



**UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE**

**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

Corso di Laurea in Ingegneria Civile e Ambientale

*Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche*

---

***TECNICHE INNOVATIVE DI CONVERSIONE FOTOVOLTAICA***

***INNOVATIVE PHOTOVOLTAIC CONVERSION TECHNIQUES***

Relatore:

**Prof. Ing. Giorgio Passerini**

Tesi di Laurea di:

**Marco Tarantino**

Anno Accademico 2020/2021



# Indice

## CAPITOLO 1

<b>1. Introduzione.....</b>	<b>1</b>
-----------------------------	----------

## CAPITOLO 2

<b>2. Collegamento tra energia solare e tecnologia fotovoltaica.....</b>	<b>2</b>
--	----------

<b>2.1. Energia solare .....</b>	<b>2</b>
----------------------------------	----------

2.1.1. Energia solare ed irraggiamento .....	2
--	---

2.1.2. Irraggiamento su una superficie inclinata ed orientata.....	4
--	---

<b>2.2. Tecnologia fotovoltaica.....</b>	<b>7</b>
--	----------

2.2.1. L'effetto fotoelettrico.....	7
-------------------------------------	---

2.2.2. Struttura atomica ed effetto fotovoltaico.....	8
---	---

2.2.3. La cella fotovoltaica: caratteristiche costruttive.....	11
--	----

2.2.4. Tipologie costruttive delle celle solari.....	13
--	----

2.2.4.1. Celle solari in silicio monocristallino.....	13
---	----

2.2.4.2. Celle solari in silicio policristallino.....	14
---	----

2.2.4.3. Celle solari a film sottile (TFSC).....	15
--	----

2.2.5. La cella fotovoltaica: caratteristiche operative.....	17
--	----

2.2.5.1. Caratteristiche I-V e P-V.....	18
---	----

<b>2.3. L'impianto fotovoltaico .....</b>	<b>20</b>
---	-----------

2.3.1. Funzionamento.....	20
---------------------------	----

## CAPITOLO 3

<b>3. Fotovoltaico a concentrazione.....</b>	<b>22</b>
--	-----------

<b>3.1. La scelta della concentrazione.....</b>	<b>22</b>
---	-----------

<b>3.2. I concentratori nel mercato.....</b>	<b>22</b>
--	-----------

3.2.1. I concentratori .....	23
------------------------------	----

<b>3.3. Analisi del fotovoltaico a concentrazione.....</b>	<b>23</b>
--	-----------

3.3.1. Tracking biassiale.....	23
--------------------------------	----

3.3.2. Celle.....	25
-------------------	----

3.3.3. Ottica.....	25
--------------------	----

3.3.3.1. approccio a lenti di Fresnel (rifrazione) .....	25
3.3.3.2. approccio a specchi (riflessione).....	27
3.3.4. Meccanica di inseguimento .....	28
3.3.5. L'elettronica.....	28
<b>3.4. Confronto fra celle a giunzione multipla e giunzione singola.....</b>	<b>29</b>
3.4.1. Limiti teorici di una singola giunzione.....	29
3.4.2. Celle multigiunzione .....	30
3.4.3. Aberrazione cromatica.....	32
3.4.4. Dipendenza dallo spettro.....	32
<b>3.5. Analisi di un impianto fotovoltaico a concentrazione.....</b>	<b>32</b>
3.5.1. Funzionamento.....	32
3.5.2. Rendimento.....	34
<b>3.6. Tipologie .....</b>	<b>34</b>
<b>3.7. Prove sperimentali.....</b>	<b>35</b>
3.7.1. Ricerca condotta dall'istituto Fraunhofer- Soitec-CEA-Leti.....	35
3.7.1.1. Crescita epitassiale.....	37
3.7.1.2 Incollaggio dei wafers.....	38
3.7.1.3. Efficienza della cella.....	38
3.7.1.4. Conclusione della ricerca.....	40

## **CAPITOLO 4**

<b>4. Pannelli fotovoltaici flessibili (a film sottile).....</b>	<b>41</b>
<b>4.1. Una scelta alternativa.....</b>	<b>41</b>
4.1.1. Pannelli a film sottile.....	41
<b>4.2. Tecnologie utilizzate nella produzione.....</b>	<b>42</b>
4.2.1. Tellururo di Cadmio (Cd-Te).....	42
4.2.2. Silicio amorfo (a-Si).....	43
4.2.3. Seleniuro di Rame, Indio e Gallio (CIGS).....	45
4.2.4. Deseleniuro di Rame e Indio (CIS).....	46
4.2.5. Arseniuro di Gallio (Ga-As).....	47
<b>4.3. Tecnologie a confronto.....</b>	<b>48</b>
<b>4.4. Differenze dai pannelli tradizionali.....</b>	<b>48</b>
<b>4.5. Prove sperimentali.....</b>	<b>49</b>

4.5.1. Ricerca sulle celle solari a film sottile di Silicio svolta da ENEA.....	50
---	----

## **CAPITOLO 5**

<b>5. Pannelli trasparenti fotovoltaici.....</b>	<b>52</b>
<b>5.1. L'innovazione è trasparente.....</b>	<b>52</b>
<b>5.2. La produzione dei vetri trasparenti fotovoltaici.....</b>	<b>53</b>
5.2.1. Gel di Silicio.....	53
5.2.2. Base organica.....	54
5.2.3. Base di Grafene.....	54
<b>5.3. Pregi e difetti dei vetri fotovoltaici.....</b>	<b>55</b>
<b>5.4. Possibili applicazioni.....</b>	<b>56</b>
<b>5.5. Prove sperimentali .....</b>	<b>59</b>
5.5.1. Ricerca svolta dall'università IUAV di Venezia- ENEA-Fraunhofer.....	59
5.5.1.1. Sistemi BIPV .....	59
5.5.1.2. Sistemi BIPV: caratteristiche energetiche.....	60
5.5.1.3. Sistemi BIPV: trasparenza e "see-through" .....	61
5.5.1.4. Campioni BIPV oggetto di prova.....	62
5.5.1.5. Determinazione sperimentale della conduttanza termica.....	63
5.5.1.6. Determinazione sperimentale del fattore solare g.....	64
5.5.1.7. Determinazione delle caratteristiche spettrali.....	65
5.5.1.8. Caratteristiche spettrali di vetri monolitici.....	66
5.5.1.9. Calcolo caratteristiche spettrali laminato, parte trasparente.....	68
5.5.1.10. Determinazione dei fattori di trasmissione e riflessione solare diretta – singola lastra stratificata.....	70
5.5.1.11. Calcolo del fattore di trasmissione dell'energia solare.....	71
5.5.2. Risultati della ricerca.....	74

## **CAPITOLO 6**

<b>6. Conclusioni.....</b>	<b>75</b>
----------------------------	-----------

## **CAPITOLO 7**

<b>7. Bibliografia.....</b>	<b>76</b>
-----------------------------	-----------

## **1. Introduzione**

La crescita e lo sviluppo della società umana è sempre dipesa dal soddisfacimento del fabbisogno energetico in tutte le sue forme, dipendentemente dall'avanzamento tecnologico; si è infatti impiegato dapprima il fuoco, poi il carbone ed attualmente, in larga misura, petrolio e gas naturali. Ad oggi la maggior parte dell'energia elettrica è stata prodotta attraverso l'impiego di fonti fossili che oltre ad essere esauribili generano anche ingenti quantità di CO<sub>2</sub>, principale indiziata del surriscaldamento globale e del cambiamento climatico poiché è un gas ad effetto serra che dunque cattura il calore del sole e gli impedisce di ritornare nello Spazio.

Negli ultimi decenni si è dunque sviluppato un notevole interesse nei confronti di tutte quelle energie definite rinnovabili. Per "rinnovabili" si intendono tutte quelle forme di energia prodotte da fonti che per loro natura si rigenerano almeno alla stessa velocità con cui vengono consumate.

Naturalmente la continua crescita di richiesta energetica ha promosso ancor più lo sviluppo e la ricerca di nuove tecnologie nell'ambito dello sfruttamento di tali fonti. Soprattutto sono state oggetto di ricerca tutte quelle strade legate allo sfruttamento della radiazione solare. La volontà di approfondire questa tecnologia trova riscontro nei molteplici vantaggi che essa offre, è versatile, semplice da attuare e non presenta oneri eccessivi di funzionamento e manutenzione degli impianti fotovoltaici.

L'idea rimane la stessa ma le tecniche, la tecnologia e lo studio dei materiali progrediscono con lo scopo di aumentare il rendimento e contestualmente abbassare i costi di produzione di energia prodotta dalla conversione dell'energia solare.

Inoltre, la facilità di integrazione degli impianti alle strutture di supporto rende questa soluzione versatile da applicare anche a edifici privati ed in generale al corredo urbano.

La seguente tesi si prefigge il compito di illustrare, nella prima parte, i principi di funzionamento della cella fotovoltaica e delle sue caratteristiche di rilevanza ingegneristica ed in seconda battuta alcune delle tecnologie fotovoltaiche di nuova generazione come:

- *Fotovoltaico a concentrazione*
- *Pannelli fotovoltaici flessibili*
- *Pannelli trasparenti fotovoltaici*

Per ogni tecnologia esaminata saranno descritte le generalità costruttive, i pro e i contro, le possibili applicazioni ed uno studio di ricerca sperimentale che le riguarda citando chi l'ha condotto.

*Le immagini che verranno utilizzate riportano direttamente la fonte di acquisizione mentre le informazioni estrapolate e/o parafrasate da altri elaborati di ricerca, libri scientifici e siti web saranno rimandate alla bibliografia, in coda al presente elaborato.*

## **2. Collegamento tra energia solare e tecnologia fotovoltaica**

Si tratta di quell'energia associata alla radiazione solare, fonte primaria di energia fruibile sulla Terra, senza la quale sarebbe impossibile la nascita di qualsiasi forma di vita, essa è utilizzata infatti dagli organismi autotrofi per generare energia chimica, che poi è impiegata da altri organismi per il proprio sostentamento.

Inoltre, dall'energia solare derivano, più o meno direttamente, quasi tutte le fonti energetiche disponibili all'uomo quali: i combustibili fossili, l'energia eolica, l'energia del moto ondoso, l'energia idroelettrica e l'energia da biomassa, con le sole eccezioni dell'energia nucleare, dell'energia geotermica e dell'energia delle maree.

Questo tipo di energia, pur rimanendo alla base di molte altre, può comunque essere direttamente convertita in calore o in energia elettrica attraverso apposite tecnologie.

Dalla radiazione solare possono essere dunque prodotti: calore, attraverso pannelli solari termici; elettricità, attraverso pannelli solari fotovoltaici.

### **2.1 Energia solare**

#### **2.1.1. Energia solare ed irraggiamento**

L'energia solare, come spiegato in precedenza, dipende direttamente dalla radiazione solare.

Quest'ultima rappresenta l'energia radiante emessa nello spazio interplanetario dal Sole ed è generata a partire dalle reazioni termonucleari di fusione che avvengono all'interno del suo nucleo. La radiazione solare è dunque energia trasmessa nello spazio sotto forma di radiazioni elettromagnetiche a varie frequenze e lunghezze d'onda.

Le radiazioni elettromagnetiche sono caratterizzate dalla velocità di propagazione ( $c=300000$  km/s), dalla frequenza ( $\nu$ ) e dalla lunghezza d'onda ( $\lambda$ ), a loro volta legate dalla relazione  $c= \lambda \nu$ .

Alla radiazione solare è associato un moto di particelle chiamate fotoni; l'energia solare si manifesta perciò, in un flusso continuo di fotoni di varia energia che raggiungono la Terra in circa 8 minuti.

La quantità totale di radiazione emessa dal Sole, nell'unità di tempo e di superficie, che raggiunge le soglie esterne dell'atmosfera terrestre, ha un valore pressoché costante nel tempo. Questo valore è detto costante solare e risulta all'incirca  $1367$  W/m<sup>2</sup>.

Questa quantità rappresenta la somma delle energie di tutte le frequenze dello spettro della radiazione solare, misurate sulla superficie superiore dell'atmosfera terrestre, su un piano perpendicolare ai raggi. Viene considerata la somma di tutte queste energie proprio perché la radiazione solare è composta da onde elettromagnetiche di varie frequenze e lunghezze, le quali possono essere rappresentate attraverso il tipico spettro di un corpo nero a  $T=5775$  K, ossia un corpo ideale che assorbe tutta la radiazione elettromagnetica incidente senza rifletterla.

L'irraggiamento consiste nel trasferimento di energia tra due corpi per mezzo di onde elettromagnetiche ed è la conseguenza, a livello microscopico, del moto roto-vibrazionale molecolare e quindi delle correnti elettriche variabili nel tempo degli elementi portatori di carica elettrica come elettroni e protoni.

Nel caso specifico si prende in esame la radiazione solare, ossia l'energia radiante emessa dal sole nello spazio interplanetario sottoforma di radiazioni elettromagnetiche a varie frequenze o lunghezze d'onda.

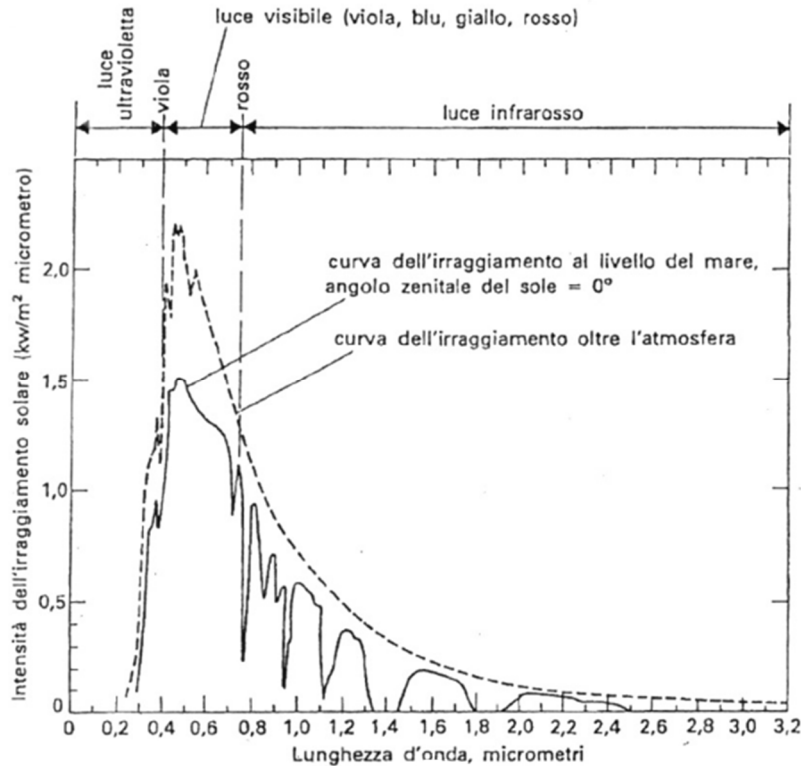


Figura 2.1 Spettro solare per angolo zenitale uguale a zero. (Fonte: <https://www.enea.it>)

Ovviamente sulla Terra non giungerà l'intera quantità di radiazione emessa in quanto parte di essa verrà riflessa o assorbita dall'atmosfera terrestre.

La quantità di energia che raggiunge il suolo dipenderà da vari fattori, quali il percorso effettuato dai fotoni, la percentuale di vapore d'acqua in atmosfera, di CO<sub>2</sub>, d'ozono e di polveri e l'influenzabilità che le varie lunghezze d'onda hanno nei confronti dei precedenti elementi (ad esempio la componente infrarossa con  $\lambda \geq 0.8$  nm è fortemente influenzata dal vapore d'acqua). Si può dunque considerare che la radiazione incidente l'atmosfera venga suddivisa in:

- **Radiazione riflessa:**

è quella quota parte della radiazione solare incidente riflessa dalla superficie terrestre per effetto dell'albedo. L'albedo è il coefficiente di riflessione  $r$  e può avere un valore tra 0 e 1.

$r$  è data dal rapporto tra l'energia radiante riflessa e l'energia incidente di una superficie.

La Terra ha un valore medio del 40% ( $r = 0,4$ ) Alla quota di albedo terrestre si aggiungono le radiazioni riflesse dalle particelle atmosferiche verso lo spazio.

- **Radiazione diffusa:**

detta anche indiretta, rappresenta quella quota di radiazione che ha colpito almeno una particella dei gas atmosferici cambiando angolo di incidenza, arrivando comunque al suolo perché verso di esso indirizzata. Aumenta in presenza di cielo nuvoloso. In particolare, lo scattering di Rayleigh della



componente blu della radiazione solare è responsabile del colore blu del cielo. Una parte della radiazione diffusa è persa, perché riflessa verso lo spazio.

- *Radiazione diretta:*

Detratte tutte le perdite per riflessione da parte delle particelle atmosferiche, l'energia incidente che rimane è assorbita dalla superficie terrestre e contribuisce così al suo riscaldamento, in maniera variabile a seconda della latitudine e del tipo di superficie.

Una importante osservazione da considerare riguarda il percorso effettuato dai fotoni. Infatti, nel caso in cui il sole non si trovi allo zenit il percorso aumenta e naturalmente l'irraggiamento sul suolo terrestre diminuisce.

La seguente figura mostra la configurazione dello spettro solare per un angolo zenitale di 30° in presenza di cielo perfettamente sereno, suddividendo la radiazione diretta da quella diffusa.

Il valore dell'irraggiamento diretto e diffuso può essere ricavato effettuando l'integrale delle due curve.

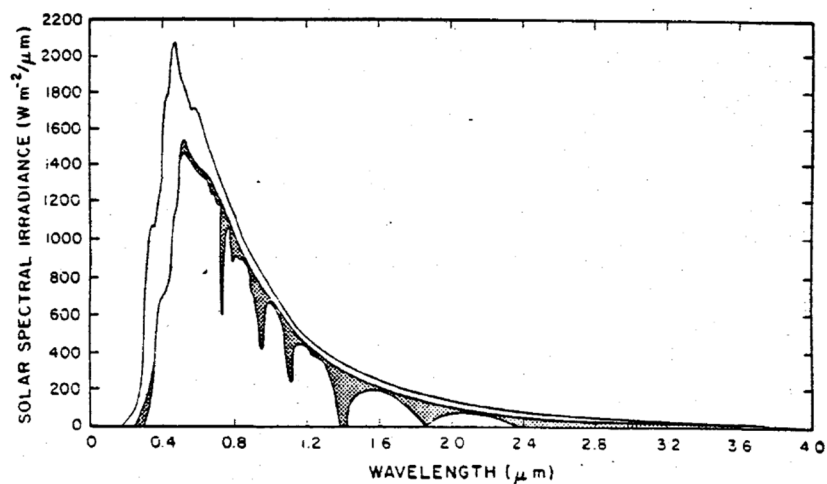


Figura 2.2. Spettro solare della radiazione diretta e diffusa per angolo zenitale di 30° (Fonte: <https://www.enea.it>)

Nel caso di cielo nuvoloso, a seconda della tipologia di nubi, possono variare notevolmente i coefficienti d'assorbimento e quindi la radiazione incidente il suolo terrestre.

A causa di tutte queste variabili in gioco l'energia solare fruibile alla conversione fotovoltaica deve determinarsi attraverso elaborazioni giornaliere e mensili sull'andamento spaziale e temporale dell'irraggiamento stesso.

A tal proposito si consultano dei database predisposti allo scopo di immagazzinare i dati climatici sull'irraggiamento solare in base alle zone e alle condizioni locali e dai quali possono essere recuperate tutte le informazioni utili a calcoli, studi ed osservazioni.

### 2.1.2. Irraggiamento su una superficie inclinata ed orientata

Si è visto come la radiazione solare incidente che arriva al suolo terrestre sia solo una quota di quella che giunge fino al limite dell'atmosfera.

Ciò dipende dal percorso dei fotoni, dagli elementi atmosferici e dalle coordinate spazio-temporali che caratterizzano la superficie in esame.

Per poter calcolare con una certa approssimazione l'irraggiamento solare su una superficie inclinata ed orientata sul suolo terrestre la norma italiana UNI 8477-1 propone la seguente metodologia.

#### Definizione delle coordinate spaziali e temporali:

- *Latitudine ( $\varphi$ )*

La latitudine è pari all'angolo che la verticale di un punto sulla superficie della Terra forma con il piano equatoriale. Tale angolo viene misurato in gradi sessagesimali e può assumere valori nell'intervallo da 0 a 90° N e da 0 a 90° S.

- *Longitudine ( $\psi$ )*

La longitudine è la coordinata geografica che indica la distanza angolare in senso Est o Ovest dal meridiano considerato fondamentale. Tale angolo viene misurato in gradi sessagesimali su un piano perpendicolare all'asse terrestre e può assumere valori nell'intervallo da 0 a 180° E e da 0 a 180°W.

- *Ora solare ( $t_{sol}$ ) e angolo orario ( $\omega$ )*

L'ora solare è l'ora relativa alla posizione del Sole rispetto al luogo in cui ci si trova. Tutti i punti giacenti sullo stesso meridiano hanno uguale ora solare.

La posizione del Sole può essere individuata dall'angolo formato tra il piano meridiano del luogo e il piano su cui l'astro appare in quell'istante. Tale angolo è detto Angolo orario.

$\omega=0$  al mezzogiorno solare e varia di  $2\pi/24$  gradi ogni ora. Inoltre,  $\omega=\pi+2\pi t_{sol}$ .

- *Ora standard ( $t_{ST}$ )*

L'ora standard è quella indicata dall'orologio, assunta in modo tale che a mezzogiorno i raggi solari siano complanari con il piano meridiano più vicino, avente longitudine multipla di 15°.

- *Ora legale ( $t_L$ )*

Si calcola a partire dall'ora standard nel seguente modo:  $t_L=t_{ST}+1$ .

- *Declinazione ( $\delta$ )*

La declinazione è l'angolo formato dal raggio solare collimato e il piano equatoriale e varia da +23.45° (sole allo zenit nel tropico del cancro) a -23.45° (sole allo zenit nel tropico del capricorno)

La declinazione si calcola  $\delta=23.45\sin [2\pi(284 + n)/365]$  con  $n$  = numero d'ordine del giorno.

#### Definizione delle coordinate di una superficie inclinata e orientata:

- *Inclinazione della superficie ( $\beta$ )*

Angolo tra la superficie e il piano orizzontale perpendicolare al raggio terrestre

- *Orientamento della superficie (azimut  $\gamma$ )*

Angolo formato dalla normale  $n$  alla superficie e il piano meridiano locale.

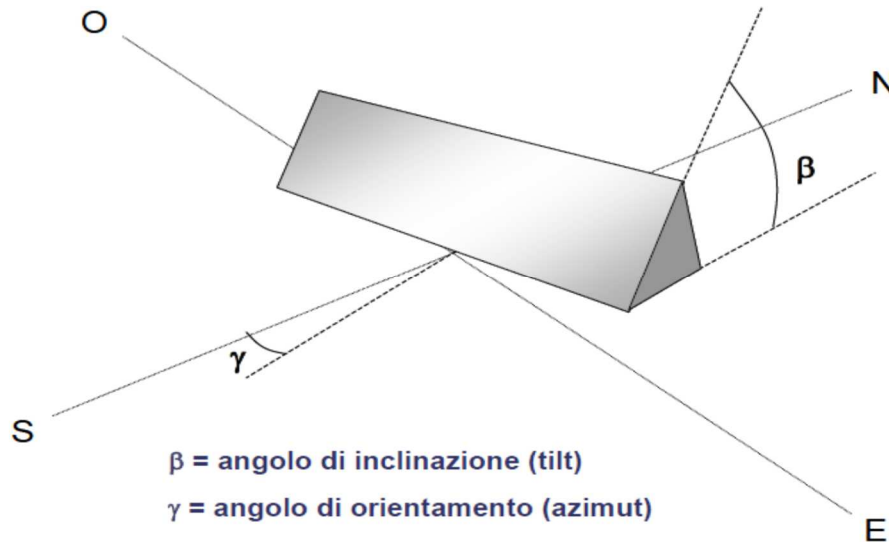


Figura 2.3. Coordinate di una superficie inclinata e orientata  
(Fonte: <https://www.uniroma.it>)

- *Angolo d'incidenza ( $\vartheta$ )*

L'angolo d'incidenza è l'angolo generato fra il raggio solare collimato e la normale alla superficie considerata.

Considerando il raggio solare collimato giacente nella direzione del versore  $s$  e la normale alla superficie nella direzione del versore  $n$ , possiamo esprimere i due versori attraverso gli angoli di latitudine ( $\varphi$ ), declinazione ( $\delta$ ), inclinazione della superficie ( $\beta$ ), orientamento della superficie ed angolo orario ( $\gamma$ ).

Da cui otteniamo che il coseno dell'angolo d'incidenza è:

$$\cos(\vartheta) = U \cos \omega + V \sin \omega + T$$

Perciò, conoscendo le coordinate della superficie inclinata e orientata in esame (ad esempio un pannello fotovoltaico posto in una zona di cui si conosce  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\rho$ ) si è in grado di calcolare l'irraggiamento medio mensile e annuale.

La radiazione solare globale in Italia è il parametro meteorologico che misura la radiazione solare globale, il cui valore è ottenuto dalla somma della radiazione solare diretta e della radiazione globale diffusa ricevuta dall'unità di superficie orizzontale in Italia.

Il Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare dispone di una rete di stazioni ufficialmente riconosciute dall'Organizzazione Mondiale dotate di piranometro, un sensore definito anche solarimetro in grado di misurare la radiazione solare.

Gran parte delle Stazioni di monitoraggio sono gestite direttamente e sono distribuite su tutto il territorio Nazionale da Nord a Sud.

L'irraggiamento medio annuale stimato per le varie zone d'Italia è rappresentato nella seguente immagine:



Figura 2.4: Irraggiamento medio annuale sul piano orizzontale  $H_h$  (Fonte: <https://www.solargis.it>)

## 2.2 Tecnologia fotovoltaica

### 2.2.1. L'effetto fotoelettrico

#### Cenni storici:

La scoperta dell'effetto fotoelettrico va fatta risalire alla seconda metà del XIX secolo e ai tentativi di spiegare la conduzione nei liquidi e nei gas. Nel 1887, Hertz, riprendendo e sviluppando gli studi di Schuster sulla scarica dei conduttori elettrizzati stimolata da una scintilla elettrica nelle vicinanze, si accorse che tale fenomeno è più intenso se gli elettrodi vengono illuminati con luce ultravioletta.

Nello stesso anno, Wiedemann ed Ebert stabilirono che la sede dell'azione di scarica è l'elettrodo negativo e Hallwachs trovò che la dispersione delle cariche elettriche negative è accelerata se i conduttori vengono illuminati con luce ultravioletta.

Nei primi mesi del 1888, il fisico italiano Augusto Righi, nel tentativo di capire i fenomeni osservati, scoprì un fatto nuovo: una lastra metallica conduttrice investita da una radiazione UV si carica positivamente.

Righi introdusse, per primo, il termine "fotoelettrico" per descrivere il fenomeno. Hallwachs, che aveva sospettato ma non accertato il fenomeno qualche mese prima di Righi, dopo qualche mese, dimostrava, indipendentemente dall'italiano, che non si trattava di trasporto, ma di vera e propria produzione di elettricità.

Sulla priorità della scoperta tra i due scienziati si accese una disputa, riportata sulle pagine del Nuovo Cimento. La comunità scientifica tagliò corto e risolse la controversia chiamando il fenomeno effetto Hertz-Hallwachs. Fu poi Einstein, nel 1905, a darne l'interpretazione corretta, intuendo che l'estrazione degli elettroni dal metallo si spiegava molto più coerentemente ipotizzando che la radiazione elettromagnetica fosse costituita da pacchetti di energia o quanti, poi denominati fotoni. Il primo pannello fotovoltaico al mondo, una cella solare di circa  $30 \text{ cm}^2$  costituita di Selenio e con un'efficienza di conversione dell'1-2 per cento venne prodotta nel 1879 negli Stati Uniti da Charles Fritts, che secondo Werner von Siemens "rappresenta per la prima volta la conversione diretta dell'energia luminosa in energia elettrica".

