

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE



TESI DI LAUREA TRIENNALE

**COME SFRUTTARE L'ENERGIA SOLARE PER PRODURRE
ENERGIA ELETTRICA: L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

RELATORE: Ch.mo Prof. MIRTO MOZZON

Ch.mo Prof. RINO A. MICHELIN

LAUREANDO:DALLA VIA MATTEO

ANNO ACCADEMICO:2011/2012

INDICE

1 introduzione	1
1.1 distribuzione fisica dei principali impianti di produzione di energie rinnovabili	1
2 il Sole	3
2.1 struttura interna del sole	3
2.2 energia solare	4
2.3 la produzione di energia	5
3 cella fotovoltaica ,aspetti introduttivi e principio di funzionamento	7
3.1 modello atomico	7
3.2 teoria delle bande	8
3.3 il funzionamento di una cella	9
4 tipologia di celle fotovoltaiche	13
4.1 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino e policristallino	13
4.2 celle in silicio amorfo	15
4.3 celle organiche	16
4.3.1 un tipo di cella organica : la cella di Gratzel	18
5 impianto fotovoltaico	21
5.1 aspetti introduttivi di un impianto	21
5.2 impianti stand-alone	22
5.3 impianti grid-connected	23
5.4 componenti di un impianto	25
5.4.1 modulo fotovoltaico	25
5.4.2 accumulatore	26
5.4.3 regolatore di carica	28
5.4.4 inverter	29
5.4.4.1 inverter per applicazioni isolate	30
5.4.4.2 inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica	30
5.4.5 ponte di conversione	32
5.4.6 trasformatore	33

6 il problema degli agenti atmosferici sui pannelli fotovoltaici	35
6.1 effetto della pioggia	35
6.2 effetto della grandine	35
6.3 effetto della neve e del ghiaccio	35
6.4 effetto della condensa	36
6.5 effetto del vento	36
7 strutture di sostegno per moduli fotovoltaici	39
7.1 effetti del carico neve	39
7.2 effetti dell'azione del vento	39
7.3 materiali per strutture di sostegno	40
7.3.1 acciaio zincato	40
7.3.2 acciaio inox	40
7.3.3 legno	41
7.3.4 alluminio	41
7.4 tipologie tradizionali per la posa a terra	42
7.4.1 strutture a cavalletto	42
7.4.2 strutture a palo	43
7.5 strutture di sostegno ad inseguimento	44
7.5.1 inseguitori a due gradi di libertà	44
7.5.2 inseguitori ad un grado di libertà	45
7.5.3 tecniche di inseguimento del sole	46
7.5.4 considerazioni ulteriori sugli inseguitori	48
8 i moltiplicatori solari	51
8.1 definizione	51
8.2 moltiplicatori solari a specchi piani	51
8.3 moltiplicatori solari con pannelli bifacciali	52
8.4 moltiplicatori con ottica olografica	53
8.5 pellicole che migliorano l'efficienza dei pannelli	54
9 studio sulla producibilità di un impianto fotovoltaico	55
9.1 procedimento di calcolo della radiazione solare sul piano dei moduli	55
9.2 influenza della latitudine sulle componenti della radiazione	57
9.3 distribuzione della radiazione solare sul suolo italiano	58

9.4 valutazione del grado di ombreggiamento di un generatore fotovoltaico	60
9.5 calcoli finali	62
10 alcuni numeri sul fotovoltaico	65
10.1 il conto energia	65
10.2 costo di un impianto fotovoltaico	66
10.3 il fotovoltaico in Italia	67
11 conclusioni	71
bibliografia	73
sitografia	73

1.INTRODUZIONE

Le energie rinnovabili sono quelle fonti di energia che per loro caratteristica si rigenerano e sono da considerarsi inesauribili . Il loro utilizzo non pregiudica quindi le risorse naturali per le generazioni future. Sono forme di energia alternativa alle fonti fossili e l'aspetto fondamentale è che molte di esse sono energie pulite ovvero tali da non immettere in atmosfera sostanze nocive. Esempi di queste energie sono l'energia idroelettrica, l'energia solare, quella eolica e quella geotermica.

Si definiscono invece fossili quei combustibili che derivano dalla trasformazione, sviluppatasi in milioni di anni, di sostanza organica ,seppellitasi sottoterra nel corso delle ere geologiche,in forme molecolari via via più stabili e ricche di carbonio. Tra di esse le più sfruttate sono, dati alla mano, il petrolio,il carbone e il gas naturale. I combustibili fossili sono attualmente la principale fonte di energia dell'umanità e queste perché possono essere trasportati con facilità(i gasdotti per il gas naturale) e hanno dei costi relativamente bassi. Di contro però sono altamente inquinanti poiché immettono nell'atmosfera sostanze quali l'anidride solforosa responsabile delle piogge acide e l'anidride carbonica che è considerata la causa principale del riscaldamento globale. L'aspetto sicuramente più interessante da tenere in considerazione è che non sono risorse rinnovabili poiché il processo di fossilizzazione della sostanza organica è molto lungo e la quantità oggi che fossilizza è trascurabile rispetto alle esigenze della società. Rimangono quindi da sfruttare i giacimenti esistenti che però progressivamente esauriscono le risorse disponibili. Questo inevitabilmente causa un aumento dei prezzi. Una situazione globale del genere ha portato ad un aumento della convinzione generale sulla necessità di investire nelle risorse rinnovabili.

1.1.Distribuzione geografica dei principali impianti di produzione di energie rinnovabili.

L'energia prodotta da fonte idroelettrica, che ebbe un ruolo fondamentale durante la crescita delle reti elettriche nel 19°e nel 20°secolo, sta sperimentando una rinascita della ricerca nel 21°secolo. L'area con più elevata crescita nel settore idroelettrico è la Cina e in generale la regione asiatica. Questa crescita è dovuta ai notevoli aumenti del costo dell'energia e al desiderio di produrre autonomamente parte dell'energia necessaria evitando di rimanere totalmente alle dipendenze di altri paesi. Un altro aspetto da tenere in considerazione è quello ambientale;la produzione di energia pulita, non inquinante inizia ad essere considerato da molti un fattore rilevante. Esistono poi le centrali geotermiche le quali si è stimato possano avere una capacità produttiva potenziale di 80 GW nei prossimi 30 anni. Vi sono

però solamente alcune aree nel globo dove questa energia può essere sfruttata: gli Stati Uniti, l'America centrale, l'Indonesia, l'Africa orientale, le Filippine e anche l'Italia. Tra le nuove forme di energia rinnovabile troviamo quella eolica la quale sfrutta il moto del vento per generare energia eolica. Le principali centrali eoliche le troviamo negli Stati Uniti, leader mondiale del settore con una potenza eolica cumulata di oltre 25.000 MW, seguiti dalla Germania e dalla Spagna. Di rilievo risultano essere le centrali mareomotrici all'interno delle quali si sfruttano i movimenti d'acqua causati dalle maree per produrre energia. Nel 2007 la prima centrale moderna ad energia mareomotrice di concezione moderna venne installata nello stretto di Strangford Lough in Irlanda.

Esistono poi gli **impianti fotovoltaici** i quali sfruttano l'energia solare per produrre energia elettrica. Attualmente la centrale fotovoltaica più grande del mondo si trova in Germania (Waldpolenz) con 30 MW di picco e un progetto di estensione a 40 MW, mentre quella più grande del nord America si trova presso la Nellis Air Force Base (15 MW). Famosa è poi la centrale solare di Serpa in Portogallo (11 MW). Ci sono proposte per la costruzione di una centrale solare nel Victoria in Australia, che diverrebbe la più grande al mondo con una capacità produttiva di 154 MW. Altre grosse centrali fotovoltaiche, progettate o in costruzione, includono la centrale elettrica "Girrasol" (da 62 MW).

In un impianto fotovoltaico come detto si utilizza l'energia fornita dal Sole. Si tratta di un'energia rinnovabile, pulita, che può essere sfruttata senza danneggiare l'ambiente; essa è infatti una delle energie a sostegno della cosiddetta "economia verde" nella società moderna. Per trattare l'argomento sull'impianto fotovoltaico è bene descrivere la fonte essenziale da cui deriva il funzionamento di suddetto impianto che è il sole.

2.IL SOLE

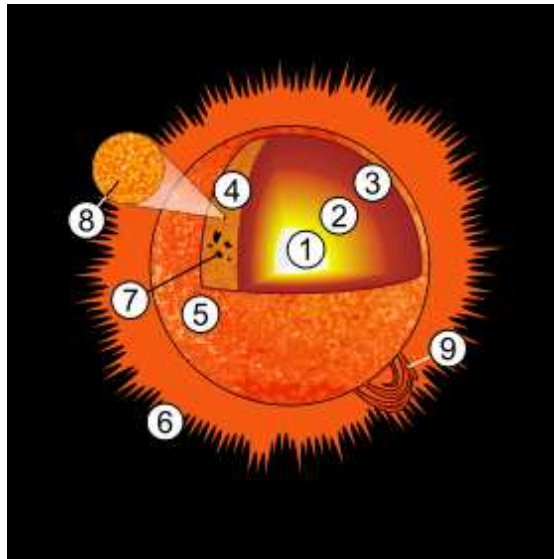
2.1.Struttura interna del Sole

Il Sole ,sin dall'antichità, è sempre stato considerato come fonte di vita sulla terra e ,in molte civiltà, oggetto di adorazione. Dell'enorme quantità di energia che irradia lo spazio quella che raggiunge il nostro pianeta è una frazione piccolissima. Nonostante questo,come si può intuire, è comunque una quantità enorme che può e potrà essere utilizzata nel futuro per far fronte alla crescente necessità di energia della società in cui viviamo. Il sole è la stella attorno alla quale ruotano i pianeti del sistema solare. Poiché dista 150 milioni di chilometri,viene visto dalla Terra come un disco di circa mezzo grado di diametro,pari a quello della luna piena ,mentre le altre stelle appaiono sempre puntiformi.

La superficie è la parte luminosa del sole. É uno strato di poche centinaia di chilometri di spessore chiamato FOTOSFERA. Si tratta dunque del primo strato visibile, dal quale l'energia proveniente dall'interno è libera di propagarsi nello spazio. È sede di fenomeni come le macchie solari e i flare.

Il cambiamento di opacità rispetto agli strati inferiori (la sua opacità è infatti lievemente inferiore a quella dell'atmosfera terrestre) è dovuto alla diminuzione del numero di ioni idruro (H^-), che assorbono con facilità la luce visibile; la luce da noi percepita è invece prodotta dalla ricombinazione tra gli elettroni liberi e gli atomi di idrogeno per generare ioni H^- . Poiché gli strati più alti della fotosfera sono più freddi di quelli più profondi, l'immagine del Sole appare più luminosa al centro, e si fa via via più tenue man mano che si procede verso il bordo del perimetro del disco visibile; questo fenomeno è chiamato oscuramento al bordo, ed è causato da un fenomeno di prospettiva. Al centro della fotosfera avvengono le reazioni di fusione nucleare dell'Idrogeno in Elio che generano l'energia della stella. La sua temperatura è di circa 15000000 di °C. Al di sopra della Fotosfera troviamo la CROMOSFERA uno strato di spessore di 2000 chilometri con temperature che raggiungono gli 8000-10000°C. Essa è costituita da uno strato di gas rarefatti che appare di colore rossastro; in realtà lo strato è trasparente. La colorazione rossastra è dovuta agli atomi di idrogeno che alle più basse pressioni della cromosfera emettono radiazioni di tale colore. Oltre a questo strato ha inizio la CORONA che è la parte esterna dell'atmosfera solare. Essa non ha limiti definiti e si estende nello spazio per decine di milioni di chilometri. Questo strato è caratterizzato da bassa densità e temperatura dell'ordine di milioni di gradi. La corona è ben visibile durante le eclissi di sole.

