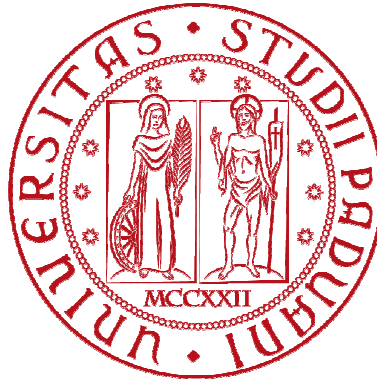


UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA ELETTRTECNICA



ELABORATO FINALE

STRUTTURA E FUNZIONAMENTO DI UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

**RELATORE
PROF. GUARNIERI MASSIMO**

**LAUREANDO
BERTIZZOLO STEFANO**

ANNO ACCADEMICO 2009/2010

INDICE

Introduzione	4
Capitolo 1	
1.1- Storia del fotovoltaico	6
Capitolo 2	
2.1- Il sole: la primaria fonte di energia	14
2.2- La radiazione solare	15
Capitolo 3	
3.1- L'effetto fotovoltaico	22
3.2- La cella fotovoltaica	23
3.3- Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica	26
3.4- Rendimento della cella fotovoltaica	31
3.5- Tipologie di celle fotovoltaiche	32
3.6- Produzione delle celle fotovoltaiche	35
3.7- Composizione di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino	35
3.8- Tipi di impianto	36
3.9- Sistemi di inclinazione	42
3.10- Esempio di calcolo con Conto Energia	45
Capitolo 4	
4.1- Caratteristiche tecniche di un accumulatore	47
4.2- Tipi di accumulatori	48
4.3- Accumulatori per sistemi fotovoltaici	50
4.4- Collegamenti in serie e in parallelo	54
4.5- Installazione e alloggiamento degli accumulatori	54
4.6- Manutenzione	55
Capitolo 5	
5.1- La situazione italiana	57
5.2- Futuro del fotovoltaico italiano	58
Capitolo 6	
6.1- Situazione Mondiale	63
Conclusioni	69
Appendice	
A.1-GSE e risorse rinnovabili	71
A.2-Conto energia	72
Bibliografia	78

INTRODUZIONE

La situazione energetica mondiale è ormai da qualche anno un serio problema che preoccupa l'intero pianeta. La sempre maggiore richiesta di energia, l'inquinamento prodotto dalle centrali, responsabile degli stravolgimenti climatici dei nostri giorni e il relativo impatto ambientale, fanno sì che la ricerca nel campo della generazione energetica con "fonti alternative" rispetto a quelle tradizionali sia notevolmente in crescita.

In questo contesto la fonte di energia più nobile ed inesauribile è l'energia che proviene dal Sole. Il Fotovoltaico infatti è una tra le principali ed importanti tecnologie che sfruttano la luce solare, trasformandola in energia elettrica, senza effetti negativi sull'ambiente.

A differenza dei combustibili fossili e nucleari, destinati ad esaurirsi in un tempo finito, queste forme di energia possono essere considerate virtualmente inesauribili.

Molteplici sono le applicazioni del fotovoltaico: dai piccoli e semplici fabbisogni del singolo utente, ai grandi sistemi per comunità ed usi commerciali.

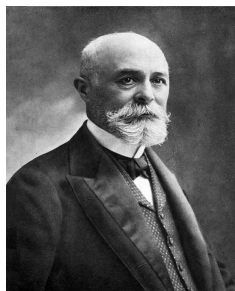
In effetti questi sistemi possono essere forniti in varie dimensioni di potenza, voltaggio, grandezza, a seconda della richiesta.

CAPITOLO 1

1.1- Storia del Fotovoltaico

1767-1900:

- Il progressivo diffondersi dell'impiego del vetro nel corso del diciottesimo secolo fece sì che si venisse a conoscenza della notevole capacità di trattenere il calore solare di questo materiale.
- Il 27 settembre 1818, Robert Stirling fa domanda di brevetto per il suo "Economizzatore" al Chancery di Edinburgh, Scozia. Questo motore, successivamente, è stato utilizzato nel Sistema a piatto di Stirling, una tecnologia che concentra l'energia termica del Sole per produrre energia elettrica.
- Nel 1839 lo scienziato francese Edmond Becquerel scopre l'effetto fotogalvanico in elettroliti liquidi, osservando che, se una cella elettrolitica fatta con due elettrodi metallici, posta in una soluzione conduttrice, viene esposta alla luce solare, la generazione di elettricità aumenta.



EDMOND BECQUEREL (1820-1891)

- Nel 1860 Auguste Mouchout, matematico del liceo della città di Tours, in Francia, inventa il primo motore in grado di convertire radiazione solare in potenza meccanica.
- Al 1873 risale la scoperta della fotoconduttività del selenio ad opera di Willoughby Smith. Pochi anni dopo i fisici inglesi William Grylls Adams e Richard Evans Day scoprono che il selenio produce elettricità, quando esposto alla luce, senza il riscaldamento di un fluido e senza l'utilizzo di parti mobili. È il primo esempio di fotovoltaico nei solidi.

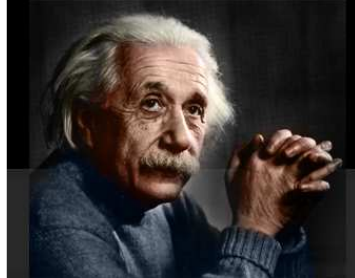


WILLIAM GRYLLS ADAMS (1836-1915)

- Nel 1883 l'inventore americano Charles Fritts produce la prima cella solare fatta con wafers di selenio. L'efficienza di conversione è di circa 1-2%.

1900-1970:

- Nel 1921 Albert Einstein vince il premio Nobel per aver descritto l'effetto fotoelettrico. Un decennio più tardi Audobert e Stora scoprono l'effetto fotoelettrico nel solfuro di cadmio.



ALBERT EINSTEIN (1879-1955)

- Nel 1954 Daril Chapin, Calvin Filler e Gerald Pearson sviluppano nei laboratori della Bell Telephon una cella solare fotovoltaica a base di silicio. È la prima cella fotovoltaica in grado di convertire energia solare in energia elettrica in quantità sufficiente ad alimentare una strumentazione; l'efficienza di conversione è di circa il 4%.
- Nel 1956 una cella aveva un costo proibitivo ed era totalmente fuori mercato, costava infatti circa 300 \$/W, contro i 50 cents \$ /W di altre tipologie di impianti. Così, l'unica richiesta commerciale di celle solari a base di silicio arrivò dal settore aerospaziale.
- Lo stesso anno le celle solari trovano la loro prima applicazione a bordo del satellite Vanguard I proprio per la radio. A differenza delle batterie convenzionali che si esaurivano in un breve lasso di tempo (circa una settimana), le celle solari potevano fornire energia al satellite per anni. Un anno dopo l'Explorer III, il Vanguard II e lo Sputnik III vennero lanciati in orbita con un sistema fotovoltaico a bordo; il sistema funzionerà senza sosta per otto anni.
- Nel 1960 Hoffman Electronic riuscì a raggiungere un'efficienza per le celle fotovoltaiche del 14% ed il satellite Explorer VI venne lanciato con un apparato di 9600 celle fotovoltaiche. Due anni dopo la Bell Telephone Laboratories introdusse sul mercato la prima telecomunicazione satellitare, Telstar (potenza iniziale 14 W), seguita l'anno successivo dai primi moduli fotovoltaici commerciali.
- Lo stesso anno il Giappone installò la più potente installazione fotovoltaica al mondo (242 W), presso un faro.

- Nel 1964 la NASA lancia il primo satellite alimentato con moduli fotovoltaici (470 W). L'anno successivo viene lanciato il primo Orbiting Astronomical Observatory, alimentato con moduli fotovoltaici (1KW). L'impiego delle celle solari nelle missioni spaziali diventa via via più intenso, visto che il loro costo elevato era ampiamente ripagato da efficienza, durata, scarsa necessità di manutenzione e dimensioni ridotte. Diversamente, per le applicazioni terrestri, nelle quali il principale criterio commerciale era il costo per chilowattora, il loro uso restava ancora proibitivo.



SATELLITE ALIMENTATO CON MODULI FOTOVOLTAICI

1970-2006:

- Nel 1970 il dottor Elliot Berman, finanziato dalla Exxon Corporation, progetta una cella solare che abbassa significativamente il costo di produzione: dai 100 \$/W fino ai 20 \$/W. Con questi valori di costo, le celle solari cominciano a diventare commercialmente competitive, seppure in un mercato di nicchia: luci di emergenza per stazioni offshore, fari, passaggi a livello.
- Il primo impianto solare ad un incrocio a livello degli Stati Uniti è del 1974, a Rex in Georgia.
- David Charlson e Christopher Wronsky dei laboratori RCA fabbricano, nel 1976, la prima cella fotovoltaica in silicio amorfo, meno costoso del silicio cristallino con un'efficienza dell' 1,1%.
- Nel 1973 gli Stati Uniti mandano in orbita la stazione spaziale Skylab. Rimarrà in funzione fino al 1979. L'anno successivo si diffondono gli impianti nelle zone rurali del pianeta: l'isola di Tahiti, alcune parti di Kenia, Messico e in America Centrale. Nella riserva indiana dei Papago, nel sud dell'Arizona nasce il primo villaggio fotovoltaico (progetto Lewis Research Center della NASA). L'energia prodotta è sufficiente per i bisogni delle 15 abitazioni della comunità.

- Nel 1977 la potenza mondiale fotovoltaica installata supera i 500 KWp.
- Nel 1980 all'università del Delaware, viene anche prodotta la prima cella solare a film sottile. Il materiale utilizzato è solfuro di rame e solfuro di cadmio e l'efficienza è pari al 10%. L'anno successivo Paul MacCready costruisce il primo aereo alimentato a celle solari con 16000 celle montate sulle ali, pari a 3000 W di potenza e attraversa la Manica.
- Nel 1982 in Australia nasce la prima automobile alimentata a celle solari: la Quiet Achiever. La massima velocità è di 72 Km/h. In venti giorni percorre circa 5000 Km tra la città di Sydney e quella di Perth. La potenza fotovoltaica mondiale supera i 21.3 MWp.
- Negli anni successivi i ricercatori all'università del Galles del sud, Australia, riescono a produrre celle solari al silicio con un'efficienza del 20%.
- Nel 1992 i ricercatori dell'università della florida del sud producono una cella fotovoltaica di telluro di cadmio sottile come un film, con un'efficienza del 15%.



FILM SOTTILE DI TELLURO DI CADMIO

- Nel 1994 la National Renewable Energy Laboratory (NREL) sviluppa in laboratorio una cella solare di fosforo di gallio ed indio e gallio ed arsenio (GAINP/GANAS) che raggiunge un rendimento pari al 30%.
- Nel 1999 viene completato a New York un grattacielo con un sistema integrato di pannelli fotovoltaici posti al 37esimo e 43esimo piano, nella facciata rivolta a sud dell'edificio stesso. Spectrolab ed il National Renewable Energy Laboratory sviluppano una cella solare in grado di convertire il 32% della radiazione luminosa in elettricità. L'alta efficienza è frutto della combinazione, in una sola cella, di tre strati di materiale fotovoltaico. La cella ha il massimo rendimento quando la radiazione solare è concentrata: per questo è montata su un'apparecchiatura con lenti che focalizzano la radiazione e che mantengono la

cella sempre nella direzione di massima esposizione al Sole. Lo stesso laboratorio raggiunge un record di efficienza per celle a film sottile: 18,8%. La potenza mondiale fotovoltaica installata raggiunge 1 GWp.

- Nel 2000 a Perrysburg, Ohio, viene installato l'impianto fotovoltaico più grande al mondo, con una potenza installata di 25 MWp. All'International Space Station, gli astronauti installano un'apparecchiatura spaziale con 38000 celle solari. L'aereo della NASA stabilisce un nuovo record di volo per un velivolo non alimentato a razzi, viaggiando per oltre 40 minuti ad una quota di 29000 metri. Nel frattempo i costi sono crollati.



PERRYSBURG, OHIO

- Nel 2003 la potenza fotovoltaica installata a livello mondiale supera i 2200 MWp, con un tasso di crescita del 32,4% che si è mantenuto pressoché costante rispetto agli anni precedenti. Paese leader è il Giappone che, insieme alla Germania, è quello che presenta il più elevato tasso di crescita annuale. Molto meno marcato, anche se positivo, appare il trend di crescita degli Stati Uniti, paese tra i primi a sviluppare questo settore di applicazioni.



- In Italia la crescita è molto contenuta. A partire dal 2001, risulta inferiore alla pur bassa media europea. Fino a tutti gli anni 90 aveva mantenuto una posizione di leadership in Europa, ma poi non è stata in grado di allinearsi

all'improvviso e sostenuto sviluppo che si è determinato, non solo in Germania, ma anche in Olanda, in Spagna e con valori più bassi in Francia e Austria.

- Nel 2004 la potenza totale installata in Europa è di oltre 1 GWp con una crescita del 69,2% rispetto al 2003, determinata principalmente dal forte sviluppo del settore registrato in Germania che per la prima volta, durante il 2004, con una nuova potenza installata pari a 363 MWp (circa 30000 nuovi impianti) ha superato il Giappone (280 MWp) in quantità annuale installata.
- In Italia si raggiunge la potenza totale installata di 31 MWp. Il mercato mondiale dell'energia solare fotovoltaica continua ad espandersi rapidamente.
- In Germania nel 2006 si sono raggiunti i 968 MWp di potenza installata.



Attualmente:

- Il più grande impianto fotovoltaico in facciata al mondo è quello costruito sulla sede del produttore di moduli fotovoltaici cinese Suntech Power, per un totale di 1 MWp su 6900 m². La stessa azienda detiene anche l'attuale record mondiale per capacità produttiva di moduli fotovoltaici prodotti e commercializzati. La giapponese Sharp deteneva il precedente primato fin dagli albori del fotovoltaico.
- L'installazione dell'impianto fotovoltaico più spettacolare al mondo è forse la cosiddetta Pergola Solare installata a Barcellona, Spagna, che raccoglie moduli fotovoltaici per un totale di 1 MWp su un'unica vela sospesa a mezz'aria di 112 x 50 metri (quasi un campo di calcio regolamentare).



PERGOLA SOLARE INSTALLATA A BARCELLONA

- Il più grande impianto fotovoltaico su tetto è quello costruito sugli stabilimenti General Motors a Saragozza, Spagna, con una potenza di 11,8 MW di picco.
- Il più grande impianto fotovoltaico architettonicamente integrato in funzione è quello dei padiglioni fieristici di Monaco di Baviera, per un totale di 1 MWp. L'integrazione architettonica consiste nell'impiego dei moduli fotovoltaici come infissi, ovvero in sostituzione della copertura stessa degli edifici.
- Il più grande impianto fotovoltaico in funzione al mondo è ubicato a Olmedilla de Alarcón, in Spagna. Costruito nel 2008, l'impianto usa più di 160000 pannelli solari e la sua potenza nominale è di 60 MW.



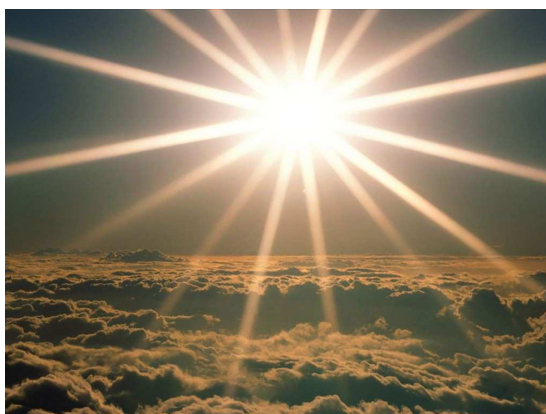
IMPIANTO FOTOVOLTAICO A OLMEDILLA DE ALARCON

CAPITOLO 2

2.1- Il Sole: la primaria fonte di energia

L'energia solare è emessa dal sole sotto forma di un flusso continuo di onde elettromagnetiche e particelle dette fotoni (unità elementare priva di carica elettrica e di massa); quest'ultime sono generate da processi di fusione nucleare, in cui due nuclei d'idrogeno (basso numero atomico) si uniscono e formano un atomo d'elio (numero atomico superiore).

Questa fusione libera enormi quantità di energia, in quanto la massa del nucleo risultante è minore della somma delle masse dei nuclei iniziali; tale differenza di massa è convertita in energia secondo la nota relazione $E=mc^2$ (equazione che stabilisce una relazione tra l'energia (E), la massa (m) e (c) la velocità della luce).



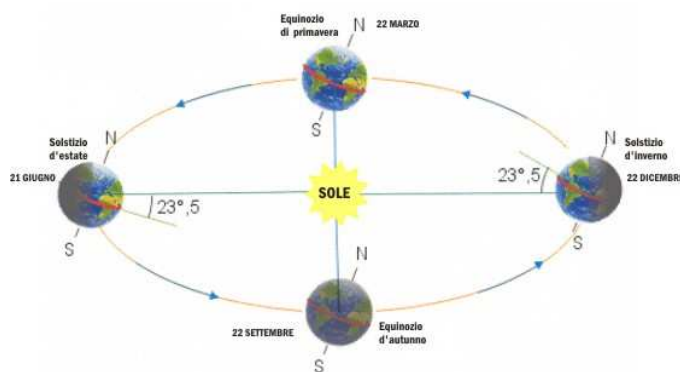
Il Sole è, propriamente, una stella di medie dimensioni, costituita essenzialmente da idrogeno (circa il 74% della sua massa, il 92% del suo volume), elio (circa il 24-25% della massa, il 7% del volume) e altri elementi più pesanti presenti in tracce.

È classificata come una nana gialla di tipo spettrale G2 V: G2 indica che la stella ha una temperatura superficiale di circa 5 780 K (5 507 °C), caratteristica che le conferisce un colore bianco, che però appare giallo a causa dello scattering (effetto di cambiamento di traiettoria) dell'atmosfera terrestre; la V indica che il Sole, come la maggior parte delle stelle, è nella sequenza principale, ovvero in una lunga fase di equilibrio stabile in cui l'astro fonde, nel proprio nucleo, l'idrogeno in elio.

Tale processo genera ogni secondo una grande quantità di energia (equivalente a $3,83 \times 10^{26}$ J), emessa nello spazio sotto forma di radiazione e vento solare.

La radiazione solare, emessa fondamentalmente come luce visibile ed infrarossi, consente la vita sulla Terra fornendo l'energia necessaria ad attivare i principali meccanismi che ne stanno alla base; inoltre l'insolazione della superficie terrestre regola il clima e la maggior parte dei fenomeni meteorologici.

Detto ciò possiamo considerare il Sole, ancora per centinaia e centinaia d'anni, come una fonte di energia inesauribile.



2.2- La radiazione solare

L'energia prodotta dalle reazioni nucleari interne, dovuta ai processi di fusione dell'idrogeno, si propaga attraverso il Sole stesso e lo spazio che lo circonda sia sotto forma di calore che sotto forma di suono ma, soprattutto, sotto forma di radiazioni elettromagnetiche, che si distinguono in fasce di lunghezza d'onda ed hanno caratteristiche energetiche diverse:

- 1) Raggi gamma e raggi X.
- 2) Raggi ultravioletti.
- 3) Luce visibile.
- 4) Raggi infrarossi.
- 5) Microonde.
- 6) Onde radio.

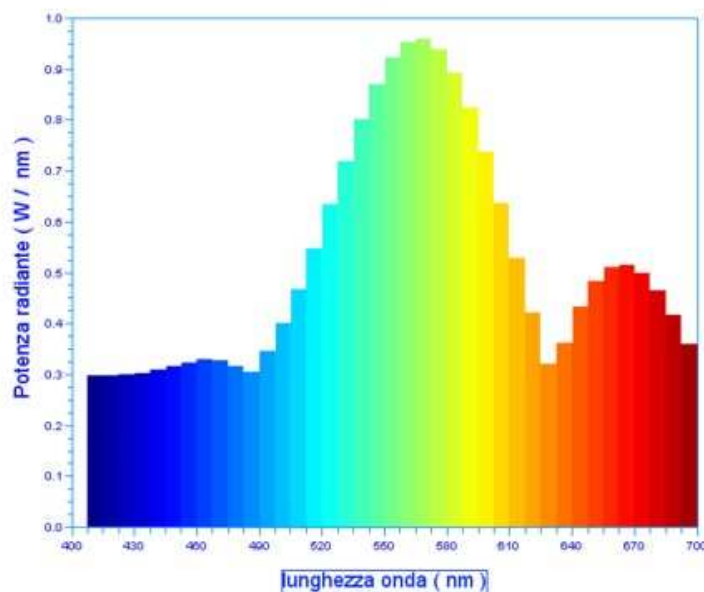
MICROMETRI DISTRIBUZIONE SPETTRALE

micrometri	Nomenclatura	% dell'energia totale compresa nello spettro.
0,2 - 0,38	Ultravioletto	6,4%
0,38 - 0,78	Visibile	48%
0,78 - 10	Infrarosso	45,6%

I raggi gamma sono i più ricchi di energia.

La lunghezza d'onda della luce visibile è compresa tra 380 e 780 milionesimi di millimetro.

Ad ogni lunghezza d'onda corrisponde un colore: al rosso corrisponde la lunghezza d'onda maggiore (780 milionesimi di millimetro) al violetto quella più piccola (380 milionesimi di millimetro).



Se facciamo passare la luce del Sole attraverso un prisma, la scomponiamo nei suoi colori costitutivi: violetto, blu, azzurro, verde, giallo, arancione e rosso.

In più troveremo numerosissime righe scure che corrispondono a determinati elementi chimici presenti nell'atmosfera solare: ogni elemento, allo stato gassoso, assorbe caratteristiche frequenze luminose, originando le discontinuità rilevabili nello spettro.

Queste righe furono scoperte da Fraunhofer all'inizio dell' 800 e da lui hanno preso il nome.