Secondo "il nuovo Cimento", l'effetto fotoelettrico può essere definito nella seguente maniera: "Ogni processo in cui un elettrone, assorbendo un quanto di radiazione incidente, ne riceve energia sufficiente per liberarsi dal vincolo con l'atomo di appartenenza e diventa libero e disponibile alla conduzione elettrica, può definirsi effetto fotoelettrico".

### **2.2.2. Struttura atomica ed effetto fotovoltaico:**

Non in tutti i materiali è apprezzabile l'effetto fotoelettrico e ciò dipende dalla struttura atomica e cristallina del materiale considerato. Infatti, nella struttura atomica gli elettroni sono distribuiti su orbitali concentrici a differenti livelli di energia attorno al nucleo costituito di neutroni e protoni.

Nell'orbitale più esterno si trovano gli elettroni meno legati, detti di valenza, che possono essere al massimo otto. Se tutti e otto i posti disponibili sono occupati da elettroni significa che l'elemento è stabile e chimicamente non reattivo.

In particolare, avremo:

Gli elementi del sistema periodico del I°, II° e III° gruppo (metalli) sono quelli i cui atomi hanno rispettivamente 1, 2 e 3 elettroni di valenza, i quali possono essere facilmente ceduti, trasformando l'atomo neutro in uno ione positivo (con eccesso di carica positiva).

Gli elementi del sistema periodico del V°, VI° e VII° gruppo sono quelli i cui atomi hanno rispettivamente 5, 6 e 7 elettroni di valenza e tendono a completare l'ultimo orbitale catturando gli elettroni mancanti e trasformandosi in ioni negativi (con eccesso di carica negativa).

Infine, gli elementi del IV gruppo sono disponibili sia a perdere che ad acquistare elettroni.

Bisogna anche considerare che nella materia solida gli atomi sono ben fissati in un reticolo cristallino, l'uno accanto all'altro, secondo vari schemi geometrici. Questo comporta che per i solidi i legami tra atomi riescono a generare orbitali, non più atomici, ma molecolari, di varie energie.

Bisogna inoltre osservare che all'aumentare dei legami molecolari, la distanza tra l'orbitale legante con minore energia e l'orbitale antilegante con maggiore energia, aumenta, mentre diminuisce la distanza tra gli orbitali interni.

Quindi in un reticolo con moltissimi atomi, fra l'orbitale legante con minore energia e quello antilegante con maggiore energia, gli orbitali presenti sono così vicini tra loro che la distanza di separazione è trascurabile; possiamo quindi vedere questi orbitali come una banda continua.

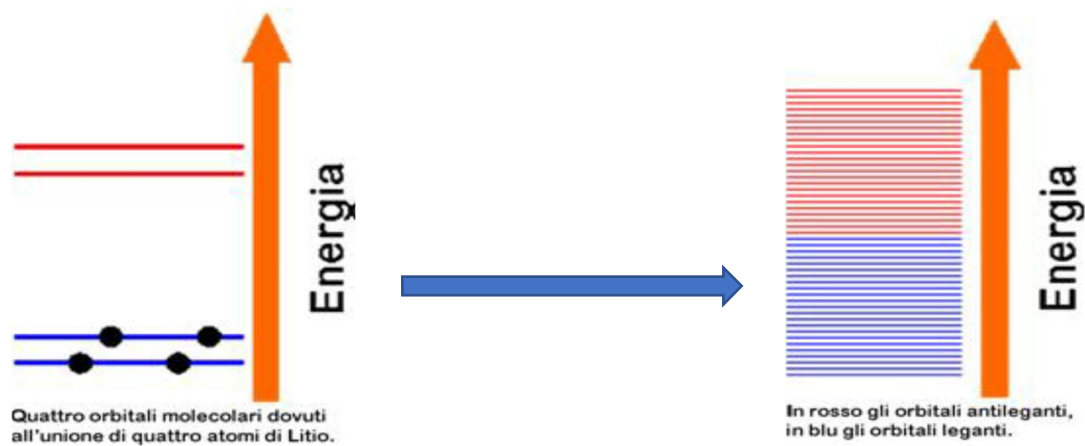


Figura 2.5. Bande di energia dovute alla generazione di orbitali molecolari nel reticolo cristallino del Litio (Fonte: <https://www.iisalessandrini.it>)

Perciò, quando gli orbitali di diversi atomi si uniscono, i loro livelli energetici si sovrappongono originando appunto le bande. Si generano così bande permesse (cioè intervalli energetici in cui possono essere presenti gli elettroni) e bande proibite (intervalli vietati agli elettroni).

Due qualsiasi bande permesse sono quindi divise da un gap inaccessibile agli elettroni, inoltre la più alta banda di orbitali leganti permessa è detta *banda di valenza* (in cui stanno appunto gli elettroni di valenza), mentre quella appena successiva, formata dagli orbitali antileganti, è detta *banda di conduzione* (in cui a 0 K non sono presenti elettroni).

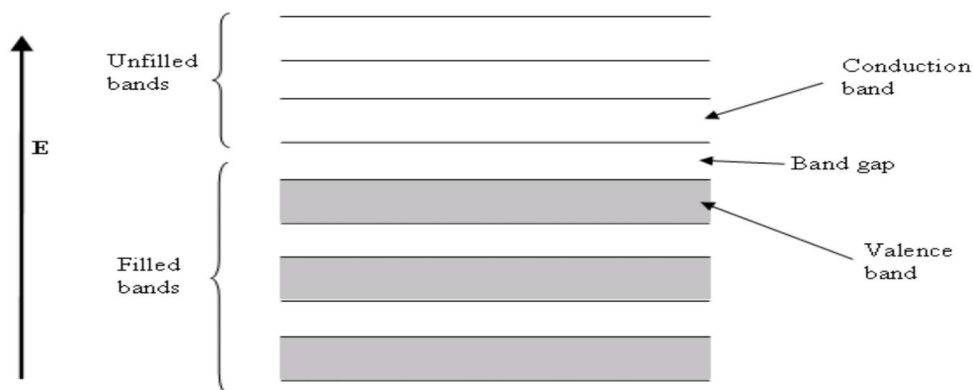


Figura 2.6. Bande di energia (Fonte: <https://www.iisalessandrini.it>)

Queste due importanti bande sono separate da un *gap energetico* di diversa grandezza a seconda del materiale. I materiali si possono così discriminare secondo il criterio:

- *Isolanti:*

Presentano un divario energetico molto elevato, in tali condizioni solo pochi elettroni avranno energia sufficiente a passare nella banda di conduzione.

- *Conduttori:*

Le bande di valenza e conduzione sono sovrapposte, eliminando di fatto la banda proibita. La maggior parte degli elettroni può passare nella banda di conduzione dando origine ad un flusso elettrico.

- *Semiconduttori:*

Il gap energetico è molto piccolo, per cui è relativamente facile che degli elettroni possano passare alla banda di conduzione. In particolare, gli elettroni possono passare dall'una all'altra se gli viene fornito un certo apporto d'energia, come l'arrivo di fotoni che abbiano associata una energia almeno pari al gap. Si ha allora l'effetto fotoelettrico.



Figura 2.7. Materiali isolanti, semiconduttori e conduttori in relazione al gap energetico  
(Fonte: <https://www.antoniosantoro.com>)

Dunque, per ottenere l'effetto fotoelettrico devono essere utilizzati materiali semiconduttori e la radiazione che li colpisce deve avere fotoni con energia maggiore o uguale a quella del gap energetico fra la banda di valenza e la conduzione.

L'energia di un fotone può essere espressa secondo la relazione  $E=h \cdot \nu$  con  $h$  = costante di Planck, mentre l'energia corrispondente al gap è tabulata per vari materiali semiconduttori.

I fotoni che non presentano energia sufficiente ad innescare il processo fotoelettrico contribuiranno solo ad innalzare la temperatura del materiale.

### 2.2.3. La cella fotovoltaica: caratteristiche costruttive

- *Silicio e coppie elettrone-buca:*

Uno dei semiconduttori più utilizzati per la conversione fotovoltaica è il silicio, con un atomo di 14 elettroni 4 dei quali di valenza.

Quando del silicio cristallino viene investito da fotoni con energia superiore a 1.08 eV (che corrisponde a  $\lambda = 1.15$  nm), questi vengono assorbiti, liberando un elettrone e originando una vacanza (buca).

Quindi se un raggio di luce investe il reticolo cristallino di silicio, milioni di *coppie elettrone-buca* vengono generate ed appena la luce cessa di illuminare il cristallo, tutti gli elettroni vengono riassorbiti ed il materiale torna nelle sue condizioni iniziali, subendo solo un modesto aumento di temperatura.

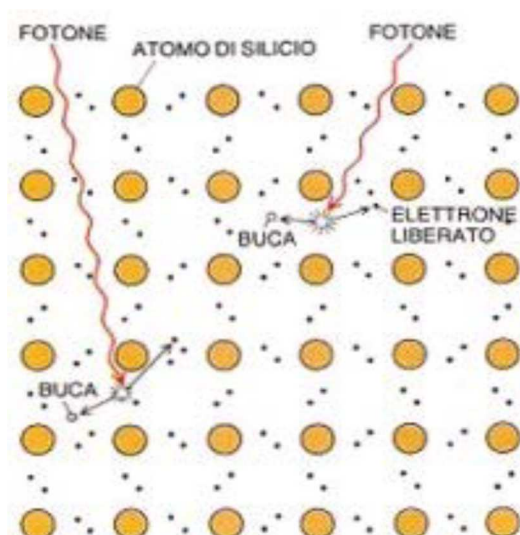


Figura 2.8. Formazione di coppie "elettrone – buca" (Fonte: <https://www.iisalessandrini.it>)

Viene quindi utilizzato un procedimento di drogaggio mirato al fine di rendere possibile lo sfruttamento del materiale per la produzione diretta d'energia elettrica dalla radiazione solare mediante appunto una conversione fotovoltaica.

Il drogaggio del silicio avviene attraverso l'introduzione, all'interno del reticolo cristallino, di atomi di diversa specie, appartenenti a sostanze estranee (si inserisce 1 atomo ogni 10<sup>4</sup>-10<sup>7</sup> atomi di silicio).

Possono essere inseriti atomi di elementi a valenza III (boro, alluminio, gallio, indio, tallio) chiamati accettori, i quali producono un *cristallo di tipo p*, che ha, cioè, un eccesso di buche.

Oppure possono essere inseriti atomi di elementi a valenza V (antimonio, fosforo, arsenico, bismuto) chiamati donatori, i quali producono un *cristallo di tipo n*, che ha, cioè, un eccesso di elettroni liberi.



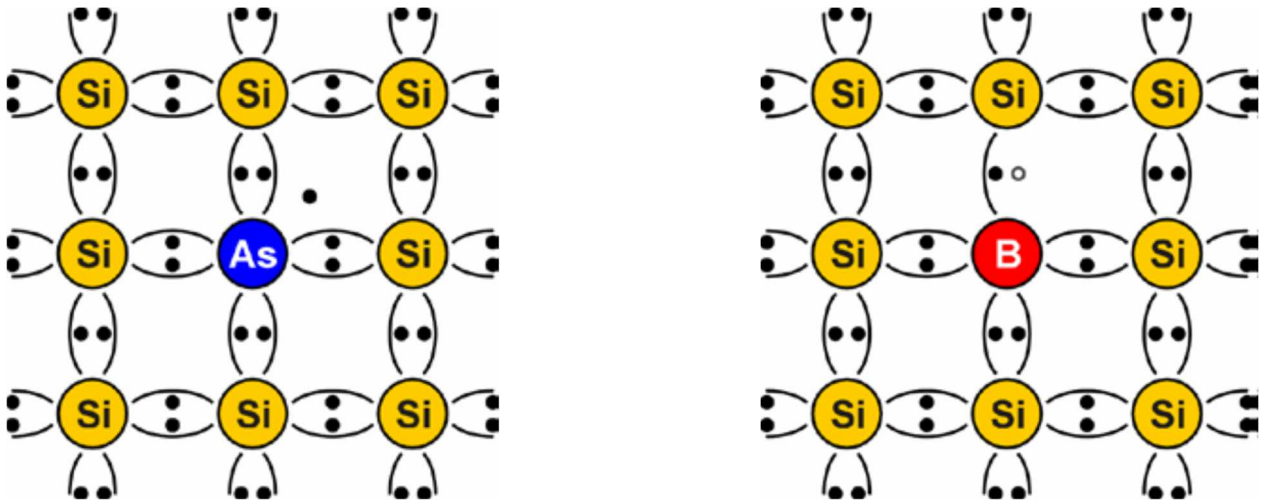


Figura 2.9. Cristalli di silicio di tipo n e di tipo p (Fonte: <https://www.iisalessandrini.it>)

- *Giunzione p-n e celle solari:*

Nel momento in cui un sottile strato di silicio drogato ad esempio con fosforo (cristallo n) è posto a contatto diretto con del silicio drogato ad esempio con boro (cristallo p), durante la fabbricazione di una cella fotovoltaica, si è effettuata la cosiddetta *giunzione p-n*.

Succede, infatti, che alcuni degli elettroni in eccesso nello strato “n” si diffondano, per un breve tratto, nello strato “p” sottostante, ricco di vacanze.

Tale parziale migrazione di elettroni lascia gli atomi di fosforo del cristallo n carichi positivamente (difetto di elettroni), mentre gli atomi di boro del cristallo “p” si caricano negativamente (eccesso di elettroni). Si viene così a generare questo sottilissimo strato di carica elettrica statica detto zona di svuotamento o barriera di cella.

La composizione di una cella solare è dunque: uno strato di cristallo “n” a contatto con uno strato di cristallo “p” tale da ottenere un passaggio di carica ogni qualvolta che dei fotoni sufficientemente energetici impattino con il materiale semiconduttore.

Quando un fotone libera elettroni nei due strati “p” ed “n”, la barriera di cella si comporta come un diodo, favorendo il passaggio di elettroni verso il cristallo “n” e impedendone il passaggio verso il cristallo “p”, mantenendo l’eccesso di elettroni in “n” e l’eccesso di buche in “p”.

In questo modo gli elettroni di conduzione, generati nel cristallo “p”, riusciranno dunque a superare la zona di svuotamento e si andranno a sommare agli elettroni generati nel cristallo “n”, dove si accumulano.

Se i due diversi strati cristallini di silicio vengono collegati mediante materiale conduttore a cui è associato un carico, si ha il passaggio degli elettroni in eccesso attraverso il circuito elettrico dal cristallo “n” al cristallo “p” e la cella assume il comportamento di un generatore di corrente continua.

Il cristallo “n” è realizzato con uno spessore tale che la giunzione venga a trovarsi ad una profondità ottimale per assorbire fotoni (per il silicio lo spessore ottimale dello strato n è di 0.5 mm).

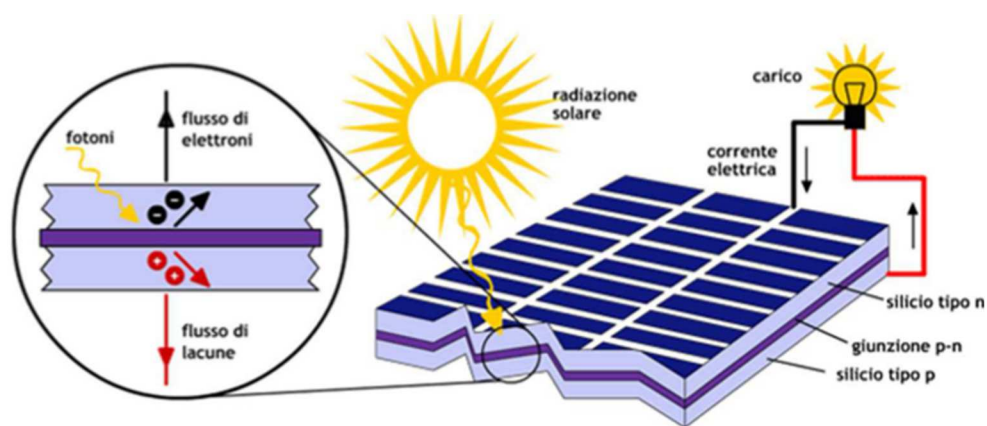


Figura 2.10. Struttura e comportamento di una cella fotovoltaica (Fonte: <https://www.greenenergytech.it>)

## 2.2.4. Tipologie costruttive delle celle solari

Sono varie le tipologie di celle solari disponibili nel mercato e possono suddividersi essenzialmente in base al materiale ed al processo di produzione. Tale suddivisione distingue le celle in:

- celle al silicio monocristallino
- celle al silicio policristallino
- celle a film sottile.

### 2.2.4.1. Celle solari in silicio monocristallino

Il più comune materiale semiconduttore utilizzato per le celle fotovoltaiche è il Silicio monocristallino. Le celle di Silicio monocristallino ad alto grado di purezza sono quelle a più alta efficienza: riescono a convertire più del 19% dell'energia solare in energia elettrica e sono anche molto longeve.

Il principale svantaggio dell'utilizzo di questo semiconduttore è il suo elevato costo di produzione, infatti, la crescita cristallografica e poi il taglio in sottili film (0,1 – 0,3mm) del pezzo prodotto, è un processo costoso dal punto di vista realizzativo e di denaro.

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

- Una tessitura chimica della superficie per produrre piramidi che riducono la perdita di energia per riflessione.
- La formazione di una giunzione p-n esponendo le celle alle impurità desiderate ad alta temperatura (le impurità diffonderanno per un sottile strato sulla superficie).
- L'ultimo e più importante passo è la metallizzazione della cella, cioè l'applicazione sul fronte retro, di contatti metallici. dopo che le celle sono prodotte singolarmente, esse sono interconnesse usando strisce metalliche come interconnettori.

### I principali vantaggi sono i seguenti:

Poiché i pannelli solari monocristallini annoverano il più alto grado di purezza del silicio in essi contenuto sono anche i più efficienti. Il tasso di rendimento (la quantità di energia sotto forma di luce solare che viene convertita in energia elettrica), di solito si aggira intorno al 12-19 %. Un altro modo di dire “ad alta efficienza” è “spazio-efficienti”.

Poiché i pannelli monocristallini hanno la più elevata potenza di produzione, richiedono anche una minore quantità di spazio per ottenere una capacità desiderata rispetto agli altri tipi.

Inoltre, tendono a durare più a lungo e la maggior parte dei produttori da una garanzia di 25 anni su di loro.

### I principali svantaggi sono i seguenti:

I pannelli solari monocristallini sono i più costosi, inoltre se il pannello è parzialmente coperto da ombra, sporco o neve, l'intero circuito è inutilizzabile.

Per creare il silicio monocristallino si devono fabbricare grandi lingotti cilindrici e, a causa della geometria di questi lingotti, le celle in silicio monocristallino non sono interamente quadrate; perciò, quantità significative di silicio finiscono per essere sprecate.

Inoltre, i pannelli monocristallini sono più efficienti durante la stagione fredda, ma quando la temperatura aumenta, il tasso di conversione elettrica diminuisce.

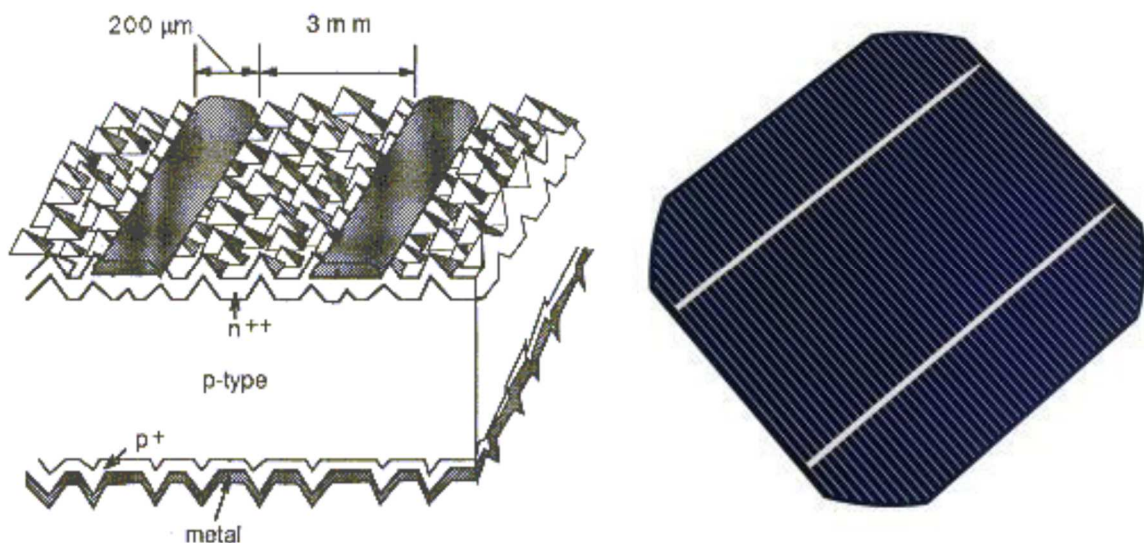


Figura 2.11. Cella solare in silicio monocristallino (Fonte: <http://www.italian.monocrystalline-solarpanels.com>)

### **2.2.4.2. Celle solari in silicio policristallino**

Un materiale alternativo al silicio monocristallino è il Silicio policristallino, la sua tecnica di produzione è il *Wacker ingot facturing process (WICP)* che utilizza due differenti contenitori per la fusione e la ricristallizzazione. Questo metodo è più economico, ma ha degli svantaggi; i wafers prodotti contengono stress interni, impurità e confini di grano, tutti fattori che aumentano la resistenza del materiale al flusso elettronico.

Le celle di Silicio policristallino sono in sostanza più economiche ma hanno sempre una minore efficienza: 15-17%.

I principali vantaggi sono i seguenti:

Il processo utilizzato per confezionare il silicio policristallino è più semplice e meno costoso, dal momento che i wafer sono già quadrati, c'è anche minor spreco di materiale, pertanto, i pannelli solari policristallini costano meno.

I pannelli policristallini hanno anche una tolleranza al calore superiore a quelli realizzati in silicio monocristallino, tendono perciò ad aver risultati migliori quando sono impiegati ad alte temperature.

I principali svantaggi sono i seguenti:

Questi pannelli non sono efficienti come quelli monocristallini poiché il silicio è meno puro; tuttavia, la tecnologia al riguardo è in costante miglioramento.

Bisogna però considerare che è necessario coprire una superficie maggiore per produrre la stessa potenza elettrica che si otterrebbe con un pannello in silicio monocristallino.

Infine, da un punto di vista puramente estetico i pannelli solari policristallini possiedono il tipico aspetto a chiazze blu, considerato spesso meno piacevole rispetto l'uniformità delle celle monocristalline.



*Figura 2.12. Cella solare in silicio policristallino (Fonte: <https://www.dsnsolar.com>)*

### **2.2.4.3. Celle solari a film sottile (TFSC)**

Le celle solari a film sottile sono realizzate da un film sottile di materiale fotovoltaico depositato ad un substrato di vetro o altro materiale. I diversi tipi di celle fotovoltaiche a film sottile possono

essere classificati in base al materiale fotovoltaico utilizzato: Film sottile di: silicio amorfo (a-Si); Tellururo di cadmio (CdTe); Seleniuro di rame, indio e gallio (CIGS).

In commercio è più semplice reperire il primo materiale, utilizzato per specifici scopi come l'alimentazione di piccoli oggetti (calcolatrici solari etc.).

Il film di queste celle è sottile perché ha una buona proprietà di assorbimento della radiazione, inoltre risulta molto economico da produrre.



Figura 2.13 Cella solare a film sottile (Fonte: <https://www.genitronsviluppo.com>)

#### I principali vantaggi sono i seguenti:

Non è necessario disporre di wafers di silicio molto spessi ma è sufficiente una quantità di materiale fotovoltaico tale da coprire la superficie dei substrati. I pannelli solari in silicio amorfo utilizzano addirittura minori quantità di silicio rispetto ad ambedue i pannelli mono e policristallino.

Il processo di produzione che si utilizza per la produzione di celle solari a film sottile in silicio amorfo è relativamente semplice, facile da scalare; tali celle solari sono quindi generalmente molto economiche.

Inoltre, può essere reso flessibile e leggero e quindi maggiormente applicabile a casi specifici, ad esempio si adattano bene a superfici curve. Infine, questi pannelli reagiscono meglio in casi di copertura parziale, come sotto ombra o in caso di sporcizia e presenza di neve rispetto ai pannelli cristallini.

#### I principali svantaggi sono i seguenti:

I pannelli solari a film sottile hanno una durata di vita inferiore a quella dei mono e policristallini. Inoltre, il principale problema è che le celle solari amorfe hanno un tasso di conversione solo del 6-12 per cento della radiazione incidente.

## 2.2.5. La cella fotovoltaica: caratteristiche operative

- Circuito elettrico equivalente:

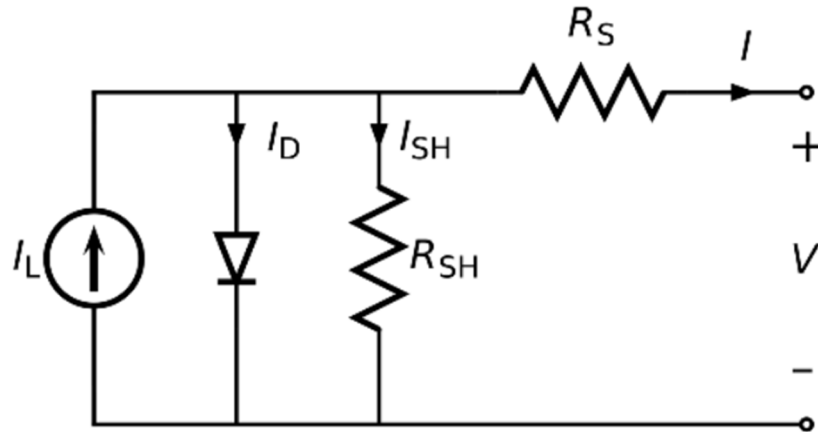


Figura 2.14. Circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica (Fonte: <https://www.st-ingegneria.com>)

Operativamente il comportamento di una cella fotovoltaica può essere approssimato attraverso un circuito elettrico equivalente con i seguenti parametri:

La corrente in uscita  $I$  è pari alla corrente generata dall'effetto fotovoltaico  $I_L$ , meno la corrente del diodo  $I_D$  e della resistenza trasversale  $I_{SH}$ .

La resistenza serie  $R_S$  rappresenta la resistenza interna al flusso della corrente e dipende dalla giunzione, dalle impurità e dalle resistenze dei contatti. La resistenza trasversale  $R_{SH}$  è legata alla corrente dispersa verso terra. In una cella ideale,  $R_S$  è nulla (nessuna perdita interna), e  $R_{SH}$  è infinita (nessuna corrente dispersa verso terra).

Tipici valori di una cella di buona qualità sono  $R_S = 0.05 - 0.1 \Omega$  e  $R_{SH} = 200 - 300 \Omega$ .

La conversione fotovoltaica è sensibile anche a piccole variazioni di  $R_S$ , ma è praticamente insensibile a variazioni di  $R_{SH}$ . Un piccolo incremento di  $R_S$  può diminuire significativamente la potenza erogata da una cella. Nel circuito equivalente, la tensione  $V_d$  ai capi di  $R_{SH}$  e del diodo è data dalla relazione  $V_d = V + I R_S$ .

La corrente del diodo è data dalla relazione di Shockley:  $I_D = I_D \left( \frac{V_d}{e n V_T} - 1 \right)$  dove  $I_D$  è la corrente di saturazione del diodo,  $n$  è un coefficiente in genere compreso fra 1 e 2 che dipende dal materiale e dalla costruzione della cella e  $V_T$  è la cosiddetta tensione termica della giunzione:  $V_T = \frac{K T}{Q}$  con  $Q$  la carica dell'elettrone,  $K$  la costante di Boltzmann (circa  $8.617 \cdot 10^{-5} \text{ eV/}^\circ\text{K}$ ) e  $T$  la temperatura (in  $^\circ\text{K}$ ).

La corrente sul carico è data quindi da:  $I = I_L - I_D \left( \frac{V_d}{e n V_T} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{SH}}$

L'ultimo termine, la corrente dispersa a terra, è in genere piccola rispetto a  $I_L$  e  $I_D$  e può essere trascurata. Altri due parametri importanti sono la tensione a vuoto  $V_{oc}$  e la corrente di cortocircuito  $I_{sc}$  che rappresentano rispettivamente la corrente che circolerebbe nel caso in cui la cella fotovoltaica fosse chiusa su un cortocircuito e la tensione che si ha ai morsetti della cella in assenza di carico.