Figura 2.1: Spaccato della struttura del Sole



Spaccato della struttura del sole:

1. nucleo
2. zona radiativa
3. zona convettiva
4. fotosfera
5. cromosfera
6. corona
7. macchia solare
8. granulazione fotosferica
9. protuberanza ad arco

2.2. Energia solare

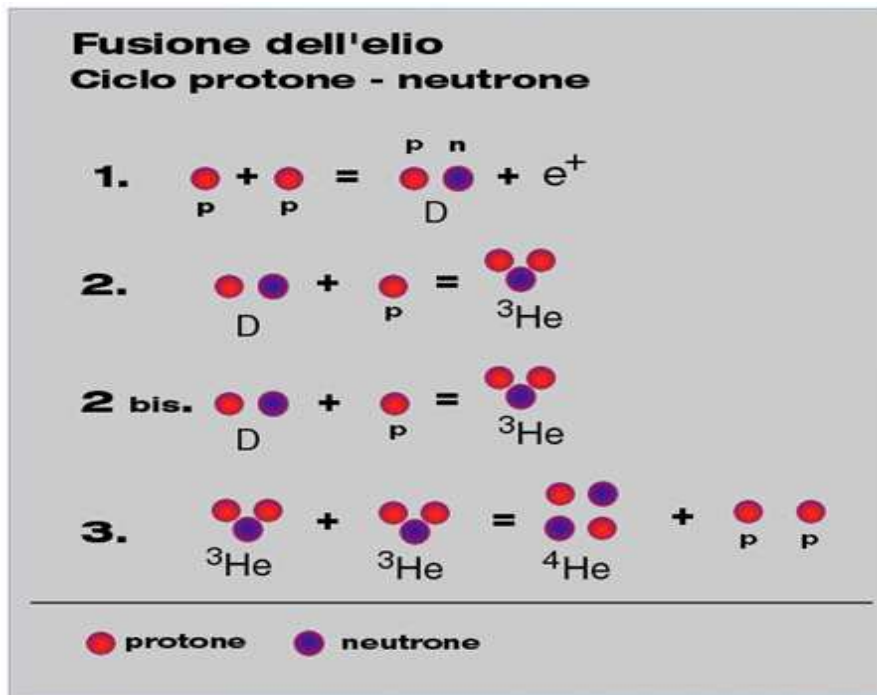
La quantità di energia luminosa che giunge per ogni unità di tempo su ogni unità di superficie esposta direttamente alla radiazione solare prende il nome di *costante solare* ed il suo valore è approssimativamente di 1370 W/m^2 . Se poi moltiplico questo valore per la superficie dell'emisfero terrestre esposto al Sole si ottiene una potenza maggiore di 50milioni di GW. Sul suolo terrestre, a livello del mare, l'energia disponibile è minore a causa dell'assorbimento che la radiazione subisce nell'attraversare l'atmosfera. La radiazione solare si divide in :radiazione diretta e radiazione diffusa. La prima è dieci volte maggiore della seconda quando il sole è sulla verticale del luogo. La radiazione diffusa invece coincide

con quella diretta quando il sole è vicino all'orizzonte. Nei giorni nuvolosi la radiazione diffusa è di intensità maggiore rispetto a quella diretta. L'intensità con cui la radiazione giunge sulla terra dipende anche dalla massa d'aria investita dalla radiazione. Si calcola che in condizioni atmosferiche ottime l'intensità massima della radiazione incidente a mezzogiorno su una superficie orizzontale al livello del mare è di 1 KW per metro quadrato. Spostandosi ad altezze maggiori sul livello del mare si raggiungono, come è prevedibile, valori di 1.05 KW/m² per altitudini attorno ai 1000 mt e sulle alte montagne valori anche superiori a 1,1 KW/m².

2.3.La produzione di energia

Gli studi condotti nel passato hanno portato a scoprire che il centro del sole è composto prevalentemente da idrogeno. La temperatura si aggira attorno ai 15 milioni di gradi, la pressione è elevatissima ,intorno ai 500 miliardi di atmosfere e la densità del materiale nel nucleo è di circa 150g/cm³. Vi sono stelle di dimensioni maggiori del sole nello spazio che hanno nuclei ancora più densi e caldi. A temperature così elevate gli atomi di idrogeno del nucleo non riescono a rimanere integri e quindi si separano in protoni ed elettroni. L'energia termica è così alta che più protoni, quando si incontrano, vincono la repulsione elettrica esistente tra cariche dello stesso segno e si uniscono per formare un nucleo di elio. Ogni secondo, 594 milioni di tonnellate di idrogeno vengono convertite, rilasciando un'energia pari a 386 miliardi di miliardi di MJ. Questa energia è pari alla massa di 4 milioni di tonnellate (le altre 590 vengono convertite in elio). Quindi il sole si alleggerisce ogni secondo di 4 milioni di tonnellate. L'energia liberata dalla *fusione nucleare* si presenta inizialmente sotto forma di fotoni gamma che partono alla velocità della luce. Questi non possono però andare molto lontani poiché l' alta densità presente fa sì che un atomo li assorba durante il loro tragitto, il quale poi li rimetterà in una direzione diversa e con uno spettro di frequenze più ampio. Il ciclo si ripete più volte fintanto che i i fotoni non raggiungono la superficie del sole e lo lasciano disperdendosi nello spazio. I neutrini che sono un altro prodotto della fusione nucleare passano indisturbati attraverso la materia ed escono dal sole in linea retta. Nei processi di fusione nucleare quindi la massa del nuovo nucleo che si forma non è pari alla somma di quella dei nuclei atomici che hanno partecipato alla fusione , ma leggermente inferiore. A causa di tale difetto di massa ,in base alla legge di Albert Einstein $E=mc^2$ si sviluppa energia a processo avvenuto. Nella formula m è il difetto di massa e c è la velocità della luce nel vuoto(300000 km/s). All'interno del sole,come abbiamo già detto, avviene la fusione di 4 nuclei di idrogeno in uno di elio(reazione protone-protone).

Figura 2.2: Fusione dell'elio



1. Nella prima reazione due protoni si uniscono per creare un nucleo di deuterio(D) ed un positrone (e+)

2. Nella seconda reazione un nucleo di deuterio ed un protone si uniscono per creare un nucleo dell'isotopo 3 dell'elio (${}^3\text{He}$)

2bis. La reazione (2) deve avvenire due volte perché possa aver luogo la reazione (3)

3. Nella terza reazione due nuclei di ${}^3\text{He}$ danno luogo ad un nucleo dell'isotopo 4 dell'elio (${}^4\text{He}$) più due protoni, che sono disponibili di nuovo per la reazione (1), donde il nome di ciclo delle reazioni p-p .

3.CELLA FOTOVOLTAICA,ASPETTI INTRODUTTIVI E PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

3.1.Modello atomico

Bohr nel 1913 propose un nuovo modello dell'atomo nel quale affermava che gli elettroni avevano a disposizione delle orbite fisse dette orbite quantizzate(cioè delle orbite che possedevano un'energia già prestabilita identificata da un numero quantico principale N) nelle quali gli elettroni non emettevano né assorbivano energia: un elettrone emetteva o assorbiva energia sotto forma di onde elettro-magnetiche solo se effettuava una transizione da un'orbita ad un'altra e quindi passava ad uno stato a energia maggiore o minore. Con il principio di indeterminazione di Heisenberg del 1927 si ritenne che fosse impossibile descrivere con esattezza il moto degli elettroni attorno al nucleo. Si andò quindi a ricercare al posto di un modello deterministico uno probabilistico che descrivesse ciascun atomo con buona approssimazione. Grazie ai risultati della meccanica ondulatoria ciò fu reso possibile. Nel 1932 si scoprì il neutrone per cui si pervenne ben presto ad un modello atomico quasi completo dove al centro c'è il nucleo composto di protoni carichi positivamente e di neutroni con carica neutra mentre attorno ruotano gli elettroni carichi negativamente. Si abbandonò anche il concetto di orbita a favore del concetto di orbitale. Secondo la meccanica quantistica infatti non ha più senso parlare di traiettoria di un particella. Ciò implicava che non si poteva nemmeno definire con certezza la posizione di elettrone in un dato istante temporale. Di conseguenza un orbitale non è più una traiettoria su cui un elettrone può muoversi bensì una porzione di spazio attorno al nucleo definita da una superficie di equiprobabilità, ossia entro la quale c'è il 95% di probabilità di trovare un elettrone. Secondo questo modello dunque l'interazione tra nucleo ed elettrone è vista come un equilibrio di forze elettrostatiche di attrazione tra nucleo ed elettrone e centrifughe dovute alla velocità di rotazione dell'elettrone. Plank afferma che l'equilibrio si può verificare solo su alcune orbite ad ognuna delle quali corrisponde un livello di energia. Questa situazione in cui vi sono orbite con livelli fissi di energia è valida se l'atomo è isolato. Nel caso in cui si consideri un cristallo invece dove vi sono molti atomi vicini le orbite di ciascun atomo creano delle bande su cui possono stare gli elettroni. Si definiscono due tipi di bande: la banda di valenza e quella di conduzione. Nella banda di valenza che è la più esterna dell'atomo stanno gli elettroni. Questa banda contiene gli elettroni che facendo parte sia di atomo che del suo vicino costituiscono il legame fra i due atomi. All'esterno di questa banda c'è la banda di conduzione su cui vanno gli elettroni che si muovono all'interno del materiale e che, muovendosi, costituiscono la conduzione

elettrica. Se il materiale è conduttore la banda di valenza e quella di conduzione sono sovrapposte e quindi gli elettroni possono senza incrementi di energia passare alla banda di conduzione creando così un flusso continuo di elettroni. Se il materiale è invece isolante vi è un gap energetico tra le due bande che impedisce il flusso di elettroni.

3.2. Teoria delle bande

Secondo la teoria delle bande, se si considera un cristallo, i suoi orbitali differiscono da quelli di una molecola di pochi atomi per una caratteristica relativa ai livelli energetici ad essi corrispondenti. Consideriamo un cristallo e partendo da un primo atomo aggiungiamone via via uno alla volta gli altri. Quando al primo atomo si aggiunge il secondo, l'orbitale di valenza del primo va a combinarsi con l'orbitale del secondo formando due orbitali molecolari ai quali corrispondono un livello energetico più basso e uno più alto di quello relativo agli orbitali atomici originali. Aggiungendo via via più atomi compare ogni volta un nuovo orbitale e quindi un nuovo livello energetico. Proseguendo in questo modo si otterranno un numero di orbitali così vicini da formare una banda continua. Concettualmente quando gli atomi sono ad una distanza reciproca tale da non interagire tra di loro, i loro livelli corrispondono a quelli propri dell'orbitale isolato; se invece questa distanza si riduce ogni livello origina una banda che si allarga all'aumentare della reciproca interazione. In seguito a questo allargamento si può verificare la sovrapposizione di bande generate dai diversi orbitali atomici. Grazie alla teoria delle bande si possono spiegare i comportamenti di conduttori, semi-conduttori ed isolanti.

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.

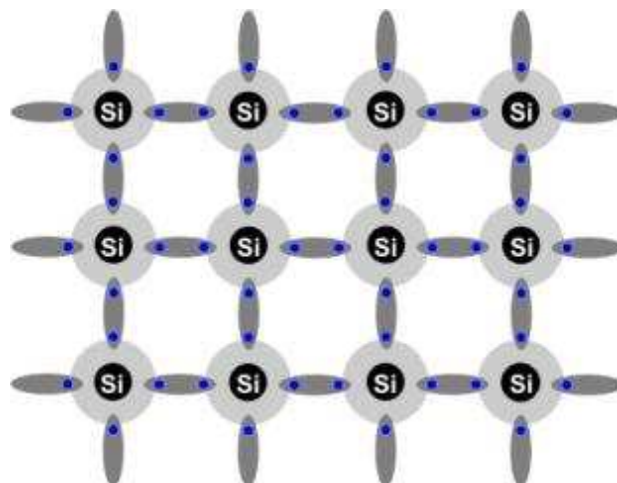
Come abbiamo detto in precedenza anche negli isolanti la banda di valenza è saturata e quella di conduzione è vuota. La differenza fondamentale è però data dal notevole gap di energia che separa le due bande e che rende impossibile il salto degli elettroni da una banda ad un'altra.

Nei semiconduttori il trasferimento di elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione può avvenire per irraggiamento con trasferimento di radiazione di opportuna frequenza cioè tale per cui $h\nu > \Delta E$ dove ΔE rappresenta il gap energetico e ν la frequenza della radiazione che intercetta il semiconduttore. Se si considera un campo elettrico applicato, gli elettroni nella banda di conduzione si spostano verso zone a potenziale più alto, nelle banda di valenza invece dopo il trasferimento di elettroni nella banda di conduzione si formano degli spazi vuoti che chiamiamo lacune che sono positive e che si muovono verso le zone a potenziale elettrico minore.

3.3.Funzionamento di una cella fotovoltaica

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore(generalmente il silicio) quando quest'ultimo incorpora su un lato atomi di drogante di tipo P(boro) e sull'altro atomi di tipo N(fosforo). Per capire come avvenga questo fenomeno si consideri il reticolo cristallino dell'atomo di silicio.

Figura 3.1: reticolo cristallino atomo di silicio



In questo reticolo ciascun atomo di silicio è circondato da altri quattro atomi e ognuno di essi mette in comune uno dei suoi quattro elettroni di valenza, appartenenti alle orbite più esterne. In questo modo gli è possibile completare l'ottetto esterno e rendere quindi stabile la configurazione. Gli elettroni nelle orbite interne invece sono fortemente legati al nucleo e pertanto non entrano in gioco nei legami con gli altri atomi e nella conduzione elettrica. In un cristallo di questo tipo, detto intrinseco, gli elettroni, vincolati nei legami covalenti con gli altri atomi, si trovano tutti nello stato energetico che appartiene alla banda di valenza e, a meno che non intervengano fattori esterni, non dispongono dell'energia sufficiente per passare alla banda di conduzione. La formazione delle bande di valenza e di conduzione deriva dal fenomeno quantistico enunciato da Pauli che prende il nome di "principio di esclusione". In accordo a questo principio, in un atomo isolato ciascun elettrone occupa un livello energetico differente da tutti gli altri, corrispondente ad un definito stato quantico. In un reticolo, il fatto che un gran numero di atomi uguali siano così vicini tra loro fa sì che dalla struttura a livelli si passi alla struttura a bande di energia, per effetto delle quali ciascun elettrone può essere in grado di occupare un qualsiasi livello energetico all'interno di ciascuna banda. La banda di valenza e quella di conduzione sono separate da un gap di energia di valore E_g ; quindi affinché un elettrone possa saltare dalla banda inferiore a quella superiore deve essergli fornita almeno quella energia, ad esempio sotto forma di energia fotonica. Nel momento in cui ciò accade l'elettrone, passato alla banda di conduzione, è libero di muoversi nel reticolo così come accade nei metalli i quali sono conduttori proprio per il fatto che gli elettroni più esterni di ciascun atomo appartengono già alla banda di conduzione. Nei materiali isolanti invece le due bande sono molto distanti tra loro e quindi risulta parecchio difficile che un elettrone riesca a superare il gap e a raggiungere la banda di conduzione. Nei materiali semiconduttori, come il silicio, ogni elettrone che passa alla banda di conduzione lascia libera una lacuna nella banda di valenza, la quale è anch'essa in grado di muoversi sotto l'effetto di un campo elettrico comportandosi come una carica positiva. La conduzione in un materiale semi-conduttore avviene quindi per il movimento degli elettroni nella banda di conduzione e delle lacune in quella di valenza. Se nel reticolo cristallino del silicio viene inserito un atomo di boro (il quale nell'orbita più esterna possiede 3 elettroni) si ha la formazione di una lacuna nella banda di valenza. In questo caso l'atomo inserito si chiama accettore e il semiconduttore è di tipo P. Se invece l'atomo che si inserisce è ad esempio un atomo di fosforo (il quale nell'orbita più esterna possiede 5 elettroni) l'effetto che ne deriva sarà quello di avere un elettrone in più. In questo caso invece l'atomo è detto donatore e il semiconduttore è di tipo N. Questo processo di inserimento di atomi nel reticolo del silicio viene detto "drogaggio" e non può essere effettuato oltre un certo limite al fine di non