Non esiste però soltanto lo spettro di assorbimento, infatti, ogni elemento chimico oltre ad assorbire radiazione può anche emetterla; questo è dovuto al livello energetico degli elettroni in orbita attorno al nucleo.

Gli elettroni possono, infatti, occupare solo determinate orbite.

Lo stato più basso corrisponde allo stato fondamentale e al minimo livello di energia.

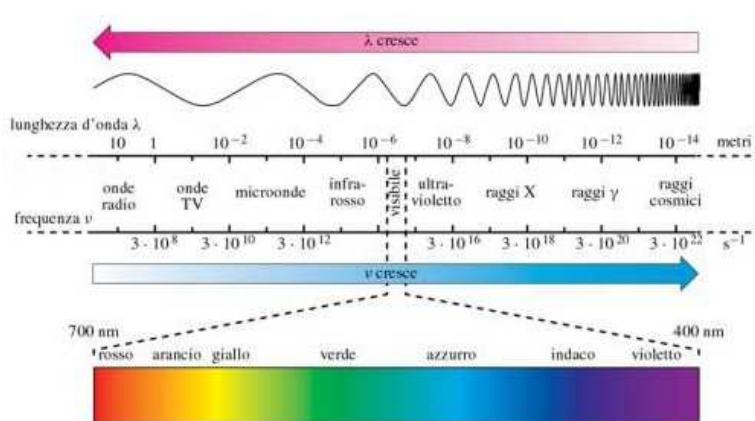
Se un fotone sufficientemente energetico urta un elettrone e viene assorbito, l'elettrone può salire ad un livello orbitale superiore: nasce così lo spettro di assorbimento a righe scure.

Inversamente, quando un elettrone decade da un livello energetico superiore ad uno inferiore, emette un fotone, restituendo l'energia che era stata necessaria per sollevarlo fino all'orbita più alta. Si avrà così lo spettro di emissione con righe di Fraunhofer brillanti, anziché scure, ma alla stessa frequenza.

Lo studio delle righe di assorbimento nelle macchie solari ha rivelato la presenza del campo magnetico.

Le radiazioni più energetiche (raggi gamma, raggi X, ultravioletti) e le meno energetiche (infrarossi, microonde, radio) sono in gran parte assorbite o riflesse dall'atmosfera così da non poter essere sempre rilevate dagli strumenti.

Arriva a terra solamente la luce visibile (che viene vista direttamente dai nostri occhi) nonché una piccola parte di raggi ultravioletti, di raggi infrarossi sotto forma di calore, e di onde radio (che sono rilevabili solo con strumenti particolari).



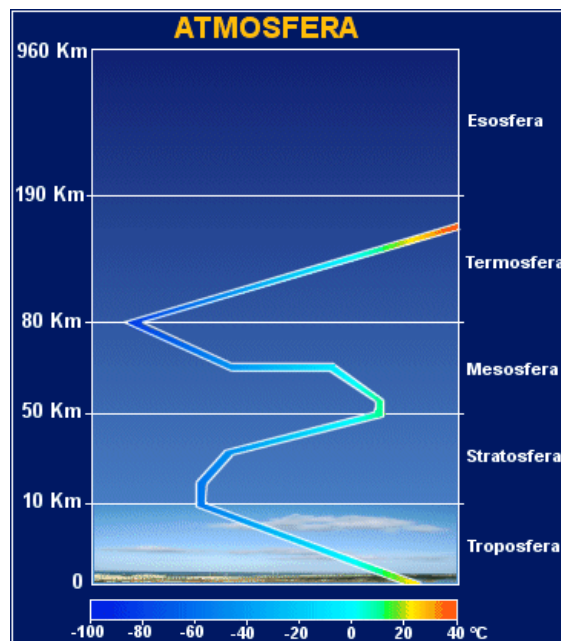
Tipo di radiazione elettromagnetica	Frequenza	Lunghezza d'onda
Onde radio	≤ 3 GHz	≥ 10 cm
Microonde	3 GHz – 300 GHz	10 cm – 1 mm
Infrarossi	300 GHz – 428 THz	1 mm – 700 nm
Luce visibile	428 THz – 749 THz	700 nm – 400 nm
Ultravioletti	749 THz – 30 PHz	400 nm – 100 nm
Raggi X	30 PHz – 300 EHz	100 nm – 1 pm
Raggi gamma	≥ 300 EHz	≤ 1 pm

L'intensità della radiazione solare a 150 milioni di chilometri dal Sole (pari alla distanza media della terra dallo stesso) è di circa 1353 W/m^2 ; tale valore viene indicato come "costante solare" e rappresenta l'intensità della radiazione solare che raggiunge il pianeta Terra al di fuori dell'atmosfera (che invece attenua l'intensità della radiazione che giunge al suolo).

L'asse terrestre è inclinato di $23^\circ \frac{1}{2}$ rispetto al piano dell'orbita; questo fatto determina le stagioni e una variazione notevole dell'intensità della radiazione che colpisce, nei diversi periodi dell'anno, una data località, specie se lontana dall'equatore.

Ad esempio, in Friuli Venezia Giulia, utilizzando una latitudine media di 46° N , la radiazione solare incide a mezzogiorno del solstizio d'inverno (21 Dicembre) con un angolo di circa 20° , mentre a mezzogiorno nel solstizio d'estate (21 Giugno) con un angolo di 67° .

In inverno, inoltre, si hanno solo 7/8 ore di luce contro le 15/16 dell'estate; ciò fa sì che l'energia totale che ci raggiunge al solstizio d'estate possa essere circa 5 volte superiore a quella dell'inizio inverno (ovviamente con cielo sereno).



L'atmosfera attenua la radiazione solare a causa delle molecole che la compongono, che riflettono, assorbono e diffondono la radiazione.

In particolar modo il vapore acqueo e le goccioline sospese possono attenuare fortemente questo effetto (quindi le nubi sono un ostacolo notevole).

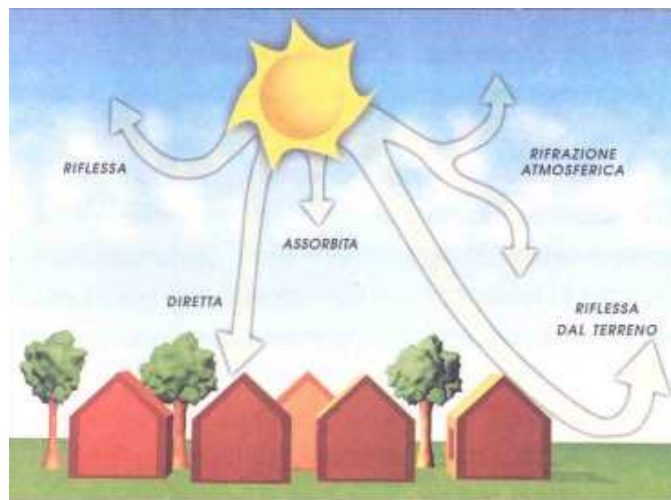
La parte più densa e ricca di polveri e vapore acqueo dell'atmosfera è costituita dai 15 km più vicini alla superficie terrestre (grossomodo la Troposfera).

Va ricordato, tuttavia, che in passato varie eruzioni vulcaniche hanno portato consistenti quantità di polveri, gas e aerosol (tipo di colloide in cui un liquido o un solido sono dispersi in un gas) nella Stratosfera, fino ad un'altezza di quasi 50 km dal suolo; famosa è l'eruzione del vulcano Krakatoa in Indonesia del 1883 e ancor di più quella di Tambora del 1815 che determinò il noto "anno senza estate" del 1816, con vari riferimenti storici alla sconfitta di Napoleone a Waterloo del 1815.

Quest'ultima eruzione è ricordata come la peggiore degli ultimi 1000 anni ed ha provocato gravi carestie, anche in Europa, per la marcata diminuzione della temperatura.

I flussi di radiazione di maggior interesse meteorologico sono:

- Radiazione globale.
- Radiazione diffusa.
- Radiazione diretta.
- Radiazione riflessa.
- Radiazione netta.



La radiazione globale viene definita come la somma della radiazione misurata a terra su un piano orizzontale proveniente direttamente dal Sole e quella diffusa dal cielo (atmosfera).

I rapporti tra le due componenti sono ovviamente in relazione alle condizioni atmosferiche.

La maggior parte degli strumenti impiegati per la misura della radiazione solare misura questo parametro con uno spettro di lunghezze d'onda compreso tra 0.3 e 3 μm .

Lo strumento pireliometro misura solo ciò che arriva dal disco del Sole.

La radiazione diffusa è la componente, misurata su un piano orizzontale, della radiazione solare che arriva a terra non direttamente dal Sole ma per effetto dell'atmosfera (gas, nubi, ecc.).

Lo strumento impiegato per la misura è un solarimetro con un dispositivo che mantiene in "ombra" l'elemento sensibile rispetto alla luce proveniente direttamente dal Sole.

La componente diffusa è molto importante poiché, in inverno, è in percentuale molto maggiore di quella diretta; i pannelli solari, inoltre, funzionano anche in presenza della sola componente diffusa generando elettricità anche con cielo nuvoloso, sebbene la loro produzione diminuisca proporzionalmente all'intensità luminosa.

Un altro parametro importante è la radiazione solare riflessa da una superficie (es: terreno) entro la banda 0.3-3 μm ; lo strumento di misura viene posto orizzontale ma rivolto verso il basso.

La radiazione netta è la differenza tra la radiazione globale e quella riflessa in arrivo dalla superficie in esame nella banda 0.3 – 60 μm .

Lo strumento per la misura è costituito da due radiometri: uno rivolto verso l'alto e uno verso il basso.



Solarimetro



Pireliometro



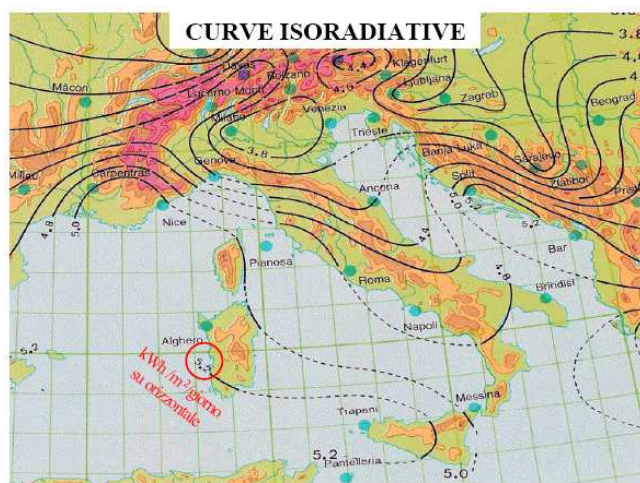
Radiometro

Le proporzioni di radiazione riflessa, diffusa e diretta ricevuta da una superficie dipendono:

- Dalle condizioni meteorologiche (in una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco, viceversa, predomina la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale).
- Dall'inclinazione della superficie rispetto al piano orizzontale (una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa; la componente riflessa aumenta al crescere dell'inclinazione).
- Dalla presenza di superfici riflettenti (il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle superfici chiare; la radiazione riflessa aumenta in inverno, per effetto della presenza di neve, e diminuisce in estate, per effetto di assorbimento di colori scuri quali quello dell'erba o del terreno).

L'intensità della radiazione solare incidente su una superficie al suolo è influenzata dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa: più piccolo è l'angolo che i raggi del sole formano con una superficie orizzontale e maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare, e conseguentemente minore è la radiazione che raggiunge la superficie.

La posizione ottimale, in pratica, si ha quando la superficie è orientata a sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito; l'orientamento a sud massimizza la radiazione solare ricevuta nella giornata e l'inclinazione pari alla latitudine rende minime, durante l'anno, le variazioni di energia solare captate dovute all'oscillazione di $\pm 23.5^\circ$ della direzione dei raggi solari rispetto alla perpendicolare alla superficie di raccolta.



Sulla superficie terrestre arrivano, come già detto, una componente diretta della luce ed una componente diffusa; mentre la componente diretta arriva sulla superficie con un angolo pari circa a quello della latitudine del luogo, quella diffusa non possiede angoli di arrivo preferenziali.

In funzione dell'inclinazione del sole sull'orizzonte, la radiazione totale raggiunge mediamente un valore massimo pari a circa 1000 W/m² (irraggiamento al suolo in condizioni di giornata serena con sole a mezzogiorno e temperatura di 25 gradi c°); questo valore è tuttavia fortemente influenzato dalle variazioni delle condizioni atmosferiche (di carattere aleatorio) e, per questo motivo, il progetto degli impianti fotovoltaici va eseguito utilizzando i dati storici di soleggiamento rilevati nella località prescelta o in località con caratteristiche climatiche simili.

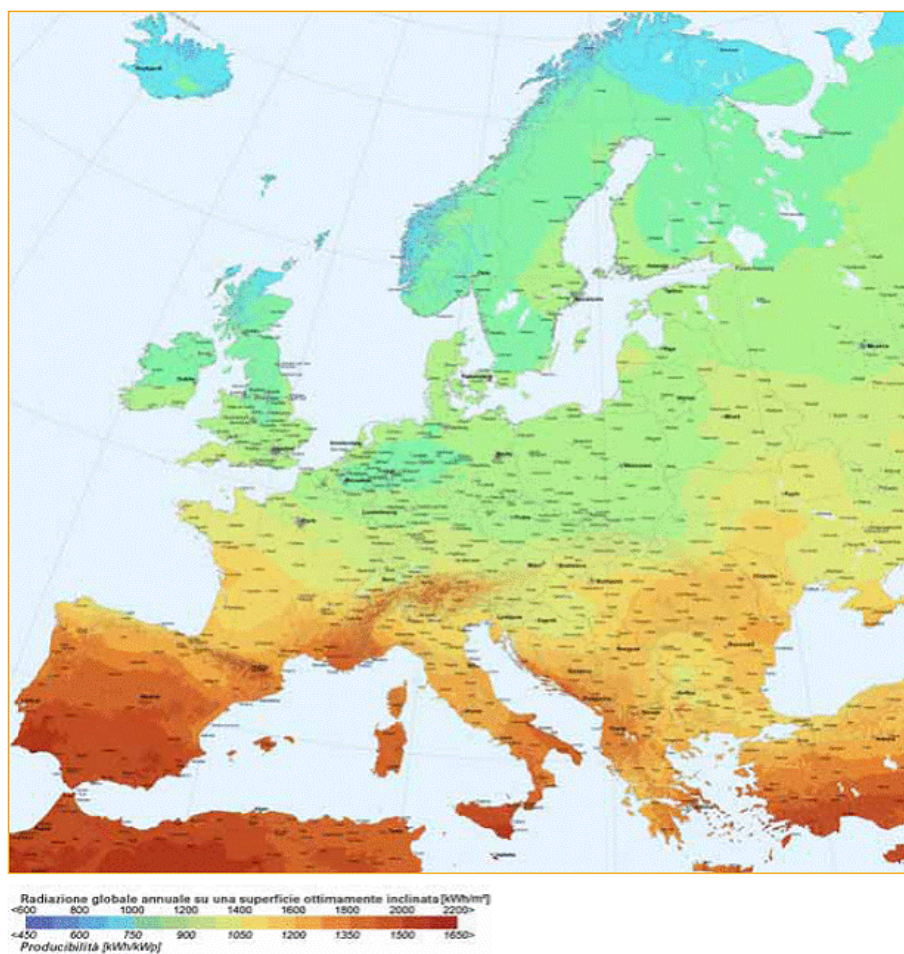
I dati storici disponibili riguardano generalmente i valori giornalieri o medi mensili dell'insolazione su superficie orizzontale (espressi in kWh/m²/giorno).

L'orientamento dei moduli solari è fondamentale e la loro posizione ideale è un orientamento esattamente verso Sud.

Per un posizionamento fisso di validità annuale è consigliabile un'inclinazione pari alla latitudine meno 10°; dunque, alle nostre latitudini, l'inclinazione ottimale del piano dei moduli è pari a circa 33° (in questo modo si massimizza l'energia captata nell'arco dell'anno).

Per gli impianti indirizzati solo per la stagione estiva si adottano dei valori di inclinazione pari alla latitudine meno 20°-30° mentre per il periodo invernale le inclinazioni devono essere pari alla latitudine più 10°-15°.

Questi angoli possono cambiare da località a località, sebbene ci si trovi alla stessa latitudine, a causa della variabilità della componente diretta e diffusa, che si ha nelle diverse zone.

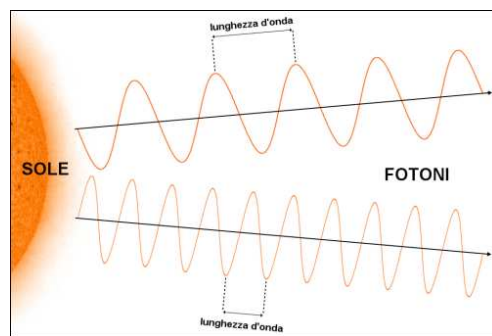


CAPITOLO 3

3.1- L'effetto fotovoltaico

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando l'effetto prodotto da un flusso luminoso che incide su un materiale semiconduttore (quattro elettroni di valenza), quando quest'ultimo incorpora, in un lato, atomi di drogante di tipo p (tre elettroni di valenza) e nell'altro atomi di tipo n (cinque elettroni di valenza).

Un fotone (il fotone è l'unità elementare, priva di carica elettrica e di massa, che si propaga alla velocità della luce: nel vuoto $c=299.792,5$ km/s) dotato di energia, sulla base della relazione $E = h \cdot \nu$ in cui ν rappresenta la frequenza e h la costante di Planck ($6,626 \cdot 10^{-34}$ js), è in grado di liberare all'interno della giunzione (zona di contatto tra la parte drogata p e quella drogata n) una coppia elettrone-lacuna che, per effetto del campo elettrico tra i due strati drogati diversamente, si spostano in verso opposto.



Utilizzando come semiconduttore il silicio, l'energia necessaria a liberare una coppia elettrone-lacuna corrisponde ad una lunghezza d'onda massima per la radiazione luminosa di $1,15 \mu\text{m}$.

La frazione eccedente questo limite, avente cioè lunghezza d'onda maggiore e quindi energia insufficiente, corrisponde a circa il 25% dell'energia complessivamente contenuta dello spettro solare.

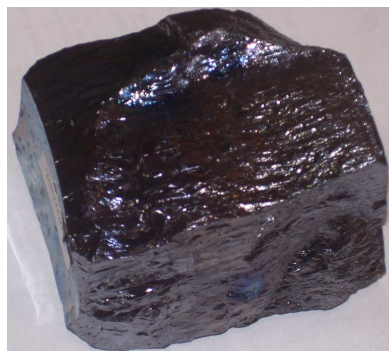
Il rimanente 75% risulta pertanto in grado di liberare coppie elettrone-lacuna.

Tuttavia, come si è visto, al diminuire della lunghezza d'onda ai fotoni risulta associata un'energia sempre maggiore, ma in eccesso rispetto a quella richiesta.

La parte eccedente costituisce un surplus che va inevitabilmente perduto, ossia trasformato in calore.

Ne segue che, con semiconduttori al silicio, la percentuale di energia solare che è teoricamente possibile convertire in energia elettrica non supera il 44% circa.

Il rendimento delle celle fotovoltaiche in silicio, anche nelle prove di laboratorio, è tuttavia molto distante da questo valore.

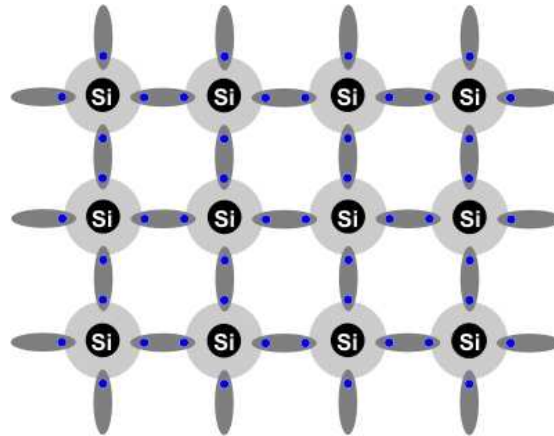


Silicio

3.2- La cella fotovoltaica

L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali sono elettroni di valenza, che quindi possono partecipare alle interazioni con altri atomi sia di silicio sia di altri elementi.

In un cristallo di silicio puro (Fig. A1) ogni atomo è legato in modo covalente ad altri quattro atomi, quindi due atomi affiancati di un cristallo di silicio puro hanno in comune una coppia di elettroni, uno dei quali appartenente all'atomo considerato e l'altro appartenente all'atomo vicino; esiste quindi una forte relazione tra di essi.

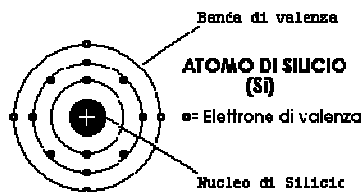


(Fig. A1)

Questo legame elettrostatico può essere spezzato con una quantità di energia che permetta ad un elettrone di passare ad un livello energetico superiore, cioè dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando la banda proibita; se l'energia fornita è sufficiente, per l'atomo di silicio 1.08 eV ($1 \text{ eV} = 1.602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$), l'elettrone è libero di spostarsi, contribuendo così al flusso di elettricità.

Quando passa alla banda di conduzione, l'elettrone si lascia dietro una buca, cioè una lacuna dove manca un elettrone.

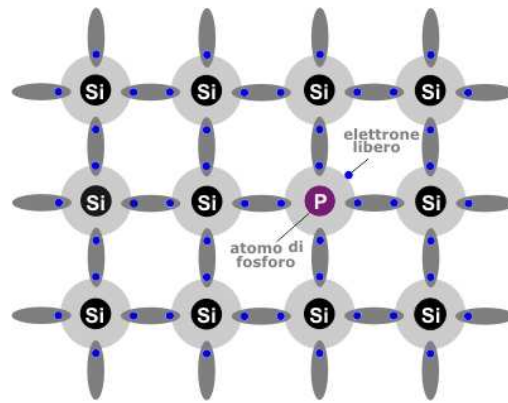
Un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la lacuna, scambiandosi così di posto con essa.



Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni e di lacune, ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella.

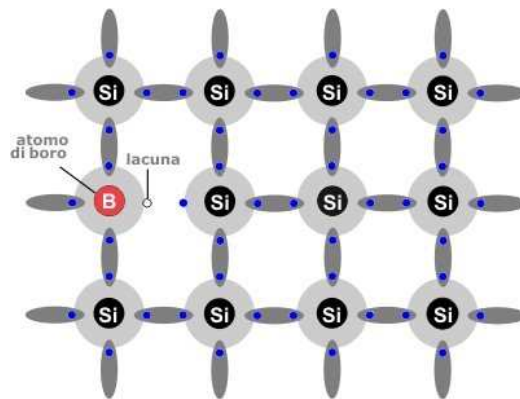
I cristalli di silicio possono essere "drogati", ovvero si inseriscono nella struttura cristallina delle impurità; in particolare, degli atomi di silicio vengono sostituiti con atomi del V gruppo della tavola degli elementi detti donatori (in genere fosforo) o con degli atomi del III gruppo (in genere boro) detti accettori.

Nello strato drogato con fosforo (Fig. A2), che ha cinque elettroni esterni o di valenza contro i quattro del silicio, è presente una carica negativa debolmente legata composta da un elettrone per ogni atomo di fosforo.



(Fig. A2)

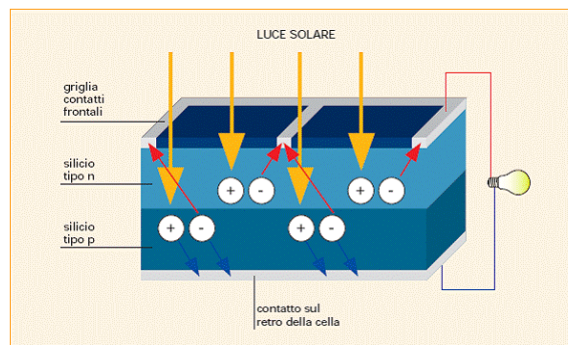
Analogamente, nello strato drogato con boro (Fig. A3), che ha tre elettroni esterni, si determina una carica positiva in eccesso composta dalle lacune presenti negli atomi di boro quando si legano al silicio.



(Fig. A3)

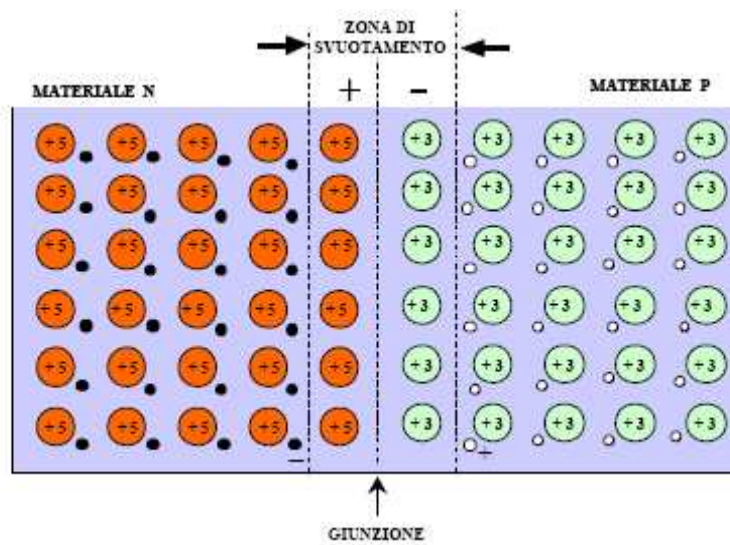
Il primo strato, a carica negativa, si indica con n, l'altro, a carica positiva, con p. Una cella fotovoltaica è costituita dall'accoppiamento di un semiconduttore di tipo p, con prevalenza di accettori, e uno di tipo n, con prevalenza di donatori, formando la giunzione p-n (Fig. A4).

Attraverso la superficie di contatto dei due semiconduttori alcuni elettroni passano dal materiale di tipo n a quello di tipo p, mentre alcune lacune si spostano in senso contrario. Il materiale di tipo n acquista, di conseguenza, una debole carica positiva, mentre quello di tipo p diventa leggermente negativo.



Principio di funzionamento della Cella Solare

Attorno alla zona di confine si genera, pertanto, un campo elettrico diretto dal materiale di tipo n a quello di tipo p, a cui è associata una differenza di potenziale V_e . Questo strato impedisce ogni ulteriore diffusione nei due versi dei portatori di carica.



(Fig. A4)

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

Se si invertono invece le connessioni del generatore, la giunzione si assottiglia e la corrente fluisce nel circuito.

La giunzione p-n è quindi un dispositivo a senso unico, poichè consente il passaggio della corrente in un solo senso: dal materiale di tipo p a quello di tipo n (diodo a semiconduttore).

Quando una cella fotovoltaica assorbe una radiazione luminosa, i fotoni relativi possiedono un'energia $E = h \cdot \nu$, se $h \cdot \nu < P$ (con P lavoro di estrazione degli elettroni dal materiale), essi non potranno essere catturati da elettroni, poichè questi verrebbero portati al livello energetico della banda proibita, ove nessun elettrone può portarsi.

Se invece $h \cdot \nu > P$ l'elettrone, che cattura il fotone, viene portato nella banda di conduzione lasciando ionizzato il suo atomo originario di appartenenza.

Una volta nella banda di conduzione, l'elettrone dissipa termicamente la quantità di energia $h \cdot \nu - P$ ed è libero di muoversi in tale banda.

Si è verificato così un processo di generazione elettrone-lacuna.

Se l'assorbimento avviene nella zona di giunzione, l'elettrone viene sospinto, a causa del campo elettrico ivi presente, verso il materiale di tipo n e la lacuna verso il materiale di tipo p.

Se l'assorbimento avviene in prossimità della giunzione, ne consegue che la lacuna raggiunge per diffusione la zona di carica spaziale e viene immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale p.

Se, infine, l'assorbimento avviene lontano dalla zona di giunzione, le cariche si ricombinano dopo un certo tempo. In pratica la zona p diventa meno negativa, perchè ha perso degli elettroni e la zona n meno positiva, perchè ha perso delle lacune.

Connettendo i due terminali del dispositivo con un conduttore elettrico, in presenza di radiazione luminosa, si ha una corrente continua nel filo.

E' importante che lo spessore dello strato n sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione.

In pratica la tipica cella fotovoltaica ha uno spessore complessivo tra 0,25 e 0,35 mm ed è costituita da silicio mono o policristallino. Essa, generalmente di forma quadrata, misura solitamente 125x125 mm e produce, con un irraggiamento di 1 kW/m² ad una temperatura di 25°C, una corrente compresa tra i 3 e i 4 A, una tensione di circa 0,5 V e una potenza corrispondente a circa 3 Wp.

3.3- Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica

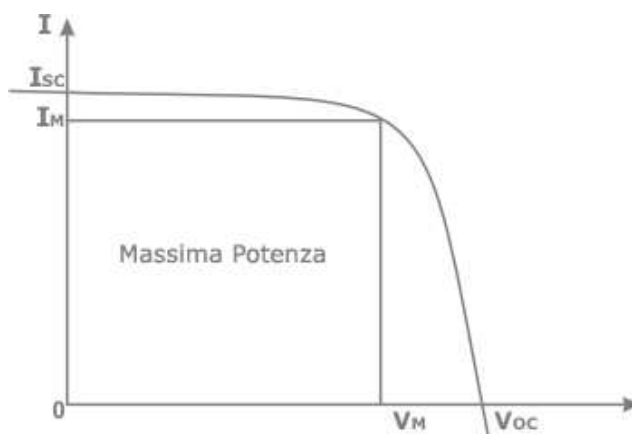
La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di generazione tensione-corrente in corrispondenza del quale il prodotto $V \cdot I$, che esprime la potenza elettrica ottenibile a parità di altre condizioni, risulta massimo ($I_M \cdot V_M$).

Il rapporto tra $I_M \cdot V_M$ e $I_{sc} \cdot V_{oc}$ (prodotto della corrente di cortocircuito e della tensione a vuoto) viene detto fill-factor o fattore di riempimento della cella.

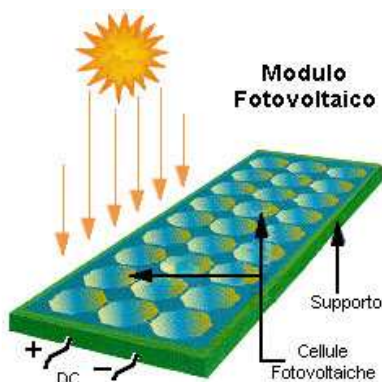
Quest'ultimo per le usali celle al silicio cristallino si aggira intorno a $0,75 \div 0,80$.

Il fill-factor è anche un parametro di giudizio sul rendimento della cella; elevati valori di questo parametro sono solitamente indicatori di migliori prestazioni.

La corrente di cortocircuito I_{sc} risulta di poco superiore alla corrente al punto di massima potenza I_M , ne segue l'evidente difficoltà nell'uso di un dispositivo elettromeccanico di interruzione automatica della corrente.

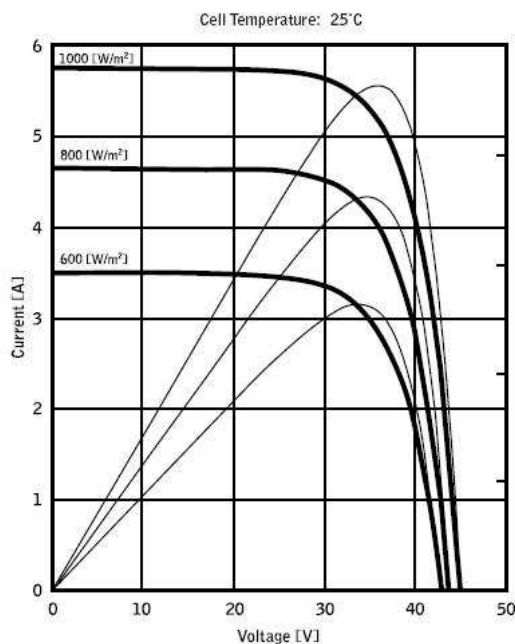


Essendo l'irraggiamento solare che colpisce i moduli fotovoltaici fortemente variabile in funzione della latitudine, della stagione, dell'ora del giorno e delle eventuali ombre, anche il rendimento ne sarà pesantemente influenzato.



Un'altra caratteristica importante è che la quantità di energia prodotta da ciascuna cella fotovoltaica dipende anche dalla sua temperatura.

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



Curva più grossa: irraggiamento solare.
Curva più fina: prodotto $V \cdot I$.

Le tre curve, in grassetto sono corrispondenti a tre valori (1000, 800, 600 W/m²) dell'irraggiamento solare.

Su ogni curva caratteristica esiste uno ed un solo punto tale per cui è massimizzato il trasferimento di potenza verso un ipotetico carico alimentato dal modulo fotovoltaico.

Il punto di massima potenza corrisponde alla coppia tensione-corrente tale per cui è massimo il prodotto $V \cdot I$, dove V è il valore della tensione ai morsetti del modulo e I è la corrente che circola nel circuito ottenuto chiudendo il modulo su un ipotetico carico.

Con riferimento alla figura precedente, il prodotto $V \cdot I$ è rappresentato per i tre valori dell'irraggiamento solare di cui sopra, tramite le tre curve a tratto più sottile.

Come si vede, in accordo con quanto detto, tali curve esibiscono un massimo.

Ad es. per 1000 W/m², il punto di massima potenza corrisponde ad un valore di tensione pari a circa 36 V e corrente di circa 5,5 A.

Chiaramente, se si riesce a massimizzare la potenza erogata, si riesce a sfruttare al meglio l'impianto, sia per quello connesso alla rete che per quello isolato.

L'MPPT è un dispositivo spesso integrato negli inverter che, ad ogni istante, legge i valori di tensione e corrente, ne calcola il prodotto (cioè la potenza in Watt) e, provocando piccole variazioni nei parametri di conversione (duty cycle), è in grado di stabilire per confronto se il modulo fotovoltaico sta lavorando in condizioni di massima potenza oppure no.

A seconda del responso agisce ancora sul circuito per portare l'impianto in tale condizione ottimale.

Il motivo per cui gli MPPT sono utilizzati è semplice: un impianto fotovoltaico senza MPPT può funzionare comunque, ma a parità di irraggiamento solare fornisce meno potenza elettrica.

Quando la cella viene illuminata con fotoni aventi $E = h \cdot \nu > P$, la giunzione diviene una sorgente di coppie elettrone-lacuna provocando la formazione della corrente elettrica I_L .

L'espressione della corrente foto generata è data da: $I_L = C_o \cdot G$

Con:

C_o : coefficiente di fotoconduttività (m^2/V)

G : radiazione solare che incide sulla cella fotovoltaica (W/m^2)

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

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV}{NKT}} - 1 \right)$$

dove:

q : carica elettrone

K : costante di Boltzman ($1.38 \times 10^{-23} J/K$)

T : temperatura (K)

I_0 : costante che dipende dalle caratteristiche dei due semiconduttori

N : coefficiente compreso tra 1 e 2 (dipende dai fenomeni di generazione e ricombinazione che avvengono nella zona della carica spaziale (per un diodo ideale $N=1$)).

La quantità $V_T = KT/q$ è chiamata potenziale termico.

L'espressione analitica di I_0 è la seguente:

$$I_0 = A_0 \cdot T^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{KT}}$$

dove:

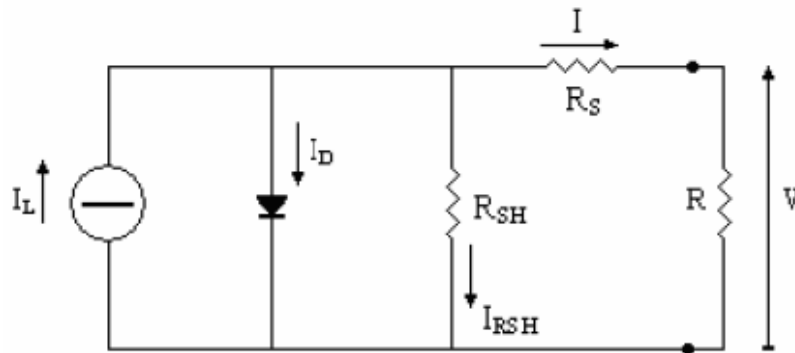
A_0 : costante dipendente dal semiconduttore adottato.

E_g : Energy gap (energia di estrazione).

A circuito aperto la tensione ai capi della cella raggiunge un valore V_{oc} massimo, mentre in questa condizione la corrente del dispositivo è nulla.

Se la cella è chiusa in corto circuito, si misura una corrente massima denominata I_{cs} con una tensione nulla agli estremi.

Quando è presente un carico esterno, la corrente I_{cs} diminuisce di una quantità pari a I_D (Fig. A5), di direzione opposta a quella generata dal processo fotovoltaico (dark current) e ciò consegue dal fatto che la cella diventa un diodo a cui viene applicata una tensione.



(Fig. A5)

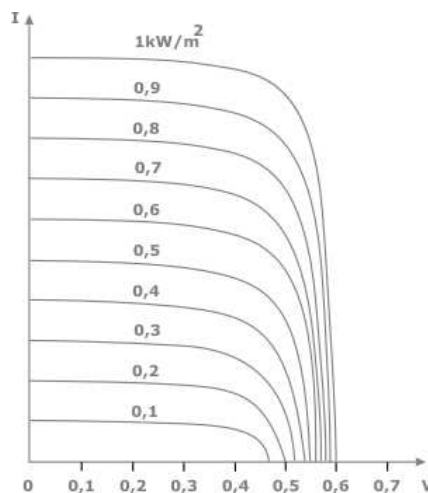
La I_{RSH} corrisponde alla corrente di dispersione dovuta alla resistenza di shunt R_{SH} ed ha la seguente espressione: $I_{RSH} = (V + I \cdot R_S) / R_{SH}$

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

$$I = I_L - I_D - I_{RSH} = I_L - I_0 \left(e^{\frac{q(V + I \cdot R_S)}{NKT}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}}$$

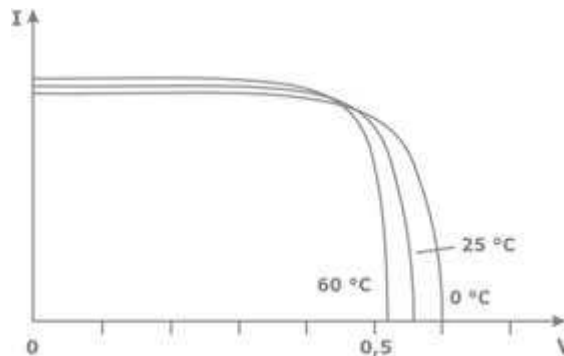
Dal grafico della variazione della curva caratteristica in funzione della radiazione incidente (Fig. A6) si ricavano le seguenti considerazioni:

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



(Fig. A6)

All'aumentare della temperatura la curva tensione-corrente della cella fotovoltaica si modifica (Fig. A7) facendo registrare una diminuzione della tensione a vuoto V_{oc} in ragione di circa $4\text{mV}/\text{c}^\circ$ e, congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{sc} pari a circa lo $0,2\%/ \text{c}^\circ$. Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura $0 \div 60 \text{ c}^\circ$.



(Fig. A7)

Come già visto, i moduli fotovoltaici in silicio cristallino contengono un certo numero di celle, normalmente 36, 64 o 72, elettricamente collegate tra loro così da formare un unico componente.

Nei moduli commerciali le celle fotovoltaiche sono collegate in serie; alcuni costruttori rendono disponibile anche metà serie in modo da rendere più flessibile l'utilizzo di questi tipi di moduli, poiché a metà celle corrisponde anche metà tensione nominale.

Come risultato, i moduli fotovoltaici si configurano esternamente come componenti a due terminali (o quattro se sono previste due sezioni), aventi una curva caratteristica tensione-corrente con andamento analogo a quello delle singole celle che lo compongono ma con valori di tensione proporzionali al numero di componenti in serie.

Considerando il funzionamento elettrico di una serie di celle si nota che, qualora una cella venisse oscurata, quest'ultima cesserebbe di comportarsi da generatore funzionando invece come un diodo polarizzato inversamente; questo comporterebbe il blocco della corrente generata azzerando così l'energia prodotta da tutta la catena, ossia dal modulo.

Nel caso invece una delle celle fosse solo parzialmente oscurata, la corrente che attraversa il modulo risulterebbe pari a quella che tale cella produrrebbe se presa singolarmente.

È importante quindi fare in modo che, durante il loro funzionamento, i moduli fotovoltaici vengano ombreggiati il meno possibile, anche solo parzialmente, in quanto ogni singolo modulo si comporta come se tutte le celle che lo compongono ricevessero una quantità di radiazione solare pari a quella che riceve la cella meno esposta, che si tradurrebbe in una riduzione dell'energia prodotta più che proporzionale rispetto alla percentuale di superficie ombreggiata.

È importante osservare che se in una serie costituita da molte celle ne viene ombreggiata una e, nel contempo, i terminali sono mantenuti in corto circuito o ad una tensione molto bassa, si può verificare il fenomeno detto hot-spot.

La cella oscurata si trova, in questo caso, polarizzata inversamente con una tensione uguale o molto vicina alla tensione a vuoto di tutta la serie formata dalle celle rimanenti ed esposta quindi al pericolo di entrare in conduzione inversa.

La cella si troverebbe a dover dissipare la potenza generata dalle rimanenti celle del modulo, provocando un aumento di temperatura localizzato (hot-spot) che può portare, anche con modesti valori di radiazione solare, alla distruzione della cella per sovratemperatura.

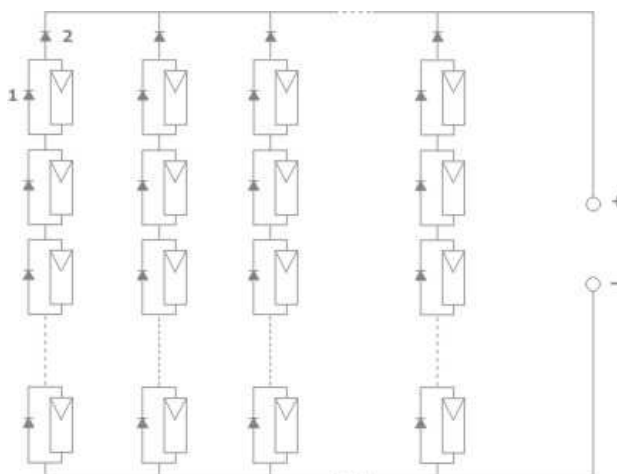
Per ovviare a questi problemi, molti moduli commerciali hanno montato nella morsettiera della cassetta di terminazione, dei diodi detti di by-pass proprio allo scopo di cortocircuitare e quindi di isolare il singolo modulo in caso di malfunzionamento.

Ad esclusione della semplice ricarica di una batteria da 12 V con un solo modulo, per qualsiasi altra applicazione fotovoltaica è indispensabile collegare moduli in serie e in parallelo (Fig. A7) così da ottenere rispettivamente la tensione e la corrente totale necessaria.

Più moduli vengono così collegati a formare una serie chiamata stringa, al fine di raggiungere la tensione nominale scelta; più stringhe vengono poi collegate tra loro in parallelo fino a raggiungere la corrente e quindi la potenza che si desidera installare.

In serie ad ogni stringa si può notare la presenza di un diodo di blocco, il cui scopo è quello di impedire che, qualora l'erogazione di potenza delle singole stringhe non sia bilanciata, gli squilibri di tensione tra le stesse possano provocare dei ricircoli di corrente verso quelle a tensione minore.