Scegliendo un carico opportuno è possibile far lavorare la cella nelle condizioni di massima potenza  $PM=V_m I_m$ .

Per una corretta ed univoca valutazione delle prestazioni di una cella solare è necessario riferirsi a condizioni di insolazione e termiche note a priori; a questo scopo si utilizza lo standard STC (standard test conditions), che consiste in: radiazione incidente =  $1000 \frac{W}{m^2}$ ; temperatura celle =  $25^\circ C$ , spettro radiazione solare = 1,5 AM; vento = 0 m/s.

Inoltre, si definisce *rendimento di conversione* di una cella il rapporto fra la potenza elettrica prodotta e l'intensità dell'irraggiamento.

Questo dipende dal materiale utilizzato, soprattutto in relazione alla presenza di difetti reticolari, impurità e dal tipo di lavorazione a cui viene sottoposto il silicio per la realizzazione della cella stessa.

### 2.2.5.1 Caratteristiche I-V e P-V

La caratteristica elettrica della cella è in genere rappresentata mediante la caratteristica voltamperometrica (I-V).

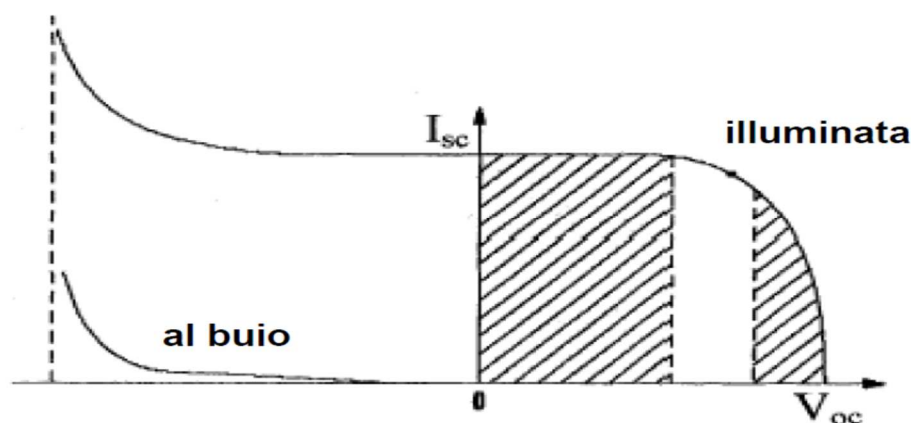


Figura 2.15. Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica (Fonte: <https://www.ing.unitn.it>)

La figura 2.15 mostra la caratteristica V-I in 2 situazioni differenti ossia di irraggiamento e al buio. Nel primo quadrante, il valore della corrente per  $V=0$  è la corrente di cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Il valore di tensione corrispondente a  $I=0$  è il valore della tensione a vuoto ( $V_{oc}$ ).

Nella regione tratteggiata più a sinistra, la cella funziona approssimativamente come un generatore di corrente costante, con valori di tensione che dipendono dalla resistenza complessiva del carico. Nella regione tratteggiata più a destra, la corrente decresce rapidamente anche per un piccolo aumento della tensione. In questa regione la cella funziona come un generatore di tensione quasi costante.

Se la tensione è applicata esternamente nella direzione inversa la corrente rimane costante e la cella assorbe potenza. Oltre ad un certo valore di tensione (breakdown voltage), che sia circa uguale in condizioni di cella illuminata sia al buio, la corrente aumenta rapidamente.

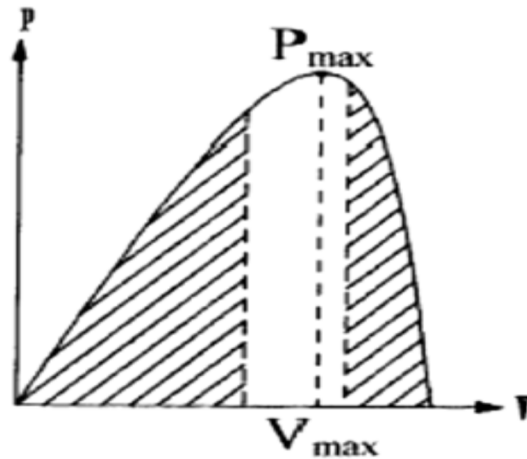


Figura 2.16. Caratteristica P-V di una cella fotovoltaica. (Fonte: <https://www.inq.unitn.it>)

La potenza in funzione della tensione prodotta da una cella ha l'andamento mostrato nella figura precedente, ottenuto dal prodotto  $IV$ . Notiamo che la potenza è nulla quando si annulla o la tensione o la corrente. Il valore massimo della corrente si ha in corrispondenza del ginocchio della caratteristica I-V.

I circuiti delle celle fotovoltaiche devono essere quindi progettati e controllati in modo da funzionare in corrispondenza di tale zona, leggermente a sinistra del ginocchio (generatore di corrente).

Infine, la potenza prodotta dalla cella è influenzata dalla temperatura. Si ha che per ogni  $^{\circ}\text{C}$  di aumento della temperatura la cella al silicio diminuisce la potenza prodotta di circa lo 0,45%.

Questo è mostrato nella seguente figura, dove le due curve di potenza sono tracciate per due diverse temperature.

Non solo i due picchi di potenza sono diversi, essendo quello a maggiore temperatura più basso di quello a temperatura più bassa, ma anche i valori di tensione corrispondenti alla potenza massima sono diversi. Ciò rende necessario una regolazione che imponga il valore ottimale della tensione in ogni istante.

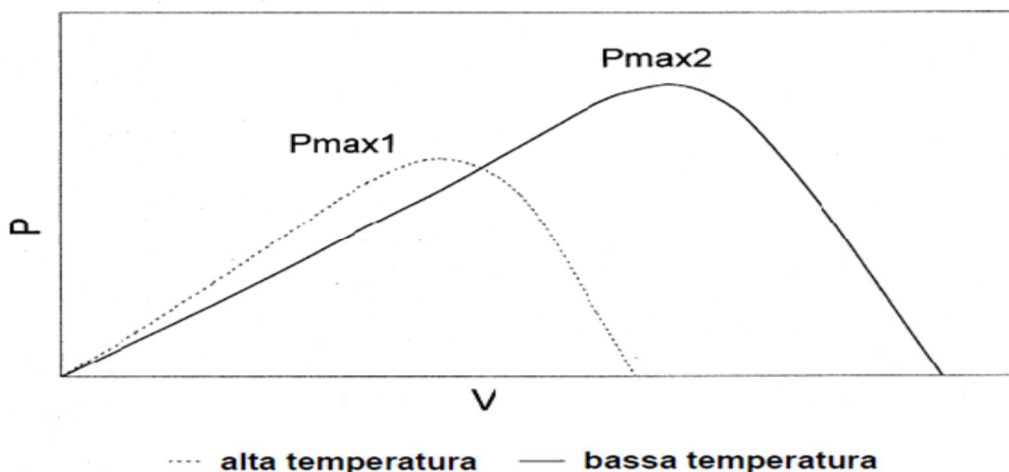


Figura 2.17 Caratteristica P-V in relazione a diverse temperature (Fonte: <https://www.inq.unitn.it>)



## 2.3. L'impianto fotovoltaico

### 2.3.1 Funzionamento

Un impianto fotovoltaico è un impianto elettrico costituito essenzialmente dall'assemblaggio di più pannelli fotovoltaici, dalla necessaria componente elettrica ed elettronica (cavi e inverter) ed eventualmente da sistemi meccanici-automatici di supporto ad inseguimento solare.

Il materiale fotovoltaico è formato a partire dall'unità di base rappresentata dalla *cella* fotovoltaica. Le celle vengono dunque assemblate assieme per formare un *modulo*. A loro volta l'insieme di più moduli viene chiamato *pannello* fotovoltaico e, ancora, l'insieme di questi è una *stringa*. Ecco, infine, che più stringhe rappresentano un *generatore (campo) fotovoltaico* completo.

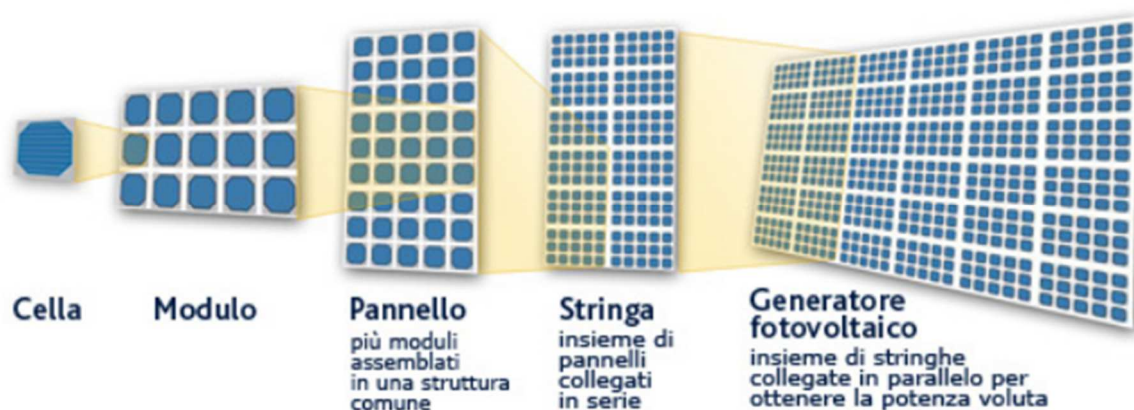


Figura 2.18. Schematizzazione della composizione di un generatore fotovoltaico (Fonte: <https://www.Lanzonistudio.it>)

Solitamente le celle vengono assemblate in gruppi di 9, o al massimo di 18, questo per fare in modo che 36 celle, collegate in serie, forniscano il voltaggio necessario per caricare delle batterie da 18 V. Dunque, un collegamento in serie permetterebbe di aumentare il voltaggio complessivo a parità di corrente circolante, mentre un collegamento in parallelo permetterebbe un aumento di amperaggio a parità di tensione.

Nella pratica il collegamento in serie o in parallelo delle celle comporta importanti conseguenze e problemi; infatti, alcune celle potrebbero finire in zone d'ombra e comportarsi come assorbitori di potenza, oppure andare in avaria e rimanere in condizioni di circuito aperto o cortocircuito.

Ogni tipologia di collegamento presenta a suo modo vantaggi e svantaggi:

- *Collegamento in serie*

Quando le celle presentano fra loro un diverso comportamento, possiedono dunque caratteristiche differenti, l'intera fila assumerà le caratteristiche della cella a più basse prestazioni.

Inoltre, se anche solo una cella si trova in condizioni di circuito aperto l'intera fila sarà inutilizzabile, al contrario, se si trova in cortocircuito, presenta modeste conseguenze sulle altre.

Se sono presenti zone d'ombra che ricoprono alcune celle, queste si comporteranno come assorbitori di potenza e dissiperanno la maggior parte del contributo delle altre.

- *Collegamento in parallelo*

Quando le celle presentano fra loro un diverso comportamento, possiedono dunque caratteristiche differenti, la resa sarà definita dalla media delle rese delle singole celle. Inoltre, se una cella si trova in condizioni di circuito aperto presenterà modeste conseguenze sulle altre, ma se si trova in cortocircuito allora l'intera fila sarà inutilizzabile.

Infine, se sono presenti zone d'ombra che ricoprono alcune celle, l'effetto negativo sarà percepito solo sulla fila considerata.

Per minimizzare quest'ultimo problema possono essere posti dei *diodi shunt* tra ogni fila connessa in parallelo o tra ogni cella connessa in serie. In generale è consigliato limitare il numero di celle interconnesse in serie.

Gli elementi fotovoltaici sono poi montati su adeguate strutture di sostegno realizzate generalmente in metallo, con le quali si può ottenere l'inclinazione desiderata del piano dei moduli stessi rispetto all'orizzontale; l'inclinazione approssimativa ottimale è considerata circa 30°.

Vi è inoltre la presenza di un inverter, ossia un dispositivo elettronico in grado di convertire la corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata pronta per essere adeguata alle caratteristiche della rete elettrica nazionale o del sistema d'accumulo collegato, se si tratta di impianti isolati.

Oltre a tutto questo è ovviamente necessaria la presenza di un sistema di controllo, ovvero di appositi dispositivi elettronici che, oltre a tenere sotto controllo il funzionamento dell'impianto, permettono la registrazione delle misure e la visualizzazione di alcune grandezze caratteristiche. Questi sistemi sono oltremodo necessari nei casi in cui l'impianto è connesso alla rete elettrica, in modo da ricoprire la funzione di contatori e poter quindi gestire le informazioni di produzione e consumo.

Un primo contatore è dunque installato dal gestore a valle dell'inverter, così da poter quantificare la totalità dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e produrre dati necessari al riconoscimento delle tariffe incentivanti.

Un secondo contatore misurerà poi l'energia non assorbita dall'utenza e che quindi può essere introdotta in rete e comprata dal gestore.

Infine, un terzo contatore terrà nota dell'energia che la rete fornisce all'utenza nei casi di necessità (ad esempio in periodi di scarso soleggiamento).

### **3. Fotovoltaico a concentrazione**

#### **3.1. La scelta della concentrazione**

Da oltre 50 anni sono stati avviati degli studi sistematici per l'applicazione terrestre del fotovoltaico, poiché ci si rese conto della necessità di sviluppare nuove idee per implementare questa tecnologia. I costi dei semiconduttori, infatti, non possono essere ridotti al punto da favorirli ai combustibili fossili. Si è dunque cercato di percorrere un'altra via.

L'idea è di utilizzare celle di piccole dimensioni ed elementi ottici, come specchi o lenti, per concentrare la luce di superfici estese su celle di piccole dimensioni. Questo escamotage, benché concettualmente semplice, presenta diversi problemi nella sua realizzazione.

Innanzitutto, vanno progettate e costruite delle celle apposite per questa applicazione. Il sistema per essere efficiente richiede anche l'ausilio di un inseguitore solare; perciò, non si possono costruire pannelli piani o pannelli flessibili come nel caso del silicio ma si rendono necessarie delle ottiche pensate ad hoc.

L'aumento della densità di energia rispetto alla tradizionale procedura comporta precisi problemi dal punto di vista termico.

#### **3.2. I concentratori nel mercato**

Applicare questa tecnologia alle situazioni domestiche sembra per il momento poco fattibile dato che il posizionamento dei tradizionali pannelli fotovoltaici avviene su superfici piane come pensiline o tetti.

I pannelli piani tradizionali oggi richiedono una manutenzione pressoché nulla, grazie anche all'introduzione degli impianti grid-connected.

L'eliminazione degli accumulatori ha ridotto l'impianto medio ad una stringa di pannelli, un inverter e pochi elementi di interconnessione.

La presenza di parti in movimento e di una elettronica di gestione, invece, rendono i sistemi CPV più complessi. La collocazione naturale, quindi, sembra essere quella dei grandi impianti produttivi.

Per quanto riguarda le applicazioni su grandi centrali, però, si entra in competizione con un vasto panorama di energie alternative e tradizionali. I combustibili fossili, ma anche le biomasse, il biogas, l'eolico, l'idroelettrico, ... Per poter coesistere in modo competitivo con le altre fonti di energia, il CPV deve raggiungere il traguardo di un costo minore di €2.00/W.

Raggiungere questo obiettivo è necessario, ma non sufficiente. Parallelamente allo sviluppo di questi sistemi, infatti, si dovranno studiare soluzioni per immagazzinare e distribuire in modo efficiente l'energia.

Per sua natura, infatti, l'energia prodotta dal fotovoltaico è fluttuante nel tempo, la sua disponibilità è limitata ad alcune ore del giorno e condizionata dagli eventi atmosferici.

Tra le soluzioni per immagazzinare l'energia, la possibilità di produrre idrogeno per elettrolisi. Il procedimento è molto semplice, tanto che si può fare anche a livello domestico. La disponibilità di grosse quantità di energia elettrica potrebbe rendere questo processo economicamente conveniente.

Il fotovoltaico, comunque, mantiene il grande vantaggio di funzionare grazie ad una fonte di energia disponibile a tutti.

### 3.2.1. I concentratori

Il primo prototipo di concentratore esposto al sole nasce nel 1976 ai National Sandia Laboratories con una installazione da 1KW. Impianto a lenti di Fresnel, concentrazione 50X, tracking biassiale. In generale un concentratore per fotovoltaico è un sistema composto essenzialmente da quattro elementi

- Celle ottimizzate per la concentrazione (multigiunzione o silicio).
- Ottica per raccogliere e focalizzare la luce (lenti o specchi).
- Meccanica per l'inseguitore.
- Elettronica per pilotare il sistema in modo efficiente.

Dagli anni '70 ad oggi ciascuno di questi punti è stato esplorato, studiato, migliorato. Esistono numerosi prototipi ed installazioni sperimentali a riguardo.

## 3.3 Analisi del fotovoltaico a concentrazione

### 3.3.1. Tracking biassiale

Un sistema fotovoltaico a concentrazione, per poter operare, deve avere l'asse ottico sempre orientato verso il sole.

Per poter inseguire il moto apparente del sole in cielo durante la giornata e durante tutto l'anno è necessario che l'apparato possa ruotare attorno a due assi, cioè il sistema deve avere due gradi di libertà.

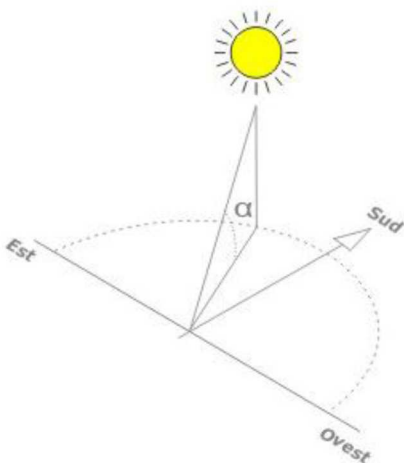


Figura 3.1. Altezza solare (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

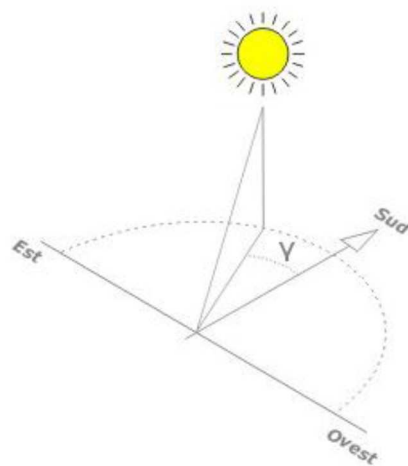


Figura 3.2. Azimuth (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

Come si vede in figura 3.1 la posizione del sole si può determinare conoscendo due angoli  $\alpha$  detto altezza solare che è il complemento dello zenith e  $\gamma$  detto azimuth che è l'angolo tra la direzione sud e la proiezione ortogonale sul piano.

L'altezza solare si può determinare conoscendo alcuni parametri locali secondo l'equazione:

$$\sin \alpha = \sin L \cdot \sin \delta + \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos h$$

Dove  $L$  indica la latitudine del luogo in cui si trova il nostro inseguitore,  $\delta$  è la declinazione,  $h$  è la distanza angolare tra il sole e la sua posizione a mezzogiorno lungo la sua traiettoria apparente sulla volta celeste; è anche pari all'angolo di cui deve ruotare la terra affinché il sole si porti sopra il meridiano locale.

- *Declinazione  $\delta$*

La declinazione è l'angolo che formano i raggi solari a mezzogiorno, nella località considerata, con il piano equatoriale.

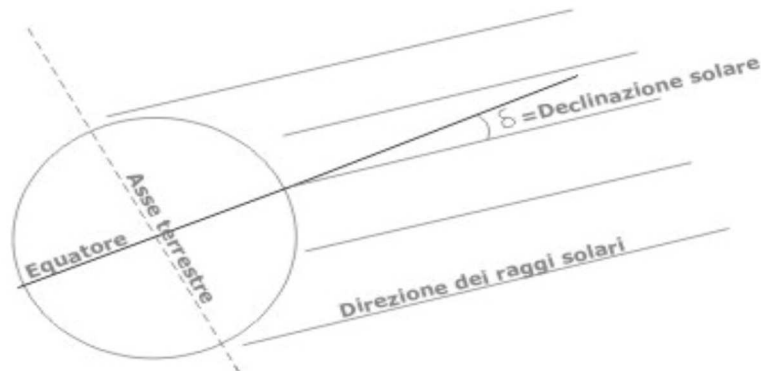


Figura 3.3. Declinazione (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

La declinazione si può calcolare in modo approssimato con la seguente formula di Cooper:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left( 360 \cdot \frac{284+n}{365} \right)$$

Dove  $n$  indica il giorno dell'anno. In questa formula la declinazione viene considerata costante nell'arco di una giornata. La sua variazione sarebbe di circa  $0.4^\circ/\text{giorno}$ .

- *Azimuth  $\gamma$*

È l'angolo formato tra la proiezione sul piano orizzontale dei raggi solari e la direzione sud; è positivo se la proiezione cade verso est (prima del mezzogiorno solare) ed è negativo se la proiezione cade verso ovest (dopo mezzogiorno) come si vede in figura.

Anche questo angolo si può calcolare conoscendo i parametri locali Latitudine e declinazione. La formula per la determinazione di tale angolo è la seguente:

$$\sin \gamma = \frac{\cos \delta \times \sin h}{\cos \alpha}$$

Dato che la posizione del sole è completamente determinata dagli angoli  $\alpha$ ,  $\gamma$  e che ciascun angolo ha una dipendenza temporale è necessario disporre di un sistema che sia in grado di ruotare attorno a due assi per ottenere una corretta orientazione durante la giornata. Dato che la posizione del sole è completamente determinata dagli angoli  $\alpha$ ,  $\gamma$  e che ciascun angolo ha una dipendenza

temporale è necessario disporre di un sistema che sia in grado di ruotare attorno a due assi per ottenere una corretta orientazione durante la giornata.

### 3.3.2. Celle

Come si vedrà nel paragrafo 3.4, la soluzione ottimale sembra attualmente quella delle celle multi-giunzione. Esse, infatti, sono le uniche che, anche dal punto di vista teorico, hanno limiti di efficienza molto elevati. Tali celle sono oggetto di studio nel prototipo analizzato in questo lavoro.

### 3.3.3. Ottica

Le ottiche possibili sono sia specchi che a lenti. Entrambe le soluzioni, infatti, se di forma opportuna possono focalizzare la luce.

Le lenti che si usano sono quelle di Fresnel, per le loro caratteristiche peculiari, rispetto ad altre tipologie di lenti.

#### 3.3.3.1. Approccio a lenti di Fresnel (rifrazione)

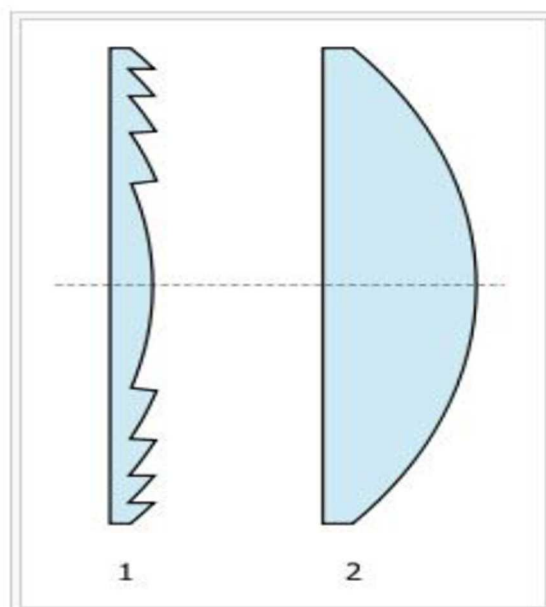


Figura 3.4. 1- lente di Fresnel, 2- lente tradizionale (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

La lente utilizzata nei sistemi fotovoltaici è quella di Fresnel. Essa è caratterizzata dal fatto di avere una larga apertura e una focale corta.

Ha un volume estremamente ridotto rispetto ad una lente equivalente costruita in modo tradizionale come si vede in Figura 3.4.

Viene prodotta in materiali plastici o su supporto vetroso. È la tecnologia più facile da usare per iniziare con un prototipo.

La maggior parte delle soluzioni sperimentate dagli anni '70 ad oggi usano questo tipo di tecnologia. È abbastanza facile da costruire. È sufficiente, infatti, costruire una scatola con la lente come "coperchio", di dimensioni opportune affinché la focalizzazione sia localizzata sulla cella. Le lenti funzionano secondo il principio della rifrazione.

Quando un raggio luminoso incide sulla superficie di separazione fra due mezzi, con indice di rifrazione diverso, viene rifratto secondo la legge di Snell:

$$n_1 \sin \alpha_1 = n_2 \sin \alpha_2$$

con  $n_1$  e  $n_2$  indici di rifrattivi dei mezzi.

L'indice di rifrazione è generalmente una funzione  $n(\lambda)$  con  $\lambda$  lunghezza d'onda della luce incidente. Per questo motivo l'approccio rifrattivo comporta la presenza dell'aberrazione cromatica. Tale fenomeno è dannoso per l'efficienza del sistema fotovoltaico.

Si vedrà in seguito che le celle multigiunzione sono ottimizzate per ricevere tutto lo spettro in modo uniforme, l'eventuale disuniformità provoca uno sbilanciamento delle correnti.

L'approccio a lenti di Fresnel richiede comunque l'uso di omogeneizzatori per adattare lo spot della lente alla cella e per rendere uniforme l'intensità luminosa su di essa.

Tra i motivi per cui nei prototipi moderni si usano celle sempre più piccole c'è anche questo. L'altro motivo è che la potenza termica da dissipare si riduce e quindi dovrebbe essere più facile realizzare un sistema di dissipazione adeguato.

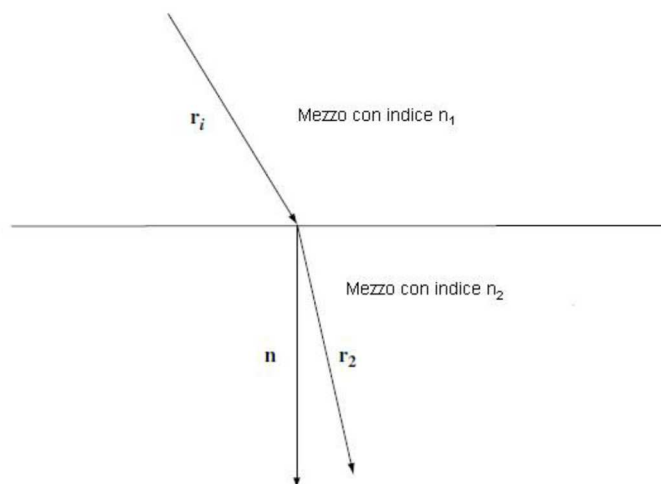


Figura 3.5. Rifrazione di un raggio luminoso (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

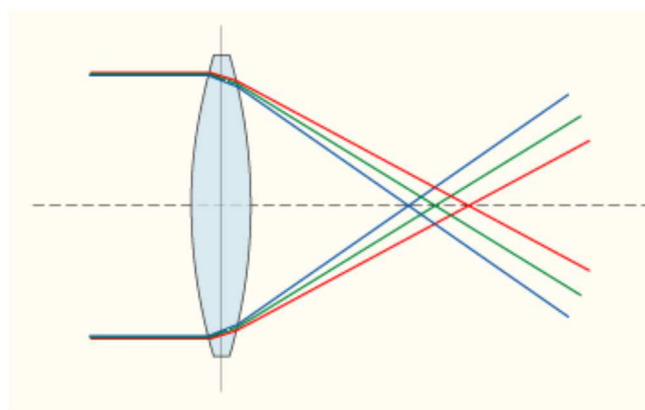


Figura 3.6. Aberrazione cromatica (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

### 3.3.3.2. Approccio a specchi (riflessione)

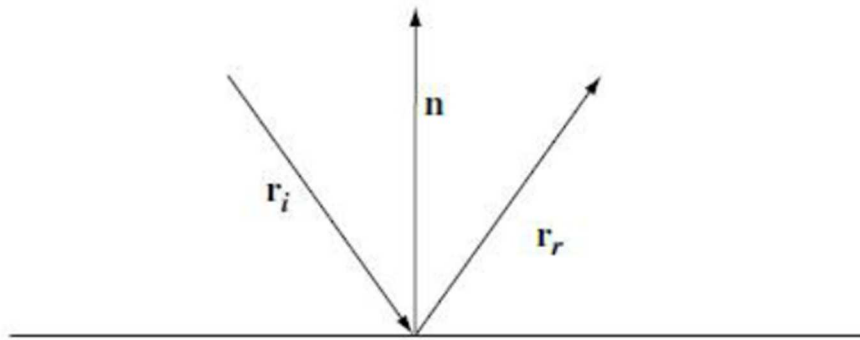


Figura 3.7. Riflessione su una superficie (Fonte: <https://www.ecoage.it>)

In riflessione non si presenta il problema dell'aberrazione cromatica. L'angolo di incidenza è semplicemente uguale all'angolo di riflessione. Si può quindi pensare di realizzare una superficie di forma opportuna che focalizzi i raggi su un punto o su una linea e porre le celle in corrispondenza della luce concentrata. Le celle vanno poste ad una distanza opportuna dal piano focale in modo tale che l'illuminazione sia uniforme.

