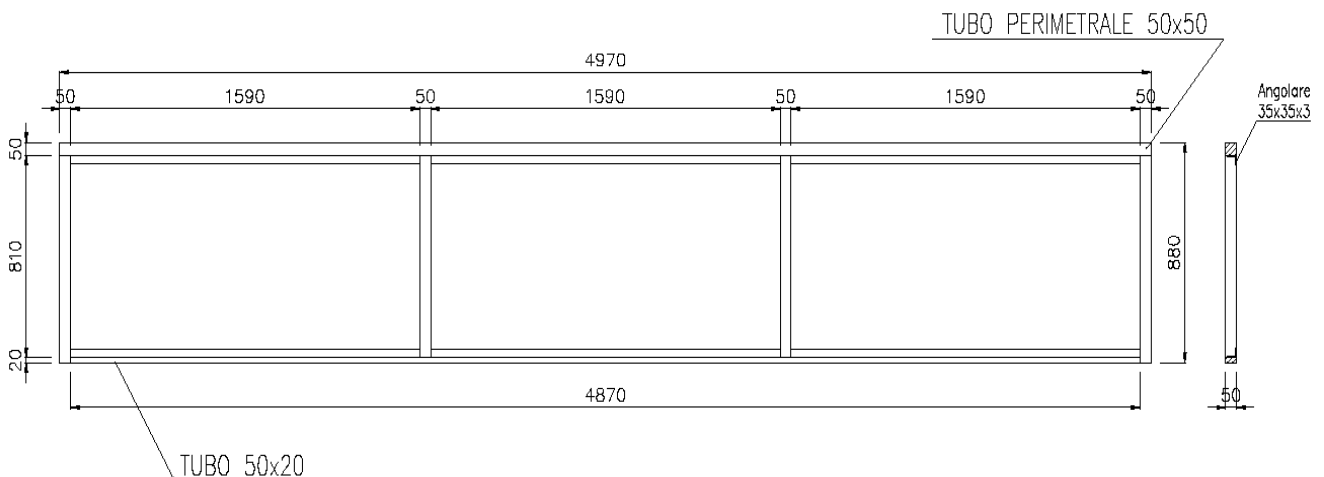
In questa trattazione dei sistemi ad inseguimento solare ci soffermeremo in particolare sull'inseguitore sperimentale Suntrack realizzato nella scuola Salesiana di Schio.

Questo impianto si propone di ottenere un inseguimento solare per sfruttare al massimo l'irraggiamento solare, quindi inseguimento biassiale attivo e analogico.

Il presente lavoro ha avuto, pertanto, quale obiettivo quello di verificare la reale convenienza economica della scelta di realizzazione di un impianto fotovoltaico di piccola taglia tra un sistema mobile (inseguitore) e uno fisso ipotetico. Le valutazioni effettuate, in base ai dati presi dal sito PVGIS (applicativo estimazione fotovoltaica) della Commissione Europea e confrontati con l'energia prodotta dal Suntrack nei mesi di maggio e giugno hanno permesso di eseguire un confronto di natura tecnico economica sulla reale convenienza di scelta tra i due sistemi.

L'impianto può essere suddiviso, strutturalmente e logicamente, nelle seguenti parti:

- Caratteristiche strutturali dell'inseguitore solare sperimentale Suntrack
- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Quadro per le protezioni e interfaccia;
- Apparati sensoriali



struttura a saldare su quella già esistente

Figura 5.6.1 elemento della struttura su cui si appoggiano i pannelli FV

Dimensioni della struttura

Lunghezza: 4870 mm

Larghezza: 3520 mm

Altezza dalla base 1700mm

Superficie netta dei pannelli fotovoltaici (pv): 12,0 m²

Misure della superficie fotovoltaica (pv) totale: 4.870m x 3520 mm



Figura 5.6.2 Struttura in costruzione presso la ditta Mastec (VR)



Figura 5.6.3 Struttura realizzata con materiali per avere minimo peso e la massima robustezza.



Figura 5.6.4 Suntrack visto da sotto



Figura 5.6.5 Sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack

L' inseguitore solare Suntrack è progettato e realizzato per convertire la corrente continua generata dai raggi solari, attraverso i moduli fotovoltaici, in corrente alternata e alimentare così la rete.
Potenza nominale: 1,2 kWp (+/- 5%) -Moduli : 12 elementi da 100Wp -Inverter: Sunny Boy SB 1100

Il sistema ad inseguimento a cellula fotosensibile è in grado cioè di dirigere i pannelli verso la sorgente di luce più forte in ogni momento; ha due assi, due motori trifase asincroni, con scatola di trasmissione standard



Figura : 5.6.6. collegamento dei finecorsa e del motore al motoriduttore



Figura 5.6.7 Sistema di movimentazione per la variazione dell'angolo di tilt

5.7 Caratteristiche elettriche dell'impianto FV suntrack

MODULI FOTOVOLTAICI

Sono pannelli in silicio policristallino SEM 140 M

Le specifiche dei moduli sono:

	valori	unità di misura
Tensione MPP:	18,35	V
Corrente MPP:	6,60	A
Corrente di corto circuito:	7,52	A
Tensione a vuoto:	21,92	V
Dimensioni LxHxP:	1485x660x34	mm
Peso:	11,5	Kg

Il tutto come documentato nella scheda tecnica sotto allegata vedi paragrafo 5.9

L'impianto è costituito da una stringa realizzata da 12 moduli in serie; la stringa avrà pertanto le seguenti caratteristiche:

Potenza di stringa:	1200	Wp
Tensione MPP a 50°C	167	V
Tensione MPP a 15°C	199	V
Tensione MPP a 70°C	149	V
Corrente MPP:	6,4	A
Corrente di corto circuito:	7,2	A
Tensione a vuoto a -10°C:	289	V

INVERTER

Il generatore fotovoltaico alimenta complessivamente un inverter Sunny Boy 1100 con uscita monofase a 230 V. L'inverter è da 1,2kWp di potenza nominale AC, è dotato di dispositivo di ricerca MPP automatico, dispositivo e protezione di interfaccia, certificato e conforme alla norma DK5940 Enel.

Il carico per l'inverter è costituito da 1 stringa di 12 pannelli, ovvero per 1200 Wp totali.

L'inverter è dotato di scheda di collegamento per la comunicazione con un PC.

QUADRO PER LE PROTEZIONI E INTERFACCIA

Sono installate, all'interno di un centralino modulare in materiale plastico, avente grado di protezione IP65, le seguenti apparecchiature: (figura 5.7.1)

- Un interruttore automatico magnetotermico differenziale con funzione di protezione sul lato alternata nel collegamento con la rete;
- Un sezionatore valvola per la stringa di moduli, dotato di fusibili ad alta capacità di rottura di adeguata portata, per la protezione lato DC della stringa;
- Gli scaricatori per la protezione della sovratensione indotta dal lato continua.



Figura 5.7.1 Apparecchiatura all'interno del quadro di protezione suntrack

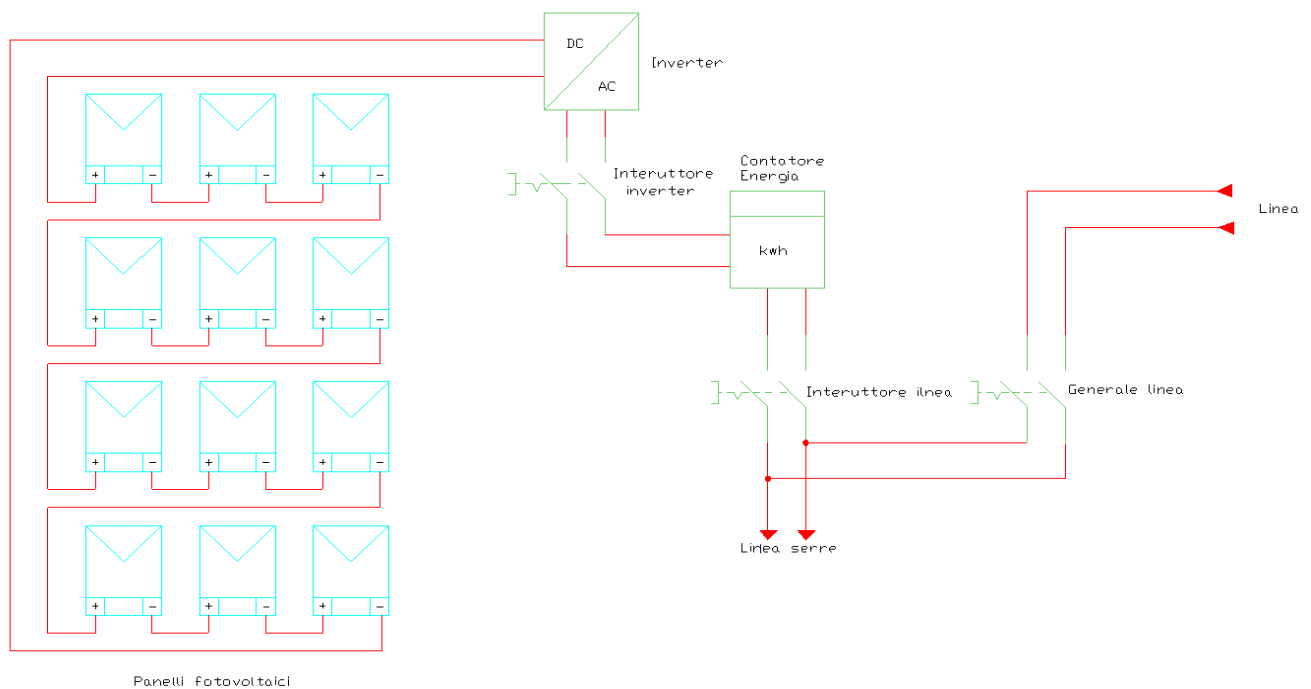


Figura 5.7.2 Schema elettrico dei moduli FV Suntrack

Considerazioni:

I moduli di una stessa stringa sono attraversati dalla stessa corrente.

La tensione di stringa è la somma delle tensioni dei singoli moduli.

La tensione di stringa in certe condizioni può facilmente superare i 400V

5.8 Configurazione

- 1) Impostare il numero di stringhe
- 2) Verificare che la corrente e la tensione delle stringhe siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter scelto:

Nel caso dell'impianto sperimentale suntrack

- Corrente a massima potenza di stringa (= corrente cc moduli) 7.2 A

Corrente max di ingresso inverter 10 A OK!

- Tensione massima di stringa (= tensione a -10°C)
(tensione a circuito aperto + coeff. Temperatura x (Tamb – Tmin)) x num. Moduli

$$(21,92 \text{ V} + 0.1059 \text{ V/}^{\circ}\text{C} \times 35 \text{ }^{\circ}\text{C}) \times 12 = 308\text{V}$$

Tensione max di ingresso inverter 400 V OK !

- Potenza di stringa: potenza modulo x num. Moduli 100 x 12 = 1200W

Potenza max di ingresso per canale 1210 W OK

Lo stesso si può fare attraverso un software configuratore.

Un configuratore è un programma con un'interfaccia grafica che facilita la scelta della configurazione migliore.

Ogni casa costruttrice di inverter fornisce il proprio configuratore al fine di facilitare la configurazione dell'impianto e di aiutare il progettista nella scelta del giusto modello di inverter. Inserendo il tipo di modulo FV utilizzato e il modello di inverter scelto esegue i calcoli su tensione, corrente e potenza e fa i controlli con le caratteristiche dell'inverter. In caso di incongruenza lancia un messaggio di errore.

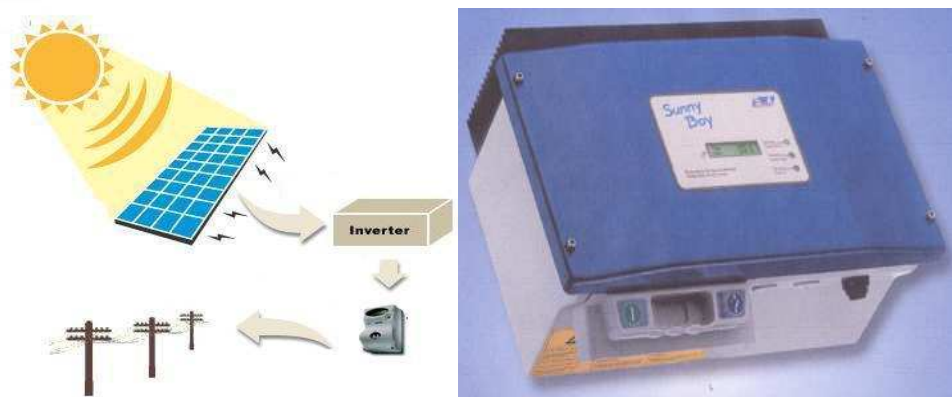


Figura 5.8.1 Inverter Sunny Boy

Inserendo i sottostanti dati nel programma di configurazione fornito dalla casa costruttrice dell'inverter si determina il giusto abbinamento tra le caratteristiche del campo FV e il convertitore.

Modulo FV

S.E. Project User SEM 140/100 : tensione MPP 15,8V, Corrente MPP 6,35 A Potenza MPP 100W

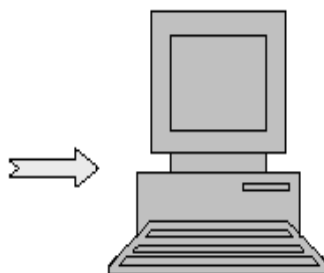
Inverter FV

Sunny Boy SB 1100, Potenza CC. max 1,21KW , Potenza CA max 1,10KW, Rendimento europeo 91,6% , Grado di rendimento max 93%, Tensione di rete 198-260 V Frequenza di rete 47,5-50,2Hz, Tipo di protezione IP 65

Generatore FV

Numero complessivo moduli 12, Potenza stringa 1,2KW , Superficie netta del modulo fotovoltaico 12m² , Corrente max dell' generatore FV 6,4 A, Corrente di c.c. consentita 7,2 A .

Modulo S.E- Project User Sem 140/100
Tensione MPP 15,8
Potenza MPP 100W



Una stringa da 12 moduli inverter FV
Inverter FV Sunny Boy SB 1100
Potenza CC max 1,21KW
Tensione CC max 400

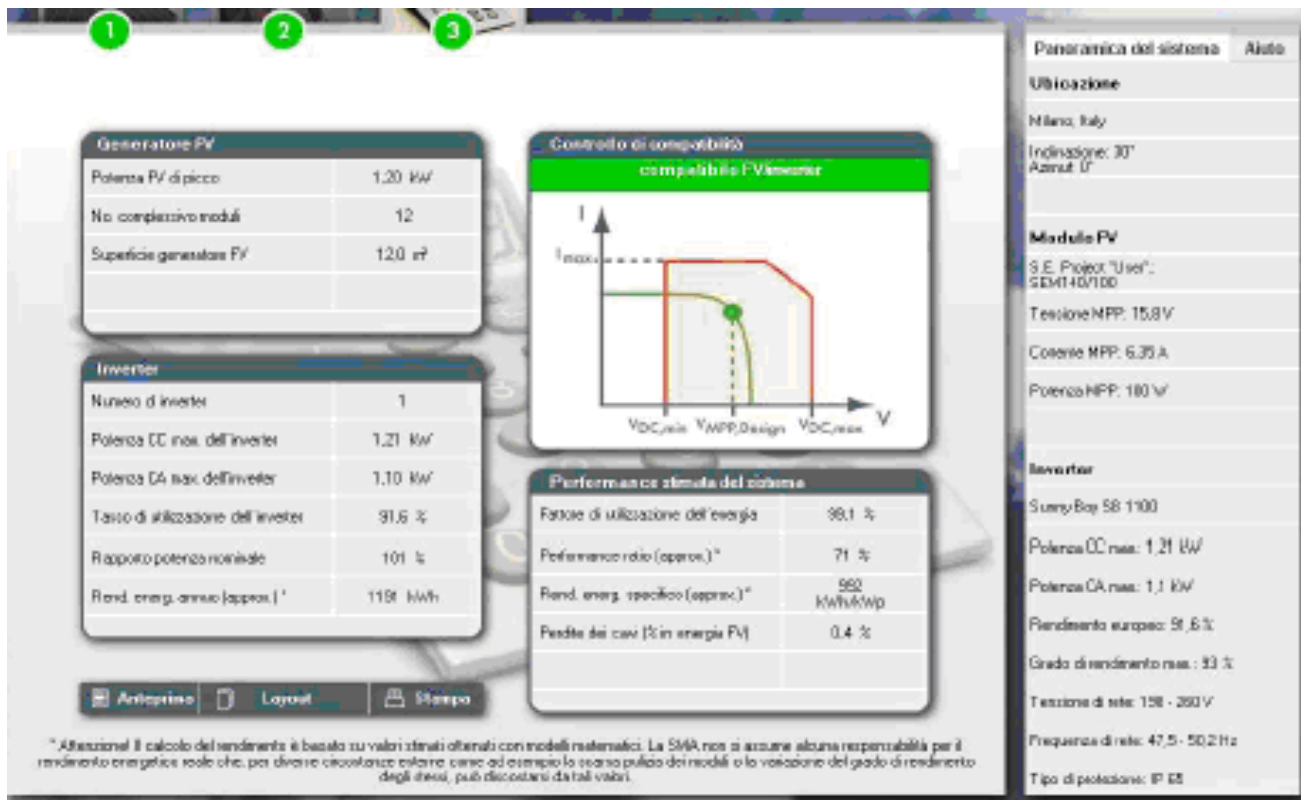


Figura 5.8.3 Esempio di configurazione tramite software apposito

5.9 Scheda tecnica dei moduli SEM 140 M

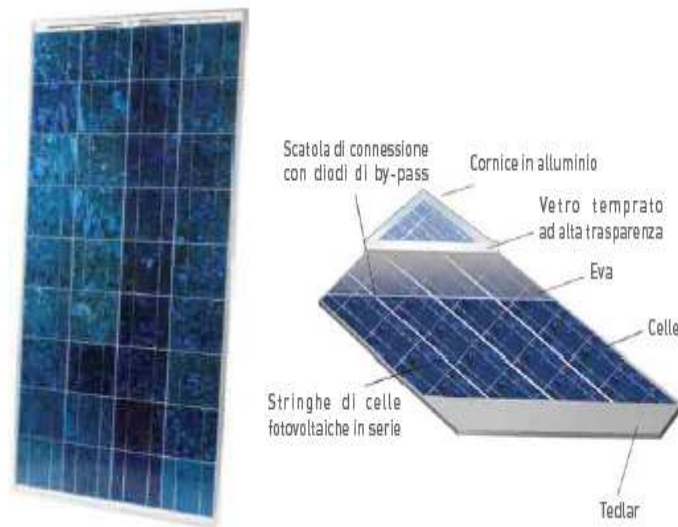


Figura 5.9.1 Moduli SEM 140 M

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tipo modulo	Vetro - Tedlar (TPT)
Dimensione modulo (± 2 mm)	1485 x 660 x 34 mm
Superficie modulo	0,980 m ²
Tipo celle	Silicio policristallino
Dimensione celle	156 x 156 mm
Numero celle	36
Spessore vetro temprato	4 mm
Peso	11,5 Kg

I moduli SEM 140 M sono realizzati con 36 celle 156 x 156 mm in silicio policristallino, protette verso l'esterno da un vetro temprato ad altissima trasparenza e da un foglio in Tedlar, il tutto incapsulato sottovuoto ad alta temperatura tra due fogli di EVA (Ethylene/Vinyl/Acetate) ed una robusta cornice in alluminio anodizzato.