interferire troppo con la geometria del cristallo. La conduzione elettrica nei due tipi di cristallo è sostanzialmente differente: mentre nel silicio di tipo P la conduzione avviene per effetto dello spostamento delle lacune nella banda di valenza, nel silicio di tipo N il moto delle cariche è dovuto agli elettroni in eccesso, appartenenti agli atomi donatori, che sono passati nella banda di conduzione. Se si pongono a contatto i due semiconduttori otteniamo una giunzione P-N. Per diffusione, le lacune presenti nel cristallo P tenderanno a spostarsi in quello N, mentre gli elettroni liberi presenti nel cristallo N tenderanno a spostarsi in quello P. Questo fenomeno continua finché il potenziale elettrico generato dallo spostamento di cariche non diventa tale da controbilanciare il moto di diffusione. In condizioni di equilibrio la giunzione P-N è caratterizzata da una regione di confine, detta di carica spaziale, in cui avviene lo scambio di cariche tra le porzioni di cristallo differenzialmente drogate e con un potenziale crescente da P a N e che diventa costante al di fuori di tale regione. Ciò lo possiamo vedere nella figura:

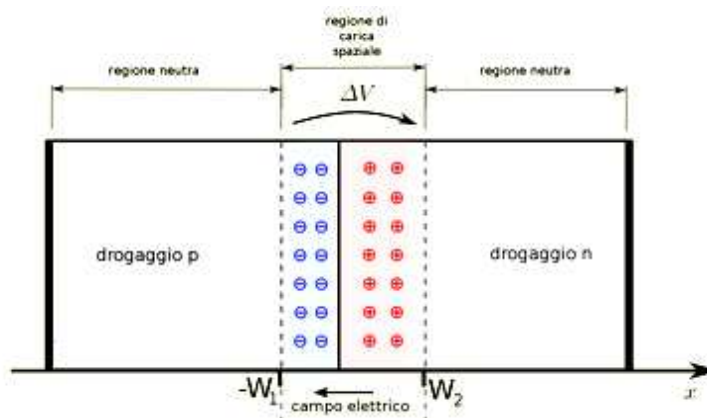


Figura 3.2: giunzione P-N

La giunzione in figura viene utilizzata per realizzare il diodo a semiconduttore, ma allo stesso tempo costituisce anche una cella fotovoltaica. Nel caso del diodo se si applica un potenziale tra P ed N (il positivo sul lato P, il negativo sul lato N) si osserva il passaggio di corrente elettrica, purché il potenziale applicato sia in grado di annullare il potenziale elettrico interno. I due aspetti alla base della generazione di corrente elettrica nella cella fotovoltaica sono il potenziale elettrico all'interno della giunzione e la radiazione luminosa incidente il cristallo. Se si considera una giunzione investita da un flusso luminoso, l'energia associata a tale flusso è in grado di liberare un certo numero di coppie elettrone-lacuna in quegli atomi di silicio che intercettano i fotoni con energia sufficiente. Questa energia dipende solo dalla

frequenza della radiazione ,sulla base della relazione $E=h*v$ dove v rappresenta la frequenza e h la costante di Plank. In seguito le coppie di cariche così generate risentono del potenziale elettrico presente all'interno della giunzione e si muovono di conseguenza. Per cui gli elettroni generati nella giunzione P sono attirati verso la N,mentre le lacune generate nella giunzione N sono attratte verso la P. Possiamo affermare quindi che la cella fotovoltaica si comporta come un generatore con il polo positivo sulla giunzione P e quello negativo sulla giunzione N.

4.TIPOLOGIE DI CELLE FOTOVOLTAICHE

La maggior parte delle celle fotovoltaiche in commercio sono realizzate con semi-conduttori in silicio. Il motivo di questa scelta è dovuto al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semi-conduttori è presente nel nostro pianeta in quantità pressoché illimitata.

4.1.Celle 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. Mentre avviene la solidificazione il silicio si solidifica lentamente nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo. Successivamente il lingotto viene tagliato in sottili strati chiamati wafers il cui ridotto spessore consente un ottimo sfruttamento del lingotto ma è anche causa dell'elevata fragilità dello stesso. Come abbiamo già detto i moduli in silicio monocristallino rappresentano la maggior parte del mercato. Il modulo fotovoltaico in silicio è costituito da un "sandwich" di materie prime detto laminato e dai materiali accessori atti a rendere usabile il laminato. Il "sandwich" o più propriamente detto laminato viene preparato appoggiando, sopra una superficie posteriore di supporto (generalmente realizzata in un materiale isolante con scarsa dilatazione termica come il vetro temperato o un polimero come il tedlar) uno strato sottile di acetato di vinile (EVA). Al di sopra di questo strato vengono successivamente appoggiati la matrice di celle preconnesse mediante dei nastri metallici, un secondo strato di acetato e un materiale trasparente che funge da protezione meccanica anteriore per le celle fotovoltaiche. Dopo il procedimento di pressofusione che trasforma l' EVA in un collante inerte, le terminazioni elettriche dei nastri vengono chiuse in una morsettiera stagna generalmente fissata alla superficie di sostegno posteriore e il laminato che si ottiene viene fissato ad una cornice di alluminio che sarà utile al fissaggio del pannello alle strutture di sostegno atte a sostenerlo e orientarlo opportunamente verso il sole. In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti. L'affinamento del processo produttivo delle celle al silicio policristallino consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino. Come nota aggiuntiva si può sottolineare il fatto che fino a qualche anno fa le celle fotovoltaiche avevano forma circolare, tipicamente del diametro di 3 pollici in conseguenza della forma

cilindrica del lingotto d'origine. Oggi, per ottenere uno sfruttamento superiore dell'area attiva una volta assemblate nei moduli fotovoltaici le celle in commercio hanno forma quadrata.

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).

Figura 4.1: cella solare in silicio monocristallino



4.2.Celle in silicio amorfo

La cella fotovoltaica in silicio amorfo è sicuramente quella più economica, ma anche quella con il minor rendimento e quella 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.

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).

Figura 4.3:cella in silicio amorfo



4.3.Celle organiche

Rientrano in questa tipologia tutte le celle la cui parte foto-attiva è basata sui composti organici del carbonio. La struttura base di una cella organica è composta da un substrato 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%.

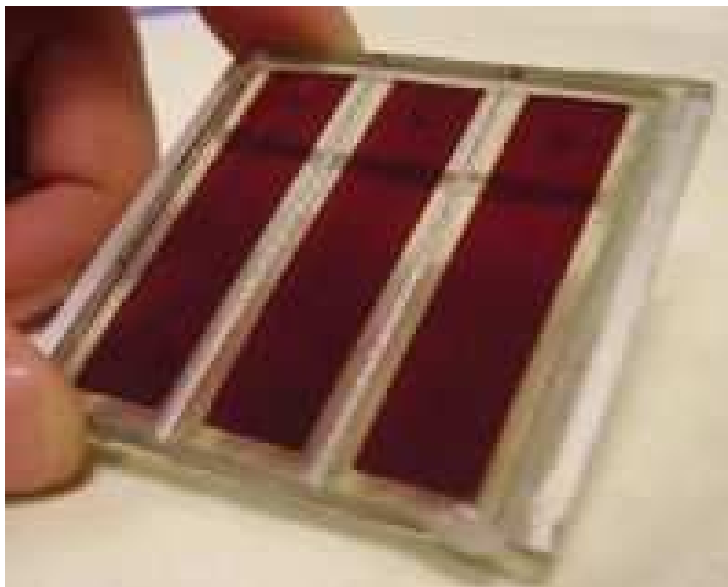
VANTAGGI:

- i materiali organici o ibridi possono essere depositati su larghe aree e a costi molto ridotti in soluzioni liquida come inchiostri o paste;
- i materiali organici o ibridi ,una volta depositati, assumono la forma di vere e proprie pellicole molto più sottili dei wafer in silicio;
- viene depositato solo il materiale che serve con risparmi di materiale di oltre il 90% rispetto ai metodi tradizionali;
- riduzione dell'impatto ambientale.

SVANTAGGI:

- rendimento pari a un terzo rispetto ai pannelli in silicio;
- tempi di vita modesti.

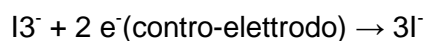
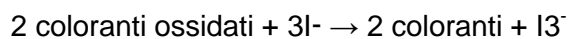
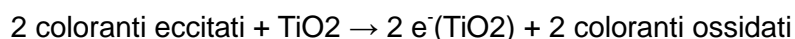
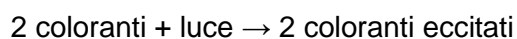
Figura 4.3:cella organica.



4.3.1. Un tipo di cella organica :la cella di Gratzel

Rientrano in questa categoria le celle solari sensibilizzate con coloranti. Il funzionamento di queste celle ricorda da vicino quello della fotosintesi clorofilliana. Mediante la clorofilla contenuta nelle foglie la luce solare permette di trasformare il biossido di carbonio (CO_2) e acqua in glucosio ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) fondamentale quest'ultimo per la vita della pianta. Mediante la fotosintesi si converte dunque l'energia solare in energia chimica. Nella cella di Gratzel avviene un processo che chiameremo di fotosintesi artificiale in cui un colorante organico (analogo alla clorofilla) assorbe i fotoni incidenti trasformando l'energia solare in energia elettrica. La cella ha una struttura a "sandwich" costituita da due vetrini conduttori (con la funzione di elettrodi) separati da uno strato di TiO_2 , dal materiale attivo e dalla soluzione elettrolitica.

Il materiale attivo è il colorante (dye) il quale trasferisce elettroni al TiO_2 dopo aver assorbito i fotoni incidenti. Per quanto riguarda il dye va bene qualsiasi tipo di frutta purché abbia i giusti gruppi chimici per legarsi al TiO_2 . Il TiO_2 è un nanomateriale utilizzato come base su cui si agganciano un grande numero di molecole di colorante. Per migliorare il rendimento si scaldano lo strato di TiO_2 in un forno per formare una struttura porosa e aumentare quindi enormemente la superficie su cui può essere attaccato il colorante. La soluzione elettrolitica invece, in genere a base di iodio (I_2) e ioduro di potassio (KI), deve trasportare la buca formata in contemporanea all'emissione dell'elettrone quando la molecola di colorante viene colpita da un fotone incidente nella direzione del contro-elettrodo. In questo modo viene restituito al colorante l'elettrone perso attraverso l'ossidazione e il ciclo si può quindi ripetere. Le reazioni coinvolte nel processo sono quindi:



Il funzionamento della cella avviene in questo modo: la luce solare incidente entra attraverso l'elettrodo superiore colpendo il dye depositato sulla superficie di TiO_2 . I fotoni che colpiscono il colorante con energia sufficiente per essere assorbiti creano uno stato eccitato della molecola del dye, dalla quale un elettrone può essere iniettato direttamente nella banda di conduzione del TiO_2 e da lì si muove per un gradiente di diffusione chimica verso l'anodo. La molecola di colorante ha contemporaneamente perso un elettrone e se non gliene viene

fornito un altro si decomporrà. Il colorante quindi ne prende uno dallo ioduro ossidandolo in uno triioduro. Quest'ultimo infine, recupera il suo elettrone mancante diffondendo verso il fondo della cella, dove il contro-elettrodo reintroduce gli elettroni dopo che sono passati attraverso il circuito esterno.

VANTAGGI:

-sono in grado di funzionare sotto cieli nuvolosi e non illuminate da luce diretta;

SVANTAGGI:

-nonostante il dye sia molto efficiente a convertire fotoni in elettroni, solo quegli elettroni con abbastanza energia per superare il gap della banda del TiO_2 porteranno a produzione di corrente. Lo stesso gap però è più elevato rispetto a quello nelle celle al silicio. Come conseguenza avremo che un numero minore di fotoni all'interno della luce solare potrà essere utilizzato per produrre corrente. Da questa considerazione deduciamo che una cella di questo tipo garantisce una corrente generata di $20\text{mA}/\text{cm}^2$ contro i $35\text{mA}/\text{cm}^2$ di una cella al silicio;

-il liquido elettrolita a basse temperature può congelare bloccando la produzione di potenza;

-il liquido elettrolita ad alte temperature espande causando un problema per il sigillo dei pannelli.