La configurazione più semplice per ottenere uno specchio concentratore è quella in cui la superficie riflettente ha una forma parabolica. Uno specchio parabolico è definito dalla semplice equazione:

$$y = \frac{x^2}{4F}$$

Se immaginiamo un piano cartesiano con l'asse y in corrispondenza dell'asse della parabola. F è la distanza focale della parabola. È facile vedere che raggi paralleli all'asse della parabola, convergono tutti sul fuoco. Entrambi gli approcci, riflessivo e rifrattivo, richiedono una sorgente luminosa che invia raggi paralleli. Il sole, quando lo specchio o la lente sono opportunamente orientati, però non può essere considerato con buona approssimazione una sorgente di questo tipo: l'angolo sotto il quale dalla terra si vede il sole è di circa 0,5 gradi (esattamente 32').

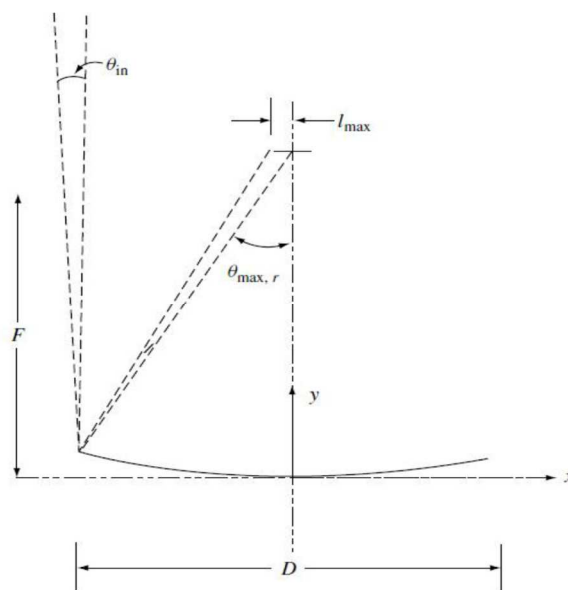


Figura 3.8. riflessione di raggi non perfettamente paralleli all'asse ottico (Fonte: <https://www.ecoage.it>)



### 3.3.4. Meccanica di inseguimento

In un sistema a concentrazione deve necessariamente disporre un apparato meccanico per l'inseguimento solare.

Oggi esistono anche sistemi a pannelli piani dotati di meccanica di inseguimento ma in questo caso si tratta di una opzione facoltativa.

Un inseguitore solare è un dispositivo meccanico-automatico atto ad orientare favorevolmente rispetto ai raggi del sole un pannello fotovoltaico oppure un concentratore solare.

L'inseguimento per tali sistemi consente di raccogliere sempre la massima quantità di energia, rendendo minimo l'angolo di incidenza sulla superficie del pannello.

Quando i raggi sono fortemente inclinati rispetto al pannello, infatti, la densità di energia è inferiore e l'incremento di energia prodotta a parità di potenza installata fra un modulo a silicio con inseguitore e uno senza è del 30%.

A conti fatti in un sistema a concentrazione la meccanica d'inseguimento è una necessità. Come abbiamo visto sopra, infatti, il principio di funzionamento è legato a considerazioni di ottica geometrica.

La focalizzazione sulla cella funziona correttamente solo se i raggi arrivano da una determinata direzione, che è quella parallela all'asse ottico del sistema di lenti o specchi, altrimenti la cella non viene illuminata.

I sistemi sono disegnati per focalizzare raggi che incidono in modo normale al piano di giacenza dello specchio, cioè, in pratica, lo specchio deve essere sempre rivolto verso il sole, le condizioni quindi sono più stringenti.

Mentre per i pannelli piani ci si può permettere un certo scarto, per un inseguitore ottico l'errore di posizionamento deve idealmente tendere a zero, compatibilmente con la tecnologia in uso.

La meccanica è certamente uno dei punti chiave dal momento che deve rispondere a requisiti di precisione, affidabilità e semplicità.

In un ambiente non sperimentale, la meccanica è sottoposta a sollecitazioni (vento, piogge), usura, ossidazione.

Per tale motivo il sistema di movimentazioni dovrà essere semplice e robusto.

La necessità di focalizzare su regioni piccole ( $\leq 5\text{mm} \times 5\text{mm}$ ) richiede inoltre una notevole precisione del sistema di movimentazione.

Storicamente i primi sistemi solari ad inseguimento sono stati quelli presenti in orbita sui satelliti artificiali sui rispettivi pannelli solari.

### 3.3.5. L'elettronica

Un sistema che insegue il sole non può fare a meno di un controllo di tipo elettronico, di seguito verrà trattato l'approccio che va utilizzato per automatizzare l'inseguitore.

Gli approcci possibili sono vari, si può pensare ad un'elettronica che con appositi sensori misuri lo spostamento del sole e faccia muovere l'apparato.

Altre idee sono quella di inserire in un apposito software le tabelle con le posizioni del sole calcolate e far muovere il sistema di conseguenza.

Si potrebbe anche pensare di seguire il criterio della massima potenza trasferibile per regolare l'apparato.

Ogni approccio presenta dei limiti che possiamo riassumere in tabella.

	PREGI	DIFETTI
Elettronica passiva	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Non richiede geolocalizzazione</li> <li>▪ Non richiede Sincronizzazione temporale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reazioni limitate ad eventi atmosferici</li> <li>▪ Richiede sensori che possano spaziare su un ampio angolo solido</li> </ul>
Controllo con tabelle software	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Può trovare il sole in qualunque momento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Richiede geolocalizzazione</li> <li>▪ Richiede sincronizzazione temporale</li> <li>▪ Le formule sono approssimate e probabilmente richiedono correzioni sul lungo periodo</li> </ul>
Controllo con computer	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Possibilità di inserire comportamenti "intelligenti" in presenza di eventi atmosferici</li> <li>▪ Possibilità di controllo varie e personalizzabili</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Poco adatto ad installazioni di piccole dimensioni</li> </ul>

### 3.4. Confronto fra celle a giunzione multipla e a giunzione singola

L'attuale tendenza per i sistemi di nuova generazione è verso l'uso di celle multi-giunzione. È opportuno quindi esaminare le motivazioni, anche teoriche, che hanno condotto a questa scelta.

#### 3.4.1. Limiti teorici di una singola giunzione

Una cella fotovoltaica a bandgap singolo è caratterizzata dalla proprietà di assorbire i fotoni con energia  $h\nu > E_g$  dove  $E_g$  è la bandgap caratteristica del semiconduttore. L'energia in eccesso  $h\nu - E_g$  viene dispersa in calore. I fotoni con energia inferiore ad  $h\nu$  non sono abbastanza energetici da eccitare elettroni; quindi, ai fini pratici non concorrono a produrre corrente. Una cella a singola giunzione, quindi, è limitata in modo intrinseco dal suo bandgap.

Lo spettro solare utile è compreso tra energie di 0 e 4eV. Stabilito che una cella a singola giunzione può assorbire solamente una porzione limitata dello spettro solare, ci si può chiedere quale sia il bandgap ottimale, e quindi quale sia la massima efficienza teorica raggiungibile con un opportuno semiconduttore.

In Figura 3.9 vediamo il grafico dell'efficienza teorica in funzione del bandgap del semiconduttore usato. Il picco di efficienza è attorno a 1.1 eV, che corrisponde al bandgap del silicio.

Sebbene il limite teorico per un semiconduttore a singola giunzione sembri essere del 48%, altre considerazioni sulla struttura del Silicio portano ad un'efficienza del 30%.

Attualmente non esiste nessun pannello con tale efficienza che è comunque un valore teorico.

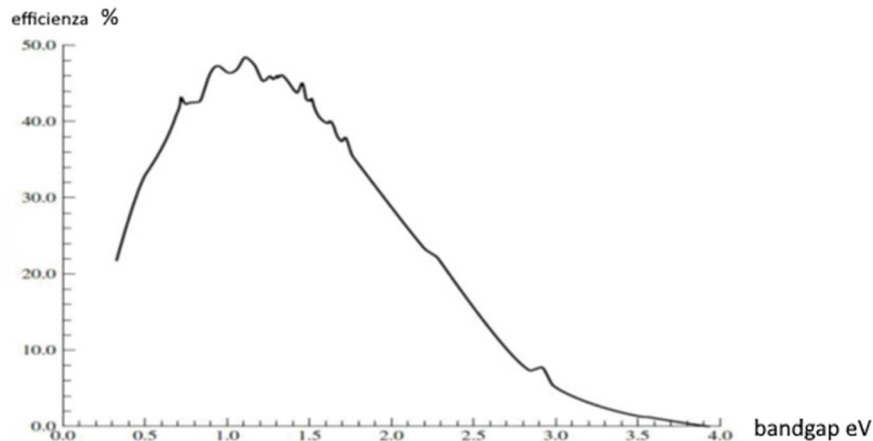


Figura 3.9. Efficienza teorica in funzione del bandgap del semiconduttore (Fonte: <https://www.ecoaqe.it>)

### 3.4.2. Celle multi-giunzione

Fin dai primi anni di studio sistematico dei semiconduttori, ci si chiese se fosse possibile creare dei sistemi più efficienti, tali da coprire una porzione di spettro maggiore.

L'idea, abbastanza intuitiva, fu quella di pensare a delle giunzioni multiple. Le cosiddette celle multi-giunzione sono caratterizzate da bandgap multipli via via decrescenti, in questo modo possono assorbire gran parte dell'energia che andrebbe perduta su una singola giunzione.

Ci si può chiedere se esiste un numero ottimale di giunzioni e quanto sia sensato spingersi troppo oltre. Come esperimento mentale si può pensare di coprire al limite tutto lo spettro utile. Ammesso comunque di trovare il giusto mix di semiconduttori, uno studio teorico di Henry (Henry C, *J. Appl. Phys.* del 1980), ha dimostrato che per un numero basso di giunzioni (2 o 3) l'incremento è significativo.

La pendenza della curva nel grafico, infatti è molto marcata nei primi punti. L'incremento è sempre più basso, aumentando il numero di giunzioni. Non vi è quindi un vantaggioso rapporto costo-beneficio per realizzare celle con un numero eccessivo di giunzioni. La tripla giunzione sembra, al momento, un compromesso ragionevole.

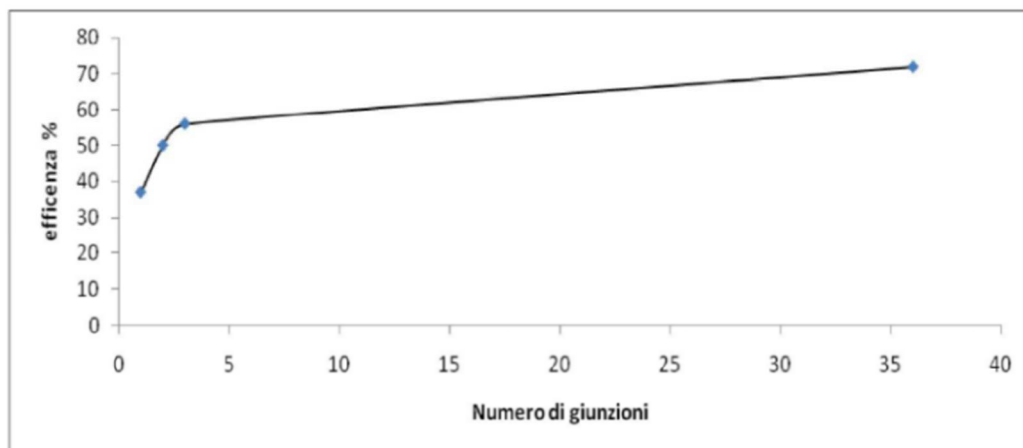


Figura 3.10. Efficienza in funzione del numero di giunzioni (Fonte: <https://www.ecoaqe.it>)

I metodi per lavorare con un sistema multi-giunzione, concettualmente possono essere due. Si potrebbe usare un mezzo dispersivo, quale un prisma per suddividere lo spettro. Le varie porzioni verrebbero inviate a celle specifiche. Tale metodo è stato oggetto di studio e di prototipizzazione (Spectrum Splitting con specchi diecrici Enea).

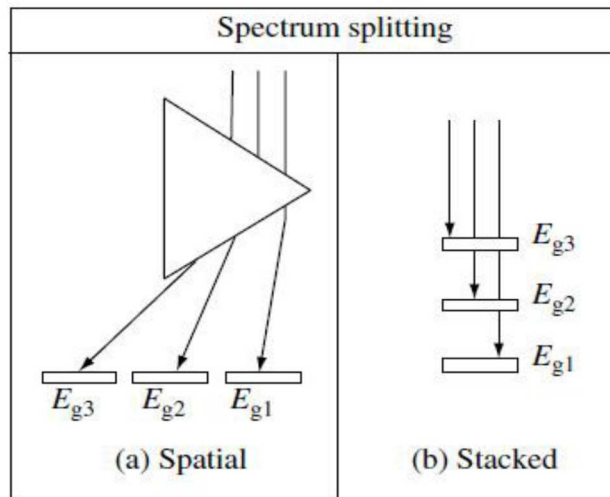


Figura 3.11. (a) *splitting spaziale dello spettro con un prisma.* (b) *splitting dello spettro per sovrapposizione di giunzioni con diverso bandgap. ( $E_{g3} > E_{g2} > E_{g1}$ )* (Fonte: <https://www.ecoaqe.it>)

Il secondo approccio è quello di sovrapporre le giunzioni. Scegliendo una serie di bandgap opportuna è possibile assorbire l'energia che le giunzioni soprastanti non utilizzano. In questo approccio il bandgap è via via decrescente.

La situazione è illustrata in Figura 3.12. L'approccio a giunzioni sovrapposte, a sua volta, si può dividere in due sottosistemi.

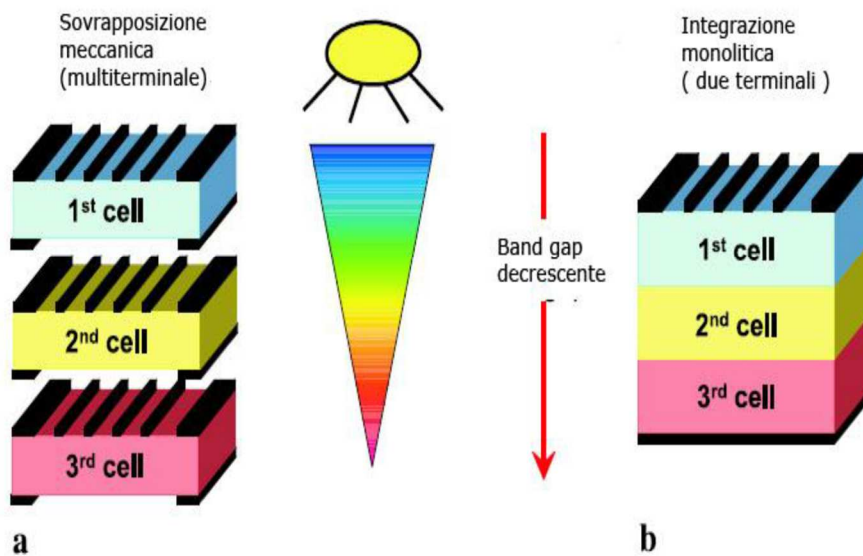


Figura 3.12. (a) *celle sovrapposte, con contatti metallici.* (b) *cella monolitica, contatti solo agli estremi del blocco* (Fonte: <https://www.ecoaqe.it>)

È possibile pensare ad una sovrapposizione meccanica nella quale le singole giunzioni vengono unite da contatti metallici, oppure l'integrazione monolitica, nella quale le giunzioni vengono fatte crescere una sull'altra.

Dal punto di vista tecnologico la soluzione di integrazione monolitica si è dimostrata più semplice. La configurazione monolitica richiede che la fotocorrente nelle singole giunzioni sia la stessa. Se così non fosse, infatti, la giunzione che produce meno corrente dominerebbe sulle altre, essendo il sistema connesso in serie. In fase di costruzione, quindi, si sceglie in modo accurato la struttura delle bande.

Fortunatamente gli elementi del gruppo III-V su substrato di germanio, hanno evidenziato buone proprietà di "band matching".

### 3.4.3. Aberrazione cromatica

In celle di questo tipo l'illuminazione deve essere molto uniforme. È evidente, infatti, che una eventuale dispersione della luce da parte del concentratore (es: lenti) andrebbe a creare uno sbilanciamento delle giunzioni, cioè la distribuzione delle correnti sarebbe non omogenea.

Se fossimo in presenza di aberrazione cromatica, per esempio, avremmo porzioni di spettro concentrate su regioni specifiche. Essendo la struttura di assorbimento verticale, le giunzioni non lavorerebbero correttamente.

### 3.4.4. Dipendenza dallo spettro

Lo spettro diretto che misuriamo sulla superficie terrestre è diverso dallo spettro AM0 misurato nello spazio libero. La presenza dell'atmosfera condiziona le lunghezze d'onda presenti nella luce diretta. Lo standard usato solitamente per applicazioni terrestri è lo spettro AM 1.5d.

All'atto pratico, per quel che riguarda il design della cella, la variazione di spettro si traduce nella necessità di uno spessore diverso per la giunzione superiore. Indicativamente 0.5um per applicazioni AM0 e 1um per applicazioni AM 1.5.

In realtà la situazione non è così definita, perché lo spettro reale è generalmente diverso e l'AM 1.5 si potrebbe considerare un valore limite.

Le celle a tripla giunzione per uso terrestre sono ottimizzate in genere per uno spettro AM1.5d.

Lo spettro solare diretto, attraversando l'atmosfera, perde una porzione di lunghezze d'onda nella regione del blu.

La luce azzurra viene diffusa più facilmente. Il design della cella deve tenere conto di queste fluttuazioni di spettro dovute alla presenza dell'atmosfera.

## 3.5. Analisi di un impianto fotovoltaico a concentrazione

### 3.5.1. Funzionamento

Sostanzialmente, attraverso dei sistemi ottici come sistemi di lenti, specchi o prismi, un quantitativo di luce solare di gran lunga maggiore al normale viene convogliata e concentrata su un set di microcelle fotovoltaiche speciali ad alta efficienza, dette a multigiunzione, in grado da sole di produrre una quantità di energia elettrica molto elevata.

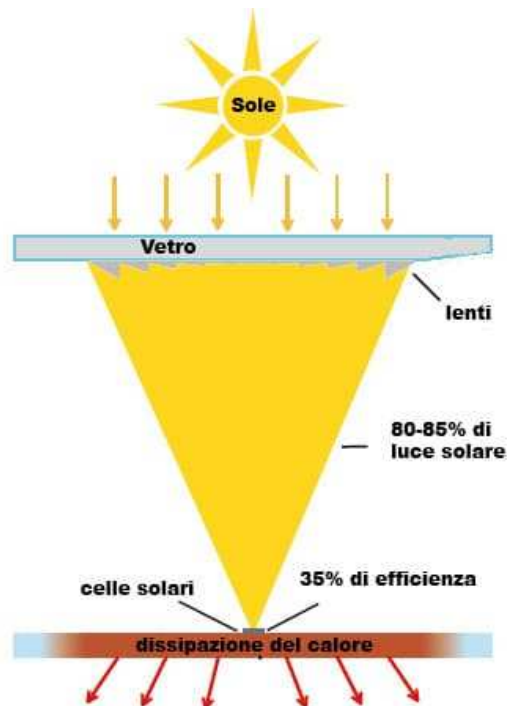


Figura 3.13. Pannello fotovoltaico a concentrazione (Fonte: <https://www.innovasol.it>)

Le celle a multigiunzione o MJ sono celle solari molto avanzate che si differenziano dalle comuni celle fotovoltaiche per la loro capacità di intercettare diverse gamme di frequenza dello spettro solare, riuscendo a sfruttare appieno tutta l'energia disponibile.

Ciò avviene grazie a degli strati di silicio disposti uno sopra l'altro in ordine di spettro di banda, consentendo di catturare una vasta gamma di fotoni ad energia differente e di produrre un quantitativo di energia anche triplo rispetto alle celle tradizionali.

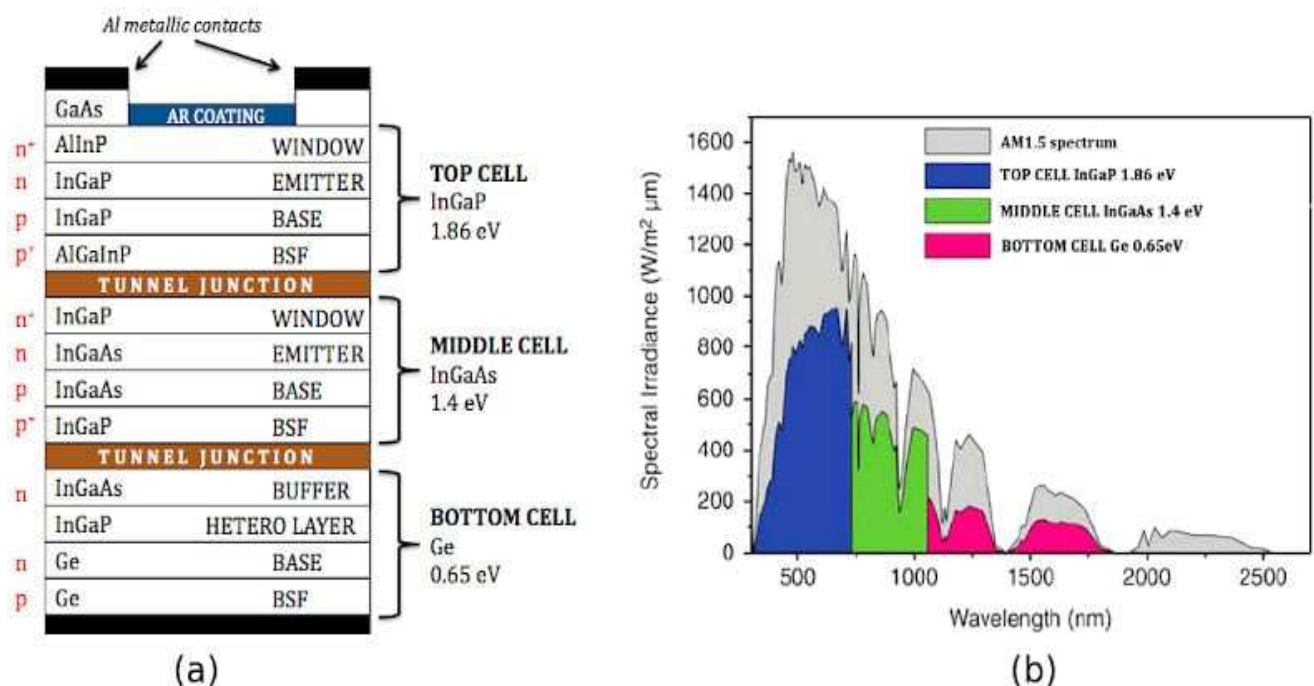


Figura 3.14. Struttura di una cella solare a multigiunzione (a) con grafico che relaziona l'irradianza spettrale e la lunghezza d'onda (b). (Fonte: <https://www.innovasol.it>)

Per aumentare ancor più l'efficienza, un impianto fotovoltaico a concentrazione utilizza una struttura ad inseguimento solare, ossia una struttura motorizzata che modifica l'orientamento del pannello solare per sfruttare al massimo l'irraggiamento solare durante la giornata.

La restante componentistica è comune agli impianti fotovoltaici comuni: cablaggi, inverter, quadri elettrici, eventuali sistemi di accumulo, ecc.

### 3.5.2. Rendimento

Il rendimento del fotovoltaico a concentrazione è di gran lunga superiore a quello di un normale impianto fotovoltaico.

Le celle multigiunzione trasformano in energia elettrica più luce rispetto alle celle tradizionali: 40% o più ad una concentrazione di 500X o maggiore rispetto al 12-15% delle celle fotovoltaiche tradizionali.

Quindi, una cella multigiunzione produce quasi tre volte più energia di una normale.



Fig. 3.15. Esempio di fotovoltaico a concentrazione (Fonte: <https://www.casaclima.com>)

## 3.6. Tipologie

Sul mercato esistono due tipi di impianto fotovoltaico a concentrazione:

- Fotovoltaico a bassa concentrazione o LC: trattasi di una tipologia di impianto che non richiede un'elevata accuratezza del puntamento del sole, per cui è sufficiente utilizzare sistemi di inseguimento a singolo asse; inoltre possono non essere impiegate celle solari MJ;

- Fotovoltaico ad alta concentrazione o HC: a differenza del primo, richiede una maggiore precisione di puntamento e quindi una struttura su sistemi di puntamento a doppio asse; in questo caso vengono sempre impiegate celle a multigiunzione.

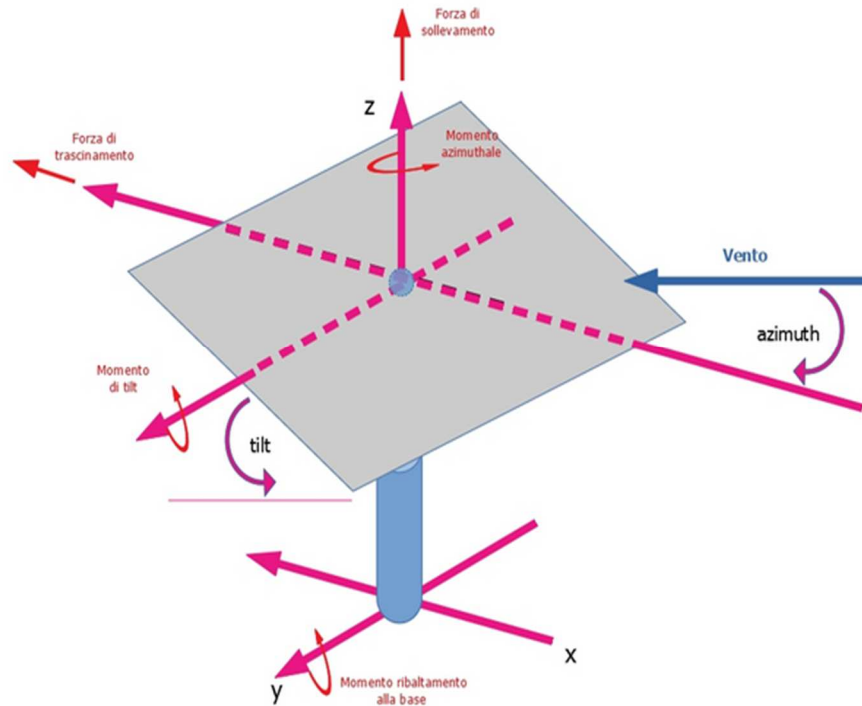


Figura 3.16. Inseguitore solare (Fonte: <https://www.ilprogettistaindustriale.it>)

### 3.7. Prove sperimentali

#### 3.7.1. Ricerca condotta dall'Istituto Fraunhofer - Soitec – CEA – Leti

L'istituto tedesco Fraunhofer, Soitec, CEA-Leti e l'Helmholtz Center, lavorando in sinergia tra loro hanno segnato un record di efficienza del 44,7% di conversione fotovoltaica dell'energia solare grazie alle nuove celle "4-junction" utilizzate nei sistemi fotovoltaici a concentrazione.