Tabella 5.9.1 Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico

CARATTERISTICHE ELETTRICHE*

	SEM 140 / 120 M
Potenza di picco (Wp)	120 W
Corrente in corto circuito (Isc) [A]	7,52
Tensione a circuito aperto (Voc) [V]	21,92
Tensione al punto di max potenza (Vmp) [V]	18,35
Corrente al punto di max potenza (Imp) [A]	6,60
Coefficiente di temperatura di Isc [mA/°C]	4,4
Coefficiente di temperatura di Voc [mV/°C]	-74,4
Coefficiente di temperatura di Pmax [%/°C]	-0,43
Temperatura operativa [°C]	da -40 a +85
Tensione nominale [V]	12
Tensione massima di sistema [V]	1000
Indice di tolleranza sui valori	$\pm 5\%$

In condizioni standard di riferimento (irraggiamento pari a 1000 W/m² e temperatura pari a 25°C) è possibile prelevare ai suoi capi una tensione di 0,5 V. L'erogazione di corrente continua è pari a circa 6 Ampere, mentre la potenza di picco generata è così pari a 3 Watt. Il modulo è formato da 36 celle, ha una superficie di circa un metro quadrato ed eroga, in condizioni standard, circa 108W.

Tabella 5.9.2 caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

CAPITOLO 6

Sistema sensoriale di controllo e comando dell'impianto sperimentale a inseguimento solare Suntrack

6.1 Apparat sensoriali.

Al fine di massimizzare il rendimento giornaliero abbiamo munito il pannello solare di un apparato sensoriale progettato e realizzato su misura per lo specifico impianto. Il sistema si compone di un supporto sferico in acciaio inox di 15 decimi di spessore ottenuto con il procedimento di tornitura di lamiera piana, procedura normalmente usata per la costruzione di coppe trofei lampadari; la sfera di 33cm di diametro interno è stata costruita saldando lungo l'equatore due calotte e successivamente cromata. Dopo la chiusura della struttura sono state aperte delle feritoie circolari di diametro 5mm, di cui 3 lungo il meridiano principale e 3 lungo l'equatore. Essendo i sensori nel totale 5 quello principale si troverà all'incrocio tra il meridiano principale e l'equatore. Questi sensori risultano invisibili ad occhio nudo. Un ulteriore foro circolare del diametro di 100mm è stato eseguito per applicare una flangia utile per ancorare la sfera alla struttura del pannello. L'idea di base è quella di far sì che il sensore centrale sia sempre quello che fornisce maggiore intensità perché colpito perpendicolarmente dalla luce incidente. Tutti i fori sono stati eseguiti tramite taglio laser, data la durezza del materiale in dotazione. Sotto ad ogni fenditura circolare è stato installato un sensore lineare costituito da una fotoresistenza operante nel range $50K\Omega \div 50\Omega$ del cui circuito di acquisizione si parlerà in seguito. La sfera è concepita per durare a lungo nel tempo resistendo alle situazioni atmosferiche più estreme. Essa risulta essere sigillata da infiltrazioni di acqua e umidità mentre la cromatura respinge i raggi solari minimizzando l'innalzamento della temperatura interna al fine di proteggere i circuiti di buffer in essa contenuti.



Figura 6.1.1. Sfera in acciaio cromato per l'apparato sensoriale progettato presso il centro Cnos-fap (scuola salesiana Don Bosco di Schio).

Sfera in acciaio cromato di diametro interno 33cm contenete 5 sensori fotosensibili a lettura lineare, invisibili nella foto. (Figura 6.1.1) L'acquisizione è bufferizzata da 5 amplificatori operazionali per garantire la corretta trasmissione dei segnali analogici dal vertice del pannello solare fino alla console di comando (12 metri) dove vengono acquisiti dal PLC. (scheda elettronica visibile nella foto 6.1.3)

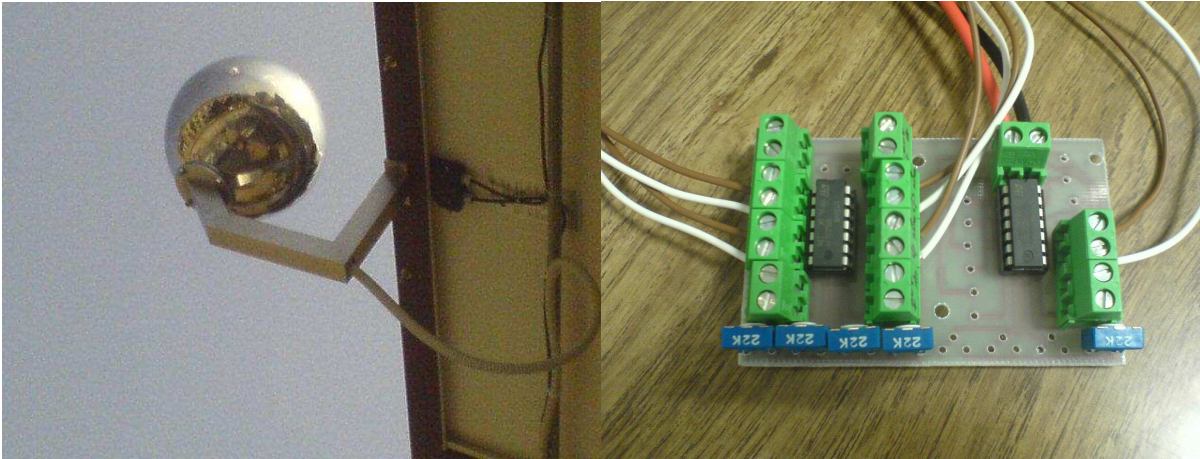


Figura 6.1.2. Collegamento della sfera all'impianto FV **Figura 6.1.3 Scheda per la regolazione della sensibilità del sistema di acquisizione**

Al fine di avere una trasmissione robusta, insensibile ai campi indotti che comporterebbero una lettura errata da parte del PLC dei cinque segnali analogici, è stata realizzata la scheda in figura 6.1.3 che utilizza due circuiti integrati LM324 contenenti ciascuno 4 amplificatori operazionali. Questi A.O. realizzano altrettanti inseguitori di tensione, buffer. I trimmer azzurri visibili in foto permettono la regolazione della sensibilità del sistema di acquisizione, figura 6.1.2; necessita quindi una taratura preliminare prima della messa in opera. Tale operazione è semplice e realizzabile al banco con l'ausilio di una lampadina direzionale puntata a turno e in maniera perpendicolare ad ognuno dei sensori (figura 6.1.5) Si stima che tale intensità debba fornire circa 5-8V che vengono fissati agendo sui trimmer. Quando il sistema è in opera sarà la curvatura equatoriale ed azimutale a definire i livelli di tensione da comparare via software tramite un sistema di disequazioni.



Figura 6.1.5 Taratura preliminare

Lo schema elettrico (figura 6.1.6) è molto semplice, si tratta infatti di collegare in retroazione negativa i 4 A.O. presenti in ciascuno dei due circuiti integrati LM324, come indicato nello schema sovrastante. Questa configurazione sfrutterà l'altissima impedenza di ingresso degli amplificatori operazionali e contemporaneamente il driver di corrente in grado di fornire fino a oltre 100 mA dello stadio di uscita dei medesimi. Il segnale viaggerà lungo i cavi in maniera molto robusta e sicura. La teoria su cui si basa il

funzionamento del buffer è nelle righe successive. Nello schema indichiamo l'impedenza di retroazione (in questo caso è una singola resistenza) con segno tratteggiato intendendo che essa assumerà un valore al limite.

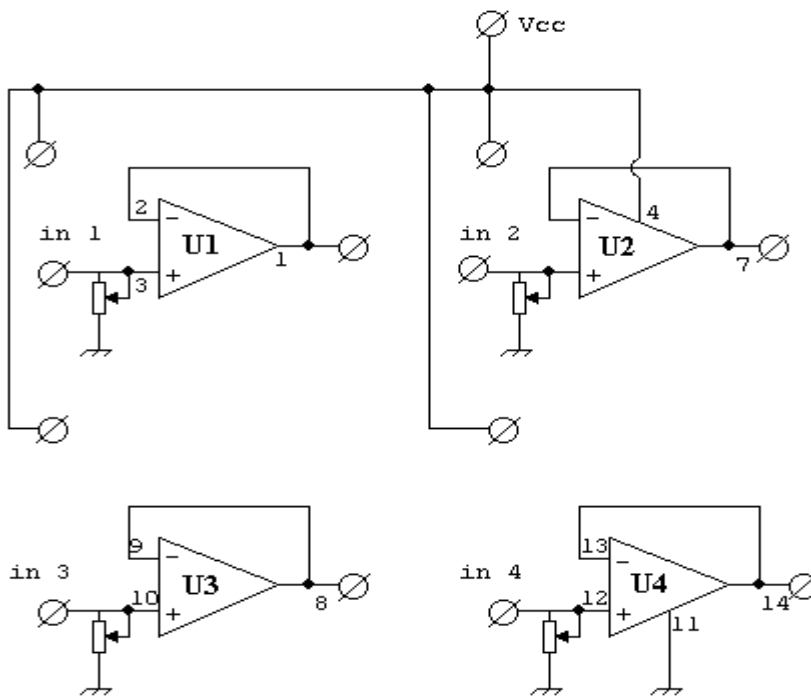


Figura 6.1.6 Schema elettrico con circuito integrato LM324

Analogamente disegniamo (figura 6.1.7) in linea tratteggiata l'impedenza d'ingresso Z_i anche essa coincidente con una resistenza pura. I valori al limite saranno $+\infty$ per la resistenza di input e 0 per la resistenza di retroazione.

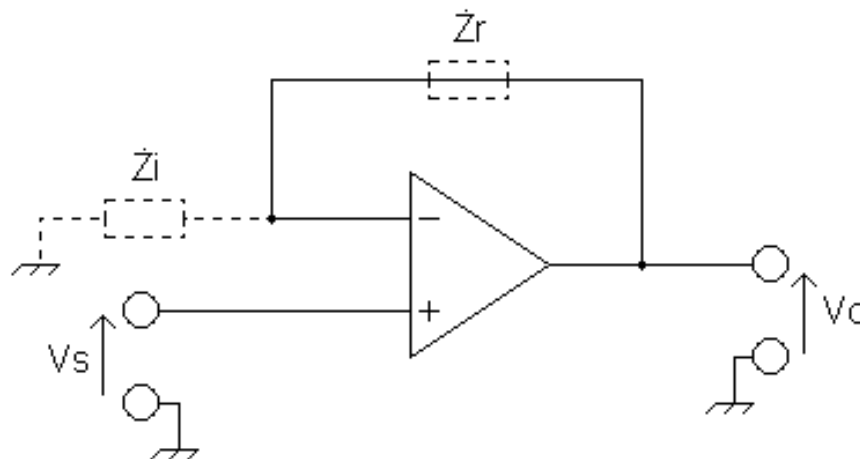


Figura 6.1.7 Rappresentazione dell'impedenza di ingresso Z_i

Per la retroazione negativa vale:

$$V_+ = V_-$$

Ovvero i morsetti di input sono equipotenziali

$$V_- = \frac{V_o}{Z_r + Z_i} \cdot Z_i$$

Per l'equipotenzialità dei morsetti vale:

$$V_- = V_+ = V_i$$

Sostituendo si ha:

$$V_i = \frac{V_o}{Z_r + Z_i} \cdot Z_i$$

Da cui otteniamo, risolvendo l'equazione, la funzione di trasferimento:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{Z_r + Z_i}{Z_i}$$

Quindi la nota relazione del guadagno non invertente.

$$\frac{V_o}{V_i} = 1 + \frac{Z_r}{Z_i}$$

Questa espressione va calcolata al limite, dato che andremo a sostituire valori di impedenza pari a zero e a più infinito.

$$\frac{V_o}{V_i} = 1 + \frac{0}{\infty}$$

Otteniamo la seguente espressione

$$\frac{V_o}{V_i} = 1 + 0$$

Quindi

$$\frac{V_o}{V_i} = 1$$

Da cui $V_o = V_i$, cosa che tra l'altro conferma anche la tesi iniziale dell'equipotenzialità dei morsetti

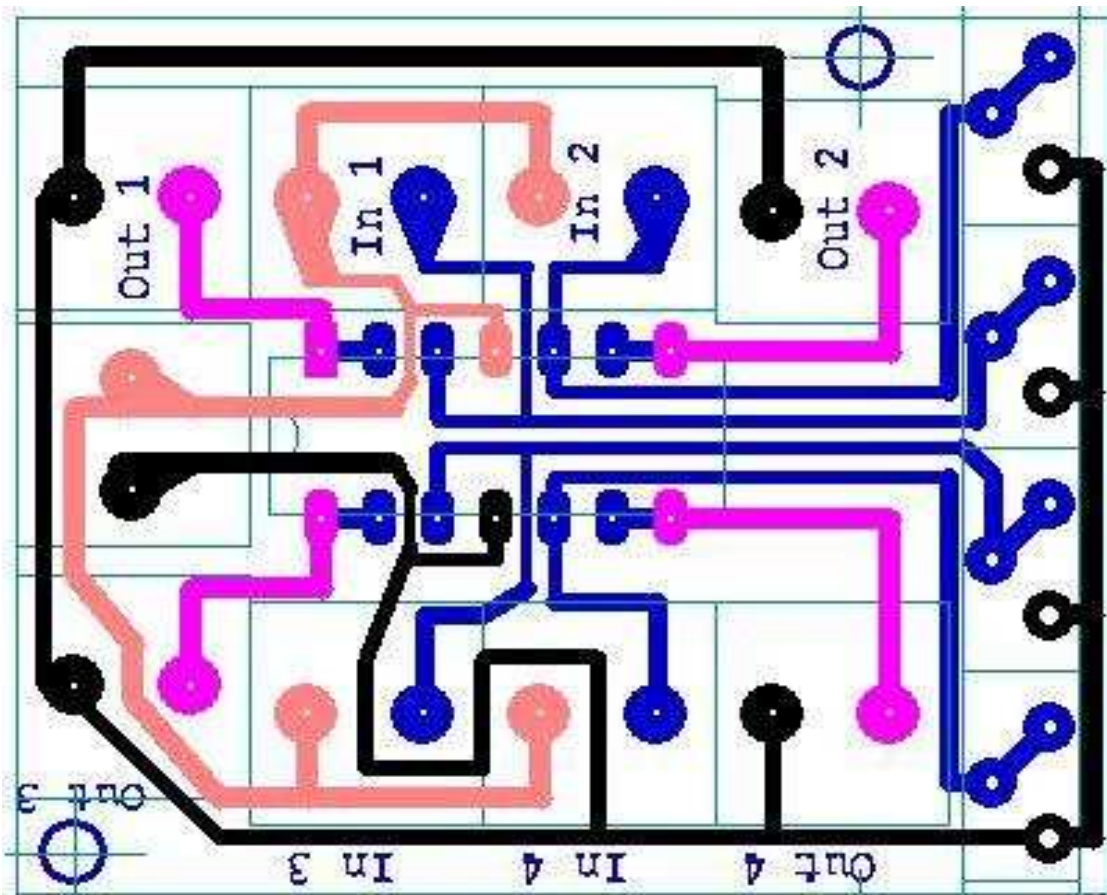


Figura 6.1.8 PCB della scheda di interfaccia buffer

Il PCB è stato realizzato con il software di libera distribuzione FidoCad scaricabile dal sito dell'autore oppure dal sito della G-Tronic Robotics all'indirizzo http://www.gtronic.it/energiaingiochi/scienza/elettronica_ita.html. Le dimensioni di questa basetta sono 40mm x 35mm. Ma per poter acquisire 5 sensori è necessario utilizzarne due esemplari, infatti ogni LM324 contiene 4 buffer. L'ingombro complessivo, della scheda montata e visibile in foto, diventa quindi 40mm x 70mm. (figura 6.1.8)

6.2 Servoinclinometro

L'angolo di zenit o tilt è trasdotto da un servoinclinometro (Figura 6.2.1) mod. ES261 con uscita analogica compatibile all'input del PLC. Il sensore è costruito e distribuito a Milano dall'azienda DSeurope.

Il principio di funzionamento si basa su un pendolo, collegato ad un motore di torsione. Esso misura l'inclinazione (la forza di gravità) cercando di brandeggiare. Una barriera ottica misura i movimenti del pendolo: un segnale di controreazione viene inviato al motore di torsione affinché il pendolo mantenga sempre la stessa posizione. La serie ES261 ha un' eccellente precisione e ripetibilità proprio grazie al fatto che l' unico errore introducibile nella misura è l' attrito associato al brandeggio del pendolo, questo viene fortemente limitato dato che il brandeggio stesso è insignificante. Un servoinclinometro è anche un servoaccelerometro dato che un angolo è anche un' accelerazione essendo $90^\circ = 1g$ (1 gravità) = $9,81 \text{ m / sec}^2$. Il segnale d' uscita è proporzionale al seno (od al coseno) dell' angolo misurato: la funzione sinusoidale è migliore e la si ottiene in base a come si fissa meccanicamente il sistema (con la base parallela al terreno). Il dispositivo è costruito con fattore di protezione ambientale IP65.



Figura 6.2.1 Servoinclinometro

Principio di funzionamento

Gli inclinometri Serie ES 261 contengono una massa sismica denominata target, la cui inclinazione rispetto alla linea d'orizzonte è monitorata da 2 sensori optoelettrici acquisiti da un circuito differenziale.

Un "motore di torsione" di controreazione, collegato ai sensori a mezzo di un amplificatore, mantiene il target nella sua posizione di riposo. La corrente circolante nel "motore di torsione", convertita in tensione, viene filtrata ed amplificata ed è disponibile all'uscita.