5.IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.1.Aspetti introduttivi di un impianto

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 essere usati singolarmente oppure possono essere collegati tra loro in serie e in parallelo così da formare stringhe e campi fotovoltaici. L'energia prodotta da un generatore fotovoltaico viene solo raramente utilizzata direttamente dalle utenze elettriche collegate. Tra produzione e utente sono generalmente interposti dispositivi e circuiti con funzioni elettriche ben precise. Per far fronte alla non costanza della radiazione solare rispetto alle esigenze che possono avere le varie utenze si ricorre a batterie di accumulatori. Se poi è necessario che la tensione disponibile all'utente abbia un valore costante si utilizzano opportuni regolatori di tensione e circuiti di 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. 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 energia. Può accadere che gli impianti fotovoltaici interagiscano con altre fonti energetiche rinnovabili(ad esempio nel caso degli impianti eolico-fotovoltaici) e avvalersi di gruppi elettrogeni tradizionali per far fronte a lunghi periodi di maggior consumo e minore produzione. I componenti impiegati, le prestazioni dei sistemi fotovoltaici dipendono dalle specifiche applicazioni, ma in genere possono essere divisi in due grandi categorie: gli impianti isolati dalla rete (stand-alone) e gli impianti collegati alla rete elettrica (grid-connected). Riassumendo quindi, un impianto fotovoltaico è costituito da:

- array fotovoltaico composto da più moduli;
- regolatore di carica per regolare la potenza dell'array;
- sistema di accumulazione della potenza, composto da batterie;
- inverter per trasformare la corrente continua in alternata;

5.2. Impianti stand-alone

Come accennato in precedenza, in questi impianti, l'energia generata alimenta direttamente il carico elettrico. L'energia in eccesso viene accumulata nelle batterie che la rendono disponibile nei periodi in cui il generatore fotovoltaico non è nelle condizioni di fornirla. Questi impianti rappresentano la soluzione più idonea a soddisfare utenze isolate che possono essere convenientemente equipaggiate con apparecchi utilizzatori che funzionano in corrente continua. Un semplice impianto fotovoltaico isolato è costituito dai seguenti elementi:

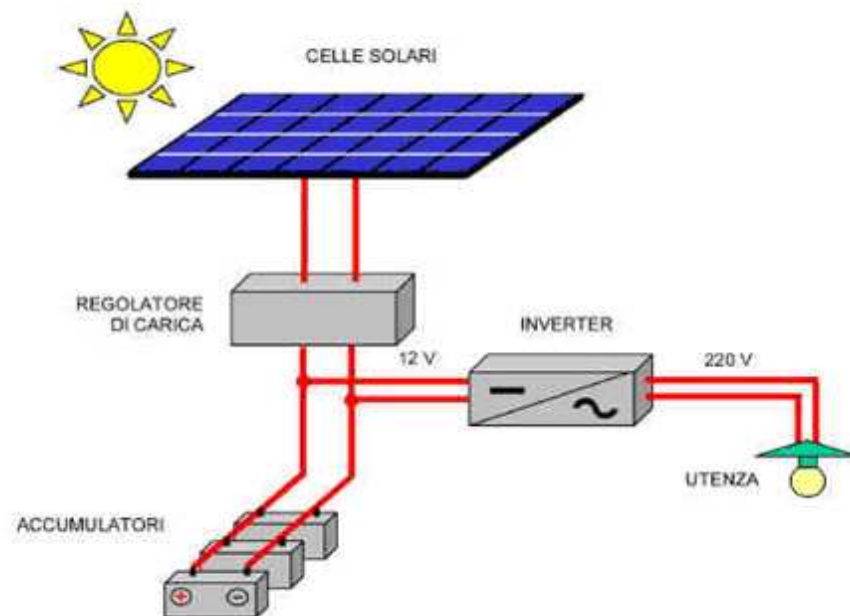
1. array di moduli fotovoltaici
2. regolatore di carica
3. accumulatori
4. inverter
5. utenze

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. (dispositivi maximum power point tracker o MPPT-inseguitori del punto di massima potenza). Le applicazioni più comuni per questo tipo di impianto sono:

- applicazioni per carichi di piccola potenza(in servizio isolato dalla rete) come pompaggio di piccole quantità d'acqua per uso sanitario;
- alimentazioni di ripetitori telefonici e radio;

- carica batteria per imbarcazioni da diporto, camper,...;
- utenza domestica con distribuzione dell'energia in corrente continua;
- rifugi alpini (per fabbisogni energetici maggiori in corrente alternata);
- mini-reti isolate costituite da impianti con potenza fotovoltaica di qualche decina di KW, distribuzione in alternata e destinate all'elettificazione di villaggi o comunità isolate dalla rete di distribuzione(per esempio piccole isole).

Figura 5.1:Schema di un impianto stand-alone.



5.3. Impianti grid-connected

Gli impianti grid-connected forniscono l'energia elettrica generata dal processo fotovoltaico direttamente alla rete pubblica di distribuzione dell'energia. Questo impianto è infatti connesso alla rete elettrica tramite un contatore supplementare installato direttamente dal distributore locale (ad es. Enel). Gli impianti solari fotovoltaici di connessione a rete hanno la peculiarità di lavorare in regime di interscambio con la rete elettrica locale. 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. Questa eccedenza cumulata durante l'anno viene infine scomputata dalla bolletta dal gestore elettrico. La rete può essere considerata un sistema di accumulo la quale assorbe energia nei periodi di maggior irraggiamento solare e la restituisce in quello 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. 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.

Un impianto di questo tipo è composto dai seguenti componenti:

-moduli fotovoltaici;

-inverter: trasforma la corrente continua ricevuta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata, adeguata per l'immissione nella rete elettrica dell'edificio o del gestore locale;

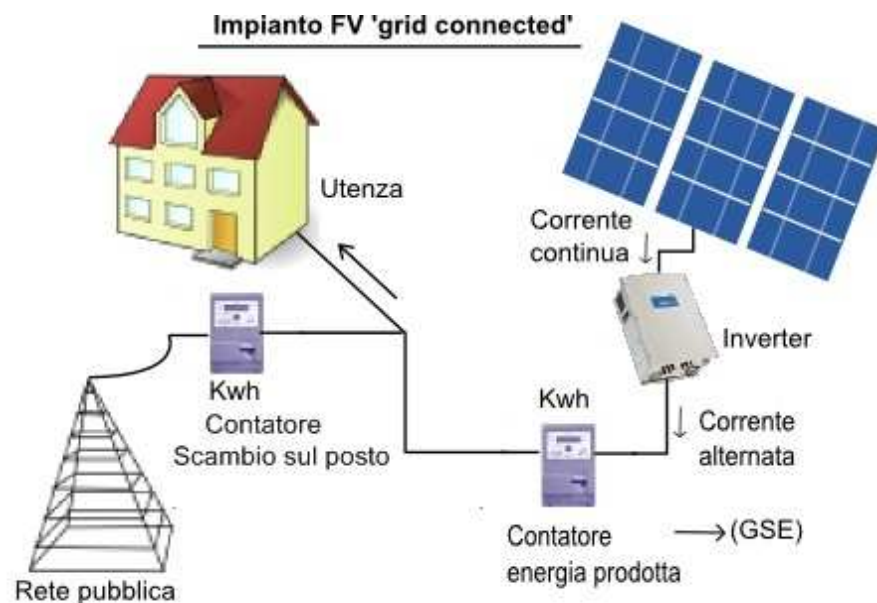
-quadro elettrico e contatori: oltre al contatore già presente il gestore ne installa un secondo che misura l'energia elettrica ricevuta dall'impianto fotovoltaico in Kwh

-staffe, supporti e sistemi di fissaggio: per l'installazione dei moduli sul terreno o sul tetto.

In questi sistemi dunque non sono richiesti sistemi di accumulazione come le batterie e di conseguenza nessuna perdita di energia dovuta allo stoccaggio di energia. Non vi è quindi alcuno spreco di energia poiché l'energia prodotta in eccesso è immessa direttamente nella rete. L'applicazione di impianti collegati alla rete è ben rappresentata dalla sua tipologia di piccola taglia: i tetti fotovoltaici. Questa tipologia di impianti è la più adatta ad una diffusione in larga scala nei contesti urbani poiché i moduli fotovoltaici possono essere agevolmente collocati in perfetta sintonia con la struttura architettonica (nelle facciate, nelle coperture o in altri elementi di involucro degli edifici esistenti come pensiline). Sono impianti di potenza contenuta che iniettano l'energia prodotta in rete. Un'altra tipologia di impianto da considerare sono le centrali fotovoltaiche le quali presentano potenze considerevoli. Verso la fine degli anni '90 le centrali di grossa taglia collegate alla rete di media tensione venivano realizzate a fini di ricerca e dimostrazione della maturità tecnologica. Un esempio da citare è

la centrale realizzata dall'Enel Spa a Serre in provincia di Salerno che è entrata in parallelo alla rete nel corso del 1994 ed è stata la più grande del mondo in esercizio fino all'inizio del secolo. Occupa una superficie totale di 60000 m² e vede installata una potenza nominale di 3,3 MWp con una stima di producibilità annua pari a circa 4,5 milioni di kWh.

Figura 5.2:Schema di impianto grid-connected.



5.4. Componenti di un impianto

5.4.1. Modulo fotovoltaico

Come accennato in precedenza, il modulo fotovoltaico è per definizione realizzato in seguito all'assemblaggio di più celle fotovoltaiche. L'assemblaggio di più celle viene effettuato posando le celle su un supporto rigido (vetro anteriore) a causa della fragilità dei sottili cristalli impiegati i quali non sono in grado di assorbire sforzi meccanici o deformazioni senza danni. Le celle sono elettricamente collegate tra loro in serie oppure esiste anche il tipo di modulo con metà celle collegate in serie per rendere più flessibile l'utilizzo di questi moduli. 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. Il collegamento in serie delle celle (nel caso di un modulo in silicio cristallino) si ottiene usando sottili bande metalliche elettro-saldate alle facce superiori ed inferiori delle celle stesse le quali si possono considerare dei diodi semiconduttori. Un aspetto fondamentale da tenere in considerazione è che nel caso in cui una singola cella venisse oscurata questa non si comporterebbe più come generatore ma funzionerebbe come un diodo polarizzato inversamente: questo comporterebbe il blocco della corrente generata azzerando così l'energia prodotta da tutto il modulo. Se invece la singola cella sia solo parzialmente oscurata allora la corrente che attraversa il modulo risulta pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente. Nel caso in cui in una serie costituita da molte celle ne viene oscurata una e allo stesso tempo però le terminazioni sono mantenute in corto circuito o ad una tensione molto bassa, si può verificare il fenomeno detto hot-spot. Questo fenomeno si può spiegare in questo modo: la cella oscurata si trova polarizzata inversamente con una tensione circa uguale alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti ed esposta al pericolo quindi di entrare in conduzione inversa. In una situazione come questa la cella dovrebbe dissipare la potenza generata dalle rimanenti celle del modulo, provocando un aumento di temperatura localizzato che può portare alla distruzione della cella per temperatura eccessiva. Per eliminare questi problemi si utilizzano moduli con diodi di by-pass installati nella morsettiera della cassetta di terminazione con lo scopo di cortocircuitare e quindi di isolare il singolo modulo in caso di malfunzionamento. Per ottenere la tensione e la corrente totale necessaria bisogna collegare i moduli in serie e parallelo. Collegando i moduli otteniamo una stringa raggiungendo la tensione nominale. Se collego poi più stringhe in parallelo si raggiunge la potenza che si desidera installare. In serie ad ogni stringa vi è poi la presenza di un diodo di blocco, il cui scopo è impedire, nel caso in cui l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, che gli squilibri di tensione fra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente alle apparecchiature generatrici poste a valle delle stringhe.

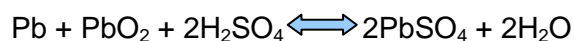
5.4.2. Accumulatori

Per introdurre il concetto di accumulatori è necessaria una distinzione primaria tra impianti fotovoltaici grid-connected e impianti stand-alone. Nei primi il ruolo del sistema di accumulo è svolto dalla connessione alla rete pubblica, la quale riceve l'energia in surplus prodotta

dall'impianto fotovoltaico e la cede nelle ore notturne o comunque in quelle ore del giorno nelle quali l'impianto non riesce a soddisfare le esigenze energetiche dell'utenza. Negli impianti stand-alone invece il sistema d'accumulo viene svolto da un accumulatore (generalmente elettrochimico). La presenza di batterie di accumulatori permette al sistema e di far fronte alle punte di carico senza dover sovradimensionare i generatori e di garantire la continuità del servizio elettrico anche in condizioni di irraggiamento nullo o scarso. L'accumulatore dovrebbe essere scelto tra quelli che presentano queste caratteristiche:

- elevata efficienza;
- lunga durata (numero di cicli di carica e scarica);
- buona resistenza alle escursioni termiche (impianti in quota);
- bassa manutenzione.

Gli accumulatori che rispettano queste caratteristiche sono del tipo al piombo-acido. Un difetto da tenere in considerazione delle batterie al piombo-acido è la loro bassa energia specifica che rende impegnativo il loro trasporto. Un altro difetto degli accumulatori a vaso aperto è che essi richiedono una manutenzione frequente ed è per questo che negli ultimi anni si è provato a passare ad accumulatori a vaso chiuso dove l'elettrolita è in forma di gel e non più liquida. Questo fatto consente di ridurre di molto la manutenzione e rende più agevole il trasporto. 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. Analizzando i costi si scopre che le batterie sono i componenti dell'impianto più costosi, spesso ancor prima dei moduli fotovoltaici anche perché bisogna considerare il fatto che la loro vita utile non supera i 7 anni cioè meno della metà di quella dei moduli fotovoltaici. All'interno della batteria avviene il 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 verifici 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:



Il suddetto 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.

