

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE



TESI DI LAUREA TRIENNALE

STUDIO DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

RELATORE: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON

Ch.mo Prof. RINO A. MICHELIN

LAUREANDO: TOSATTO FABIO

ANNO ACCADEMICO: 2011/2012

Un particolare ringraziamento va al professor Mirto Mozzon che mi ha permesso di eseguire questa tesi nel migliore dei modi, alla mia famiglia e ai miei amici che mi hanno sempre sostenuto anche nei momenti più difficili.

INDICE:

1	Introduzione	1
1.1	Sviluppo e protocollo di Kyoto	2
2	Il Sole	3
2.1	Struttura interna	3
2.2	Energia solare	7
3	Effetto fotoelettrico	10
3.1	Conversione fotovoltaica	11
3.2	Teoria delle bande	12
3.3	Il silicio e i gradi di purezza	14
4	Cella fotovoltaica	16
4.1	Funzionamento	16
4.2	Caratteristica elettrica	20
4.3	Rendimento di una cella fotovoltaica	25
5	Tipologia di celle fotovoltaiche	27
5.1	Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino e policristallino	27
5.2	Le parti della cella fotovoltaica	31
5.3	Celle in silicio amorfo	32
5.4	Celle organiche	34
6	Impianti fotovoltaici	37
6.1	Considerazioni	37
6.2	Impianti stand-alone	38
6.3	Impianti grid-connected	39
6.4	Componenti di un impianto	41
7	Moltiplicatori solari	49
7.1	Moltiplicatori solari a specchi piani	49
7.2	Moltiplicatori solari con pannelli bifacciali	50
7.3	Moltiplicatori solari con ottica olografica	50
7.4	Ultime frontiere dei moltiplicatori	51

8 Ombreggiamenti	52
8.1 Ombreggiamenti clinometrici	52
8.2 Ombreggiamenti locali	53
9 Strutture di sostegno	55
9.1 Materiali delle strutture	55
9.2 Effetti del carico neve	57
9.3 Effetti dell'azione del vento	58
9.4 Posa a terra dei pannelli fotovoltaici	59
9.5 Strutture di sostegno ad inseguimento	61
10 I problemi degli agenti atmosferici	65
11 Analisi di producibilità di un impianto fotovoltaico	67
11.1 Procedimento di calcolo della radiazione solare sul piano dei moduli	67
11.2 Influenza della latitudine sulle componenti della radiazione	70
11.3 Calcoli finali	70
12 Curiosità	72
13 Caso studio Galdi s.r.l.	74
14 Conclusioni	78
Bibliografia e Sitografia	79

1.INTRODUZIONE

Le energie rinnovabili sono quelle fonti di energia il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. La definizione di energia rinnovabile in ingegneria energetica è: forme di energia prodotte da fonti di energia che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate o non sono esauribili nella scala dei tempi "umani". Dunque, per la loro caratteristica, le energie rinnovabili si rigenerano o sono da considerarsi inesauribili. Analizzando la prima parte della definizione, tali energie potrebbero sembrare una violazione della regola generale che, secondo il primo postulato della termodinamica, insegna che nulla si crea e nulla si distrugge. Le energie rinnovabili sono da considerarsi tali soltanto dal punto di vista temporale dell'uomo e dell'umanità. Ecco perché è bene focalizzarsi di più sulla seconda parte della definizione anziché la prima. Una rigida lettura del primo postulato potrebbe considerare anche il petrolio, e qualsiasi altra fonte d'energia, come rinnovabile. In una interpretazione di breve periodo le uniche fonti di energia considerate rinnovabili sono l'energia solare, l'energia eolica, le biomasse, la geotermia, il moto delle onde, il cui utilizzo attuale non pregiudica la disponibilità nel futuro del vento, del sole o delle maree. Viceversa, quelle fossili (petrolio, carbone, gas naturale), e nucleare (uranio, plutonio), sono da considerarsi limitate in un'ottica storica umana e pertanto appartenenti alla categoria delle risorse non rinnovabili. Il petrolio si rigenera soltanto dopo lunghi periodi geologici, al di sopra della limitata ottica storica in cui l'uomo vive. Un altro aspetto fondamentale delle risorse rinnovabili, riguarda il fatto che quest'ultime non immettono nell'atmosfera sostanze nocive (solo se si osserva la fase di utilizzo di queste energie). Possiamo quindi parlare di energie pulite e che sono alla base della cosiddetta economia verde. Quest'ultima, detta anche economia ecologica, è un modello teorico di sviluppo economico che prende origine da un'analisi econometrica del sistema economico dove oltre ai benefici (aumento del Prodotto Interno Lordo) di un certo regime di produzione, si prende in considerazione anche l'impatto ambientale, cioè i potenziali danni ambientali prodotti dall'intero ciclo di trasformazione delle materie prime a partire dalla loro estrazione, passando per il loro trasporto e trasformazione in energia e prodotti finiti fino ai possibili danni ambientali che produce la loro definitiva eliminazione o smaltimento. In questa tesi verrà approfondita l'energia solare, quindi la produzione di energia a partire da una risorsa "inesauribile" come il sole. Il percorso che verrà fatto partirà dal sole, una risorsa necessaria, per poi passare a parlare dell'effetto fotovoltaico assieme alle celle solari elementari. Dopo di che si analizzeranno le parti fondamentali di un intero impianto fotovoltaico, cercando di capire i criteri di studio di fattibilità dello stesso.

1.1.Sviluppo e protocollo di Kyoto

Al giorno d' oggi, il consumo energetico si basa essenzialmente su combustibili fossili (petrolio, gas e carbone), responsabili diretti delle emissioni inquinanti. Per questo motivo, da anni si susseguono accordi e protocolli atti a ridurre l'emissione di elementi inquinanti ed aumentare lo sfruttamento delle fonti di energie rinnovabili, attraverso un coordinamento dei paesi industrializzati (dal protocollo di Kyoto del 1997 alle numerose direttive europee) e interventi dell'Unione Europea. Il protocollo di Kyoto concerne le emissioni di sei gas ad effetto serra:

- biossido di carbonio (CO₂);
- metano (CH₄);
- protossido di azoto (N₂O);
- idrofluorocarburi (HFC);
- perfluorocarburi (PFC);
- esafluoro di zolfo (SF₆).

Esso è una grande svolta per quanto concerne il passo in avanti nella lotta contro il riscaldamento planetario, perché contiene obiettivi di limitazione e riduzione dei gas ad effetto serra. Proprio per assicurarsi la riuscita, o meglio, il raggiungimento di questi obiettivi, questi sono vincolati e quantificati nell'accordo preso. Di conseguenza, gli stati inclusi si impegnano collettivamente a ridurre le loro emissioni di gas ad effetto serra, nel periodo 2008-2012, per una riduzione delle emissioni totali dei paesi sviluppati di almeno il 5 % rispetto ai livelli del 1990. Inoltre, l'Unione Europea ha adottato altri interventi sempre in ottica futura. Tra gli accordi fatti ne ricordiamo uno con obiettivi ambiziosi. E' la cosiddetta Strategia 20-20-20. Quest' ultima, sotto il nome anche di pacchetto "clima - energia", è stata approvata nel 2008 dall'Unione Europea. Il pacchetto prevede che entro il 2020 ci sia:

- il taglio delle emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990
- riduzione del consumo di energia del 20% rispetto alle attuali previsioni
- il 20% del consumo energetico totale europeo generato da fonti rinnovabili
(per l'Italia questo obiettivo è portato a 17%)

Il pacchetto inoltre comprende provvedimenti sui limiti alle emissioni delle automobili. Leggendo i diversi pacchetti e provvedimenti si può notare uno scopo comune: cercare di incentivare altre forme di energia primaria rispetto ai combustibili fossili, utilizzo di energie rinnovabili in tutte le sue forme. Insomma, stiamo cominciando a preoccuparci del nostro futuro. Forse troppo tardi, ma con il piede giusto imponendoci degli obiettivi.

2.IL SOLE

2.1.Struttura interna

Il Sole è la stella attorno alla quale orbitano i pianeti del nostro sistema planetario. La sua energia è indispensabile per la vita sul nostro pianeta Terra. Se vogliamo parlare di fotovoltaico non ci resta che partire proprio dallo studio del Sole, senza il quale non ci sarebbe sicuramente stato lo sviluppo delle celle solari. Fisicamente la nostra stella la vediamo come un disco di circa mezzo grado di diametro, pari a quello della luna piena, mentre le altre stelle appaiono sempre puntiformi. Le informazioni della composizione interna le abbiamo solo grazie alla disciplina chiamata eliosismologia. Esattamente come la sismologia, che studia la diversa propagazione delle onde sismiche per rivelare l'interno della Terra, analizza la differente propagazione delle onde di pressione (infrasuoni) che attraversano l'interno del Sole. L'analisi eliosismologica è spesso associata a simulazioni computerizzate, che consentono agli astrofisici di determinare con buona approssimazione la struttura interna della nostra stella. Di seguito vengono elencate le diverse parti che costituiscono il Sole con una breve descrizione di ognuna.

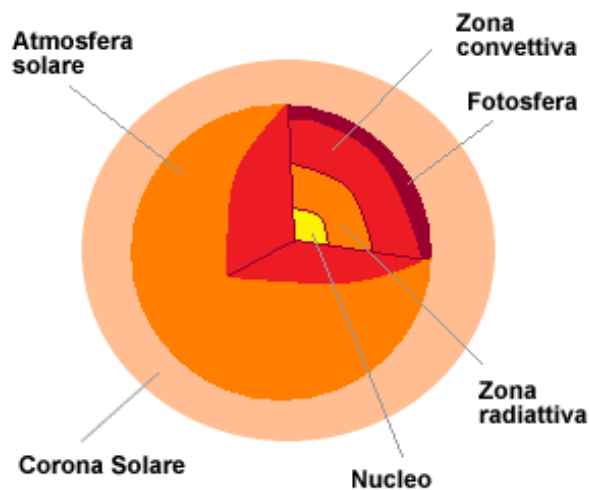


Fig. 2.1 : Struttura interna del Sole

1. Il nucleo

Il nucleo è la parte più interna del Sole, e di conseguenza anche la parte più calda (circa 15 milioni di Kelvin). Per questa elevatissima temperatura la materia è allo stato gassoso. Questa parte è molto importante perché è dove avvengono le fusioni nucleari, le quali generano energia solare che poi viene irradiata e trasmessa nello spazio.

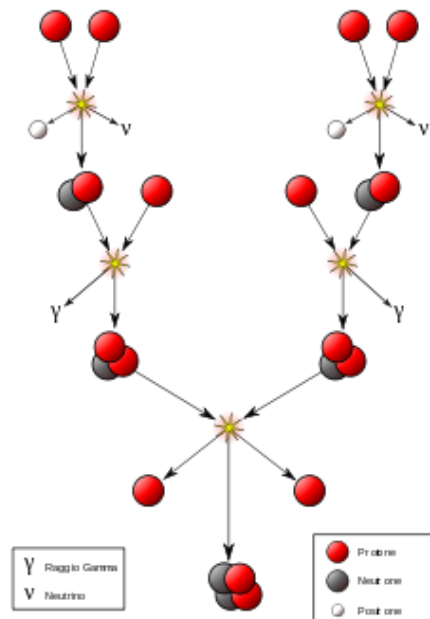


Fig. 2.2 : Fusione nucleare che avviene nel nucleo

Queste cedono energia sotto forma di radiazioni γ che viene assorbita ed emessa di nuovo dagli strati superiori al nucleo, mantenendo così alta la temperatura. Man mano che la radiazione elettromagnetica attraversa i diversi strati, perde energia passando a lunghezze d'onda sempre più grandi (dalla banda γ alla banda x e ultravioletta) per poi infine diffondersi nello spazio come luce visibile. Un altro prodotto delle reazioni nucleari sono i neutrini.

2. Zona radiativa

Assorbe l'energia prodotta nel nucleo e la trasmette per irraggiamento verso gli strati superiori. Questo trasferimento di energia avviene lentamente, tanto che gli ioni di idrogeno e elio emettono fotoni che viaggiano per una breve distanza prima di essere assorbiti ed emessi di nuovo da altri ioni.

3. Zona di transizione

Prende anche il nome di Thacocline ed è quella zona di transizione tra la porzione radiativa e quella convettiva. Alcuni astrofisici ritengono che le ridotte dimensioni di questa porzione abbiano dei grandi effetti per quanto riguarda la generazione del campo magnetico solare (verrebbero rinforzati i deboli campi poloidali per crearne uno più intenso di forma toroidale).

4. Zona convettiva

È di circa 200 000 Km e si trova nella parte esterna del Sole. La materia più calda e meno densa viene portata in superficie, dove cede parte della propria energia termica. Una volta raffreddata, la materia sprofonda alla base della zona convettiva dove riceve nuovamente calore. La materia quindi è in continuo movimento. Ed è proprio questo costante e turbolento movimento che sembra essere una delle cause fondamentali della dinamo solare, e quindi la generazione del campo magnetico solare.

5. Fotosfera

Essendo lo strato superficiale del Sole, è il primo strato visibile. Il cambiamento di opacità rispetto agli strati inferiori è dovuto alla diminuzione del numero di ioni idruro (H^-), che assorbono con facilità la luce visibile. La luce che vediamo noi è invece prodotta dalla ricombinazione di elettroni liberi e di atomi di idrogeno per generare ioni H^- . Dato che gli strati più alti della fotosfera sono più freddi di quelli interni, il Sole appare più luminoso al centro e si fa via via più tenue man mano che si procede verso il perimetro del disco visibile. Questo fenomeno è chiamato oscuramento al bordo.

6. Atmosfera

Qui troviamo la parte più fredda del Sole (500 Km sopra la fotosfera: regione di minima temperatura). L'atmosfera è costituita da: cromosfera, zona di transizione, corona ed eliosfera. L'atmosfera del Sole è visibile quando ci sono le eclissi totali.

Cromosfera. Costituisce un sottile strato di circa 2000 Km. È essenzialmente un involucro di gas rarefatto che appare di colore rossastro. In realtà lo strato è trasparente, ma appare di colore rosso per via degli atomi di idrogeno che a più basse pressioni emettono radiazione propria. Qui le temperature sono decisamente più alte della superficie del Sole man mano che ci allontana (300 volte più caldo). La ragione di questo strano riscaldamento verso l'esterno resta tuttora un mistero anche se ci sono diverse ipotesi a riguardo. Quella con più successo e approvazioni sembra essere

quella che cita la presenza di migliaia di super tornado magnetici. Un team di astrofisici dell'Università di Oslo ha scoperto che la porzione di Sole che stavano osservando ospitava den 14 tornado dalle dimensioni ciclopiche: alti più di 2000 Km, si estendevano per una superficie grande quanto l'Europa. "Abbiamo osservato un plasma insolitamente caldo sopra alla superficie del Sole, per cui sapevamo che stava succedendo qualcosa" spiega Syen Wedemeyer-Bohm.

Zona di transizione. Qui la temperatura sale rapidamente dai circa 100 000 K degli strati più esterni, fino al milione di Kelvin della corona. Tale incremento causa una transizione di fase dell'elio, che diventa completamente ionizzato per le elevate temperature. Questa zona forma una specie di alone al di sopra della Cromosfera, con filamenti al suo interno, costantemente in moto costante e caotico.

Corona. E' la parte più esterna dell'atmosfera del Sole. E' formata da gas e vapori presenti negli strati sottostanti ed essendo la materia di questo strato molto calda si presenta sottoforma di plasma. Si estende per milioni di chilometri ed è visibile per durante le eclissi solari totali.

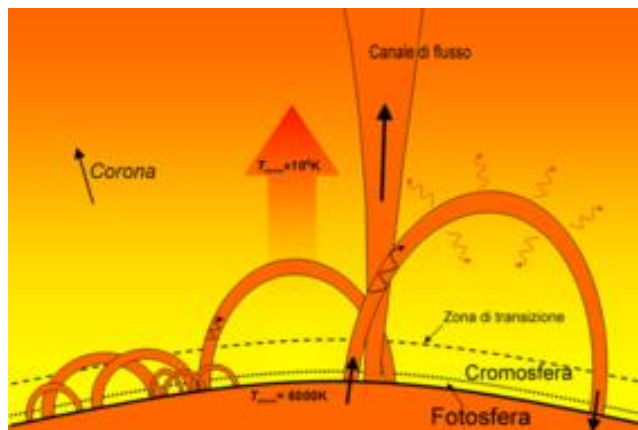


Fig. 2.3 : Parte esterna del Sole

Principali dati relativi al Sole:

Raggio	696.500 Km
Massa	2×10^{33} g
Densità media	$1,41 \text{ g/cm}^3$
Temperatura superficiale	$5.700 \text{ }^\circ\text{C}$
Accelerazione di gravità alla superficie	274m/s^2
Distanza dalla Terra	da 147,1 a 152,1 milioni di Km
Irradiazione	$36,4 \text{ MW/m}^2$

2.2. Energia solare

In ogni istante il sole irradia energia sotto forma di radiazione elettromagnetica (si calcola circa 63.000 kW/m^2). Questa si manifesta in un flusso continuo di fotoni che ci mettono circa 8 minuti e mezzo per arrivare alla Terra. La potenza disponibile decresce via via che aumenta la distanza dal Sole, e dopo aver percorso i circa 150 milioni di km che separano la Terra dal Sole assume un valore molto più ridotto, di poco superiore ad 1.35 kW/m^2 . Questo valore prende il nome di COSTANTE SOLARE e più precisamente è da assumere pari a $1,367 \text{ kW/m}^2$. La costante solare è da intendersi come un valore medio di riferimento, perché la potenza che raggiunge la fascia esterna dell'atmosfera terrestre in realtà oscilla, principalmente a causa della variazione periodica della distanza Terra - Sole. Infatti la Terra ruota attorno al Sole compiendo un moto detto di rivoluzione e, allo stesso tempo, ruota su se stessa. Il moto di rivoluzione fa sì che la Terra descriva attorno al Sole un'orbita ellittica e di conseguenza la distanza tra i due corpi celesti varia periodicamente nel corso dell'anno. I punti estremi di quest'orbita sono: afelio e perielio. Il range di oscillazione della costante solare è del 3%, con un valore massimo in inverno e un valore minimo in estate.

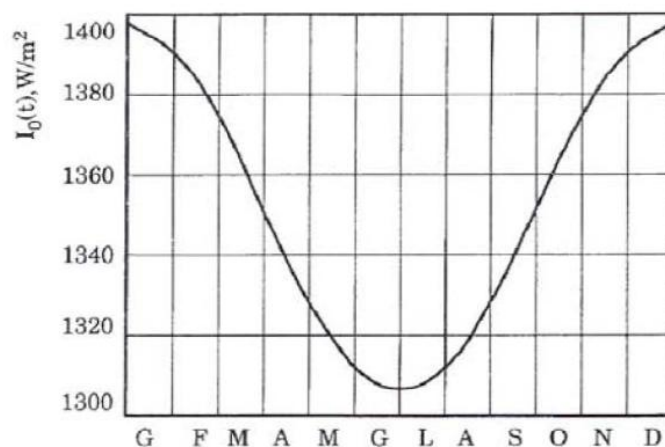


Fig. 2.4 : Andamento annuale della radiazione solare

Può sembrare strano ma il grafico in figura 2.3 rispecchia esattamente la realtà. Nei mesi estivi la distanza Terra - Sole è massima. Assomiglia tanto ad una contraddizione il fatto che fa caldo quando siamo più distanti dal Sole, ma tutto dipende dall'incidenza dei raggi solari che sono più gravose per noi proprio nei mesi di giugno e luglio.

Quando parliamo di costante solare dobbiamo sempre immaginarci un valore medio riferito al di sopra dell'atmosfera terrestre. Infatti l'energia disponibile sul suolo della

Terra o al livello del mare è minore a causa dell'assorbimento e riflessione che la radiazione subisce attraversando l'atmosfera.

La radiazione che arriva sul suolo terrestre si può scomporre in:

- radiazione diretta
- radiazione diffusa
- radiazione riflessa



Fig. 2.5: Tipologie di radiazione

Diretta: La radiazione diretta colpisce una qualsiasi superficie con un determinato angolo di incidenza. Questa risulta essere addirittura dieci volte maggiore della radiazione diffusa quando il Sole è esattamente sulla verticale.

Diffusa: Quella diffusa, invece, incide su tale superficie con vari angoli. Anche se in minima quantità, contribuisce lo stesso al funzionamento dei pannelli fotovoltaici (basti pensare ai giorni nuvolosi dove addirittura la diffusa supera di intensità la diretta). Possiamo avere un caso in cui i contributi delle due radiazioni citate sono uguali, e questo avviene solamente quando il Sole è vicino all'orizzonte.

Riflessa: I pannelli fotovoltaici possono ricevere anche il contributo della radiazione riflessa dal terreno, qualsiasi specchi d'acqua o pareti di edifici vicini. In particolare questo contributo viene chiamato Albedo e deve essere valutato con attenzione.

(Albedo: radiazione incidente che viene riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie. L'esatto valore della frazione dipende dal materiale e dalla lunghezza d'onda della radiazione considerata.)