Il segnale d'uscita è proporzionale al seno dell'angolo rispetto alla linea d'orizzonte o direttamente proporzionale all'accelerazione lineare.

Es.: Modello ES 261-90°, Al fondo scala = $+ 90^\circ = + 5,002 \text{ V} = + 1 \text{ g}$; metà segnale d'uscita sarà: $+ 5,002 \times 0,5 = 2,501$; ove $+ 0,5 = \text{seno di } 30 \text{ gradi} = 0,5 \text{ g} = 2,501 \text{ Volt d'uscita}$. L'inclinazione diretta in gradi viene inviata all'ingresso analogico del PLC e contemporaneamente visualizzata mediante indicatore a barra L.E.D. presente sul frontale della console di comando, ovvero sull'asse verticale della "croce" L.E.D.

Terminologia (principale)

Model: è indicato il Modello.

Axis: è indicato l'asse di sensibilità.

Range: campo di misura dell'inclinometro. Es.: $\pm 90^\circ = \pm 1 \text{ g}$ (accelerazione lineare).

Full range output: è il valore con polarità (\pm) del segnale d'uscita in Volt corrispondente al fondo scala (\pm) dell'inclinometro. Es.: $+5,002 \text{ V} = +45^\circ$; $-5,001 \text{ V} = -45^\circ$

Zero offset: è il residuo di zero dovuto al disallineamento meccanico ed elettrico dell'asse dell'inclinometro rispetto alla linea d'orizzonte.

6.3 Installazione dell'servoinclinometro

FISSAGGIO: l'inclinometro è stato disposto su una superficie lavorata e piana e fissato mediante 2 viti M3. sono state rispettate le importanti raccomandazioni della casa costruttrice di non esercitare pressioni meccaniche radiali od assiali sul contenitore esterno al fine di non causare il bloccaggio del brandeggio del pendolo interno.

ORIENTAMENTO DELL'INCLINOMETRO: Come forma, l'inclinometro è un parallelepipedo dotato di flange di fissaggio. Nella sua posizione di zero, l'asse verticale dell'inclinometro coincide con la gravità terrestre; la base superiore con targhetta verso il cielo, la base inferiore dotata di flange verso il centro della terra. In questa posizione è stato eseguito l'allineamento durante la costruzione.

ASSE DI MISURA: La direzione (asse) di misura è indicata con una freccia sulla targhetta. La direzione esatta di misura è la linea congiungente le due tacche eseguite a mano durante il collaudo sugli spessori delle flange della base inferiore vicino ai fori di fissaggio.

Misura dell'angolo:

La Fig. 6.3.1 illustra l'installazione corretta dell'inclinometro. In queste condizioni il segnale d'uscita è proporzionale al seno dell'angolo e vengono esaltate le differenze di misura di piccoli angoli:

Esempio N°1:

Seno di $0^\circ = 0,00000$	seno di $1^\circ = 0,01745$	differenza: 0,01745
Coseno di $0^\circ = 1,0000$	coseno di $1^\circ = 0,99985$	differenza: 0,00015

La Fig. 6.3.2 illustra un'installazione non corretta dell'inclinometro. In queste condizioni il segnale d'uscita è proporzionale al coseno dell'angolo e vengono esaltate le differenze di misura di angoli vicino ai 90° .

Esempio N°2:

Seno di $90^\circ = 1,0000$	seno di $89^\circ = 0,99985$	differenza: 0,00015
Coseno di $90^\circ = 0,00000$	coseno di $89^\circ = 0,01745$	differenza: 0,01745

Nota: come elencato al par. 6.2 l'inclinometro è stato allineato secondo l'esempio N°1 (fig. 6.3.1).

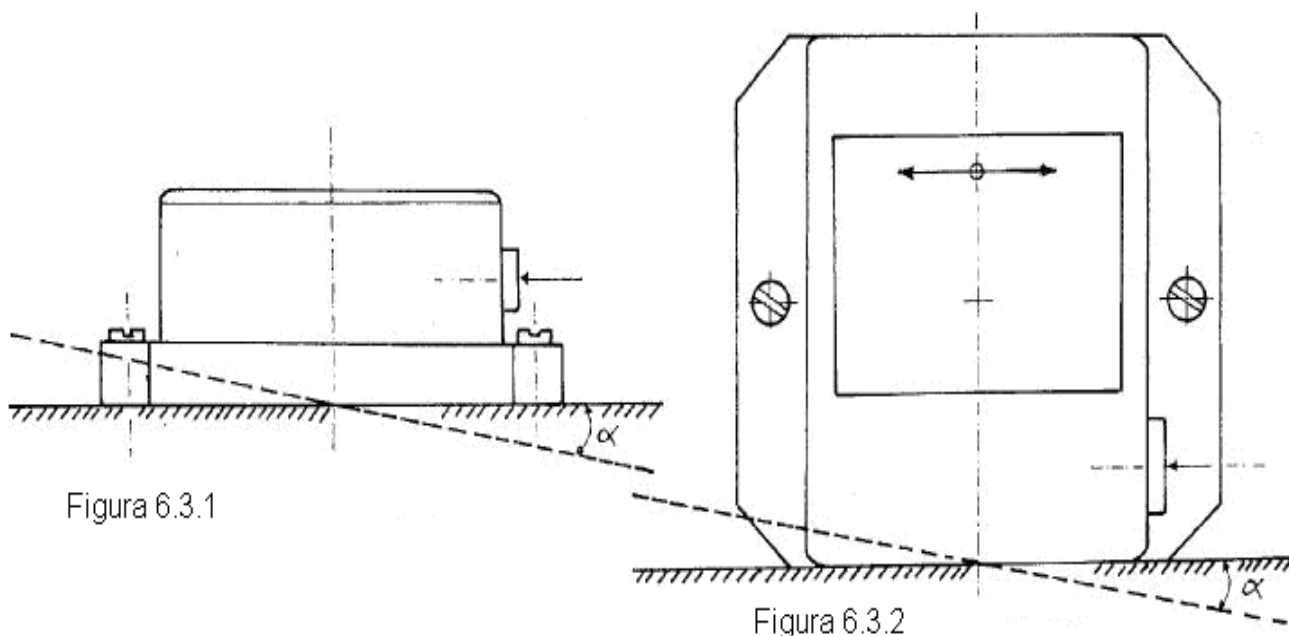


Figura 6.3.1 e figura 6.3.2 Rappresentano l'installazione corretta e non corretta dell'inclinometro

6.4 Allineamento dell'servoinclinometro

E' stato necessario allineare sul piano orizzontale una scatola contenente l'inclinometro e la relativa elettronica. Allo scopo è stato necessario avere a disposizione un piano di allineamento orizzontale di riferimento. Questo piano è stato costruito molto rigido, finemente lavorato (rettificato) e dotato di piedini di regolazione. L'allineamento del piano è stato eseguito mediante le seguenti procedure:

Utilizzare la livella di precisione DS Europe Mod. ES 601. La livella ha una lunghezza di 300 mm ed una sensibilità di 0,02 mm/1000 mm per ogni divisione. Il piano è orizzontale quando disponendo la livella sul piano e ruotata intorno all'asse verticale del piano; la bolla è sempre nella sua posizione centrale di zero. Si è ottenuta questa condizione agendo nei piedini di regolazione.

Utilizzando lo stesso servoinclinometro e procedendo separatamente per l'asse X e poi per l'asse Y (a 90 gradi) orizzontali si è proceduto come segue: si è ruotata la direzione di sensibilità dell'inclinometro attorno al suo asse verticale (asse di gravità) dall'angolo zero a 180 gradi. Si è regolato l'inclinazione del piano fino a quando per

entrambe le direzioni il segnale d'uscita è risultato uguale, di polarità invertita (\pm) ed il più vicino a zero. Successivamente si è proceduto per l'altro asse ,Y. Ottenuto il piano di riferimento orizzontale, è stata disposta la scatola del sistema contenente il servoinclinometro e proceduto al suo allineamento agendo meccanicamente con le correzioni meccaniche; alla fine è stato soppresso il residuo di zero con aggiustamenti software nell'acquisizione analogica nel PLC.

Calibrazione :

La calibrazione ha due funzioni distinte:

la simulazione elettrica di un'inclinazione geometrica del trasduttore e il controllo della catena di misura.

La seconda funzione è la più utilizzata ed è essenziale in applicazioni importanti.

La calibrazione agisce direttamente sul "motore di torsione" controllando la funzionalità di tutto l'inclinometro.

Questa calibrazione simula elettricamente un'inclinazione meccanica il cui valore preciso è indicato sul certificato di collaudo fornito dalla casa costruttrice assieme alla manualistica.

Il valore di calibrazione è espresso in Volt e corrisponde proporzionalmente all'accelerazione lineare od al seno dell'angolo di inclinazione. Il valore dell'angolo verrà ricavato dalle tabelle dei seni o letto tramite acquisizione analogica da PLC come nel caso della nostra installazione.

La calibrazione impone che il servoinclinometro sia posto su un piano orizzontale e l'uscita di tutta la catena di misura sia riportata a zero volt.

E' stato collegato il conduttore giallo col verde (sul lato cavo); il contatto 3 col 6 (sul lato connettore).

Si è agito sulla regolazione del guadagno della catena di misura fino a quando il suo segnale d'uscita si è uguagliato a quello indicato sul "certificato di collaudo" fornito dalla casa costruttrice.

Mediante la tabella seni si ricaverà in fine il valore dell'angolo.

Es.: a $+90^\circ$ (fondo scala = FS); seno FS = 1; tensione di FS = $+VFS = +5,002$ V;

tensione di calibrazione (= calibration) = $V_{cal} = +2,501$ V

sen cal = $V_{cal} \times \text{sen FS}/VFS = + 0,5 = + 30^\circ$. Non si è applicata alcuna tensione alle connessioni di calibrazione perché valori superiori a 15 millivolt danneggiano il motore di torsione interno.

Connessioni elettriche

L'alimentazione è duale : ± 15 Volt ; ± 10 %.

E' consigliata un'alimentazione stabilizzata, con basso livello di rumore e con valori di tensione \pm uguali tra loro, quindi è stato realizzato un apposito alimentatore .

Nella fase di test si è constatato che valori diversi tra loro determinano variazioni dello zero elettrico del segnale d'uscita.

Valori diversi da ± 15 V determinano soltanto una maggiore (+) od una minore (-) efficacia della controreazione interna.

DESCRIZIONE	COLORE CONDUTTORE	N° PIN CONNETTORE
Alimentazione : + 15V	Rosso	4
Alimentazione : - 15V	Nero	5
Comune : Alim / Segnale	Verde	6
Uscita segnale	Bianco	1
Calibrazione	Giallo	3
Terra	Base metallica dell'inclinometro	

La tabella 6.4.1 Si riferisce ad interconnessioni mediante cavo (- OC) o mediante connettore (- OP)

6.5 Console di comando sistema di bargraph

Nella console di figura 6.5.1 sono presenti le seguenti spie luminose.

Rotazione azimut positiva

Rotazione azimut negativa

Rotazione zenit positiva (solleva il pannello)

Rotazione zenit negativa (abbassa il pannello)

Spia impianto acceso.

LED impianto in manuale

LED impianto in automatico

Commutatore Automatico/manuale

Joystick controllo posizionamento in manuale.

Pulsante di sicurezza anti movimento fortuito del joystick

Barra LED posizione angolare (orizzontale) del pannello

Barra LED posizione verticale (azimut) del pannello.

LED in centro alla croce che segnala "centratura di massima efficienza"

Bargraph a 5 canali in modalità DOT che segnalano l'intensità incidente ai 5 sensori.

Sensore anemometro per parcheggio orizzontale automatico per alta ventosità e notte.

Costruzione meccanica a taglio laser su lamiera inox di spessore 1,5 mm

Connettore posteriore industriale blindato a 24 poli per portatilità della console.

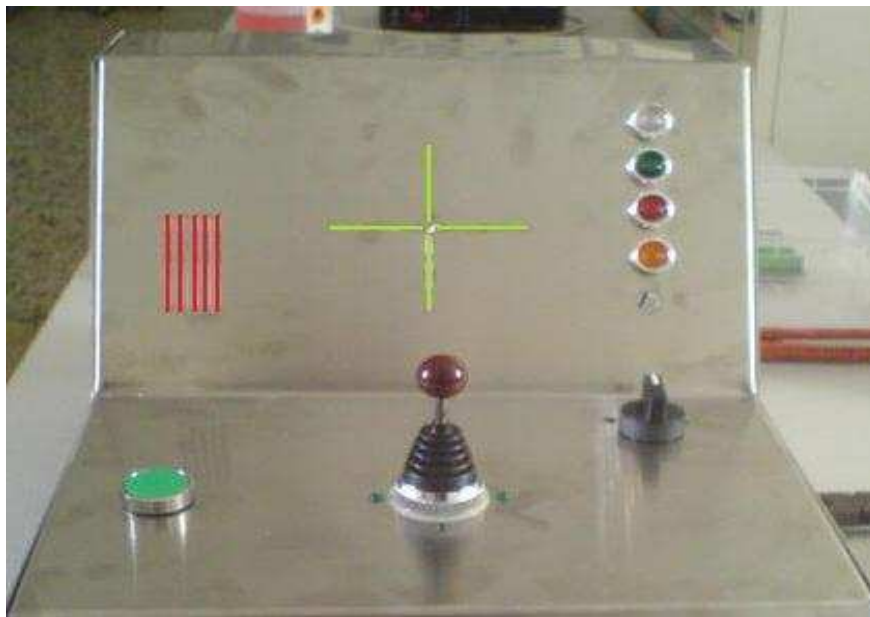


Figura 6.5.1. Console di comando manuale automatico dell'impianto sperimentale ad inseguimento solare Suntrack

I sensori analogici bufferizzati viaggiano all'interno della struttura dentro al telaio tubolare (Figura 6.5.1) a sezione quadrata per circa 12 m fino all'interno della serra ove è installata la console di comando. Su di essa sono montate delle vistose barre L.E.D. dette bargraph appositamente studiate per la visualizzazione di livelli analogici di tensione. I bargraph sono suddivisi in due sezioni, una per la visualizzazione della posizione angolare azimutale e dello zenit, costituita da 16 L.E.D. verdi disposti sul frontale a croce. Agendo ad esempio sul comando manuale del joystick avremo una chiara indicazione della posizione del pannello senza doverlo guardare a vista. Il segnale di azimut viene tradotto da un semplice potenziometro lineare, appositamente studiato per operare in esterno, e innestato meccanicamente coassiale all'asse di rotazione dell'azimut. Il segnale di zenit o tilt viene invece tradotto da un servoinclinometro mod. ES261, o in alternativa da un potenziometro per ciascun asse che in ogni caso inviano una uscita analogica compatibile all'input del PLC. L'altra sezione rappresentata da gli altri 5 bargraph che risultano collegati ai buffer delle fotoresistenze incluse nella sfera visualizzare l'intensità della radiazione solare. Nel corretto posizionamento essi dovrebbero disporsi nella modalità D.O.T. (accensione a singolo punto), lungo

una curva gaussiana. Sarà compito del sistema di controllo di riposizionare il pannello affinché la curva abbia il massimo sempre nella barra L.E.D. centrale. Il pilotaggio delle barre L.E.D., azimutale e di zenith, è stato realizzato con sistemi di comparazione hardware tramite i comparatori contenuti nel LM324. I L.E.D. dei bargraph connessi ai sensori sono invece pilotati dai noti circuiti integrati LM3915 predisposti per il collegamento open collector di 10 diodi luminosi. I circuiti integrati utilizzati sono dei semplici comparatori (figura 6.5.2) di tensione collegati ad una rete a scala di resistenze. Lo schema elettrico del display per la visualizzazione dell'angolo di posizionamento del pannello solare è rappresentato in figura 6.5.3. Il potenziometro è installato in maniera coassiale agli assi del pannello e costituisce il trasduttore angolare. In figura 6.5.4 è rappresentata la scheda per visualizzare l'intensità della radiazione solare.

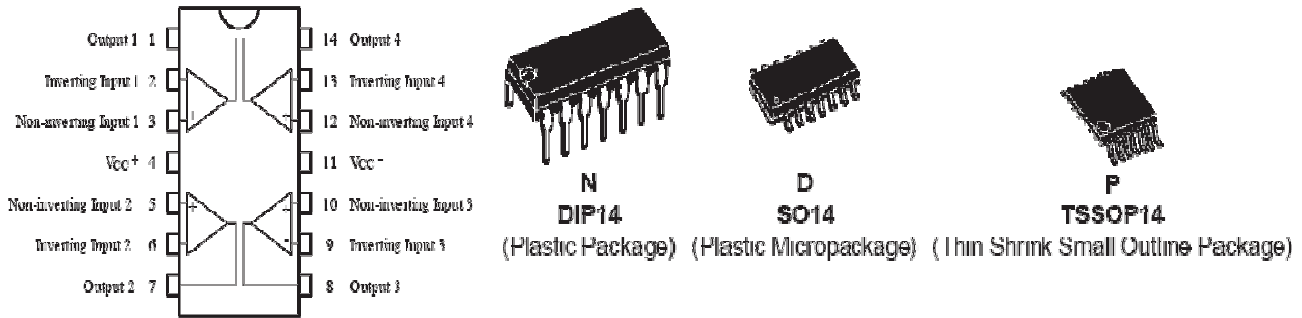


Figura 6.5.2 Il sistema di bargraph realizzato con dei semplici comparatori suddivisi in due sezioni, per la visualizzazione della posizione angolare azimut e zenit

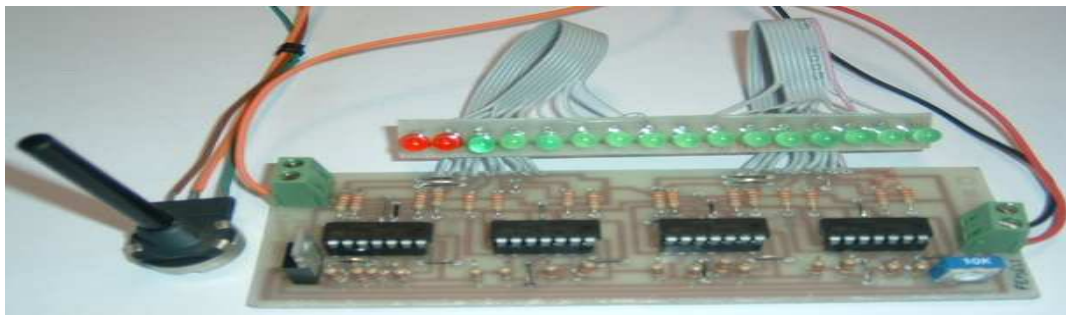


Figura 6.5.3 Schema elettrico del display per la visualizzazione dell'angolo di posizionamento del pannello solare

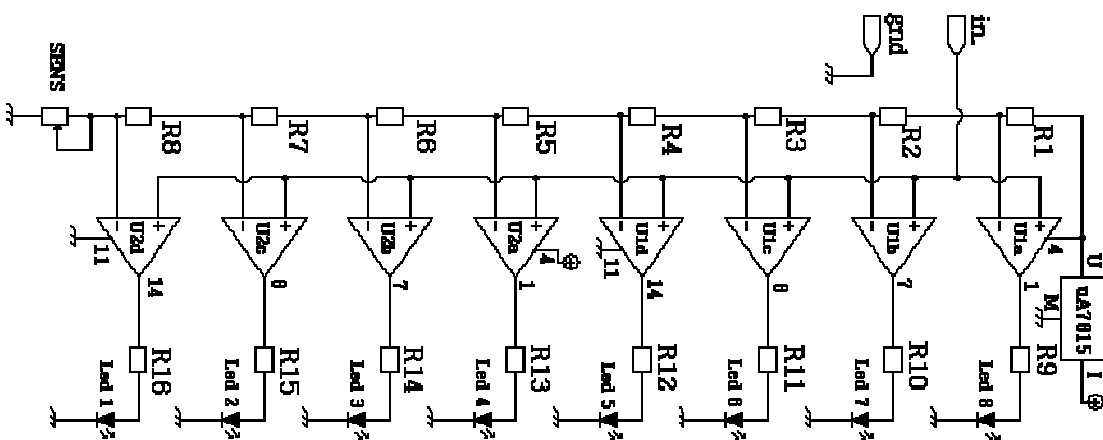


Figura 6.5.4 Scheda di visualizzazione intensità ai sensori (bargraph).