5.4.3.Regolatore di carica

Il regolatore di carica consente di fornire il giusto grado di corrente alle batterie proteggendole da un eccesso di scarica o carica con lo scopo di prolungarne il più possibile il ciclo di vita. Le caratteristiche principali di un regolatore sono:

- compattezza e funzionalità;
- possiede un led di indicazione dello stato;
- controlla l'energia fornita dai moduli fotovoltaici;
- controlla l'energia assorbita dal carico;
- protegge l'accumulo da sovraccarichi e da eccessive scariche in modo da aumentarne la vita utile ;
- è di facile installazione e semplice da usare;

Vi sono vari metodi di regolazione della carica. Ne riassumiamo i più diffusi nel seguito.

1)on-off serie

Questo metodo prevede la presenza di un apposito regolatore che provvede al distacco del generatore fotovoltaico nel momento in cui la carica della batteria supera un determinato valore di soglia, per poi ripristinarlo al raggiungimento di un valore leggermente inferiore. Sul lato carico, il circuito viene interrotto quando la carica della batteria è considerata troppo bassa e ulteriori prelievi potrebbero danneggiarla. Il carico viene poi ripristinato quando il livello di carica raggiunge un valore opportuno, leggermente superiore rispetto al precedente.

2)on-off parallelo

In questo caso quando la carica della batteria supera il valore massimo, si provoca un abbassamento della tensione del generatore fotovoltaico facendo fluire la corrente di ingresso in una resistenza. Il vantaggio rispetto al metodo in serie consiste nella minor corrente che il contatore è chiamato ad interrompere o ripristinare.

3)on-off a gradini

Si è notato che la regolazione on-off con un unico contattore in ingresso non può sfruttare al meglio la capacità della batteria poiché il permanere di elevati valori di corrente in prossimità dello stato di massima carica comporta spesso errori di misura della carica stessa facendo contemporaneamente sorgere il fenomeno della gassificazione dell'elettrolita. Si preferisce quindi un distacco graduale del generatore in prossimità della carica massima che si può ottenere con un regolatore a gradini.

4)MPPT

In questo tipo di regolatore,tra il generatore fotovoltaico e l'accumulo è interposto un circuito in grado di far lavorare il generatore nel punto di potenza massima, pur gestendo la carica dell'accumulo e provvedendo al suo distacco nel caso di superamento della massima carica.

5.4.4.Inverter

Gli inverter rientrano nella categoria dei convertitori statici i quali data una grandezza elettrica in ingresso la convertono in un'altra all'uscita.

L'inverter per il fotovoltaico è progettato per convertire l'energia elettrica sotto forma di corrente continua prodotta da un modulo fotovoltaico in corrente alternata da immettere direttamente nella rete elettrica. Esistono due grandi famiglie in cui possono essere divisi gli inverter: inverter per applicazioni isolate ed inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica.

5.4.4.1. Inverter per applicazioni isolate

Questa famiglia di inverter ha la funzione di erogare ad un certo numero di carichi energia elettrica con caratteristiche quanto più possibile simili a quelle della normale rete di distribuzione di bassa tensione. A questi inverter compete il mantenimento degli opportuni valori di tensione e frequenza sulle linee. Devono inoltre tollerare transitorie situazioni di sovraccarico dovute all'avviamento di motori elettrici e fornire energia reattiva ad eventuali carichi non rifasati. Il contenuto di armoniche deve essere il più possibile basso per evitare interferenze con apparecchiature elettroniche (radio, televisioni, ...).

Le tipologie principali di inverter per impianti isolati sono:

1. Inverter ad onda quadra

- semplice tecnologia;
- rischio di generazione di armoniche dispari;
- nessuna regolazione della tensione in uscita (varia col carico e con la tensione di entrata)

2. Inverter ad onda sinusoidale modificata

- miglior rendimento;
- meno armoniche della quadrata;
- regolazione precisa della tensione;
- appropriati per l'alimentazione di molti apparecchi (tv, motori, ...)

3. Inverter ad onda sinusoidale

- tecnica simile a quella degli inverter per connessione a rete, ma con circuiti più semplici;
- senza protezioni e sincronizzazione rete;
- rendimenti elevati, adatti per quasi tutti i tipi di utilizzatori.

5.4.4.2. Inverter per il funzionamento in parallelo alla rete elettrica

La finalità principale di questi dispositivi a differenza degli inverter per applicazioni isolate, non è più quello di regolare la tensione e la frequenza di uscita per fornire un servizio elettrico idoneo; l'obiettivo principale risulta essere invece quello di convertire l'energia elettrica da corrente continua prodotta da moduli fotovoltaici a corrente alternata ed iniettarla

nella rete nel modo più efficiente possibile. L'aspetto fondamentale da sottolineare è che 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. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualunque condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è ancor di più. Mentre tutti i produttori riescono ad ottenere grandi precisioni sull'MPPT (generalmente attorno al 99%) solo in pochi uniscono precisione a velocità. È nelle giornate con nuvolosità variabile infatti che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini. È molto comune rilevare variazioni da 100 W/m^2 a $1000\text{-}1200 \text{ W/m}^2$ in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 15-20% di energia in più di uno lento. Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari, e alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza.

Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT si basa sui metodi che si sono rivelati precisi ed affidabili e che consistono, nella maggioranza dei casi, nell'individuare il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando, a intervalli regolari, delle piccole variazioni di carico che si traducono in scostamenti dei valori di tensione e corrente, valutando poi se il nuovo prodotto $I \cdot V$ è maggiore o minore del precedente. Nel caso in cui si registri un aumento si continua a procedere allo stesso modo nella direzione considerata finché non si registra una diminuzione, oppure si prova con variazioni di carico di segno opposto. Questo metodo di ricerca del punto si chiama P&O ed è quello più diffuso.

Figura 5.1:inverter per immissione in rete.



5.4.5. Ponte di conversione

E' un elemento fondamentale dell'inverter e permette di passare dalla corrente continua alla corrente alternata facendo uso di dispositivi semiconduttori pilotati con sequenze di impulsi di comando controllati. 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.

5.4.6. *Trasformatore*

Le sue funzioni sono:

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

Se non viene richiesta la separazione galvanica tra i circuiti a monte e a valle del trasformatore, la sua presenza non è indispensabile in quanto l'innalzamento o la diminuzione della tensione del generatore ai valori richiesti dal carico può essere realizzata elettronicamente.

6.IL PROBLEMA DEGLI AGENTI ATMOSFERICI SUI PANNELLI FOTOVOLTAICI

6.1.Effetto della pioggia

Se parliamo di pannelli solari 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.

6.2.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.

6.3.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.

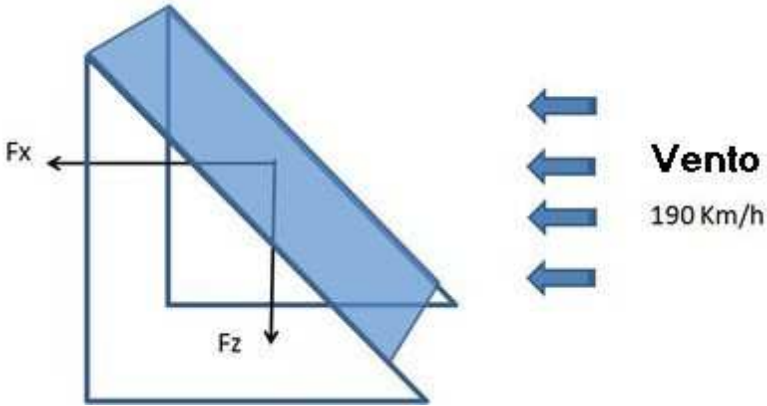
6.4. Effetto della condensa

La gran parte dei pannelli fotovoltaici sono installati in maniera non integrata, per cui l'area 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.

6.5. 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.

Figura6.1: Le due componenti della forza esercitata dal vento su un pannello fotovoltaico.



7.STRUTTURE DI SOSTEGNO PER MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture di sostegno per moduli fotovoltaici sono parte integrante dell'impianto fotovoltaico e svolgono un ruolo fondamentale nel funzionamento ottimale dell'impianto stesso. Qualunque sia la tipologia della struttura di sostegno scelta , questa deve essere in grado di reggere il peso proprio, il peso dei moduli e di resistere alle due sollecitazioni maggiormente considerate in questi progetti: il carico neve e l'azione del vento agente sul piano dei moduli.

7.1.Effetti del carico neve

La circolare 4 luglio 1996 tratta la modalità di calcolo per il carico neve sulle coperture, facendo dipendere il valore di progetto dai seguenti fattori:

- valore di riferimento del carico neve al suolo: il territorio nazionale è stato suddiviso in 3 diverse zone ,ognuna delle quali è caratterizzata da un particolare valore, che dipende 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;
- possibile accumulo di neve all'estremità sporgente di una copertura:questo calcolo riguarda soprattutto gli oggetti obliqui realizzati con i moduli fotovoltaici.

7.2.Effetti dell'azione del vento

Si considera l'azione del vento come una pressione normale alla superficie dei moduli fotovoltaici. La pressione dipende dai seguenti fattori:

- pressione cinetica di riferimento: il territorio nazionale è stato diviso in 8 aree al fine di tenere conto degli effetti del vento sulle strutture. Ad ogni zona ,in dipendenza dell'altitudine, corrisponde una propria velocità del vento e quindi una differente

- pressione cinetica di riferimento;
- coefficiente di esposizione e di topografia: ciascuna delle 8 zone è stata ulteriormente suddivisa e riclassificata in dipendenza della presenza o meno di aree urbane e della distanza dalla costa. Si calcola poi questo coefficiente in modo differente a seconda che 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.

7.3. Materiali per strutture di sostegno

7.3.1. Acciaio zincato

Vantaggi:

- materiale reperibile ovunque;
- ottime prestazioni meccaniche in relazione al peso.

Svantaggi:

- di difficile lavorazione al di fuori di un'officina attrezzata;
- nelle zone di montagna dove vi è l'abitudine di realizzare le coperture degli edifici utilizzando lamiere grecate in rame, l'utilizzo di profili in acciaio zincato fa insorgere il problema che con la neve e la pioggia lo zinco tende a depositarsi sulla lamiera in rame.

7.3.2. Acciaio inox

Vantaggi:

- maggior affidabilità (rispetto a strutture in acciaio zincato);
- maggior durata nel tempo.

Svantaggi:

- costo superiore (rispetto a strutture in acciaio zincato).

7.3.3. Legno

Vantaggi:

- è generalmente accettato anche dove esistono vincoli paesaggistici che ostacolano la realizzazione di qualsiasi opera tecnologica;
- è facilmente lavorabile qualora siano necessari nel luogo stesso interventi come forature.

Svantaggi:

- costo maggiore (rispetto ad una soluzione in acciaio);
- uso prevalente in strutture posizionate a terra;
- garantendo prestazioni meccaniche inferiori all'acciaio necessita di sezioni più importanti;
- manutenzione frequente.

7.3.4. Alluminio

Vantaggi:

- peso contenuto;
- facilità di taglio a misura;
- 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 decisamente inferiori rispetto all'acciaio;
- costi ben superiori rispetto all'acciaio.

Gli svantaggi appena elencati possono essere superati se l'applicazione nella quale sono state usate non necessita caratteristiche meccaniche spinte e le quantità (costi) sono ridotte.

7.4. Tipologie tradizionali per la posa a terra

7.4.1. Strutture a cavalletto

Costituiscono le più antiche applicazioni civili del fotovoltaico e sono rappresentate da impianti realizzati facendo uso di cavalletti poggiati sulle superfici piane dei terreni. Grazie a questa tipologia di struttura il progettista può disporre in modo perfetto i moduli fotovoltaici nei confronti dell'irraggiamento solare, scegliendo inclinazione e orientamento ottimali. Se poi gli impianti che vengono montati sono di potenza contenute i costi dei materiali e del montaggio sono modesti poiché non sono necessari 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 portamoduli;
- 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. Inoltre i risultati estetici sono più gradevoli rispetto alla soluzione precedente (cioè quella col fissaggio delle piastre di appoggio al cordolo) e le operazioni di posa velocissime. Bisogna però sottolineare il fatto che nonostante il costo della realizzazione sia basso e l'installazione sia semplice gli impianti a cavalletto difficilmente consentono di raggiungere risultati estetici gradevoli.

Figura 7.1: struttura a cavalletto con piano dei moduli fisso.



7.4.2. Strutture a palo

Al posto delle strutture a cavalletto si può utilizzare un palo costituito da uno o più tubi sovrapposti a sezione circolare sul quale viene fissato il telaio portamoduli. Si ricorre a queste soluzioni quando risulta necessario aumentare l'altezza del piano dei moduli fotovoltaici per sfuggire a zone d'ombra o quando a terra non vi è grande spazio disponibile 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 il ricorso a 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 2m^3 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,...).

Figura 7.2: struttura di sostegno a palo.



7.5. Strutture di sostegno ad inseguimento

Per garantire una migliore captazione dei raggi solari sarebbe opportuno che il piano dei moduli potesse letteralmente inseguire i movimenti del sole nel percorso lungo la volta solare i quali 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.

7.5.1. Inseguitori a due gradi di libertà.

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. Questa struttura presenta però lo svantaggio che non può 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.

Figura 7.3:inseguitore bi-assiale.



7.5.2. Inseguitori ad un grado di libertà

Gli inseguitori ad un grado di libertà possiamo distinguerli in 3 categorie: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio e 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.

Figura 7.4: inseguitore mono-assiale per grandi impianti.



7.5.3. Tecniche di inseguimento del sole

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 implementati 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 e quella Backtracking. Con la prima 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 seconda strategia invece consiste nel partire la mattina con il piano dei moduli orizzontale e controinseguire 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.