Alla fine possiamo quindi definire la radiazione solare totale come la somma di tre contributi. Se chiamiamo I_D la radiazione diretta, I_S la radiazione diffusa e con R la radiazione riflessa, allora:

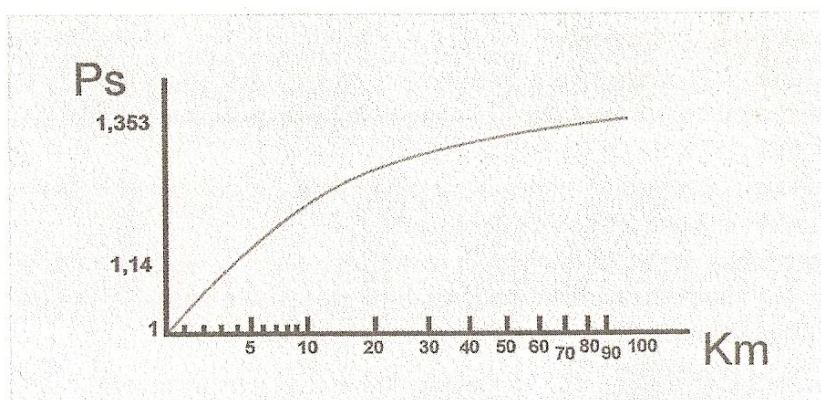
$$I_T = I_D + I_S + R$$

Le quantità di queste radiazioni, che un pannello può ricevere, dipendono tantissimo da tre elementi: condizioni meteorologiche, inclinazione e orientamento della superficie e presenza di elementi riflettenti. Il fattore che più incide è sicuramente l'angolo di inclinazione della radiazione solare. Più piccolo è l'angolo che i raggi del Sole formano con una superficie orizzontale e maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare, e conseguentemente minore è la potenza della radiazione che incide sulla superficie. L'angolo di inclinazione della radiazione è una quantità che varia durante il giorno, ed è per questo che per avere la massima radiazione diretta possibile si usano inseguitori solari. Al livello del suolo si registra un'energia specifica minore della costante solare a causa dei fenomeni di assorbimento e diffusione che hanno luogo nell'atmosfera, che modificano non solo il contenuto energetico della radiazione nel suo complesso ma anche la sua composizione spettrale. Per tenere in considerazione i fenomeni di assorbimento è stata definita a livello internazionale la massa d'aria unitaria AM1 (Air Mass 1) intesa come lo spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi del Sole in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare. Nella pratica impiantistica e nelle normative, il valore massimo della radiazione disponibile istantaneamente al suolo si assume pari a 1 KW/m². Il valore della costante solare viene definito invece come AM0. Alle latitudini europee è spesso necessario far riferimento a spettri di radiazione ancora più attenuati rispetto all'AM1: AM1,5 o AM2 o anche maggiori a seconda dei casi.

$$AM = [(1 - 0.1 \times \text{altitudine}) / \sin H_S] \approx 1 / \sin HS$$

H_S = angolo di elevazione solare (angolo tra la linea solare e il piano orizzontale)

Fig. 2.6: Variazione dell'intensità di radiazione in funzione dell'altitudine rispetto al livello del mare.



PS = potenza della radiazione su superficie ortogonale alla radiazione stessa (KW/m²)

Km = chilometri di altitudine

3.EFFETTO FOTOELETTRICO

L'energia incidente delle radiazioni si trasforma in energia cinetica degli elettroni colpiti, che in conseguenza si muovono. Non sempre però essi si staccano dalle proprie orbite, in quanto l'energia cinetica deve essere superiore alla forza che tiene legati gli elettroni all'atomo. Questo valore energetico prende il nome di soglia fotoelettrica, e dipende dal tipo di metallo che è stato preso in esame.

$$E_{\text{CIN}} = h\nu - W_0 > 0 \quad h\nu > W_0 \quad W_0 = \text{lavoro di estrazione del materiale}$$

$$h = 6.6 \times 10^{-34} \text{ Joule sec (costante di Planck)}$$

ν = frequenza radiazione

Per lavoro di estrazione (W_0) si intende l'energia minima che bisogna fornire per estrarre un elettrone da un metallo. All'interno di un materiale gli elettroni di conduzione al massimo possiedono un'energia pari al livello di Fermi a temperatura $T=0$ K, ovviamente tale energia è insufficiente a consentire agli elettroni di lasciare il materiale scavalcando la barriera energetica superficiale. Lo scavalcamento della barriera richiede che agli elettroni, con energia pari all'energia di Fermi, venga aggiunta una quantità di energia pari al lavoro di estrazione W_0 . Agli elettroni con stato energetico iniziale inferiore all'energia di Fermi occorre fornire un'energia proporzionalmente superiore. Un' elettrone esattamente al livello di Fermi colpito da un fotone di energia $E=h\nu$ verrà strappato al metallo solo se $E > W_0$ ovvero se la frequenza della radiazione incidente è maggiore di una soglia minima: $\nu > W_0 / h$. Bisogna quindi ricordare che la caratteristica fondamentale dell'effetto fotoelettrico è che tutto dipende dalla frequenza della radiazione, che determina l'energia del fotone incidente, e non dall'intensità della luce. Questo fenomeno non si verifica soltanto nei metalli, ma in essi è più evidente: si verifica ogni qualvolta che un sistema materiale elementare, atomo o molecola o cristallo, è investito da radiazione elettromagnetica di energia sufficientemente elevata.

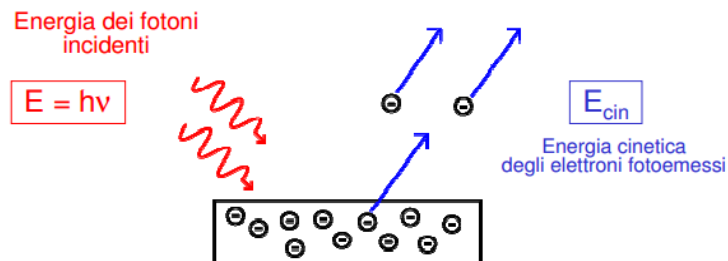


Fig. 3.1: Effetto fotoelettrico

3.1. Conversione fotovoltaica

Quando parliamo di conversione fotovoltaica dobbiamo pensare esattamente a quanto è stato detto precedentemente usando però una particolare classe di materiali: i semiconduttori. Fotovoltaico deriva da due parole: photo=luce e volt=tensione. L'energia luminosa genera una differenza di potenziale (tensione) che può essere usata per generare corrente elettrica. Quindi possiamo dire che grazie all'effetto fotovoltaico, che usa come materiali i semiconduttori, la luce del Sole viene sfruttata per produrre energia elettrica utilizzabile. Avviene dunque una conversione diretta tra energia solare ed energia elettrica.

Proprio perché si utilizzano materiali semiconduttori, le cariche che vengono liberate rimangono all'interno del materiale e contribuiscono alla conduzione. Si parla infatti di effetto fotoelettrico interno. Vengono create coppie elettrone-buca, ovvero portatori di carica negativi e positivi all'interno del semiconduttore che opportunamente incanalati portano alla conduzione elettrica. Vediamo con più dettaglio quanto appena detto, approfondendo l'argomento semiconduttori.

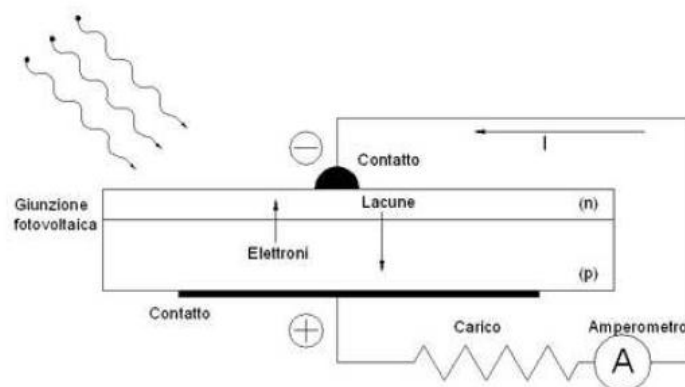


Fig. 3.2: Cella fotovoltaica con effetto fotovoltaico

Quando una radiazione elettromagnetica investe un materiale può, in certe condizioni, cedere energia agli elettroni più esterni degli atomi del materiale e, se è sufficiente, l'elettrone risulta libero di allontanarsi dall'atomo passando quindi dalla banda di valenza, che corrisponde allo stato legato più esterno, alla banda di conduzione dove non è più legato. L'energia minima perché ciò avvenga si chiama Energy Gap. Per Energy Gap o banda proibita, di un isolante o semiconduttore, si intende un intervallo di energia interdetto agli elettroni. In poche parole, in un isolante o semiconduttore non drogato, non può esistere un elettrone che abbia un'energia compresa tra gli estremi nella banda proibita (tutto questo in uno stato stazionario). Generalmente la banda permessa di energia inferiore si chiama banda di valenza, mentre quella superiore si chiama banda di conduzione. Il gap energetico tra banda di valenza e conduzione è

utilizzato per classificare i materiali in merito alle caratteristiche elettroniche: si considerano conduttori quelli che esibiscono bande sovrapposte, mentre sono definiti isolanti quelli che presentano un'ampia zona interdotta. A metà strada si collocano i semiconduttori, simili agli isolanti, ma con una banda interdotta relativamente poco ampia.

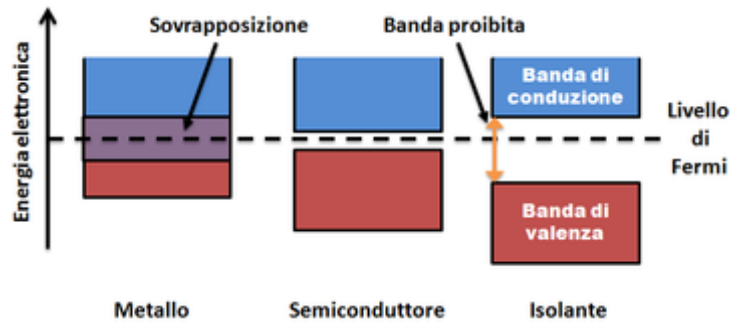


Fig. 3.3: Schema struttura elettronica a bande

3.2. Teoria delle bande

Un atomo è costituito da tre particelle fondamentali: neutroni, protoni ed elettroni. Protoni e neutroni costituiscono il nucleo dell'atomo, mentre l'elettrone orbita attorno al nucleo con un moto che le equazioni della fisica ondulatoria riescono a descrivere in quelli che vengono chiamati orbitali. Elettroni e protoni sono portatori di carica rispettivamente negativa e positiva e in un atomo elettronicamente neutro si eguagliano in numero, il così detto numero atomico che determina le proprietà chimiche e il tipo di elemento dell'atomo. Nel moto di un elettrone attorno al nucleo risulta impossibile determinare posizione e velocità. Tuttavia sappiamo che a seconda dell'orbitale che tale elettrone occupa, questo ha una certa energia discreta. Secondo la teoria degli orbitali molecolari, due atomi che si legano formano degli orbitali ad energia intermedia rispetto a quelli d'origine. Quindi, secondo la teoria delle bande, in un cristallo, dove vi sono molti atomi legati tra loro, ci saranno molti orbitali molecolari ad energie intermedie e l'elettrone potrà assumere delle energie che non risultano più discrete, ma continue. Queste energie continue degli elettroni sono generalmente rappresentate dalle bande. In figura 3.3 sono rappresentate le bande e la loro posizione gioca un ruolo importante nella spiegazione del fenomeno della conduzione elettrica. La banda più in alto (e quindi ad energia maggiore), viene chiamata banda di conduzione. Un elettrone appartenente ad essa è libero, non legato a nessun atomo, e può quindi muoversi nel reticolo e, in presenza di una differenza di potenziale, contribuire alla

corrente elettrica. Un elettrone nella banda di valenza, invece, è legato ad un atomo, sebbene debolmente poiché appartiene al suo guscio più esterno. In un conduttore le due bande sono sovrapposte, ciò significa che gli elettroni di valenza sono così debolmente legati agli atomi che in effetti fanno parte della banda di conduzione e sono liberi. I conduttori presentano bande di valenza solo parzialmente piene oppure totalmente piene al di sopra delle quali vi sono bande di conduzione vuote. Nel momento in cui si applica una differenza di potenziale tra due punti di un metallo conduttore gli elettroni della banda di valenza acquistano energia e vanno ad occupare i livelli vuoti della banda. Questo si traduce nel fatto che gli elettroni acquistano un'energia cinetica tale da costituire col loro moto ordinato una corrente elettrica. Un aspetto che si può prendere in considerazione e che riguarda la conducibilità dei metalli è l'aspetto termico, infatti all'aumentare della temperatura la conducibilità elettrica dei metalli si riduce; questo perché se la temperatura aumenta di conseguenza aumenta il grado di eccitazione degli atomi e quindi il moto degli elettroni risulta fortemente ostacolato da questo fatto. La lucentezza dei metalli si può spiegare col fatto che un elettrone può assorbire facilmente un fotone incidente la superficie del metallo passando ad un livello energetico superiore e rimettere poi la stessa luce assorbita perdendo quindi l'energia accumulata e scendendo ad un livello più basso. Nei semiconduttori invece le due bande sono separate da quello che viene chiamato "Gap": un elettrone per diventare libero deve essere promosso alla banda di conduzione superando il Gap energetico, cioè deve essere impiegata un'energia sufficiente per far sì che l'elettrone venga strappato dall'atomo a cui era legato, per poter contribuire alla conduzione elettrica. Negli isolanti il gap è molto più elevato e di conseguenza la conduzione molto più difficile. La banda di valenza è satura e quella di conduzione è vuota.

3.3. Il silicio e i gradi di purezza

La maggior parte delle celle fotovoltaiche sono costituite da silicio (Si), materiale semiconduttore. Una domanda che può sorgere è la seguente: perché viene usato proprio il silicio in praticamente tutte le celle fotovoltaiche? La risposta è molto semplice. Questo elemento si trova in grandissime quantità nel nostro pianeta e quindi, anche in un'ottica di costi, è preferibile utilizzarlo. Come caratteristiche elettriche è accettabile dato che per superare il gap energetico serve una quantità di 1.08 eV a temperatura ambiente (25 – 27 °C). Il silicio è molto abbondante in natura ma non come elemento puro, bensì come ossido nelle sabbie quarzifere (SiO₂) e di conseguenza va estratto e purificato. Esiste una classificazione di questo semiconduttore in base alla sua purezza. Di solito si fanno tre grosse classificazioni:

- **Silicio di grado metallurgico**

Non è adatto a generare giunzioni p-n e quindi non adatto alla tecnologia fotovoltaica. C'è una presenza di una parte di impurità per ogni 10⁴ parti di silicio e la sua denominazione è MG-Si.

- **Silicio di grado solare**

E' sufficientemente puro per l'uso nelle celle fotovoltaiche. C'è una presenza di una parte di impurità per ogni 10⁴ – 10⁷ parti di silicio e la sua denominazione è SG-Si.

- **Silicio di grado elettronico**

E' estremamente puro ed è destinato all'industria dei circuiti elettronici. C'è una presenza di una parte di impurità per ogni 10⁷ e oltre parti di silicio e la sua denominazione è EG-Si.

Il silicio con grado di purezza elettronico è ovviamente quello che risulta essere più costoso. Nonostante il suo costo, è quello che viene più usato nel mercato del fotovoltaico grazie all'industria dei componenti elettronici che ha reso disponibile questa tecnologia. Il rendimento di una cella fotovoltaica è direttamente proporzionale con il grado di purezza, e per ottenere del silicio puro servono particolari processi che alzano i costi di questa tecnologia. I costi potranno abbassarsi solo quando disporremo di tecnologie in grado di usare silicio di purezza inferiore (grado solare) e in minore

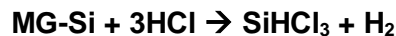
quantità. Di seguito viene riportato il processo più comune per arrivare ad avere, mano a mano, una purezza sempre migliore:

- 1) Nelle miniere viene estratto prevalentemente sabbia composta da SiO_2 (quarzo)
- 2) Il quarzo viene combinato con il carbonio ad elevatissime temperature dentro a delle fornaci. Così facendo si ricava silicio metallurgico e monossido di carbonio.



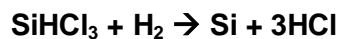
In questa fase otteniamo un grado di purezza pari al 98%. Per migliorare ancora si ricorre al processo Siemens.

- 3) Quest'ultimo processo consiste nel far reagire il silicio metallurgico con una soluzione di acido cloridrico (3HCl)



Il nuovo composto prende il nome di tricluro di silano e si presenta in forma di silicio gassoso (SiHCl_3).

- 4) Viene fatto condensare il tutto e poi accuratamente distillato ritornando alla reazione chimica precedente.



Si ottengono alla fine barre di silicio policristallino con grado di purezza del 99,9% dalle quali, tramite processi meccanici, si ottengono le celle.

Questi processi meccanici hanno un rendimento molto basso perché si arriva ad uno spreco di materiale quasi del 50%. Altro motivo per cui i costi sono attualmente elevati. Per ricavare invece silicio monocristallino serve un'ulteriore passaggio a temperature elevate. Questo processo si chiama Czochralski. Vedremo in seguito le differenze tra policristallino e monocristallino.

4.CELLA FOTOVOLTAICA

4.1.Funzionamento

Ricordiamo che la cella è il cuore dell'intera tecnologia del fotovoltaico. Come abbiamo già detto si può parlare di effetto fotovoltaico quando abbiamo un flusso luminoso, costituito da fotoni, che investe un materiale semiconduttore che in genere è silicio (Si). In verità per poter creare un flusso di corrente all'interno delle celle bisogna che al silicio si aggiungono atomi di "drogante". Vedremo più avanti questo aspetto. Vediamo ora con più dettaglio il funzionamento di una cella fotovoltaica.

Consideriamo il reticolo cristallino di un atomo di silicio.

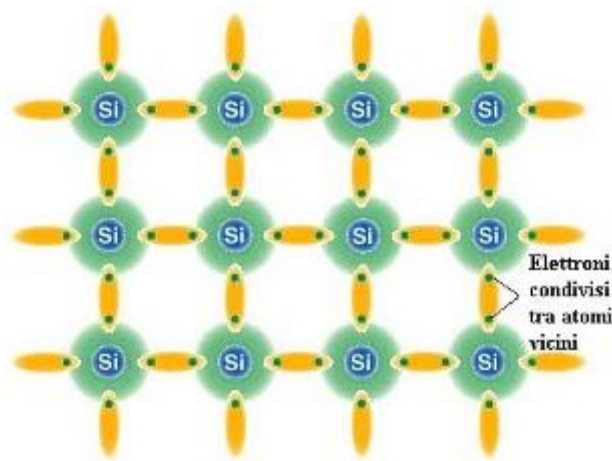


Fig. 4.1: Cristallo di silicio puro

Il silicio ha 14 elettroni, quattro dei quali sono di valenza (quest'ultimi possono partecipare alle interazioni con altri atomi anche di elementi diversi). Ogni atomo di silicio è legato in modo covalente con altri quattro atomi e di conseguenza si formano quattro coppie di elettroni. Esiste quindi un forte legame elettrostatico fra un elettrone e i due atomi che esso contribuisce a tenere uniti. Questo legame elettrostatico può essere spezzato solamente se un elettrone riesce a superare la zona proibita, passando quindi ad un livello energetico superiore (dalla banda di valenza alla banda di conduzione). Quando questo elettrone riesce a superare questa zona proibita è libero di muoversi lasciando dietro di se una buca, o meglio, una lacuna e di conseguenza quest'ultima può essere sostituita da uno dei tanti elettroni liberi che si muovono. Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio, si ha la liberazione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune. Nel processo di ricombinazione ogni elettrone che capita in prossimità di una lacuna la può occupare, restituendo una parte dell'energia cinetica che possedeva

sotto forma di calore. Il risultato finale è un moto confuso il quale non produce alcun effetto utile. Ecco perché, per sfruttare l'elettricità che si viene a creare e quindi per avere una corrente (moto di lacune ed elettroni), si applica un campo elettrico interno alla cella. Questo campo elettrico viene realizzato creando un eccesso di cariche positive su un lato del semiconduttore ed un eccesso di cariche negative dall'altro attraverso particolari processi fisici e chimici. Questo trattamento del semiconduttore viene chiamato drogaggio, dove appunto si inseriscono non a caso delle quantità di impurità dell'ordine di una parte per milione. Per quanto riguarda il drogaggio del silicio si utilizzano due elementi:

- il boro: elemento del terzo gruppo (B)
- il fosforo: elemento del quinto gruppo (P)

Lo scopo è quello di ottenere due strutture differenti per quanto riguarda il numero di elettroni. Nella sezione con impurità di boro abbiamo una struttura di tipo p (eccesso di lacune) e nell'altra, dove ci sono impurità di fosforo, abbiamo una struttura di tipo n (eccesso di elettroni).

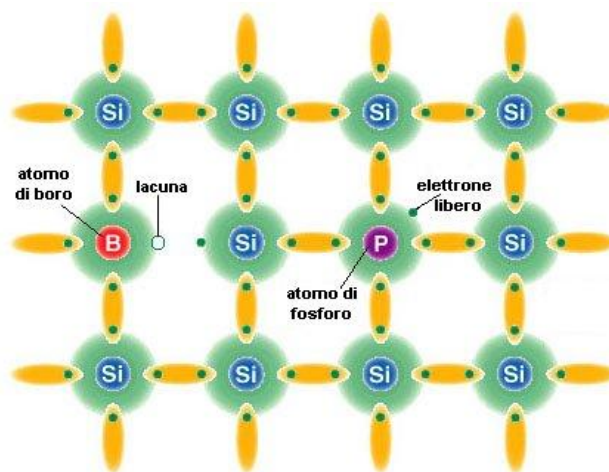


Fig. 4.2: Cristallo di silicio drogato

Nello strato di silicio drogato con il fosforo abbiamo, per ogni atomo di fosforo, un elettrone debolmente legato; analogamente nello strato di silicio drogato con il boro abbiamo, per ogni atomo di boro, un eccesso di carica positiva. Infatti il fosforo con i suoi cinque elettroni di valenza si combina con il silicio solo con quattro, mentre il boro che ha tre elettroni di valenza fa sì che a contatto con il silicio si crei una lacuna. Come è stato detto prima, i due strati sono di tipo p ed n e la zona di separazione viene chiamata giunzione p-n. Per essere precisi l'elemento tipo fosforo viene chiamato elemento donatore mentre il boro come elemento accettore. Vediamo ora cosa accade una volta che i due strati vengono messi a contatto. Nonostante il materiale della cella

risulti essere elettricamente neutro, ponendo a contatto i due tipi di strutture, tra i due strati si attiva un flusso elettronico dalla zona n alla zona p che, raggiunto il punto di equilibrio elettrostatico, determina un eccesso di carica positiva nella zona n, dovuto agli atomi di fosforo con un elettrone in meno, e un eccesso di carica negativa nella zona p, dovuto agli elettroni migrati dalla zona n. In altri termini gli elettroni presenti nel silicio tipo n diffondono per un breve tratto nel silicio tipo p: il silicio tipo n si carica positivamente, quello di tipo p si carica negativamente e si crea inoltre una regione intermedia detta zona di svuotamento o di carica spaziale. Il risultato è un campo elettrico interno al dispositivo dell'ampiezza di pochi micrometri.