Inoltre evitano eventuali ritorni di corrente alle apparecchiature generatrici poste a valle delle stringhe (batteria, rete).



(Fig. A7)

Supponendo di usare moduli di uguali caratteristiche elettriche, la tensione nominale di un campo fotovoltaico (insieme di stringhe connesse in parallelo) risulterebbe pari alla somma delle tensioni nominali dei moduli che compongono ogni stringa: cioè $V_n \times n$, dove n è pari al numero di moduli in serie.

In realtà vi è una disuniformità di prestazione tra i moduli (i moduli fotovoltaici commerciali, anche se della stessa marca e modello, presentano valori di V_n e I_n non uniformi, benché questi risultino distribuiti intorno ai valori medi indicati dalle case costruttrici) dovuta agli effetti della temperatura e all'occorrenza anche la caduta di tensione sul diodo di blocco (0,7 V).

Analogamente la corrente di un campo fotovoltaico è data dalla somma delle correnti nominali delle stringhe (uguale a quella di ogni modulo della stringa) che lo compongono: cioè $I_n \times m$, dove m è pari al numero di stringhe.

3.4- Rendimento della cella fotovoltaica

Il regime di funzionamento di una cella è quello in cui esso fornisce un determinato valore di potenza data dal prodotto $P = V \times I$; questa raggiunge il suo valor massimo nel cosiddetto punto di funzionamento della cella o punto di massima potenza.

Quest'ultimo è individuato da un determinato valore di tensione, V e di corrente I .

Un parametro caratteristico della cella solare è l'efficienza di conversione h , definita dal rapporto tra la potenza massima, per unità di superficie, fornita dalla cella stessa e l'intensità solare incidente sempre per unità di superficie.

Mediante il valor massimo dell'efficienza di conversione di una cella si trova tra il 20% ed il 25%.

Di tutta l'energia, che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti.

I motivi di tale modesta efficienza sono molteplici e possono essere raggruppati nelle seguenti categorie:

- **Riflessione:** non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte sono riflessi dalla superficie e parte incidono sulla griglia metallica dei contatti.
- **Energia sufficiente:** per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una ben determinata quantità di energia e non tutti i fotoni incidenti ne possiedono in modo sufficiente. Alcuni fotoni troppo energetici generano, inoltre, coppie elettrone-lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente rispetto a quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo.
- **Ricombinazione:** non tutte le coppie elettrone-lacuna generate sono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, poiché nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi.
- **Resistenze parassite:** le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta è compiuta dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, permane una certa resistenza all'interfaccia ed essa provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente ridotta a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro e, soprattutto, nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.
- **Resistenza superficiale:** si perde il 3% a causa della resistenza superficiale della cella.

Considerando tutte queste cause di dispersione, l'energia elettrica disponibile è pari appena al 18 % circa dell'energia solare incidente.

3.5- Tipologie di celle fotovoltaiche

La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio.

La ragione di questa scelta è dovuta principalmente al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile sul nostro pianeta in quantità pressoché illimitata e, oltretutto, è largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio.

Inoltre, gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica, che tollera maggiori concentrazioni di impurità.

Celle fotovoltaiche in silicio mono e poli cristallino

Secondo le tecniche più tradizionali, il silicio a cristallo singolo, o monocristallino (Fig.B1), è ottenuto da un processo 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; durante il

raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo.

Successivamente, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo in fettine (wafers); il ridotto spessore ottenuto consente un buon sfruttamento del lingotto che si paga però con un'estrema fragilità.



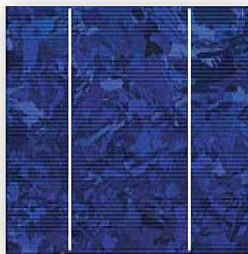
(Fig.B1)

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino (Fig.B2) 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 di silicio policristallino consente ormai di realizzare delle celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle in silicio monocristallino.

Le celle commerciali hanno forma quadrata (eventualmente con i quattro spigoli smussati) con lato di 8÷10 cm se di silicio monocristallino o 12÷15 cm se di silicio policristallino.

La connessione elettrica fra celle fotovoltaiche è ottenuta per mezzo di due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro su quella opposta, normalmente ottenuti per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurarne la necessaria aderenza alla superficie della cella.



(Fig.B2)

Celle fotovoltaiche in silicio amorfo

Il silicio amorfo depositato in film su un supporto opportuno rappresenta una scelta concreta per avere il fotovoltaico a costi bassi rispetto a pannelli che usano altre forme del silicio.

I pannelli di questo tipo vengono indicati con la sigla a-Si e hanno costi di molto inferiori rispetto al silicio monocristallino e policristallino. Il rendimento di questi pannelli non è molto elevato e questa è la loro maggiore pecca, per ogni metro quadrato di pannelli solari in silicio amorfo si ottengono tipicamente solo 60 watt di picco. Ci sono diverse tecnologie per costruire le celle in silicio a film sottile, singola giunzione, tripla giunzione, tandem (amorfo e microcristallino), ecc.

Il silicio policristallino e quello monocristallino hanno costi superiori ma anche efficienze più elevate. Tipicamente per un metro quadro di pannelli di questo tipo si hanno potenze pari a circa 180 watt di picco. Esistono anche i pannelli fotovoltaici in tellururo di cadmio (CdTe); un metro quadrato del semiconduttore ha tipicamente 105 watt di picco.

Le tecnologie a film sottile per la fabbricazione di moduli fotovoltaici hanno l'indubbio vantaggio di prestarsi a produzioni su larga scala, in cui il pannello rappresenta lo stato finale di processi in linea e non l'assemblaggio di celle di minor dimensioni come nel caso dei moduli basati sui wafer di silicio cristallino. I più elevati tassi di produzione (in termini di metri quadri di moduli nell'unità di tempo), la semplicità del processo di deposizione, insieme alle piccole quantità di materiale attivo necessarie, lasciano prevedere bassi costi di produzione e quindi un futuro di competizione tra il chilowattora fotovoltaico e quello ottenuto da fonti tradizionali.

L'immagine che segue mostra una tipica cella fotovoltaica, nella quale è possibile notare le connessioni elettriche, le due strisce bianche, che permetteranno la sua interconnessione con le restanti celle del pannello.

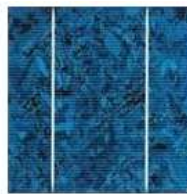


	Silicio amorfo	Silicio mono/policristallino	Tellururo di cadmio
Watt di picco / m ²	60	180	105
Costo al produttore (\$/Wp)	1.50	2.25-2.50 (*)	0.93

(*) prezzo di vendita del produttore



Monocristallino



Policristallino



Amorfo

	Si mono	Si multi	Si amorfo	GaAs	CdTe	CIS (CULNSe2)
Rendimento cella	15-18%	11-14%	4-6% singolo 7-10% tandem	32,5% (lab.)	10%	12%
Vantaggi	Alto rendimento stabile tecnologia affidabile	< rendimento costo < fabbricazione più semplice miglior occupazione dello spazio	costo < < necessità di materiale ed energia nella fabbricazione buon rendimento con basso irraggiamento flessibile	Alta resistenza alle alte temperature (ok per i concentratori)	Basso costo	Molto stabile
Svantaggi	Costo E grigia Quantità di materiale necessaria alla fabbricazione Complessità	Complessità Sensibilità alle impurità	Basso rendimento Riduzione Stabilità negli anni	Tossicità Disponibilità del materiale	Tossicità Disponibilità del materiale	Tossicità (Cd)

3.6- Produzione delle celle fotovoltaiche

I processi di produzione delle celle fotovoltaiche sono diversi a seconda del tipo di cella che s'intende realizzare.

Le differenze maggiori si hanno nella formazione della fetta di silicio, denominata "wafer", che è la struttura principale sulla quale verranno eseguiti diversi trattamenti, specialmente di natura chimica, che porteranno alla creazione della vera e propria cella.

Il wafer di monocristallo si produce con il metodo Czochralsky, basato sulla cristallizzazione che si origina immergendo un "seme" di materiale molto puro nel silicio liquido; viene poi estratto e raffreddato lentamente per ottenere un "lingotto" di monocristallo, che avrà forma cilindrica (da 13 a 30 cm di diametro e 200 cm di lunghezza).

Il lingotto verrà drogato e poi affettato in wafer aventi uno spessore compreso tra i 250 e i 350 micrometri.

Il wafer di multicristallo si origina dalla fusione e successiva ricristallizzazione del silicio di scarto dell'industria elettronica ("scraps" di silicio). Da questa fusione si ottiene un "pane" che viene tagliato verticalmente in lingotti con forma di parallelepipedo.

Un successivo taglio orizzontale porta alla creazione di fette aventi uno spessore simile a quello delle celle di monocristallo.

Rispetto al monocristallo, il wafer di multicristallo consente efficienze comunque interessanti a costi inferiori.

Perché il wafer diventi una vera e propria cella fotovoltaica, sia per il mono che per il multi cristallo, bisogna:

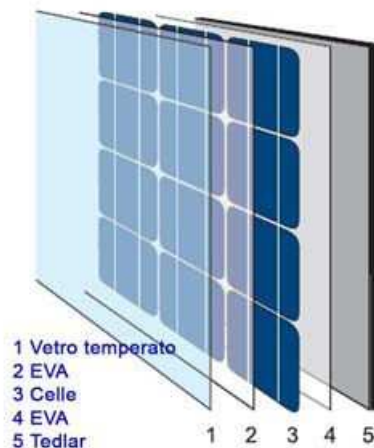
- "Pulirlo" mediante un attacco in soda.
- Introdurre nel materiale atomi di fosforo (è il drogaggio di tipo n), affinché si realizzi la "giunzione p-n". Questo avviene facendo passare lentamente le fette all'interno di un forno, che "diffonde" nel materiale acido ortofosforico, contenente appunto gli atomi di fosforo desiderati.
- Dopo aver applicato un sottile strato di antiriflesso (biossido di titanio, TiO_2), si realizzano, per serigrafia o elettrodeposizione, i contatti elettrici anteriori (una griglia metallica che raccoglierà le cariche elettriche) e posteriori (una superficie continua, sempre metallica).
- La cella viene "testata" mediante una simulazione delle condizioni standard di insolazione (1000 W/mq a 25°C con spettro AM1,5), per poterla classificare e quindi raggruppare insieme a celle aventi analoghe caratteristiche elettriche. Questo passaggio è molto importante per evitare di realizzare dei moduli con celle molto diverse tra di loro, che porterebbero ad una drastica riduzione delle prestazioni del modulo fotovoltaico.

3.7- Composizione di un modulo fotovoltaico in silicio cristallino

Ogni modulo in commercio è contraddistinto da una potenza di picco, che è la potenza prodotta nelle condizioni standard di insolazione e temperatura (rispettivamente 1000 W/m² e 25°C).

La radiazione incidente sui moduli, inoltre, è massima come si è visto se l'orientamento rispetto a Sud (azimuth) e l'inclinazione (tilt) dei pannelli è ottimale, altrimenti ci saranno delle perdite rispetto al valore massimo.

I moduli sono garantiti per 20 anni almeno all'80% della potenza iniziale; in pratica questo decadimento si raggiunge dopo 25 anni, ma la vita di un impianto si può tranquillamente stimare da 30 a 50 anni.



Dalla figura si può notare che anteriormente vi è sempre un vetro di circa 4 mm di spessore che assolve l'ovvia funzione di permettere il passaggio della luce e proteggere la parte attiva.

La trasmittanza del vetro, cioè la sua capacità di essere attraversato dalla luce solare, è molto superiore di quella offerta dai normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo.

Tra il vetro e le celle fotovoltaiche viene interposto un sottile strato di vinilacetato di etilene (EVA) trasparente al triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che altrimenti si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle, ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato.

Sul retro delle celle viene posto un ulteriore strato di EVA, con funzioni analoghe a quello utilizzato anteriormente.

In chiusura viene utilizzato un foglio di Tedlar eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici, o un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore.

3.8- Tipi di impianto

La potenza di un impianto (potenza installata) è data da quella di ciascun modulo moltiplicata il numero di moduli, e si misura in kWp (kW di picco).

Poiché il sole “si muove” apparentemente da Est a Ovest durante il giorno ed ha uno zenit che varia nel corso dell'anno, l'irraggiamento solare incidente su ciascun modulo varia nel corso del giorno e dell'anno, e di pari passo varia la potenza elettrica da esso erogata; perciò questa si avvicinerà al valore di picco, che è quello massimo garantito dal costruttore per un modulo, solo a mezzogiorno di alcune giornate fresche d'estate.

Si avrà la massima captazione di irraggiamento solare se, come già detto, i moduli sono disposti:

- Con orientamento verso Sud.
- Con inclinazione, alle nostre latitudini, di 30°.

Sono accettate variazioni contenute, per es. fino a 35° Sud-Est o Sud-Ovest e 15-20° di inclinazione.

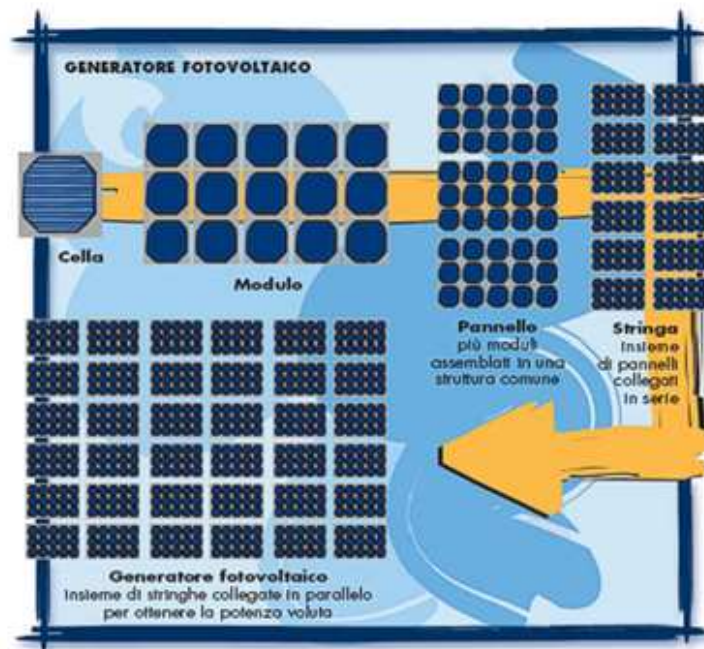
Un'alternativa, normalmente per gli impianti di grossa taglia, è di avere dei sistemi a “inseguimento” del sole, con dei supporti motorizzati che ruotano continuamente i pannelli per orientarli verso il sole.

Ogni singola cella fotovoltaica è di piccole dimensioni e produce tipicamente una potenza, tra 1 e 3 watt e 0,5 Volt, alle condizioni di test standard.

Per ottenere un voltaggio maggiore è necessario collegare diverse celle in serie tra di loro per formare delle unità più grandi chiamate moduli.

I moduli, a loro volta, possono essere collegati tra loro per formare dei pannelli.

I pannelli, che nel loro insieme costituiscono il “campo fotovoltaico”, producono energia elettrica sottoforma di corrente continua; per poter essere utilizzata, questa deve essere convogliata su uno o più inverter, che sono convertitori da corrente continua ad alternata; l’energia prodotta alimenta l’utenza oppure, nei momenti di esubero, è immessa in rete (impianto grid-connected).



I vantaggi di un impianto fotovoltaico, rispetto ad altri sistemi di generazione di energia elettrica, sono:

- Diminuzione della quota di energia nazionale prodotta nelle centrali a combustibile fossile (carbone, nafta da petrolio, gas metano), con conseguente diminuzione di emissione di CO₂, gas responsabile dell’effetto serra.
- Diminuzione della dipendenza dall’estero per l’approvvigionamento di questi combustibili.
- Estrema affidabilità per l’assenza di parti in movimento.
- Minimo costo di manutenzione.

Gli svantaggi consistono:

- Nell’elevata superficie necessaria per avere una potenza elettrica: circa 7,5 m² di pannelli danno 1 kWp.
- Nella variabilità della fonte energetica, che è il sole.

Per ovviare alla variabilità dell'energia solare rispetto all'energia che serve, si ricorre alla stessa rete elettrica come sistema di accumulo dell'energia; infatti, la connessione dell'impianto alla rete permette che nei momenti di carenza o assenza di energia solare (per esempio la sera) l'energia elettrica venga dalla rete, e viceversa nei momenti di esubero (per es. il week-end per un'utenza di uffici) l'energia prodotta sia immessa in rete.

Il dimensionamento di un intero sistema fotovoltaico si chiama "bilanciamento del sistema" (BOS) attraverso il quale si studia la migliore configurazione dell'impianto in base al carico.

Le configurazioni tipiche che possono essere realizzate con il fotovoltaico sono:

1) Sistemi autonomi isolati dalla rete (stand-alone o off-grid).

2) Sistemi connessi alla rete elettrica (grid-connected).

3) Sistemi ibridi.

1) I sistemi autonomi sono impianti completamente indipendenti dalla rete elettrica che si affidano esclusivamente all'energia solare per assolvere la richiesta di energia di qualsiasi portata e grandezza.

Sono realizzati particolarmente in zone remote dove potrebbe risultare difficile collegarsi alla rete o dove l'allacciamento ad essa risulterebbe troppo costoso.

L'elettricità generata dai sistemi autonomi semplici può essere usata in vari modi ad esempio in sistemi in corrente continua (DC) senza le batterie; in questo caso l'energia prodotta dai moduli viene direttamente utilizzata dal carico.

Un'altra possibilità è di essere installati con batterie al fine di poter accumulare l'energia prodotta dai moduli ed avere un sistema completamente funzionante anche nelle ore notturne o in periodi di cattivo tempo.

Con questo sistema si possono illuminare strade e case, far funzionare ventilatori e molte altri vari apparecchi in corrente continua già presenti in commercio.

Nel caso di utilizzo di apparecchiature in corrente alternata (AC) bisognerà aggiungere al sistema uno inverter, che, posto tra le batterie ed il carico, trasforma la tensione da continua in alternata consumando solo una piccola parte di corrente per il suo funzionamento.

I sistemi stand-alone con batterie funzionano collegando i moduli fotovoltaici alla batteria e la batteria al carico attraverso un regolatore di carica, che permette un controllo dell'intero impianto mantenendo sempre efficiente la carica stessa degli accumulatori.

I moduli fotovoltaici caricano la batteria durante il giorno che poi alimenta il carico in base al fabbisogno.

Principali vantaggi dei sistemi autonomi:

- L'energia è prodotta dove e quando è necessaria e come back-up durante la notte o nei giorni di cattivo tempo.
- Sono facili da trasportare, installare ed utilizzare.
- Tutti i moduli fotovoltaici richiedono soltanto un controllo e una pulizia occasionale.
- Sono silenziosi e non inquinano.



2) I sistemi grid-connected sono impianti fotovoltaici collegati direttamente alla comune rete elettrica attraverso un particolare inverter appositamente studiato per queste connessioni. Gli impianti connessi in rete si possono dividere in tre fasce principali:

- Piccoli impianti: fino a 20 kWp.
Possono essere collegati in bassa tensione quindi con bassi costi, possono usufruire della vantaggiosa formula dello scambio sul posto o “net metering” e usufruiscono di incentivi maggiori. L’utenza tipo è quella domestica o piccole aziende.
- Impianti medi: da 20 a 50 kWp.
Possono essere collegati ancora in bassa tensione e normalmente hanno un iter autorizzativo ancora semplice.
- Grandi impianti o centrali: oltre 50 kWp.
E’ richiesto il collegamento in media tensione (normalmente 20 kV) con maggiori costi di connessione alla rete e per il trasformatore da bassa a media tensione se non già presente; l’iter autorizzativo è più complesso in quasi tutte le Regioni.



L’inverter, denominato anche gruppo di conversione, consente di trasformare l’energia elettrica prodotta, sotto forma di corrente continua, in corrente alternata pronta per essere immessa direttamente nella rete elettrica.

Esso deve essere idoneo a supportare il trasferimento della corrente prodotta dall’impianto (dal generatore fotovoltaico alla rete di distribuzione), rispettando quindi sia i requisiti tecnico-normativi sia quelli di sicurezza.

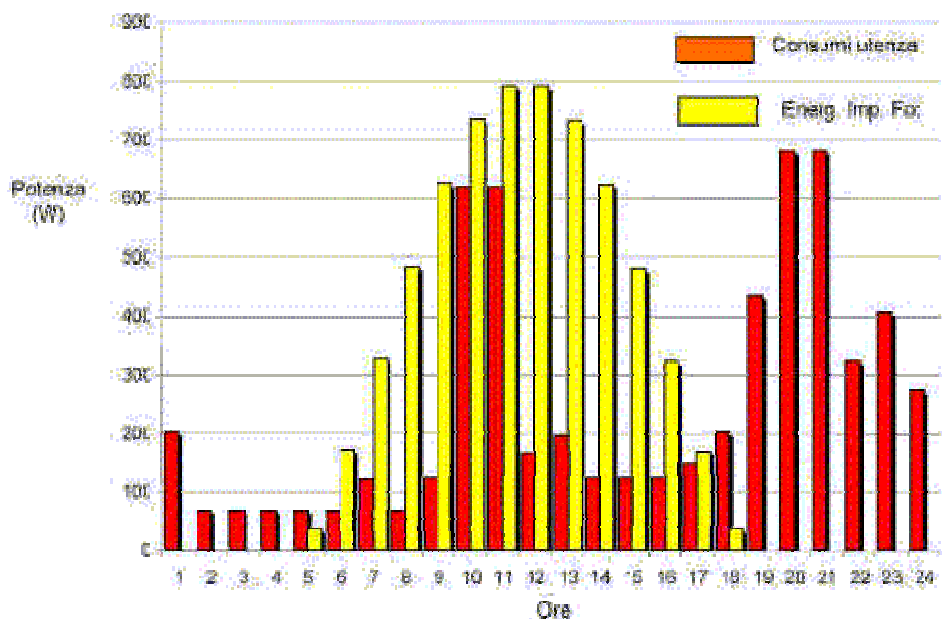
I valori della tensione e della frequenza in uscita dall'inverter devono essere compatibili con quelli della rete del distributore, mentre i valori della corrente in ingresso e della tensione devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico.