Figura 7.5: inseguimento con modalità Tracking: le strutture si ombreggiano reciprocamente durante la giornata.

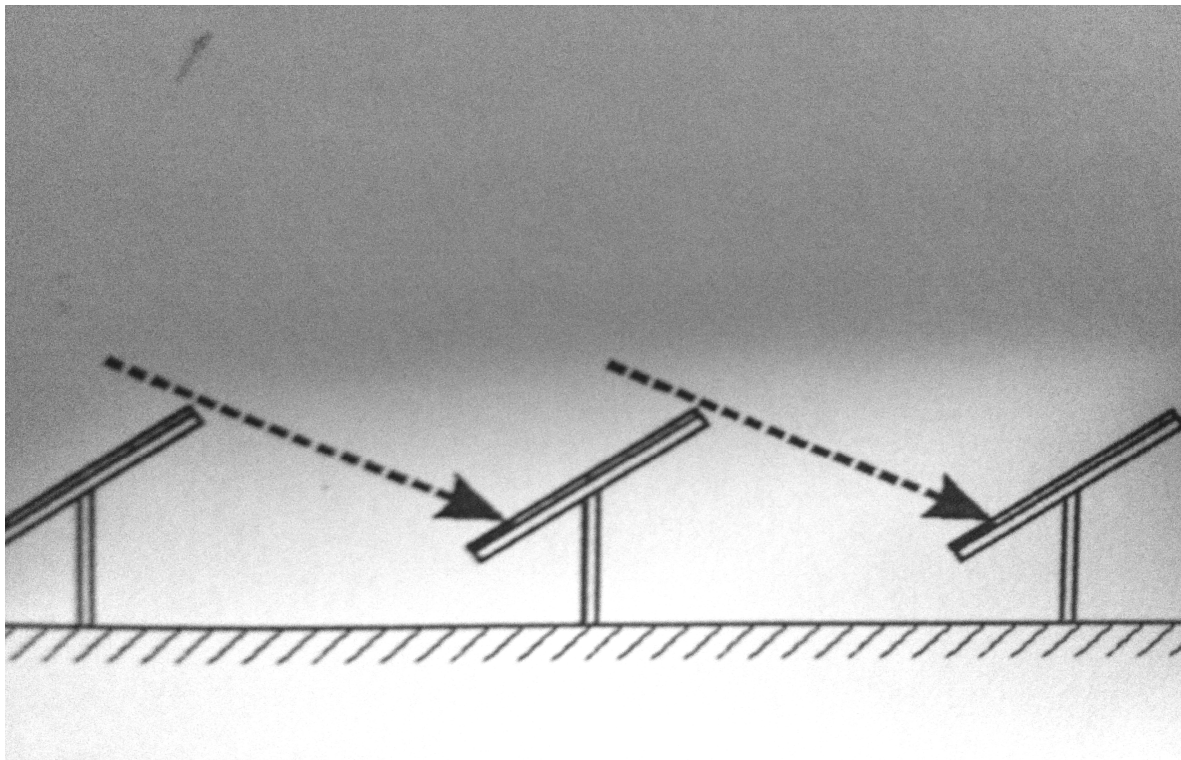
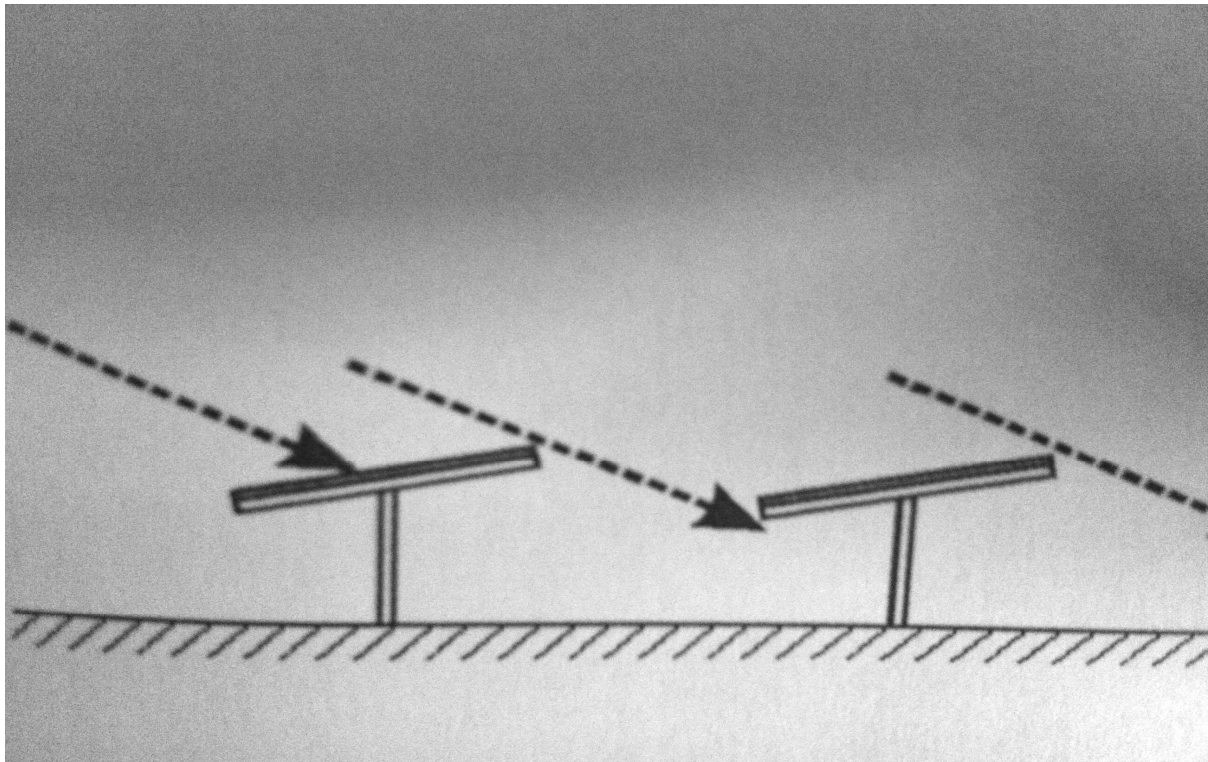


Figura7.6: inseguimento con modalità Backtracking: le strutture si muovono combinando la massima esposizione senza ombreggiamento reciproco.



7.5.4. Considerazioni ulteriori sugli inseguitori

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

- inseguitori attivi, nel caso vengano messi in moto da moto-riduttori;
- inseguitori passivi, nel caso vengano messi in moto da fenomeni fisici autonomi, quale la dilatazione termica di gas. (Questo sistema utilizza un pistone il quale sfrutta le differenze di pressione del gas contenuto quando viene riscaldato dai raggi del sole rispetto a quando rimane in ombra muovendo secondo l'asse di rotazione la struttura dell'inseguitore).

Eseguiamo adesso un parallelismo tra strutture fisse ed inseguitori monoassiali:

Strutture fisse:

- esenti da manutenzione;
- montaggio semplice e trasporto dei profili metallici agevole;

- risultato estetico scadente;
- possibilità di ridurre l'impegno di fondazione;

Inseguitori mono-assiali:

- manutenzione ordinaria;
- risultato estetico buono;
- energia captata maggiore del 18%;
- necessità di disporre di superfici a terra maggiori a parità di potenza installata.

8.I MOLTIPLICATORI SOLARI

8.1.Definizione

I moltiplicatori solari sono dei sistemi fotovoltaici caratterizzati da un incremento dell'energia prodotta non superiore al 100% (cioè con un fattore di concentrazione compreso tra 1X e 2X). Siccome si tratta di un livello di concentrazione basso, i sistemi in questione utilizzano sempre pannelli al silicio cristallino o a film sottile. Esistono varie tecnologie per moltiplicare la resa di tali celle fotovoltaiche che verranno illustrate a breve. A queste tecnologie può essere associato sempre un sistema di inseguimento, che a volte fa parte del moltiplicatore stesso oppure può essere aggiunto per migliorare ulteriormente la prestazione del pannello.

8.2.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. Ovviamente l'energia totale prodotta dal sistema dipende dal tipo di inseguitore utilizzato .Un inseguitore mono-assiale può aumentare la resa di un pannello del 30%, uno bi-assiale anche del 40%.

Figura 8.1: moltiplicatore solare a specchio piano



8.3. Moltiplicatori con pannelli bifacciali

Con questa tecnica si sfruttano al meglio le potenzialità dei moltiplicatori solari. Questi pannelli hanno sul retro un vetro al posto del supporto opaco standard ed anche elettrodi e contatti elettrici meno invasivi dal punto di vista della superficie occupata. Questi pannelli possono essere combinati con specchi posti al di sotto della struttura in modo da fare giungere a loro la luce anche dal basso. Se poi è presente un semplicissimo sistema di inseguimento mono-assiale ad asse polare si può generare il 50% di energia elettrica in più rispetto ai classici pannelli monofacciali fissi e stagionalmente l'incremento può arrivare anche al 75%. Quindi possiamo dire che l'incremento di energia è dovuto per il 30% dall'inseguitore solare e per il 20% dall'illuminazione della parte inferiore del pannello.

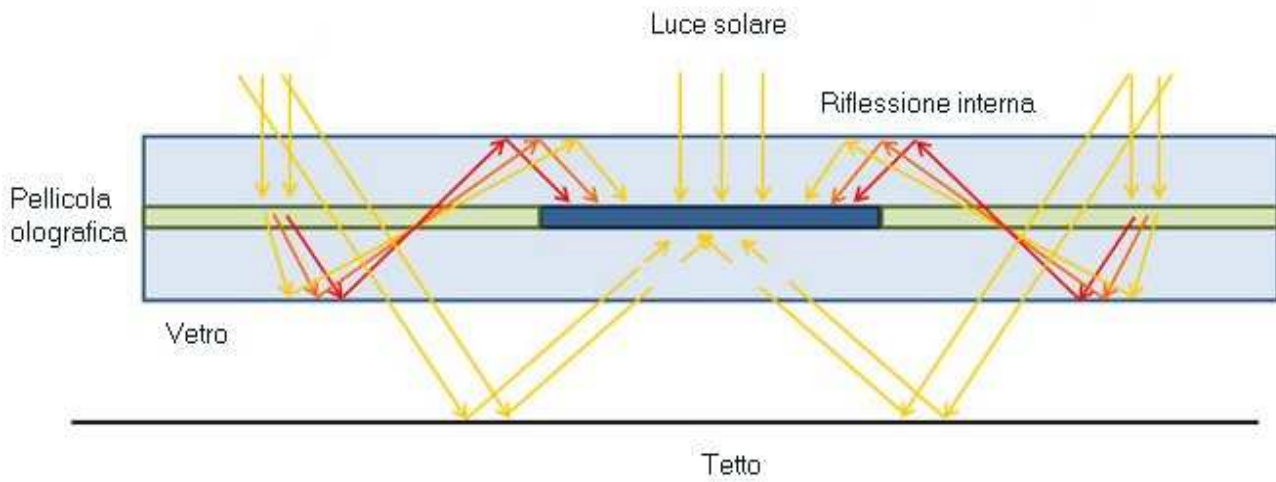
Figura 8.2: moltiplicatore con pannello bifacciale



8.4. Moltiplicatore con ottica olografica

Il concentratore olografico planare alla base del moltiplicatore utilizza una sottile pellicola ottica, che provvede a selezionare la parte più "fredda" della radiazione solare e permette così alle celle fotovoltaiche di lavorare con maggior efficienza. Nel pannello le bande di pellicola olografica sono alternate a bande di celle al silicio bifacciali. La luce che colpisce la banda genera elettricità nel modo normale. La luce invece che colpisce la banda con pellicola olografica è incanalata attraverso il vetro fino alla superficie delle celle e convertita in elettricità. In questo modo il pannello produce il 20-40% di energia in più rispetto ad un pannello normale di uguali dimensioni e si tratta quindi di un moltiplicatore solare da 1,2-1,4 X.

Figura 8.3: moltiplicatore con ottica olografica



8.5. Pellicole che migliorano l'efficienza dei pannelli

Lo studio sulle nanotecnologie non si pone come obiettivo solo quello di creare nuove celle fotovoltaiche ma anche quello di incrementare le prestazioni dei pannelli tradizionali magari già installati da tempo. Oggi infatti esistono delle pellicole polimeriche che possono essere attaccate sulla superficie dei pannelli già esistenti per aumentarne l'efficienza del 10%. Il film sottile utilizzato allo scopo è composto da microstrutture che curvano la direzione della luce incidente, migliorandone l'angolo di incidenza e facendo sì che sulle celle fotovoltaiche giunga più luce, e dunque venga generata più energia elettrica. Grazie a questa tecnologia si è verificato sperimentalmente in laboratorio un incremento dell'energia prodotta finanche del 12%.

9.STUDIO SULLA PRODUCIBILITA' DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

9.1.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 Δt_w e lo scarto dipendente dall'equazione del tempo Δt_t :

$$t_s = t_c + \Delta t_w + \Delta t_t$$

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, come si è detto, tiene conto

dell'effetto dell'inclinazione dell'asse terrestre e può essere calcolata con la formula:

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

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:

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\Phi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\Phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha + \cos\delta \cdot \cos\Phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\Phi \cdot \sin\beta \cdot \cos\alpha \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\alpha \cdot \sin\omega$$

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

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

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 $\cos\theta$:

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

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_{0R} 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 :

$$D=D_{0R}(1 + \cos\beta)/2$$

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_{0R} la radiazione totale sul piano orizzontale e il fattore di albedo, la radiazione riflessa R raccolta da un modulo inclinato per effetto dell'albedo la si esprime così:

$$R=G_{0R} \rho_g(1 - \cos\beta)/2$$

9.2. 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.