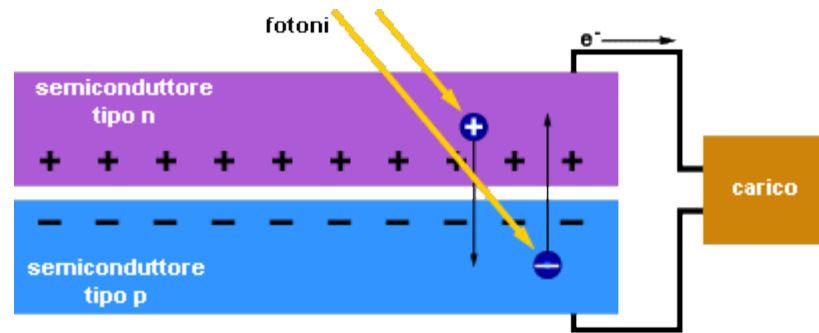


Fig. 4.3: Principio di funzionamento 1

Illuminando la giunzione p-n dalla parte del silicio tipo n, si generano delle coppie elettrone-lacuna in entrambe le zone n e p. Il campo elettrico separa gli elettroni in eccesso generati dall'assorbimento della luce dalle rispettive lacune, spingendoli in direzioni opposte (gli elettroni verso la zona n e le lacune verso la zona p). Una volta attraversato il campo, gli elettroni liberi non tornano più indietro, perché il campo, agendo come un diodo, impedisce loro di invertire la marcia (un diodo è un dispositivo in cui il passaggio di corrente è ostacolato in una direzione e facilitato in quella opposta). 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. E' importante che lo spessore dello strato n sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione. Per il silicio questo spessore deve essere di 0,5 mm, mentre lo spessore totale della cella non deve superare i 250 mm.

Connettendo il cristallo n al polo positivo di un generatore e il cristallo p a quello negativo, si rafforza il campo elettrico, che si è instaurato in precedenza e che impedisce il passaggio di corrente. Se si invertono invece le connessioni del

generatore, la giunzione si assottiglia e la corrente fluisce nel circuito. Una cosa importante da ricordare è che, una volta attraversato il campo, le cariche non tornano più indietro perché il campo impedisce loro di invertire la marcia.

La giunzione p-n è quindi un dispositivo a senso unico, poiché consente il passaggio della corrente in un solo senso: dal materiale di tipo p a quello di tipo n (diodo a semiconduttore). Quando una cella fotovoltaica assorbe una radiazione luminosa, i fotoni relativi possiedono un'energia $E = h\nu$, e se $h\nu < W_0$ essi non potranno essere catturati da elettroni, poiché questi verrebbero portati al livello energetico della banda proibita, ove nessun elettrone può portarsi. Se invece $h\nu > W_0$ l'elettrone, che cattura il fotone, viene portato nella banda di conduzione lasciando ionizzato il suo atomo originario di appartenenza. Una volta nella banda di conduzione, l'elettrone dissipa termicamente la quantità di energia $h\nu - W_0$ ed è libero di muoversi in tale banda. Si è verificato così un processo di generazione elettrone-lacuna. Se l'assorbimento avviene nella zona di giunzione, l'elettrone viene sospinto, a causa del campo elettrico ivi presente, verso il materiale di tipo n e la lacuna verso il materiale di tipo p. Se l'assorbimento avviene in prossimità della giunzione, ne consegue che la lacuna raggiunge per diffusione la zona di carica spaziale e viene immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale p. Se, infine, l'assorbimento avviene lontano dalla zona di giunzione, le cariche si ricombinano dopo un certo tempo. In pratica la zona p diventa meno negativa, perché ha perso degli elettroni e la zona n meno positiva, perché ha perso delle lacune.

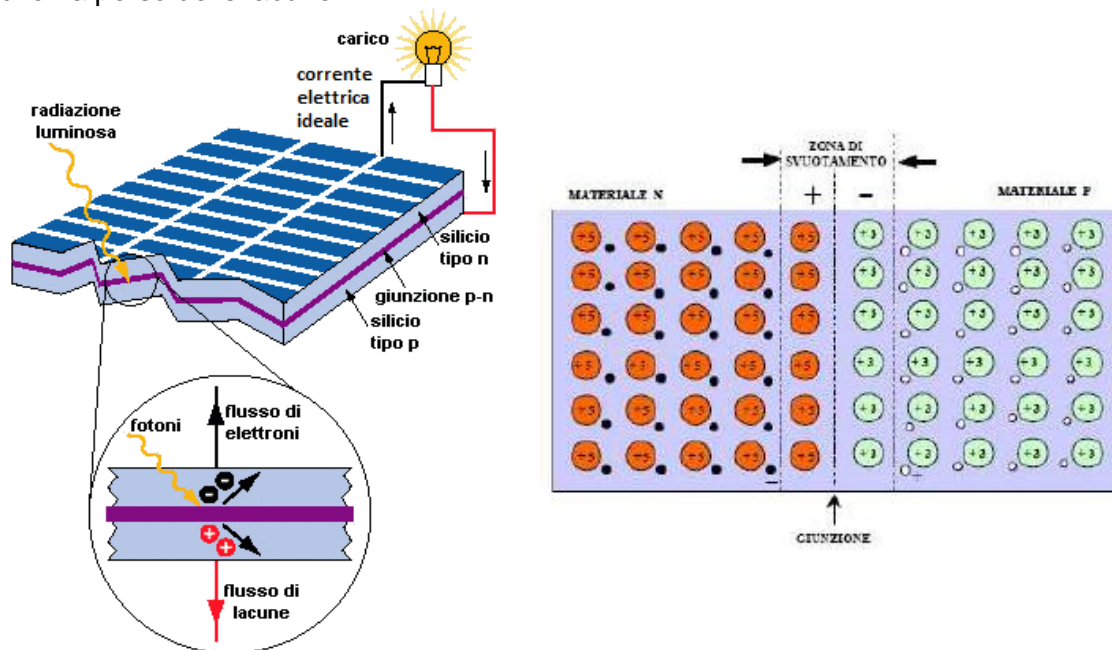


Fig. 4.4: Principio di funzionamento 2

4.2. Caratteristica elettrica

La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di generazione tensione-corrente in corrispondenza del quale il prodotto $V \cdot I$, che esprime la potenza elettrica, risulta massimo ($V_{max} \cdot I_{max}$). Il rapporto tra $V_{max} \cdot I_{max}$ e $V_{oc} \cdot I_{cc}$ (prodotto della tensione a vuoto e della corrente di cortocircuito) viene detto fill-factor o fattore di riempimento della cella. Quest'ultimo per le usuali celle al silicio cristallino si aggira intorno a $0,75 \div 0,80$. Il fill-factor è anche un parametro di rendimento della cella, infatti elevati valori di questo parametro sono solitamente indicatori di migliori prestazioni. La corrente di cortocircuito I_{cc} risulta di poco superiore alla corrente al punto di massima potenza I_{max} , e ne segue l'evidente difficoltà nell'uso di un dispositivo elettromeccanico di interruzione automatica della corrente. Essendo l'irraggiamento solare che colpisce i moduli fotovoltaici fortemente variabile in funzione della latitudine, della stagione, dell'ora del giorno e delle eventuali ombre, anche il rendimento ne sarà pesantemente influenzato. Un'altra caratteristica importante è che la quantità di energia prodotta da ciascuna cella fotovoltaica dipende anche dalla sua temperatura. All'aumentare della temperatura la curva tensione-corrente della cella fotovoltaica si modifica facendo registrare una diminuzione della tensione a vuoto V_{oc} in ragione di circa $4\text{mV}/^\circ\text{C}$ e, congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{cc} pari a circa lo $0,2\%/^\circ\text{C}$. Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura $0 \div 60^\circ\text{C}$.

Da queste considerazioni nasce la necessità di individuare istante per istante quel particolare punto sulla caratteristica $V-I$ del generatore fotovoltaico in cui risulti massimo il trasferimento di potenza verso rete.

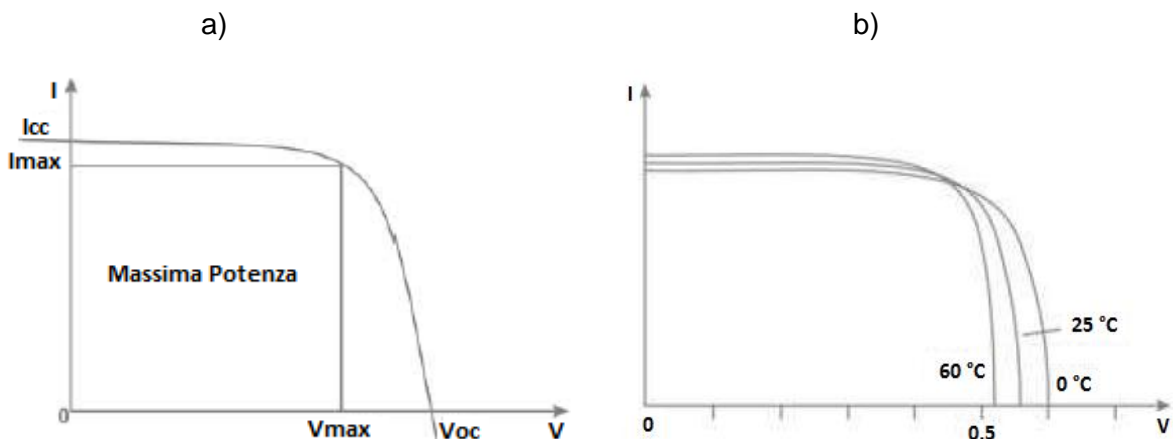


Fig. 4.5: a) Caratteristica esterna di una cella fotovoltaica

b) Dipendenza dalla temperatura

Ora si osservi la figura 4.6.

Le tre curve, in grassetto sono corrispondenti a tre valori (1000, 800, 600 W/m²) dell'irraggiamento solare. Su ogni curva caratteristica esiste uno ed un solo punto tale per cui è massimizzato il trasferimento di potenza verso un ipotetico carico alimentato dal modulo fotovoltaico. Il punto di massima potenza corrisponde alla coppia tensione-corrente tale per cui è massimo il prodotto $V * I$, dove V è il valore della tensione ai morsetti del modulo e I è la corrente che circola nel circuito ottenuto chiudendo il modulo su un ipotetico carico. Il prodotto $V * I$ è rappresentato, per i tre valori dell'irraggiamento solare, tramite le tre curve a tratto più sottile. Come si vede, in accordo con quanto detto, tali curve esibiscono un massimo. Ad es. per 1000 W/m², il punto di massima potenza corrisponde ad un valore di tensione pari a circa 36 V e corrente di circa 5,5 A. Chiaramente, se si riesce a massimizzare la potenza erogata, si riesce a sfruttare al meglio l'impianto, sia per quello connesso alla rete che per quello isolato. L'MPPT è un dispositivo spesso integrato negli inverter che, ad ogni istante, legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto (cioè la potenza in Watt) e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle), è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no. A seconda del responso agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale. Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno potenza elettrica.

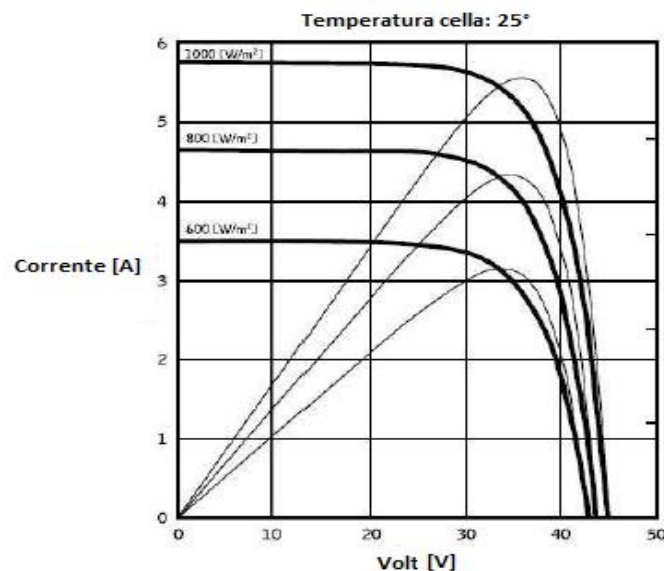


Fig. 4.6: Caratteristica esterna in funzione dell'irraggiamento

Quando la cella viene illuminata con fotoni aventi $E = h\nu > W_0$, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna provocando la formazione della corrente elettrica I . L'espressione della corrente foto generata è data da: $I = Co * G$

- Co : coefficiente di fotoconduttività (m^2/V)
- G : radiazione solare che incide sulla cella fotovoltaica (W/m^2)

La corrente che passa nella cella nel caso di alimentazione con tensione V è data dall'espressione della corrente che attraversa un diodo in conduzione diretta:

$$I_D = I_0 (e^{(qV/NKT)} - 1)$$

- q : carica elettrone
- K : costante di Boltzman (1.38×10^{-23} J/K)
- T : temperatura (K)
- I_0 : costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori
- N : coefficiente compreso tra 1 e 2 (dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona della carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$)).

La quantità $VT = KT/q$ è chiamata potenziale termico. L'espressione analitica di I_0 è :

$$I_0 = A_0 * T^3 * e^{(-E_g/KT)}$$

- A_0 : costante dipendente dal semiconduttore adottato.
- E_g : Energy gap (energia di estrazione).

A circuito aperto la tensione ai capi della cella raggiunge un valore V_{oc} massimo, mentre in questa condizione la corrente del dispositivo è nulla. Se la cella è chiusa in corto circuito, si misura una corrente massima denominata I_{cc} con una tensione nulla agli estremi. Quando è presente un carico esterno, la corrente I_{cc} diminuisce di una quantità pari a I_D , di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico (dark current) e ciò consegue dal fatto che la cella diventa un diodo a cui viene applicata una tensione.

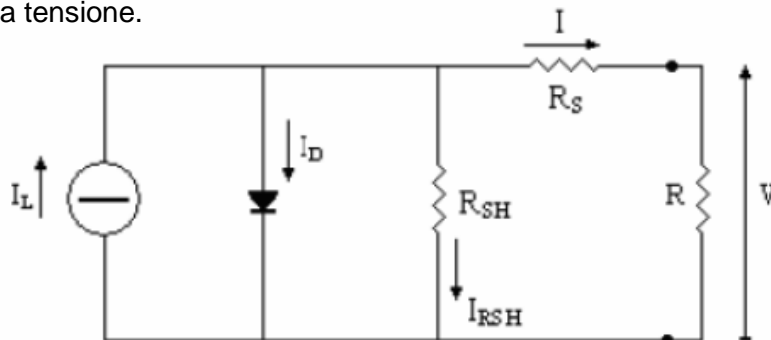


Fig. 4.7: Circuito elettrico cella fotovoltaica

La I_{RSH} corrisponde alla corrente di dispersione dovuta alla resistenza di shunt R_{SH} ed ha la seguente espressione:

$$I_{RSH} = (V + I * R_s) / R_{SH}$$

La corrente I è quella che fluisce nel carico ed è quella che, ai fini pratici, ci interessa conoscere. La R_s è la resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi. L'equazione caratteristica della cella illuminata diviene dunque:

$$I = I_L - I_D - I_{RSH} = I_L - I_0 (e^{(qV/NKT)} - 1) - [(V + I * R_s) / R_{SH}]$$

Dal grafico della variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente si ricavano le seguenti considerazioni:

- La tensione a vuoto V_{oc} è presente con valori prossimi a quello massimo anche a bassissimi valori di radiazione solare; questo significa che l'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nell'oscurarne totalmente la superficie captante.
- La corrente erogata varia proporzionalmente alla radiazione incidente.

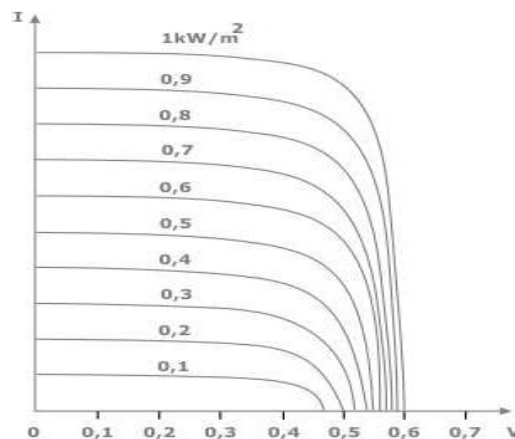


Fig. 4.8: Variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente

I moduli fotovoltaici in silicio cristallino contengono un certo numero di celle, normalmente 36, 64 o 72, elettricamente collegate tra loro così da formare un unico componente. Nei moduli commerciali le celle fotovoltaiche sono collegate in serie; alcuni costruttori rendono disponibile anche metà serie in modo da rendere più flessibile l'utilizzo di questi tipi di moduli, poiché a metà celle corrisponde anche metà tensione nominale. Come risultato, i moduli fotovoltaici si configurano esternamente come componenti a due terminali (o quattro se sono previste due sezioni), aventi una

curva caratteristica tensione-corrente con andamento analogo a quello delle singole celle che lo compongono ma con valori di tensione proporzionali al numero di componenti in serie. Considerando il funzionamento elettrico di una serie di celle si nota che, qualora una cella venisse oscurata, quest'ultima cesserebbe di comportarsi da generatore funzionando invece come un diodo polarizzato inversamente; questo comporterebbe il blocco della corrente generata azzerando così l'energia prodotta da tutta la catena, ossia dal modulo. Nel caso invece una delle celle fosse solo parzialmente oscurata, la corrente che attraversa il modulo risulterebbe pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente. È importante quindi fare in modo che, durante il loro funzionamento, i moduli fotovoltaici vengano ombreggiati il meno possibile, anche solo parzialmente, in quanto ogni singolo modulo si comporta come se tutte le celle che lo compongono ricevessero una quantità di radiazione solare pari a quella che riceve la cella meno esposta, che si tradurrebbe in una riduzione dell'energia prodotta più che proporzionale rispetto alla percentuale di superficie ombreggiata. È importante osservare che se in una serie costituita da molte celle ne viene ombreggiata una e, nel contempo, i terminali sono mantenuti in corto circuito o ad una tensione molto bassa, si può verificare il fenomeno detto hot-spot. La cella oscurata si trova, in questo caso, polarizzata inversamente con una tensione uguale o molto vicina alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti ed esposta quindi al pericolo di entrare in conduzione inversa. La cella si troverebbe a dover dissipare la potenza generata dalle rimanenti celle del modulo, provocando un aumento di temperatura localizzato (hot-spot) che può portare, anche con modesti valori di radiazione solare, alla distruzione della cella per sovratemperatura. Per ovviare a questi problemi, molti moduli commerciali hanno montato nella morsettiera della cassetta di terminazione, dei diodi detti di by-pass proprio allo scopo di cortocircuitare e quindi di isolare il singolo modulo in caso di malfunzionamento. Ad esclusione della semplice ricarica di una batteria da 12 V con un solo modulo, per qualsiasi altra applicazione fotovoltaica è indispensabile collegare moduli in serie e in parallelo così da ottenere rispettivamente la tensione e la corrente totale necessaria. Più moduli vengono così collegati a formare una serie chiamata stringa, al fine di raggiungere la tensione nominale scelta; più stringhe vengono poi collegate tra loro in parallelo fino a raggiungere la corrente e quindi la potenza che si desidera installare. In serie ad ogni stringa si può notare la presenza di un diodo di blocco, il cui scopo è quello di impedire che, qualora l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, gli squilibri di tensione tra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore. Inoltre evitano eventuali ritorni di corrente alle apparecchiature generatrici poste a valle delle stringhe (batteria, rete).

Supponendo di usare moduli di uguali caratteristiche elettriche, la tensione nominale di un campo fotovoltaico (insieme di stringhe connesse in parallelo) risulterebbe pari alla somma delle tensioni nominali dei moduli che compongono ogni stringa: cioè $V_n * n$, dove n è pari al numero di moduli in serie. In realtà vi è una disuniformità di prestazione tra i moduli (i moduli fotovoltaici commerciali, anche se della stessa marca e modello, presentano valori di V_n e I_n non uniformi, benché questi risultino distribuiti intorno ai valori medi indicati dalle case costruttrici) dovuta agli effetti della temperatura e all'occorrenza anche la caduta di tensione sul diodo di blocco (0,7 V). Analogamente la corrente di un campo fotovoltaico è data dalla somma delle correnti nominali delle stringhe (uguale a quella di ogni modulo della stringa) che lo compongono: cioè $I_n * m$, dove m è pari al numero di stringhe.