Si tratta di una cella solare composta di quattro sotto-celle, attraverso le quali il team franco-tedesco del Fraunhofer Institute sta cercando, passo dopo passo di raggiungere il traguardo del 50% di efficienza nella conversione di luce solare in elettricità, un obiettivo non così lontano se si pensa che il precedente primato risale a pochi mesi prima di questo esperimento ed in questo breve tempo l'efficienza delle celle è aumentata, grazie al lavoro degli scienziati, dell'1,1% (da 43,6% a 44,7%).

Questa nuova tipologia di celle viene utilizzata nei sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV), una tecnologia che ha permesso di ottenere efficienze fino a tre volte superiori rispetto al fotovoltaico convenzionale.

Utilizzate inizialmente nella tecnologia spaziale, le celle III-IV multi-junction sono state impiegate anche sulla terra permettendo di ottenere risultati considerevoli.



Stiamo parlando di diverse sotto-celle montate su una singola cella, ognuna composta di un semiconduttore diverso che consente di assorbire differenze lunghezze d'onda dello spettro solare.

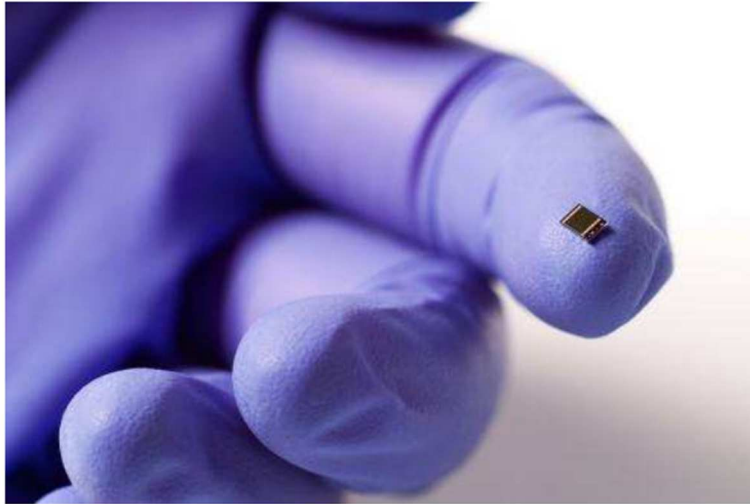


Figura 3.17. Cella solare con record di efficienza del 44,7 % (Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

Tale risultato è stato raggiunto dalla collaborazione dell'istituto Fraunhofer ed alcune aziende del settore nell'ambito del progetto CPV Match, finanziato dall'UE.

Il risultato ottenuto è la dimostrazione di quanto ottimizzare la sinergia tra celle multigiunzione e gruppo ottico possa sfruttare al meglio le capacità della tecnologia fotovoltaica in un futuro prossimo.

I sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione (HCPV) offrono elettricità rinnovabile con la massima efficienza di conversione e quindi un uso relativamente basso delle risorse, specialmente nelle regioni con elevata irradiazione normale diretta.

In questa tecnologia vengono utilizzate celle solari multigiunzione basate su semiconduttori composti da III-V.

In queste celle solari, diverse sottocelle sottili sono state impilate l'una sull'altra per convertire l'irradiazione solare in modo più efficiente. Le lenti ottiche concentrano la luce solare in entrata sulle celle solari di dimensioni ridotte. I moduli sono montati su un sistema di tracciamento a due assi che segue il percorso del sole durante il giorno.

Il progetto CPVMatch è incentrato sulla riduzione del divario tra i risultati della ricerca e la produzione industriale con l'obiettivo finale di arrivare ad una commercializzazione su larga scala.

I partner del progetto hanno raggiunto due risultati importanti:

- utilizzando architetture cellulari innovative per celle solari multi-giunzioni con nuovi materiali, processi e apparecchiature di produzione, i ricercatori sono stati in grado di ottimizzare la produzione di celle solari a quattro giunzioni.
- Inoltre, sono stati in grado di migliorare il design dei moduli ad alta concentrazione, principalmente modificando l'ottica e facendo uso di lenti acromatiche. La combinazione di celle solari a quattro giunzioni con lenti acromatiche ha portato alla nuova efficienza record del 46% per un modulo da 122 cm<sup>2</sup>.

Nella realizzazione di questa innovazione tecnologica, che è costata tre anni di lavoro, ha giocato un ruolo centrale una nuova procedura chiamata "wafer bonding", grazie alla quale gli scienziati sono stati in grado di connettere due cristalli semiconduttori e ottenere così una combinazione in grado di raggiungere efficienze di conversione più elevate.

I moduli fotovoltaici a concentrazione su cui far funzionare questa tecnologia sono stati realizzati da Soitec e sono impiegati nell'ambito di impianti solari situati in regioni molto soleggiate con una percentuale elevata di radiazione diretta.

Attualmente Soitec possiede impianti di questo genere (CPV) in circa 18 paesi, tra cui Italia, Francia, Sudafrica e California.

### 3.7.1.1. Crescita epitassiale

Per crescita epitassiale si intende la deposizione di sottili strati di materiale cristallino su un substrato massivo, anch'esso cristallino, che ne indirizza la crescita e ne determina le proprietà strutturali.

Questa procedura è stata possibile utilizzando un Reattore MOVPE 2800-G4™, configurato per wafer da 8 x 4", sia per la base GaAs che per sottocelle basate su InP.

Si è prestata particolare attenzione nel far funzionare il reattore in modo tale che il wafer si pieghi dopo la crescita e la densità delle particelle superficiali sia ridotta al minimo per garantire un rendimento obbligazionario più elevato.

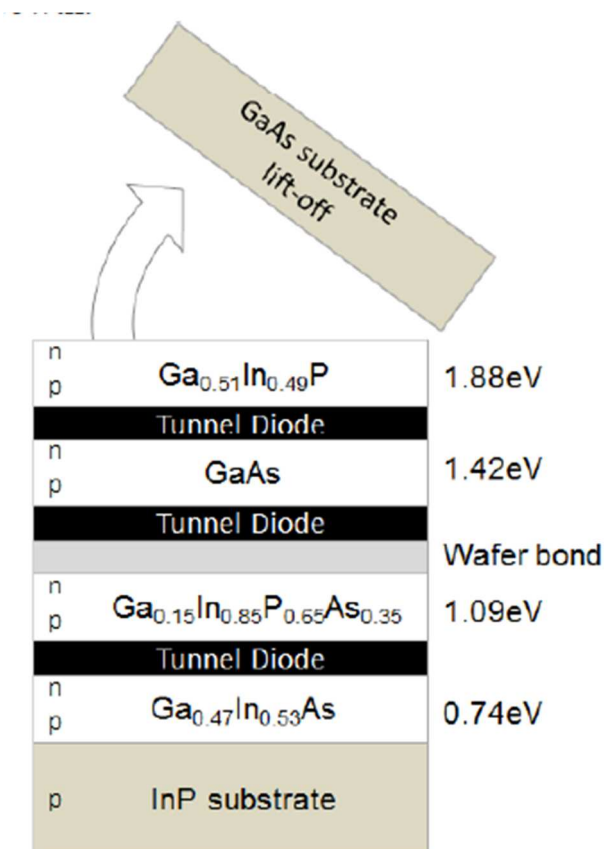


Figura 3.18. Schema di un wafer composto da celle solari 4J in GaInP/GaAs//GaInPAs/GaInAs.  
(Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

### 3.7.1.2. Incollaggio dei wafers

Dopo l'epitassia, i wafers sono stati preparati mediante dei trattamenti superficiali (lucidatura chimico-meccanica) seguiti dal processo di incollaggio. Di questo processo se n'è occupato Soitec. La qualità post-incollaggio è verificata mediante un microscopio acustico a scansione che si serve del suono focalizzato per investigare, misurare o ritrarre un oggetto con alta risoluzione; infatti, ci consente di vedere chiaramente le aree in cui il legame è completo (nero) e dove lascia dei vuoti (bianco). Un migliore incollaggio migliora anche la resa della cella che non risulta contaminata da altre particelle sulla superficie del wafer che lasciano posto a dei microvuoti.

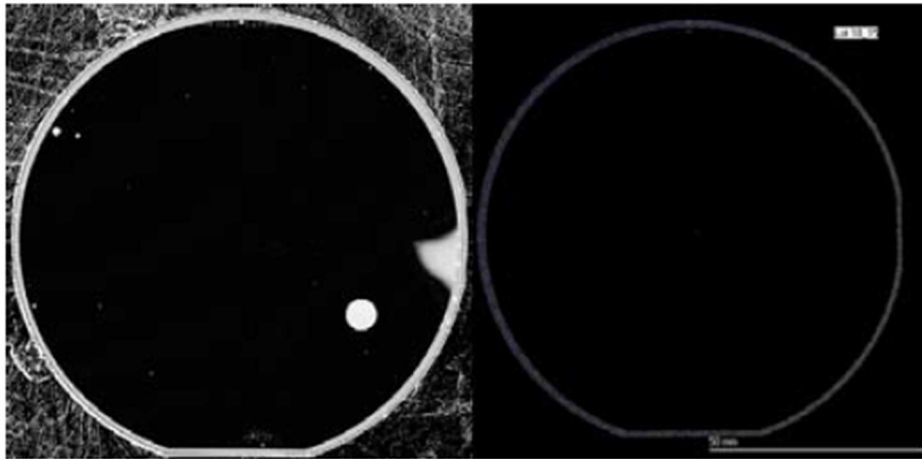


Figura 3.19. A sinistra incollaggio non avvenuto perfettamente, l'area in bianco è un vuoto; A destra incollaggio praticamente perfetto, assenza di vuoti visibili. (Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

### 3.7.1.3. Efficienza della cella

Si riporta di seguito la comparazione tra la cella oggetto d'esame, denominata "A" ed una cella concorrente di recente fabbricazione denominata "B" in merito alla "EQE", ossia l'efficienza quantistica esterna che è un parametro indice dell'efficienza della cella solare.

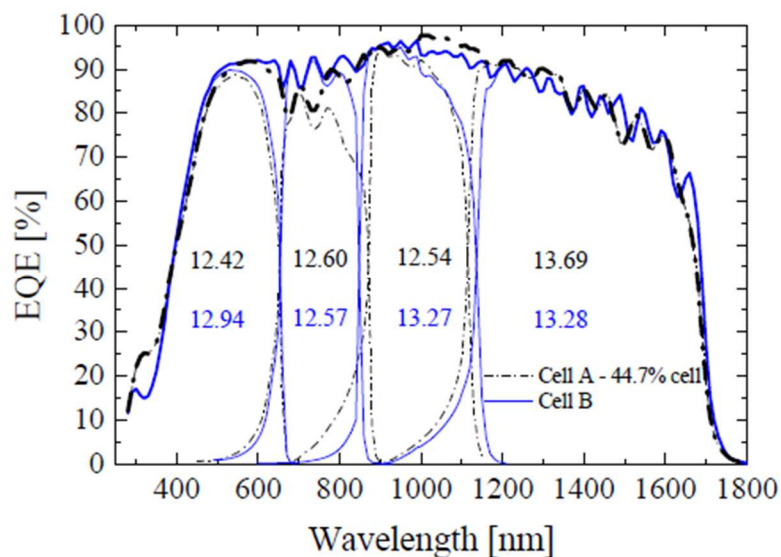


Figura 3.20. Confronto dell'EQE tra la cella A e la cella B (Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

I principali miglioramenti derivanti dal seguente studio sono (passando dalla più corta alla più ampia lunghezza d'onda):

- Una migliore risposta dell'emettitore nella cella GaInP, con conseguente fotocorrente più elevata.
- Il gap di banda e lo spessore delle sottocelle basate su GaAs è stato aumentato. Questa sottocella ora è in grado di fornire più fotocorrente ad una tensione più elevata.
- Il gap di banda delle celle GaInPAs è stato ridotto per ottenere una migliore corrispondenza di corrente tra le due celle inferiori.

La mancata corrispondenza della fotocorrente è stata ridotta da 1,27 mAcm<sup>-2</sup> nel dispositivo A a 0,71 mAcm<sup>-2</sup> nel dispositivo B, che deve essere ulteriormente ridotto per ottenere massimo potenziale di efficienza da questo progetto.

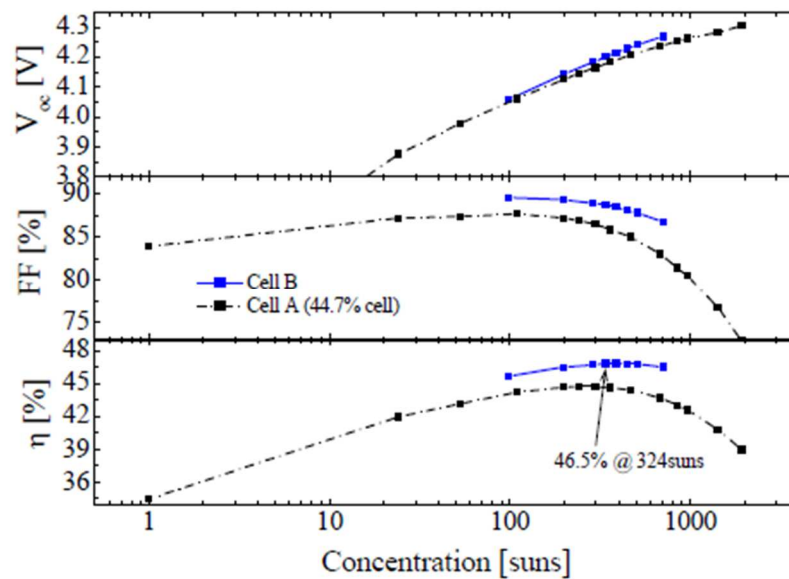


Figura 3.21. prestazioni della cella B rispetto alla cella A. Il picco d'efficienza misurata a 324x è ora del 46,5%.  
(Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

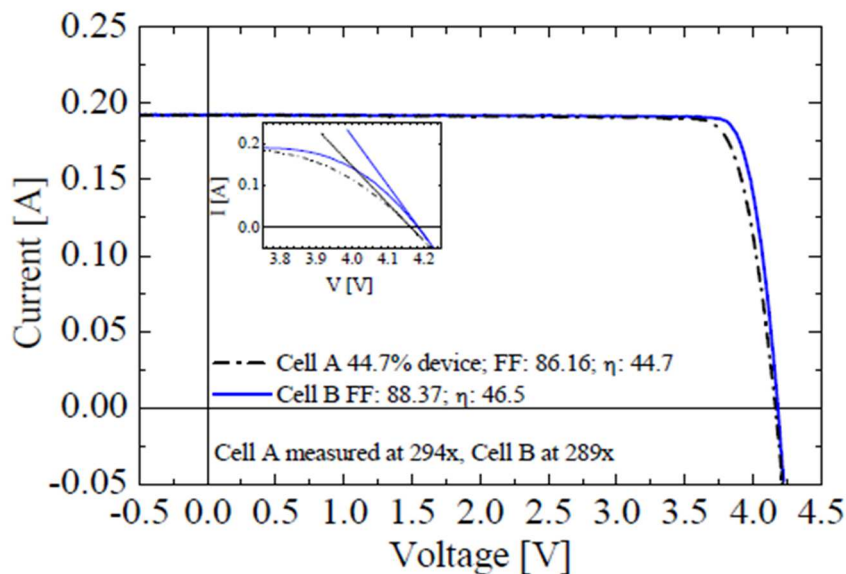


Figura 3.22. Diagramma tensione- corrente a confronto delle celle A e B (Fonte: <https://www.Fraunhofer.de>)

#### 3.7.1.4. Conclusione della ricerca

La cella solare 4J a concentrazione legata al wafer ha dimostrato un'efficienza del 46,5% a 324x. Questi risultati rappresentano fino ad oggi la massima efficienza di qualsiasi cella misurata al Fraunhofer ISE.

Oltre all'alta efficienza anche la resistenza in serie nei dispositivi è stata ridotta, portando a prestazioni ancora più elevate rispetto al record precedente del 44,7%

Questa performance è significativamente migliore rispetto ai tradizionali dispositivi basati su un'architettura multigiunzione 3J, principalmente a causa della quarta giunzione aggiuntiva, ed anche i bandgap sono vicini ai valori ideali per la massima efficienza.

Il dott. Andreas Bett, direttore dell'istituto di Fraunhofer ISE ha affermato: "Siamo estremamente soddisfatti di questi risultati che aprono la strada a ulteriori aumenti di efficienza nella tecnologia del solare a concentrazione", "Il fotovoltaico è in pieno boom in tutto il mondo e le potenzialità del fotovoltaico a concentrazione sono enormi in un'ottica di riduzione delle risorse per la conversione di energia per unità di superficie e quindi di sostenibilità."

## 4. Pannelli fotovoltaici flessibili (a film sottile)

### 4.1. Una scelta alternativa

Le tipologie di pannelli fotovoltaici attualmente in commercio possono essere racchiuse essenzialmente in 3 macrogruppi:

- Pannelli solari monocristallini
- Pannelli solari policristallini
- Pannelli solari a film sottile (flessibili)

I pannelli del primo e del secondo gruppo sono molto simili tra loro, la differenza sostanziale è che i primi hanno celle monocristalline composte da un singolo cristallo di silicio mentre i secondi hanno delle celle policristalline ottenute da componenti di silicio scartati che, fusi tra di loro, danno vita ad una composizione cristallina compatta.

Oltre a questa discriminante strutturale i monocristallini hanno una maggiore efficienza e potenza a parità di superficie di impianto. Verranno esaminati, di seguito, quelli del terzo gruppo.

#### 4.1.1 Pannelli a film sottile

I pannelli fotovoltaici *in film sottile* sono moduli dello spessore di pochi millimetri esteticamente molto simili a quelli mono e policristallini, rispetto ai quali però, oltre ad essere più economici (del 25-40% circa), hanno anche un minore rendimento e un più rapido degrado nel tempo.

Il film sottile è una tecnologia che consente di ottenere vere e proprie "strisce" di materiale fotovoltaico flessibile (dunque ideale per tetti curvi), leggere e facili da integrare nella struttura a cui sono destinate.

Trovano larga applicazione nella nautica e, in generale, sono apprezzati da chi fa vita all'aria aperta, sui camper, nelle baite oppure su superfici non piane, ideali anche per la realizzazione di terrazzi fotovoltaici. Questo perché pesano poco e possono essere trasportati con facilità.

Per ciò che concerne la nautica, le superfici molto profilate non consentono di fissare un pannello solare tradizionale, da qui la scelta di adottare pannelli a film sottile trasformando, di fatto, l'imbarcazione o qualsiasi altro veicolo in un impianto fotovoltaico mobile senza modificarne sensibilmente le prestazioni o incidendo sul consumo di carburante grazie alla loro leggerezza.



Fig. 4.1. Pannello fotovoltaico flessibile a sinistra e sua applicazione su edificio industriale (Fonte: <https://www.enea.it>)

## 4.2. Tecnologie utilizzate nella produzione

Per produrre questi pannelli vengono impiegate prevalentemente quattro tecnologie per il mercato civile:

- Tellururo di Cadmio (CdTe)
- Silicio amorfo (a-Si)
- Seleniuro di Rame, Indio e Gallio (CGIS)
- Deseleniuro di Rame ed Indio (CIS)

più una quinta sfruttata per applicazioni particolari, l'Arseniuro di Gallio (Ga-As).

Verranno, di seguito, esaminate singolarmente.

### 4.2.1. Tellururo di Cadmio (Cd-Te):

Usato nel fotovoltaico tradizionale, il tellururo di cadmio, occupa anche una discreta fetta del mercato del solare a film sottile, col quale vengono prodotti i pannelli più economici e col più basso rendimento termodinamico.

Questo materiale contiene una grande quantità di cadmio, elemento tossico per l'uomo ma del quale, nel maggio 2011, il Consiglio d'Europa ha confermato che non esiste alcun divieto di produzione o installazione di pannelli al tellururo di cadmio, allo scopo di rispettare gli obiettivi prefissati in termini di energie rinnovabili ed efficienza energetica.

Si tratta di un composto chimico cristallino e stabile, formato da cadmio e tellurio. Ha caratteristiche simili all'arseniuro di gallio (un altro semi-conduttore inorganico) e al silicio (l'elemento chimico alla base del cosiddetto fotovoltaico di prima generazione), ma con costi decisamente ridotti (cadmio e tellurio sono, infatti, considerati materiali di scarto, derivanti dall'estrazione di minerali non ferrosi e la quantità di materiale utilizzato è 100 volte inferiore).

I costi contenuti hanno ovviamente determinato, per questo tipo di pannelli fotovoltaici, un bacino di utenza molto vasto. A questo, si aggiungono anche altri quattro fattori:

- Le celle solari al tellururo di cadmio hanno una migliore capacità di assorbire la luce. Rispetto a quelli tradizionali in silicio, ad esempio, si comportano meglio anche in condizioni di scarsa luminosità, mentre in condizioni meteorologiche favorevoli rispondono meglio all'esposizione diretta alla luce del sole e alle temperature elevate.
- I tempi di realizzazione dei pannelli, una volta opportunamente ottimizzati e automatizzati, si riducono a un minuto a modulo.
- Il tellururo di cadmio, opportunamente trattato, si rivela particolarmente stabile, durante l'arco di alcuni decenni. Il tempo di ritorno energetico è, inoltre, più breve rispetto a quello di altre tecnologie fotovoltaiche.
- Infine, è anche quello con l'impronta di carbonio più bassa, ossia è quello meno impattante sull'ambiente.



*Fig. 4.2. Tellururo di Cadmio (Fonte: <https://www.fotovoltaicosulweb.it>)*



*Fig. 4.3. Impianto fotovoltaico con pannelli al tellururo di Cadmio. (Fonte: <https://www.fotovoltaicosulweb.it>)*

#### 4.2.2. Silicio amorfo (a-Si):

Gli atomi silicei vengono depositi chimicamente in forma amorfa, disorganizzata, sulla superficie di supporto. È il materiale più simile al silicio usato per i pannelli tradizionali.

È più duraturo e meno tossico rispetto agli altri materiali ma anche meno efficace e viene utilizzato prevalentemente per impianti di piccole superfici.



I pannelli in a-Si necessitano di un quantitativo abbastanza basso di energia per essere prodotti. Il rendimento di questi pannelli non è molto elevato e questo è il loro maggior svantaggio, per ogni metro quadrato di pannelli solari in silicio amorfo si ottengono tipicamente solo 60 W di picco.

L'efficienza dell'amorfo, quindi, intesa come capacità di conversione dell'energia solare in energia elettrica, è molto più bassa del monocristallino; perciò, sono necessarie aree di impianto più grandi per convertire la stessa energia.

Dopo tre-sei mesi, il rendimento iniziale dell'a-Si cala e si stabilizza su un meno 20% che è già compreso nella potenza del pannello indicata in etichetta; quindi, nei primi mesi si ha un pannello più potente di quello indicato nelle specifiche.

Nel peggiore dei casi un pannello in a-Si ha nei primi 20 anni una potenza che è l'80% della potenza di picco.

In più l'amorfo rispetto al monocristallino ha maggiore capacità di trasformare la luce solare quando il sole è forte, data la bassa dipendenza dell'efficienza dalla temperatura e, quando il cielo è coperto, l'efficienza rimane comunque sufficientemente alta.

Riassumendo, il vantaggio dei pannelli in silicio amorfo è un costo minore e lo svantaggio è una maggiore superficie utilizzata (dal 40 al 100% in più).

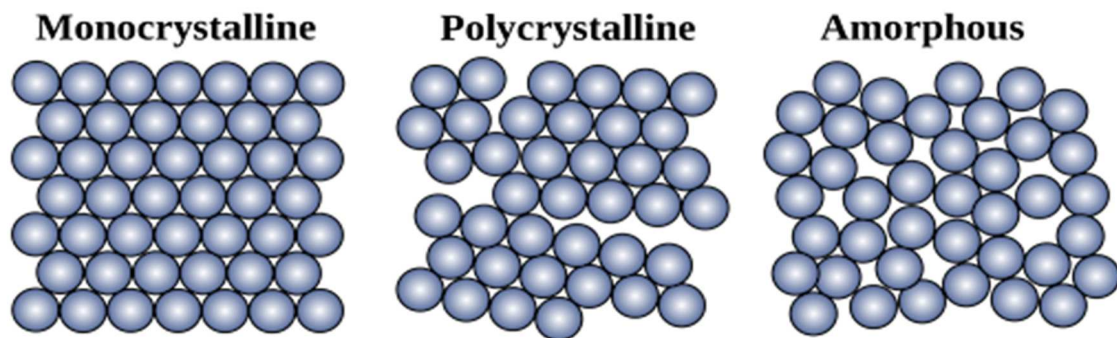


Fig. 4.4. Tipologie di reticolo cristallino del Silicio. (Fonte: <https://www.rinnovabilandia.it>)



Fig. 4.5. Impianto fotovoltaico con strisce di pannelli in silicio amorfo. (Fonte: <https://www.energia360.org>)

#### 4.2.3. Seleniuro di rame, indio e gallio (CIGS):

Il CIGS è la più promettente tecnologia fotovoltaica composta da Rame, Indio, Gallio e Selenio. Le potenziali prestazioni delle CIGS sono, difatti, molto più alte di ogni altro film sottile in quanto, a parità di quantità di luce assorbita, riescono a convertire più elettricità rispetto agli altri film sottili e perciò hanno un'alta efficienza di conversione, molto stabile nel tempo: ciò significa che le prestazioni rimangono invariate per molti anni.

Il Diseleniuro di Rame Indio ( $\text{CuInSe}_2$ ) ha un'estrema capacità di assorbire lo spettro solare che gli permette di utilizzare il 99% della luce già nei primi micron di materiale.

Aggiungendo poi una piccola quantità di Gallio al  $\text{CuInSe}_2$  si copre l'intero spettro solare, che lo avvicina al massimo possibile di assorbimento delle radiazioni solari, aumentando di conseguenza l'efficienza della cella fotovoltaica stessa.

Poiché è un materiale con un elevato coefficiente di assorbimento e assorbe fortemente la luce solare, è necessario un film molto più sottile rispetto ad altri materiali semiconduttori.

Le celle con tecnologia CIGS immesse nel mercato hanno solitamente una garanzia di 25 anni in quanto non vi è alcun processo intrinseco che ne determini una drastica riduzione delle prestazioni nel tempo; anzi, al contrario dei pannelli in silicio cristallino, queste celle spesso migliorano le loro prestazioni col passare del tempo poiché durante le condizioni operative reali la struttura del reticolo cristallino viene "rigenerata" durante il funzionamento per mezzo della presenza del rame. I moduli CIGS vengono realizzati con macchinari a stampaggio che depositano uno strato di nano inchiostro assorbente su di un sottile foglio metallico come l'alluminio.

Le celle solari CIGS vengono, poi, depositate su substrati flessibili secondo una procedura "roll-to-roll process" che ne consente la produzione di massa.

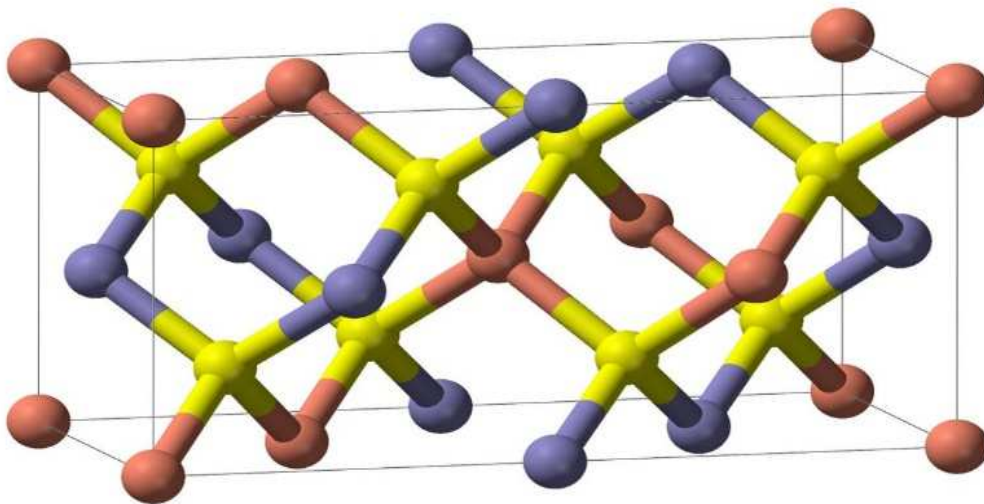


Fig. 4.6. Struttura atomica di Seleniuro di Gallio-Indio-Rame. (Fonte: <https://www.hisour.com/it>)



Fig. 4.7. Pannelli fotovoltaici in Seleniuro di Gallio-Indio-Rame. (Fonte: <https://www.cleanpng.com>)

#### 4.2.4. Diseleniuro di rame e indio (CIS)

I moduli in CIS (diseleniuro di indio rame -  $\text{CuInSe}_2$ ), integranti orizzontalmente, sono capaci di assorbire su un vasto spettro di luce e sviluppare una notevole potenza anche in condizioni meteo avverse. Hanno elevata affidabilità e durata di vita utile e sono particolarmente adattabili alla maggior parte delle applicazioni anche in situazioni di irradiazione solare con intensità variabile.