9.3.Distribuzione della radiazione solare sul suolo italiano

Per conoscere la distribuzione della radiazione solare sul territorio italiano sono stati condotti numerosi studi che hanno portato a realizzare delle mappe come l'Atlante Solare Europeo il quale deve la sua nascita agli studi compiuti dai ricercatori dell'istituto di fisica dell'atmosfera del CNR. La mappa di radiazione solare globale orizzontale media annuale trattata dall'Atlante mostra una distribuzione della radiazione che riflette la forma della penisola italiana. Osservando l'andamento delle isospire cioè delle linee che hanno un valore costante di energia di radiazione solare si nota come la presenza del mare abbia un effetto positivo sull'insolazione. In conseguenza di ciò si può constatare che le coste della Liguria e le coste francesi hanno valori di radiazione simili a quelli dell'Italia centro-meridionale confermando che la latitudine non è l'unico parametro che determina la distribuzione dell'energia solare.

Figura 9.1: Esempio di mappa di radiazione solare globale su piano orizzontale per l'Italia- Atlante Solare Europeo 1985- valori in kWh/m²



Nonostante vengano resi noti grazie agli atlanti i livelli di radiazione solare media di una certa località sorgono comunque dei problemi nel momento in cui si debba valutare una località posta nelle vicinanze del sito del quale si conoscono i dati. In questo caso se la distanza tra i due siti non supera i 50 km si possono usare gli stessi valori a condizione che tra le due località non vi siano evidenti differenze nel profilo climatico (località su un rilievo montuoso che si trova a ridosso della costa). Oppure se le due località si trovano sulla stessa linea iso-radiativa i valori delle due possono essere considerati gli stessi a patto che la differenza di latitudine tra le due non sia eccessiva. Possono inoltre subentrare problemi nel caso in cui ad esempio i moduli sono orientati a sud con inclinazione diversa da una di quelle tabulate. In questo caso si può effettuare una media dei due valori più prossimi: quello immediatamente superiore e quello immediatamente inferiore. Nel caso invece che

l'inclinazione del modulo in oggetto sia solo qualche grado in meno di quella del modulo tabulato allora si può ragionevolmente adottare i valori di quest'ultima.

9.4. Valutazione del grado di ombreggiamento del generatore fotovoltaico

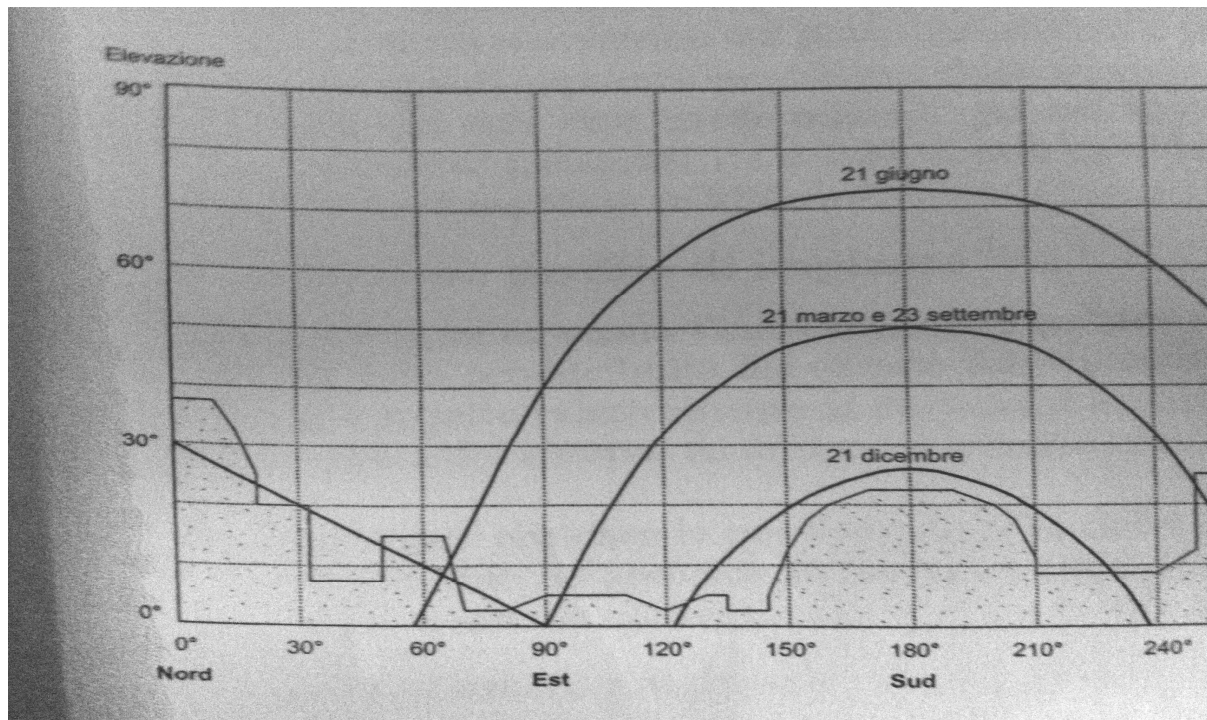
Nella progettazione e valutazione del rendimento di un impianto fotovoltaico vi sono altri aspetti da tenere in considerazione come l'influenza dell'ambiente sulla posizione scelta per il generatore fotovoltaico. Bisogna infatti valutare attentamente l'eventuale grado di ombreggiamento del generatore per la presenza di edifici, vegetazione, precipitazioni nevose,...che possono impedire alla radiazione diretta di raggiungere il modulo fotovoltaico in un determinato istante temporale. Per considerare ciò si deve eseguire una mappatura degli ostacoli all'orizzonte, visti da un osservatore che si trova esattamente nel punto in cui si effettuerà l'installazione del generatore. Fatto questo poi si riporteranno gli ostacoli su di un diagramma che rappresenti la proiezione della semisfera celeste, vista dall'osservatore su una superficie piana, in modo da ottenere un diagramma dove in ascissa è riportato l'orientamento est-ovest e in ordinata l'angolo di elevazione rispetto all'orizzonte. Considerando poi il diagramma in figura si notano le traiettorie del sole relative al 21 giugno(solstizio estivo), 21 marzo e 23 settembre(equinozio) e 21 dicembre (solstizio invernale) viste da un osservatore(alla nostra latitudine). Bisogna sottolineare che per ogni latitudine esiste un unico diagramma. Si osserva poi che l'asse orizzontale in corrispondenza dell'elevazione 0° corrisponde alla linea dell'orizzonte, il punto di intersezione con l'ordinata in corrispondenza dell'elevazione 90° è il punto di zenit rispetto all'osservatore. Si nota poi il profilo clinometrico corrispondente agli ostacoli all'orizzonte. Si individuano delle aree che non sono utili ai fini della captazione della radiazione diretta:

- l'area al di sopra della curva 21 giugno(il sole non si trova mai al di sopra di tale curva limite;
- l'area al di sotto della curva 21 dicembre;
- l'area sottesa al profilo delle ombre;
- l'area sottesa ai due segmenti che tengono conto dell'inclinazione del piano dei moduli rispetto all'orizzontale.

A titolo di esempio si può dire che se ci si trovasse al di sopra del circolo polare artico i percorsi solari risulterebbero schiacciati verso il basso: la linea 21 dicembre non sarebbe visibile, mentre quella 21 giugno non intersecherebbe mai l'asse delle ascisse. Come conclusione possiamo affermare che la quantità di energia solare persa per colpa degli

ostacoli all'orizzonte e dell'inclinazione dei moduli può essere stimata ogni mese come proporzionale alla somma dei percorsi solari non visibili rispetto ai percorsi solari complessivi corrispondenti. Nella figura i percorsi solari sono rappresentati dall'area delimitata dalle curve 21 giugno, 21 dicembre e dall'asse degli orientamenti, mentre i percorsi solari visibili sono delimitati dalle curve 21 giugno, 21 dicembre, dal profilo delle ombre e, per un breve tratto, dall'inclinazione dei moduli.

Figura 9.2: Esempio di diagramma delle ombre per valutazioni di producibilità di un sito.



Vi sono dei programmi sul mercato in grado di valutare l'influenza dell'ombreggiamento sulla producibilità di un impianto fotovoltaico una volta riportate le caratteristiche del sito rilevato il profilo dell'orizzonte. Gli stessi programmi poi possono rilevare le componenti della radiazione diretta, diffusa e di albedo. A questa percentuale di energia persa si può sommare quella valutabile sulla scorta delle informazioni raccolte nel sito in merito ad eventuali precipitazioni nevose. Infatti se la quantità di neve fosse sufficiente a coprire il piano dei moduli allora si potrebbe calcolare i giorni dell'anno di copertura definendo la frazione di energia persa. Come è stata dimostrata l'influenza dell'ambiente di installazione sulla producibilità dell'impianto fotovoltaico così si possono valutare gli effetti dovuti a parametri esclusivamente tecnici legati all'architettura del sistema. Possiamo citare le perdite per temperatura che si verificano quando all'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche

diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza: i moduli a film sottile presentano perdite inferiori rispetto ai moduli cristallini. Si può realizzare un modello che valuti le perdite in funzione della temperatura media del sito di installazione che veda perdite tra il 5,5 % e il 7% tra nord e sud Italia.

9.5. Calcoli finali

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

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

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

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.

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

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

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

10.ALCUNI NUMERI SUL FOTOVOLTAICO

10.1.Il conto energia

Il conto energia è il decreto che stabilisce un incentivo per 20 anni per privati, imprese ed enti pubblici che installano un impianto solare fotovoltaico connesso alla rete elettrica. L'incentivo è direttamente proporzionale all'energia prodotta dall'impianto stesso. Questo decreto la cui prima pubblicazione risale al 2006 è giunto alla sua quarta versione. In questa ultima versione si tende a privilegiare l'esecuzione di impianti di piccola taglia. Gli incentivi per gli impianti che sono entrati in servizio nell'anno corrente sono i seguenti espressi in € per ogni kWh prodotto dall'impianto:

	<i>GIUGNO</i>		<i>LUGLIO</i>		<i>AGOSTO</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
$3 < P \leq 20$	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
$20 < P \leq 200$	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
$200 < P \leq 1000$	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
$1000 < P \leq 5000$	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
$P > 5000$	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

	<i>SETTEMBRE</i>		<i>OTTOBRE</i>		<i>NOVEMBRE</i>		<i>DICEMBRE</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 3$	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
$3 < P \leq 20$	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
$20 < P \leq 200$	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
$200 < P \leq 1000$	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
$1000 < P \leq 5000$	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
$P > 5000$	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Figura 10.1: Incentivi per impianti in base al mese di entrata in esercizio (in €/kWh)

Se, ad esempio vogliamo sapere quanto mi paga all'anno il GSE per un impianto da 3 kW devo fare alcune considerazioni. Innanzitutto facciamo una precisazione su cosa sia il GSE.

Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) è una società partecipata interamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che opera per la promozione dello sviluppo sostenibile. Esso è il soggetto di riferimento per tutti coloro che possiedono o utilizzano un impianto alimentato da fonti rinnovabili, sia per l'ottenimento di riconoscimenti e certificazioni ufficiali come la Garanzia d'Ordine per l'energia elettrica, sia per l'emissione di eventuali incentivi o la cessione dell'energia prodotta. Ritornando alla questione iniziale, dobbiamo fare innanzitutto una distinzione tra nord e sud Italia infatti lo stesso impianto da 3kW a Milano produce in un anno 3500 kWh mentre a Palermo, dove ovviamente c'è più sole ne può produrre oltre 4500. Quindi riferendoci ad un impianto su edificio installato in settembre il proprietario dell'impianto di Milano incasserà dal GSE $3500 \times 0,361 = 1263,50 \text{€}/\text{anno}$, mentre il proprietario dell'impianto a Palermo riceverà $4500 \times 0,361 = 1624,5 \text{€}/\text{anno}$. Se invece vogliamo sapere quanto si paga di bolletta elettrica, considerando ad esempio un impianto con consumo annuo di 3500kWh e produzione annua di 3500kWh/anno sappiamo che la bolletta si compensa con lo scambio sul posto. Questo semplice meccanismo si effettua con il GSE calcolando i kWh consumati e prodotti all'anno. Dal 2009 il GSE provvede a rimborsare direttamente il costo dell'energia elettrica pagato al proprio gestore.

Come conseguenza se si installa un tetto fotovoltaico si ha anche un risparmio sulla bolletta elettrica. Infatti se si installa sul tetto di casa un impianto fotovoltaico che produce 3500kWh/anno oltre a ricevere gli incentivi sopra citati viene rimborsato al proprietario dell'abitazione anche il costo sostenuto per l'energia elettrica (supponiamo sia di 600€). Nell'anno quindi l'impianto a Milano guadagna 1263,5€ dal Conto Energia e 600€ dallo scambio sul posto; quindi ricavo all'anno 1863,5€. A Palermo il guadagno dell'impianto è di $1624,5 + 600 = 2224,5$ all'anno. In 20 anni il guadagno diventa 37270€ a Milano e 44490€ a Palermo. Se si vuole analizzare anche il costo dell'impianto bisogna tener presente che al Nord per ottenere 3500kWh/anno ho bisogno di un impianto da 3 kW di potenza e il suo costo si aggira intorno ai 12500€ +IVA, al sud invece per avere la stessa produttività basta avere un impianto da 2,34kW con un costo di 10500€+IVA.