4.3.Rendimento di una cella fotovoltaica

Si definisce rendimento o efficienza di un modulo fotovoltaico il rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo, ed è dunque un parametro di qualità o prestazionale del modulo stesso. Questo è quindi proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di altre condizioni. Come in tutti i sistemi di conversione energetica, l'efficienza del modulo fotovoltaico è sempre inferiore dell'unità (o 100%) per effetto di inevitabili perdite nel sistema reale. Di tutta l'energia, che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti perché entrano in gioco delle inefficienze che possono essere così riassunte:

- non tutti i fotoni incidenti sulla cella fotovoltaica penetrano all'interno, alcuni vengono riflessi e altri vengono invece intercettati dall'elettrodo frontale;
- alcune coppie elettrone-lacuna si ricombinano prima che queste possano essere separate dal campo elettrico interno della giunzione. queste perdite dipendono principalmente dal grado di purezza del silicio impiegato;
- parte dell'energia potenziale delle coppie elettrone-lacuna che vengono separate risulta inefficace ai fini della conversione in energia elettrica e viene persa; in definitiva, quindi, solo una parte della corrente complessivamente prodotta dalla radiazione luminosa risulta utile;
- dal circuito equivalente della cella (Fig. 4.6) si nota l'esistenza della resistenza serie R_s , dovuta principalmente alla particolare realizzazione dell'elettrodo

- superiore della cella che deve mediare tra l'esigenza di realizzare un buon contatto ed oscurare il meno possibile la superficie della cella esposta alla luce;
- la resistenza R_{SH} , detta resistenza di shunt, è un parametro chiave nelle prestazioni della cella in condizioni di debole irraggiamento tipiche delle aree europee di esposizione. Il suo valore è molto importante in quanto condiziona pesantemente l'efficienza del modulo in cui la cella viene inserita. Recenti studi hanno dimostrato che resistenze di schunt inferiori a $20 \div 30 \Omega$ sono responsabili di perdite di energia captata del 10 % e che un mix di celle a varie resistenze di schunt sono governate dalla cella a R_{SH} più bassa. Purtroppo, questo dato così importante è conosciuto solo dai costruttori di celle e moduli fotovoltaici e non viene evidenziato all'acquirente;
 - perdite di sporcamento che sono dovute a depositi di pulviscolo e calcare sulla superficie del vetro;
 - perdite di mismatching che entrano in gioco quando ci sono più stringhe collegate in parallelo alla stesso gruppo di conversione, e sono dovute alla non uniformità di prestazioni tra le stringhe;
 - perdite ohmiche dovute a dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi
 - perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici. Non sono delle perdite intrinseche al sistema e per questo bisogna trattarle con cura nei prossimi paragrafi;

5.TIPOLOGIA DI CELLE FOTOVOLTAICHE

5.1.Celle fotovoltaiche in silicio monocristallino e policristallino

Il silicio a cristallo singolo è ottenuto da un processo detto di melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo. La tecnologia di purificazione oggi quasi esclusivamente usata si basa sul cosiddetto processo Siemens già citato nei paragrafi precedenti, che consiste nel trasformare il silicio metallurgico in clorosilano che viene poi purificato per distillazione frazionata. Questo processo avviene in forni ad alta temperatura (1100°C) con forti consumi di energia. Il principale problema del silicio monocristallino è però il suo elevato costo di produzione, infatti, la crescita cristallografica e poi il taglio in sottili film (0,1 - 0,3mm) del pezzo prodotto, è un processo lento e costoso. La tecnica maggiormente utilizzata per la crescita dei singoli cristalli di silicio da materiale fuso è la Tecnica Czochralski.

L'apparato impegnato per implementare tale tecnica è costituito da:

- una fornace, che comprende un crogiolo di silice fuso, un suscettore di grafite, un meccanismo di rotazione, un elemento di riscaldamento e l'alimentazione di tensione elettrica.
- un meccanismo per l'accrescimento del cristallo che comprende un supporto del seme cristallino e un meccanismo di rotazione.
- un apparato di controllo dell'ambiente.

Nel processo di crescita, un seme cristallografico, orientato in modo appropriato e posizionato su un apposito supporto, viene posto a contatto con la miscela fusa presente nel crogiolo della fornace. Successivamente il seme, a cui viene imposto un movimento rotatorio, viene sollevato lentamente. La solidificazione progressiva all'interfaccia tra solido e liquido genera un monocristallo di grandi dimensioni. Controllando la velocità di estrazione, si regola il diametro del lingotto di monocristallino. Poiché la miscibilità delle impurezze nel silicio diminuisce passando dalla fase liquida a quella solida, il lingotto monocristallino è generalmente più puro del silicio di partenza: mentre una maggiore concentrazione di impurezze si trova in coda. Al termine del processo il materiale ha la forma di un cilindro dal diametro di 10 - 12,5 cm e della lunghezza di un metro ed appare di colore grigio. Il cristallo viene quindi

tagliato per ottenere fette (wafers) dal diametro di 10 - 12,5 cm appunto, e dello spessore di 200 mm. Infine la superficie della fetta sulla quale si intende realizzare i chip viene levigata fino a renderla speculare. Durante questo stadio della lavorazione viene tolto circa il 50% del materiale causando un aumento di costo.

Le principali proprietà elettriche e meccaniche della fetta dipendono dalla direzione lungo la quale viene fatto crescere il cristallo di Silicio e dal tipo e numero di impurezze presenti. Entrambe queste variabili vengono rigidamente controllate durante la crescita del cristallo.

La conversione dei wafers in celle fotovoltaiche finite avviene in tre fasi:

- Una tessitura chimica della superficie per produrre piramidi che riducono la perdita di energia per riflessione.

- Formazione di una giunzione p-n esponendo le celle alle impurità desiderate ad alta temperatura: il metodo generalmente adottato è quella della diffusione in fase vapore. Le fette di silicio vengono introdotte in un forno a temperatura controllata e sufficientemente alta e che contiene un gas saturo della sostanza drogante. Le molecole di drogante, grazie alla loro energia cinetica, penetrano all'interno delle fette di silicio realizzando l'operazione di drogaggio; la concentrazione del drogante nelle fette di silicio e la profondità cui esso penetra dipende dalla temperatura e dal tempo di permanenza delle fette all'interno del forno. I droganti del silicio adoperati in pratica sono il boro, quale drogante di tipo p, ed il fosforo, quale drogante di tipo n. Quindi la giunzione si realizza usando come materiale di partenza del silicio di tipo p, drogato ad esempio con boro, e facendo diffondere gli atomi di fosforo per uno spessore controllato all'interno delle fette.

- L'ultimo e più importante passo è la metallizzazione della cella , cioè l'applicazione di contatti metallici sul fronte e sul retro. Questi contatti sono ottenuti per evaporazione sotto vuoto di opportuni metalli ed effettuando successivi trattamenti termici (alcune centinaia di gradi) per creare una buona adesione del metallo al silicio. Mentre la metallizzazione posteriore copre tutta la faccia, quella frontale deve avere una particolare configurazione geometrica, che consenta un buon compromesso tra trasparenza alla luce incidente e basso valore della resistenza serie. Questa configurazione viene ottenuta mediante

l'uso di una opportuna maschera. Questa fase della lavorazione è tutt'oggi molto costosa e rappresenta uno degli ostacoli alla produzione su vasta scala. Dopo che le celle sono prodotte singolarmente, vengono interconnesse usando strisce metalliche come interconnettori.

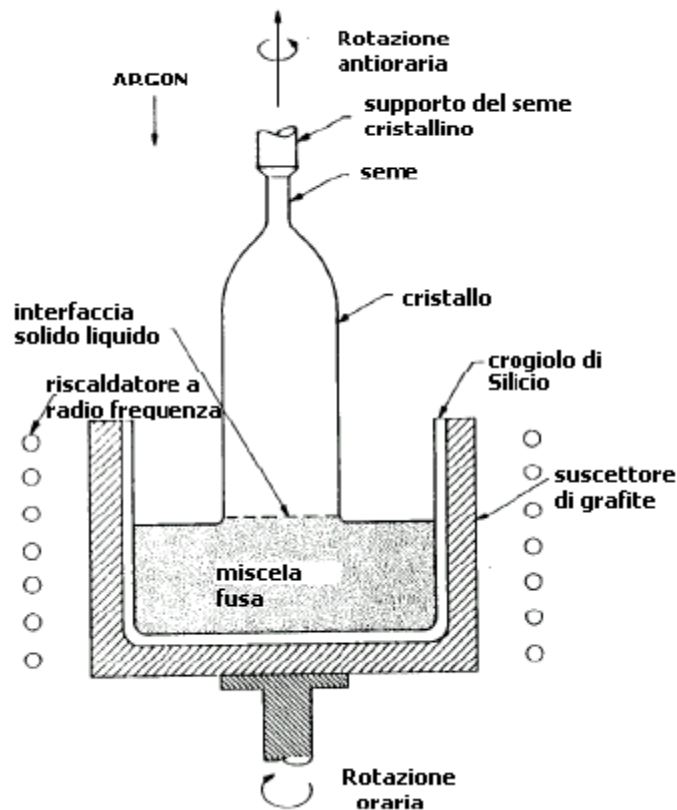


Fig. 5.1: Apparato Czochralski per la crescita di monocristalli



Fig. 5.2: Lingotto di silicio monocristallino

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria del fotovoltaico utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione decisamente più bassi e nel quale i cristalli si presentano aggregati e disposti con forme e orientamenti differenti. Al giorno d'oggi le tecniche utilizzate per la produzione di silicio policristallino sono così avanzate che

consentono di avere prestazioni elettriche poco al di sotto del silicio monocristallino. La tecnica per produrlo è la tecnica Siemens che è stata descritta nel paragrafo 3.3.

Fino ad alcuni anni fa le celle fotovoltaiche avevano forma circolare, conseguenza del lingotto d'origine. Attualmente, per sfruttare una maggior area attiva una volta assemblate nei moduli fotovoltaici, le celle commerciali hanno forma quadrata con lato di 10 -12 cm (8-10 cm per silicio monocristallino e 10-12 cm per silicio policristallino).

La tendenza però è quella di ampliare le dimensioni delle singole celle fino anche a 18 cm. Alla fine quindi vengono elencati i diversi vantaggi e svantaggi delle celle di silicio monocristallino e policristallino.

VANTAGGI:

- rendimento maggiore di quello di un pannello in silicio amorfo(circa 13-17%). Per rendimento si intende il rapporto espresso in percentuale tra energia captata e trasformata rispetto a quella totale incidente sulla superficie del modulo. L'efficienza ha ovviamente effetti sulle dimensioni fisiche dell'impianto fotovoltaico: tanto maggiore è l'efficienza tanto minore è la superficie necessaria di pannello fotovoltaico per raggiungere un determinato livello di potenza elettrica;
- ottimi prodotti di qualità e stabilità del rendimento (rimane costante per 25 anni);
- producono più energia a parità di spazio occupato ottimizzando lo stesso.

SVANTAGGI:

- per produrre questi moduli viene spesa molta energia e quindi ogni modulo impiega circa 3-6 anni per restituire la sola energia che è stata impiegata per essere prodotto;
- diminuzione del rendimento in caso di presenza di ombre che coprono una porzione del modulo(nel caso di nuvole o ancora durante le ore serali o mattutine).

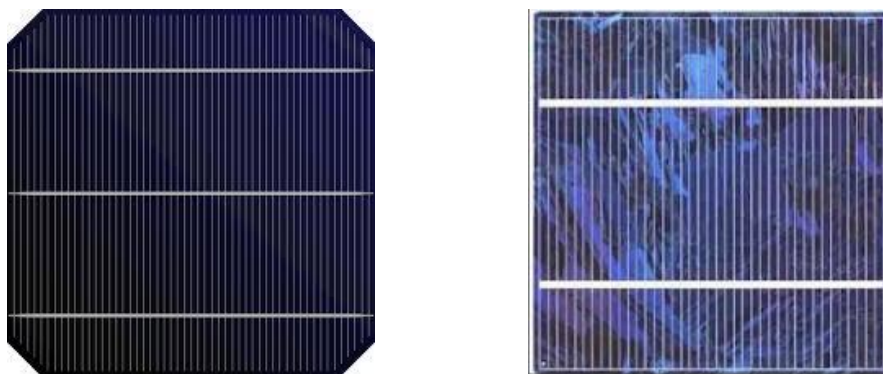


Fig. 5.3: cella di silicio monocristallino (sinistra) e policristallino (destra)

5.2. Le parti della cella fotovoltaica

Oltre alla parte fondamentale, ovvero la cella di silicio, ci sono altri materiali che compongono la cella fotovoltaica complessiva:

- contatti elettrici metallici: allo strato di silicio vengono applicati mediante sistema serigrafico dei contatti elettrici metallici (in argento o alluminio). La loro funzione è quella di captare il maggior flusso elettrico possibile e convogliarlo all'esterno. Nella superficie frontale, ovvero la parte esposta al sole della cella, i contatti sono costituiti da una griglia. Questi sono progettati per avere la minima resistenza col silicio e devono essere stretti e spessi per ridurre la resistenza di serie il più possibile (ricordiamo che la resistenza è inversamente proporzionale alla superficie del conduttore e direttamente proporzionale alla lunghezza). Sotto le linee metalliche il substrato deve essere drogato fortemente in modo da rendere i contatti selettivi. Nella superficie frontale invece c'è uno strato continuo.
- Il silicio ha un indice di rifrazione relativamente alto e riflette più del 30% della luce. Per questo motivo viene impiegato uno strato di materiale non assorbente con un indice di rifrazione più basso. Se lo strato è spesso, nell'ordine della lunghezza d'onda della luce ($1\mu\text{m}$ per quella solare), al suo interno non si hanno effetti di interferenza. Nel caso del rivestimento antiriflesso, invece, si parla di uno strato di dielettrico progettato per sopprimere il riflesso attraverso l'effetto delle interferenze. Generalmente lo spessore è di 600nm, dove il flusso di fotoni è massimo per lo spettro solare. Il materiale utilizzato per celle industriali è solitamente ossido di titanio.
- Soluzioni alcaline, come KOH (idrossido di potassio) e NaOH (idrossido di sodio – soda caustica), possono corrodere il silicio formando piramidi a base quadrata in posizioni casuali. Le dimensioni di profondità (generalmente di pochi micron) possono essere facilmente regolate controllando la temperatura e il tempo in cui avviene la reazione di corrosione. Questa tessitura dello strato rende possibile il riflettersi della luce da una piramide all'altra aumentando così l'assorbimento. La tessitura è utilizzata sia nelle celle industriali che quelle da laboratorio, e in combinazione con il rivestimento antiriflesso riduce la riflessione. La luce inoltre entra nella base inclinandosi di più rispetto a una cella senza tessitura. Questo fa sì che l'assorbimento dei fotoni possa avvenire più vicino alla giunzione.

5.3.Celle in silicio amorfo

Un materiale amorfo presenta una struttura chimica analoga a quella che si trova in un cristallo con la differenza che il reticolo risulta del tutto disordinato. Il silicio amorfo è una forma allotropica (diverso aspetto ma stessa sostanza) non cristallina del silicio. La cella fotovoltaica in silicio amorfo è sicuramente quella più economica, ma anche quella con il minor rendimento e più soggetta ad un degrado del rendimento nel tempo. La cella viene deposta su un substrato di vetro coperto da un ossido (SnO_2) trasparente e conduttore che costituisce l'elettrodo frontale della cella, ossia quello che riceve la radiazione solare incidente. Il primo strato amorfo è realizzato con una lega di silicio-carbonio drogata con boro, segue poi lo strato costituito da solo silicio amorfo che è responsabile della generazione di corrente. La parte frontale della cella è costituita invece da vetro conduttore. Per ridurre la perdita di radiazione solare generalmente si depone uno strato sottile antiriflesso di fluoruro di magnesio. Il rendimento dei pannelli fotovoltaici in silicio amorfo va dal 6 al 10% circa, ma, nei primi due mesi di vita, il rendimento diminuisce di circa il 20%, per poi rimanere stabile, con un degrado delle prestazioni che deve essere garantito, e non deve superare il 20% nei primi 20 anni di funzionamento. In ogni caso la potenza di questi moduli la si calcola proprio considerando immediatamente la perdita iniziale del 20% quindi, durante i primi mesi di vita, la resa di un pannello venduto con potenza di 40W è in realtà di 48W, fino a stabilizzarsi effettivamente sui 40W dopo i primi mesi di funzionamento. Uno dei problemi, come già citato sopra, delle celle solari costruite con silicio amorfo è il significativo declino dell'efficienza in seguito ad un'esposizione alla luce per qualche centinaio di ore. Dopo le prime 1000 ore di utilizzo, infatti, la cella può perdere fino al 20% della suo rendimento. Questo problema è anche conosciuto come effetto Staebler-Wronski, effetto indotto dalla luce e dipendente dal materiale utilizzato. Questo può essere annullato in seguito ad un riscaldamento del materiale a 160°C per un paio di minuti. Inoltre si assiste ad un variare del rendimento durante le stagioni. I rendimenti migliori si hanno durante i periodi caldi dell'anno. Una possibile interpretazione di tale fenomeno può essere data dalla presenza di difetti nel materiale. Il principale difetto che si trova nel silicio amorfo, chiamato anche "D-center defect", corrisponde alla mancanza di un atomo che rende un legame disponibile. Attualmente si pensa che la principale causa dell'effetto Staebler-Wronski sia l'aumento di difetti di legami disponibili dovuto all'esposizione alla luce. Vediamo ora i vantaggi e svantaggi di queste celle.

VANTAGGI:

- necessitando di un quantitativo abbastanza basso di energia per essere prodotto riesce a restituire in pochi anni l'energia che è stata usata per produrlo e, nell'arco della sua vita, fino a 10 volte in più dell'energia che è stata necessaria alla sua realizzazione;
- durante le giornate nuvolose,ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine quando ovviamente l'intensità della radiazione solare è minore ,si ottengono dei rendimenti superiori anche dell'8-15% rispetto alle tecnologie mono e poli cristalline. Come conseguenza, questa tipologia di tecnologia è notevolmente indicata per quelle zone in cui c'è spesso la presenza di nuvole o ostacoli fisici che generano ombre;

SVANTAGGI:

- avendo un rendimento basso occorre installarne un numero elevato (disponendo di un tetto ampio il problema è risolvibile senza particolari problemi).



Fig. 5.4: Cella di silicio amorfo

Una delle caratteristiche del silicio amorfo rispetto alla sua forma cristallina è la possibilità di poterlo depositare sotto forma di film sottile su grandi superficie. La tecnologia che permette di fare questo si chiama Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition. In tale processo il silicio amorfo viene portato in forma gassosa e di plasma e poi fatto depositare sul supporto. Così facendo è possibile ottenere grandi superfici di materiale captante con processi industriali completamente automatizzati. I pannelli fotovoltaici in silicio amorfo richiedono una quantità di energia per essere prodotti molto bassa tanto da conferirgli un indice EROEI (Energy Returned On Energy Investment): rapporto tra l'energia ricavata e l'energia impiegata per produrla. Circa è pari a 10.

5.4.Celle organiche

Sono celle la cui parte foto-attiva è basata sui composti organici del carbonio. La struttura base di una cella organica è costituita da uno strato che può essere vetro o plastica flessibile, e da una o più pellicole che contengono i materiali foto-attivi, frapposte tra due elettrodi conduttivi. Le celle organiche più efficienti utilizzano una miscela di materiali nella quale un pigmento assorbe la radiazione solare e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità. Vi è un vasto elenco di pigmenti che possono essere utilizzati: quelli a base vegetale come le antocianine derivate dai frutti di bosco, i polimeri e le molecole sintetizzate in modo da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare. La gamma di celle solari organiche è ampia e si trova in diversi stadi di ricerca e maturazione tecnologica e comprende le celle "dye sensitized" (nelle quali la parte foto attiva è costituita da un pigmento, da ossido di titanio e da un elettrolita), organiche (la cui parte attiva è totalmente organica o polimerica), ibride organico/inorganico e ibride biologico. Quest'ultimo tipo di cella è molto importante dal punto di vista della bio-compatibilità del materiale foto-attivo (la gamma utilizzabile va dalle antocianine fino a veri e propri complessi proteici fotosintetici estratti, ad esempio, dalle foglie di spinaci). Per estrarre la carica generata nel pigmento, dopo l'assorbimento della luce, si utilizza una pasta all'ossido di titanio. Nelle celle dye sensitized il pigmento è stato sintetizzato attraverso i processi della chimica organica con l'obiettivo di aumentare al massimo l'assorbimento totale dello spettro solare. Con questo tipo di celle si raggiungono efficienze massime del 10-12%. Le celle di tipo organico vengono realizzate in forma di film sottili flessibili con un ottimo rapporto energia/peso e hanno il vantaggio di essere al 100% riciclabili. L'uso di materiali con base organica non dovrebbe stupire più di tanto, dato che sono già stati impiegati per esempio di recente per cristalli liquidi, led organici che hanno dato il via allo sviluppo di schermi piatti per TV, monitor e cellulari.

Anche qui possiamo individuare qualche vantaggio come il fatto che i materiali organici possono essere facilmente depositati in vaste aree e con spessori minimi (di conseguenza costi minimi) in forma liquida. Durante il deposito non si spreca materia dato che viene messa la quantità che effettivamente serve per la realizzazione della singola cella. Di contro però siamo in presenza di rendimenti che si aggirano sul 6% e con vita utile modesta. In particolare adesso verrà descritta una particolare cella organica: la cella organica di Graetzel.

Come funzionamento è completamente diversa da una cella fotovoltaica in silicio, infatti la separazione delle cariche (elettroni e lacune) e l'assorbimento della luce sono adesso due cose distinte.

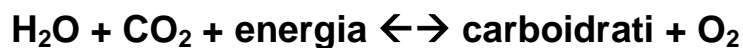
- Assorbimento della luce.

Funziona per effetto di un colorante chimicamente legato alla superficie di uno strato di particelle di biossido di titanio (TiO_2) interconnesse tra loro e depositate su un vetro trasparente e conduttore (queste particelle vengono chiamate anche nonocristalli).

- Separazione.

Quando il tutto viene colpito dalla luce, accade che un elettrone si stacca dal colorante e va al biossido di titanio che a sua volta lo trasporta fino all'elettrodo (vetro conduttore). Nel frattempo, la buca che si viene a creare nel colorante viene trasferita fino all'altro elettrodo grazie ad un composto mediatore. In pratica il composto mediatore si ossida cedendo così un elettrone che trasporta poi la buca.

Esaminando il principio di funzionamento di questa cella, i processi che vengono messi in atto ricordano molto la fotosintesi clorofilliana e questo paragone fornisce un concreto esempio dell'importanza della relazione tra principi chimici e fisici. Nella fotosintesi, le piante "fissano" l'energia della luce solare in legami chimici presenti in molecole organiche complesse, i carboidrati che assunti e bruciati da piante e animali, rilasciano nell'atmosfera biossido di carbonio completando quel ciclo, reversibile e rinnovabile, che sta alla base della vita sulla terra:



Tornando alla cella di Graetzel, abbiamo detto che usa: un colorante organico analogo alla clorofilla per assorbire la luce e poi produrre elettroni, e più strati per aiutare l'assorbimento e la raccolta degli elettroni. Di seguito vengono riportati i passaggi per poterla realizzare in laboratorio. Su un vetrino conduttore bisogna disporre le particelle nanometriche di TiO_2 lasciando poi il tutto ad asciugare, e in seguito messo in forno ad elevate temperature per rendere stabile la pasta. La superficie risultante sarà porosa e questo serve per poi avere più superficie atta ad assorbire la luce solare.