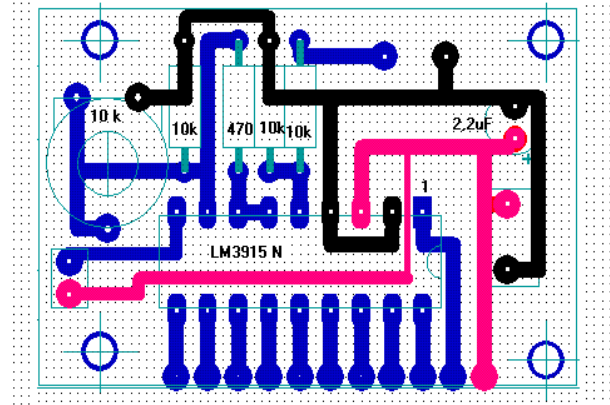
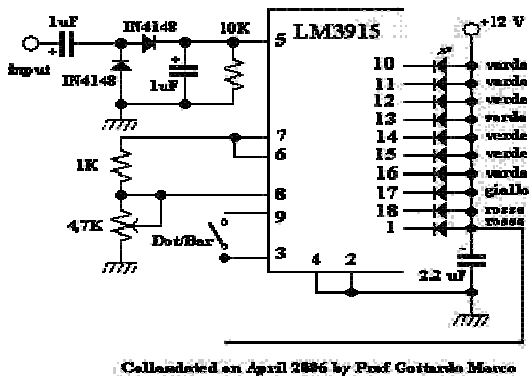


Figura 6.5.5 Aspetto delle schede dei bargraph installati sul pannello frontale della console (nella foto solo due canali)

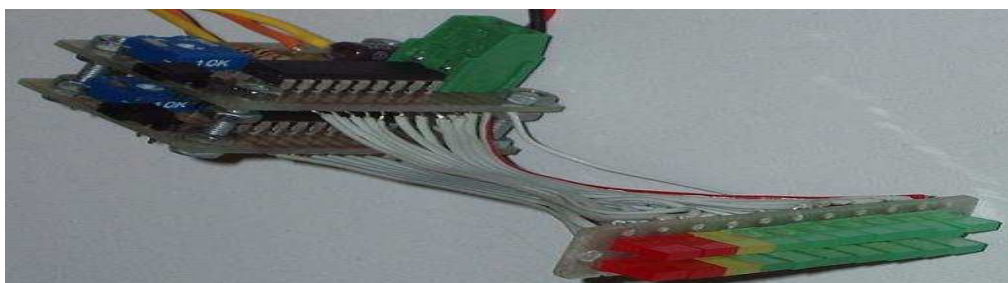


Figura 6.5.6 Sistema di controllo automatico con PLC.

I sensori sono distribuiti secondo coordinate azimutali e equatoriali rispetto agli assi della sfera la quale concettualmente dovrà puntare il suo sensore centrale sempre a perpendicolo rispetto all'emissione solare incidente. All'atto della deriva del sole i motori ripristinano la condizione di perpendicolarità. Il programma all'interno del PLC imposta dei sistemi di disequazioni aventi come uscita i teleruttori dei due motori azimutale e di correzione orizzontale



Figura 6.5.7 Sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack

6.6 Sistema di controllo automatico con PLC

Nella foto di figura 6.6.1 si vede il potenziometro di acquisizione angolare azimut, si vede bene anche i finecorsa e le camme di intervento per impedire alla struttura di eseguire manovre oltre gli angoli massimi di normale operatività



Figura 6.6.1 Installazione dei finecorsa per i due sensi di marcia

I finecorsa sono acquisiti a livello hardware dalla logica cablata (presente nel quadro elettrico di comando manuale installato nella serra) e contemporaneamente dagli ingressi digitali del PLC in modo che possano fare parte integrante del programma di controllo automatico.

Il PLC Figura 6.6.3 è in grado di inviare dati a un sistema di controllo remoto rendendo l'impianto telecontrollabile sia da una stazione allacciabile "al volo" a una presa disponibile nella console che tramite sistemi di supervisione raggiungibili sia tramite rete locale LAN che tramite modem. E' possibile monitorare la situazione di produzione energetica come creare e gestire un database per un utilizzo futuro dei dati raccolti (statistiche, grafici, ecc).

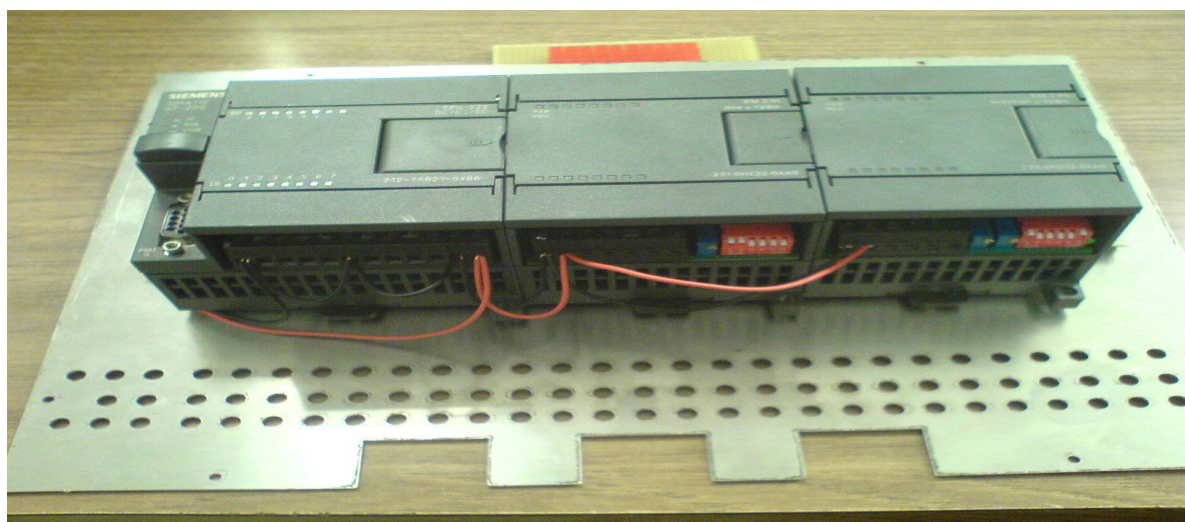


Figura 6.6.2 PLC Siemens S7-200 modello 222 con espansioni analogiche installato all'interno della console di comando

6.7 Alimentatore di potenza.

La console integra due alimentatori di potenza per l'alimentazione dell'elettronica e degli apparati sensoriali a bordo macchina. Dai medesimi alimentatori si preleva energia per l'accensione del PLC.

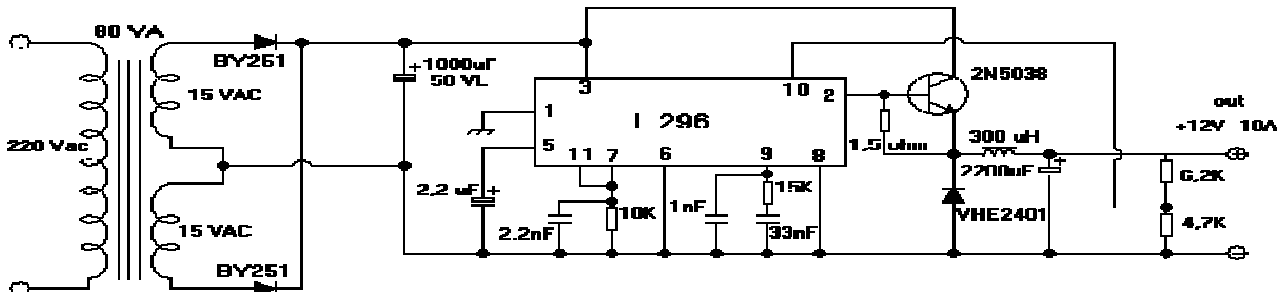


Figura 6.7.1 Alimentatore di potenza.

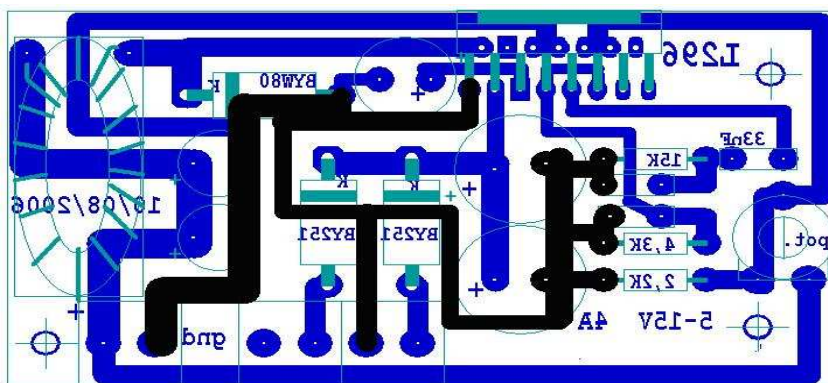


Figura 6.7.2 Circuito stampato e layout componenti dell'alimentatore di potenza.

6.8 Acquisizione dei segnali analogici.

Il PLC Siemens S7200 modello 222 è espanso con due blocchetti analogici modello EM231 e EM235, il primo ha 4 ingressi con convertitori a 12 bit, mentre il secondo oltre ai 4 ingressi ha un'uscita con la stessa risoluzione. Il cablaggi dei cavi schermati che portano il segnale dei 5 sensori provenienti dalla sfera rispettano le specifiche tecniche fornite dalla casa. Le tensioni analogiche di input potranno essere flottanti come mostrato nell'esempio dell'immagine sottostante.

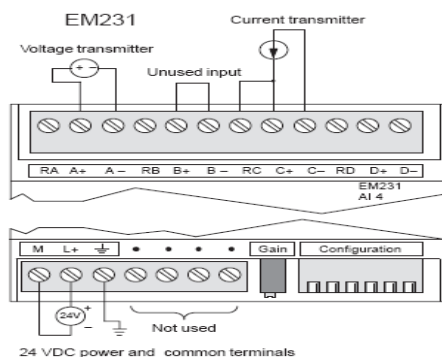


Figura 6.8.1 Acquisizione dei segnali analogici

Il blocchetto EM231 dovrà essere configurato in modo da fare corrispondere i livelli di tensione e le polarità a quelli generate dagli apparati sensoriali. La calibrazione e la configurazione dovrà avvenire agendo sul deep switch di colore rosso e sul potenziometro multigiro azzurro.

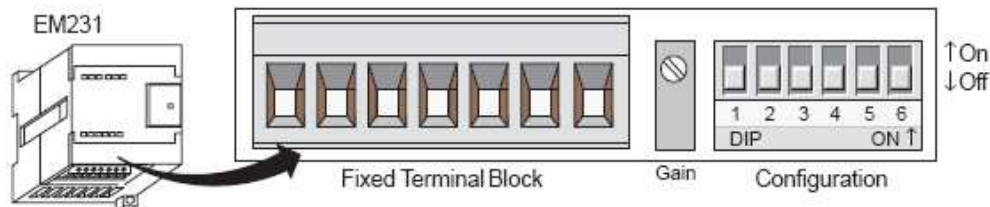


Figura 6.8.2 Il blocchetto EM231

Le espansioni analogiche montate nel PLC potrebbero acquisire segnali sia in tensione che in corrente nel range specificato nella tabella, ma il progetto è congeniato per elaborare 0-10V come conversione dell'intensità luminosa. In conseguenza a questo i primi tre contatti del deep switch sono stati settati ON-OFF-ON, con una risoluzione corrispondente di 2,5 mV, ovvero come nella prima riga della tabella.

Unipolar			Full-Scale Input	Resolution
SW1	SW2	SW3		
ON	OFF	ON	0 to 10 V	2.5 mV
	ON	OFF	0 to 5 V	1.25 mV
			0 to 20 mA	5 µA
Bipolar			Full-Scale Input	Resolution
SW1	SW2	SW3		
OFF	OFF	ON	± 5 V	2.5 mV
	ON	OFF	± 2.5 V	1.25 mV

Tabella 6.8.1 Indicazioni fornite dalla casa costruttrice per le impostazioni

Il cablaggio tra la sfera sensoriale e il PLC avviene tramite una morsetteria presente in un quadro installato sullo zoccolo della struttura. Nella figura sottostante sono riportati i colori dei cavi e i numeri di morsetto con la corretta corrispondenza tra l'indirizzo e il nome del sensore.

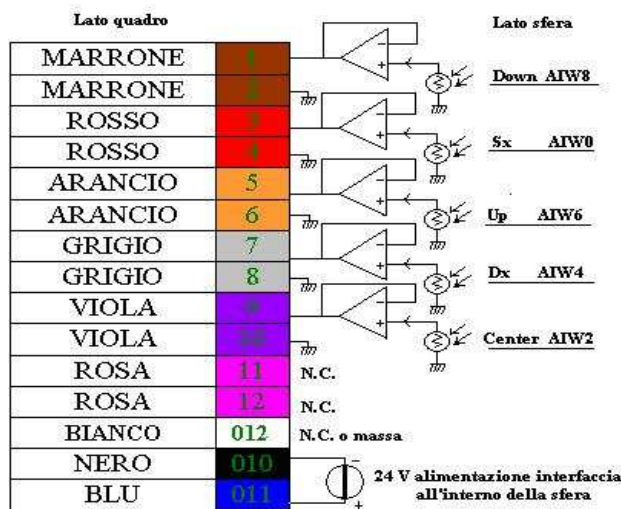


Figura 6.8.3 Morsetteria di collegamento sfera-quadro

6.9 Introduzione alla programmazione del PLC

La corrispondenza tra le posizioni dei sensori installati nella sfera e i nomi degli stessi è evidenziato nei seguenti disegni.

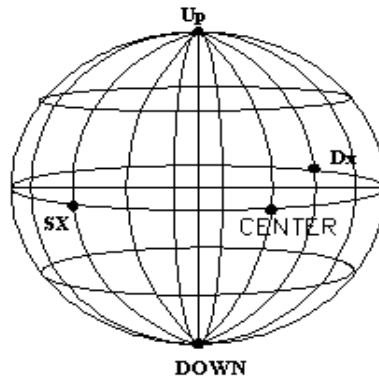


Figura 6.9.1 Disposizione dei sensori nella sfera

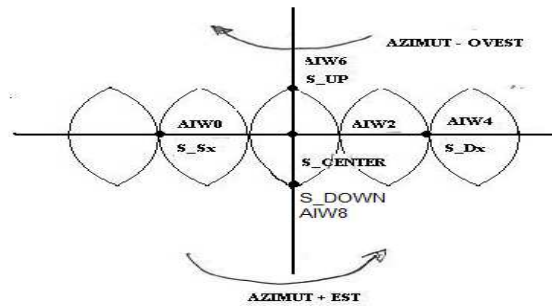


Figura 6.9.2 Vista in sezione della sfera

Una volta installata la sfera risulta posizionata mostrando i sensori come nella figura 6.9.3.