Se paragonate alle tecnologie in silicio mono e policristallino, i sistemi CIS, in condizioni reali, indicano rese energetiche superiori, grazie alle notevoli prestazioni anche in caso di cielo coperto e dei migliori, cioè più bassi, coefficienti di temperatura. L'aspetto del prodotto, connotato da un colore nero intenso dei moduli CIS, e la loro adattabilità, da un punto di vista prettamente dimensionale e di forme, rendono questi sistemi sfruttabili anche dal punto di vista estetico per soluzioni di design. Ad esempio, oltre che per l'utilizzo negli edifici, i moduli al CIS sono indicati anche per l'integrazione su misura su vari oggetti di uso quotidiano come il telefono cellulare ed il laptop.



Fig. 4.8. Striscia di pannello fotovoltaico in Deseleniuro di Rame-Indio. (Fonte: <https://www.ilsole24ore.com>)

#### 4.2.5. Arseniuro di gallio (Ga-As):

È un semiconduttore creato dalla combinazione degli elementi chimici arsenico e gallio.

Il composto può essere sintetizzato come cristallo singolo, allo scopo di produrre dei wafer, o come film sottile.

Per produrre l'arseniuro di gallio in forma monocristallina è possibile usare il processo "Czochralski", già ampiamente utilizzato per la produzione del silicio monocristallino.

Un altro metodo è lo "Bridgman-Stockbarger" in cui la crescita del cristallo avviene all'interno di una fornace orizzontale, in cui vengono fatti reagire vapori di gallio e arsenico e successivamente il composto si deposita su un seme monocristallino.

È caratterizzato da un'alta mobilità elettrica dei portatori liberi di carica (elettroni e lacune) e da una banda di energia proibita diretta, per cui trova applicazioni nei dispositivi elettronici ad altissima velocità e nei dispositivi emettitori di luce (componenti per microonde, diodi LED e laser, componenti per lettori DVD e per radar automobilistici), nonché nelle celle fotovoltaiche e addirittura in ambito di ricerca scientifica e militare.

Si tratta di una lega versatile ma costosa con un alto livello di efficienza (fino al 28.8%) per ogni cella fotovoltaica dovuta alla proprietà di avere un gap diretto, a differenza del silicio.

I pannelli a base di Arseniuro di gallio possono offrire prestazioni fino a due volte superiori a quelle di normali celle solari flessibili dato che si tratta di uno dei semiconduttori che meglio converte la radiazione dello spettro solare in energia elettrica fino ad ottenere rendimenti migliori di pannelli al Silicio.

Per molto tempo, i costi elevati hanno relegato questa tecnologia perlopiù a settori di nicchia ma sono in corso diversi studi al fine di ottimizzarne i processi produttivi ed abbattere conseguentemente i costi.

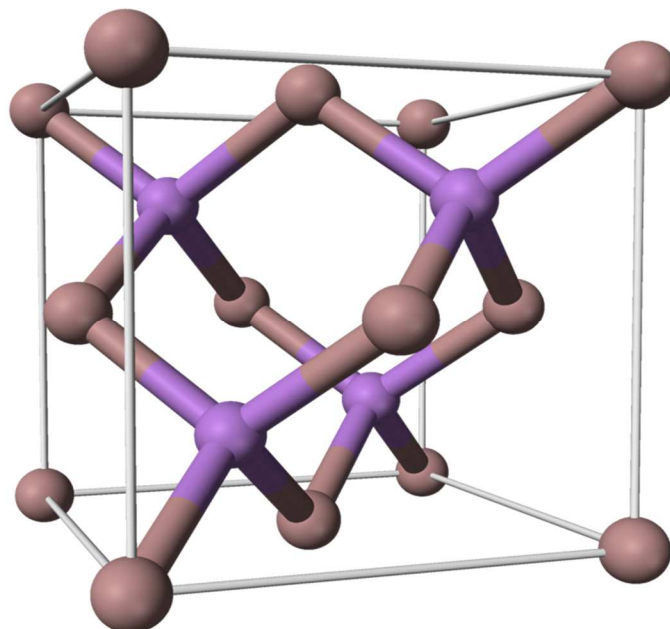


Fig. 4.9. Struttura atomica dell'arseniuro di Gallio. (Fonte: <https://www.wikipedia.org>.)

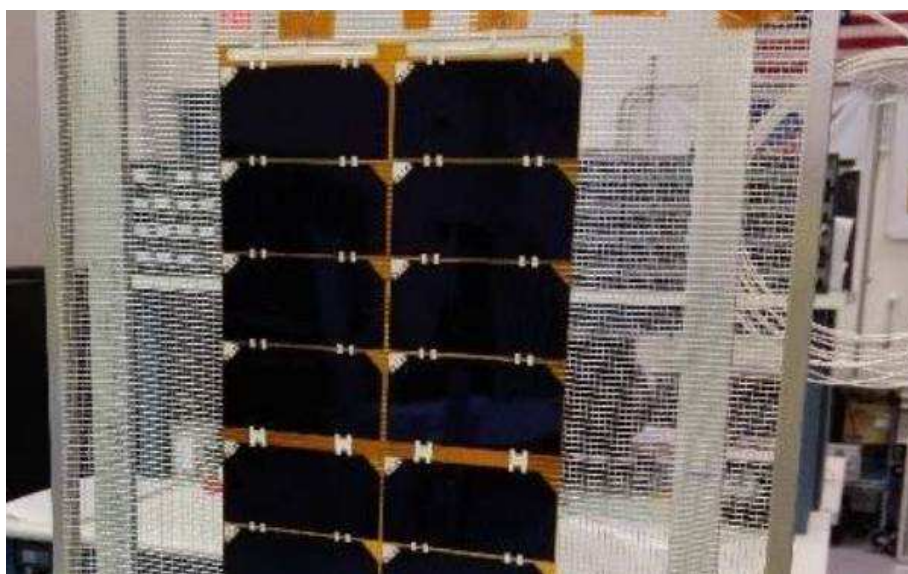


Fig. 4.10. Pannelli solari multi-giunzione in Arseniuro di Gallio. (Fonte: <https://www.notiziescientifiche.it>.)

### 4.3. Tecnologie a confronto:

Come visto le tecnologie ed i materiali utilizzati per la produzione di pannelli a film sottile è vasta ed il seguente grafico ne riporta la spartizione del mercato recente:

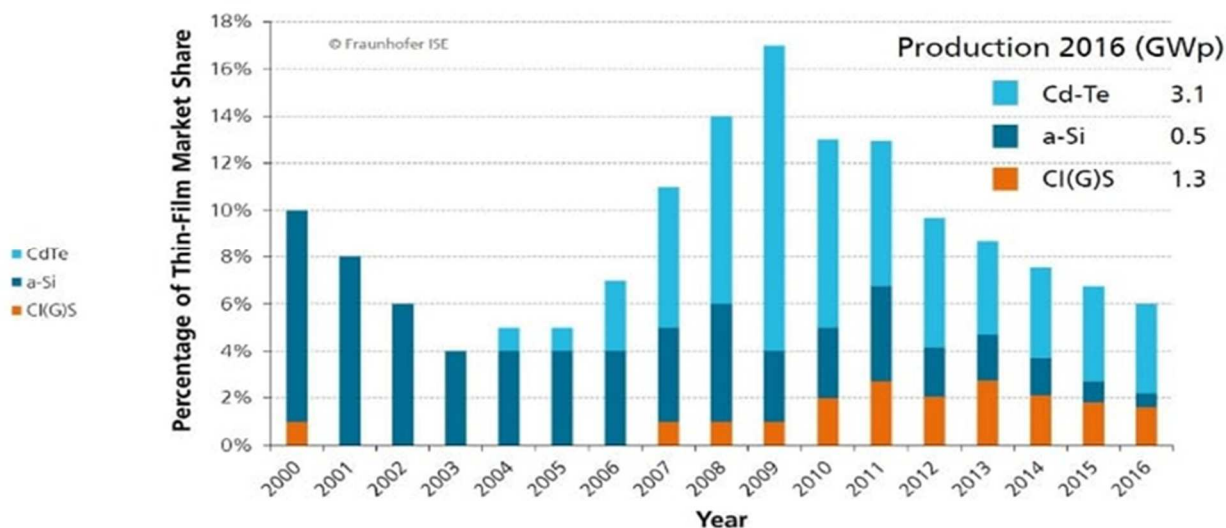


Fig. 4.11. Suddivisione del mercato dei pannelli a film sottile (Fonte: <https://www.qualenergia.it>)

### 4.4. Differenze dai pannelli tradizionali

I pannelli fotovoltaici non sono tutti uguali e non c'è un punto di vista oggettivo per determinare quali sono i migliori od i peggiori, ma solo i più o meno "adatti" a particolari contesti in cui dovranno

funzionare: luoghi soleggiati, luoghi molto caldi, siti parzialmente in ombra o siti particolarmente piccoli o con geometrie particolari.

Premesso questo, confrontando i pannelli solari a film sottile con quelli in silicio cristallino tradizionali, sono quattro i fattori da tenere in considerazione:

- *Impatto ambientale*: gli impianti tradizionali usano maggior silicio di quelli a film sottile proprio a causa della differenza di spessore del pannello e dunque dal punto di vista ambientale sono sicuramente preferibili i pannelli flessibili. Tuttavia, questo beneficio si limita quando vengono scelti pannelli prodotti con il Tellururo di Cadmio, sostanza cancerogena per l'uomo.  
Per l'impatto ambientale, la scelta migliore è il CIGS o il CIS che non contengono questo elemento, oppure affidarsi ad una comunità solare locale, cioè disporre di un impianto condiviso. In Italia è presente solo in Emilia-Romagna, raggruppata dal "Centro comunità solari locali".
- *Efficienza*: Questa verte a favore degli impianti cristallini che hanno un'efficienza media del 15-16% mentre quelli a film sottile dell'11-13%, fattore discriminante per valutare la dimensione e il rendimento dell'impianto.  
L'efficienza, però, non è indice di qualità ma semplicemente un rapporto tra produzione e superficie occupata.  
Un'efficienza minore non significa minore qualità dei pannelli, ma una maggiore superficie necessaria per kWh prodotto.
- *Spazio necessario all'installazione*: come visto sopra l'efficienza non è il punto forte di questa tecnologia, dunque, gli impianti a film sottile necessitano di una superficie di pannelli più grande rispetto ai tradizionali impianti con conseguente aumento di spazio occupato dall'impianto ma essendo una lastra di pochi millimetri di spessore, può essere flessibile e può essere in grado di ricoprire ed adattarsi perfettamente ad una moltitudine di differenti strutture architettoniche, limite dei pannelli in silicio tradizionali.
- *Costi di installazione*: i pannelli solari a film sottile sono più economici dei loro competitori dal punto di vista produttivo ed anche più facili da installare, ciò incide positivamente sui costi di installazione. La manutenzione è semplice e poco onerosa, praticamente simile per entrambe le tipologie.

#### **4.5. Prove sperimentali**

Nel campo della ricerca e sviluppo e di innovazione delle energie sostenibili spicca l'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile).

Nel loro centro dispongono di un laboratorio apposito per lo studio delle tecnologie dei film sottili dove si svolgono attività di ricerca e sviluppo di materiali semiconduttori, dielettrici e metallici, realizzati anche su substrati di basso costo.

Le attività di ricerca sono focalizzate sullo sviluppo di tecnologie fotovoltaiche a film sottile basate su materiali semiconduttori inorganici e organici.

Da diversi anni l'ENEA svolge ricerche sul FV a film sottile di silicio con studi volti al miglioramento delle prestazioni dei dispositivi, nonché all'individuazione di regimi di deposizione favorevoli per

l'applicazione industriale, mentre, più recentemente, è stata avviata un'attività sulle celle solari organiche.

Gli obiettivi specifici del progetto consistono essenzialmente nello sviluppo di tecnologie avanzate nel campo del fotovoltaico a film sottile di silicio e materiali policristallini a base di rame ed elementi II-IV e VI. È inoltre previsto lo sviluppo di materiali nanostrutturati e polimerici per celle solari di nuova generazione.

I moduli a film sottile di silicio hanno acquistato un rilievo crescente grazie ad una nuova generazione di dispositivi, le cosiddette celle solari "micromorfe", ottenute utilizzando silicio amorfo e microcristallino. La riduzione del costo di fabbricazione di tali moduli richiede lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche per aumentare la loro efficienza di conversione e ridurre i tempi di produzione. Questi avanzamenti si possono ottenere migliorando l'intrappolamento della radiazione solare all'interno del dispositivo e sviluppando materiali con coefficienti di assorbimento della luce solare più elevati. Entrambi questi accorgimenti consentirebbero di aumentare l'efficienza di conversione e, dal punto di vista industriale, avrebbero il vantaggio di ridurre i tempi di produzione potendo utilizzare dispositivi con spessori ridotti.

#### 4.5.1. Ricerca sulle celle solari a film sottile di silicio svolta da ENEA

Le celle di tipo "micromorph" realizzate in ENEA hanno una struttura a doppia giunzione di tipo pin/pin con una cella posteriore di silicio microcristallino e una frontale di silicio amorfo.

Queste sono depositate su substrati di vetro con la tecnica Very High Frequency -Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition (VHF-PECVD), che permette elevate velocità di deposizione con conseguente riduzione dei tempi di lavorazione e quindi dei costi associati.



Fig. 4.12. Impianto per la deposizione di film sottili di silicio con tecnica PECVD – VHF PECVD (Fonte: <https://www.enea.it>)

Le attività hanno riguardato lo studio di materiali assorbitori e drogati alternativi a quelli generalmente utilizzati. Inoltre, sono in fase di sviluppo materiali e architetture di dispositivo per migliorare l'intrappolamento della radiazione solare all'interno del dispositivo.

Sono stati sviluppati film di ossido di silicio di tipo n, da impiegare come materiali drogati alternativi per i dispositivi.

Questi strati, che in precedenza erano stati adottati con successo nelle singole giunzioni p-i-n amorfe, sono stati utilizzati anche nelle giunzioni tandem micromorfe.

È stato dimostrato che i nuovi strati drogati consentono di ottenere delle buone correnti di corto circuito utilizzando un semplice strato di argento come contatto posteriore delle celle (generalmente viene utilizzato un doppio strato ZnO/Ag) e senza l'utilizzo di alcuno strato intermedio tra le due celle componenti. Con un processo di fabbricazione semplificato è stata ottenuta un'efficienza del dispositivo pari a 11,3%, con uno spessore totale degli strati assorbitori di circa 1,7  $\mu\text{m}$ .

Parallelamente alla sperimentazione sulla parte attiva del dispositivo, è continuato lo sviluppo di elettrodi frontali di ZnO caratterizzati da una rugosità superficiale tale da determinare un efficace intrappolamento della radiazione solare. Grazie al lavoro svolto sull'ottimizzazione della morfologia superficiale, i dispositivi fabbricati sui substrati sviluppati in ENEA hanno mostrato nella regione infrarossa della radiazione una risposta spettrale migliore di quella ottenuta utilizzando substrati di tipo commerciale.

In tal modo è stato possibile migliorare le prestazioni del dispositivo micromorfo, ottenendo un'efficienza pari a 11,6%.

Per quanto riguarda lo sviluppo di strati assorbitori alternativi a quelli attuali, è stato adeguato il sistema di deposizione per poter crescere film sottili microcristallini di silicio germanio ( $\mu\text{c-SiGe:H}$ ) mediante tecnica VHF PECVD. Sono stati depositati e caratterizzati film di  $\mu\text{c-SiGe:H}$  con vario contenuto di germanio e sono stati effettuati i primi test di fabbricazione di dispositivi.

Inoltre, sono proseguite le attività sullo studio di materiali nanostrutturati da utilizzare come strati assorbitori innovativi. In particolare, è stata eseguita un'approfondita caratterizzazione ottica di nanocristalli di silicio in matrice di nitruro di silicio.

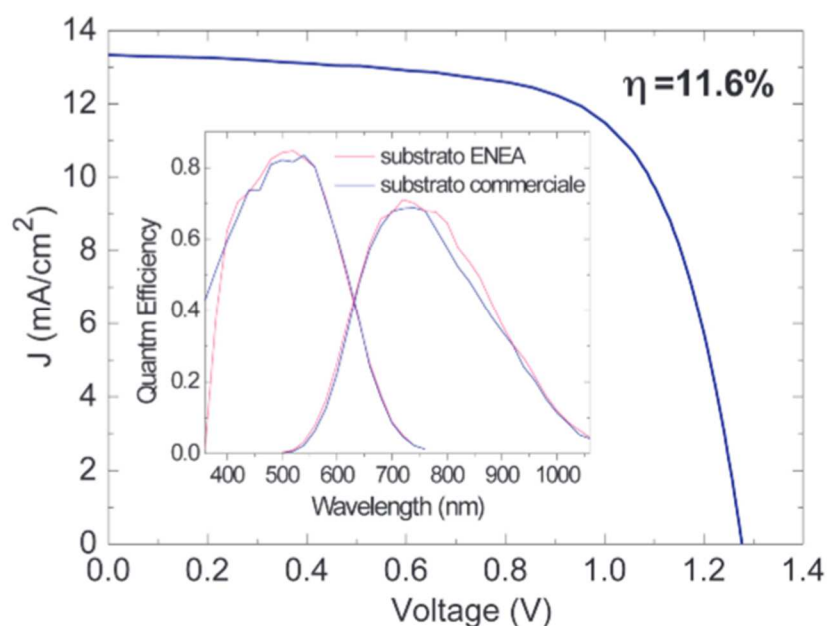


Fig. 4.13. Caratteristica I-V della cella micromorfa realizzata su substrato sviluppato in ENEA con un'efficienza pari a 11,6%. (Fonte: <https://www.enea.it>)



## 5. Pannelli trasparenti fotovoltaici

### 5.1. L'innovazione è trasparente

I pannelli fotovoltaici trasparenti permettono di allargare l'orizzonte del fotovoltaico verso nuovi e più svariati ambiti di applicazione sia in ambito domestico-residenziale che in ambito produttivo e commerciale.

Laddove vigano vincoli paesaggistici, l'installazione di un impianto fotovoltaico è una scelta da ponderare con attenzione, e proprio questa innovativa tecnologia può essere la soluzione a questo scenario.

In generale, i moduli trasparenti possono essere realizzati con materiali plastici o vetrosi ed hanno la particolarità di far filtrare la luce naturale del sole attraverso la loro superficie, con diversi gradi di trasparenza.

Questo tipo di pannello solare è sempre più utilizzato nell'edilizia sostenibile ma anche in diversi ambiti produttivi, dalle serre solari ai capannoni.

Essenzialmente si producono due tipi di moduli:

- La prima tipologia prevede la superficie inferiore, anziché in materiale opaco (plastica, tedlar o altro), in vetro come quella superiore. Si tratta dei cosiddetti pannelli vetro-vetro che, in stile "sandwich", contengono le classiche celle fotovoltaiche racchiuse tra due strati di Eva+Vetro che permettono il passaggio della luce solare.

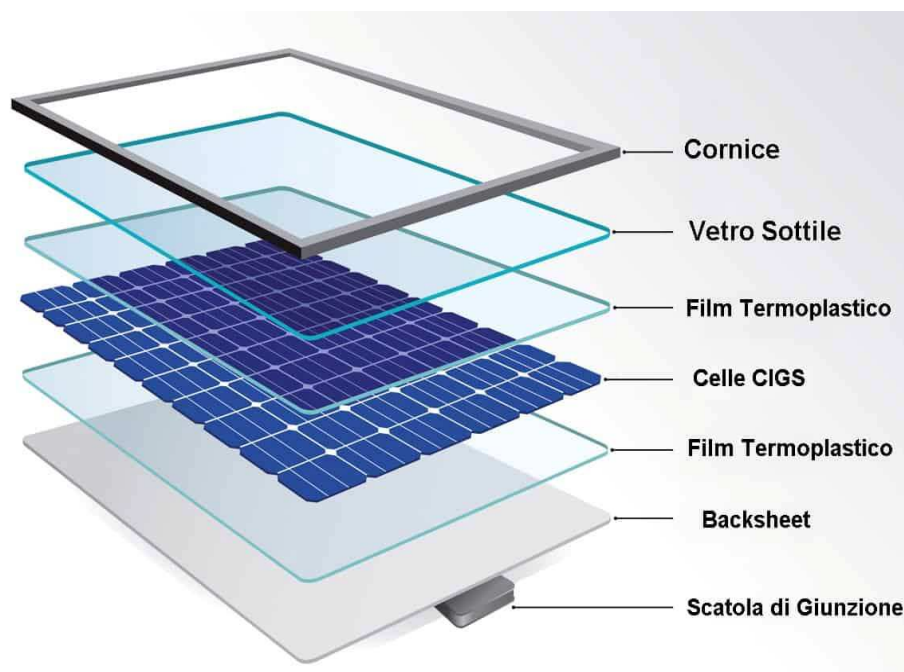


Fig. 5.1. Esploso di un vetro fotovoltaico. (Fonte: <https://www.discalica.it>)

- Nella seconda tipologia si tratta di un vero e proprio vetro solare, cioè un vetro che non contiene celle visibili, ma che “produce energia” fotovoltaica attraverso il suo stesso materiale.

Anche questi vetri sfruttano l’effetto fotoelettrico delle classiche celle fotovoltaiche, ma non hanno le classiche celle che siamo abituati a vedere. Hanno diversi gradi di trasparenza in relazione alla loro capacità produttiva.



Fig. 5.2. Vetrata di moduli in vetro fotovoltaico trasparente. (Fonte: <https://www.kerrspa.it>)

## 5.2. La produzione dei vetri trasparenti fotovoltaici

La seconda tipologia di vetro fotovoltaico può essere realizzata con tre diversi materiali, che vanno ad incidere sulla potenza e capacità produttiva del modulo.

I vetri fotovoltaici trasparenti possono essere prodotti con gel di silicio, base organica e base di grafene.

### 5.2.1. Gel di silicio

Il vetro trasparente fotovoltaico a base di gel di silicio si può ottenere in due modi:

- Con applicazione nell’intercapedine, ossia, quando il gel al silicio amorfo viene applicato nella vetrocamera. Così si riesce a convertire l’energia solare in energia elettrica producendo fino a 300 watt per metro quadrato. Per trasformare un vetro doppio in un vetro fotovoltaico, deve essere smontato, l’intercapedine riempita di gel e poi dotato di due contatti elettrici, rimontato sulla finestra e connesso alla centralina.
- Con applicazione superficiale, quando in assenza di intercapedine tra i due vetri, al gel al silicio amorfo, viene sostituito uno spray analogo per componenti, che è in grado di generare fino a 100 watt per metro quadrato.

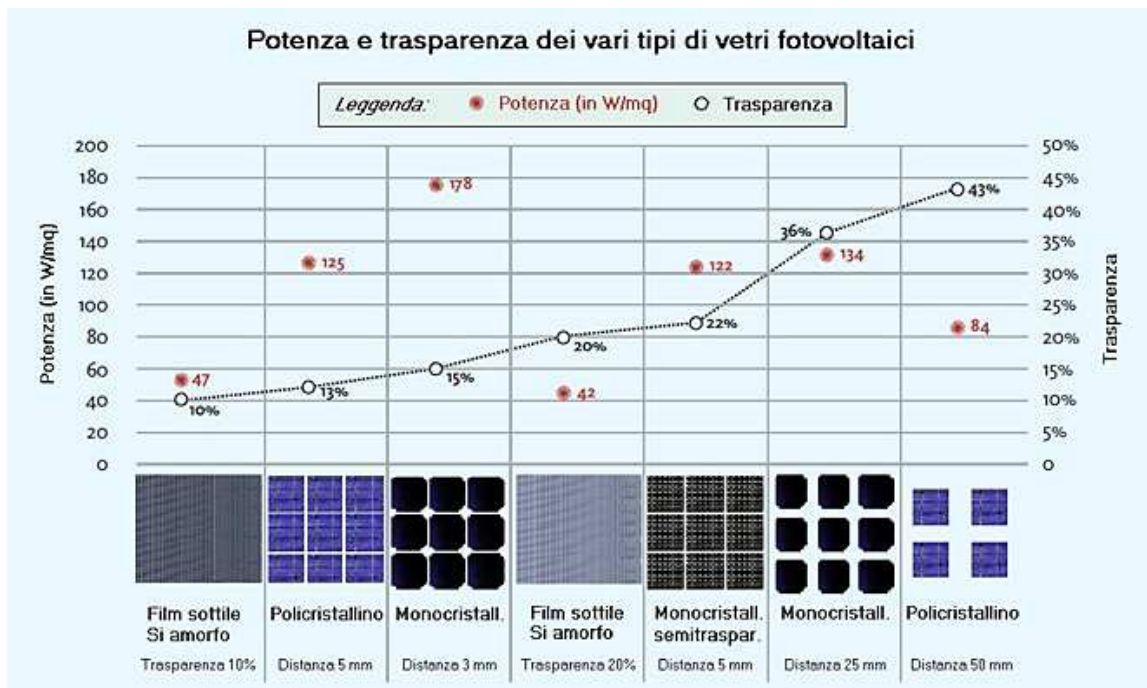


Fig. 5.3. Relazione e confronto tra potenza e trasparenza di vari tipi di vetri fotovoltaici a base di silicio.  
(Fonte: <https://www.consulente-energia.com>)

### 5.2.2. Base organica

A differenza del fotovoltaico tradizionale, in quello organico lo strato che assorbe la luce non è costituito da un unico materiale, ma da una miscela di materiali donatori – accettori.

Dopo la cattura dei fotoni, avviene molto rapidamente un trasferimento del portatore di carica all'interfaccia tra i due materiali, solitamente polimeri coniugati (donatore) e fullereni derivati (accettore). Questo passaggio è stato per lungo tempo caratterizzato da perdite di energia, che riducevano la tensione della cella. Inoltre, i fullereni assorbono pochissima luce solare, motivo per cui l'elettricità è generata principalmente dal componente donatore.

I semiconduttori organici di solito assorbono solo in un certo intervallo di lunghezze d'onda ma sono in corso diversi studi per migliorare questo aspetto.

Il pannello solare a base organica ha le stesse proprietà elettriche del silicio, ma vanta una capacità considerevole di "assorbire otticamente" i fotoni luminosi così da generare elettricità e garantire la trasparenza grazie a innovativi polimeri conduttori. Un'altra importante caratteristica di questa tipologia di pannelli è la sottigliezza del film organico che misura solo pochi micrometri di spessore.

### 5.2.3. Base di grafene

Inizialmente era stata presa in considerazione una base di platino; tuttavia, l'inconveniente generato da questo metallo era legato al fatto che i costi per la realizzazione dei pannelli erano esorbitanti e non ne giustificavano l'utilizzo.

La soluzione trovata dall'Istituto Italiano di Tecnologia in stretta collaborazione con l'Università di Roma Tor Vergata, e pubblicata sulla rivista scientifica Nanoscale, è stata quella di sostituire il platino con il grafene, riducendo i costi di produzione di diecimila volte.

L'inserimento del grafene all'interno del pannello solare è stato eseguito spruzzando il materiale in forma liquida all'interno della struttura.

A detta degli inventori questo processo potrà essere riprodotto in modo facile e veloce anche su larga scala al fine di permetterne produzioni industriali.