Uno strato di molecole di colorante viene quindi legato a ciascuna particella di TiO_2 immergendovi il vetrino. Possono essere utilizzati tutti quei coloranti che posseggono i giusti gruppi chimici per legarsi al TiO_2 . Il dispositivo viene infine completato gocciolando una soluzione elettrolitica che percola all'interno dei pori dell'ossido. Lo spessore risulta così fine che tutti gli elettroni prodotti dal colorante vengono immediatamente raccolti dal TiO_2 . Gli elettroni perduti dalle molecole di colorante

vengono velocemente rimpiazzati dal mediatore, lo ione iodio presente nella soluzione elettrolitica, il quale riceve a sua volta elettroni dal contro-elettrodo.

Le reazioni coinvolte nel processo sono:

- **colorante + luce \rightarrow colorante eccitato**
- **colorante eccitato + $\text{TiO}_2 \rightarrow \text{e}^-(\text{TiO}_2) + \text{colorante ossidato}$**
- **colorante ossidato + $3/2 \text{I}^- \rightarrow \text{colorante} + 1/2 \text{I}_3^-$**
- **$1/2 \text{I}_3^- + \text{e}^-(\text{contro-elettrodo}) \rightarrow 3/2 \text{I}^-$**

Le particelle interconnesse di biossido di titanio agiscono da accettori di elettroni, lo iodio agisce da donatore di elettroni e il colorante funziona come una “pompa” fotochimica: nella fotosintesi, questi tre ruoli sono svolti rispettivamente dal biossido di carbonio, dall’acqua e dalla clorofilla.

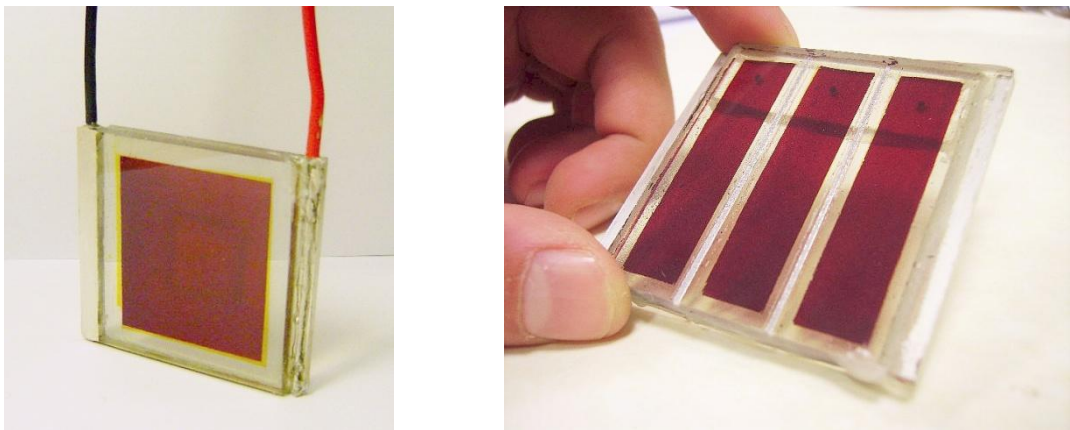


Fig. 5.5: esempi di celle organiche di Graetzel

Un ottimo vantaggio che ha questa tipologia di celle è quello di produrre elettricità anche se non c’è radiazione diretta, e quindi anche con giornate nuvolose. Di contro però ha dei difetti non indifferenti a partire dalla sensibilità alla temperatura del liquido elettrolita che rischia di congelare o fuoriuscire ad alte temperature. In ogni caso va a bloccare il funzionamento teorico della cella.

6.IMPIANTI FOTOVOLTAICI

6.1.Considerazioni

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica avviene per mezzo di celle fotovoltaiche che devono essere collegate elettricamente tra loro e che vanno a costituire i moduli. Questi dovranno essere disposti con una orientazione tale da consentire di raccogliere la maggior quantità di radiazione solare possibile nell'arco dell'anno. I moduli fotovoltaici possono poi costituire la base per la formazione di stringhe e campi fotovoltaici una volta che vengono correttamente collegati o in serie o in parallelo. Il punto forte è proprio questo. Il singolo modulo, funzionante anche singolarmente, se messo assieme ad altri va a costituire un incremento di prestazioni importante. Soprattutto per impianti grossi l'energia prodotta da un generatore fotovoltaico viene solo raramente utilizzata direttamente dalle utenze elettriche collegate. Ecco perché si inseriscono, tra la produzione e l'utente, dei dispositivi con funzionalità ben precise. Tutto questo sempre per venire in contro alle esigenze dell'utente. Per particolari impianti che vedremo dopo, se si vuole far fronte ad una radiazione non sempre costante ed avere quindi una tensione lineare in uscita, si ricorre a batterie di accumulatori e dispositivi tipo chopper. Grazie a questi ultimi si riescono a massimizzare le prestazioni del sistema fotovoltaico facendolo lavorare con valori di tensione e corrente ottimali. Se poi vi è la necessità di disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata a 230 V monofase o 400V trifase con caratteristiche del tutto analoghe alle forniture in bassa tensione esercite dalle società distributrici di energia elettrica, l'utilizzo di inverter è obbligatorio. Oltre alla suddetta funzione gli inverter possono anche proteggere i carichi e la rete elettrica a valle del dispositivo MPPT. L'MPPT è un dispositivo integrato negli inverter che, tipicamente, ad ogni istante legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione, è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no (Maximum Power Point Tracker). Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno energia. Per far fronte a lunghi periodi di maggior consumo e minore produzione, gli impianti fotovoltaici possono essere usati assieme ad altre fonti energetiche rinnovabili. I componenti impiegati e le prestazioni dei sistemi fotovoltaici dipendono dalle specifiche applicazioni, ma in genere vengono divisi in due grandi categorie: gli impianti isolati dalla rete (stand-alone) e gli impianti collegati alla rete elettrica (grid-connected). Di seguito viene visualizzata una prima classificazione degli impianti fotovoltaici (Fig. 6.1).

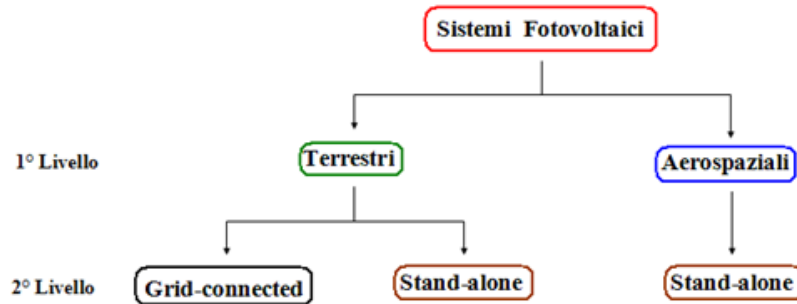


Fig. 6.1: Classificazione sistemi fotovoltaici

6.2. Impianti stand-alone

Questi impianti sono destinati per zone isolate e che alimentano utenze remote, difficilmente raggiungibili con opere di elettrificazione. Pensiamo per esempio a zone geografiche in paesi in via di sviluppo, o a strutture come baite o stazioni ripetitrici per le telecomunicazioni collocate in montagna. L'energia che viene generata alimenta direttamente il carico elettrico nelle ore di sole nell'arco della giornata, mentre nelle ore notturne e nelle giornate con poca radiazione solare il carico è alimentato da un sistema di accumulo protetto da sovraccarichi dal regolatore di carica. Un semplice impianto di questo tipo quindi è costituito da:

- moduli o stringhe fotovoltaiche
- utenze
- accumulatori
- regolatori di carica
- inverter

Quando è necessario che la tensione verso l'utenza abbia un valore costante vengono utilizzati dei regolatori di circuiti e tensioni; ciò massimizza le prestazioni del campo fotovoltaico facendo lavorare con valori di tensione e corrente ottimali.

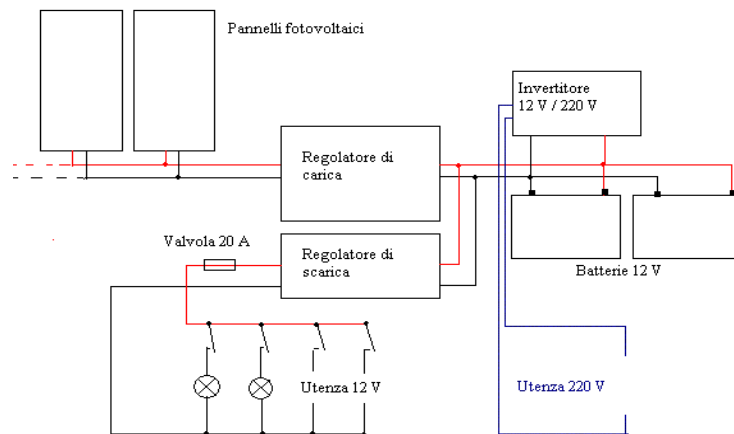


Fig. 6.2: Schema di un impianto stand-alone

6.3. Impianti grid-connected

E' l'applicazione più recente di impianti collegati alla rete tramite un contatore supplementare installato direttamente dal distributore locale (ad es. Enel). 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 solo parzialmente soddisfatto dall'impianto, ed ore in cui l'impianto produce una quantità di energia maggiore del fabbisogno e pertanto cede la quantità in eccesso alla rete. La rete può essere considerata un sistema di accumulo la quale assorbe energia nei periodi di maggior irraggiamento solare e la restituisce in quelli meno favorevoli. Gli impianti grid-connected rappresentano quindi una fonte integrativa, perché forniscono un contributo, di entità diversa a seconda della dimensione dell'impianto, al bilancio elettrico globale dell'edificio. Sono impianti generalmente di potenze contenute, che immettono energia prodotta in rete e quindi non risentono il bisogno di un accumulo. Infatti la presenza della rete garantisce l'alimentazione delle utenze in ogni condizione e carico. Questi impianti sono la soluzione ideale poiché tutta l'energia generata dall'impianto viene comunque utilizzata: o direttamente dall'utenza o immessa nella rete elettrica che costituisce quindi un sistema di accumulo infinito. Dei sistemi connessi alla rete è possibile fare un'ulteriore classificazione. Gli impianti possono far uso di sistemi fissi oppure ad inseguimento solare.

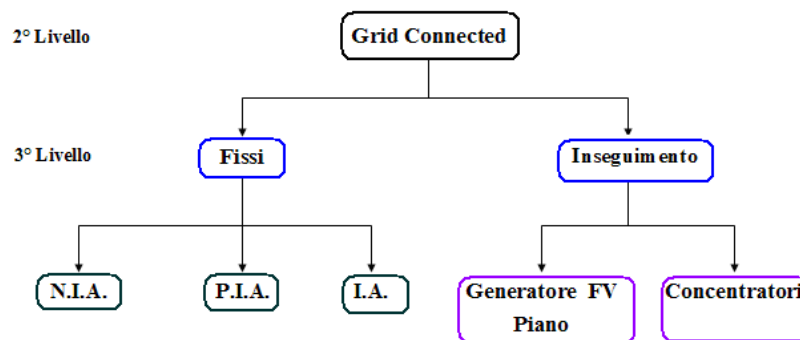


Fig. 6.3: Classificazione di impianti grid-connected

Impianti fissi:

- N.I.A.: impianti Non Integrati Architetticamente
- P.I.A: impianti Parzialmente Integrati Architetticamente
- I.A: impianti Integrati Architetticamente

Per quanto riguarda i sistemi ad inseguimento, il generatore fotovoltaico è disposto su un “tracker” che ha la funzione di orientarlo verso il Sole in modo tale che la radiazione si incidente in moto perpendicolare (questo per avere una massima resa). Anche qui possiamo avere una classificazione.

Impianti ad inseguimento:

- generatore fotovoltaico piano
- concentratori

Il generatore fotovoltaico piano con tecnologia ad inseguimento è semplicemente un pannello comune che viene orientato continuamente verso il disco solare. I concentratori invece si differenziano per una particolarità sul loro scopo. Infatti oltre a seguire il sole hanno lo scopo di captare e concentrare la radiazione solare sulle celle fotovoltaiche, utilizzando sistemi ottici rifrattivi come lenti Fresnel, lenti prismatiche, o sistemi ottici riflessivi che utilizzano specchi. Il vantaggio che si ottiene è un incremento del principio base che regola i sistemi fotovoltaici. Proprio perché c'è un incremento, si possono usare meno celle per ottenere lo stesso risultato dei pannelli a inseguimento normale, abbassando di conseguenza il costo di partenza. In generale gli impianti ad inseguimento solare rientrano nella classificazione N.I.A, risultano essere quindi impianti non integrati architetticamente. Progettare un impianto solare fotovoltaico significa risolvere un problema di ottimizzazione vincolata, i quali vincoli sono imposti da diversi fattori:

- **il budget a disposizione**
- **il micrositing globale:** si intende la mappatura delle caratteristiche meteorologiche che caratterizzano il sito dove viene installato l'impianto, che influenzano direttamente la producibilità attesa di energia in termini di kWh/anno.
- **il micrositing locale:** si intende osservare la zona circostante l'impianto guardando i campi di ombreggiamento generati da ostacoli come edifici, alberi, comignoli, antenne e altro. Questo è importante perché anche un po' di ombra può abbassare drasticamente la producibilità dell'impianto.
- **vincoli strutturali:** bisogna ricordare che anche il layout della struttura che ospita i generatori fotovoltaici incide sulla produzione.

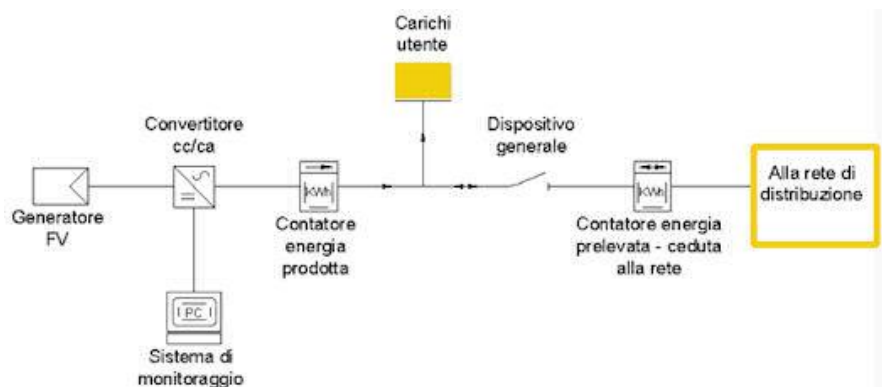


Fig. 6.4: Schema di un impianto grid-connected

6.4.Componenti di un impianto

Vengono ora elencati uno ad uno i vari componenti che costituiscono un classico impianto fotovoltaico sia grid-connected che stand-alone. Per ogni componente ci sarà una breve descrizione.

Modulo fotovoltaico e stringa fotovoltaica:

I moduli fotovoltaici sono costituiti da un certo numero di celle che sono elettricamente collegate in serie per andare a formare un unico componente. A sua volta il singolo modulo fotovoltaico può essere collegato ad altri andando a formare una stringa, che collegata in parallelo ad altre stringhe va a formare un sottocampo n. In conclusione, l'unione di n-sottocampi costituisce il generatore fotovoltaico.

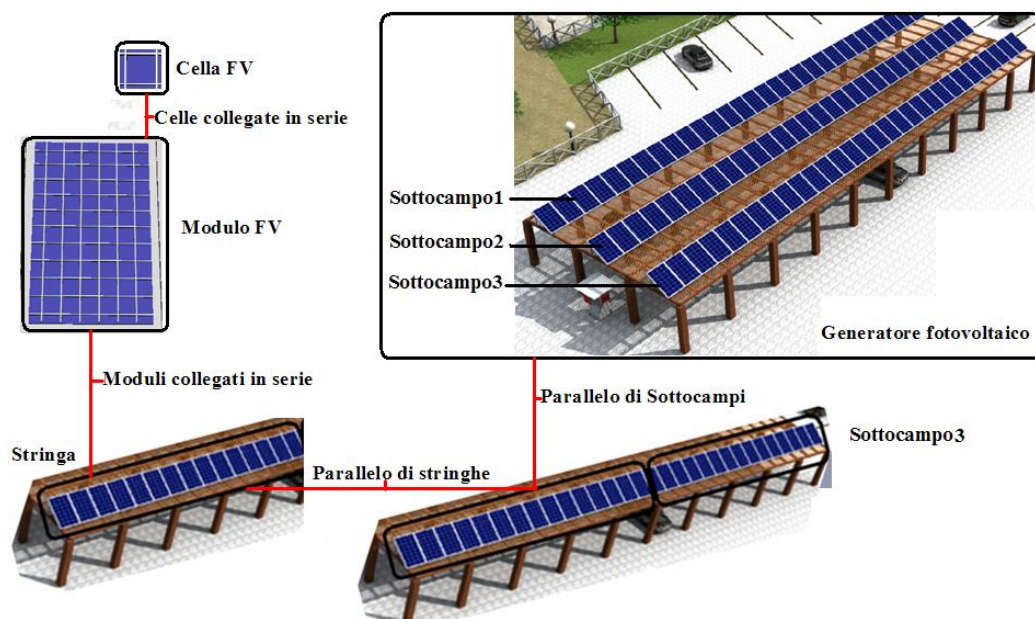


Fig. 6.5: Costituzione di un generatore fotovoltaico

Nei moduli che si trovano in commercio possiamo trovare all'interno circa 36 celle, ognuna delle quali riesce a produrre una tensione a circuito aperto di $V_{oc} = 0.5/0.6$ Volt. Quindi in media un singolo pannello riesce ad avere una tensione di 18/22 Volt.

I moduli si presentano esternamente come componenti a due terminali con curva caratteristica di generazione tensione-corrente con andamento identico a quello delle celle che lo compongono ma con valori di tensione proporzionali al numero di celle in serie (vedi figura 4.5). Una volta fissato il punto di irraggiamento del campo fotovoltaico, spostandosi a diversi valori di tensione ed intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto di funzionamento in funzione del voltaggio secondo la relazione $P(V) = I(V) \cdot V$. Ogni modulo è accompagnato da un valore W_p che sono i Watt di picco e indicano la potenza nominale. Questo valore corrisponde al punto di massima potenza in condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1000 W/mq e temperatura delle celle di 25°C). Inoltre c'è la presenza di un diodo di by-pass che serve ad impedire la rottura della cella per il fenomeno dell'hot spot, ovvero un aumento della temperatura per effetto Joule di celle che, in presenza di ombreggiamento localizzato, potrebbero entrare in conduzione inversa rappresentando per la stringa un elemento passivo anziché attivo. I diodi di by-pass sono installati nella morsettiera della cassetta di terminazione.

Per quanto riguarda le stringhe, queste possono essere formate da moduli collegati in serie o in parallelo. Se vengono connessi in serie le singole tensioni si sommano e la corrente risulta pari a quella del singolo componente. Al contrario, se i moduli vengono connessi in parallelo le singole correnti si sommano e la tensione risulta essere pari a quella del singolo componente. Poiché le perdite ohmiche sono funzione della corrente che percorre i cavi e non della differenza di potenziale tra i poli, da un punto di vista energetico sarebbe conveniente connettere tutti i moduli in serie fra loro. Ciò non è però possibile da un punto di vista tecnico, in quanto è necessario rispettare le specifiche di voltaggio in ingresso al sistema di conversione, che ha la funzione di trasferire la potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore dell'energia trasformando la forma d'onda della corrente elettrica da continua (CC) in alternata (AC). Per ogni stringa è predisposto un diodo di blocco che ha la funzione di evitare l'inversione della corrente qualora uno o più moduli della stringa andassero in by-pass per ombreggiamento.

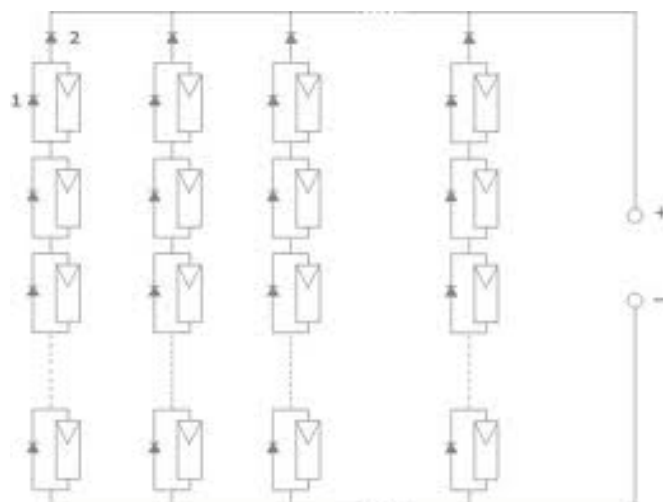


Fig. 6.6: Stringhe collegate in parallelo. 1) diodo by-pass, 2) diodo di blocco

Inverter:

- Inverter per applicazioni isolate (stand-alone):

La loro funzione è quella di erogare energia elettrica con delle caratteristiche il più possibile simili a quelle della normale rete di distribuzione di bassa tensione. Devono quindi avere caratteristiche che devono garantire affidabilità e continuità nell'erogazione dell'energia anche se devono alimentare reti di dimensione ridotta.

E' essenziale il mantenimento di valori come la tensione e la frequenza delle linee. Oltre a questo devono anche supportare tutte quelle situazioni in cui c'è sovraccarico causate da avviamento di motori elettrici o fornitura di energia a carichi non rifasati.

Trattandosi di inverter per impianti isolati, questi devono poter essere collegati anche a batterie, dove appunto è richiesta la conversione dell'energia a partire da un accumulo elettrochimico verso le utenze.

- Inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica (grid-connected):

Questi sono diversi dai precedenti dato che il loro scopo non è quello di mantenere costanti valori di tensione e frequenza, ma di convertire l'energia elettrica da corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici a corrente alternata ed immetterla in rete nel modo più efficiente possibile. Quindi in questi inverter i circuiti di ingresso non hanno più come riferimento la tensione delle batterie (le quali non sono più necessarie), bensì quella del generatore fotovoltaico. Questo comporta l'adattamento a variazioni molto più ampie ed inoltre richiede un circuito inseguitore del punto di massima potenza (Maximum Power Point Tracker) sulla curva caratteristica I-V del generatore stesso. Graficamente il punto di massima potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica del generatore fotovoltaico per un certo valore della radiazione solare e l'iperbole di equazione $I \cdot V = \text{costante}$ corrispondente. Infatti come già accennato nei precedenti capitoli, questo punto della curva varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle.