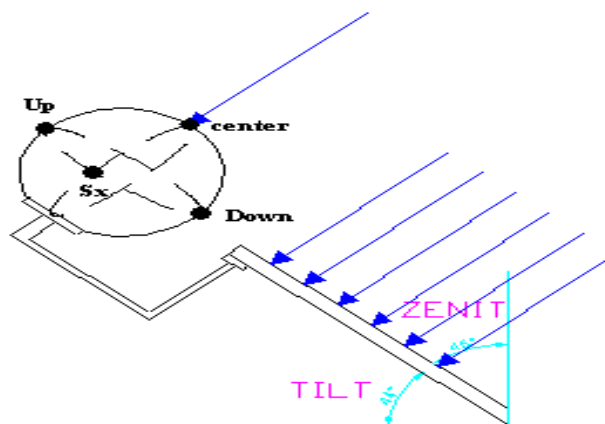


Figura 6.9.3 Installazione sfera con posizione dei sensori

Si realizza il programma in linguaggio AWL rispettando le condizioni sottostanti, in cui abbiamo definito i sensori fotosensibili con i seguenti nomi:

AIW0: SEGNALE ANALOGICO SENSORE SINISTRO
 AIW2: SEGNALE ANALOGICO SENSORE CENTER
 AIW4: SEGNALE ANALOGICO SENSORE DESTRO
 AIW6: SEGNALE ANALOGICO SENSORE ALTO
 AIW8: SEGNALE ANALOGICO SENSORE BASSO
 Come da tabella istruzioni 6.9.1

Condizione motori di azimut e zenit fermi: quando l'intensità luminosa convertita in Volt e successivamente in un valore intero proveniente dal ADC a 12 bit del sensore center AIW2 risulta maggiore di entrambi i canali abbinati al sensore destro e sensore sinistro della sfera, non che maggiore dei canali abbinati ai sensori up e down, e se inoltre sono rispettate le condizioni di banda morta, entrambi i motori sono inerti

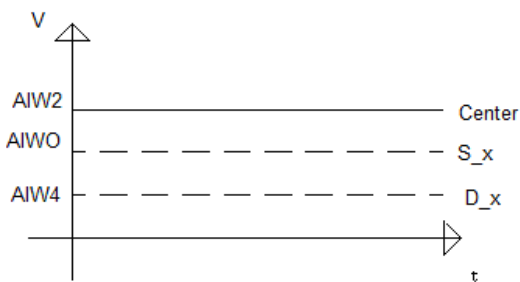


Figura 6.9.4a Condizione di motore fermo

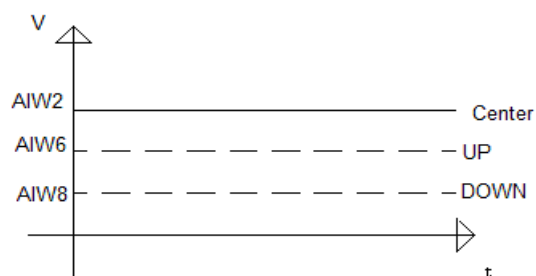


Figura 6.9.4b Condizione di motore fermo

Condizione rotazione verso est: quando l'intensità luminosa convertita in Volt e successivamente in un valore intero proveniente dal ADC a 12 bit del sensore center AIW2 risulta compreso ai canali abbinati al sensore destro AIW4 e sensore sinistro AIW0 della sfera, ($AIW4 > AIW0$) non che ai canali abbinati ai sensori up e down, e se sono rispettate tali condizioni si ha una rotazione azimutale verso sinistra.

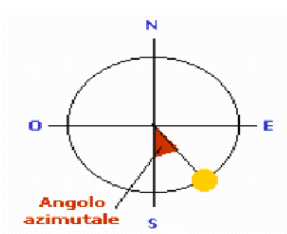


Figura 6.9.5a angolo azimutale

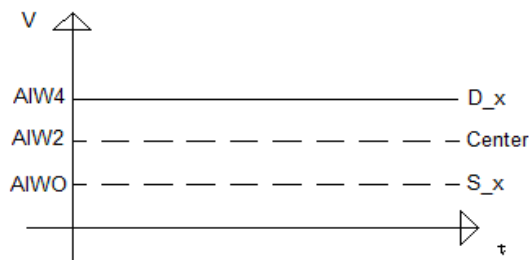


Figura 6.9.5b Condizione rotazione verso est

```

NETWORK 1 //Rotazione pannello verso est ( aumento dell'angolo di azimut per valori positivi posizione Sud-Est)
Se il sensore di "destra" fornisce una intensità maggiore di quello di "sinistra" allora ruotiamo l'angolo di azimut verso est
LDW >= AIW4 AIW2
AN M0.0
LD I0.0
O SM0.0
ALD
AN Q0.1
= Q0.0
    
```

Condizione rotazione verso ovest: quando l'intensità luminosa convertita in Volt e successivamente in un valore intero proveniente dal ADC a 12 bit del sensore center AIW2 risulta compreso ai canali abbinati al sensore destro AIW4 e sensore sinistro AIW0 della sfera, non che ai canali abbinati ai sensori up e down, e se AIW0 e AIW4 sono invertiti rispetto al caso precedente ($AIW0 > AIW4$), tali condizioni CONSENTONO una rotazione azimutale verso destra.

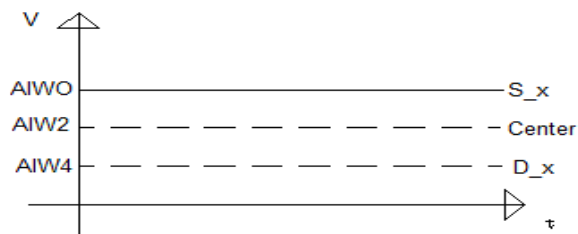


Figura 6.9.6 Condizione rotazione verso ovest

NETWORK 2 Rotazione pannello verso ovest: (aumento dell'angolo di azimut per valori negativi posizione Sud-Ovest)

Se il sensore di "sinistra" fornisce una intensità maggiore di quello di "destra" allora ruotiamo l'angolo di azimut verso ovest

$LDW \geq AIW0 \ AIW4$

AN M0.1

LD I0.1

O SM0.0

ALD

AN Q0.0

= Q0.1

Condizione rotazione verso l'alto: quando l'intensità luminosa convertita in Volt e successivamente in un valore intero proveniente dal ADC a 12 bit del sensore center AIW2 risulta compreso ai canali abbinati al sensore up AIW6 e sensore down AIW8 della sfera, con $AIW8 > AIW6$ tali condizioni CONSENTONO una rotazione di aggiustamento dello zenit verso l'alto

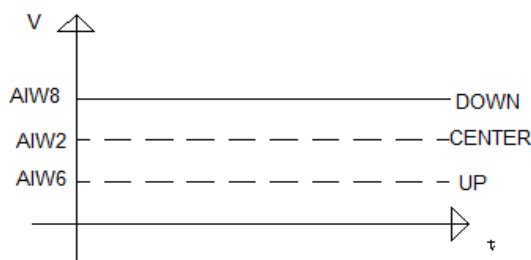


Figura 6.9.7 Condizione rotazione verso l'alto

NETWORK 3 //rotazione pannello verso l'alto: se il sensore di "basso" fornisce una intensità maggiore di quello di "alto" allora ruotiamo l'angolo di zenit verso l'alto: (aumento dell'angolo di tilt)

$LDW \geq AIW8 \ AIW2$

AN M0.3

AN Q0.3

= Q0.2

Condizione rotazione verso il basso: quando l'intensità luminosa convertita in Volt e successivamente in un valore intero proveniente dal ADC a 12 bit del sensore center AIW2 risulta compreso ai canali abbinati al sensore up AIW6 e sensore down AIW8 della sfera, con $AIW6 > AIW8$ tali condizioni CONSENTONO una rotazione di aggiustamento dello zenit verso il basso.

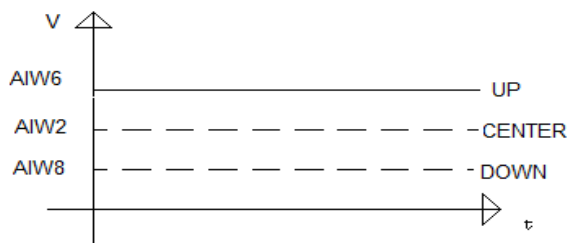


Figura 6.9.8 Condizione rotazione verso il basso

NETWORK 4 //rotazione pannello verso il basso: se il sensore di "alto" fornisce una intensità maggiore di quello di "basso" allora ruotiamo l'angolo di zenit verso il basso (diminuzione dell'angolo di tilt)
 $LDW \geq AIW6 \text{ AIW2}$
 AN M0.2
 AN Q0.2
 = Q0.3

Le figure in basso mostrano i primi test per verificare la lettura da parte del PLC dei segnali analogici.



Figura 6.9.9 Primi test per verificare la lettura da parte del PLC dei segnali analogici

I primi test di acquisizione sono stati fatti al banco di prova con l'ausilio della scheda del modello miniaturizzato. La figura 6.1.4 mostra la scheda con le foto resistenze installate direttamente sui morsetti di input. Questa sezione della scheda è identica a quella reale inserita all'interno della sfera e non è altro che 5 buffer realizzati con degli integrati LM324 i cui OP sono collegati in modalità a inseguitore di tensione.

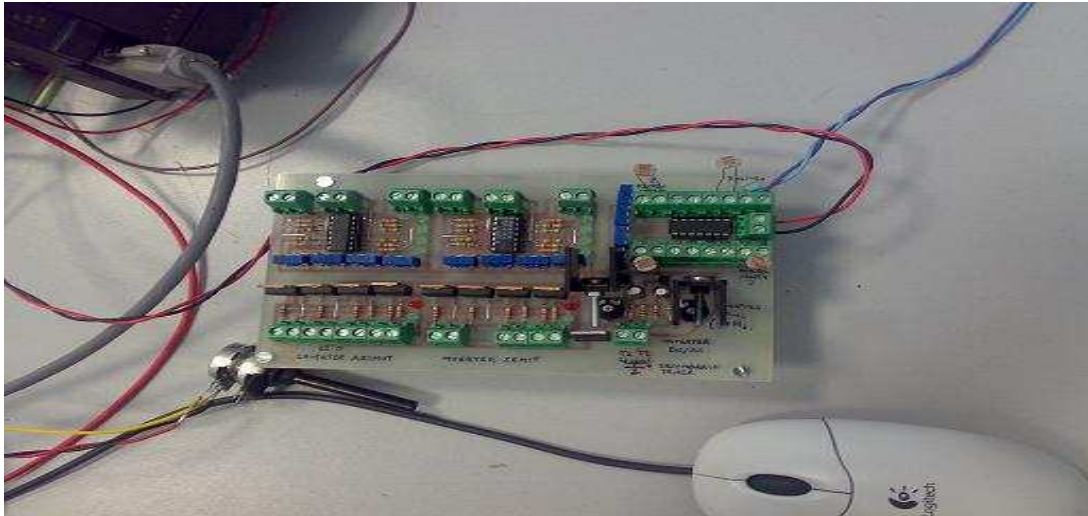


Figura 6.9.10 Scheda del modello miniaturizzato per le simulazioni

6.10 Programmazione PLC

Cicli macchina del sistema automatico di inseguimento

PROGRAMMAZIONE PANNELLI FOTOVOLTAICI

Ore 7.00

- Sveglia
- Rotazione fine corsa est "Azimut"
- Rotazione Zenit alzo 65°

Ore 7.20

- Controllo sensori fotoresistenze
- Accensione rotazione → Ovest "Azimut"
- Accensione rotazione → Zenit

Ore 7.40 idem

Ore 8.00 idem

"" ""

"" ""

"" ""

Ore 19.00

- Rotazione Ovest "Azimut" finecorsa
- Rotazione Zenit di parcheggio
- Spegnimento impianto

Se il vento: ≥ 41 m/sec

- Posizionamento Azimut contro vento
- Rotazione Zenit di parcheggio
- Spegnimento impianto

Nell'immagine vediamo l'attribuzione per il progetto Suntrack.

	Nome	Indirizzo	Commento
1	S_up	AIW6	segnale analogico sensore alto
2	S_down	AIW8	segnale analogico sensore basso
3	S_sx	AIW0	segnale analogico sensore sinistro
4	S_dx	AIW4	segnale analogico sensore destro
5	S_center	AIW2	segnale analogico sensore centro
6	azimut_est	Q0.0	ruota azimut verso est
7	azimut_ovest	Q0.1	ruota azimut verso ovest
8	zenit_su	Q0.2	alza pannello
9	zenit_giu	Q0.3	abbassa pannello
10	FC_azimut_est	I0.0	pannello tutto ruotato a est
11	FC_azimut_ovest	I0.1	pannello tutto ruotato a ovest
12	move_sx	M0.0	consenso banda morta up
13	move_dx	M0.1	consenso banda morta down
14	move_up	M0.2	consenso banda morta up
15	move_down	M0.3	consenso banda morta down
16	ore_7	VB200	ore_7
17	ore_7e30	VB201	ore_7e30
18	ore_8	VB202	ore_8
19	ore_9	VB203	ore_9
20	ore_10	VB204	ore_10
21	ore_11	VB205	ore_11
22	ore_12	VB206	ore_12
23	ore_13	VB207	ore_13
24	ore_14	VB208	ore_14
25	ore_15	VB209	ore_15
26	ore_16	VB210	ore_16
27	ore_17	VB211	ore_17
28	ore_18	VB212	ore_18
29	ore_19	VB213	ore_19
30	ore_20	VB214	ore_20
31	ore_21	VB215	ore_21
32	ore_21e30	VB216	ore_21e30
33	memoria_ore_7	M1.0	memoria_ore_7
34	memoria_ore_7e30	M1.1	memoria_ore_7e30
35	memoria_ore_8	M1.2	memoria_ore_8
36	memoria_ore_9	M1.3	memoria_ore_9
37	memoria_ore_10	M1.4	memoria_ore_10
38	memoria_ore_11	M1.5	memoria_ore_11
39	memoria_ore_12	M1.6	memoria_ore_12
40	memoria_ore_13	M1.7	memoria_ore_13
41	memoria_ore_14	M2.0	memoria_ore_14
42	memoria_ore_15	M2.1	memoria_ore_15
43	memoria_ore_16	M2.2	memoria_ore_16
44	memoria_ore_17	M2.3	memoria_ore_17
45	memoria_ore_18	M2.4	memoria_ore_18
46	memoria_ore_19	M2.5	memoria_ore_19
47	memoria_ore_20	M2.6	memoria_ore_20
48	memoria_ore_21	M2.7	memoria_ore_21
49	memoria_ore_21e30	M3.0	memoria_ore_21e30
50			

Tabella 6.10.1 Istruzioni del PLC

La programmazione del PLC avviene seguendo dei passi in particolare sequenza:

- Verifica delle specifiche di impianto
- Lista delle attribuzioni
- Stesura della bozza di programma
- Debug e stesura del programma

La lista delle attribuzioni normalmente distribuita sulle tre colonne assegna a specifici indirizzi delle etichette mnemoniche di fondamentale aiuto al programmatore. Normalmente è distribuita su tre colonne indicate con simbolo, operando ,commento.

La prima colonna, riporta i simboli mnemonici abbinati alle singole variabili. Ogni simbolo è costituito da un numero minimo di lettere in modo da risultare più facilmente leggibile in un contesto di segmenti di programmazione anche se molto articolati.

Il programma è suddiviso in due blocchi, il principale chiamato OB1 (organization block 1) e la SBR0 (subroutine zero). IL codice è praticamente tutto contenuto nella subroutine zero difatti nel main program OB1 figura soltanto il salto incondizionato a tale subroutine.

Il codice è praticamente costituito da comandi di acquisizione dei canali analogici e da comparatori software che pilotano in funzione dello stato booleano della loro uscita i teleruttori a cui sono collegati i due motori di controllo azimut e zenit.

SUBROUTINE_BLOCK SBR_0:SBR0

TITLE= ACQUISIZIONE E COMPARAZIONE DEI SEGNALI ANALOGICI

//COMMENTI DEL SOTTOPROGRAMMA

BEGIN

NETWORK 1 *//lettura sensore "sinistro"*

LD SM0.0 *//CARICA IL BIT SEMPRE ALTO CHE ABILITA IL COMANDO SUCESSIVO*

MOVW AIW0 VW0 *//SPOSTA L'INGRESSO ANALOGICO ZERO SULLA WORD ZERO DELLA*

// MEMORIA DELLE VARIABILI "V"

NETWORK 2 *//lettura sensore "centro"*

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW2

NETWORK 3 *//lettura sensore "destro"*

LD SM0.0

MOVW AIW4 VW4

NETWORK 4 *//lettura sensore "alto"*

LD SM0.0

MOVW AIW6 VW6

NETWORK 5 *//lettura sensore "basso"*

LD SM0.0

MOVW AIW8 VW8

NETWORK 6 *//rotazione pannello verso est*

//se il sensore di "destra" fornisce una intensità maggiore di quello

//di "sinistra" allora ruotiamo l'angolo di azimut verso est

LDW>= AIW4 AIW2

AN M0.0

LD I0.0

O SM0.0

ALD

AN Q0.1

= Q0.0

NETWORK 7 *//rotazione pannello verso ovest*

//se il sensore di "sinistra" fornisce una intensità maggiore di quello

//di "destra" allora ruotiamo l'angolo di azimut verso ovest

LDW>= AIW0 AIW2

AN M0.1

LD I0.1

O SM0.0

ALD

AN Q0.0

= Q0.1

NETWORK 8 //rotazione pannello verso l'alto

//se il sensore di "basso" fornisce una intensità maggiore di quello

//di "alto" allora ruotiamo l'angolo di zenit verso l'alto (aumento dell'angolo di tilt)

LDW>= AIW8 AIW2

AN M0.3

AN Q0.3

= Q0.2

NETWORK 9 //rotazione pannello verso il basso

//se il sensore di "alto" fornisce una intensità maggiore di quello

//di "basso" allora ruotiamo l'angolo di zenit verso il basso (diminuzione dell'angolo di tilt)

LDW>= AIW6 AIW2

AN M0.2

AN Q0.2

= Q0.3

NETWORK 10// acquisizione del canale analogico

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW10

NETWORK 11// definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW10 VW12

+I +500 VW12

NETWORK 12 // disequazione comparata sulla larghezza di banda morta

LDW<= AIW0 VW12

AW>= AIW4 VW16

= M0.0

NETWORK 13// Spostamento del canale center nella word 14

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW14

NETWORK 14 // definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW14 VW16

+I -500 VW16

NETWORK 15// Spostamento del canale center nella word 18

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW18

NETWORK 16 //definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW18 VW20

+I +500 VW20

NETWORK 17//disequazione comparata sulla larghezza di banda morta

LDW<= AIW4 VW20

AW>= AIW0 VW24

= M0.1

NETWORK 18// Spostamento del canale center nella word 22

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW22

NETWORK 19//definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW22 VW24

+I -500 VW24

NETWORK 20 Spostamento del canale center nella word 26

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW26

NETWORK 21 //definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW26 VW28

+I +500 VW28

NETWORK 22 //disequazione comparata sulla larghezza di banda morta

LDW<= AIW6 VW28

AW>= AIW8 VW32

= M0.2

NETWORK 23 //Spostamento del canale center nella word 30

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW30

NETWORK 24 //definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW14 VW32

+I -500 VW32

NETWORK 25// Spostamento del canale center nella word 34

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW34

NETWORK 26//definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW34 VW36

+I +500 VW36

NETWORK 27// disequazione comparata sulla larghezza di banda morta

LDW<= AIW8 VW36

AW>= AIW6 VW40

= M0.3

NETWORK 28// Spostamento del canale center nella word 38

LD SM0.0

MOVW AIW2 VW38

NETWORK 29// definizione di larghezza banda morta (range)

LD SM0.0

MOVW VW38 VW40

+I -500 VW40

NETWORK 30// Acquisizione del valore dal orologio hardware al primo ciclo di scansione

LD SM0.1

TODW VB300

NETWORK 31// Imposta valore attuale dell'ora

LD SM0.0

TODR VB300

NETWORK 32// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB200

= M1.0

NETWORK 33

LDB= VB300 VB201

= M1.1

NETWORK 34// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB202

= M1.2

NETWORK 35// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB203

= M1.3

NETWORK 36// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB204

= M1.4

NETWORK 37// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB205

= M1.5

NETWORK 38// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB206

= M1.6

NETWORK 39// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB207

= M1.7

NETWORK 40// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB208

= M2.0

NETWORK 41// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB209

= M2.1

NETWORK 42// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB210

= M2.2

NETWORK 43// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB211

= M2.3

NETWORK 44// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB212

= M2.4

NETWORK 45 // Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB213

= M2.5

NETWORK 46// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB214

= M2.6

NETWORK 47// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB215

= M2.7

NETWORK 48// Imposta valore orario per comparazione

LDB= VB300 VB216

= M3.0

END_SUBROUTINE_BLOCK

Capitolo 7

Descrizione dei risultati ottenuti, analisi tecnico - economica e conclusioni

7.1 Descrizione del sistema

Davanti (figura 7.1.1) a voi si presenta un sistema molto affidabile per la rotazione dei pannelli solari fotovoltaici; questo apparecchio permette di far ruotare il pannello fotovoltaico solare sempre in direzione del sole figura 7.1.2 permettendo così sempre lo sfruttamento massimo dell'energia solare durante l'arco della giornata. La cella fotovoltaica ha il massimo rendimento se è orientata ad angolo retto verso la sorgente d'energia - il sole. Qualsiasi altra angolatura di ricezione dell'energia diminuisce drasticamente la forza di radiazione solare, e quindi diminuisce l'energia prodotta dal pannello.