In realtà il grafene è già da tempo al centro dell'attenzione degli scienziati di tutto il mondo, grazie alla sua particolare struttura atomica si presta infatti ad utilizzi di vario genere: proprio per incentivare la ricerca la Comunità Europea ha stanziato 1 miliardo di euro, che sarà erogato in 10 anni, per la realizzazione del programma denominato Graphene Flagship, al cui interno i due istituti di ricerca italiani sopra menzionati ricoprono un ruolo di assoluta rilevanza.

### **5.3. Pregi e difetti dei vetri fotovoltaici**

Si vanno a prendere in esame i principali fattori che determinano la bontà della tecnologia a vetro fotovoltaico trasparente:

I principali pregi sono i seguenti:

- Si tratta di strutture stabili in quanto incastonate e sigillate all'interno degli infissi senza comprometterne la resistenza e la durabilità.
- Si integrano molto bene in ogni contesto architettonico e non sono per niente impattanti a livello ambientale.
- L'installazione non prevede interventi invasivi, il vetro fotovoltaico può essere installato come sostituto dei normali vetri.
- Non riducono eccessivamente l'irraggiamento naturale dell'abitazione in quanto garantiscono fino all'80 per cento di trasparenza.
- Sono realizzati con materiali ecologici a basso impatto ambientale sia in fase di produzione che in fase di eventuale smaltimento.
- Hanno costi contenuti se paragonati ad altre soluzioni tecnologiche dello stesso ambito.
- Garantiscono un buon risparmio energetico se rapportato alla loro bassa invasività.
- Come accade per le altre tipologie di pannelli, anche questo tipo di fotovoltaico, se installato per far fronte ai propri consumi energetici, può usufruire delle detrazioni fiscali.

Il principale difetto è il seguente:

- Il rendimento è di molto inferiore a quello dei pannelli fotovoltaici tradizionali (mediamente 12 per cento) e questo è da attribuire in buona parte all'impossibilità di poter orientare i pannelli, nelle varie fasi del giorno, e di poterli inclinare. Sono, appunto, posizionati in delle strutture "fisse" e trovandosi perennemente in posizione verticale hanno un deficit nella cattura dell'energia solare.

## 5.4. Possibili applicazioni

A prescindere dal tipo di modulo utilizzato, i pannelli fotovoltaici trasparenti hanno diverse qualità che li rendono adatti ad essere installati in moltissimi ambiti di applicazione, a differenza dei classici pannelli opachi.

Possono essere utilizzati come frangisole fotovoltaici, come tettoie trasparenti, come componenti di pensiline, di vetrate, di facciate di edifici o come coperture di serre fotovoltaiche o come lucernari su tetti e solai.

Un ambito produttivo che, per sua definizione, ha bisogno di luce naturale è quello delle coltivazioni in serra. Utilizzare pannelli fotovoltaici trasparenti o semi-trasparenti sui tetti delle serre permette di produrre energia pulita senza compromettere la produttività della serra stessa.

Le celle solari, infatti, pur permettendo il passaggio di luce naturale nella serra, creano il giusto livello di ombreggiamento, fondamentale nella stagione estiva.



Fig. 5.4. Esempio di serra fotovoltaica. (Fonte: <https://www.rifaidate.it>)

I moduli trasparenti hanno diverse qualità estetiche e funzionali: coprire una tettoia con moduli trasparenti vetro-vetro permette l'illuminazione naturale all'interno dell'edificio mantenendo, allo stesso tempo, un ambiente confortevole e luminoso.

Permette di risparmiare energia e, contemporaneamente, permette di produrre energia pulita.

I pannelli fotovoltaici trasparenti sono perfettamente integrabili in molti contesti costruttivi residenziali, industriali o commerciali: si pensi, ad esempio, alle coperture dei grandi magazzini e dei centri commerciali: i moduli permettono di produrre energia e contestualmente di risparmiarne grazie all'illuminazione naturale all'interno dell'edificio.



Fig. 5.5. Esempio di tettoia fotovoltaica trasparente. (Fonte: <https://www.edilnet.it>)

Il contesto applicativo di sicuro più interessante è quello residenziale. I pannelli fotovoltaici trasparenti possono essere integrati con qualsiasi componente edilizia in fase di costruzione di nuovi edifici o di ristrutturazioni. Possono essere facilmente integrati su finestre, balconi, lucernari, balaustre, pensiline, tettoie frangisole o solarium.



Fig. 5.6. Esempio di facciate in vetro fotovoltaico trasparente. (Fonte: <https://www.edilsocialnetwork.it>)

Anche in ambito urbano i pannelli trasparenti vengono utilizzati su coperture di parcheggi, aree di sosta, fermate degli autobus, stazioni e, addirittura, su pavimenti transitabili. Esistono infatti piastrelle semitrasparenti retroilluminate in vetro che contengono piccole celle fotovoltaiche per produrre energia. I moduli fotovoltaici policristallini in passato venivano prodotti solo con celle fotovoltaiche di colore “indaco” (colore dello spettro compreso tra il blu ed il viola) o nero a causa dello strato antiriflettente depositato sulla superficie della cella necessaria alla conversione fotovoltaica. Grazie all’evoluzione tecnologica si è riusciti ad ottenere celle fotovoltaiche con colorazioni differenti senza compromettere particolarmente l’efficienza di conversione. Le caratteristiche estetiche e tecniche di questi moduli assicurano il superamento dei vincoli paesaggistici e dei limiti dei centri storici ed architettonici. I moduli fotovoltaici colorati hanno assunto forma e colori innovativi, con un caratteristico impatto visivo che ne fa dei veri elementi architettonici.



Fig. 5.7. Esempio di pensilina urbana in vetro fotovoltaico trasparente colorato. (Fonte: <https://www.pinterest.it>)



Fig. 5.8. Esempio di facciata di un edificio in vetro fotovoltaico trasparente colorato. (Fonte: <https://www.progettazionecasa.com>)

## 5.5. Prove sperimentali

### 5.5.1. Ricerca svolta dall' università IUAV di Venezia- ENEA-Fraunhofer

Propongo, di seguito, una sintesi di una ricerca condotta dall' Università IUAV di Venezia in collaborazione con ENEA e Stazione Sperimentale del Vetro con la collaborazione di "Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE", sita a Friburgo.

Le prove sperimentali sono state rese possibili dalla disponibilità di T. Savian della ditta UnionGlass sita a Motta di Livenza (TV).

La ricerca è intitolata "MISURA E PRESTAZIONI DI SISTEMI INTEGRATI CON PV DI TIPO SEE THROUGH", e riguarda lo studio della caratterizzazione del comportamento radiativo e termico di componenti fotovoltaici trasparenti:

Tali componenti trasparenti possono essere utilizzati in sostituzione dei tradizionali elementi vetrati in quelle parti di involucro destinate a garantire il contatto tra ambiente interno e ambiente esterno. Ciò risulta di notevole interesse in relazione alla necessità di realizzare entro pochi anni, sulla spinta della legislazione nazionale ed europea, edifici che non consumino energia (Zero Energy Building ZEB) o che ne consumino molto poca (Near Zero Energy Building NZEB) e che al contempo garantiscano un basso impatto ambientale con limitate emissioni e basso consumo di risorse.

Sono stati predisposti un sistema vetrato stratificato con celle in silicio amorfo e una vetrocamera fotovoltaica con la collaborazione dell'azienda UnionGlass di Motta di Livenza (TV) e del laboratorio ENEA UTEE ERT. Si è proceduto alla caratterizzazione presso il laboratorio FisTec di Università IUAV e Laboratorio Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE di Friburgo.

Sono state effettuate analisi spettrali presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia. Successivamente si è completata la realizzazione di un modello numerico del comportamento energetico di sistemi BIPV al fine di stimarne le caratteristiche ottiche e termiche. Utilizzando tale modello sono state effettuate le stime dei parametri di trasmissione solare e trasmittanza e i valori sono stati confrontati con i risultati sperimentali sintonizzando il modello numerico.

Infine, si è analizzata, utilizzando un software di simulazione energetica dinamica dell'edificio, l'integrazione del sistema di produzione fotovoltaica sull'edificio.

#### 5.5.1.1. Sistemi BPIV

Si tratta delle tecnologie legate al "Building Integrated Photovoltaics" (BIPV), ossia all'installazione di sistemi fotovoltaici integrati nell'involucro, che rivestono la duplice funzione di produttori di energia e di elementi di involucro e non più semplicemente e banalmente "depositati" sulle superfici che costituiscono il confine dell'edificio.

Parallelamente alla diffusione di tali tecnologie, si sono aperte nuove tematiche di ricerca legate alla caratterizzazione termo-energetica dei moduli BIPV.

La loro applicazione e le loro caratteristiche sono in continua evoluzione ed i temi che li riguardano da sviluppare ed approfondire sono numerosi. In particolare, non sono ancora stati completamente consolidati i valori dei principali parametri di caratterizzazione termica e ottica di tali elementi, quali:

- trasmittanza  $U$  [ $W/m^2 K$ ]
- fattore solare  $g$  [-]
- trasmissione visibile  $tv$ . [-]



- trasmissione solare  $\tau_e$ . [-]
- emissività  $\epsilon$  [-]
- assorbimento  $\alpha$  [-]
- riflessioni su faccia interna ed esterna  $\rho$  [-]

Tali parametri risultano indispensabili per poter caratterizzare correttamente i componenti e per poter confrontare questi sistemi con i tradizionali elementi d'involucro trasparenti e non produttori di energia. Il tema risulta interessante soprattutto se si considera quest'ultimo aspetto legato alla produzione di energia elettrica.

Nel bilancio complessivo dell'edificio, infatti, non sarà più presente una sola componente passiva di ingresso/uscita di energia attraverso il componente stesso, come accade ora per i tradizionali elementi di involucro trasparenti ed opachi, ma anche una componente attiva di produzione di energia che potrebbe, in parte o del tutto, compensare lo svantaggio in termini di bilancio energetico.

In quest'ottica e dopo una corretta caratterizzazione, è possibile quindi pensare di poter stimare in maniera più precisa il fabbisogno di energia degli edifici, anche e soprattutto in una fase di progettazione.

Tale previsione può essere fatta grazie all'utilizzo di metodi di simulazione oramai sufficientemente consolidati nel campo dell'energetica degli edifici.

#### 5.5.1.2. Sistemi BPIV: caratteristiche energetiche

L'integrazione di celle solari fotovoltaiche sugli edifici apre nuove tematiche relative alla caratterizzazione dei nuovi componenti che di fatto sostituiscono i tradizionali elementi di involucro le cui proprietà termofisiche sono in molti casi già note ed utilizzate da molti anni dagli esperti del settore.

I parametri più significativi che caratterizzano il BIPV trasparente e semitrasparente, da un punto di vista termico ed ottico, possono essere riassunti come segue:

- U-Value [ $W/m^2 K$ ]: trasmittanza del pacchetto BIPV che sostituisce completamente l'elemento di involucro trasparente o opaco;
- SHGC, "g": fattore solare del pacchetto BIPV
- $\tau_v$ : fattore di trasmissione visibile diretta della parte trasparente in vetro;
- $\tau_e$ : trasmissione energetica diretta della parte trasparente in vetro.

Un' interessante studio sperimentale sulla valutazione del fattore di guadagno solare di moduli fotovoltaici semitrasparenti (Semi Transparent Photovoltaic - Stpv) è proposto da F. Chen, S. K. Wittkopf, P. Khai Ng e H. Du, nella pubblicazione «Solar heat gain coefficient measurement of semi-transparent photovoltaic modules with indoor calorimetric hot box and solar simulator,» Energy and Buildings.

Per la stima del valore di g è stato utilizzato un approccio che prevede l'utilizzo di un calorimetro mediante un metodo sviluppato dal Solar Energy Research Institute di Singapore (SERI).

Tale metodo prevede la misura simultanea di trasmittanza e fattore di guadagno solare anche grazie alla creazione di un simulatore solare secondo lo standard IEC 60904-9 ("Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements") che ha permesso inoltre di valutare g anche in funzione dell'angolo di incidenza, della lunghezza d'onda e della temperatura esterna.

Una caratterizzazione dei valori di trasmittanza termica e fattore solare in condizioni più vicine a quelle operative per i sistemi BIPV è proposta da S. Misara, N. Henze e A. Sidelev, in “Thermal Characteristics of BIPV (U-Value and g-value).

Il problema sollevato è quello di non poter utilizzare le procedure standard, normalmente utilizzate per i vetri, per la caratterizzazione di tali parametri nel caso di presenza di BIPV. Viene proposto un metodo per poter tenere in considerazione la potenza termica generata dal modulo fotovoltaico durante la caratterizzazione dei pannelli e viene descritto un modello matematico per il calcolo della temperatura superficiale dei pannelli. In particolare, si simulano le presenze di diversi livelli di radiazione solare fornendo tanta potenza al pannello quanta è necessaria per innalzare la sua temperatura fino a renderla stazionaria. I risultati mostrano un miglioramento del parametro U-Value anche del 9% nel caso di vetro laminato. Al contrario la riduzione del g-value durante l’inverno può arrivare anche al 15% per un caso di vetrocamera solare.

Un aspetto interessante nella valutazione delle prestazioni di sistemi semitrasparenti utilizzati in facciata o su finestre è quello della colorazione della luce naturale negli ambienti interni. È importante caratterizzare la resa del colore di moduli fotovoltaici in modo da poter prevedere il comfort visivo. Nella ricerca di Lynn ed altri presentata in “GMA Solar Energy Efficiency Solution” si è valutato l’indice di resa cromatica, CRI, per la luce naturale trasmessa da alcuni moduli semitrasparenti.

I film di silicio amorfo e microcristallino possono infatti portare a una colorazione azzurra o bruna a seconda degli spessori in cui viene deposto. I moduli in silicio amorfo analizzati hanno evidenziato valori di CRI maggiori di 90 garanzia di una buona resa dei colori. I campioni microcristallini presentavano invece valori di CRI inferiori a 90 denunciando la possibilità di una alterazione del comfort visivo.

Nella descrizione delle prestazioni di un sistema BIPV sono utili oltre ai parametri visti che riguardano il singolo modulo, delle caratterizzazioni complessive dei componenti di involucro dal punto di vista energetico, termico e radiativo. Un esempio di misura di alcuni parametri su di una facciata attiva, anche se non direttamente collegata ad alcun impianto fotovoltaico, è proposto da Corgnati, Perino e V. Serra, nella pubblicazione “Experimental assessment of the performance of an active transparent facade during actual operating conditions”.

#### 5.5.1.3. Sistemi BIPV: trasparenza e “see-through”

Tra le funzioni fondamentali degli elementi trasparenti presenti lungo l’involucro degli edifici vi sono quella di garantire il contatto tra ambiente interno e esterno e quella di far entrare la luce naturale. Insieme queste due caratteristiche rendono dinamico l’ambiente interno con giochi di luce e ombre mutevoli nel tempo e con un’espansione verso l’esterno di spazi anche limitati di vita e lavoro. Sono tutti questi elementi fondamentali nella realizzazione di spazi ad elevata qualità ambientale. Dal punto di vista del comfort delle persone che occupano gli spazi interni la possibilità di vedere l’ambiente esterno è sicuramente da preferire rispetto alla condizione di assenza di visione dello stesso.

La possibilità di ingresso della luce naturale e la possibilità di “vedere” la scena esterna in maniera nitida attraverso un elemento trasparente dipende dalle proprietà ottiche dei diversi strati e elementi che lo costituiscono. Il primo elemento importante è il coefficiente di trasmissione visibile del sistema vetrato che dipende dal tipo di vetro e dagli eventuali rivestimenti presenti. In genere il vetro piano utilizzato al giorno d’oggi ha una elevata trasmittanza nel visibile e di conseguenza permette elevati livelli di illuminamento naturale e una buona visione dell’esterno.

I film sottili depositi sulle lastre di vetro piano possono alterare o limitare la visione. Ogni elemento poi di schermatura o di ornamento presente (veneziane, tendine, drappi, schermi, serigrafie, etc) influenza in maniera significativa la visibilità dell'esterno in quanto occupa parte della superficie trasparente e influenza il passaggio della radiazione luminosa diretta e diffusa. Visione e passaggio della luce pur essendo correlate non sono la stessa cosa. Mentre nel recente passato vi sono state molte ricerche relative al comfort termo-igrometrico e a quello visivo, meno attenzione è stata fino ad ora rivolta verso ai cosiddetti "light through" e "see through" delle finestre, ossia rispetto alla possibilità di ingresso della luce naturale e ai suoi effetti e alla soddisfazione degli occupanti rispetto alla visione dell'esterno.

H. Hellinga e T. Hordijk, nel trattato "The D&V analysis method: a method for the analysis of daylight access and view quality" hanno studiato le interazioni tra illuminazione naturale e vista dell'esterno introducendo un nuovo metodo di valutazione dell'ambiente interno in grado di tenere conto contemporaneamente della disponibilità di luce naturale e della qualità della visione attraverso di una finestra. Viene messo in evidenza come le interrelazioni tra i diversi parametri che influenzano la qualità della visione siano complesse.

In particolare, sono necessarie ulteriori indagini sull'effetto di vetri a bassa trasmittanza che si stanno diffondendo nelle comuni applicazioni in uffici e residenza. Nello specifico del fotovoltaico integrato nei sistemi vetrati la trasparenza è garantita da una parte dai pannelli vetro-vetro con celle fotovoltaiche opache in genere in silicio cristallino dall'altra da pannelli realizzati utilizzando il vetro come substrato su cui viene steso silicio amorfo o microcristallino. Le applicazioni di sistemi BIPV più diffuse costituiscono schermature, coperture, curtain wall leggeri o prefabbricati e facciate doppia pelle. Nel caso di sistemi stratificati l'effetto di semitrasparenza è ottenuto grazie alla presenza, nel modulo, di aree trasparenti vetrate tra le aree opache ove alloggiavano le celle fotovoltaiche. Il grado di trasparenza o semi-trasparenza è funzione della disposizione e dalla quantità di celle opache all'interno del modulo; nel caso in cui si voglia limitare maggiormente il passaggio di luce, il vetro tra le celle può essere colorato in massa.

Dall'altra parte si possono ottenere sistemi a elevata trasparenza con l'adozione di vetri piani su cui siano stati stesi strati di silicio amorfo. Anche in questo caso però pur essendo trasparenti le lastre vetrate possono assumere una colorazione dal bruno all'azzurro che comunque in parte può alterare la visione dell'esterno.

In genere è possibile trovare applicazioni di BIPV trasparente sia su singolo vetro che su vetro doppio o triplo e quindi con caratteristiche termiche decisamente più interessanti.

#### 5.5.1.4. Campioni BIPV oggetto di prova

Al fine di caratterizzare con precisione le proprietà termiche dei sistemi BIPV è stata effettuata una campagna di misura mediante piastra calda con anello di guardia e calorimetro solare ottenendo dei valori sperimentali confrontabili con i valori analitici ottenuti mediante dei modelli numerici. I campioni utilizzati per la sperimentazione sono selezionati in modo da rappresentare tipologie più comuni nell'attuale mercato edilizio: sistemi vetrocamera con due lastre stratificate e intercapedine riempita d'aria in cui la lastra esterna è un vetro laminato con celle fotovoltaiche policristalline interposte tra un vetro extra- chiaro e un vetro chiaro e la lastra interna è un vetro stratificato con rivestimento basso-emissivo. La stratigrafia del sistema vetrato analizzato è descritta in Figura 5.9.

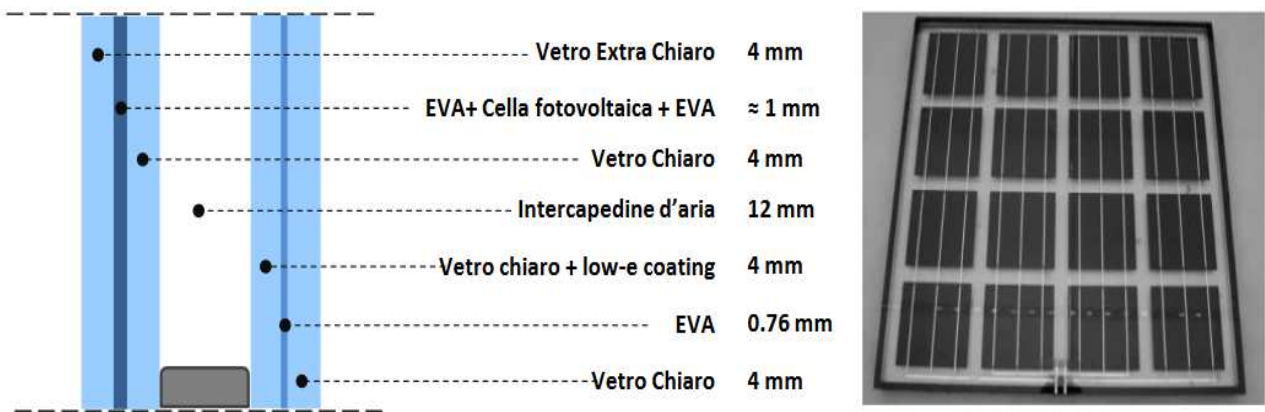


Fig. 5.9. Stratigrafia del campione BIPV vetrocamera. (Fonte: <https://www.enea.it>)

All'interno dei campioni BIPV sono inserite delle celle di silicio policristallino di dimensioni 156 x 156 mm con una potenza nominale di 4.3 W ed efficienza  $\eta_{cell}=0,15$ . Si è scelto di investigare un elevato grado di copertura dell'area del sistema vetrato da parte delle celle fotovoltaiche pari al 60%. Sono stati sottoposti a prove termiche due campioni di dimensioni 800 mm x 800 mm contenenti 16 celle fotovoltaiche e due campioni di dimensioni 995 mm x 995 mm con 25 celle per la determinazione fattore di guadagno solare g.

#### 5.5.1.5. Determinazione sperimentale della conduttanza termica

La conduttanza termica di un Sistema BIPV vetrocamere di dimensioni 800 mm x 800 mm BIPV esemplare è stata misurata mediante doppia piastra con anello di guardia seguendo i metodi descritti nella norma UNI EN 674. Questo apparato di misura è costituito da una piastra calda e due piatti freddi; tra queste piastre sono inseriti due campioni identici. Il flusso termico, da cui si calcola la conduttività termica, viene determinato mediante misure di temperatura ottenute tramite venti termocoppie collocate sulle superfici dei campioni di prova.

La temperatura media tra le parti calde e fredde dei campioni è di  $10 \pm 0,5$  °C. La differenza tra la media della temperatura misurata sul lato caldo e freddo del campione è  $15 \pm 0,5$  °C. Con queste condizioni al contorno la conduttanza termica misurata del campione BIPV è  $2.262 \text{ W} / (\text{m}^2\text{K})$  mentre il valore  $U_g$  è pari a  $1,64 \text{ W} / (\text{m}^2\text{K})$  considerando i coefficienti di trasferimento di calore esterne ed interne rispettivamente pari a  $23 \pm 3 \text{ W} / (\text{m}^2\text{K})$  e  $8 \pm 1 \text{ W} / (\text{m}^2\text{K})$ .

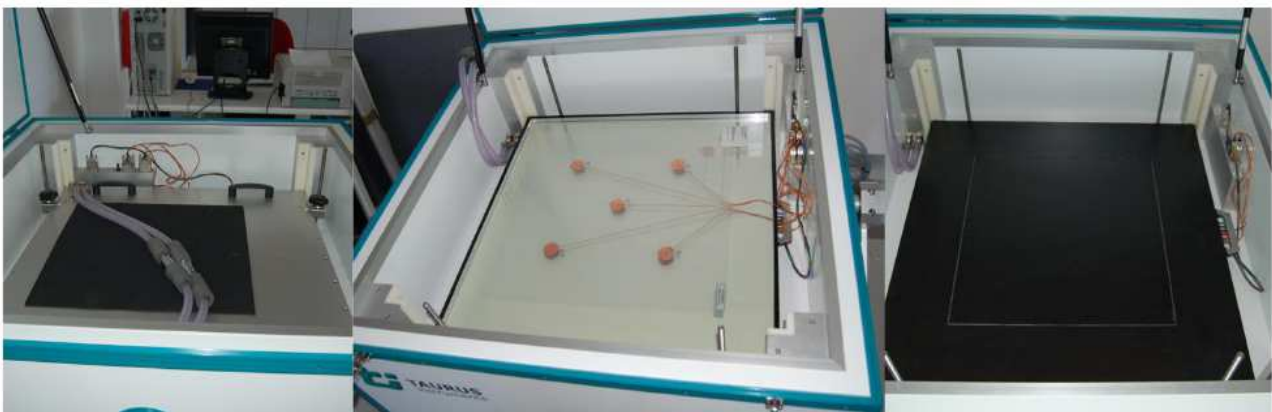


Fig. 5.10. Doppia piastra con anello di guardia presso il laboratorio FISTEC dell'università Iuav di Venezia. (Fonte: <https://www.enea.it>)

### 5.5.1.6. Determinazione sperimentale del fattore solare "g"

Due campioni BIPV di dimensioni 995 mm x 995 mm le cui stratigrafie sono state descritte precedentemente sono stati misurati con il calorimetro solare GKAL3 dotato simulatore solare. In Figura 5.10 è schematizzata una sezione dell'apparato di misura, mentre in Figura 5.11 si può vedere un campione installato nel calorimetro.

Durante le prove sono state utilizzate le seguenti condizioni al contorno: Radiazione incidente normale (angolo di incidenza  $0^\circ$ ) con un irraggiamento sul campione di circa  $540 \text{ W / m}^2$ . Velocità dell'aria e la geometria del dispositivo di misura impostate in modo da ottenere il coefficiente di scambio termico superficiale esterno  $h_e$  pari a  $23 \pm 3 \text{ W / (m}^2\text{K)}$  e quello interno  $h_i$  è pari a  $8 \pm 1 \text{ W / (m}^2\text{K)}$ . La temperatura della camera di misura è stata mantenuta a  $27 \text{ }^\circ\text{C}$ .