Fig. 6.7: Esempio di inverter

All'interno dell'inverter c'è il ponte di conversione che è un elemento fondamentale. Infatti permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi semiconduttori pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati. La commutazione del ponte può avvenire alla frequenza di rete o a frequenza più elevata. Nel primo caso otteniamo all'uscita un'onda quadra, nel secondo invece otteniamo un'onda a forma di senoide con treni di impulsi a larghezza variabile.

Accumulatori:

Spesso gli impianti fotovoltaici vengono impiegati in luoghi che non sono facilmente raggiungibili con linee elettriche. Si deve quindi realizzare un impianto stand-alone che, ricarichi le batterie nelle ore diurne le quali restituiranno energia durante le ore notturne o nelle giornate nuvolose. La scelta delle batterie deve tener conto di alcuni accorgimenti:

- **Vita della batteria:** si deve scegliere una batteria che sopporti un elevato numero di cicli di carica-scarica perché solitamente gli impianti stand-alone devono ricaricare le batterie durante il giorno con conseguente scarica durante la notte (daily cycle).
- **Climatic cycle:** si sovrappone al daily cycle e rappresenta la variazione della carica della batteria al variare delle condizioni climatiche. Per esempio, in un giornata di pioggia la batteria non verrà ricaricata, quindi il livello di carica scenderà notevolmente e servirà un tempo maggiore per raggiungere la carica completa.
- **Seasonal cycle:** è un'estensione del climatic cycle. Si suppone che nel periodo invernale la radiazione solare sia minore e conseguentemente anche il periodo di carica. Inoltre c'è da dire che le prestazioni della batteria possono essere compromesse a causa di variazioni troppo elevate di temperatura.
- **Tensione nominale.**
- **Capacità della batteria:** ovvero la quantità di energia presente nella batteria.
- **Corrente e tempo di carica:** per quanto riguarda poi l'interfacciamento con il regolatore di carica.
- **Costi di manutenzione.**

Di solito per impianti stand-alone vengono usate batterie stazionarie che risultano essere molto efficienti ed avere una elevata durata di vita. Possono raggiungere capacità molto elevate, anche 5000 Ah, evitando così di porre in parallelo più batterie. Solitamente tali tipi di accumulatore sono realizzate al piombo e possono essere di due tipi:

- **con elettrolita liquido:** usate più frequentemente perché caratterizzate da lunga durata (10-15anni). Sono penalizzate da un'assidua manutenzione periodica;

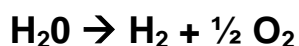
- **con elettrolita gelatinoso:** non necessitano di manutenzione, ma presentano un costo elevato e da una durata nettamente inferiori alle precedenti. Tali batterie sono preferite solo in particolari applicazioni, dove la manutenzione risulta pressoché impossibile (ripetitori posizionati su alture, in luoghi remoti o in deserti).

Il mercato attualmente offre le batterie al Nichel/Cadmio le quali però hanno un' auto-scarica maggiore di quelle al piombo-acido e contengono Cadmio che risulta un potenziale contaminante dell'ambiente. Oltre a Nichel/Cadmio ci sono anche quelle a ioni di litio ma risultano ancora adesso molto costose. L'accumulatore è sicuramente la parte dell'impianto che costa di più. Vediamo per finire all'interno della batteria cosa succede (riferimento a batterie piombo/acido):

processo di carica e scarica per mezzo di una trasformazione chimica:



Leggendo la reazione da destra a sinistra si ottiene la reazione di carica, mentre da sinistra a destra si ottiene la scarica. Questa reazione reversibile rimane tale fino a quando il solfato di piombo che si forma nel processo di scarica e che si deposita sugli elettrodi, non raggiunge livelli tali da impedire la sua successiva ritrasformazione in acido solforico e ossido di piombo. Nel caso in cui questo si verifichi la batteria perderebbe la propria capacità di accumulare energia e risulterebbe irrimediabilmente deteriorata. Quando invece nella batteria la carica risulta essere in prossimità del suo valore massimo si verifica il fenomeno della gassificazione. L'energia fornita dall'esterno non si traduce in un accumulo ulteriore bensì causa l'elettrolisi dell'acqua formando ossigeno O_2 sul polo positivo e idrogeno H_2 su quello negativo secondo la reazione:



Questo fenomeno si verifica anche durante il processo di carica e deve essere tenuto sotto controllo poiché tende ad autosostenersi con l'aumentare della temperatura e, negli accumulatori a vaso aperto, provoca la veloce diminuzione dell'acqua presente negli elementi; quest'ultima dovrà poi essere ripristinata.

E' importante ricordare che tutto quello che è stato citato prima è con riferimento a sistemi fotovoltaici per zone isolate. Per quanto riguarda invece sistemi grid-connected la figura dell'accumulatore fa la rete elettrica che assorbe l'energia non utilizzata e la fornisce in caso di poca radiazione solare.

Regolatori di carica:

Il compito principale di un regolatore è quello di tenere sotto controllo i processi di carica e scarica in modo tale da non provocare una sovraccarica o un'eccessiva scarica che possono portare ad una solfatizzazione delle piastre interne della batteria. Quindi un regolatore di carica deve possedere le seguenti funzionalità:

- sezionamento automatico dei moduli fotovoltaici dalla batteria di accumulatori nel caso in cui la tensione erogata dai moduli sia inferiore a quella minima di ricarica degli accumulatori (cielo molto coperto, notte, guasti, interruzioni per manutenzioni ecc.). Questo perché altrimenti le batterie vedrebbero i pannelli fotovoltaici come dei veri e propri carichi.
- sezionamento automatico dei moduli fotovoltaici dagli accumulatori in caso di ricarica completa ed eventuale by pass della corrente prodotta in modo da inviarla direttamente all'Inverter nel caso ci sia richiesta di energia da parte degli apparecchi utilizzatori;

Spesso si sovradimensiona tutto l'impianto generatore rispetto alle caratteristiche degli accumulatori, per poter garantire una rapida ricarica che il regolatore deve effettuare mantenendo il valore di tensione costante con la possibilità di limitare gli eventuali picchi di corrente. Per risolvere il problema di questi picchi di corrente di solito si utilizzano due metodi:

- metodo con regolatore di shunt: è realizzato da una resistenza variabile posta in parallelo alla batteria ed ha il compito di deviare parte della corrente proveniente dal generatore qualora fosse troppo elevata.
- metodo con regolatore serie: è costituito da una resistenza variabile posta in serie con la batteria e il generatore fotovoltaico. La resistenza serve per regolare la tensione ai capi della batteria. Questo metodo, rispetto al precedente, limita la perdita di energia soprattutto quando la batteria è completamente carica.

Il vero scopo dei regolatori di carica è di prolungarne il più possibile il ciclo di vita della batteria.

Trasformatori:

Le principali funzioni del trasformatore sono:

- adeguamento del livello di tensione del circuito primario (uscita del ponte di conversione all'interno dell'inverter);
- separazione galvanica tra generazione fotovoltaica e utenza.

Quest'ultima può non essere richiesta e quindi la presenza del trasformatore comunque non è indispensabile, per il semplice fatto che alzare o abbassare le tensioni si può fare per via elettronica.

7.MOLTIPLICATORI SOLARI

I moltiplicatori solari sono dei sistemi fotovoltaici a concentrazione, caratterizzati da un incremento dell'energia prodotta che però non supera il 100% (fattore di concentrazione compreso fra 1x e 2x). Dato che il guadagno non è altissimo, risulta conveniente utilizzare pannelli fotovoltaici al silicio che sono quelli che attualmente hanno una resa migliore. A queste tecnologie di moltiplicazione dell'energia può essere affiancato anche il principio di inseguimento solare che permette di sfruttare al massimo la radiazione solare in tutto l'arco della giornata. Vengono elencate di seguito alcune tipologie di moltiplicatori solari.

7.1.Moltiplicatori solari a specchi piani

Questi moltiplicatori utilizzano in genere pannelli fotovoltaici con la normale tecnologia al silicio accoppiati a specchi piani e ad un sistema di inseguimento. Gli specchi piani generalmente vengono inseriti a contatto fra loro in mezzo a due file di pannelli oppure ai lati esterni delle file con il vantaggio di poterne regolare l'inclinazione e di poterli aggiungere a strutture pre-esistenti non progettate allo scopo. Si può notare un incremento della produzione di energia elettrica del 30-40% in più rispetto all'energia che si produce con il solo sistema pannello-inseguitore.



Fig. 7.1: Moltiplicatore solare a specchi piani

7.2. Moltiplicatori con pannelli bifacciali

Questi moltiplicatori risultano essere, fra i pannelli al silicio tradizionali, quelli che teoricamente sono più adatti per sfruttare meglio il fattore moltiplicatore stesso. I pannelli bifacciali hanno sul retro un vetro o una superficie trasparente al posto del supporto opaco standard. Ci sono quindi elettrodi meno invasivi. Combinati con specchi piani posti nella parte sottostante della struttura in modo da illuminarli dal basso e, con un semplicissimo e stabile sistema di inseguimento monoassiale ad asse polare, permettono di generare il 50 % di energia elettrica in più rispetto ai classici pannelli monofacciali fissi. Stagionalmente l'incremento può arrivare addirittura al 75 %. Parte di questa energia è data dal tipo di inseguimento solare adottato (30%) e parte dall'illuminamento dal lato inferiore.



Fig. 7.2: Moltiplicatore solare con pannelli bifacciali

7.3. Moltiplicatori con ottica olografica

E' una recente tecnologia che utilizza un'ottica olografica e una tecnologia fotovoltaica tradizionale. Il concentratore olografico planare alla base del moltiplicatore utilizza una sottile pellicola ottica, che provvede a selezionare dal punto di vista spettrale la parte più fredda della radiazione solare per consentire alle celle fotovoltaiche di lavorare con maggiore efficienza. In un pannello, le bande di pellicola olografica sono alternate a bande di celle al silicio bifacciali. La luce che colpisce direttamente la banda fotovoltaica produce elettricità nel modo normale. La luce che invece colpisce la banda con la pellicola olografica è incanalata attraverso il vetro fino alla superficie delle celle e

convertita in elettricità. Il pannello produce così il 20-40 % in più rispetto ad un comune pannello delle stesse dimensioni.

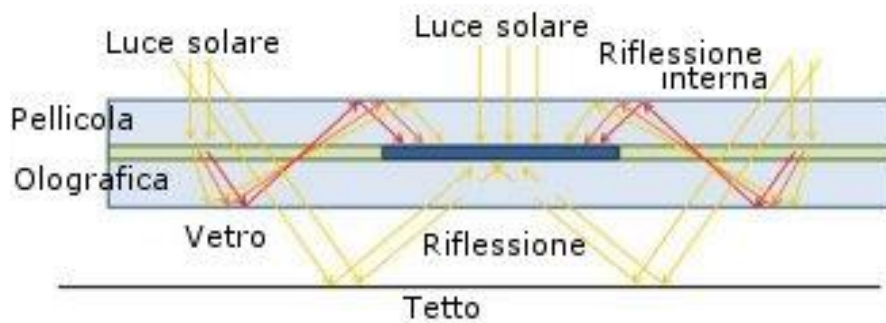


Fig. 7.3: Principio di funzionamento di un moltiplicatore con ottica olografica

7.4.Ultime frontiere dei moltiplicatori

Le tecnologie moltiplicatrici non si sono limitate solamente a fare pannelli diversi tra loro, infatti ci si è spinti ad inventare altro cercando sempre di raggiungere lo stesso scopo: riuscire ad incrementare la potenza prodotta a partire da pannelli comuni. Oggi infatti esistono delle pellicole polimeriche che possono venire attaccate sulla superficie dei pannelli già esistenti per aumentare l'efficienza del 10 %. Il film sottile utilizzato allo scopo è composto da microstrutture che curvano in pratica la direzione della luce incidente, migliorandone l'angolo di incidenza e facendo sì che sulle celle fotovoltaiche giunga più luce.

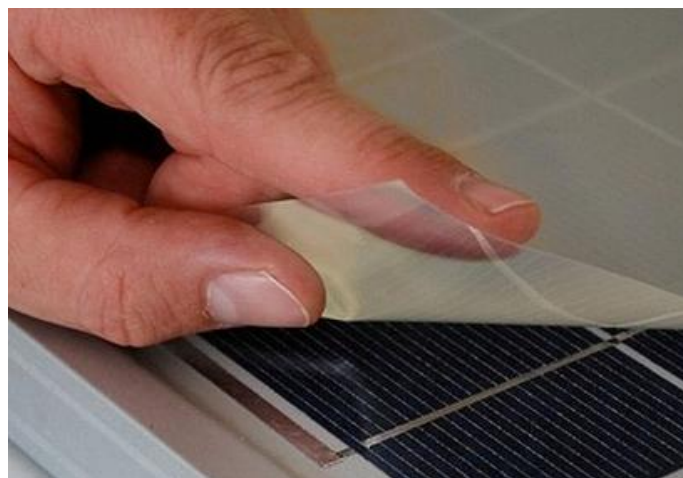


Fig. 7.4: Pellicola polimerica utilizzata come moltiplicatore

8.OMBREGGIAMENTI

Prima della progettazione e installazione di un impianto fotovoltaico, è importante conoscere le zone in luce e in ombra per garantire una resa ottimale. Gli ombreggiamenti, infatti, possono causare delle riduzioni momentanee o permanenti della producibilità dell'impianto piuttosto onerose per l'utente. Il problema della gestione degli ombreggiamenti è dato dalla dinamicità delle ombre stesse che si muovono sull'impianto seguendo l'orientamento del sole. Tale movimento può essere previsto e calcolato con esattezza attraverso uno studio andamentale delle ombre.

8.1.Ombreggiamenti clinometrici

Gli effetti dovuti agli ombreggiamenti clinometrici sono in prima approssimazione ritenuti istantaneamente uguali per tutti i moduli fotovoltaici che costituiscono le stringhe. Infatti questi ombreggiamenti sono causati da colline, montagne, edifici, alberi ecc. che sono posti a lunga distanza dall'impianto. Ecco perché prima di posare l'intero sistema fotovoltaico bisogna procedere con degli studi, altrimenti poi risulterà impossibile eliminare questi tipi di ombreggiamenti. Per verificare le perdite può essere fatto uno studio mese per mese, prendendo le altezze del sole e del profilo fisico che può dare problemi. L'energia disponibile viene considerata come l'area che viene sottesa dalla curva delle altezze del sole. Di conseguenza le perdite percentuali di energia risultano uguali ai rapporti delle energie perse e le energie disponibili.

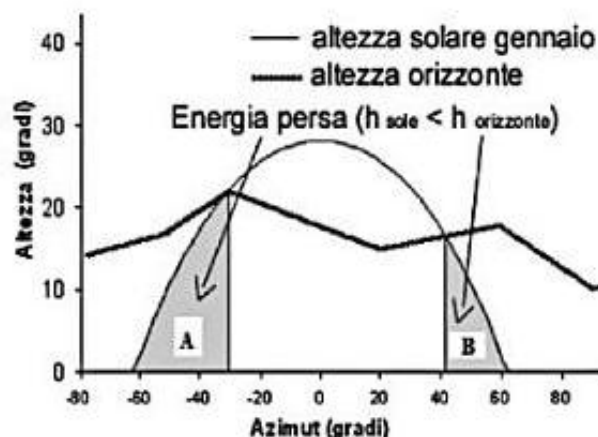


Fig. 8.1: Esempio di studio delle perdite

Per essere ancora più precisi, ci sono studi addirittura che prendono in considerazione anche le svariate inclinazioni dei moduli fotovoltaici.

8.2.Ombreggiamenti locali

Rispetto agli ombreggiamenti clinometrici, quelli locali forse possono essere considerati i più pericolosi perché:

- producono effetti molto più gravi per quanto riguarda la resa totale
- possono non essere visti se a monte non c'è stato uno studio rigoroso.

Questi ombreggiamenti sono dovuti alla presenza di alberi, camini o antenne ecc. posti a piccola distanza dall'impianto. Questi quindi vanno ad oscurare parti diverse in tempistiche diverse con effetti drastici se non ci fossero i famosi diodi di by-pass. Vediamo adesso dei casi di ombreggiamento locale su moduli fotovoltaici spiegando che effetti hanno.

Facciamo prima degli esempi di ombreggiamenti parziali delle celle in cui non si considerino in funzione i diodi di by-pass.

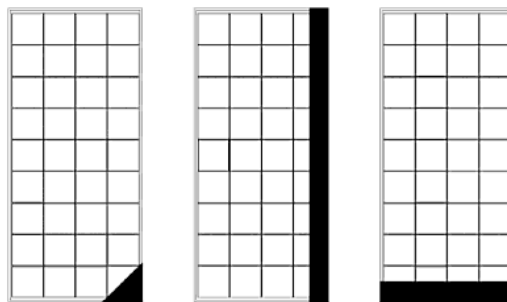


Fig 8.2: Ombreggiamenti parziali

Se anche una sola cella viene oscurata parzialmente, tutte le altre subiscono lo stesso abbassamento di corrente portandosi però ad un livello di potenza nominale ancora più basso della prima perché risultano essere irradiate. Come è stato detto nei capitoli precedenti, le celle all'interno del modulo sono collegate in serie, e allo stesso modo lo sono tra loro i moduli in una stringa. Detto questo la perdita totale sull'intera stringa sarà esattamente uguale alla percentuale di ombreggiamento della cella più ombreggiata. Nella figura 8.2 le celle sono oscurate per metà, quindi l'intera stringa avrebbe una potenza ridotta fino al 50%. Ma cosa succede se invece anche una sola cella venisse oscurata completamente? Questa cella non si comporterebbe più come un generatore, ma bensì come una resistenza (elemento passivo). Come sappiamo una resistenza dissipa parte dell'energia in calore, il cosiddetto effetto Joule. La conseguenza quindi è un innalzamento della temperatura locale con a seguire

l'immediata rottura. Ecco perché su tutti gli impianti vengono predisposti dei diodi di by-pass che evitano il passaggio di corrente inverso, dall'impianto alla cella. Il numero di diodi di by-pass per ogni modulo è un buon indicatore per valutarne la qualità. E qui entra in campo il problema del mismatching, che riguarda appunto collegamenti tra stringhe. Il mismatching è il fenomeno che provoca un rendimento medio dell'impianto fotovoltaico inferiore a quello medio dei singoli pannelli, per il fatto che in una catena di pannelli collegati in serie, la produzione di ogni pannello si adegua a quello più debole. Per esempio, unendo tre moduli rispettivamente da 100, 100 e 93 Watt, la potenza complessiva non è 293 Watt, ma 279, vale a dire 3×93 . Lo stesso risultato si ha combinando, ad esempio, tre moduli rispettivamente di 109, 93 e 102 Watt. Non c'è quindi compensazione tra moduli che producono di più e moduli che producono di meno, ma tutti si adeguano a quello meno potente. Il fenomeno del mismatching è diretta conseguenza della variabilità della potenza effettiva dei moduli fotovoltaici rispetto al valore nominale, all'interno della fascia di tolleranza dichiarata dal costruttore.

9.STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture di sostegno di pannelli fotovoltaici sono da considerarsi parte integrante dell'intero progetto, dato che senza queste i pannelli funzionerebbero con una resa minima e con il rischio di rovinarsi giorno dopo giorno. Al primo impatto possono sembrare tutte uguali, ma le strutture di sostegno spesso sono personalizzate al tipo di progetto fotovoltaico che viene fatto, per geometria e concezione. Proprio perché svolgono un ruolo importante, devo addirittura avere in allegato uno studio di fattibilità con tutti i calcoli statici. Lo scopo di queste strutture è quello di sostenere prima di tutto il peso proprio con l'aggiunta poi del peso dei moduli fotovoltaici; inoltre devono resistere a due particolari sollecitazioni che vengono sempre considerate: carico della neve e il carico provocato dall'azione del vento. Per carichi permanenti si intendono: il peso dei moduli, il peso degli elementi di connessione come bulloneria.

9.1.Materiali delle strutture

Acciaio zincato a caldo:

Vantaggi

- risulta essere reperibile ovunque;
- ottime prestazioni meccaniche in relazione al peso;

Svantaggi

- difficile lavorazione al di fuori di una officina ben attrezzata;
- in zone costiere possibilità di corrosione galvanica (ambiente salino);
- in montagna dove ci sono coperture con lamiere grecate in rame:
con il tempo e l'azione della pioggia e neve lo zinco tende a depositarsi sulla lamiera;

Per far sì che la struttura in acciaio zincato duri nel tempo è importante la qualità della zincatura (spessore adeguato, uniformità e assenza di sbavature nelle forature) e l'assenza di successive lavorazioni al processo di deposizione (forature, saldature in opera ecc.) tali da richiedere poi riprese a freddo di zinco.

Acciaio inox:

Vantaggi

- maggiore affidabilità dell'acciaio zincato;
- maggiore durata nel tempo;

Svantaggi

- costo superiore all'acciaio zincato a caldo;

Legno:

Vantaggi

- accettato anche dove ci sono vincoli paesaggistici/ambientali che non consentono la realizzazione di qualsiasi opera tecnologica;
- facilmente lavorabile anche con aggiustamenti in opera;

Svantaggi

- prestazioni meccaniche inferiori all'acciaio, di conseguenza c'è la necessità di sezioni più importanti;
- le parti che vanno fissate al terreno devono essere incamiciate in tubi di acciaio zincato;
- costo maggiore rispetto all'acciaio;
- manutenzione frequente;

Alluminio:

Vantaggi

- peso contenuto;
- facilità di taglio;
- un profilo d'alluminio si presenta perfettamente lineare nelle tre dimensioni per via dell'utilizzo del processo di estrusione, rispetto ad un profilo in acciaio il quale deve subire un trattamento di zincatura a caldo che tende a svergolarlo;

Svantaggi

- prestazioni meccaniche inferiori all'acciaio;
- costo maggiore dell'acciaio;

9.2.Effetti del carico neve

Esiste una circolare del 4 luglio del 1996 che tratta le modalità di calcolo per il carico neve in base ai seguenti fattori e parametri caratteristici:

- valore di riferimento del carico neve al suolo: il territorio nazionale è stato suddiviso in tre zone diverse, ognuna delle quali è caratterizzata da un particolare valore, dipendente a sua volta dall'altitudine del sito di installazione;
- coefficiente di forma della copertura: vengono considerate le coperture a una, due o più falde, di differente inclinazione;
- discontinuità di quota delle coperture: si considera che, in corrispondenza di bruschi cambiamenti di quota delle coperture, possano verificarsi degli accumuli di neve per effetto dello scivolamento della stessa dalle coperture poste a quote superiori o in conseguenza dell'azione del vento;
- possibilità di accumulo contro pareti verticali: in presenza del vento la neve può accumularsi contro elementi piani verticali, in conseguenza della ridotta velocità dell'aria nella parte sottovento;
- possibile accumulo di neve dall'estremità sporgente di una copertura: questo calcolo riguarda soprattutto gli aggetti obliqui realizzati con i moduli fotovoltaici, per i quali deve essere calcolato il carico di punta agente sugli stessi;
- carico neve su protezioni paraneve ad altri ostacoli sulla copertura: questo effetto diventa significativo quando l'impianto è posto su una copertura a falda e costituisce un ostacolo allo scivolamento della neve.