Figura 7.1.1 Sistema sperimentale ad inseguimento solare suntrack

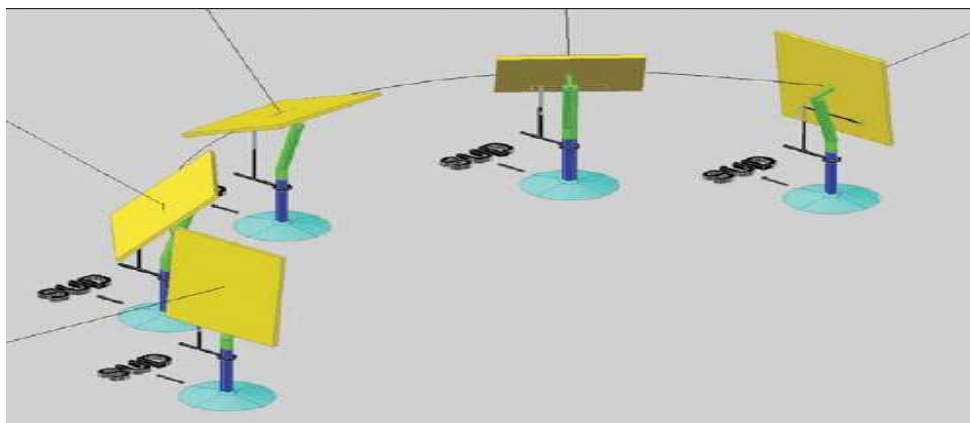


Figura 7.1.2 I pannelli FV sono sempre orientati in direzione del sole

Per questo e' molto più conveniente usare un sistema per l'inseguimento del sole e così ottenere energia prodotta in quantità molto maggiore di quella ottenuta da un sistema fisso. L'energia consumata dal sistema per l'inseguimento solare è irrilevante rispetto all'energia di lavoro ottenuta. Il movimento del sistema si realizza in automatico.

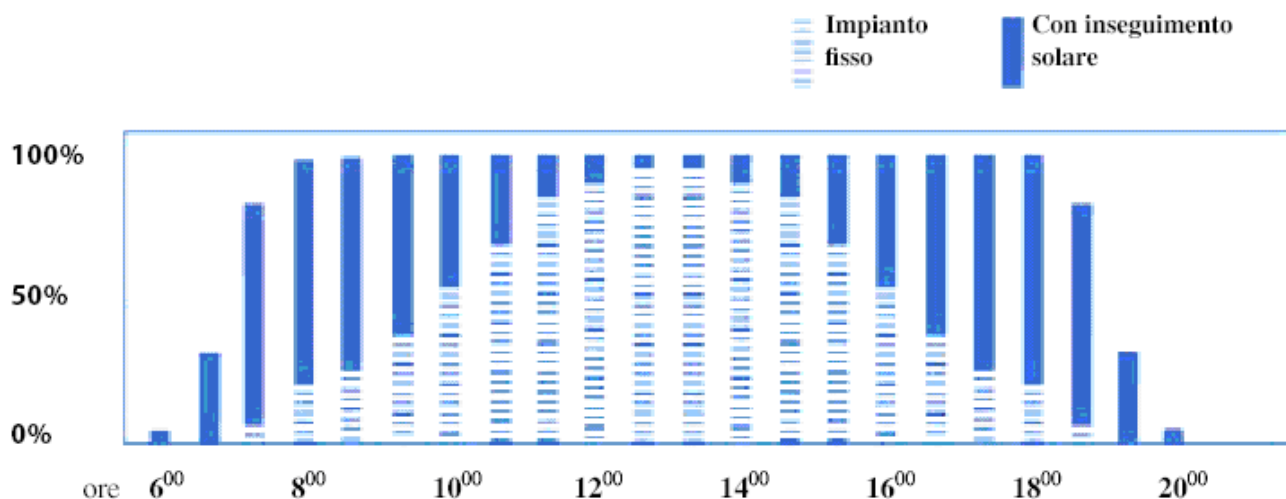


Figura 7.1.3 Produzione elettrica di un impianto fotovoltaico nell'arco della giornata

Come si può osservare dai grafici l'orientamento automatico permette al pannello di lavorare con la massima efficienza.

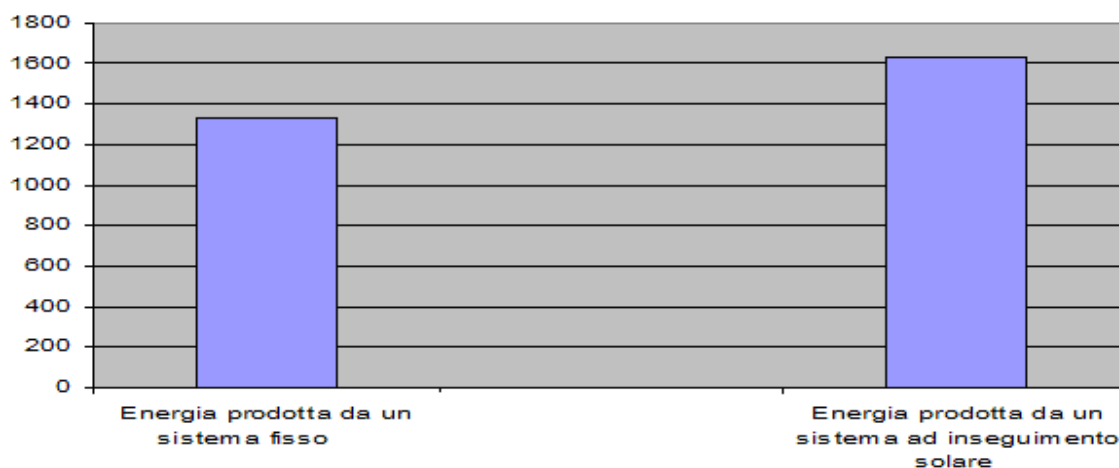


Figura 7.1.4 Energia prodotta dal sistema ad inseguimento solare Suntrack nel mese di maggio 2008 confrontata con un sistema FV fisso

7.2 Analisi dei costi a confronto tra i due sistemi con moduli al silicio policristallino

Ho condotto uno studio tecnico economico confrontando i costi di un sistema FV fisso IPOTETICO e uno della stessa potenza ad inseguimento solare SUNTRACK, entrambi non integrati. Ho considerato i dati di produzione elettrica fotovoltaica presi dal sito web PVGIS, ed ho confrontato i valori del mese di maggio- giugno con i dati reali presi dalla centralina Sunny Bean figura 7.2.3 del Suntrack riguardante l'energia prodotta nei suddetti mesi. I valori di potenza prodotti dall'impianto sperimentale ad inseguimento solare Suntrack sono di poco inferiori nel mese di maggio e di giugno, visto che sono stati mesi molto piovosi. Possiamo quindi considerare i dati di irraggiamento presi dal sito web PVGIS attendibili.

Componenti	Costo Impianto fisso (Inclinazione 36°) in €	Costo impianto a 'Inseguitore Suntrack' in €
12 moduli da 100W	4500	4500
1 inverter	1620	1620
12 Staffature-inseguitore	1080	2400
Sistema sensoriale e di controllo		600
Costo tot	7200	9120
IVA (10%)	7.920	10.032

7.2.1 tabella di confronto costi

Importante

I costi di installazione, progettazione e fornitura si intendono compresi mentre sono esclusi eventuali costi per: relazione geologica, scavi, fondazioni, opere murarie, tubazioni, sistemi accessori, spese di registro della pratica DIA.

Stima di produzione elettrica fotovoltaica per la località di Schio (VI) rilevata tramite PVGIS (applicativo estimazione fotovoltaica su web gratuito)

Città: Schio, Italia 45°43'1" Nord, 11°21'24" Est, Altitudine: 215 m. s. l. m., Potenza nominale del sistema FV: 1.2 kWp (silicio policristallino) inclinazione dei moduli: 36.0° (valore ottimale) Orientamento (azimuth) dei moduli: -2.0° (valore ottimale) Totale delle perdite di sistema FV: 14.0% Questi grafici in figura 7.2.1 e la tabella 7.2.2 mostrano l'energia elettrica (stimata) che si può aspettare ogni mese da un sistema fotovoltaico fisso e uno ad inseguimento con i parametri scelti. Mostra anche la stima della media giornaliera e la produzione totale annuale

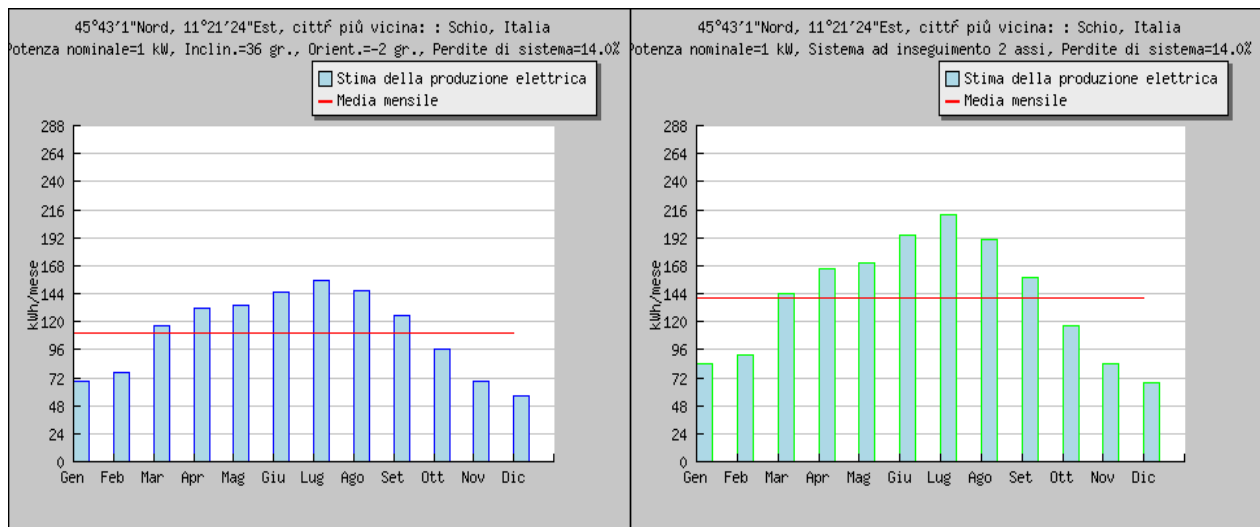


Figura 7.2.1 Stima della produzione elettrica annua a confronto tra i due sistemi

Produzione elettrica FV per: potenza nominale=1.2 kW, Perdite di sistema=14.0%				
Sistema fisso	Inclin.=36 gr., Orient.=-2 gr.		Sistema ad inseguimento 2 assi	
Mese	Produzione mensile (kWh)	Produzione giornaliera (kWh)	Produzione mensile (kWh)	Produzione giornaliera (kWh)
Gen	69	2.2	84	2.7
Feb	76	2.7	91	3.3
Mar	117	3.8	144	4.6
Apr	131	4.4	166	5.5
Mag	134	4.3	170	5.5
Giu	145	4.8	194	6.5
Lug	156	5.0	211	6.8
Ago	146	4.7	191	6.2
Set	125	4.2	158	5.3
Ott	96	3.1	116	3.7
Nov	69	2.3	3	2.8
Dic	56	1.8	68	2.2
Media annuale	Sistema fisso 110 KWh/mese	Sistema fisso 3.6 KWh/giorno	Sistema biassiale 140 KWh/mese	Sistema biassiale 4.6 KWh/giorno
Produzione annuale (kWh)	Sistema fisso 1335 KWh/anno		Sistema ad inseguimento ad due assi 1600 KWh/anno	

Tabella 7.2.2 Stima della produzione elettrica per un sistema fisso e per un sistema ad inseguimento a due assi

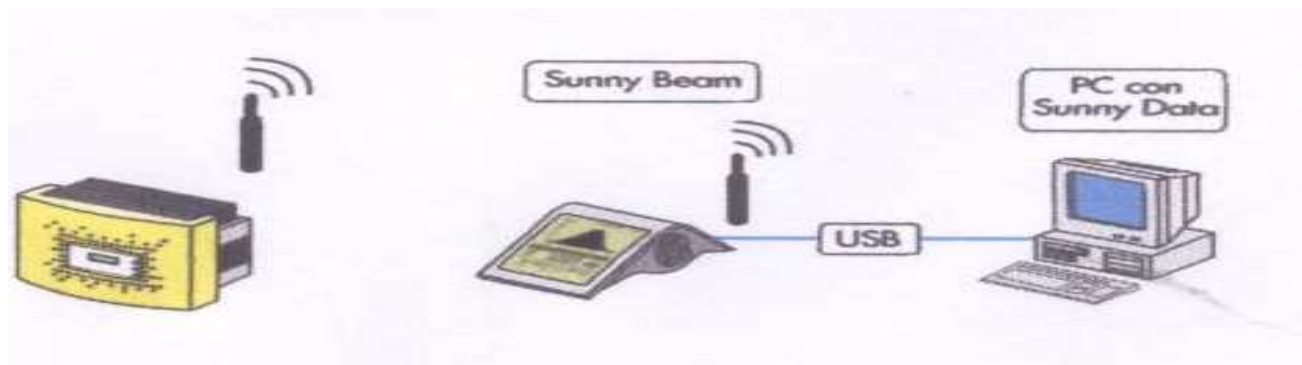


Figura 7.2.3 Comunicazione con un PC di Sunny Beam con l'inverter Sunny Boy

Energia elettrica prodotta dal sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack nel Mese di Maggio - primi di Giugno.

E-Day	SBeam014 SN:140018276 kWh
06/05/2008 23:59:59	8,650
07/05/2008 23:59:59	7,130
08/05/2008 23:59:59	8,080
09/05/2008 23:59:59	7,860
10/05/2008 23:59:59	6,690
11/05/2008 23:59:59	5,470
12/05/2008 23:59:59	8,240
13/05/2008 23:59:59	9,670
14/05/2008 23:59:59	7,860
15/05/2008 23:59:59	5,480
16/05/2008 23:59:59	4,130
17/05/2008 23:59:59	0,730
18/05/2008 23:59:59	0,460
19/05/2008 23:59:59	4,430
20/05/2008 23:59:59	0,590
21/05/2008 23:59:59	5,410
22/05/2008 23:59:59	5,070
23/05/2008 23:59:59	3,110
24/05/2008 23:59:59	3,890
25/05/2008 23:59:59	3,840
26/05/2008 23:59:59	5,940
27/05/2008 23:59:59	6,850
28/05/2008 23:59:59	7,330
29/05/2008 23:59:59	4,970
30/05/2008 23:59:59	3,150
31/05/2008 23:59:59	5,280
01/06/2008 23:59:59	6,030
02/06/2008 23:59:59	4,100
03/06/2008 23:59:59	5,710
04/06/2008 23:59:59	1,480
05/06/2008 23:59:59	2,650
06/06/2008 23:59:59	5,384
Totale	165,664

Energia elettrica prodotta dal sistema sperimentale ad inseguimento solare Suntrack nel mese di Giugno - primo di Luglio

E-Day	SBeam014 SN:140018276 kWh
01/06/2008 23:59:59	6,030
02/06/2008 23:59:59	4,100
03/06/2008 23:59:59	5,710
04/06/2008 23:59:59	1,480
05/06/2008 23:59:59	2,650
06/06/2008 23:59:59	5,384
07/06/2008 23:59:59	4,750
08/06/2008 23:59:59	4,560
09/06/2008 23:59:59	5,310
10/06/2008 23:59:59	7,090
11/06/2008 23:59:59	4,620
12/06/2008 23:59:59	5,440
13/06/2008 23:59:59	5,690
14/06/2008 23:59:59	6,730
15/06/2008 23:59:59	4,050
16/06/2008 23:59:59	4,280
17/06/2008 23:59:59	5,810
18/06/2008 23:59:59	7,250
19/06/2008 23:59:59	6,580
20/06/2008 23:59:59	7,520
21/06/2008 23:59:59	6,480
22/06/2008 23:59:59	7,070
23/06/2008 23:59:59	7,600
24/06/2008 23:59:59	7,660
25/06/2008 23:59:59	7,600
26/06/2008 23:59:59	7,630
27/06/2008 23:59:59	7,420
28/06/2008 23:59:59	8,280
29/06/2008 23:59:59	6,590
30/06/2008 23:59:59	7,820
01/07/2008 23:59:59	8,130
Totale	187,314

Tabella 7.2.3 Valori dell'energia elettrica prodotta nei mesi di maggio e giugno dal Suntrack