10.2.Costo di un impianto fotovoltaico

Per ricavare il preventivo di spesa di un impianto fotovoltaico bisogna analizzare uno ad uno i suoi componenti. Se si considera un impianto da 3kW venduto a 15000€ cioè a 5000€/kW il costo dei pannelli solari inciderà per circa 1500€/kW, ovvero per 4500€, cioè per circa il 30%. L'inverter incide per 1500€ cioè per il 10%. Le strutture di supporto, i quadri, i cavi incidono per un altro 15%. L'installazione e la progettazione per un altro 15%. L'installatore

ha un ricavo lordo per il restante 30% che corrisponde a 4500€ ma considerato che anche l'installazione e la progettazione rappresentano un guadagno se effettuate in azienda, esso sale al 45% cioè a 6750€. Più è grande l'impianto inoltre minore sarà la spesa per i servizi. I fattori che influenzano il costo di un impianto sono molteplici a cominciare dalla taglia e dal tipo di pannelli utilizzati. Per piccoli impianti residenziali, il prezzo si aggira attorno ai 5000 e 7000 €/kW, per impianti da 20 kW sotto i 5000€/kW, e per impianti fino a 100kW 4500€/kW. I prezzi citati finora si intendono per convenzione, IVA del 10% esclusa. Nel calcolo di questi prezzi sono stati considerati pannelli fotovoltaici in silicio policristallino (quelli in silicio monocristallino presentano costi superiori). Altri costi da integrare nel preventivo di un impianto sono quelli riguardanti la manutenzione straordinaria e l'assicurazione all-risk per 20 anni che incidono per 40€ l'anno per kW. Gli impianti fotovoltaici infatti, non avendo parti meccaniche non richiedono una manutenzione massiccia. La manutenzione consiste perlopiù al controllo ed alla pulizia della superficie dei pannelli solari sulla quale si deposita sporcizia. L'assicurazione all-risk copre l'impianto da furto, atti di vandalismo, rotture dell'impianto per fenomeni atmosferici, mancata produttività dell'impianto. Gli incentivi statali legati al Conto Energia per il fotovoltaico e il guadagno derivante dall'autoconsumo o dalla vendita dell'energia prodotta superano le rate del finanziamento bancario necessarie per finanziare l'impianto e possono quindi essere usati per pagare le rate in questione. Si può dunque considerare un impianto fotovoltaico un impianto a costo zero. Sapendo che i contributi statali vengono concessi subito dopo la realizzazione dell'impianto, è possibile installare un impianto senza sostenere alcuna spesa iniziale e guadagnare fin dal primo anno. Se per costruire l'impianto si utilizzano fondi propri il tempo di rientro dell'investimento è di circa 8-9 anni nel centro Italia e può essere decisamente inferiore nel caso in cui l'energia venga autoconsumata.

10.3. Il fotovoltaico in Italia

Analizzando la situazione del nostro paese, si può dire che il mercato del fotovoltaico in Italia si presenta promettente e strategico per investitori e produttori direttamente coinvolti nel settore. Grazie al decreto del 5 maggio 2011 sono state definite le regole per l'avvio del 4° Conto Energia che avrà il compito di accompagnare il mercato fotovoltaico del nostro paese verso lo sviluppo definitivo. Nel momento in cui si raggiungerà questa condizione prevista dal dispositivo di legge nel limite temporale del 2016 non sarà più necessario incentivarne lo sviluppo. Inoltre i principali problemi di natura politica e burocratica sembrano essere risolti e sappiamo bene come questi aspetti possano costituire un freno importante

allo sviluppo del mercato.

Tornando ai primi anni di sviluppo del fotovoltaico, ricordiamo la prima fase(1° Conto Energia) che è stata caratterizzata da due gravi limiti :

- poteva essere installata una potenza massima di 85MW_p;
- eccessiva burocratizzazione.

Nonostante questi ostacoli lo sviluppo degli impianti fu comunque significativo e mise in luce l'interesse delle aziende e dei cittadini verso questa nuova tecnologia. In seguito il decreto venne aggiornato il 19 febbraio 2007 nelle regole del 2° Conto Energia e venne rimosso il limite annuale precedentemente fissato a 85 MW_p di potenza installabile. Vi fu poi l'avvento del 3° Conto Energia che garantì un ulteriore passo avanti nella proliferazione della tecnologia. Venendo infine all'anno corrente ,il 14 settembre 2011 è stata superata la soglia dei 10GW_p installati :per l'esattezza 10,687 GW_p sviluppati da 273944 impianti. Nell'anno corrente ,come abbiamo già visto ,è entrato in vigore un nuovo decreto e le nuove incentivazioni le troviamo nel 4° Conto Energia. La competitività del fotovoltaico che è ormai prossimo alla grid parity è sempre più marcata rispetto alle fonti tradizionali e consente di accogliere senza timori per la prospettiva futura del settore anche il limite di spesa complessivo previsto dal provvedimento(7 mld per l'intervallo di tempo che va dal 2011 al 2016). Aprendo una piccola parentesi sulla grid-parity si può dire che è l'orizzonte temporale a cui guardano tutti gli operatori del fotovoltaico; rappresenta il momento in cui il costo dell'energia fotovoltaica è minore o uguale al costo dell'energia dalla rete. Si può osservare dal grafico sottostante: il costo dei pannelli (linee colorate) tende a diminuire con il tempo per le innovazioni tecnologiche e le economie di scala, il costo dell'elettricità della rete(linee tratteggiate) tende invece ad aumentare a causa del maggior costo dei combustibili fossili. Il punto di parità dipende naturalmente dal livello di irraggiamento solare di una data zona e dal costo del kWh tradizionale.

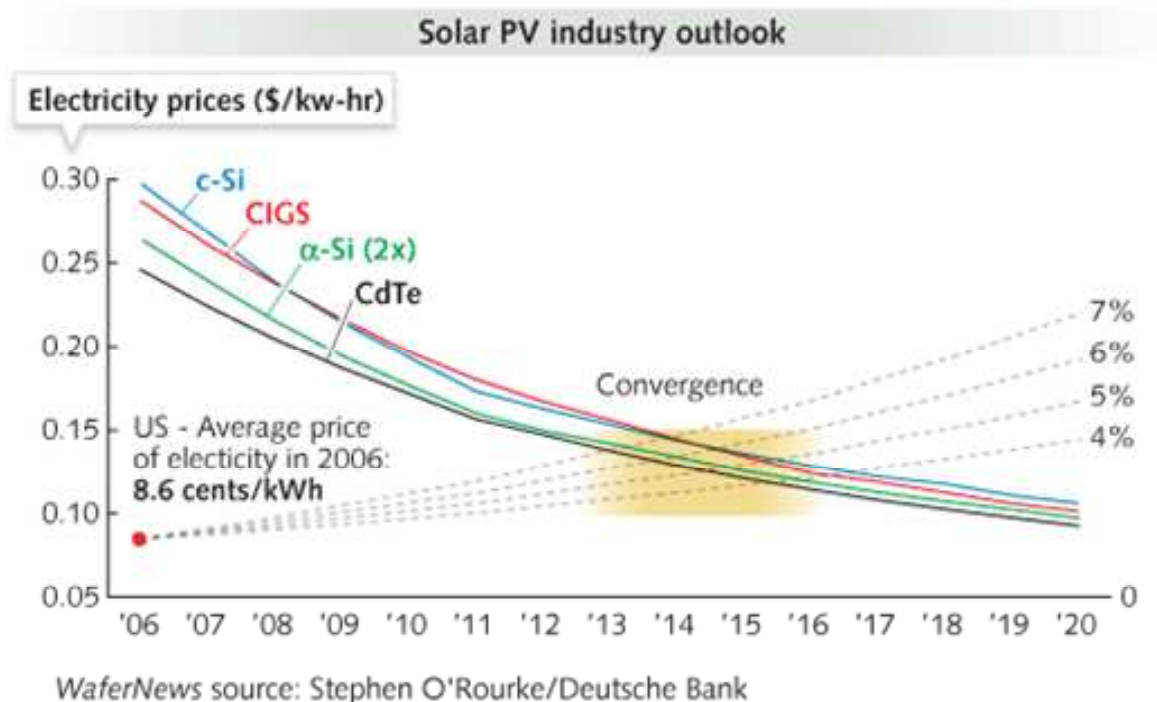


Figura 10.2: diagramma che evidenzia la grid-parity

La crescita del fotovoltaico negli ultimi anni è stata molto forte. Nel solo 2010 il fotovoltaico italiano è cresciuto del 215% in termini di numerosità degli impianti(84777 impianti realizzati) e del 324% per quanto riguarda la potenza installata(2,4 GW). L'evoluzione del fotovoltaico si può notare anche da questi dati:

Fotovoltaico installato in Italia	MWp	Numero Impianti
1° C.E.-sistemi fv in esercizio (2005-2006)	163,88	5374
2° C.E.-sistemi fv in esercizio (2007-31/06/2011)	6596,85	200877
3° C.E.-sistemi fv in esercizio (01/11-05/11)	1582,97	37625
4° C.E.-sistemi fv in esercizio(al 12/09/2011)	2182,49	28388

Lo sviluppo del fotovoltaico nelle regioni italiane si può vedere da questa tabella:

Puglia	1898 MWp con 18573 impianti
Lombardia	1064 MWp con 40342 impianti
Emilia Romagna	1063 MWp con 25547 impianti
Veneto	982 MWp con 37557 impianti
Piemonte	874 MWp con 20336 impianti
Lazio	747 MWp con 14891 impianti
Marche	673 MWp con 10072 impianti
Sicilia	673 MWp con 15866 impianti

alla luce dei dati appena studiati si può sostenere che nel 2012 il fotovoltaico andrà a coprire il 5,5% della domanda elettrica in Italia.

11.CONCLUSIONI

Analizzando tutti gli argomenti trattati si può intuire l'importanza e le potenzialità dell'energia solare nella vita di tutti i giorni. Questa energia come abbiamo visto all'inizio della trattazione rientra nella categoria delle energie rinnovabili (ovvero quelle energie il cui utilizzo non ne pregiudica la disponibilità per le generazioni future). Attualmente l'85% del fabbisogno energetico globale è coperto dai combustibili fossili: di questo 85% il petrolio contribuisce per il 40%, il carbone per il 26% , il gas naturale per il 23% e un ulteriore 7% viene ricavato dall'energia nucleare. Questi combustibili però, come sappiamo, contribuiscono in maniera massiccia ad incrementare la quantità di CO₂ dell'atmosfera ad oggi ritenuto il maggior responsabile del surriscaldamento globale. Il protocollo di Kyoto ha provato a risolvere il problema del surriscaldamento. Questo trattato(sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005 dopo la ratifica anche da parte della Russia) prevede l'obbligo per i paesi industrializzati a ridurre sensibilmente le emissioni di elementi inquinanti(biossido di carbonio, metano, ossido di azoto,...) in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990 nel periodo 2008-2012. Un altro grave problema di questi combustibili è la loro disponibilità che è destinata a diminuire progressivamente. Un modo di reagire a questi problemi è quello di intraprendere la strada delle energie rinnovabili come l'energia solare che è un'energia pulita, gratuita e ancora adoperabile per alcuni 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 3kW_p fa risparmiare in un anno ben 2,4 tonnellate di CO₂ (pari a 0,82 tonnellate di petrolio equivalenti). Secondo uno studio del Politecnico di Milano, il tasso interno di rendimento medio a 25 anni di un impianto fotovoltaico, cioè il tasso composito annuale che l'investimento genera, è del 9%, mentre un titolo di stato a 25 anni dà oggi il 4,6% netto. Di conseguenza investire nel fotovoltaico rende molto di più dei titoli di stato. Un impianto fotovoltaico, non avendo parti meccaniche, dura almeno svariati decenni, quindi il risparmio continua ben oltre i 20 anni. La prima cella fotovoltaica prodotta nel 1953 funziona ancora dopo 55 anni. Dunque il beneficio economico per chi possiede un impianto è ben maggiore di quello stimato per i primi 20 anni. Alcuni studi condotti prevedono che, in Italia, nel 2015 si raggiungerà la cosiddetta "grid-parity" ,cioè un impianto fotovoltaico sarà conveniente anche senza incentivi statali, che dunque scompariranno. Di conseguenza chi approfitta degli incentivi ora ha un "doppio" vantaggio. Inoltre ,la produzione di energia da fonte solare permette, nel lungo periodo, di risparmiare fortemente sui costi dell'energia elettrica poiché il costo del kWh non è legato al prezzo del petrolio che si prevede schizzerà

in alto. Un ulteriore motivo d'interesse è il fatto che un impianto fotovoltaico dà l'indipendenza energetica. Un paese come l'Italia che produce il 60% dell'elettricità dal gas è a rischio: basta infatti che l'Ucraina blocchi per due mesi il gas russo. Per concludere il costo degli impianti fotovoltaici, grazie al progresso tecnologico, si è notevolmente abbassato e poi i numerosi incentivi statali garantiscono di affrontare serenamente la realizzazione di questi impianti. Credere ed investire nel fotovoltaico è un modo per migliorare la vita delle persone che abitano questo pianeta ma anche la vita del pianeta stesso. Quindi investiamo sul sole per un mondo migliore.

BIBLIOGRAFIA

Sergio Rota, Elettricità dal Sole, Sandit Libri 2009

Francesco Groppi - Carlo Zuccaro, Impianti solari fotovoltaici a norme CEI, Edizione Delfino

SITOGRAFIA

ste-pignotti.com

ilportaledelsole.com

enerpoint.com

wikipedia.com

consulente-energia.com

ambiente-italia.com

gifi-fv.it