9.3. Effetti dell'azione del vento

La circolare del 4 luglio 1996 considera l'azione del vento come statica e orizzontale. Essa viene tradotta in una pressione normale alla superficie dei moduli fotovoltaici, positiva o negativa a seconda della sua esposizione.

Ecco i fattori e parametri caratteristici che dipendono dalla pressione del vento:

- pressione cinetica di riferimento: il territorio nazionale è suddiviso in otto zone al fine di tenere conto degli effetti del vento sulle strutture. Ad ogni zona, in dipendenza anche dell'altitudine, corrisponde una propria velocità del vento di riferimento e, conseguentemente, una differente pressione cinetica di riferimento;
- coefficiente di esposizione e di topografia: ognuna delle otto zone è stata ulteriormente suddivisa e riclassificata in dipendenza della presenza o meno di aree urbane e della distanza della costa. Questo coefficiente viene calcolato diversamente nel caso in cui l'impianto sia realizzato sul pendio, ciglio o sommità di un rilievo naturale;
- coefficiente di forma o aerodinamico: questo parametro tiene conto del fatto che l'impianto venga realizzato su coperture piane, falde inclinate o curve, su coperture multiple, su tettoie o su pensiline isolate;

9.4.Posa a terra dei pannelli fotovoltaici

Strutture a cavalletto:

Costituiscono le prime applicazioni civili del fotovoltaico e sono rappresentate da impianti realizzati facendo uso di cavalletti poggiati sulle superfici piane dei terreni. Questa struttura permette al progettista di avere la totale libertà nel disporre in modo perfetto i moduli fotovoltaici nei confronti dell'irraggiamento solare, scegliendo inclinazione e orientamento ottimali. I costi di realizzazione di queste strutture sono modesti anche se si parla di impianti di dimensioni medi, questo perché è molto semplice l'installazione (non servono mezzi di sollevamento). La struttura a cavalletto più comune è formata da :

- cordoli di fondazione per l'ancoraggio al terreno;
- l'insieme dei profili a cui i moduli sono direttamente imbullonati chiamato telaio porta moduli o barella;
- struttura che si interfaccia con il terreno che viene chiamato castello;

Una soluzione alternativa a quella di fissare le piastre di appoggio al cordolo di fondazione è quella di zavorrare la struttura con elementi prefabbricati di calcestruzzo che abbiano un peso idoneo a contrastare il momento di ribaltamento e l'azione di scivolamento indotta dalla sollecitazione del vento posteriore. Questa soluzione risulta più semplice poiché non bisogna effettuare operazioni di scavo, di posa della gabbia di armatura prima e di bonifica e ristrutturazione della superficie di posa poi. Il risultato finale è decisamente migliore dal punto di vista estetico anche se nel complesso la struttura a cavalletto, rispetto ad altre, si ritrova all'ultimo posto (difficilmente si raggiungono risultati estetici gradevoli).



Fig. 9.1: Struttura di sostegno a cavalletto

Strutture a palo:

L'alternativa alle strutture a cavalletto è l'utilizzo di un palo costituito da uno o più tubi sovrapposti a sezione circolare sul quale viene fissato il telaio portamoduli. Si ricorre a queste soluzioni essenzialmente per due motivi:

- aumentare l'altezza del piano dei moduli fotovoltaici per sfuggire a zone d'ombra.
- quando non vi è grande spazio disponibile a terra e quindi una struttura a cavalletto non potrebbe essere utilizzata (con la struttura a palo infatti lo spazio occupato a terra è determinato solo dalla sezione del palo).

Se si decide di posizionare il palo a terra l'uso di questa soluzione di supporto comporta dei costi aggiuntivi sia per la parte metallica (a pari potenza fotovoltaica sorretta, il peso aumenta del 30-40% in più rispetto ad una soluzione a cavalletto) che per quella civile (fondazione di circa 2m³ di calcestruzzo per 1 KW installato). Esistono anche le strutture a palo basso le quali vengono utilizzate se nel piano non vi è la possibilità di installare strutture a cavalletto per la presenza di apparecchi di servizio (sfiatatoi, prese d'aria,...).

Vengono riassunte di seguito le peculiarità delle due strutture: a cavalletto e a palo.

CAVALLETTO:

- assenza o limitato uso di fondazioni
- Trasporto dei profili generalmente agevole

- Costo contenuto

- Facilità di accesso per le operazioni di manutenzione
- Risultato estetico in molti casi piuttosto modesto

PALO:

- struttura armoniosa
- Possibilità di uscire dalle zone d'ombra
- Necessità di fondazioni profonde, se posato a terra
- Costo maggiore rispetto ad altre soluzioni, a pari potenza sostenuta
- Trasporto del palo impegnativo per potenze installate superiori a 700 Wp circa



Fig. 9.2: Struttura di sostegno a palo

9.5.Strutture di sostegno ad inseguimento

Per garantire una migliore efficienza dei pannelli, e quindi riuscire a sfruttare fino in fondo tutta la radiazione solare, è opportuno che il piano possa letteralmente inseguire i movimenti del sole nel percorso lungo la volta solare. I movimenti del sole sono essenzialmente due:

- moto giornaliero: corrispondente ad una rotazione azimutale del piano dei moduli sul suo asse baricentrico, seguendo il percorso da est a ovest ogni giorno;
- moto stagionale: corrispondente ad una rotazione rispetto al piano orizzontale seguendo le elevazioni variabili del sole da quella minima(inverno) a quella massima(estate) dovute al cambio delle stagioni.

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. In questo caso si sceglie di progettare una struttura a palo con fulcro del piano dei moduli alla testa del palo (tipo girasole). Questa struttura ha però lo svantaggio di non poter sorreggere grandi superfici di moduli e richiede quindi più pali di sostegno ognuno con un costo. I pali poi devono essere tenuti ad una certa distanza tra loro per evitare che le strutture si ombreggino a vicenda, col risultato però di diminuire drasticamente la densità di energia prodotta per unità di terreno.



Fig. 9.3: Sostegno ad inseguimento biassiale

La soluzione per arrivare ad un compromesso tra la captazione dell'energia, il risparmio di carpenteria e costo movimentazione è rappresentata dall'inseguimento giornaliero da est verso ovest (inseguimento monoassiale). Gli inseguitori ad un grado di libertà possiamo distinguerli in 3 categorie:

- inseguitori di tilt,
- inseguitori di rollio
- inseguitori di azimut.

Gli inseguitori di tilt sono i più semplici da realizzare e ruotano attorno all'asse est-ovest. Il pannello viene sollevato o abbassato (manualmente 2 volte l'anno) verso l'orizzonte in modo che l'angolo rispetto al suolo sia statisticamente ottimale in base alla stagione. Questo tipo di inseguitore si realizza impiegando profili meccanici telescopici in modo da sollevare o abbassare il pannello fotovoltaico rispetto all'orizzonte. Gli inseguitori di rollio seguono invece il percorso del sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano a prescindere dalla stagione. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud e l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori vengono generalmente installati in paesi a basse latitudini dove il percorso del sole è più ampio durante l'anno. Gli inseguitori azimutali dispongono di un grado di libertà con asse zenith-nadir. Per ottenere ciò il pannello viene montato a bordo di una base rotante servo-assistita, complanare al terreno.



Fig. 9.4: Sostegno ad inseguimento monoassiale

Un aspetto fondamentale da prendere in considerazione sono le tecniche di inseguimento del Sole. Le tecniche di inseguimento del Sole richiedono uno studio accurato: occorre infatti minimizzare l'angolo di incidenza con la superficie orizzontale che alla stessa ora varia da giorno a giorno dell'anno portando l'inseguitore ad inseguire con movimenti diversi da giorno a giorno. Gli inseguitori sono quindi disposti di un comando elettronico che può avere già implementate le posizioni di riferimento ora per ora o può essere gestito da un microprocessore che calcola ora per ora la posizione di puntamento che massimizza l'energia prodotta. Le strategie più conosciute di inseguimento del Sole sono :

- la strategia Tracking: si aspetta il Sole alla mattina in posizione di massimo angolo di rotazione e lo si insegue poi secondo una funzione che massimizza l'energia captata. Questa strategia presenta però lo svantaggio che nelle prime e ultime ore del giorno i filari(ed in particolar modo il primo) ombreggiano tutti gli altri e di conseguenza si riduce notevolmente l'energia prodotta.

- la strategia Backtracking: consiste nel partire alla mattina con il piano dei moduli orizzontale e contro-inseguire il sole per evitare di ombreggiare gli altri filari fino a

quando non risultano naturalmente non ombreggiati e poi inseguire normalmente. Ovviamente grazie a questa strategia si ottiene un incremento dell'energia prodotta.

Le strutture ad inseguimento sono dotate di un controllo a microprocessore in grado di calcolare l'angolo di inseguimento migliore istante per istante e controllare il piano dei moduli fotovoltaici in modo tale che arrivi appunto la massima radiazione possibile. La posizione di inseguimento ottimale viene calcolata in base ad un algoritmo che tiene conto delle posizioni del Sole istante per istante in tutto l'arco dell'anno che dipendono dalle latitudini, dalla data e dall'ora. Ovviamente il motore deve spostare l'intero sistema solamente quando la posizione non risulta essere più adatta con uno scarto di un paio di gradi. questo permette di risparmiare il numero di avvii del motore.



Fig. 9.5: Centralina di un inseguitore solare

10.I PROBLEMI DEGLI AGENTI ATMOSFERICI

Effetto della condensa.

La gran parte dei pannelli fotovoltaici sono installati in maniera non integrata, per cui l'aria che circola dietro di essi evita che si crei una condensa all'interno del pannello stesso, sotto il vetro o lo strato protettivo trasparente di EVA che ricopre il modulo. Nei pannelli integrati la cui parte sottostante è esposta ad uno spazio abitato vi sono problemi maggiori non molto differenti dai vetri posti nei lucernari. Bisogna sempre cercare di garantire un'adeguata ventilazione per diminuire il rischio della formazione di condensa che porterebbe a ridurre la produzione di elettricità del pannello. Se l'acqua penetra all'interno del modulo, dietro il vetro o strato protettivo anteriore, quando l'interno si riscalda al Sole, il vetro è più freddo per cui l'acqua vi si condensa sopra. A lungo andare ciò può causare la corrosione di parti metalliche conduttrici. Quindi bisogna aprire il pannello, far evaporare l'acqua e richiuderlo sigillandolo con silicone.

Effetto della pioggia.

Se parliamo di pannelli fotovoltaici installati sui tetti la pioggia può creare gravi problemi infiltrandosi nei fori di fissaggio (nel caso di sistemi non integrati e di fori non opportunamente sigillati) o nei bordi che separano i pannelli fra loro nel caso di sistemi integrati. Ovviamente l'infiltrazione può essere dovuta ad un'errata installazione o ad una scelta sbagliata dei materiali. Se anche soltanto uno dei fori non è sigillato opportunamente può verificarsi un'infiltrazione d'acqua all'interno dell'abitazione con conseguenze anche molto gravi per l'azienda in caso di avvio di azioni legali del cliente proprietario dell'abitazione stessa.

Effetto della grandine

La grandine può danneggiare alcuni tipi di pannelli fotovoltaici anche se la probabilità è molto bassa poiché la maggior parte dei pannelli solari sono ricoperti di vetro temperato che ha una resistenza elevata. Generalmente i pannelli sono inclinati rispetto all'orizzonte e orientati verso sud che non è la direzione prevalente delle tempeste di grandine più violente. I pannelli a film sottile o al silicio amorfo realizzati su un substrato plastico flessibile sono altamente resistenti all'urto di grandine e perfino di pietre. Bisogna comunque ricordare che se l'impianto è realizzato con un finanziamento i pannelli sono coperti da un'assicurazione all risks che la banca fa stipulare al cliente e che comprende i danni da fenomeni meteorologici avversi.

Effetto della neve e del ghiaccio.

In caso di caduta di neve , perfino i pannelli solari inclinati di 30° rispetto all'orizzontale, trattengono la neve soprattutto se il pannello è già molto freddo. Quindi i pannelli fotovoltaici devono essere liberati il prima possibile dalla neve affinché funzionino regolarmente. In caso contrario si assisterebbe ad un notevole calo dell'energia elettrica prodotta se non ad un calo completo e ad eventuali danni ai pannelli ed alla struttura che li sorregge. Questi scenari sono ovviamente più probabili ad altitudini elevate dove la neve è presente per molti mesi l'anno. Il modo più semplice per risolvere il problema della neve è rimuovere manualmente la stessa con l'applicazione di prodotti chimici anti-ghiaccio poiché eventuali cavi elettrici riscaldanti assorbirebbero troppa energia.

Effetto del vento.

I pannelli generalmente sono installati da 50 fino a 150 cm sollevati dal suolo per garantire che il retro del modulo sia adeguatamente ventilato e anche per consentire una manutenzione efficace. Data la grande superficie dei moduli, le forze aerodinamiche che agiscono sui moduli stessi possono causare seri problemi meccanici al sistema. Quindi per prevenire o almeno minimizzare i danni bisogna comprendere il flusso del vento e la sua interazione coi pannelli solari, che può essere effettuata con l'ausilio di opportuni software che simulano l'azione aerodinamica del vento. Diversa è la situazione dei moduli fotovoltaici montati sui tetti: se sono fissati meccanicamente occorre tener conto delle forze che potrebbero spingerli verso l'alto, mentre se sono liberi di muoversi devono poter resistere alle forze di scivolamento. Gli effetti del vento inoltre variano se il tetto è dotato di parapetti ed a seconda che la struttura di supporto sia aperta o piena e differenti coefficienti di pressione si applicano in base alla posizione dei pannelli: bordo, angolo o centro del tetto.

11.ANALISI DI PRODUCIBILITA' DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

11.1.Procedimento di calcolo della radiazione solare sul piano dei moduli

Come abbiamo analizzato in precedenza la radiazione solare arriva sulla superficie più esterna dell'atmosfera terrestre con una potenza media di 1367 W/m^2 . Nel caso in cui ci trovassimo al di fuori dell'atmosfera terrestre sarebbe sufficiente posizionare i moduli perpendicolarmente alla direzione di arrivo dei raggi del sole per poter intercettare tutta la potenza disponibile. Sulla Terra le cose funzionano in modo diverso infatti la radiazione solare raggiunge la superficie terrestre con un'inclinazione che varia durante il giorno poiché l'asse di rotazione della terra è inclinato di 23.5° rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al Sole. Detto ciò il primo angolo che andiamo a calcolare è l'angolo orario. L'angolo orario ω considera la rotazione della Terra attorno al proprio asse. Il valore di questo angolo è compreso tra 0° e 360° e può essere ricavato dalla seguente espressione:

$$\omega = 15(t_s - 12)$$

dove con t_s si intende l'ora solare compresa tra 0 e 24. Non sempre l'ora che si legge sull'orologio coincide con l'ora solare e quindi quest'ultima la dobbiamo calcolare tenendo conto della posizione del sito all'interno del meridiano corrispondente. Si devono considerare le differenze angolari Δ_w delle località all'interno del fuso orario centrato sul meridiano di longitudine $+15^\circ$ (avanti cioè un'ora rispetto al meridiano di Greenwich). Il valore di Δ_w invece lo si ottiene dividendo per 15° , che è la rotazione della Terra corrispondente ad 1 ora, il valore di Δ_w . Per calcolare l'ora solare si può anche considerare l'effetto dovuto alla combinazione del moto della Terra attorno al proprio asse con quello di rivoluzione che avviene su un'orbita ellittica. Questo effetto è in genere poco rilevante e non va oltre scostamenti di 15 minuti. In conclusione quindi l'ora solare si ricava sommando all'ora convenzionale t_c il contributo dovuto alla variazione della longitudine del sito Δ_w e lo scarto dipendente dall'equazione del tempo Δ_t :

$$t_s = t_c + \Delta_w + \Delta_t$$

Il secondo angolo che calcoliamo è la declinazione δ . La declinazione δ è l'angolo che forma il piano dell'equatore con la congiungente Terra-Sole. Essa tiene conto dell'effetto dell'inclinazione dell'asse terrestre e può essere calcolata con la formula:

$$\delta = 23,5 \cdot \sin[360(284+n)/365]$$

dove con n si intende il numero del giorno dell'anno considerato di 365 giorni.

Il terzo angolo che andiamo a calcolare è l'angolo di incidenza θ . Se si considera un sito con una certa latitudine ϕ e una certa longitudine i moduli fotovoltaici verranno disposti con un'inclinazione rispetto all'orizzontale pari a β (positivo se rivolto verso l'equatore). Se poi l'impianto risulta rivolto anche verso est o ovest bisogna considerare questo fatto per mezzo dell'angolo di azimut α (positivo per rotazioni verso ovest). Avendo tutti questi dati si può poi calcolare l'angolo di incidenza che si ha tra il raggio solare e la normale ai moduli. Risulterà che se $\theta = 0$ il raggio solare è ortogonale ai moduli, se $\theta = +90$ è parallela. L'angolo di incidenza si calcola con la seguente formula:

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \sin\delta \cdot \sin\phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha + \\ & \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha \cdot \cos\omega + \\ & \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega \end{aligned}$$

Calcolati questi angoli andiamo a trovare le componenti della radiazione solare. Indichiamo con la radiazione diretta raccolta da un modulo fotovoltaico orientato con angoli α e β in un punto posto sulla superficie terrestre di latitudine ϕ , un istante temporale caratterizzato dai parametri ω e δ e intensità della radiazione misurata al suolo sul piano orizzontale pari a I_{0R} :

$$I = I_{0R} \cdot \cos\theta / \cos\theta_h$$

nella cui formula θ_h è l'angolo di incidenza tra la traiettoria di incidenza del raggio solare e la normale al piano orizzontale. Considerando l'espressione analitica di $\cos\theta_h$:

$$\cos\theta_h = \sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \cos\phi \cdot \cos\omega$$

Calcolata la radiazione diretta andiamo a trovare quella diffusa. Come ben sappiamo

l'atmosfera terrestre attenua la radiazione solare nelle sue varie componenti spettrali, e ne provoca anche una parziale o totale diffusione sulla volta celeste. La radiazione solare come sappiamo, la troviamo al suolo divisa in una componente diretta e in una diffusa. Questa divisione dipende dalle condizioni meteorologiche : con cielo nuvoloso infatti la radiazione è praticamente solo diffusa, con cielo sereno la radiazione è quasi completamente diretta.

Consideriamo come prima cosa che la componente diffusa sia distribuita uniformemente sulla volta celeste. I moduli fotovoltaici sono in grado di vedere una maggiore o minore porzione di cielo a seconda della loro inclinazione rispetto al piano orizzontale e dalla conformazione dell'ambiente circostante. Indicheremo con D_{OR} la densità di potenza della radiazione diffusa raccolta su un modulo orizzontale non contornato da ostacoli. La frazione D raccolta da un modulo con inclinazione pari a β rispetto all'orizzontale è pari a :

$$D = D_{OR}(1 + \cos\beta)/2$$

Oltre alla radiazione diretta e diffusa i moduli fotovoltaici assorbono anche un'altra radiazione che è dovuta alla riflessione sul suolo oppure da ostacoli con un'inclinazione tale da permettere che la radiazione si rifletta sugli stessi. Questa componente della radiazione la chiamiamo riflessa e nel suo calcolo consideriamo il fattore di albedo ρ_g che dipende dall'ambiente attorno al modulo fotovoltaico (nei mesi invernali ad esempio il prato attorno al modulo si ricopre di neve). Se chiamiamo G_{OR} la radiazione totale sul piano orizzontale e ρ_g il fattore di albedo, la radiazione riflessa R raccolta da un modulo inclinato per effetto dell'albedo la si esprime così:

$$R = G_{OR} \rho_g(1 - \cos\beta)/2$$

11.2. Influenza della latitudine sulle componenti della radiazione

La radiazione solare complessivamente raccolta da un modulo fotovoltaico è formata dalla somma delle sue tre componenti, diretta, diffusa e riflessa:

$$G = I+D+R$$

Come abbiamo visto queste quantità dipendono dalla latitudine: più ci si avvicina all'equatore più aumenta l'energia solare media che raggiunge il suolo. Ovviamente la quantità effettiva di energia solare utilizzabile dipende dalle condizioni meteo. La latitudine influenza l'altezza media del Sole sull'orizzonte e la massa di aria che i raggi solari devono attraversare per arrivare al suolo. Più basso è il Sole sull'orizzonte maggiore è la massa d'aria attraversata dai raggi solari e di conseguenza maggiore è l'attenuazione della radiazione. Altro aspetto fondamentale è che dalla latitudine dipende la differenza di durata del giorno tra estate e inverno: nell'Italia settentrionale la differenza tra il giorno più breve e quello più lungo è di 6,6 ore ,al sud è di 5,1 ore. Come conseguenza di ciò al sud la distribuzione dell'energia solare è più uniforme durante l'anno. La regola della latitudine però non è sempre attendibile infatti vi sono aree desertiche nel globo all'altezza dei tropici dove si raggiungono i valori massimi di insolazione. Un esempio "Italiano" riguarda il lago di Garda (e in generale tutte le località lacustri) le cui zone in inverno dispongono di un soleggiamento simile a quello che si trova nelle regioni centro-meridionali della penisola.