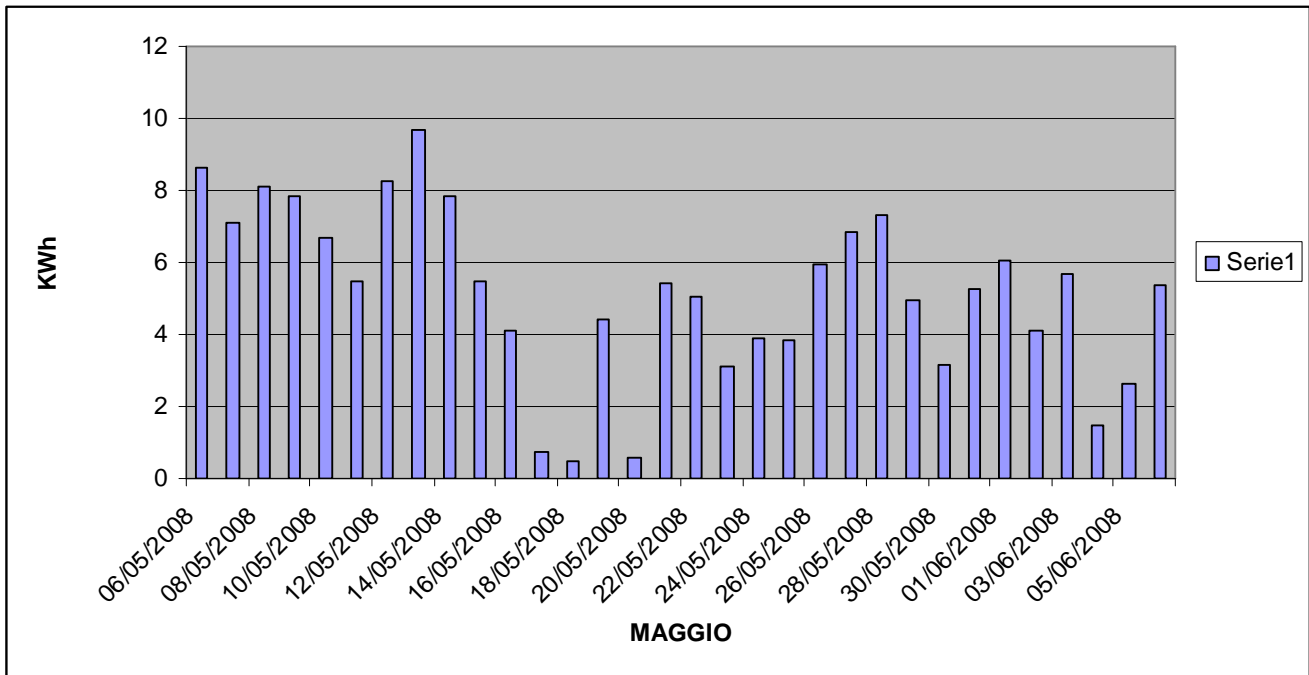


Grafico 7.2.1 Energia giornaliera del mese di maggio prodotta da Suntrack

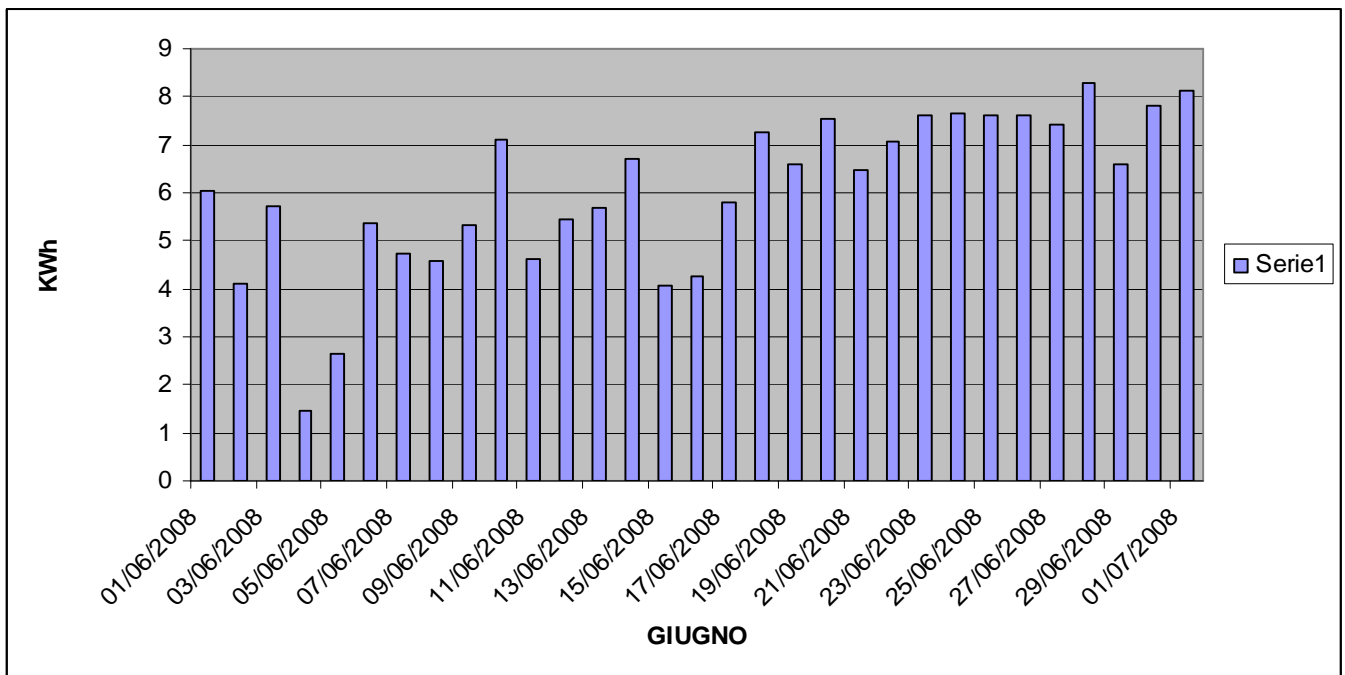


Grafico 7.2.2 Energia giornaliera del mese di giugno prodotta da Suntrack

7.3 Il conto energia

In Italia, dal settembre 2005, è attivo il meccanismo d'incentivazione in "conto energia" per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il 19 febbraio 2007, i Ministeri dello Sviluppo Economico (MSE) e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) hanno emesso un nuovo decreto ministeriale che ha introdotto radicali modifiche e semplificazioni allo schema originario. L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici, entrati in esercizio dopo il 13/04/07 (data di pubblicazione della Delibera AEEG n. 90/07) e prima del 31 dicembre 2008, ha diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella seguente tabella 7.3.1 (che riproduce la tabella allegata al nuovo DM).

Dimensioni dell'impianto	Tariffe dell'incentivo in base alla tipologia di installazione		
	Nessuna integrazione architettonica	Parziale integrazione architettonica	Integrazione architettonica
Da 1 a 3 kWp	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh	0,49 €/kWh
Da 3 fino a 20 kWp	0,38 €/kWh	0,42 €/kWh	0,46 €/kWh
Oltre 20 kWp	0,36 €/kWh	0,40 €/kWh	0,44 €/kWh

Tabella 7.3.1 Tariffe incentivanti per dimensione e per tipologia dell'impianto FV

7.4 Costi e tempo di ritorno dell'investimento

Descrizione impianto tipo Fisso: potenza installata:1.2 kWp

Tipologia impianto: non integrato. Tariffa incentivante riconosciuta: **0,40 €** per ogni kWh prodotto. I moduli, ancorati su strutture metalliche inclinate di 36°, verranno posati sulla copertura e saranno orientati con un azimut pari a 0°. Le strutture saranno zavorrate con blocchi in cls opportunamente dimensionati per garantire una stabilità meccanica. L'impianto, di tipo monofase, sarà realizzato con moduli fotovoltaici in silicio policristallino e inverter del tipo senza trasformatore. I moduli saranno dotati di tutte le certificazioni previste dal Decreto Ministeriale 19/02/2007 e risulteranno quindi conformi alle vigenti normative.

Ogni modulo sarà inoltre dotato di diodi di by-pass necessari per il corretto funzionamento dell'impianto in caso di guasto di un singolo modulo. Gli inverter, anch'essi dotati di tutte le certificazioni previste dal decreto di cui sopra, sono omologati secondo la delibera ENEL DK5940 ed.2.2 2007

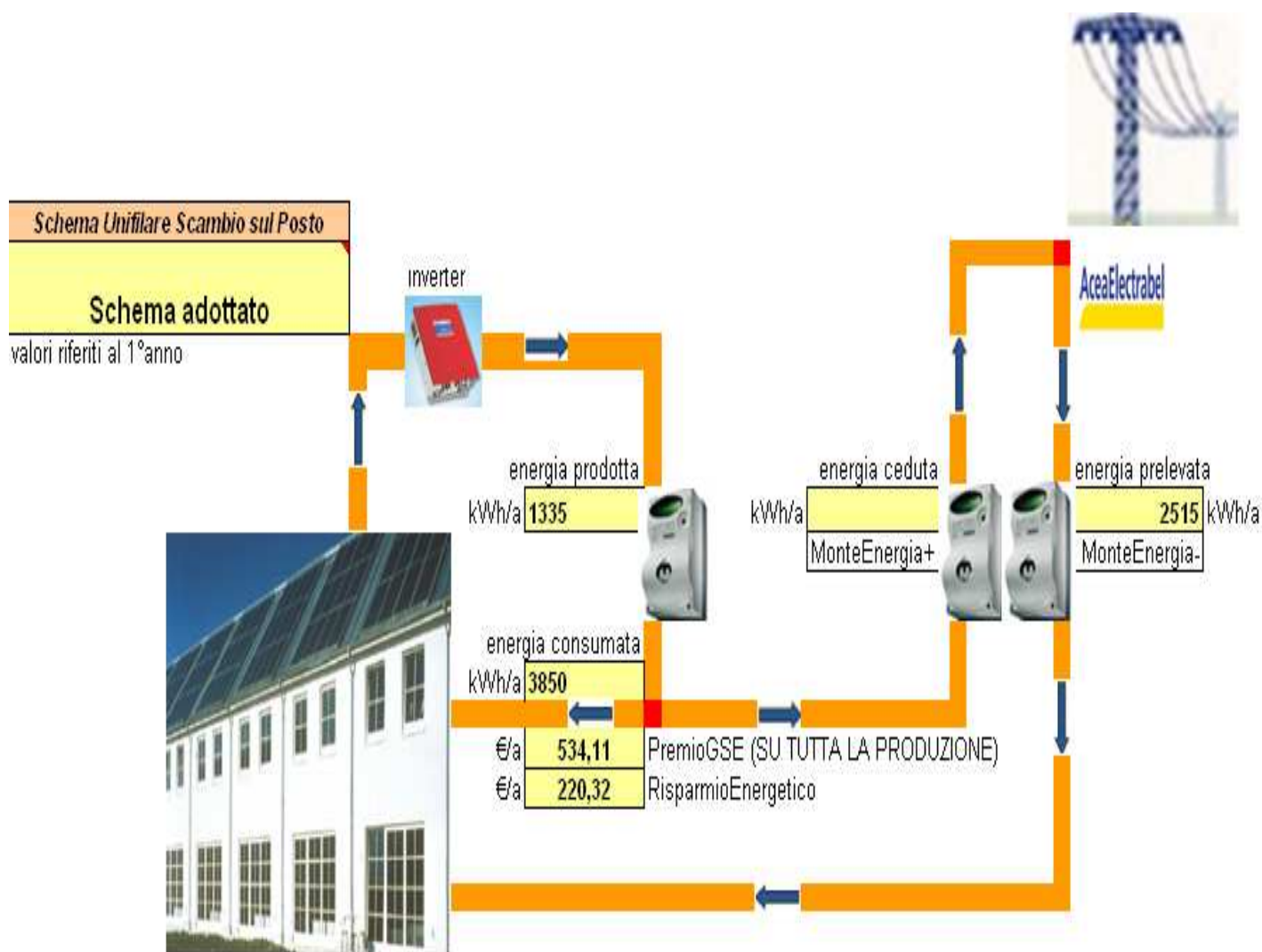
Ipotesi di redditività e produttività impianto tipo Fisso

Tipologia impianto: non integrato, tariffa incentivante riconosciuta: 0,40 € per ogni kWh prodotto. Il regime adottato, scambio sul posto, considerando un consumo annuo di 3.850 kWh/anno, è indicato nello schema 7.4.1 sotto riportato (Energia prodotta: 1.335 kWh/anno Incentivo: 534 €/anno (0,40 € kWh), risparmio energetico:220 €/anno (circa 0,165 kWh) ricavo totale: Euro 754.

La produzione annua energetica garantita dall'impianto è di c.ca 1335KWh/anno, tale valore è stato calcolato con l'ausilio dei dati ricavati PVGIS estimates of solar electricity generation gestito e aggiornato costantemente da JRC European Commission Joint Research Centre e con il foglio di calcolo "Simulare 8.2 Girasole dell'ing. A. Caffarelli". Importo complessivo dell'opera, vedi tabella 7.2.1, compreso di consulenza tecnica per la richiesta dell'incentivo pari a € 7200 + iva. Qui di seguito è riportata la tabella con gli utili con finanziamento dove è stata considerata una copertura del 100% dell'importo in 10 anni, con un tasso del 5,5% annuo, e senza finanziamento. Per tutte e due le soluzioni sono state inoltre considerate le riduzioni annuali della produzione e quindi dell'incentivo, e i costi aggiuntivi di manutenzione e assicurazione

Sistema impianto fisso costo Euro 7.200 +IVA	20 anni	25 anni	30 anni
Utile (senza finanziamento)	€ 11.471,93	€ 12.416,72	€ 13.573,95
Utile (con finanziamento) considerando una copertura del 100% importo in 10 anni con un tasso del 5,5% annuo	€ 9.077,59	€ 10.022,39	€ 11.179,61

Tabella 7.4.1 Utili con e senza finanziamento con sistema FV fisso



Schema 7.4.1 Schema unifilare scambio sul posto con sistema FV fisso

Anno	RICAVI				COSTI OPERATIVI				Utile netto	
	Energia Prodotta	Ricavo produzione GSE(ScambioSulPosto)	Ricavo risparmio - Spese acquisto energia (Oppure Spese acquisto energia)	Totale ricavi	Manutenzione ordinaria	Manutenzione straordinaria	Premio assicurativo	Totale costi oper.	Utile netto annuo	Utile annuo (con finanziamento)
	[kWh]	€	€	€	€	€	€	€	€	€
1	1.335	534,00	220,28	754,28	-150	0	-24	-174	580	160
2	1.328	531,33	226,84	758,17	-153	0	-24	-177	581	195
3	1.322	528,67	233,61	762,28	-156	0	-25	-181	581	232
4	1.315	526,03	240,58	766,61	-159	0	-25	-185	582	271
5	1.308	523,40	247,75	771,15	-162	0	-26	-188	583	312
6	1.302	520,78	255,14	775,93	-166	0	-26	-192	584	356
7	1.295	518,18	262,75	780,93	-169	0	-27	-196	585	403
8	1.289	515,59	270,59	786,18	-172	0	-28	-200	586	452
9	1.283	513,01	278,66	791,67	-176	0	-28	-204	588	504
10	1.276	510,45	286,97	797,41	-179	-720	-29	-928	-131	-161
11	1.270	507,89	295,53	803,42	-183	0	0	-183	621	621
12	1.263	505,35	304,34	809,70	-187	0	0	-187	623	623
13	1.257	502,83	313,42	816,25	-190	0	0	-190	626	626
14	1.251	500,31	322,77	823,08	-194	0	0	-194	629	629
15	1.245	497,81	332,39	830,20	-198	0	0	-198	632	632
16	1.238	495,32	342,31	837,63	-202	0	0	-202	636	636
17	1.232	492,85	352,52	845,36	-206	0	0	-206	639	639
18	1.226	490,38	363,03	853,41	-210	0	0	-210	643	643
19	1.220	487,93	373,86	861,79	-214	0	0	-214	648	648
20	1.214	485,49	385,01	870,50	-219	0	0	-219	652	652
Costo sistema Euro 7200 +iva	Produzione stimata in 20 anni 25.469 kWh	Tariffa incentivante 0,40KWh conto energia 10.187,60	Risparmio per autoconsumo 0.165 kWh + tasso inflazione annuo energia circa 3% 5.908,35	Ricavo lordo totale in 20 anni 16.095,95	Manutenzione Costo servizio misura in 20anni -3.645	Manutenzione straordinaria -720	Premio assicurativo - 263	Totale costi oper.- 4.627	Utile netto Senza finanz. in 20 anni 11.469	Utile con finanziamento in 20 anni tasso annuale 5,5% 9.074

Tabella 7.4.2 Ricavi e utili nei primi 20 anni di funzionamento del sistema FV fisso .

COSTI E TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO: Il rendimento annuale dell'investimento o ROI (Return On investment) sarà dunque espresso come segue:

$\frac{\text{utile medio} - \text{investimento}}{n^\circ \text{anni} \times \text{investimento}}$

$$\frac{(11.469 - 7.200)}{20 \times 7.200} = 2,96\%$$

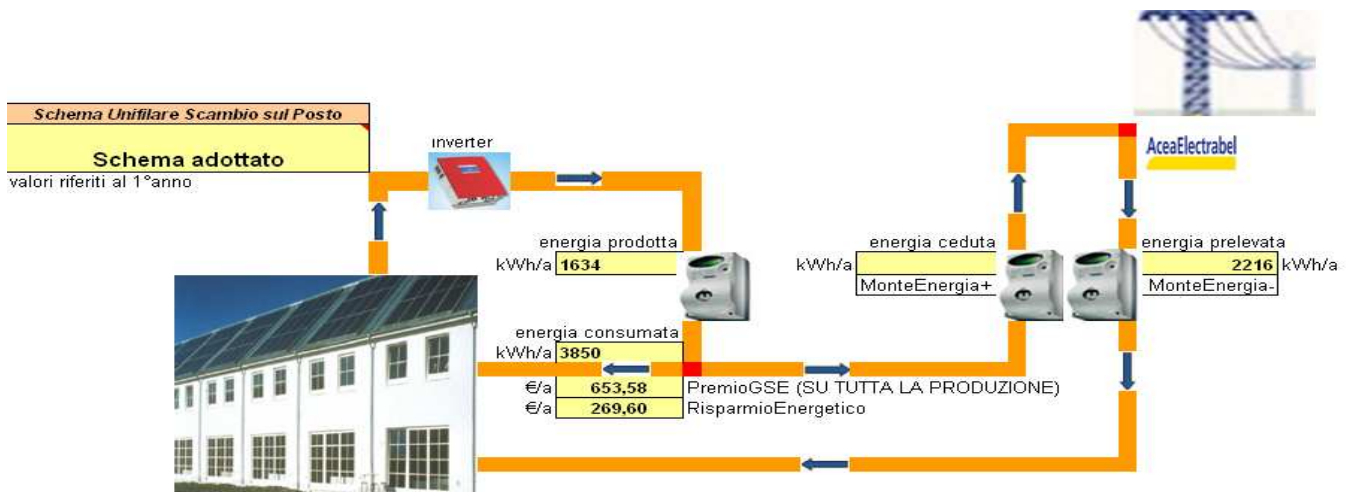
Descrizione impianto ad inseguimento Suntrack: potenza installata: 1.2 kWp

Redditività impianto tipo ad inseguimento solare potenza installata: 1.2 kWp
 La produzione annua energetica garantita dall'impianto è di c.ca 1634KWh/anno, tale valore è stato calcolato con l'ausilio dei dati ricavati PVGIS estimates of solar electricity generation gestito e aggiornato costantemente da JRC European Commission Joint Research Centre e con il foglio di calcolo "Simulare 8.2 Girasole dell'ing. A. Caffarelli".
 Tipologia impianto: non integrato, tariffa incentivante riconosciuta: 0,40 € per ogni KWh prodotto. Il regime adottato, scambio sul posto, considerando un consumo annuo di 3.850 KWh/anno. Energia prodotta: 1634 kWh/anno, che corrisponde ad un incentivo di: 653,58 €/anno (1634x0,40 € KWh); inoltre si ha un risparmio energetico pari a : 269,60 €/anno, quindi un ricavo totale di: Euro 923,18 I valori sopra riportati sono riferiti al primo anno di funzionamento dell'impianto. Importo complessivo dell'opera compreso di consulenza tecnica per la richiesta dell'incentivo pari a € 9120 + iva. A seguire sono riportati i grafici relativi al flusso di cassa considerando un investimento con e senza finanziamento. Per l'ipotesi di finanziamento è stata considerata una copertura del 100% dell'importo in 10 anni, con un tasso del 5,5% annuo. Per tutte e due le soluzioni sono state inoltre considerate le riduzioni annuali della produzione e quindi dell'incentivo, e i costi aggiuntivi di manutenzione e assicurazione.