La scelta del modello d'inverter e della taglia deve essere effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata.

Essendo il componente più delicato dell'intero impianto fotovoltaico, particolare attenzione deve essere inoltre riposta all'ambiente in cui viene installato, scegliendo quindi il grado di protezione più adatto.

Il loro funzionamento è molto semplice: il sistema produce nelle ore diurne la quantità di energia in base alla richiesta dell'utente (non ci sono limiti di potenza per le installazioni, ma generalmente gli impianti per abitazioni possono partire dal minimo di 1KWp fino al 3-5 KWp e per attività commerciali 20-30 KWp fino a 100 KWp). Questa energia è però disponibile solo nelle ore diurne. Nel caso la produzione del campo fotovoltaico non venga utilizzata completamente, l'elettricità fornita dai moduli viene immessa nella rete elettrica e rivenduta alla società fornitrice. Al contrario se l'elettricità fornita dai moduli non è sufficiente in momenti di maggiore utilizzo, la differenza viene automaticamente fornita dalla rete. In questo modo i sistemi connessi alla rete riducono il consumo di elettricità della rete e permettono quindi di avere un rimborso direttamente dalla società fornitrice nella bolletta.

Per comprendere meglio la logica con la quale funzionano gli impianti fotovoltaici per immissione in rete è utile fare riferimento al grafico che riporta il bilancio energetico di un impianto fotovoltaico per una tipica utenza residenziale.



Le barre verticali gialle rappresentano le quote di energia elettrica fornita dall'impianto fotovoltaico.

Tale energia è proporzionale alla radiazione solare incidente e quindi segue un andamento con valori massimi nelle ore centrali della giornata.

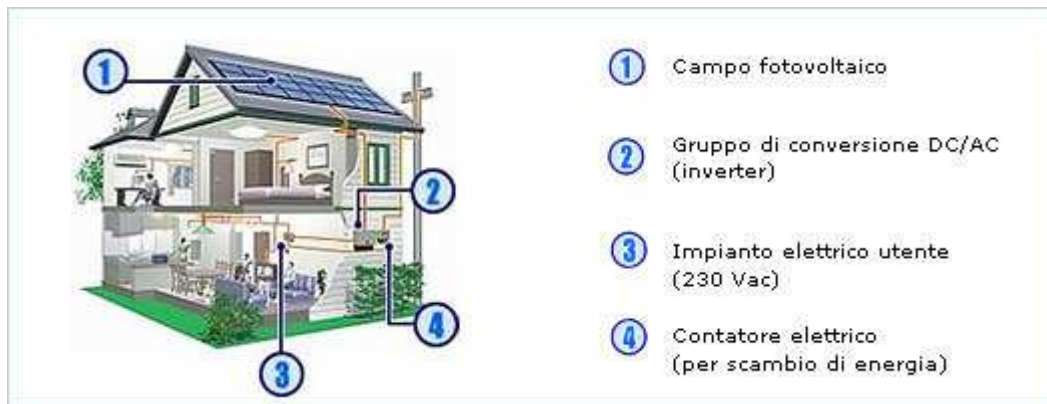
Le barre rosse invece rappresentano le quote di energia elettrica richiesta dall'utenza presa come esempio.

L'andamento dei consumi elettrici, pur essendo indicativo, evidenzia comunque una richiesta di energia elettrica concentrata nelle ore serali a cui l'impianto fotovoltaico non è in grado di adempiere.

Quando l'energia elettrica richiesta è superiore a quella che l'impianto fotovoltaico è in grado di

fornire, l'utenza la preleva dalla rete.

D'altra parte quando l'energia elettrica richiesta è inferiore a quella disponibile, e quindi si verificano degli esuberi, la parte in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico viene immessa in rete.

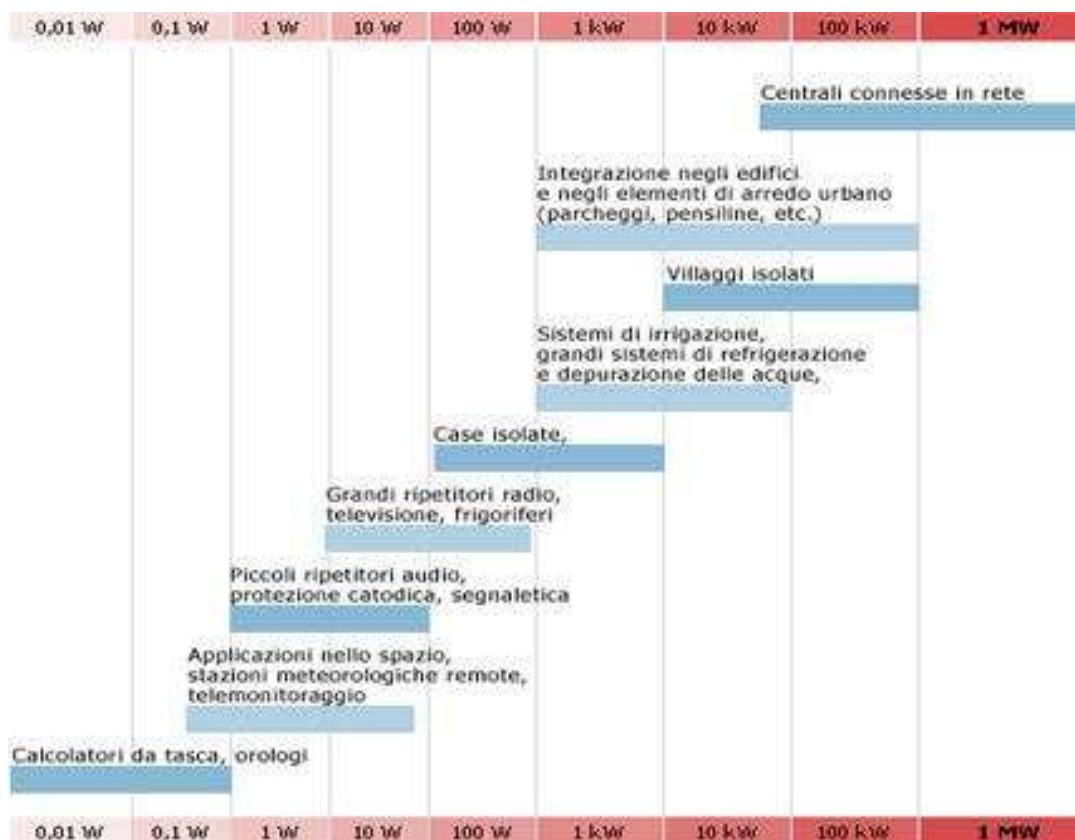


3) I sistemi ibridi consistono in una combinazione di moduli fotovoltaici con altre fonti di energia elettrica (ad esempio generatori eolici, generatori idroelettrici, ecc.) per caricare batterie e soddisfare il fabbisogno energetico, considerando le caratteristiche e altri dettagli del luogo di installazione.

I sistemi ibridi, che non sono collegati alla rete elettrica principale, sono sistemi autonomi e funzionano in modo indipendente ed affidabile. Le migliori applicazioni per questi sistemi sono in aree remote, come ad esempio, villaggi rurali, stazioni di telecomunicazioni, ecc.



Il diagramma seguente mostra le principali applicazioni dei dispositivi FV classificate secondo la potenza elettrica.



3.9- Sistemi di inclinazione

Un'altra caratterizzazione degli impianti si basa sulla tipologia dei movimenti permessi ai moduli, in questo caso si hanno:

- Sistemi ad inclinazione fissa.
- Sistemi ad inseguimento attivo.
- Sistemi ad inseguimento passivo.

Là dove è necessario far assumere alla tensione disponibile verso l'utenza un valore costante, si utilizzano opportuni regolatori di tensione o circuiti di tipo chopper.

L'impiego di questi circuiti presenta inoltre il vantaggio di poter massimizzare le prestazioni del campo fotovoltaico, facendolo lavorare con valori di tensione e corrente ottimale.

Dispositivi di questo genere si chiamano maximum power point tracker o MPPT, in altre parole inseguitori del punto di massima potenza.

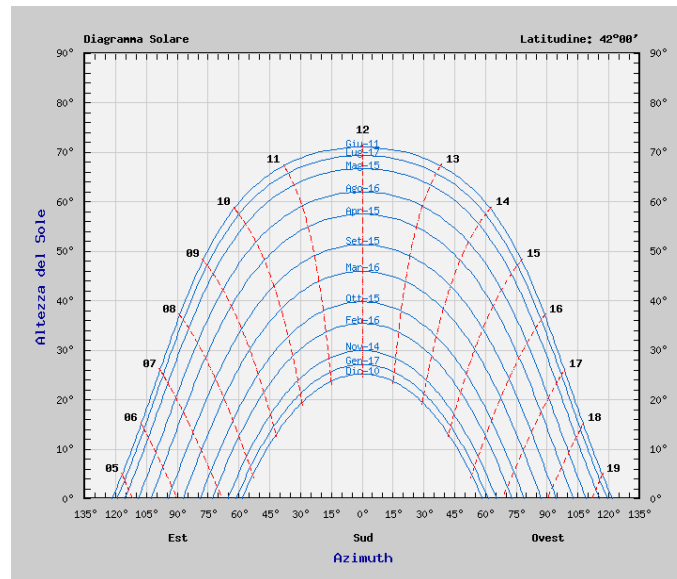
Se è necessario disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata monofase o trifase, è indispensabile l'utilizzo di convertitori statici, quali l'inverter. I moderni inverter uniscono alla conversione da continua in alternata altre importanti funzioni, quali la protezione dei carichi della rete a valle, ed integrano sistemi di gestione MPPT.

Sistemi ad inclinazione fissa

Questo tipo di soluzione per l'orientamento dei pannelli solari è oggi il più diffuso, sia perché più economico, sia perché non necessita di manutenzione e quindi è più facile gestirlo.

In questo caso al sistema di pannelli è dato un posizionamento che rimane tale nel tempo. L'orientamento dei moduli solari è molto importante e la posizione ideale di questi ultimi richiede un orientamento, dove possibile, esattamente verso Sud.

Per il calcolo dell'angolo d'inclinazione dei pannelli bisogna tener conto dei dati disponibili sulla radiazione solare al suolo, che sono in funzione della latitudine e della stagione e, in seguito, interpretarli in base alle esigenze del carico.



Spesso però si interviene su superfici preesistenti disponibili ad accogliere i moduli, ma non ottimali per il loro posizionamento.

Se rivolgiamo, ad esempio, l'impianto verso Est od Ovest, si perde circa il 10% dell'energia massima ottenibile rispetto ad un preciso orientamento verso Sud.

Nel caso in cui la superficie, su cui si applica l'impianto fotovoltaico, sia verticale, se l'orientamento è verso Sud, si perde circa il 30% dell'irraggiamento solare annuale (rispetto alla massima captazione di energia che si verifica con l'inclinazione con l'inclinazione di 30° Sud), mentre, se è verso Est od Ovest, la perdita arriva al 45%.

Per ottenere risultati migliori in termini di sfruttamento della radiazione, si ricorre a sistemi di inseguimento solare, o solar tracker system, grazie ai quali si riesce ad incrementare l'energia captata dal pannello del 30-40% rispetto ad un sistema fisso.

Sistemi ad inseguimento attivo

Si chiamano sistemi ad inseguimento solare attivo, perché il movimento del pannello è realizzato con l'ausilio di motori elettrici, del tipo passo-passo o in corrente continua, comandati attraverso circuiti elettronici di controllo.

Si possono avere sistemi d'inseguimento, i cui movimenti interessano uno o entrambi gli assi di rotazione, quello orizzontale e quello verticale.

La logica di funzionamento è quella di individuare la posizione del sole con l'ausilio di un sensore dedicato e di posizionare il pannello ortogonale rispetto ai raggi.

La posizione del sole è determinata grazie alla variazione di un parametro elettrico (tensione, resistenza).

Il segnale generato dal sensore di posizione non è utilizzabile direttamente per comandare i servomotori, ma necessita di un opportuno condizionamento che è realizzato con porte logiche, circuiti comparatori e trigger, secondo le diverse necessità.

Una volta realizzato il condizionamento, il segnale è inviato alla parte centrale di tutto il sistema; si tratta dell'unità logica che elabora il segnale in ingresso e genera gli opportuni comandi dei motori.

Per questo compito sono utilizzati i microprocessori o i microcontrollori.

Attraverso i segnali che arrivano dal sensore, il microprocessore è in grado di "capire" quando il sole è tramontato e di predisporre il pannello in posizione utile per il giorno successivo.

Con l'utilizzo di questi sistemi di inseguimento è possibile, nelle giornate di sole coperto, sfruttare al massimo la componente indiretta della radiazione solare.

Per far ciò basta disporre il pannello in posizione orizzontale.

Sistemi ad inseguimento passivo

Si tratta anche in questo caso di sistemi che servono ad inseguire la traiettoria del sole; si chiamano passivi, perché il movimento non è generato dalla presenza di motori elettrici preposti a questo scopo, ma dall'espansione di un liquido con il calore.

L'aumento di volume di un liquido, contenuto in un serbatoio esposto al sole, genera una pressione interna la quale, agendo su un pistone pneumatico, genera un movimento meccanico.

Questo movimento è sfruttato per far ruotare il piano di supporto dei pannelli fotovoltaici, in modo tale da potersi presentare sempre in condizioni di massima perpendicolarità con i raggi solari.

Per evitare che il liquido riscaldato abbia un effetto non lineare estremamente efficace con forte insolazione, è previsto un sistema di reazione, costituito da una lamiera ricoprente il radiatore di riscaldamento del liquido e ancorata al piano pivotante dei pannelli fotovoltaici; essa ripara dal sole e quindi diminuisce la temperatura del liquido, arrestandone la rotazione.

Il movimento solare, di conseguenza, tende a riscoprire il serbatoio, riscaldandolo ulteriormente.

In questo modo è generato un inseguitore, che si autoregola con la temperatura e la posizione solare.

Il pannello pivotante è mantenuto in equilibrio instabile in maniera tale che, in assenza di riscaldamento solare, il peso stesso compensi l'azione del braccio pneumatico; questo è necessario per riposizionare l'inseguitore durante la notte al punto di partenza.

Il pivotamento è in grado di spostare i pannelli fotovoltaici da est ad ovest, con inclinazione regolabile da 30 a 45 gradi sud.

In questo tipo di sistemi d'inseguimento il movimento interessa un solo asse, quello di rotazione est-ovest quindi, rispetto ai sistemi attivi, in cui si ha la possibilità di movimentare entrambi gli assi, il rendimento risulta minore. Ciò è compensato in piccola parte dal fatto di non avere più autoconsumo da parte dei servomotori.



3.10- Esempio di calcolo con Conto Energia

Per questo esempio supponiamo un nucleo familiare medio (3 kW) con un consumo energetico annuo pari a 3.000 chilowattora con le seguenti indicazioni:

Potenza installata dell'impianto fotovoltaico:	3,0 kWp (necessari circa 19 m ² liberi sul tetto)	
Costi per l'impianto fotovoltaico:	18.000 € IVA esclusa	
Produzione di energia tramite l'impianto fotovoltaico:	3.300 kWh all'anno	
Corrispettivo per l'immissione di energia nella rete (impianto parzialmente integrato):	0,44 €/ kWh per 20 anni	
Prezzo medio energia elettrica:	0,20 €/kWh	
Corrispettivo per l'immissione di energia nella rete	3.300 kWh x 0,44 €/kWh	1.452,00 €
Accredito della bolletta	3.000 kWh x 0,20 €/kWh	600,00 €
Costi di esercizio annuali	-	-150,00 €
Importo totale annuo	1.452 € + 600 € - 150 €	1.902,00 €
Costi per l'impianto (IVA esclusa)	-	- 18.000,00 €
Ammortamento dell'impianto finanziato con capitale proprio	18.000 € : 1.902 €	circa 9-10 anni

CAPITOLO 4

4.1- Caratteristiche tecniche di un accumulatore

Innanzitutto un chiarimento terminologico: nel linguaggio comune i termini pila, batteria, accumulatore vengono usati indifferentemente come sinonimi; in realtà per pila si intende un generatore elettrochimico cosiddetto primario, cioè non ricaricabile, mentre con il termine accumulatore si intende un generatore elettrochimico cosiddetto secondario, cioè ricaricabile.

Entrambi questi due tipi di generatori sono costituiti da uno o più elementi in serie che costituiscono quella che viene chiamata batteria, termine quindi che si adatta sia alle pile che agli accumulatori.

Le principali caratteristiche che contraddistinguono una batteria, per effettuare una scelta ed un dimensionamento elettrico-economico-ambientale per l'alimentazione di un qualsiasi carico, sono le seguenti:

- **Tensione (V):** tensione di un elemento moltiplicato per il numero degli elementi della batteria.
- **Capacità (Ah):** carica elettrica erogabile con modalità specificate (es. una batteria con capacità di 2 Ah è in grado di fornire continuamente una corrente di 2 A per 1 ora, oppure una corrente di 1 A per 2 ore, o ancora una corrente di 0,5 A per 4 ore, e così via). La capacità di un accumulatore è influenzata dall'intensità della corrente di scarica e dalla sua temperatura (si riduce approssimativamente dell'1% per ciascun grado centigrado di abbassamento della temperatura).
- **Densità volumetrica e ponderale:** è la quantità di energia espressa in wattora fornibile dalla batteria, messa in relazione o allo spazio occupato dalla stessa (Wh/m³) o al suo peso (Wh/kg). E' chiaramente un fattore estremamente importante nei casi in cui, praticamente tutti, si voglia ottenere un alto livello energetico in poco spazio e contenendo il peso (pensate solamente alle batterie per dispositivi da trasportare come i computer portatili, i cellulari, le batterie per trazione ecc).
- **Caratteristiche di ricaricabilità:** devono essere valutati i tempi di carica-scarica ed eventuali problematiche connesse; ad es. l'effetto memoria.
- **Durata:** è il numero di cariche e scariche che la batteria è in grado di effettuare.
- **Impatto ambientale:** conoscere le modalità di smaltimento della batteria utilizzata, quando giunge al termine del suo ciclo di vita.
- **Costo:** deve essere ovviamente valutato il costo della batteria in relazione alle caratteristiche tecniche volute.
- **Sicurezza di impiego:** deve essere valutato anche il rischio di impiego delle batterie.

4.2- Tipi di accumulatori

Batterie al piombo

Le batterie al piombo, aventi tensione nominale 2V per elemento, nelle loro varianti, piombo-acido, piombo-gel, ermetiche, piombo-calco, ecc, costituiscono la più vecchia e diffusa tecnologia di accumulatori; hanno un costo piuttosto limitato, un'energia specifica riferita al volume di poco inferiore agli accumulatori al nichel-cadmio e l'energia specifica riferita al peso non è delle migliori, come ben si sa.

Le batterie di questo tipo utilizzate in ambiente industriale, variano come capacità da 50 Ah a 5000 Ah.

La loro autoscarica è inferiore allo 0,1 % al giorno a temperatura ambiente e non risentono di nessun fenomeno di memoria, nonostante ripetuti brevi utilizzi e continui scariche e ricariche a cui possono essere sottoposte.

D'altra parte lo sviluppo di idrogeno, soprattutto durante la fase finale della carica, che può portare ad un pericolo di esplosione in ambiente chiuso e la presenza del piombo, che deve essere smaltito secondo precise modalità, sono i maggiori svantaggi (oltre al peso) che questi accumulatori si portano addosso.

Le applicazioni vanno dal settore automobilistico, ai carrelli elevatori e alle più svariate applicazioni industriali.

Per queste batterie vanno adottati dei programmi di manutenzione (in maniera limitata anche per il tipo ermetico) che consistono nella verifica della densità del liquido, nell'ispezione visiva delle interconnessioni fra elementi in serie, nell'aggiunta di elettrolita o acqua, se necessario.

Il ciclo di vita non è elevatissimo con una durata che dopo i 200 cicli risulta avere una capacità inferiore all'80% del valore nominale.

Batterie al nichel-cadmio

Penalizzate dalla presenza del cadmio, elemento tossico, queste batterie di tensione nominale 1,2 V, hanno però notevoli vantaggi, a partire da un rapporto costi/prestazioni elevato, unito ad un gran numero di cicli di carica possibili (da 500 a 1000).

Di contro, occorre dire che sono soggette all'effetto memoria e l'autoscarica è di circa lo 0,3% al giorno, a temperatura ambiente.

Gli utilizzi sono diversi e vanno dai telefoni cellulari, alle macchine fotografiche e tutte quelle applicazioni combinate spina-batteria: rasoi elettrici, registratori, telecamere, radiorecettori ecc.

Batterie al nichel-idruro metallico

Gli accumulatori al nichel-idruri metallici hanno una capacità più elevata, a parità di tensione, di quella degli accumulatori al cadmio (circa doppia). La durata di vita è simile alle nichel-cadmio, 500-1000 cicli di carica/scarica, ma l'effetto memoria è quasi completamente assente anche se, occorre fare attenzione durante il processo di carica a non superare i 50 °C, pena il danneggiamento delle batterie stesse; per questo motivo vengono utilizzati caricatori appositi. Gli svantaggi rispetto agli accumulatori al cadmio sono rappresentati da una minore energia specifica e da un più marcato processo di autoscarica.

Sul lato ambientale non c'è ovviamente confronto, a vantaggio degli accumulatori NiMH che sono ecologicamente molto più accettabili, non avendo metalli pesanti come il cadmio. Purtroppo il costo è attualmente del 25% circa superiore rispetto ad un'analoga batteria al NiCd.