11.3. Calcoli finali

Calcoliamo innanzitutto il Performance Ratio, il quale è definito come rapporto tra l'energia prodotta e quella teoricamente producibile:

$$E_{\text{prod}} = P_{\text{PN}} (1 - P_{\text{tpvmed}}) H(\Delta t)/G$$

$$P_{\text{tpvmed}} = (T_{\text{celmed}} - 25)^* \gamma/100$$

dove:

- γ è il coefficiente di temperatura di potenza (variazione percentuale della P_{nom} del generatore fotovoltaico per grado Celsius di variazione della temperatura della cella);
- P_{tpvmed} è il fattore di correzione della performance legato alla temperatura misurata durante il test;

- P_{PN} è la potenza nominale dell'impianto definita come la somma delle potenze di ciascun modulo fotovoltaico come risultanti dai flash test forniti dal fabbricante dei moduli;
- $H(\Delta t)$ è il valore di irradiazione (in KWh/m^2) misurato sul piano dei moduli;
- G è il valore dell'irraggiamento standard pari a $1000 W/m^2$;
- T_{celmed} è la temperatura media ponderale della cella misurata sul retro del modulo durante il periodo di funzionamento.

Il Performance Ratio è un parametro di fondamentale importanza nei contratti di vendita di un impianto. In conclusione si può fare una stima delle ore equivalenti che consiste nel numero di ore di funzionamento annuo dell'impianto nelle condizioni di massima potenza in grado di fornire l'energia annua realmente prodotta.

Il calcolo delle ore equivalenti deriva quindi dal prodotto del PR, dalla disponibilità e dall'energia captata.

$$H_{eq} = R_p * G * Disp$$

dove:

- R_p è il performance ratio
- G è l'energia captata
- $Disp$ è la disponibilità

Arriviamo infine al calcolo della producibilità attesa di un impianto che si ottiene moltiplicando le ore equivalenti per la potenza d'impianto:

$$E_p = H_{eq} * P_n$$

12.CURIOSITA'

I ricercatori della Northwestern University hanno sviluppato un materiale a base di carbonio che è potenzialmente in grado di rivoluzionare il settore del fotovoltaico. Il nuovo materiale per la costruzione delle celle fotovoltaiche è un conduttore trasparente caratterizzato da nanotubi di carbonio ed è un'ottima alternativa alle tecnologie attuali che sono strettamente dipendenti dal silicio. Il carbonio è molto abbondante nella terra, e i nanotubi di carbonio costituiscono un potenziale per aumentare la redditività a lungo termine dell'energia solare. Il materiale è molto flessibile e questa flessibilità meccanica consente alle celle solari di poter essere integrate nei tessuti e in questo modo è possibile disporre di energia elettrica portatile e questo potrebbe rivelarsi molto utile ad esempio nel campo dell'elettronica applicata alle operazioni militari. Questa ricerca è stata guidata dal professore di scienza dei materiali e di chimica, Mark C. Hersam e da Tobin J. Marks, Vladimir N. Ipatieff rispettivamente professore di chimica catalitica e di scienze dei materiali e ingegneria. Lo studio si è guadagnato la copertina del numero di Ottobre 2011 della rivista scientifica *Advanced Energy Materials*, specializzata nella scienza dei materiali applicati all'energia. Le celle fotovoltaiche sono caratterizzate da diversi strati e tra uno strato e l'altro è presente un conduttore trasparente che permette alla luce solare di passare alle celle ed essere convertita in energia elettrica. Per entrambe le funzioni, il conduttore deve essere sia elettricamente conduttivo che otticamente trasparente. Pochi materiali possiedono contemporaneamente queste sue caratteristiche. Attualmente l'ossido di indio-stagno (indium tin oxide – ITO) è il materiale che possiede queste caratteristiche di conduttore trasparente ma ha due limiti potenziali: è fragile, per cui non può essere utilizzato in quelle applicazioni che richiedono flessibilità; inoltre l'ossido di indio-stagno si basa sull'indio che è un elemento relativamente raro, e questo comporterebbe una maggiore domanda di questo elemento per la costruzione di celle fotovoltaiche con conseguente aumento di prezzo. Hersam spiega: “ se tale tecnologia diventasse realmente diffusa, come tutti speriamo, ci sarà probabilmente una crisi nella fornitura di indio. Il desiderio è quello di identificare nuovi materiali con le stesse caratteristiche abbondanti nella terra, come il carbonio”. Il team di ricerca di Hersam e Marks ha creato un'alternativa all'ossido di indio-stagno: nanotubi di carbonio, minuscoli e cavi con un diametro di un 1 nanometro. Le proprietà dei nanotubi variano a seconda del loro diametro e del loro angolo chirale, l'angolo che descrive la disposizione degli atomi di carbonio per tutta la lunghezza del nanotubo. Queste proprietà determinano 2 tipi di nanotubi: nano tubi metallici e nano tubi conduttori. I nanotubi metallici sono 50 volte più efficaci dei semiconduttori trasparenti utilizzati nelle celle solari organiche. I ricercatori hanno

identificato il tipo di nanotubi che deve essere utilizzato per la loro applicazione. Dal momento che i nanotubi di carbonio sono flessibili, a differenza dell'ossido di indio-stagno, il loro utilizzo potrebbe aprire la strada a nuove applicazioni delle celle fotovoltaiche. Ad esempio i militari potrebbero incorporare le celle solari flessibili nel materiale delle tende e fornire l'energia solare direttamente sul campo, oppure le celle solari potrebbero essere integrate a vestiti, zaini o borse. Hersam dice: "con questa tecnologia meccanica flessibile, è molto più facile immaginare l'integrazione della tecnologia solare nella vita quotidiana, piuttosto che portare in giro una grande cella solare flessibile". Ma le scoperte non finiscono qui. E' stato scoperto che questi nanotubi in carbonio sono utili per creare delle celle fotovoltaiche in grado di raccogliere anche la luce infrarossa. In genere i raggi di luce infrarossa non riescono a essere captati dalle normali celle fotovoltaiche in silicio mentre, invece, i nanotubi di carbonio diventano un'utile alternativa che può fare la differenza. Infatti i nanotubi in carbonio possono aumentare l'efficienza dei pannelli solari attualmente ferma intorno al 15%. La ricerca che dimostra il valore dei nanotubi in carbonio è stata pubblicata su *Advanced Materials* e, per arrivare alla dimostrazione del valore dei nanotubi in carbonio il lavoro dei ricercatori del Mit ((Massachusetts institute of technology) è stato molto approfondito. Per capire l'importanza della scoperta basta pensare che circa il 40% dell'energia solare raggiunge la superficie terrestre e arriva sotto forma di raggi infrarossi. Le celle create con il tradizionale silicio ovviamente non sono in grado di captarla dunque si spreca energia che catturata invece potrebbe essere sfruttata in modo magistrale. In ogni caso le celle costruite con i nanotubi di carbonio sono molto importanti e possono essere utilizzate anche in sovrapposizione con le normali celle al silicio. Attualmente gli studi sui nanotubi non sono ancora terminati ma, si auspica che essi vengano conclusi in fretta anche perché, la possibilità di sfruttare i raggi infrarossi e dunque di far rendere maggiormente i pannelli solari, può essere una piccola ennesima e nuova rivoluzione nel settore.

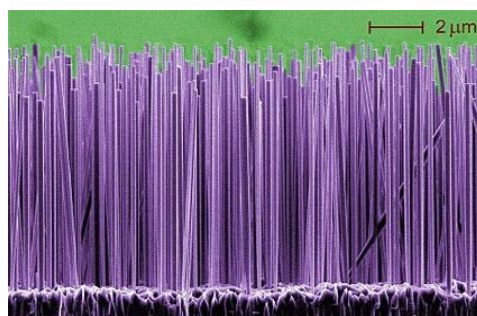


Fig. 12.1: Nanotubi di carbonio

13.CASO STUDIO GALDI s.r.l.

Per veder in pratica tutto ciò che è stato descritto nella teoria precedente ho pensato di andare in un'azienda vicino a dove abito. La ditta in questione si chiama Galdi, leader mondiale per la costruzione di macchinari per il riempimento di prodotti alimentari su contenitori in Tetra Pak. Da circa 2 mesi, esattamente il 25 luglio, ha avviato un impianto fotovoltaico di 337.5 KWp. Ho chiesto dati riguardanti il processo che ha portato la realizzazione dell'impianto citato prima. Di seguito vengono riportati questi dati.

Studi preliminari:

E' stata fatta una verifica di fattibilità di un impianto fotovoltaico nel sito interessato escludendo vincoli paesaggistici, ambientali, normative vigenti/territoriali e sicurezza (vincoli da vigili del fuoco, secondo l'attività produttiva svolta nel fabbricato).

L'esito negativo di questa verifica porta a selezionare tre ditte di comprovata esperienza nella realizzazione di impianti fotovoltaici di medie dimensioni. Di ognuna sono stati valutati i punti di forza ed è stata valutata la soluzione proposta in relazione all'offerta economica finale. Il percorso porta alla selezione di un'azienda locale.

L'impianto proposto e poi attuato, ha una potenza di picco pari a 337,5 KWp. La criticità dell'impianto era dato da una parte significativa di pannelli che risultavano in ombra più di altri per una parte dell'anno. A riguardo, il committente ha richiesto un'analisi della resa annuale dell'impianto in considerazione di questo ombreggiamento ad altri consulenti competenti in materia, i quali confermavano i prospetti di resa in KWh/anno indicati dall'appaltatore. Si procede alla definizione del contratto definendo tutti gli aspetti tecnici, tempistiche di attuazione dell'impianto, sicurezza, ecc..

In particolare i componenti di questo impianto sono:

- 4 inverter: 3 per il campo principale e uno per un campo più piccolo
- 1350 pannelli in silicio monocristallino da 250 Wp
- circa 20 Km di cavi per collegamento stringhe
- centralina meteorologica
- sistema di supervisione e visione in remoto

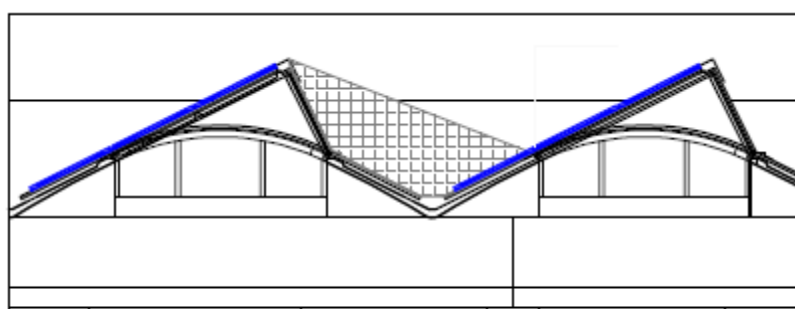
L'incentivo concesso per la tipologia dell'impianto è del tipo "ritiro dedicato".

Attività di installazione:

E' stata organizzata una riunione di coordinamento per la sicurezza che ha visto coinvolti le seguenti figure: appaltatore, committente, responsabili per la sicurezza dell'appaltatore e del committente, costruttore dell'immobile. E' stato prodotto da parte dell'appaltatore il POS (Piano Operativo per la Sicurezza). Sono stati definiti i siti di stoccaggio dei materiali necessari. L'attività di installazione ha avuto circa un mese di tempo, mentre le attività burocratiche hanno avuto termine i primissimi giorni di settembre. La connessione alla rete di distribuzione ENEL è avvenuta il 29 Giugno 2012, permettendo così l'applicazione dell'incentivo economico previsto dalla normativa per il primo semestre del 2012, mentre la licenza di opicina elettrica è stata concessa dalle dogane il 25 luglio 2012 (giorno in cui è stato attivato l'impianto).

Disposizione moduli:

Causa ombreggiamento citato precedentemente, è stato fatto uno studio approfondito della dislocazione delle stringhe. E' stato pensato di gestire le stringhe con 3 inverter (un inverter prende le celle più alte di ogni modulo, un secondo inverter quelle centrali mentre l'altro quelle basse). Questo permette, nei mesi critici, di avere comunque delle celle funzionanti senza arrivare ad aver il problema del mismatching. Tutti quanti i moduli sono disposti esattamente a sud per poter avere la massima resa in tutto l'arco dell'anno.



PARTICOLARE OMBREGGIATURA - scala 1:5

Di seguito viene riportato lo schema di disposizione dei moduli fotovoltaici. Da fare particolare attenzione ai diversi colori presenti nelle linee di collegamento con gli inverter.



Prospetto economico:

Cliente: GALDI SRL

POTENZA INSTALLATA IMPIANTO P=337,5 kWp

Tariffa incentivante GSE:

0,224 €/kWh

1° semestre 2012 - impianto su edifici, prodotto ex tra-europeo, ritiro dedicato

Descrizione	Unità	Quantità	Unità	Quantità	Unità	Quantità	Unità	Quantità	Unità	Quantità	
Pot. nominale	kWp	337,500	Autocostruzione								
Rad. media anno	kWh/kWp	1.071	Vendita energia	kWh/anno	169.929	Attualizzazione (tasso di sconto)	%	3,33	Capitale finanziato	€	556.875,00
Energia prodotta	kWh/anno	361.550	Tariffa incentivata	€/kWh	0,224	Mantenuzione program.	€	-	Tasso applicato	%	8,0%
Calo pot. Media	%	0,8	Tariffa di acquisto	€/kWh	0,190	Manutenzione energia elettrica	€	4,7	Numero rata	n.	144
Costo impianto	€	556.875,00	Tariffa vendita energia <3,750 kWh	€/kWh	0,1000				Importo rata	€	6.027,91
Costo kw inst.	€	1.650,00	Tariffa vendita energia da 3,750 a 25,000kWh	€/kWh	0,0900						
Assicurazione	%	0,40	Tariffa vendita energia da 25 a 2.000 kWh	€/kWh	0,0752						

Anno	RICAPO DA CONTO ENERGIA			RICAPO DA VENDITA			RISPARMIO SU ACQUISTO			COSTI DI GESTIONE			QUADRO ECONOMICO			QUADRO FINANZIARIO		
	Energia prodotta kWh	Incentivo €/kWh	Ricavo incentivo annuale €	Energia venduta kWh	Tariffa media di vendita €/kWh	Ricavo da vendita €	Acquisto energia €/kWh	Energia autoconsumo kWh	Valore autoconsumo (risparmio bolletta) €	Assicurazione €	Mantenuzione programmata €	Entrate annuali €	Entrate cumulative €	Guadagno €	T.J.R. %	Rata annua finanziamento €	Flussi di cassa €	Guadagno €
1	361.550	0,224	80.987,20	191.622	0,0800	15.321,56	0,1900	169.929	32.286,42	2.227,50	-	126.567,67	126.567,67	-430.507,33		72.334,89	54.032,78	54.032,78
2	359.658	0,224	80.339,30	190.059	0,0825	15.691,20	0,1989	168.569	33.533,45	2.298,78	-	127.265,27	253.632,94	-303.242,06		72.334,89	54.930,37	108.963,15
3	355.798	0,224	79.596,59	188.588	0,0852	16.070,01	0,2083	167.221	34.822,64	2.372,34	-	128.022,89	381.855,83	-175.019,17		72.334,89	55.888,00	164.851,15
4	352.942	0,224	79.059,02	187.059	0,0880	16.457,90	0,2181	165.883	36.173,86	2.448,26	-	129.242,53	511.098,36	-45.775,64		72.334,89	56.907,63	221.759,78
5	350.118	0,224	78.426,54	185.563	0,0908	16.855,21	0,2283	164.556	37.571,04	2.526,60	-	130.526,20	641.404,56	84.549,56	4,88%	72.334,89	57.991,30	279.750,09
6	347.318	0,224	77.799,13	184.078	0,0938	17.262,17	0,2390	163.239	39.022,19	2.607,45	-	131.876,03	772.900,59	216.025,59	10,18%	72.334,89	59.141,14	338.891,23
7	344.539	0,224	77.176,74	182.606	0,0968	17.679,00	0,2503	161.933	40.523,38	2.690,89	-	133.293,06	905.594,81	348.719,81	13,74%	72.334,89	60.399,33	399.250,56
8	341.783	0,224	76.559,32	181.145	0,1000	18.105,95	0,2620	160.638	42.094,79	2.777,00	-	134.782,23	1.039.577,87	482.702,87	16,22%	72.334,89	61.648,17	460.898,72
9	339.048	0,224	75.946,85	179.686	0,1032	18.543,27	0,2744	159.353	43.720,65	2.865,66	-	136.344,91	1.174.922,78	618.047,78	17,99%	72.334,89	62.997,33	523.908,74
10	336.336	0,224	75.339,27	178.259	0,1065	18.991,21	0,2873	158.078	45.409,32	2.957,57	-	137.982,83	1.311.705,01	754.630,01	19,28%	72.334,89	64.447,34	588.356,07
11	333.645	0,224	74.736,56	176.832	0,1100	19.450,03	0,3008	156.813	47.163,21	3.052,21	-	139.697,58	1.450.002,60	893.127,60	20,24%	72.334,89	65.992,69	654.318,76
12	330.976	0,224	74.138,67	175.417	0,1136	19.919,99	0,3149	155.559	48.984,84	3.149,88	-	141.483,02	1.589.896,22	1.033.021,22	20,96%	72.334,89	67.588,73	721.877,49
13	328.328	0,224	73.545,56	174.014	0,1172	20.401,38	0,3297	154.314	50.878,63	3.250,68	-	143.338,86	1.731.489,31	1.174.594,31	21,92%	72.334,89	69.233,09	863.450,58
14	325.702	0,224	72.957,19	172.622	0,1210	20.894,46	0,3452	153.080	52.841,90	3.354,70	-	145.253,86	1.874.808,16	1.317.933,16	21,94%	72.334,89	70.928,44	1.006.789,44
15	323.096	0,224	72.373,54	171.241	0,1250	21.399,53	0,3614	151.885	54.882,87	3.462,05	-	147.230,88	2.020.002,05	1.463.127,05	22,28%	72.334,89	72.673,86	1.151.983,32
16	320.511	0,224	71.794,55	169.871	0,1290	21.916,88	0,3784	150.640	57.002,66	3.572,84	-	149.271,26	2.167.143,31	1.610.268,31	22,54%	72.334,89	74.471,26	1.299.124,58
17	317.947	0,224	71.220,19	168.512	0,1332	22.446,81	0,3962	149.435	59.201,33	3.687,17	-	151.385,94	2.316.327,47	1.759.452,47	22,74%	72.334,89	76.316,47	1.448.308,75
18	315.404	0,224	70.650,43	167.164	0,1375	22.989,43	0,4148	148.240	61.491,40	3.805,16	-	153.557,02	2.467.653,42	1.910.778,42	22,91%	72.334,89	78.211,94	1.599.624,69
19	312.880	0,224	70.085,23	165.827	0,1420	23.545,65	0,4343	147.054	63.866,07	3.926,92	-	155.791,99	2.621.223,44	2.064.348,44	23,04%	72.334,89	80.257,02	1.753.204,71
20	310.377	0,224	69.524,54	164.500	0,1466	24.119,20	0,4547	145.877	66.332,83	4.052,58	-	158.091,99	2.777.143,43	2.220.268,43	23,14%	72.334,89	82.451,99	1.909.724,70

14.CONCLUSIONI

Il fotovoltaico domestico, pesantemente incentivato dal governo italiano sulle basi di accordi internazionali (Kyoto), ha avuto il merito e lo scopo di far conoscere questa tecnologia alla massa. Nonostante gli incentivi siano in forte riduzione, e l'obiettivo dello stato è di eliminarli a breve, è mia convinzione che la tecnologia ed i costi per applicarla alle famiglie ed i vantaggi che queste ne traggono, la renda oramai appetibile anche in assenza di incentivi. La lunga durata dell'impianto e la bolletta di energia notevolmente ridotta determinerà una convenienza per tutti coloro che intendono installare un impianto sfruttandone il più possibile l'energia che questo produrrà. Si spera che gli studi sulle nuove tecnologie continuino nei migliori dei modi per poter alzare ancora di più le rese dei pannelli fotovoltaici.

Proprio in questo periodo, che si cerca di inquinare il meno possibile, bisognerebbe intraprendere la strada verso le energie rinnovabili. Per quanto riguarda il fotovoltaico, risulta essere pulito e sfrutta un'energia che durerà ancora per miliardi di anni. Investire nella tecnologia fotovoltaica consente di ridurre le emissioni gassose inquinanti, e di ridurre l'impiego dei combustibili fossili: un impianto di 3kWp fa risparmiare in un anno ben 2,4 tonnellate di CO₂ (pari a 0,82 tonnellate di petrolio equivalenti).

Ho voluto parlare di questa tecnologia perché mi affascina molto. Mi affascina il fatto che, da semplice radiazione solare composta da fotoni che noi non vediamo, si riesca a produrre energia elettrica. Un'energia ormai essenziale senza la quale saremo persi. Basti pensare per esempio quando a casa viene staccata la rete. Lo sviluppo del fotovoltaico poi, ha permesso anche di rendere delle zone isolate un po' più autonome e questo non è poco.

BIBLIOGRAFIA

- Francesco Groppi - Carlo Zuccaro, Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, Edizione Delfino
- Sergio Rota, Elettricità dal Sole, Sandit Libri
- Alessandro Caffarelli - Giulio de Simoni, Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici, Maggioli Editore
- Stefano Mirandola, Corso di Elettronica, Calderini Edagricole
- Tosatto Fabio, Tesina d'Esame – Controllo di un inseguitore solare, 2008

SITOGRAFIA

- Energie rinnovabili, http://www.energie-rinnovabili.net/silicio_per_impianti_fotovoltaici
- Il sole, <http://astrolink.mclink.it/sole.htm/>
- Il sole, <http://it.wikipedia.org/wiki/Sole>
- Sviluppo di fonti energetiche, <http://www.anci.it/Contenuti/Allegati/Paper3.pdf>
- Nanotubi in carbonio, <http://gogreen.virgilio.it/news/ambiente-energia/index.html>
- Il fotovoltaico, <http://www.fotovoltaicopiemonte.it/impianti>
- Manutenzione, <http://www.esaenergie.it/manutenzione.php>
- Ombreggiamenti,
<http://www.lavorincasa.it/articoli/in/impianti/ombreggiamento-fotovoltaico>