**Sistema impianto ad inseguimento
 costo Euro 9120+iva**
Utile (senza finanziamento)
**Utile (con finanziamento) considerando
 una copertura del 100% importo in 10
 anni con un tasso del 5,5% annuo**

	20 anni	25 anni	30 anni
Utile (senza finanziamento)	€ 14.881,56	€ 16.297,21	€ 17.999,82
Utile (con finanziamento)	€ 11.848,73	€ 13.264,38	€ 14.966,99

Tabella 7.4.3 Utili con e senza finanziamento con sistema FV Suntrack



Schema 7.4.2 Schema unifilare scambio sul posto con sistema FV Suntrack

Anno	RICAVI				COSTI OPERATIVI				Utile netto	
	Energia Prodotta [kWh]	Ricavo produzione GSE(ScambioSulPosto) €	Ricavo risparmio - Spese acquisto energia (Oppure Spese acquisto energia) €	Totale ricavi €	Manutenzione ordinaria €	Manutenzione straordinaria €	Premio assicurativo €	Totale costi oper. €	Utile netto annuo €	Utile con finanziamento
1	1.634	653,60	269,61	923,21	-150	0	-24	-174	749	217
2	1.626	650,33	277,65	927,98	-153	0	-24	-177	751	262
3	1.618	647,08	285,93	933,01	-156	0	-25	-181	752	309
4	1.610	643,84	294,46	938,30	-159	0	-25	-185	754	360
5	1.602	640,63	303,24	943,87	-162	0	-26	-188	756	413
6	1.594	637,42	312,29	949,71	-166	0	-26	-192	758	470
7	1.586	634,24	321,60	955,84	-169	0	-27	-196	760	529
8	1.578	631,06	331,19	962,26	-172	0	-28	-200	762	592
9	1.570	627,91	341,07	968,98	-176	0	-28	-204	765	659
10	1.562	624,77	351,24	976,01	-179	-912	-29	-1.120	-144	-182
11	1.554	621,65	361,72	983,36	-183	0	0	-183	801	801
12	1.546	618,54	372,51	991,04	-187	0	0	-187	805	805
13	1.539	615,44	383,62	999,06	-190	0	0	-190	809	809
14	1.531	612,37	395,06	1.007,43	-194	0	0	-194	813	813
15	1.523	609,31	406,84	1.016,15	-198	0	0	-198	818	818
16	1.516	606,26	418,97	1.025,23	-202	0	0	-202	823	823
17	1.508	603,23	431,47	1.034,70	-206	0	0	-206	829	829
18	1.501	600,21	444,34	1.044,55	-210	0	0	-210	835	835
19	1.493	597,21	457,59	1.054,80	-214	0	0	-214	841	841
20	1.486	594,22	471,24	1.065,46	-219	0	0	-219	847	847
Costo sistema Suntrack € 9120 + iva	Produzione stimata in 20 anni 31.173KWh	Tariffa incentivante 0,40KWh Guadagno conto energia 12.469,32	Guadagno autoconsumo 0.165 KWh + tasso inflazione annuo energia 3% 7.231,64	Guadagno lordo totale in 20 anni 19.700,96	Manutenzione Costo servizio misura in 20anni -3.645	Manutenzione straordinaria -912	Premio assicurativo -263	Totale costi oper.- 4.819	Utile netto Senza finanz. in 20 anni 14.882	Utile con finanziamento in 20 anni tasso annuale 5,5% 11.849

Tabella 7.4.4 Ricavi e utili nei primi 20 anni di funzionamento del sistema FV Suntrack .

COSTI E TEMPO DI RITORNO DELL'INVESTIMENTO SUNTRACK: Il rendimento annuale dell'investimento o ROI (Return On Investment) sarà dunque espresso come segue:

(utile medio - investimento)
n° anni x investimento

$\frac{(14.881,56-9120)}{20 \cdot 9120} = 3,16\%$

7.5 Analisi di un ROI con moduli ad alta efficienza per un sistema fisso e Suntrack

	Impianto fisso 30° €	Inseguitore suntrack €
10 moduli 160W	6750	6750
1 inverter	1620	1620
12 Staffature-inseguitore	1080	2400
Sistema sensoriale e di controllo		600
Costo tot. iva esclusa	9450	11.370

Tabella 7.5.1 tabella di confronto costi con moduli ad alta efficienza

Sistema FV Suntrack con moduli ad alta efficienza :

Sistema impianto ad inseguimento
costo Euro 11370 +iva

Utile (senza finanziamento)
Utile (con finanziamento) considerando una copertura del 100% importo in 10 anni con un tasso del 5,5% annuo

	20 anni	25 anni	30 anni
Utile (senza finanziamento)	€ 21.899,75	€ 24.262,72	€ 27.062,61
Utile (con finanziamento) considerando una copertura del 100% importo in 10 anni con un tasso del 5,5% annuo	€ 18.108,72	€ 20.471,69	€ 23.271,58

Tabella 7.5.2 Utili con e senza finanziamento con sistema FV Suntrack

(utile medio - investimento)
n° anni x investimento

$\frac{(21.899-11370)}{11370} = 4,63\%$

Quanto più i moduli sono ad alta efficienza tanto più il ROI aumenta, tanto più il sistema sensoriale e di controllo risulta conveniente.

Sistema FV fisso con moduli ad alta efficienza :

Sistema impianto ad inseguimento
costo Euro 9450

Utile (senza finanziamento)
Utile (con finanziamento) considerando una copertura del 100% importo in 10 anni con un tasso del 5,5% annuo

	20 anni	25 anni	30 anni
Utile (senza finanziamento)	€ 16.352,67	€ 17.965,35	€ 19.896,18
Utile (con finanziamento) considerando una copertura del 100% importo in 10 anni con un tasso del 5,5% annuo	€ 13.200,13	€ 14.812,81	€ 16.743,64

Tabella 7.5.3 Utili con e senza finanziamento con sistema FV Suntrack

(utile medio - investimento)
n° anni x investimento

$\frac{(16.352-9.450)/9450}{20} = 3,65 \%$
--

7.6 Conclusioni

Tipo di sistema	Energia ipotetica prodotta KWh /anno	Utile dopo 20 anni senza finanziamento	Utile dopo 25 anni senza finanziamento	Utile dopo 30 anni senza finanziamento	Utile dopo 30 anni con finanziamento
Sistema impianto fisso costo totale euro 7200	1335	11.471,93	12.416,72	13.573,95	11.179,61
Sistema impianto ad inseguimento costo totale euro 10032	1335+23% = 1634	11.471,93+29,7% = 14.881	12.416,72+31,25%= 16.297,21	13.573,95+32,6%= 17.999,82	11.179,61+33,8% =14.966
Differenza guadagno in Euro		3410	3881	4426	3787

Tabella 7.6.1 Utili con e senza finanziamento con sistema FV fisso e Suntrack

Il presente lavoro ha avuto l'obiettivo di verificare la reale convenienza economica della scelta di realizzazione di un impianto fotovoltaico di piccola taglia su un sistema mobile (inseguitore Suntrack) o su uno fisso. L'analisi effettuata in base a confronti di natura statistica e di rilevazione dei dati dal sistema Suntrack ha evidenziato come, per Schio, Il rendimento annuale dell'investimento o ROI, per un sistema fisso con moduli a bassa efficienza è del **2,96%** e del **3,65 %** con moduli ad alta efficienza. Mentre per il sistema sperimentale Suntrack con moduli a bassa efficienza è del **3,16%** e del **4,63%** con moduli ad alta efficienza. Quanto più i moduli sono ad alta efficienza (e quanto più la superficie di appoggio dei pannelli del sistema ad inseguimento risulti ampia) tanto più il ROI aumenta, tanto più il sistema sensoriale e di controllo risulta conveniente rispetto ad un sistema fisso.

Per valutare il "Ritorno sull'Investimento", conoscendo quanto costa l'impianto, quanto renderà in termini monetari dalla produzione di energia, ho potuto stimare la convenienza economica. Il problema sta nel fatto che gli impianti destinati a produrre energia hanno tempi di vita molto lunghi, dell'ordine di diverse decine di anni. Prevedere oggi su un arco temporale così esteso, quali saranno i parametri economici tipo l'inflazione, il tasso di sconto, i costi dei combustibili, la manutenzione e simili non è stato un esercizio facile. Aggiustando le grandezze e scegliendo i metodi di previsione si sono ottenuti i suddetti dati.

Un altro parametro da considerare è EROEI (la resa energetica) si definisce come il rapporto fra l'energia prodotta e l'energia investita in un certo impianto o tecnologia durante tutta la sua vita operativa. Occorre energia per costruire l'impianto, mantenerlo, e fornire combustibile. Se ci vuole più energia per queste cose di quanto l'impianto non possa produrre, (ovvero EROEI minore di 1), allora non serve a niente. Nella pratica, calcolare l'EROEI di un sistema energetico non è cosa ovvia e semplice. Il primo passo consiste nel calcolare l'energia necessaria alla costruzione degli impianti di produzione, sommando tutti i contributi energetici da tutte le sorgenti, inclusa l'energia necessaria per estrarre le materie prime dalle miniere e trasportarle nelle fabbriche, come pure quella per tutti i trattamenti e le lavorazioni. Si deve considerare anche l'energia necessaria per costruire la fabbrica stessa, quella per riscaldarne gli ambienti, l'energia usata dagli operai e dai tecnici per venire in fabbrica, come pure tutta l'energia che ci vuole per trasportare l'impianto sul luogo di utilizzo e poi montarlo, come pure per la costruzione di tutte le strutture ausiliarie. Infine, devono essere conteggiati anche i quantitativi di energia necessari per smontare l'impianto alla fine del suo ciclo utile e per riportare l'area utilizzata nelle condizioni iniziali.

Questo tipo di calcoli prende il nome di “analisi di ciclo di vita” (Life cycle analysis, LCA) ed è normato, ad esempio, dall'ISO (Organizzazione Internazionale per la Standardizzazione). Dopo di che, si procede a calcolare l'energia che l'impianto produrrà durante il suo ciclo attivo previsto. Il rapporto fra le due grandezze, energia ottenuta ed energia utilizzata, è l'EROEI.

Nonostante le norme, un'analisi completa dell'EROEI non è cosa semplice e dipende molto da alcune grandezze che si possono stimare al meglio ma che non si possono determinare con precisione. Nessuna sorpresa che le stime siano variabili a seconda di chi le fa. A volte, l'incertezza è attribuibile a multiple possibilità fra le quali la scelta è opinabile, dipende dalla volontà di chi fa le stime di porre una certa tecnologia in buona o cattiva luce. C'è inoltre il problema dei “costi esterni”, citati in precedenza, che in alcuni casi dovrebbero includere i costi di bonifica (ad es. da versamenti di petrolio in mare o terra ferma), le spese militari per la “sicurezza energetica” ecc. Le norme ISO – per ora – non richiedono di tener conto di queste voci, per esempio dell'energia che sarebbe necessaria per seppellire (o, come si dice, “sequestrare”) una quantità di CO₂ pari a quella emessa dalla combustione del petrolio nella quantità che si sta considerando. L'inclusione di questi fattori nelle stime dell'EROEI porterebbe a dei notevoli vantaggi per le fonti rinnovabili. Infine, si deve considerare che EROEI è una grandezza che può variare nel tempo in rapporto al progresso tecnologico; per le tecnologie delle fonti rinnovabili, i progressi producono un continuo miglioramento. Il contrario vale per le tecnologie che si basano su risorse minerali e quindi esauribili. In questo secondo caso, le migliorie tecnologiche non riescono, a lungo andare, a tenere il passo al progressivo esaurimento delle risorse e ciò causa un aumento dei costi (sia monetari che energetici) con la conseguente riduzione dell'EROEI. Il caso classico, è quello del petrolio che era partito con EROEI altissimi ai tempi dei pozzi “facili” ma il cui EROEI si è già ridotto enormemente e potrebbe presto scendere sotto il valore di 1, specie se si terrà conto di tutti i costi esterni, inclusi quelli connessi con le alterazioni del clima e le spese militari per il controllo dei giacimenti. Secondo uno studio di David Elliott e di Ian Hore-Lacy l'EROEI della tecnologia fotovoltaica può avere un valore di 3-10 per i pannelli in silicio di recente produzione, questo dipende anche dall'area geografica in cui si trova l'impianto. Questo vuol dire che un pannello fotovoltaico dell'ultima generazione produrrà nel corso della sua vita utile (oltre 25 anni) 9-10 volte più energia di quella che è stata necessaria per produrlo. In altre parole, investendo tutta l'energia prodotta da un pannello fotovoltaico di 100 mq nella costruzione di altri pannelli fotovoltaici, dopo 25 anni esso avrebbe prodotto pannelli per circa 1.000 mq. Quella di reinvestire gli interessi di qualcosa è una tipica situazione che in campo finanziario va sotto il nome di “interesse composto”. In questo caso si ottiene una resa del 9%-10% l'anno.

Per contro la persistenza dell'alto costo del kWh prodotto, si trova ancora molto al di sopra del livello di competitività (0,35 €/kWh contro 0,062 €/kWh). L'acausa di ciò è da addebitare all'azione combinata di due fattori: l'alto costo di produzione dei moduli fotovoltaici e la relativamente bassa efficienza di conversione. Rispetto alle previsioni eccessivamente ottimistiche degli anni '80, che assegnavano l'obiettivo della competitività intorno al 2000, esiste una situazione di ritardo temporale in gran parte dovuto alla riduzione degli investimenti in ricerca e sviluppo conseguente alla situazione dei bassi prezzi del petrolio, di cui si è goduto fino al presente. Si ricorda che si è passati dai (14÷15) \$/barile del 1986 ai (20÷25) \$/barile del 2002, per arrivare gradualmente ai (?) \$/barile nel 2008. Comunque come è noto, nella fase del ciclo di vita operativo che riguarda la produzione di energia elettrica mediante la conversione della luce solare, non viene emesso alcun effluente. La fonte fotovoltaica in questa fase può essere considerata completamente pulita, considerando che in Italia, per il mix di centrali elettriche presenti, si consumano 0.58 Kg di CO₂ per ogni kWh prodotto. Anzi si ha nel caso della produzione da parte del sistema Suntrack un risparmio annuo di CO₂= 958 Kg. Quest' ultima è la quantità assorbita in un anno da circa 136 alberi, poiché ogni albero assorbe, per crescere, 7 kg di CO₂ ogni anno o anche più, a seconda dell'area geografica, della specie, dell'età.

La promozione e la produzione di energia da fonti rinnovabili costituisce quindi una risposta sempre più importante al problema dello sviluppo sostenibile che comporta, per il lungo periodo, la ricerca di alternative all'impiego di fonti fossili e nell'immediato l'individuazione di strumenti per rispettare i limiti di emissione di gas serra adottati con il Protocollo di Kyoto. La produzione da fonti rinnovabili accresce la sicurezza dell'approvvigionamento energetico del Paese e costituisce un'occasione per lo sviluppo dell'occupazione e di nuove capacità industriali.

Bibliografia

- [1] Analisi tecnico economica di impianti fotovoltaici dotati di dispositivi ad inseguimento solare a cura di F. Asdrubali, G. Baldinelli, A. Presciutti Università degli Studi di Perugia – Dipartimento di Ingegneria Industriale
- [2] Le fonti rinnovabili di energia nel territorio a cura di Giovanni Mastino, Esperto Umbria Innovazione e Project Manager Umbria -progetto Interreg III INNOREF, con la collaborazione di Susanna Paoni – Umbria Innovazione
- [3] Fotovoltaico: un investimento alla luce del sole di ENERGETHICS.
- [4] Francesco Groppi –Carlo Zuccaro Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, Editoriale Delfino ,2007.
- [5] Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica dalla fonte solare a cura di Gamba Massimo Libero Professionista, membro CEI CT 82 Sistemi Fotovoltaici
- [6] Inverter fotovoltaici configurazione, misure e collaudo, VPSOLAR
- [7] Tecnologia fotovoltaica, Ing. S.Castello ENEA dipartimento ambiente.

Citazioni:

Smalley: Premio Nobel Fisico-Chimica

“L’energia è il problema di tutti i problemi. Con energia a basso costo sarebbero risolti i problemi della fame nel mondo, dell’acqua, delle guerre, delle disparità sociali”.....in un suo discorso al Congresso USA “.. smettiamola di prenderci in giro la soluzione è l’energia solare!”

Einstein:

“ Chi scoprirà il modo di produrre energia a basso costo merita due premi Nobel: uno per la scienza ed uno per la pace”

Dio:

Ha iniziato la creazione dandoci la luce perché ne facessimo buon uso.