Le applicazioni sono pressoché infinite e si sovrappongono quasi perfettamente a quelle delle batterie sorelle al NiCd: computer portatili, cellulari, sistemi audiovisivi, applicazioni domestiche, periferiche industriali, ecc.

Batterie al litio

È caratterizzato dall'alto potenziale elettrochimico, tensione nominale 3 V, e dal basso peso specifico. Altri vantaggi consistono in un'elevata energia specifica, sia di massa che di volume, in una lunga durata in cicli ed in una minima autoscarica.

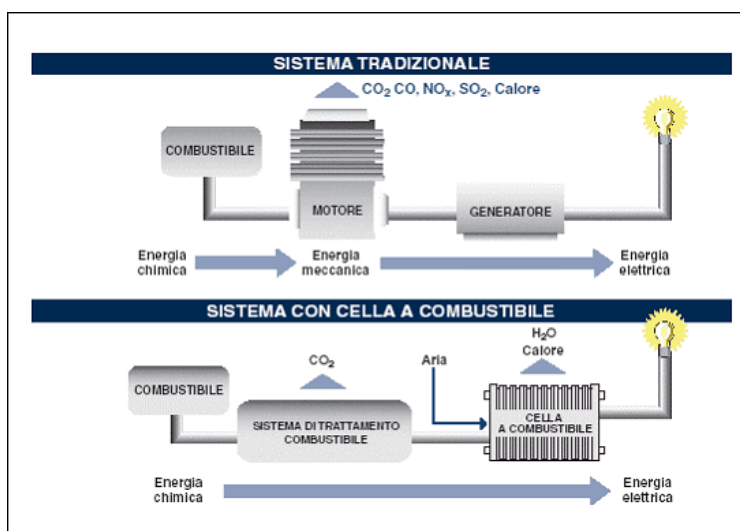
Infine, con gli accumulatori al litio non si corre il rischio di contaminare l'ambiente (a differenza di quanto avviene con gli accumulatori al cadmio).

I tempi di ricarica di queste batterie sono molto brevi e per giunta senza effetto memoria, anche se necessitano di un caricatore particolare.

Il loro costo non aiuta la diffusione sul mercato, che pure è in espansione particolarmente per PC portatili, telefoni cellulari e videoregistratori.

Celle a combustibile

Una cella a combustibile è un dispositivo elettrochimico che converte direttamente l'energia di un combustibile in elettricità e calore senza passare attraverso cicli termici. Quindi funziona in modo analogo ad una batteria, in quanto produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico, ma a differenza di quest'ultima, consuma sostanze provenienti dall'esterno ed è quindi in grado di funzionare senza interruzioni, finché al sistema viene fornito combustibile ed ossidante.



Ogni cella è composta da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita.

Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella che consumano fondamentalmente idrogeno ed ossigeno, con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno.

La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

Le singole celle, caratterizzate da tensioni comprese da mezzo volt a un volt, vengono collegate in serie in modo da ricavare una tensione complessiva del valore desiderato formando il cosiddetto stack (pila).

A differenza dei combustibili fossili, l'idrogeno non provoca emissioni inquinanti e a contatto con l'ossigeno è altamente esplosivo.

L'idrogeno, inoltre, può essere immagazzinato allo stato gassoso, liquido o legato chimicamente.

Le celle a combustibile possono essere classificate in base al tipo di elettrolita utilizzato: celle a combustibile ad elettrolita polimerico, alcaline, ad acido fosforico, a carbonati fusi, ad ossidi solidi.

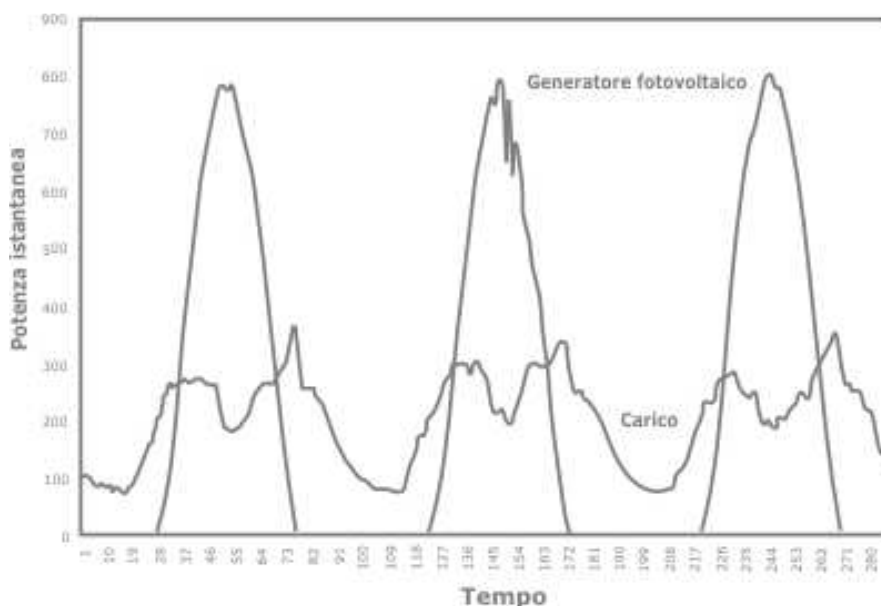
Tipo	Densità di energia	Tensione di una cella	Durata di vita (cicli di carica)	Tempi di carica	Auto scarica mensile	Tensione minima di ricarica (per cella)	Effetto memoria
Piombo	30-50 Wh/kg	2,4 V	200-300	8-16 h	5 %	2,3 V	No
Ni-Cd	48-80 Wh/kg	1,25 V	1500	1 h	> 20 %	1,25 V	Si
Ni-MH	60-120 Wh/kg	1,25 V	300-500	2-4 h	> 30 %	1,25 V	parziale
Alcalina	80-160 Wh/kg	1,5-1,65 V	100	1-16 h (secondo la capacità)	< 0,3 %	a seconda della batteria	parziale
Li-ion	110-160 Wh/kg	3,7 V	500-1 000	2-4 h	10 %	3,7 V	No

4.3- Accumulatori per sistemi fotovoltaici

Il componente fondamentale di un sistema fotovoltaico, che alimenta le utenze isolate, è l'accumulatore.

Negli impianti fotovoltaici esso ha il compito di accumulare l'energia prodotta dal generatore durante il giorno, in modo che questa possa essere sfruttata per il fabbisogno notturno o in caso di scarsa disponibilità di energia solare nelle giornate sfavorevoli.

La possibilità di immagazzinare l'energia eccedente (ossia quella superiore alla richiesta del carico) è importante per garantire la continuità della fornitura di energia elettrica.



L'accumulo, detto anche fase di carico, è realizzato mediante accumulatori elettrochimici.

Due sono le tipologie di accumulatori attualmente presenti sul mercato: gli accumulatori al piombo acido aperti (VLA : Vented Lead Acid) oppure ermetici (VRLA : Valve Regulated Lead Acid) o al nichel-cadmio.

Gli accumulatori a vaso aperto richiedono una frequente manutenzione, come ad esempio il rabbocco dell'acqua dell'elettrolita consumata durante l'esercizio della batteria.

Per far fronte a questo problema ultimamente si sono diffuse le batterie al piombo acido a vaso chiuso dotate di elettrolita sottoforma di gel; questo consente di ridurre la manutenzione e rendere agevole il trasporto e l'installazione delle batterie, le quali possono essere installate anche all'interno di armadi ed in qualsiasi posizione.

Come svantaggio le batterie a gel richiedono regolatori di carica più sofisticati e il loro costo è più elevato.

Il processo chimico realizzato negli accumulatori genera come scarto l'idrogeno e l'ossigeno che vengono recuperati e rielaborati nell'accumulatore di tipo VRLA, il recupero però non può superare certi limiti oltre i quali occorre cambiarli.

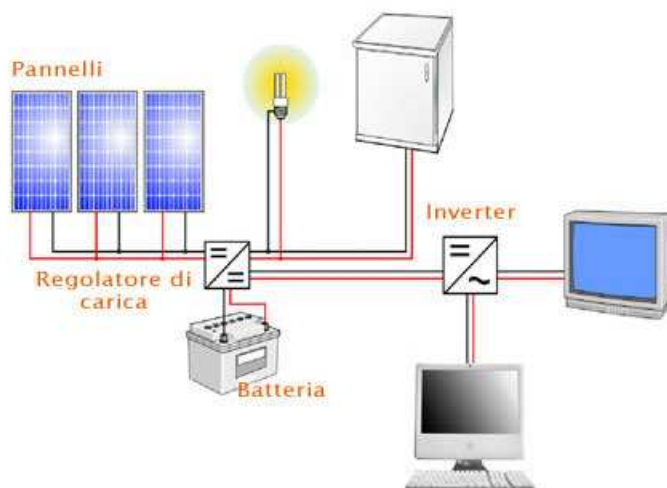
Nel caso di VLA non è possibile effettuare il recupero e quindi gli scarti vengono dispersi nell'ambiente.

Gli accumulatori a piombo acido si contraddistinguono per il loro elevato rapporto qualità /prezzo, ed è per questo che risultano i più diffusi sul mercato.

Gli accumulatori al nichel-cadmio risultano invece poco diffusi a causa dei costi elevati che ne limitano l'applicazione a casi particolari nonostante le buone prestazioni e una lunga durata nel tempo.

Gli accumulatori impiegati negli impianti fotovoltaici devono possedere dei requisiti particolari per adempiere la loro funzione:

- Essere adatti all'intensità di corrente fornita dai pannelli e a quella richiesta dal carico.
- Essere resistenti ad un elevato numero di cicli di carica e scarica.
- Possedere un buon rendimento, ovvero elevato rapporto tra l'energia fornita e quella immagazzinata.
- Bassa manutenzione.
- I due processi elettrodici devono avere potenziali di equilibrio abbastanza lontani uno dall'altro per fornire una tensione di cella a circuito aperto adeguata. Una semplice regola di prima approssimazione fissa in almeno 1 V la tensione a circuito aperto e un valore minimo di tensione sotto carico di 0,5 V.
- I reagenti che partecipano alla reazione complessiva debbono reagire solo quando il circuito è chiuso, in altre parole l'autoscarica deve essere trascurabile.
- Il generatore deve avere un'energia specifica ed una potenza specifica elevata.
- I componenti del generatore devono essere poco costosi e disponibili. Dovrebbero anche essere non tossici e la batteria dovrebbe avere caratteristiche tali da poter essere immessa tra i materiali di rifiuto senza provocare problemi di tipo ambientale.



Le batterie rappresentano gli elementi più costosi di un impianto fotovoltaico anche a causa della loro limitata durata nel tempo, stimata intorno ai 7-10 anni.

Per le applicazioni nel campo fotovoltaico è importante distinguere tra i modelli delle piastre degli elettrodi positivi.

I più comuni sono la piastra a griglia, la piastra tubolare e la piastra piana.

Le batterie più adatte alle applicazioni fotovoltaiche sono quelle a piastre tubolari (dette anche batterie stazionarie con piastra corazzata) che possono essere sia VLA che VRLA.

I regolatori di carica presenti sul mercato prevedono la possibilità di variare i parametri di regolazione, in relazione al tipo di batteria utilizzata.

La piastra positiva è costituita da una struttura conduttrice in piombo metallico realizzata mediante fusione.

Solitamente al piombo viene aggiunta una piccola percentuale di antimonio per facilitarne la produzione e limitarne l'autoscarica.

La piastra è poi composta da una serie di astine che sono collegate tra di loro mediante un'asta orizzontale che funge da collettore.

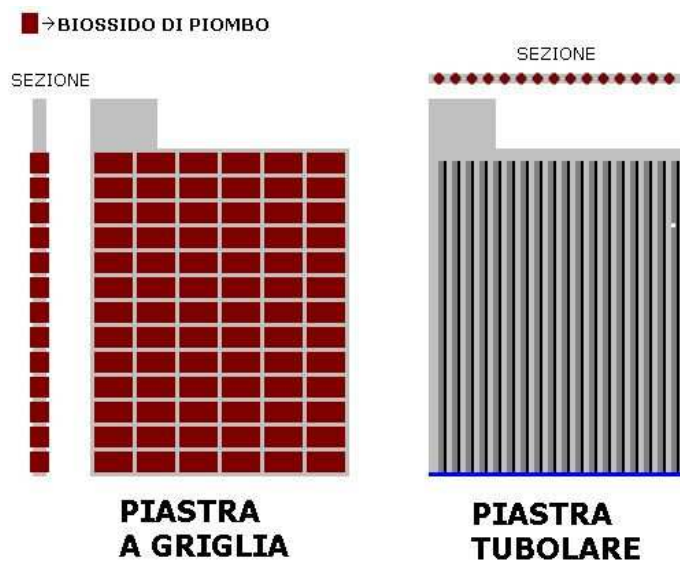
Su queste aste sono inseriti dei tubetti di materiale inattaccabile dall'acido ma poroso, che viene poi protetto con un rivestimento in tessuto filato sintetico dotato di grande resistenza chimica.

I tubetti sono riempiti di materiale attivo ridotto in polvere in modo da aumentare la superficie di scambio nel processo chimico.

La piastra negativa invece è costituita da una griglia di piombo su cui viene riposto il materiale attivo finemente polverizzato ed amalgamato.

Il sistema descritto costituito dalle due piastre viene inserito all'interno di vasi di ebanite o materiale plastico e poggiato su rilievi per poter scaricare sul corpo del vaso il peso e le sollecitazioni meccaniche che si hanno durante il processo di carica, di scarica e durante il trasporto.

Le barre delle polarità positive e negative vengono estratte all'esterno del contenitore, mediante perni passanti attraverso il coperchio incollato al vaso, esse sono in numero variabile tra 2,4 e 6 a seconda del valore della corrente. Nel vaso viene poi introdotto un elettrolita con una densità adatta alle condizioni di temperatura di esercizio.



Riassumendo, un accumulatore costituito da elementi a piastre positive tubolari corazzate ad alta densità è costituito dalla:



- Placca tubolare positiva, formata da più tubetti verticali di lunghezza variabile contenenti il piombo e l'elettrodo conduttore di corrente.
- Placca piana negativa, con griglia in lega di piombo impastata con materia attiva.
- Busta avvolgente (sistema innovativo) atta ad evitare il pericolo di corti circuiti laterali.

4.4- Collegamenti in serie e in parallelo

Le batterie si possono collegare in linea teorica sia in serie, per aumentare la tensione che si somma tra i vari elementi, che in parallelo, per aumentare la corrente in ampere; questo solo in teoria e comunque con piccole batterie possibilmente non al piombo.

In applicazioni importanti è permesso il collegamento serie per aumentare la tensione ma mai il collegamento parallelo diretto delle batterie.

Se due batterie sono uguali per tipo e stato di carica il parallelo delle due darà, è vero, il risultato teorico voluto ovvero il raddoppio della capacità sia in termini di Ah che di corrente di spunto.

Nel caso invece, molto più probabile, che una delle due batterie fosse diversa per tipo o peggio ancora per stato di carica, nel momento della chiusura del circuito nella batteria meno carica scorrerà parte della corrente proveniente dalla batteria più carica con rischi gravi che possono arrivare anche all'esplosione della batteria.

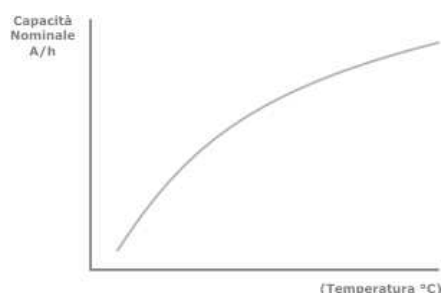
Anche senza arrivare a casi estremi, l'esplosione o rottura dell'involucro è però sempre possibile e abbastanza comune è inoltre il danneggiamento delle piastre della batteria meno carica che dopo alcuni di questi trattamenti si romperà definitivamente. Nel caso di batterie di tipo diverso, cioè con trattamento delle piastre diverso, la condizione di parallelo sarà fonte di una permanente condizione anomala.

4.5- Installazione e alloggiamento degli accumulatori

L'installazione degli accumulatori è una operazione molto delicata perché è uno dei componenti più costosi dell'impianto fotovoltaico, inoltre, le prestazioni elettriche durante la vita ne sono dipendenti. Generalmente gli accumulatori sono installati in carica secca, ovvero con le piastre precaricate in fabbrica ma senza acido solforico aggiunto. Il contenitore portabatterie per posa in esterno dovrebbe essere realizzato in materiale antiacido (tipo vetroresina) e resistente agli agenti atmosferici. Nel caso di utilizzo di accumulatori al piombo ermetici, la ventilazione è indispensabile per garantire la dispersione dell'idrogeno che eventualmente si sprigiona durante i cicli di ricarica, fenomeno che può presentarsi facilmente nel caso vi siano disuniformità prestazionali delle batterie. Quando il sistema di accumulo è alloggiato in un ambiente chiuso, può allora formarsi una miscela esplosiva se la concentrazione di idrogeno supera il 4% in volume. Conoscendo la leggerezza dell'idrogeno sarebbe opportuno approntare punti di ripresa per la ventilazione nelle parti più alte degli ambienti, dove per lo stesso motivo è preferibile non alloggiare quadri elettrici e/o eventuali sistemi di monitoraggio. La norma CEI 21-6 sugli accumulatori per impianti fissi stabilisce le caratteristiche di composizione chimica dell'elettrolita con i limiti di impurità ammessi dell'acido solforico e dell'acqua demineralizzata da usare per gli accumulatori al piombo.

Per quanto concerne la prima carica esistono solitamente tre diversi metodi di procedura adottati: quello della tensione costante, della corrente costante o della corrente decrescente.

L'aumento di temperatura pur generando quindi un aumento della capacità nominale della batteria può causare effetti negativi quali ad esempio l'aumento della corrente di autoscarica, oltre a non dimenticare che, nel caso di batterie ermetiche, richiede sempre una diminuzione della corrente di carica.



4.6- Manutenzione

In fase di manutenzione dell'impianto é fondamentale eseguire un controllo periodico dell'elettrolita.

Gli intervalli di manutenzione possono essere prolungati facendo ricorso a dispositivi di ricombinazione dell'idrogeno (capsule al carbone attivo da avvitare al posto dei tappi); l'ossigeno e l'idrogeno che si producono durante la carica si congiungono di nuovo per formare acqua, che ritorna alla batteria riducendo sensibilmente le perdite idriche.

Un'altra accuratezza è isolare le batterie per ridurre al minimo l'escursione termica. I collegamenti tra diverse batterie devono essere fatti unicamente tra elementi assolutamente identici.

Attenzione:

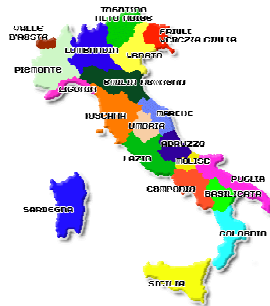
- Alla sovraccarica perenne: l'acqua si scompone in miscela tonante e corrode le piastre.
- Alla scarica profonda: le griglie delle piastre si trasformano in solfato di piombo, con conseguenti perdite di capacità.
- Allo stoccaggio in stato di scarica: le masse attive degli elettrodi formano cristalli di solfato di piombo grossi e duri che riducono la capacità.
- Alle basse temperature: allo stato scarico l'elettrolita può congelare e distruggere il contenitore dell'accumulatore.

CONFRONTO TRA BATTERIE PER IMPIANTI SOLARI E BATTERIE PER AUTOTRAZIONE

	Batteria solare	Batteria x autotrazione
Corrente di spunto	Piccola	Grande
Rendimento	Grande	Medio
N° cicli	Grande	Piccola
Autoscarica	Piccola	Media
Durata di vita	Lunga	Media

CAPITOLO 5

5.1- La situazione italiana



Il mercato fotovoltaico italiano, rimasto per molto tempo al palo rispetto ad altri Paesi come Germania, Giappone, Stati Uniti e Spagna, sta oggi finalmente emergendo e si presenta come promettente e strategico per investitori e produttori direttamente coinvolti nel settore.

Grazie al decreto ministeriale n. 90 del 19 febbraio 2007 sono state definite le regole che hanno consentito l'avvio del nuovo Conto Energia, il cui maggior successo è stato l'abbattimento del limite annuale precedentemente fissato a 85 MWp di potenza installabile; finalmente anche in Italia iniziano ad esserci condizioni più favorevoli per un importante sviluppo del mercato fotovoltaico, soprattutto perché non limitate al breve periodo.

Gli ostacoli di natura politica e burocratica sembrano essersi ridotti, aspetto che dovrebbe poter consentire una crescita più rapida del mercato; molto dipenderà dall'impegno dei suoi attori principali quali: società elettriche, distributori, aziende, progettisti e gli stessi utenti.

Un grande traguardo è stato appena tagliato: abbiamo superato il GW di potenza installata, con 70 mila impianti capaci di generare 1300 GWh l'anno.

Abbastanza per dare energia a 500 mila famiglie, ovvero 1,2 milioni di persone, corrispondenti alla popolazione del Friuli. Il GSE ha calcolato che con il solo fotovoltaico si evita la produzione di 875 mila tonnellate di CO₂ e si riduce il consumo di combustibili fossili di 0,23 milioni di tonnellate di petrolio. Un record raggiunto grazie all'accelerazione dell'ultimo biennio, che regala all'Italia il secondo posto europeo dietro la più pallida e svantaggiata, ma assai più decisa, Germania.

Notizia comunque confortante un po' mitigata dall'allarme lanciato dagli operatori delle energie rinnovabili: gli ulteriori incentivi pubblici dedicati all'energia solare attraverso il meccanismo del Conto Energia sono pericolosamente in ritardo rispetto alla tabella di marcia.

Va avanti, con grande fatica, la mediazione tra le associazioni degli operatori, che chiedono di limitare al massimo i tagli al vecchio incentivo, i tecnici governativi che stanno delineando un ridimensionamento ben superiore al 20% e le regioni che devono cogestire il meccanismo.

Sta di fatto che l'intera filiera del fotovoltaico (investitori, installatori, operatori) rischia di vedersi impantanare i programmi di ulteriore sviluppo a causa dell'incertezza normativa di un settore che comunque deve essere ancora aiutato a crescere.

Ad oggi tra produttori, distributori e installatori di sistemi e componenti per l'industria fotovoltaica nazionale sono attive circa 1000 imprese, molte delle quali di nuova creazione, con un fatturato complessivo che per il 2009 è stato stimato in almeno 2,5 miliardi di euro.

Ormai sono più di 20 mila le persone occupate, direttamente o indirettamente, nel settore fotovoltaico.

La più grande centrale solare italiana

La centrale fotovoltaica più grande d'Italia si trova nel centro, più precisamente nella regione Lazio.

Montalto di Castro (VT) è il paese che la ospita in tutto il suo splendore.

È costata il lavoro di 250 operai e 10 aziende locali del settore.

La cosa che più stupisce è il tempo impiegato per realizzarla, assolutamente da Guinness: 7 mesi e addirittura in anticipo di svariate settimane sul tempo limite.

Costituita dalle tecnologie più all'avanguardia e nell'assoluto rispetto dell'ambiente, merita uno sguardo d'approfondimento. La centrale fotovoltaica del centro Italia è nata dalla collaborazione tra la SunRay Renewable Energy (con sede a Malta) e la SunPower Corporation (gruppo statunitense), due specialisti del settore a livello mondiale.

L'edificio si estende su 80 ettari ed è equipaggiato da 80.000 pannelli fotovoltaici per una potenza installata di 24 MWp.

L'esclusiva tecnologia utilizzata rende i moduli fotovoltaici simili a dei girasoli: infatti, si orientano muovendosi in base al moto del sole. La produzione di energia, così facendo, incrementa del 25% rispetto ai sistemi classici a inclinazione fissa a tutto vantaggio della resa energetica. Parliamo ora dei vantaggi sull'impatto ambientale: questa centrale fotovoltaica permette di non disperdere nell'atmosfera oltre 22.000 tonnellate di biossido di carbonio; considerando che questa centrale è il primo tassello di un progetto ben più imponente, al contempo, fornisce energia utile a 13.000 abitazioni.



5.2- Futuro del fotovoltaico italiano

Secondo Confindustria ANIE/GIFI (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche, Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane) il mercato fotovoltaico in Italia potrà continuare a crescere, in maniera sostenibile e a creare posti di lavoro, anche con tariffe incentivanti ridotte rispetto alle attuali. La proposta per il nuovo regime tariffario dopo il 2010, risultato di un processo partecipativo che ha visto coinvolti, oltre a Confindustria ANIE/GIFI, i rappresentanti dell'industria e il mondo accademico, ha una validità di cinque anni (2011-2015) e, oltre ad innalzare il limite di potenza incentivabile ad almeno 7.000 MWp (dagli attuali 1.200 MWp), prevede la possibilità di riformulare la suddivisione per classi di potenza, per tener conto delle sensibili differenze di costo in funzione delle taglie e delle soluzioni di connessione in media e alta tensione.

Molti sono gli elementi che confluiscono nel processo di costruzione del nuovo conto energia: l'esigenza di potenziare la filiera industriale fotovoltaica nazionale attraverso un adeguato sviluppo del mercato e dell'economia italiana; il costo degli impianti, alla luce sia del prezzo dei moduli, che ha visto negli ultimi mesi ribassi importanti, sia delle molteplici figure professionali che attualmente intervengono nel processo decisionale ed operativo; la garanzia per le imprese per l'avvio dei programmi di ricerca e sviluppo; la necessità di programmare una tariffa adeguata ad accompagnare il mercato fotovoltaico italiano verso la grid-parity (ovvero l'allineamento del costo dell'energia fotovoltaica con il corrente valore di mercato dell'energia elettrica); trovare il giusto equilibrio tra impianti a terra ed impianti su edifici. Confindustria ANIE/GIFI propone inoltre bonus speciali per l'integrazione architettonica totale degli impianti fotovoltaici (+25%), per l'installazione in aree compromesse dal punto di vista ambientale come cave e discariche a fine ciclo vita (+10%) e per la sostituzione di coperture in amianto e eternit (+10%). Una novità interessante è la proposta di adeguamento della tariffa incentivante al 31 Luglio di ogni anno anziché al 31 Dicembre.

In virtù di ciò la tariffa in vigore dal 2011 avrebbe validità un anno e mezzo, fino al 31 luglio 2012. Dal 2012 fino al 2015 le tariffe potranno subire un'ulteriore riduzione annua pari al 5% continuando in questo modo a garantire adeguati profitti agli investitori, a tutta la filiera industriale ed al cliente finale, accompagnando così il mercato verso l'auspicata grid parity. La validità della proposta è supportata da uno studio sul valore dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, realizzato in collaborazione con il Prof. Arturo Lorenzoni, docente di Economia dell'Energia presso l'Università di Padova e direttore di ricerca dello Iefe (Istituto di Economia e Politica delle fonti di energia e dell'ambiente) dell'Università Bocconi di Milano.

I dati emersi evidenziano come, con il regime tariffario proposto, al 2020 si garantirebbe l'installazione di 15.000 MWp di impianti fotovoltaici e la creazione, lungo tutta la filiera, di almeno 90.000 posti di lavoro.

L'incentivazione assicurerebbe entrate nelle casse dello Stato per 521 milioni di € come IVA sugli investimenti dell'industria da sommare ai 156 milioni di € risparmiati per le emissioni nocive di CO2 evitate. Fornendo una combinazione unica di fatti, numeri e analisi, lo studio dimostra come l'aumento della quota di elettricità fotovoltaica porterà forti benefici al Sistema Italia e alla sua economia. Quella fotovoltaica è la tecnologia che registra la crescita più rapida tra le fonti rinnovabili e i cui costi diminuiranno più rapidamente di quelli di altre fonti energetiche.

La brusca discesa dei prezzi fa sì che proprio in questi mesi si verifichino le condizioni ottimali per chi voglia realizzare un impianto fotovoltaico: riduzione sensibile dei prezzi e tariffe incentivanti ancora tra le più elevate del mondo.

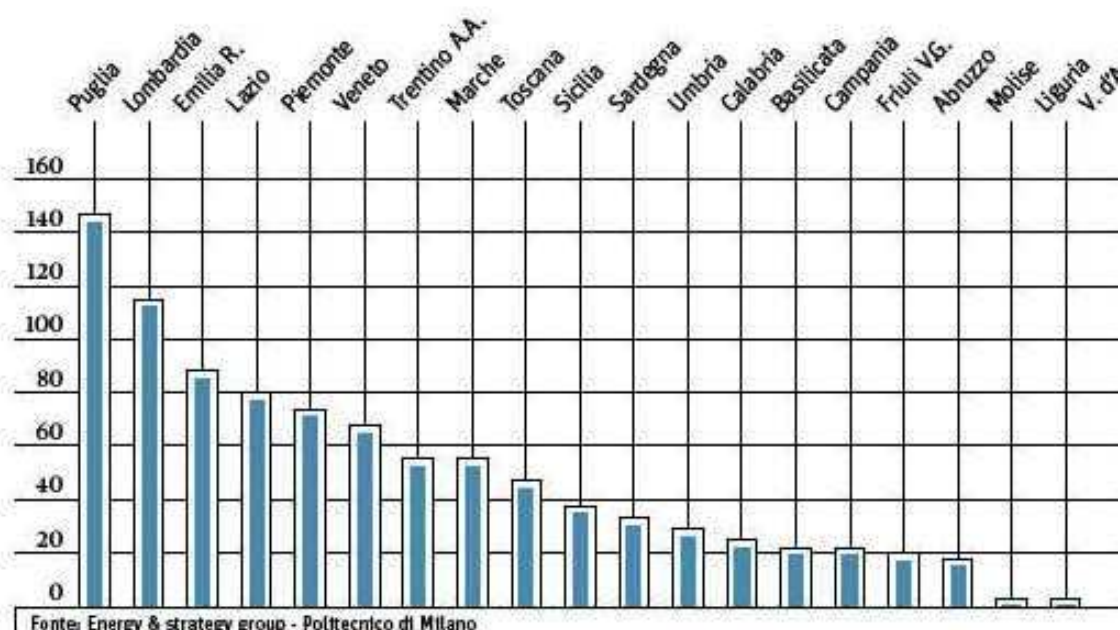
Possiamo individuare 3 fasce di soggetti potenzialmente interessati alla realizzazione di impianti fotovoltaici: l'utenza residenziale e quindi il segmento dei piccoli impianti; le aziende, con impianti di potenza che varia da poche decine di kW a diverse centinaia di kW ed infine la fascia alta dei grandi impianti, con potenze dell'ordine dei MW. La prima fascia si sta muovendo bene, grazie alla presenza di prodotti bancari appositamente creati da piccoli istituti di credito. Il cliente è spesso un libero professionista che non ha particolari problemi ad entrare in banca. La seconda fascia è quella maggiormente penalizzata: data la dimensione degli impianti, non è più possibile rivolgersi ai piccoli istituti. Occorre contattare le banche più grandi e, in questi casi, si hanno seri problemi a farsi finanziare la realizzazione degli impianti. Per la terza fascia, quella dei grossi impianti, non vi sono particolari problemi nel reperire le risorse economiche.

Investitori tedeschi, svizzeri ed israeliani, tra gli altri, accorrono attratti dal sole italiano.

Il problema, piuttosto, è negli iter autorizzativi, lunghi ed dall'esito incerto.

La classifica per regione

La potenza fotovoltaica complessiva installata, al 31 dicembre 2009, in Mw



Padova: il più grande impianto su tetto al mondo

Entro l'anno a Padova, presso l'Interporto – Magazzini Generali S.p.A., sarà messo in esercizio il più grande impianto fotovoltaico su tetto al mondo, con un'estensione superiore a quello di Saragozza in Spagna. A seguito della posa di ben 67.500 moduli fotovoltaici, su una superficie complessiva pari a ben 250 mila metri quadrati, sarà prodotta energia annua sufficiente a coprire il fabbisogno energetico di ben cinquemila famiglie. A realizzare questa opera imponente sarà Solon S.p.A., società di Carmignano di Brenta facente parte del gruppo Solon SE di Berlino. La posa dei pannelli è iniziata il 25 febbraio 2010 e si concluderà orientativamente in autunno per poi procedere all'allaccio in rete entro la fine dell'anno; per la realizzazione dell'impianto non saranno sfruttati solamente tutti i tetti degli edifici dell'Interporto Padova – Magazzini Generali S.p.A., ma anche le pensiline che sono adibite al parcheggio degli autoveicoli. La realizzazione dell'impianto è frutto un investimento pari a cinquanta milioni di euro; la potenza installata cumulata del mega impianto sarà pari a ben 15 MWp a fronte della produzione annua di ben 17 milioni di chilowatt/ora di energia elettrica con ricadute occupazionali ed ambientali di rilievo. Per realizzare l'impianto, infatti, lavoreranno ben 450 persone, e con la messa in esercizio che garantirà un risparmio annuo di emissioni di CO2 pari a ben novemila tonnellate; la fase di realizzazione sarà tra l'altro a "chilometri zero" visto che, secondo quanto mette in risalto la Solon S.p.A., le distanze di trasporto dei pannelli dallo stabilimento al sito sono minime.

Rovigo:il più grande parco fotovoltaico d'Europa

Centoventi campi da calcio messi uno accanto all'altro e coperti da pannelli solari. Non è facile neppure pensare l'immagine del più grande parco fotovoltaico d'Europa che entrerà in funzione entro fine 2010 in provincia di Rovigo. L'operazione è della SunEdison, il maggior operatore nordamericano del fotovoltaico che fa parte del gruppo Memc, quotato a Wall Street ed a sua volta leader nella produzione e nella tecnologia dei " wafer" di silicio. L'investimento si aggira fra i 200 ed i 250 milioni di euro, per metà sostenuto da SunEdison e per il resto dal Banco Santander.

Non è la sola presenza spagnola: la società americana, infatti, per poter costruire e mettere in attività nel giro di otto mesi un impianto così vasto ha voluto al suo fianco Isolux Corsan, la più grande ditta di costruzioni spagnola non quotata, che vanta oltre a 3 miliardi abbondanti di fatturato e contratti per 15,5 miliardi, assieme a una solida esperienza nelle infrastrutture per le rinnovabili. SunEdison, dopo una serie di piccoli impianti in parte già in attività in Puglia, ha scelto il Polesine per piazzare fra i Comuni di Casteguglielmo e San Bellino 285 mila pannelli solari per una potenza complessiva installata di 72 MWp, come a dire quanto basta per coprire il fabbisogno energetico annuale di 17 mila famiglie. Per la provincia di Rovigo la ricaduta immediata è costituita da 350 nuovi posti di lavoro per realizzare l'impianto ma anche da una importante ricaduta ambientale visto che il grande parco fotovoltaico eviterà l'immissione in atmosfera di 41 mila tonnellate di anidride carbonica, 41 tonnellate di anidride solforosa, 32 di ossidi di azoto e 1,4 di polveri sottili.

CAPITOLO 6

6.1- Situazione Mondiale

Fotovoltaico: la Germania riduce i sussidi

Il governo tedesco, dopo il boom del settore, ritenuti eccessivi i sussidi per questa industria, ha deciso di ridurre le tariffe esistenti di acquisto dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici.

Il ministro dell'ambiente Norbert Rottgen ha annunciato una riduzione del 15% a partire da aprile per i pannelli posizionati sui tetti e a luglio sarà la volta degli impianti realizzati sui terreni aperti e per quelli agricoli, con rispettivamente un taglio del 15% e del 25%.

Ancora salvaguardato l'"uso personale": nessuna riduzione degli incentivi è infatti prevista per i privati che montano l'impianto sul proprio tetto e utilizzano in proprio l'energia prodotta.

La notizia viene accolta con prudenza dall'Epia (European photovoltaic industry association):

«Le tariffe d'acquisto devono infatti seguire l'andamento dei prezzi di mercato e, se da una parte si deve spingere per accelerare la penetrazione dell'energia solare, dall'altra bisogna evitare di creare una bolla speculativa» ha dichiarato Adel El Gammal, segretario generale.

Ad ogni modo qualche preoccupazione per una possibile paralisi del mercato a livello globale gli operatori, e i sostenitori del fotovoltaico, l'avvertono e informano che una drastica riduzione negli incentivi potrebbe penalizzare i piccoli produttori, a volte portatori di idee innovative.



Situazione spagnola

Nel 2008 la Spagna ha incentivato il 42% del fotovoltaico mondiale grazie a una tariffa generosissima ed è diventato il secondo Paese al mondo come potenza installata, dopo la Germania e prima di Giappone, Stati Uniti e Italia.

A fine anno, vista la situazione economica, Zapatero ha però dovuto fare un taglio drastico facendo scoppiare la bolla e lasciando a casa migliaia di impiegati nel settore.

La definizione del tetto massimo di potenza installabile annua in Spagna ha disorientato il mercato globale del fotovoltaico, provocando una discesa dei prezzi maggiore rispetto a quanto si poteva prevedere solo pochi mesi fa.

I magazzini di diversi produttori sono pieni di moduli fotovoltaici invenduti, destinati al mercato spagnolo.

La situazione è pesante soprattutto per le aziende che non hanno diversificato la pianificazione del loro processo di crescita.



Negli Usa fanno così: pannelli a costo zero

Gli Stati Uniti devono sviluppare nuovi metodi sia per produrre, sia per utilizzare le energie rinnovabili.

Ad affermarlo è stato il Presidente degli Stati Uniti, Barack Obama, il quale ha di conseguenza proposto un incremento di \$ 217 milioni dei fondi da destinare per sostenere i progetti di ricerca. L'America, Paese leader su tanti fronti, con l'avvento della nuova amministrazione, dopo la lunga "regnanza" di George W. Bush, decisamente più "vicino" alle major del petrolio, non vuole lasciarsi scappare l'obiettivo di diventare su scala globale il leader per quel che riguarda le nuove energie; chiaramente al Paese le risorse e le potenzialità in tal senso non mancano.

A valere sull'anno fiscale 2011, che partirà nel prossimo mese di ottobre, Barack Obama ha altresì proposto un incremento di altri 108 milioni di dollari di stanziamenti da destinare alle energie rinnovabili nell'ambito del budget proposto per il Dipartimento dell'energia che ammonta a ben 28,4 miliardi di dollari, con un incremento del 6,8% rispetto all'anno fiscale 2010.

I fondi a budget per le rinnovabili riguardano le biomasse, dove per quest'anno le risorse, almeno per il momento, non aumenteranno rispetto allo scorso anno fiscale, mentre le risorse per il solare-fotovoltaico, per la geotermia e per l'idrocinetico e l'idroelettrico aumentano a due cifre tra il 19% ed il 25%.

Rispetto al budget del 2010, invece, i fondi per l'eolico nel nuovo anno fiscale faranno registrare un incremento superiore ai cinquanta punti percentuali.

L'incremento degli stanziamenti per le rinnovabili, e per i relativi progetti di ricerca, assume negli Stati Uniti ancor più rilevanza se si considera che queste risorse siano state messe sul piatto tagliando fondi e sussidi verso le fonti di energia convenzionali e l'industria del gas, del carbone e del petrolio.

L'idea è semplice (come spesso sono le idee buone) e sta producendo ottimi frutti negli Stati Uniti, contribuendo a rimuovere uno dei maggiori ostacoli alla diffusione del fotovoltaico: l'elevato investimento iniziale richiesto per l'acquisto e l'installazione dei pannelli.

Le soluzioni che si stanno affermando negli Usa sono essenzialmente di tre tipi: ci sono aziende come SolarCity che installano i pannelli a fronte del pagamento di un canone mensile di noleggio, altre aziende, come SunRun, che anziché noleggiare i pannelli vendono al cliente l'elettricità prodotta dal loro impianto sul suo tetto e città come Berkeley e Boulder che finanziano interamente l'acquisto e l'installazione dei pannelli attraverso l'emissione di obbligazioni comunali, mentre i beneficiari del finanziamento ripagano il loro debito verso la municipalità con una maggiorazione dell'imposta sugli immobili.

In ogni caso sia che si paghi un canone di noleggio mensile o direttamente l'elettricità prodotta dai pannelli o ancora una maggiorazione d'imposta, si ha un sensibile risparmio rispetto alla tradizionale bolletta, non si impegna capitale, si abbattano le emissioni di CO2 e si favorisce il raggiungimento della grid parity. Questo perché negli Usa a ogni raddoppio del numero di pannelli installati è corrisposta una diminuzione di circa il 20% del costo degli stessi. Insomma, gli Stati Uniti ancora una volta stanno facendo da apripista con un nuovo modello di business sul fotovoltaico che pare altamente sostenibile.



Cina: nel 2010 sorgerà l'impianto fotovoltaico più grande del mondo

Pechino adotta politiche concrete per incentivare le fonti energetiche rinnovabili e le autorità locali cinesi fanno a gara a chi preserva meglio l'ambiente.

Lo storico cambio di rotta, però, non è una novità assoluta.

Pechino ha cominciato già da diverso tempo a rivedere la politica energetica, decidendo di ridurre, nel breve periodo, la propria dipendenza dai combustibili fossili e di sostituirla con energia prodotta da fonti rinnovabili.

La legislazione cinese in materia si pone come obiettivo il ricorso alle fonti rinnovabili per soddisfare il 15% del fabbisogno energetico nazionale entro il 2020.

Il governo cinese è consapevole che il suo fabbisogno è talmente elevato che deve essere soddisfatto, per forza di cose, con le fonti rinnovabili, al fine di contenere gli alti costi di produzione, sia economici che ambientali.

Da qualche anno il partito comunista sta incentivando le singole regioni e province cinesi a puntare sulle fonti rinnovabili e i progetti "verdi" vengono ormai considerati tappe essenziali nello sviluppo economico del paese.

Tra tutte le regioni si segnala la provincia di Ordos, che si trova nell'area nord-occidentale della Cina e che comprende parte del deserto mongolo.

In questa zona desertica sta sorgendo un enorme "parco energetico" basato sulle fonti rinnovabili, che sarà in grado di soddisfare i fabbisogni energetici di 3 milioni di case.

Qui nel 2010 sorgerà quello che diventerà l'impianto fotovoltaico più grande del mondo con una capacità produttiva di 2.000 MWp.

Il complesso sarà completato dal parco eolico più grande del mondo (che sarà 10 volte più potente dell'impianto texano di Roscoe), da una centrale solare termica e una centrale a biomasse alimentata da materiali organici, come trucioli e paglia.



Fotovoltaico nel Paese del Sol levante

Pur essendo povero in risorse energetiche come l'Italia e dipendente in larga misura dalle importazioni dall'estero di fonti fossili, il Giappone si diversifica dal nostro Paese, in quanto ha iniziato a svincolarsi sempre più dal petrolio sin dal primo shock petrolifero del 1973 puntando in maniera decisa sull'uso di energia disponibile localmente e sull'innovazione tecnologica per una maggiore efficienza.

A quell'epoca, la crisi petrolifera aveva indebolito le economie e noi la vivevamo andando a piedi le domeniche.

La pietra miliare che aveva portato il Giappone al successo nel settore fotovoltaico era stata lanciata dal Programma nazionale di ricerca e sviluppo nel lontano 1974 subito dopo la guerra del Kippur, il quale aveva permesso al Paese di creare un'industria che non aveva pari nel mondo.

Nomi quali Sharp, Mitsubishi Electric, Kaneka, Sanyo, Kyocera sono, hanno permesso al Giappone di detenere sin dal 1997 il primato nella produzione mondiale di celle e moduli. Nel 2005 quasi il 50% delle celle prodotte nel mondo provenivano dal Giappone.

Ma non dipende solo dall'impulso governativo il successo del solare nel Paese del Sol levante.

Ci sono anche altre motivazioni, prima tra tutte l'interesse per l'ecologia, tema cui la popolazione nipponica fa molta attenzione.

Le industrie giapponesi tendono ad ottenere efficienze sempre migliori con un maggior rispetto dell'ambiente.

La Mitsubishi Electric, ad esempio, ha deciso di rispettare anche i prodotti che si vendono sul mercato giapponese, attenendosi alla normativa europea dei metalli pesanti contenuti nei moduli fotovoltaici; norma che è assai più restrittiva di quella giapponese.

Nei moduli della Mitsubishi non ci sono quindi stagno e piombo che dovranno essere smaltiti una volta arrivati al termine di ciclo di vita del modulo. Il mercato residenziale è stato promosso fortemente dal Ministero dell'Economia e dell'Industria giapponese, con il primo programma d'incentivazione del 1994, che ha ottenuto un successo enorme e grazie a cui, dal 2003 in poi, le installazioni residenziali hanno superato i 200 MW annui. L'obiettivo che si propone il Paese al 2010, è di arrivare a 4820 MW installati.

A fine 2006 la potenza totale installata ammontava a 1.744 MW (la produzione mondiale di celle fotovoltaiche ha raggiunto nel 2006 i 2.204 MW), con una crescita del 19% rispetto all'anno precedente.

Ciò nonostante la produzione nipponica ha avuto un leggero calo, trovandosi con una quota mondiale della produzione in calo dal 46% al 39%.



Progetto imponente in India

Nei prossimi dieci anni in India saranno stanziati con un nuovo progetto la bellezza di 50 miliardi di dollari.

Niente di strano se non fosse che a mettere sul piatto questa montagna di soldi è una sola società, l'Airvoice Group, la quale si vanta del fatto che quello annunciato dalla società è il maggior singolo investimento messo a punto nel mondo per le fonti di energia rinnovabili.

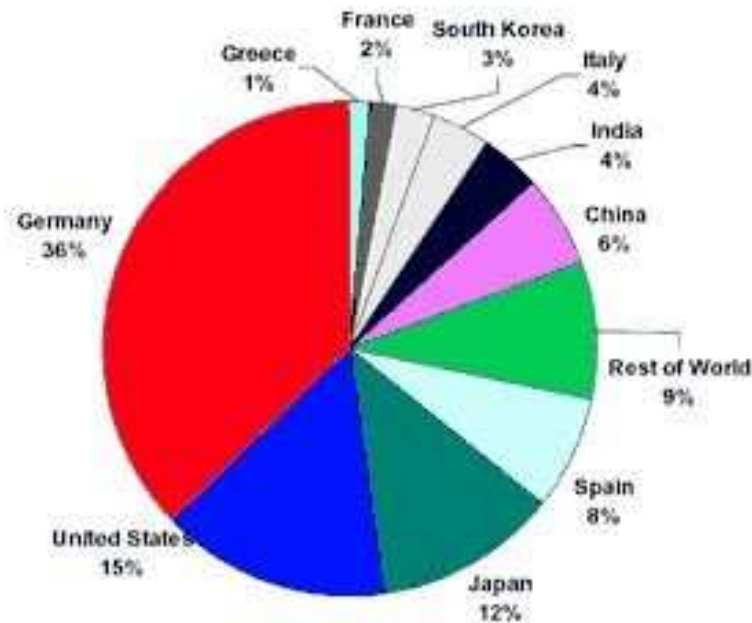
Il progetto è a dir poco ambizioso, visto che si punta a produrre energia attraverso la realizzazione di impianti aventi una potenza pari a complessivi 13.000 MW, ovvero oltre tredici volte l'attuale potenza installata cumulata su tutto il territorio italiano.

Il progetto sarà realizzato attraverso un mix di impianti eolici e di impianti fotovoltaici; nel dettaglio, i parchi eolici avranno una potenza complessiva cumulata pari a 3.000 MW, mentre altri 10.000 MW arriveranno dagli impianti fotovoltaici.

Le aree in cui si realizzeranno gli impianti, in accordo con quanto riporta la controllata di Enel Green Power, sono dei terreni marginali o incolti situati nel Sud-ovest del continente indiano.

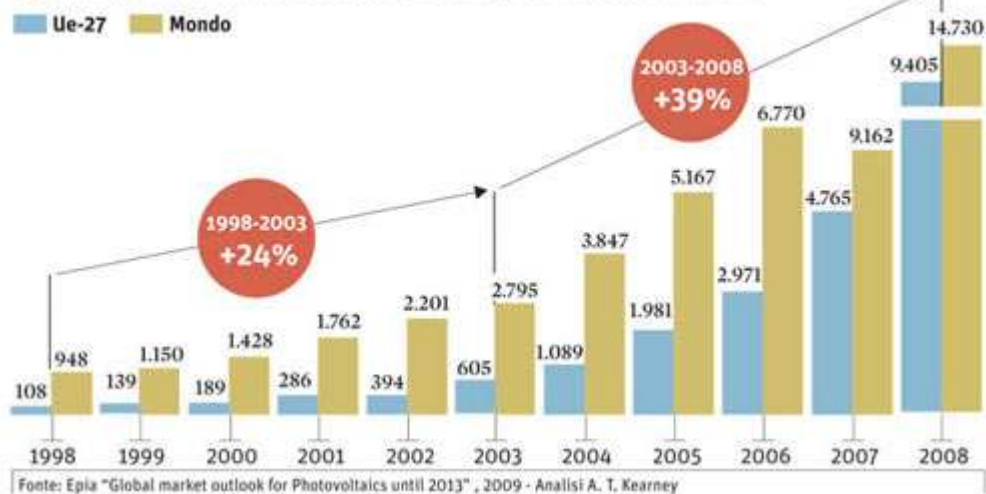
La realizzazione dei 13.000 MW avverrà chiaramente per gradi e porterà immancabilmente l’Airvoice Group a stipulare delle partnership strategiche; il piano di realizzazione del progetto prevede che si possa partire nell’anno 2013 con la realizzazione di 300 MW di potenza da impianti eolici e fotovoltaici attraverso la creazione di una joint venture (accordo di collaborazione tra più imprese) della quale Airvoice Group avrà poco più della maggioranza del capitale, mentre la restante quota sarà posseduta da un gruppo a controllo statale.

TOP TEN SOLAR MARKETS 2010



IN EUROPA E NEL MONDO

Capacità installata cumulata di fotovoltaico nell'Ue-27 e nel mondo. Valori in Mw



CONCLUSIONI

La risorsa fotovoltaica si presenta oggi, e ancora maggiormente nel futuro, come una valida alternativa alle fonti non rinnovabili quali carbone, petrolio, e gas naturale.

Come già detto i vantaggi sono molteplici in particolare la riduzione delle emissioni di CO₂ e la diminuzione della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento di combustibili fossili; proprio per questo i principali paesi mondiali si stanno, in questo senso, mobilitando per diversificare la loro produzione energetica.

In Italia come in altri Paesi il fotovoltaico sta crescendo sempre più, grazie alle politiche di incentivazione e alle sempre più moderne tecnologie adottate.

Deve far riflettere il fatto che nel "Paese del sole" abbiamo condizioni particolarmente favorevoli, relativamente all'irraggiamento solare, rispetto a molti altri che però in questo campo hanno "virato" in maniera decisa da anni; ne è un esempio la Germania.

Se si riuscisse, in futuro, a migliorare ulteriormente i prodotti (aumento dell'efficienza) ed abbassarne di pari passo il costo, sicuramente questo settore avrebbe un "boom" mai visto prima.

APPENDICE

A.1- GSE e risorse rinnovabili

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi definiti nel protocollo di Kyoto, l'Italia ha recepito la Direttiva Europea 2001/77 in tema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Le fonti energetiche rinnovabili si distinguono in: eolica, solare, geotermica, moto ondoso, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

In particolare, per biomasse, si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.



Il GSE, Gestore dei Servizi Energetici, ha un ruolo centrale nella promozione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia, essendo l'ente attuatore del sistema di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili che prevede:

- Il rilascio di certificati verdi.
- La tariffa omnicomprensiva (solo per impianti di potenza inferiore ad 1 MW).

I certificati verdi sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e rappresentano un beneficio per l'operatore in quanto sono utilizzabili per ottemperare all'obbligo di immissione nel sistema elettrico di una quota di energia elettrica da fonte rinnovabile. La tariffa omnicomprensiva (comprensiva cioè dell'incentivo e del ricavo da vendita dell'energia) è applicabile, su richiesta dell'operatore, agli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW e di potenza elettrica non superiore a 0,2 MW per gli impianti eolici, per i quantitativi di energia elettrica netta prodotta e contestualmente immessa in rete.

In data 18 dicembre 2008 il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto col Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha adottato il decreto "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" (di seguito DM 18 dicembre 2008) che dà attuazione ai meccanismi di incentivazione già introdotti dalla Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Legge Finanziaria 2008) e dalla Legge 29 novembre 2007, n. 222 (Collegato alla Finanziaria 2008).

L'operatore, per poter accedere all'incentivo, deve richiedere al GSE la qualifica IAFR di impianto alimentato da fonti rinnovabili.

In particolare, possono ottenere la qualificazione IAFR gli impianti alimentati da fonte rinnovabile entrati in esercizio successivamente al 1° aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale ed anche gli impianti che operano in co-combustione, entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999 che, successivamente a tale data, operino come centrali ibride.

Si precisa che gli impianti fotovoltaici (ai sensi dell'articolo 2, comma 144, tabella 2 e comma 145, tabella 3 della Legge Finanziaria 2008 ed all'articolo 3 comma 1 del DM 18/12/2008) non possono accedere alle incentivazioni tramite certificati verdi o tariffa onnicomprensiva, in quanto a questi impianti si applicano esclusivamente gli incentivi di cui al DM 19/2/2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Lo stesso DM 18/12/2008 stabilisce all'articolo 15 comma 2 che, in via transitoria, "agli impianti fotovoltaici che abbiano inoltrato la domanda di autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/03 ovvero la richiesta di autorizzazione prevista dalla vigente normativa nazionale o regionale, in data antecedente alla data di entrata in vigore della legge finanziaria 2008, è consentito l'accesso al meccanismo dei certificati verdi, applicando le disposizioni di cui al decreto ministeriale 24 ottobre 2005, nella versione vigente al 31 dicembre 2007".

Il GSE rilascia inoltre altre forme di certificazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, quali la Garanzia di Origine (GO) e i certificati RECS e gestisce il meccanismo di Scambio sul Posto per gli impianti di potenza nominale media annua fino a 200 kW

A.2- Conto energia

Il meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici denominato Conto Energia, è stato introdotto in Italia dal decreto interministeriale del 28 luglio 2005 ed è attualmente regolato dal decreto interministeriale del 19 febbraio 2007. Il Conto Energia remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni e prevede:

- La richiesta di concessione delle tariffe incentivanti dopo l'entrata in esercizio dell'impianto.
- Un massimo di potenza incentivabile pari a 1200 MW più un periodo di moratoria di 14 mesi (24 mesi per i soggetti pubblici).
- La possibilità di realizzare impianti di qualsiasi taglia superiore ad 1 kWp.

Tariffe che premiano maggiormente il grado di integrazione architettonica e l'uso efficiente dell'energia.



Richiesta di concessione delle tariffe

Le persone fisiche e giuridiche, nonché i soggetti pubblici e i condomini di unità abitative e/o di edifici che siano interessati all'incentivazione del fotovoltaico, individuati come soggetti responsabili nel DM 19 febbraio 2007, devono far pervenire al GSE entro 60 giorni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, pena la decadenza dall'ammissibilità alle tariffe incentivanti, l'apposita richiesta di concessione della tariffa pertinente.

Per la richiesta delle tariffe incentivanti e dell'eventuale premio, dovrà inviare al GSE i seguenti documenti:

- Documentazione finale di progetto dell'impianto.
- Certificato di collaudo dell'impianto.
- Dichiarazione sulla proprietà dell'immobile.
- Copia del permesso a costruire o copia della D.I.A..
- Copia della comunicazione con la quale il gestore di rete locale ha notificato al soggetto responsabile il codice identificativo del punto di connessione alla rete (codice POD, definito all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n. 111/06).
- Copia della denuncia di apertura di officina elettrica presentata all'UTF (per impianti superiori a 20 kWp); oppure, se l'impianto immette tutta l'energia prodotta nella rete, copia della comunicazione fatta all'UTF sulle caratteristiche dell'impianto (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: disposizioni applicative del Dlgs 2 febbraio 2007, n. 26).
- Copia del verbale di attivazione del contatore di misura dell'energia prodotta e di connessione alla rete (per impianti inferiori a 20 kWp).

Tariffe

Le tariffe riconosciute agli impianti entrati in esercizio ai sensi del decreto 19 febbraio 2007 variabili in funzione della classe di potenza degli impianti e del livello di integrazione architettonica sono indicate nelle tabelle seguenti:

- Impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2008

Taglia di potenza dell'impianto	Non integrato (€/kWh)	Parzialmente integrato (€/kWh)	Integrato (€/kWh)
1 kW <= P <= 3 kW	0,40	0,44	0,49
3 kW < P <= 20 kW	0,38	0,42	0,46
P > 20 kW	0,36	0,40	0,44

- Impianti entrati in esercizio dal 01/01/2009 al 31/12/2009

Taglia di potenza dell'impianto	Non integrato (€/kWh)	Parzialmente integrato (€/kWh)	Integrato (€/kWh)
1 kW <= P <= 3 kW	0,392	0,431	0,480
3 kW < P <= 20 kW	0,372	0,412	0,451
P > 20 kW	0,353	0,392	0,431

- Impianti entrati in esercizio dal 01/01/2010 al 31/12/2010

Taglia di potenza dell'impianto	Non integrato (€/kWh)	Parzialmente integrato (€/kWh)	Integrato (€/kWh)
1 kW <= P <= 3 kW	0,384	0,422	0,470
3 kW < P <= 20 kW	0,365	0,403	0,442
P > 20 kW	0,346	0,384	0,422

Gli “impianti non integrati” sono tipicamente quelli con i moduli fotovoltaici posti al suolo; si considerano di questo tipo anche gli impianti con i moduli posti su strutture edili o di arredo urbano realizzati senza accorgimenti di carattere estetico per ottimizzarne l’integrazione architettonica. Gli “impianti parzialmente integrati” sono essenzialmente quelli con i moduli installati su tetti o facciate di edifici in modo complanare alle superfici, senza sostituire i materiali di rivestimento delle superfici delle pareti o dei tetti. Gli “impianti integrati” sono quelli in cui i moduli fotovoltaici sostituiscono i materiali di rivestimento degli edifici, assumendone le funzioni. In questo caso i moduli sono installati al posto di: tegole, vetri nelle facciate, elementi di balaustre, pannelli fonoassorbenti in barriere acustiche, ecc.

Con successivi decreti interministeriali saranno ridefinite le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe sopra riportate, sono riconosciuti per la totalità dell’energia elettrica prodotta dall’impianto, misurata all’uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, sia che il soggetto responsabile si avvalga del servizio di scambio sul posto sia che ceda in rete, in toto o in parte, l’energia elettrica prodotta. Le tariffe incentivanti si aggiungono, ai ricavi derivanti dalla vendita dell’energia elettrica prodotta, o ai risparmi sulla bolletta elettrica nel caso l’energia elettrica prodotta sia utilizzata per alimentare le utenze del soggetto responsabile collegate all’impianto. Il valore della tariffa riconosciuta è costante, in moneta corrente, per tutto il periodo dei venti anni.

Le suddette tariffe sono incrementate del 5% (con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale) nei seguenti casi, non cumulabili fra loro:

- Impianti maggiori di 3 kW di potenza non integrati architettonicamente, i cui soggetti responsabili impiegano l’energia elettrica prodotta in modo tale da conseguire il titolo di autoproduttori (ai sensi dell’art. 2, comma 2 del D. Lgs. n. 79/99 e successive modifiche e integrazioni).
- Impianti i cui soggetti responsabili sono scuole pubbliche o paritarie di qualunque ordine e grado o strutture sanitarie pubbliche.

- Impianti integrati (integrazione “totale” ai sensi dell’articolo 2, comma 1, lettera b3) del DM 19 febbraio 2007) in sostituzione di coperture in eternit o comunque contenenti amianto realizzati in superfici esterne degli involucri di:
 - Edifici.
 - Fabbricati.
 - Strutture edilizie di destinazione agricola.
- Impianti i cui soggetti sono Comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti in base all’ultimo censimento ISTAT (incluse Municipalità e Circoscrizioni, sempre che abbiano una loro autonomia e siano sotto i 5000 abitanti).

Gli impianti fotovoltaici, i cui soggetti responsabili sono enti locali, rientrano nella tipologia di impianto integrato, indipendentemente dalle effettive caratteristiche architettoniche dell’installazione.

Ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull’Ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i comuni, le province, le comunità montane, le comunità isolate e le unioni di comuni.

Le norme sugli enti locali si applicano altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano enti locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali.

Per gli impianti fotovoltaici operanti in regime di scambio sul posto e che alimentano, anche parzialmente, utenze ubicate all’interno o asservite a unità immobiliari di edifici, è prevista l’applicazione di un premio aggiuntivo abbinato all’esecuzione di interventi che conseguono una riduzione del fabbisogno energetico degli edifici.

Tale premio consiste in una maggiorazione percentuale della tariffa (con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale), pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno di energia conseguita e certificata.

In tutti i casi, compresa la reiterazione di interventi che conseguono ulteriori riduzioni del fabbisogno di energia, il premio non può superare la percentuale del 30% della tariffa riconosciuta alla data di entrata in esercizio degli impianti.

Il premio spetta altresì, nella misura del 30% qualora le predette unità immobiliari o edifici siano stati completati successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto e conseguano, sulla base di idonea certificazione, un valore limite di fabbisogno di energia annuo per metro quadrato di superficie utile dell’edificio o unità immobiliari, inferiore di almeno il 50 % rispetto ai valori riportati nell’allegato C, comma 1, tabella 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni e integrazioni.

Per gli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra il 1° ottobre 2005 e l’entrata in vigore della delibera 90/07 dell’AEEG, prevista dal decreto, le tariffe applicate sono quelle previste per l’anno 2007 dal decreto 19 febbraio 2007 (sempre che tali impianti siano stati realizzati nel rispetto delle condizioni dei decreti 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 e non beneficino e non abbiano beneficiato delle tariffe dei predetti decreti).

Per gli anni successivi al 2010, le tariffe sono ridefinite con appositi decreti interministeriali, in mancanza dei quali si continueranno ad applicare le tariffe definite per gli impianti che entrano in esercizio nel 2010.

**TOTALE DEI RISULTATI DEL CONTO ENERGIA
(PRIMO E NUOVO CONTO ENERGIA)**

RIPARTIZIONE PER REGIONE E CLASSE DI POTENZA DEGLI IMPIANTI IN ESERCIZIO

(aggiornamento al 18 GIUGNO 2009)

REGIONE	CLASSE 1: 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2: 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3: 20 kW < P ≤ 200 kW		CLASSE 4: 200 kW < P ≤ 1000 kW		CLASSE 5: P > 1000 kW		TOTALE	
	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)	Numero	Potenza (kW)
PUGLIA	1.331	3.483	1.508	11.780	265	13.688	49	35.111	-	-	3.153	64.062
LOMBARDIA	3.224	8.315	2.644	21.926	306	17.299	25	8.857	1	1.099	6.200	58.096
EMILIA ROMAGNA	2.074	5.312	1.561	12.826	342	18.126	18	8.627	-	-	3.995	44.891
PIEMONTE	1.675	4.358	1.411	11.801	190	11.752	21	8.836	3	8.247	3.368	41.994
VENETO	1.888	4.882	1.857	12.727	159	8.563	19	8.777	-	-	3.723	34.949
TRENTINO ALTO ADIGE	730	1.964	882	8.335	230	11.617	27	11.856	-	-	1.869	33.773
TOSCANA	1.537	3.917	1.273	10.866	112	6.194	17	8.719	2	3.119	2.941	32.814
MARCHE	798	2.052	625	5.159	188	10.325	14	6.657	1	3.001	1.626	27.194
LAZIO	1.197	3.099	1.116	8.725	116	6.391	15	8.133	-	-	2.444	26.348
SICILIA	1.024	2.747	874	6.264	93	4.715	12	7.746	-	-	2.003	21.442
CALABRIA	204	773	452	3.623	74	3.065	11	8.294	1	3.290	822	19.053
SARDEGNA	1.304	3.562	683	4.616	41	2.354	11	9.290	-	-	2.039	19.029
UMBRIA	346	926	471	4.207	126	6.125	16	8.430	-	-	959	19.609
FRIULI VENEZIA GIULIA	896	2.417	1.095	7.352	46	2.794	3	2.825	-	-	2.040	14.628
CAMPANIA	324	873	398	3.414	72	3.467	9	6.720	-	-	803	14.474
BASILICATA	136	383	182	1.549	117	5.732	5	2.964	-	-	440	10.627
ABRUZZO	279	716	388	3.188	65	3.692	5	2.264	-	-	737	9.052
LIGURIA	351	855	184	1.297	17	706	3	1.429	-	-	555	4.287
MOLISE	49	135	57	488	8	308	1	301	-	-	115	1.232
VALLE D'AOSTA	23	57	21	288	1	46	-	-	-	-	45	312
Totale ITALIA	19.470	50.828	17.482	140.185	2.568	137.758	281	154.214	8	17.363	36.809	500.348

BIBLIOGRAFIA

- “Impianti solari fotovoltaici” – Francesco Groppi, Carlo Zuccaro.
- “Planning and installing photovoltaic systems” – The German Solar Energy Society.
- “Microelettronica” – McGraw-Hill.
- Vari siti internet tra i quali: www.enel.it

www.gse.it

www.wikipedia.org

www.ecoage.it

www.solaritalia.com