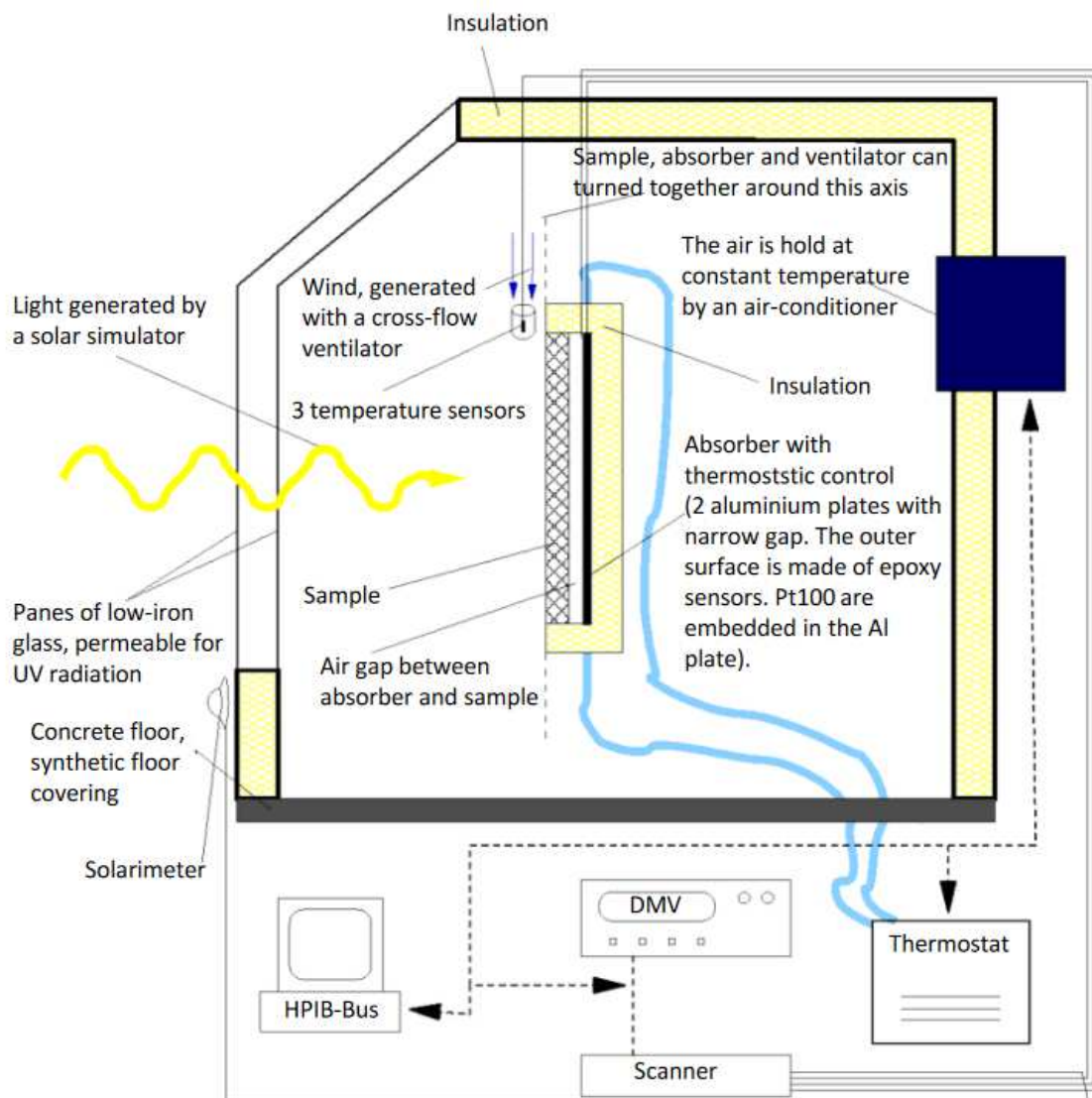


Fig. 5.11. Schema del calorifero solare dell'Istituto Fraunhofer for Solar Energy Systems. (Fonte: <https://www.enea.it>)

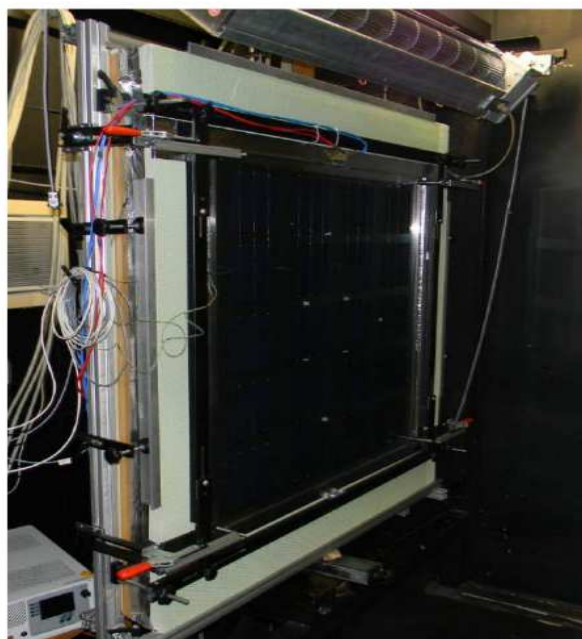


Fig. 5.12. Immagine di un campione installato nel calorimetro dell'Istituto Fraunhofer for Solar Energy Systems.  
(Fonte: <https://www.enea.it>)

Le misurazioni sono state effettuate in due diverse condizioni di carico:

- a circuito aperto, quindi senza un carico elettrico.
- collegando le celle ad un alimentatore a controllo elettronico nel punto di generazione di potenza massima (MPP Maximum Power Point Tracking).

I valori del fattore solare ottenuti sperimentalmente per le due tipologie di campione, vetrocamera e stratificato con trasparenza 40%, nelle due condizioni di carico sono riportate nella seguente tabella:

Campione	Condizioni di carico	g
Laminato	Circuito aperto	$0.45 \pm 0.04$
Laminato	MPP tracking	$0.43 \pm 0.04$
Vetrocamera	Circuito aperto	$0.28 \pm 0.03$
Vetrocamera	MPP tracking	$0.27 \pm 0.03$

#### 5.5.1.7. Determinazione delle caratteristiche spettrali

Un sistema BIPV è caratterizzabile nelle sue proprietà ottiche ed energetiche mediante la combinazione delle risposte spettrali di ogni elemento che li costituisce.

La procedura di calcolo illustrata nelle seguenti pagine è l'applicazione al caso di sistemi BIPV laminati e vetrocamera del metodo semplificato descritto nella norma UNI EN 410, il quale si avvale di valori spettrali ottenuti mediante misure sperimentali con spettrofotometro per definire i

parametri ottici ed energetici di sistemi vetrati partendo dai valori dei fattori di trasmissione spettrale  $\tau(\lambda)$  e di riflessione spettrale  $\rho(\lambda)$  nell'intervallo di lunghezza d'onda da 300 a 2500 nm. Le proprietà spettrali di ciascun elemento che costituisce le stratigrafie dei suddetti elementi sono state determinate sperimentalmente uno spettrofotometro Lambda 900 Perkin Elmer (Figura 5.12.) ovvero il fattore di trasmissione solare e il fattore di riflessione solare nell'intervallo di lunghezza d'onda compreso tra 250 e 2500 nm.



Fig. 5.13. Spettrofotometro Perkin Elmer Lambda 900, Stazione Sperimentale del Vetro di Murano-Venezia.  
(Fonte: <https://www.enea.it>)

#### 5.5.1.8. Caratteristiche spettrali di vetri monolitici

Le caratteristiche spettrali di lastra di vetro monolitica, e delle sue successive trasformazioni (coating, laminazione, ecc.) sono rappresentate da una serie di parametri elencati di seguito:

- $\tau$  è il fattore di trasmissione spettrale del sistema;
- $\rho\tau$  è il fattore di riflessione spettrale del sistema valutato sul lato su cui incide la luce;
- $\rho'\tau$  è il fattore di riflessione spettrale del sistema valutato sul opposto a quello su cui incide la luce;
- $t_i$  è il fattore di trasmissione spettrale dell'i-sima interfaccia (equivalente per entrambe le direzioni);
- $r_i$  è il fattore di riflessione dell'i-sima interfaccia valutato sul lato su cui incide la luce;
- $r'_i$  è il fattore di riflessione dell'i-sima interfaccia valutato sul lato opposto a quello su cui incide la luce;
- $\tau_i$  è il fattore di trasmissione spettrale interna dell'i-simo elemento;
- $d_i$  è lo spessore dell'i-simo elemento.

In Figura 5.13. è schematizzata la sezione di un vetro monolitico in cui sono rappresentati i fattori di riflessione e trasmissione totali e i fattori di trasmissione e riflessioni all'interfaccia e di trasmissione all'interno del vetro.

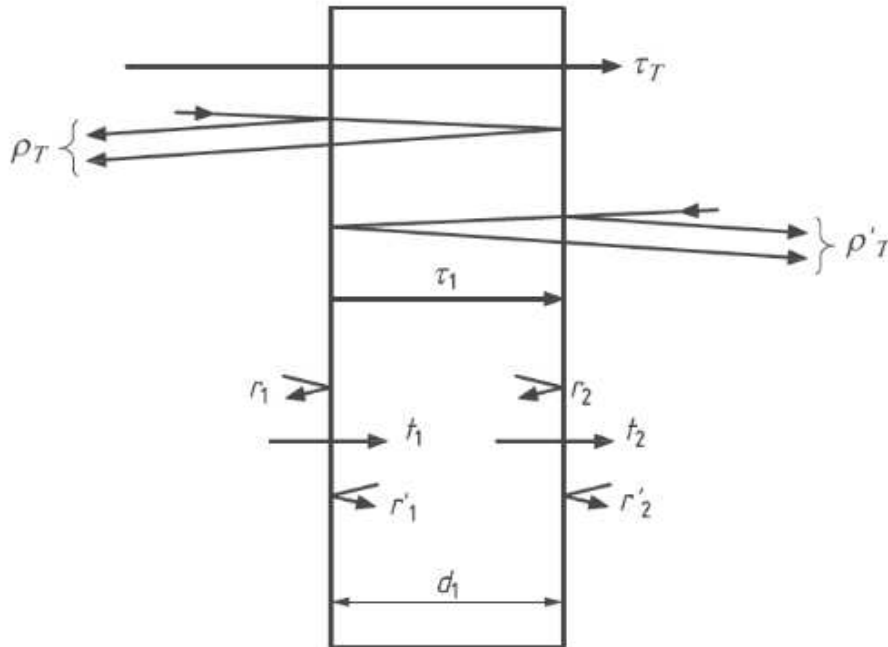


Fig. 5.14. Schema di un vetro monolitico. (Fonte: <https://www.enea.it>)

I coefficienti di trasmissione e di riflessione totali, per un vetro monolitico possono essere determinati mediante i fattori di riflessione e di trasmissione delle interfacce e di trasmissione interna. Le relazioni tra tali parametri sono illustrate in Equazione 1, Equazione 2 ed Equazione 3.

Equazione 1

$$\tau_{\tau} = \frac{t_i \tau_1 t_2}{1 - r'_1 \tau_1 r_2}$$

Equazione 2

$$\rho_{\tau} = r_1 + \frac{r'_1 \tau_1^2 r_2}{1 - r'_1 \tau_1^2 r_2}$$

Equazione 3

$$\rho'_{\tau} = r'_2 + \frac{r'_1 \tau_1^2 t_2^2}{1 - r'_1 \tau_1^2 r_2}$$

Viceversa, partendo dai valori di riflessione totali ottenuti mediante misure sperimentali, è possibile determinare i valori dei fattori di riflessione e trasmissione all'interfaccia e di trasmissione interna. Tali parametri sono determinati mediante le seguenti equazioni, assumendo che, per ciascuna lastra  $r_1=r'_1=r'_2=r_2$ . Tale assunzione è vera per le lastre monolitiche ma non è verificata nel caso di lastre con coating bassoemissivi.



Equazione 4 
$$r_1 = r_2 = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Con:  $a = 2 - \rho_\tau$      $b = \rho_\tau^2 - \tau_\tau^2 - 1$      $c = \rho_\tau$

Equazione 5 
$$\tau_1 = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Con:  $a = \tau_\tau r_1^2$      $b = (1 - r_1)^2$      $c = \tau_\tau$

Nel caso l'interfaccia non sia assorbente (presenza di coating) è possibile calcolare il valore del fattore di trasmissione superficiale partendo dal fattore di riflessione superficiale r mediante:

Equazione 6 
$$t_i + r_i = 1$$

Con:  $r'_1 = r_1$

Riassumendo, dai valori di  $\tau$ ,  $\rho_\tau$ ,  $\rho'_\tau$  ottenuti mediante le misure spettrofotometriche si riescono a determinare i valori di  $t_i$ ,  $r_i$ ,  $r'_i$ ,  $\tau_i$  mediante i quali sarà possibile calcolare i valori di trasmissione e riflessione totali per sistemi con stratigrafie più complesse.

Nelle pagine seguenti sarà illustrato il metodo di calcolo per calcolare le caratteristiche spettrali di sistemi BIPV monolitici partendo da valori sperimentali di ciascun elemento costituente la stratigrafia.

#### 5.5.1.9. Calcolo caratteristiche spettrali laminato- parte trasparente

Considerando un sistema BIPV costituito da una lastra laminata con un vetro extra-chiaro nel lato esterno e un vetro chiaro uniti mediante uno strato di EVA (Etilen Vinil Acetato), è possibile definire le caratteristiche spettrali dell'intero pacchetto conoscendo le caratteristiche spettrali di ciascun componente.

In Figura 5.14. è schematizzata la lastra di vetro laminato in cui sono definite le caratteristiche spettrali superficiali del vetro extra-chiaro ( $r_1=r'_1$  e  $t_1=t'_1$ ) e quelle del vetro chiaro ( $r_2=r'_2$  e  $t_2=t'_2$ ) ottenuti mediante i valori sperimentali di  $\rho_T$ ,  $\rho'_T$  e  $\tau_T$  utilizzando l'Equazione 1, Equazione 4 e l'Equazione 6. I valori dei fattori di trasmissione interna possono essere dedotti partendo da misure sperimentali e mediante l'Equazione 5.

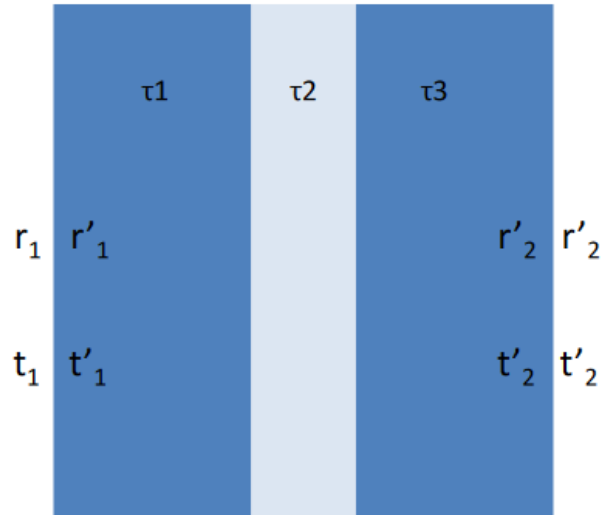


Fig. 5.15. Schema vetro laminato con vetro extra-chiaro sul lato esterno e chiaro all'interno.  
(Fonte: <https://www.enea.it>)

Il fattore di trasmissione spettrale interno dell'intera lastra laminata è ottenuto moltiplicando i valori di  $\tau_i$  di ciascuno strat

Equazione 7

$$\tau_i = \tau_{G1} \cdot \tau_{LAM} \cdot \tau_{G2}$$

Dove

- $\tau_i$  è il fattore di trasmissione interno dell'intero sistema
- $\tau_{G1}$  è il fattore di trasmissione interna della prima lastra
- $\tau_{LAM}$  è il fattore di trasmissione interna dello strado di PVB
- $\tau_{G2}$  è il fattore di trasmissione interna della seconda lastra

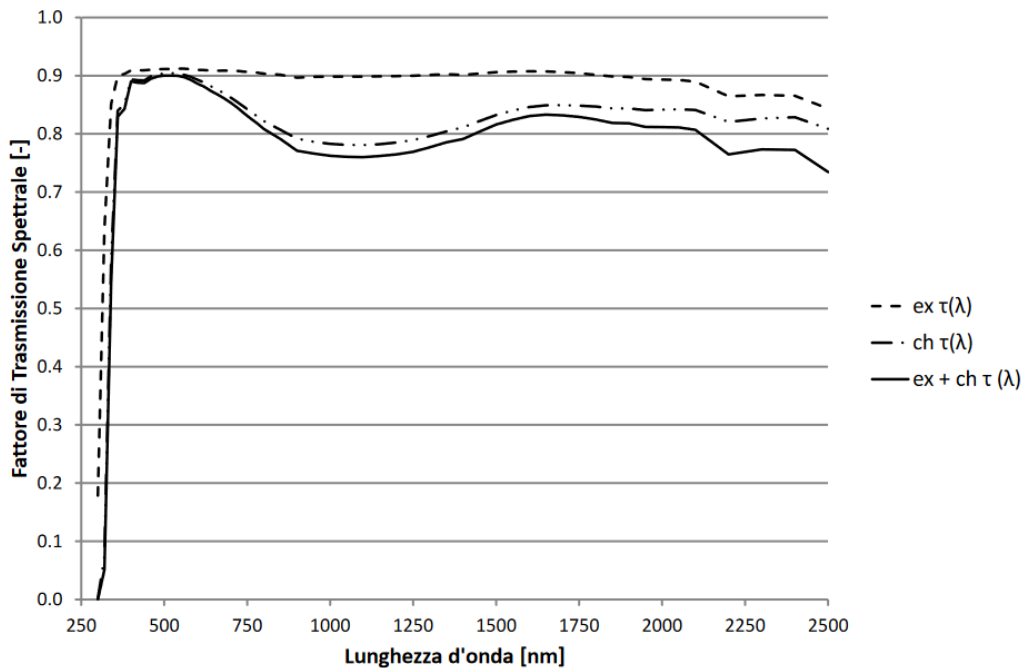


Fig. 5.16. fattore di trasmissione spettrale del vetro stratificato composto da una lastra di vetro extra- chiaro (ex) e una lastra di vetro chiaro (ch). La linea continua mostra il fattore di trasmissione spettrale dell'intera lastra stratificata (ex + ch). (Fonte: <https://www.enea.it>)

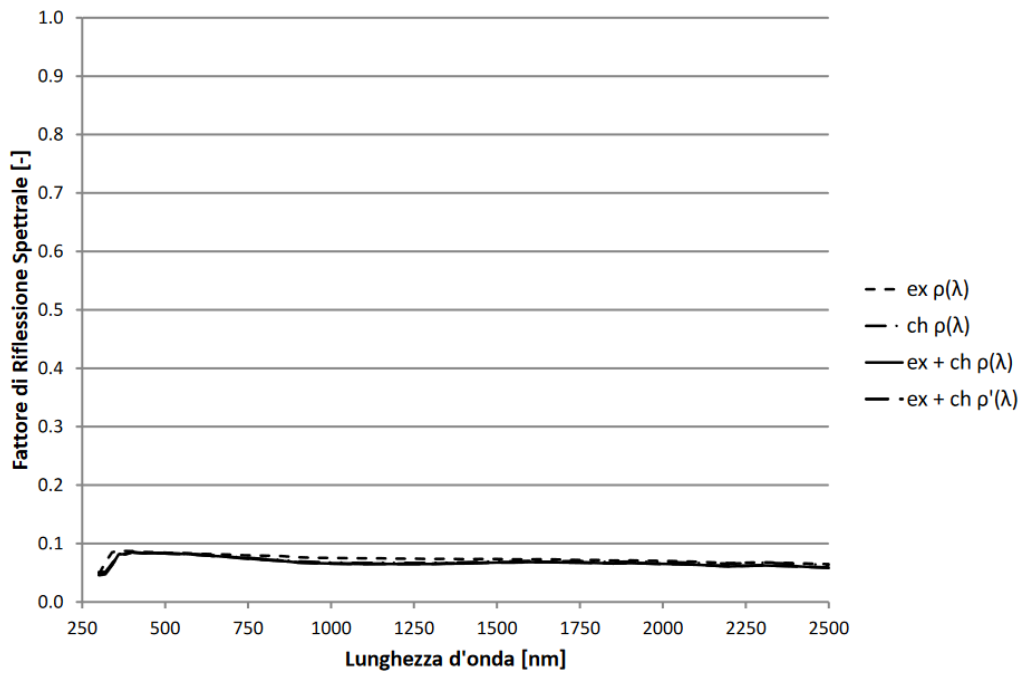


Fig. 5.17. fattore di riflessione spettrale del vetro stratificato composto da una lastra di vetro extra-chiaro (ex) e una lastra di vetro chiaro (ch). Sono inoltre riportate le curve che rappresentano l'andamento del fattore di riflessione spettrale della lastra stratificata. (Fonte: <https://www.enea.it>)

#### 5.5.1.10. Determinazione dei fattori di trasmissione e riflessione solare diretta- singola lastra stratificata

Considerando il caso di un sistema BIPV laminato costituito da celle fotovoltaiche inserite tra due vetri monolitici, i valori di trasmittanza  $\tau$  e  $\rho\tau$  del sistema BIPV vengono calcolati distinguendo le parte opaca e la parte trasparente.

Noti i valori di trasmittanza e riflettanza spettrale nelle varie lunghezze d'onda è possibile determinare il fattore di trasmissione dell'energia solare, definito come la percentuale di radiazione solare con lunghezza d'onda compresa tra 300 e 2500 nm comprendente lo spettro di ultra-violetti, energia visibile e infra-rosso, che si trasmette direttamente attraverso un sistema vetrato. Questo parametro viene calcolato mediante l'Equazione 10 utilizzando il fattore di trasmissione spettrale  $\tau_\lambda$  e la distribuzione spettrale relativa normalizzata della radiazione solare globale  $S_\lambda$ . La radiazione solare globale descrive la radiazione solare diretta e diffusa  $MJ/m^2$ .

Equazione 10

$$\tau_e = \frac{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \tau(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300nm}^{2500nm} S_\lambda \Delta\lambda}$$

In modo analogo è possibile calcolare il valore della riflettanza solare pe mediante l'Equazione 11:

Equazione 11

$$\rho_e = \frac{\sum_{\lambda=300nm}^{250nm} S_{\lambda} \rho(\lambda) \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300nm}^{250nm} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Dove:

- $\tau(\lambda)$  è il fattore di riflessione spettrale delle vetrate;
- $\rho(\lambda)$  è il fattore di riflessione spettrale delle vetrate;
- $S_{\lambda}$  è la distribuzione solare relativa della radiazione solare;
- $\Delta\lambda$  è l'intervallo di lunghezza d'onda.

Noti i valori dei fattori di trasmissione solare diretta della parte opaca e della parte trasparente del sistema BIPV è possibile calcolare il valore di  $\tau_e$  globale, conoscendo la percentuale di trasparenza.

- Risultati dei fattori di trasmissione e riflessione solare di un sistema BIPV vetrocamera, parte trasparente:

<i>Lastra 1 (trasparente)</i> <i>Extra chiaro + chiaro</i>			<i>Lastra 2</i> <i>Bassoemissivo + chiaro</i>			<i>Lastra 1+2</i>
$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$
83.0	7.5	7.5	53.1	27.4	15.0	46.2

- Risultati dei fattori di trasmissione e riflessione solare di un sistema BIPV vetrocamera, parte opaca:

<i>Lastra 1 (opaca)</i> <i>Extra chiaro + cella + chiaro</i>			<i>Lastra 2</i> <i>Bassoemissivo + chiaro</i>			<i>Lastra 1+2</i>
$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$	$\rho_e(\lambda)$	$\rho'_e(\lambda)$	$\tau_e(\lambda)$
0.0	15.4	14.0	53.1	27.4	15.0	0.0

#### 5.5.1.11. Calcolo del fattore di trasmissione dell'energia solare

Il fattore di trasmissione dell'energia solare totale  $g$  viene calcolato con la somma del fattore di trasmissione solare diretta  $\tau_e$  e del fattore di scambio termico secondario della vetrata verso l'interno  $q_i$ . Il fattore solare è dato quindi dalla somma di due parametri che descrivono rispettivamente la trasmissione diretta della radiazione solare e la quantità di energia assorbita dalle lastre di vetro e in seguito reimmesse nell'ambiente interno.

Il valore  $\tau_e$  è ottenuto mediante le procedure descritte precedentemente secondo Equazione 10; il valore di  $q_i$  invece si ottiene a partire dai valori del fattore di trasmissione e di riflessione solare secondo quanto descritto nell'Equazione 12 e nell'Equazione 13:

Equazione 12

$$\tau_e + \rho_e + \alpha_e = 1$$

La parte assorbita  $\alpha_e$  è ripartita nelle due parti  $q_i$  e  $q_e$  che rappresentano rispettivamente l'energia trasferita verso l'interno e verso l'esterno ottenendo quindi:

Equazione 13 
$$\alpha_e = q_i + q_e$$

Dove:

- $q_i$  è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'interno.
- $q_e$  è il fattore di trasferimento di calore secondario del vetro verso l'esterno.

Per un vetro singolo (o stratificato)  $q_i$  può essere descritto mediante la seguente relazione:

Equazione 14 
$$q_i = \alpha_e \frac{h_i}{h_e + h_i}$$

Dove:

- $\alpha_e$  è l'assorbanza solare diretta
- $h_e$  è il coefficiente di scambio termico esterno posto pari a 25 W/(m<sup>2</sup> K)
- $h_i$  è il coefficiente di scambio termico interno pari a 3.6 + 4.1  $\epsilon_i$  / 0.837 25 W/(m<sup>2</sup> K) dove  $\epsilon_i$  è l'emissività superficiale corretta; per un vetro silicato o borosilicato è pari circa 0.837, ottenendo quindi un valore di  $h_i = 7.7$  W / (m<sup>2</sup> K).

Per un vetrocamera invece si ha la seguente equazione:

Equazione 15 
$$q_i = \frac{\left[ \frac{\alpha_{e1} + \alpha_{e2}}{h_e} + \frac{\alpha_{e2}}{\Lambda} h_i \right]}{\left[ \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_e} + \frac{1}{\Lambda} \right]}$$

Dove:

- $h_e$  e  $h_i$  sono rispettivamente i coefficienti di scambio termico rivolti verso l'interno e l'esterno
- $\alpha_{e1}$  l'assorbanza solare diretta della lastra esterna del sistema vetrocamera
- $\alpha_{e2}$  l'assorbanza solare diretta della seconda lastra del sistema vetrocamera
- $\Lambda$  è la conduttanza termica del sistema vetrocamera.

I fattori di assorbimento solare delle due lastre che costituiscono la vetrocamera  $\alpha_{e1}$  e  $\alpha_{e2}$ , sono calcolati secondo quanto segue:

Equazione 16

$$\alpha_{e1} = \frac{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \left\{ \alpha_1(\lambda) + \frac{\alpha'_1(\lambda)\tau_1(\lambda)\rho_2(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)} \right\} \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Equazione 17

$$\alpha_{e2} = \frac{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \left\{ \frac{\alpha'_2(\lambda)\tau_1(\lambda)}{1 - \rho'_1(\lambda)\rho_2(\lambda)} \right\} \Delta\lambda}{\sum_{\lambda=300\text{ nm}}^{2500\text{ nm}} S_{\lambda} \Delta\lambda}$$

Dove:

- $\alpha_1(\lambda)$  è la assorbanza spettrale diretta del pannello esterno misurato nella direzione della radiazione incidente ottenuta da:  $\alpha_1(\lambda) = 1 - \tau_1(\lambda) - \rho_1(\lambda)$
- $\alpha'_1(\lambda)$  è la assorbanza spettrale diretta del pannello esterno misurato nella direzione opposta alla radiazione incidente, ottenuta da:  $\alpha'_1(\lambda) = 1 - \tau_1(\lambda) - \rho'_1(\lambda)$
- $\alpha_2(\lambda)$  è la assorbanza spettrale diretta del secondo pannello esterno misurato nella direzione della radiazione incidente, ottenuta da:  $\alpha_2(\lambda) = 1 - \tau_2(\lambda) - \rho_2(\lambda)$

Per il calcolo del fattore solare  $g$  di un sistema BIPV costituito da celle fotovoltaiche interposte all'interno di una lastra stratificata è necessario pesare il valore dell' $\alpha_e$  è l'assorbanza solare diretta con l'efficienza della cella.

Ad esempio con delle celle con un'efficienza del 15 % allora il valore di  $\alpha_e$  sarà moltiplicato per 85 %, quindi eliminando la quota di energia che è trasformata in elettricità.

Considerando un sistema BIPV vetrocamera con celle fotovoltaiche posizionate nella prima lastra stratificata, è possibile determinare il fattore solare calcolando separatamente le parti opache e quelle trasparente, facendo riferimento alla percentuale di copertura del pannello mediante le celle.

- Calcolo del fattore solare per lastra stratificata, parte trasparente:

Parte trasparente (extra chiaro + chiaro)				
$\tau_e$	$\rho_e$	$\alpha_e$	$q_i$	$g$
0.830	0.075	0.096	0.023	0.852

Parte trasparente (extra chiaro + cella + chiaro)				
$\tau_e$	$\rho_e$	$\alpha_e \times (1 - \eta_{\text{cell}})$	$q_i$	$g$
0.00	0.140	0.731	0.172	0.172

- Fattore solare del BIPV stratificato:

Noti i fattori solari della parte opaca e della parte trasparente del sistema BIPV è possibile combinarli conoscendo la percentuale di trasparenza, ovvero la superficie vetrata non coperta dalle celle fotovoltaiche.

Considerando una trasparenza del 40 % si ottiene:

- $g_{trasparente\ 40\%} = 0.341$
- $g_{opaco\ 60\%} = 0.103$

da cui il fattore solare totale del BIPV:  **$g_{tot} = 0.44$**

### 5.5.2. Risultati della ricerca

I sistemi vetrati costituiscono un elemento fondamentale dell'involucro edilizio in grado di svolgere tradizionalmente più funzioni contemporaneamente.

Con l'innovazione tecnologica nel campo dei materiali trasparenti è ormai possibile aggiungere anche la funzione di produzione di energia, ossia della trasformazione dell'energia radiante solare in energia elettrica.

Si è effettuata essenzialmente la caratterizzazione del comportamento radiativo e termico di componenti fotovoltaici di tipo see-through per via sperimentale.

Sono stati predisposti alcuni sistemi fotovoltaici di tipo see-through con la collaborazione dell'azienda UnionGlass di Motta di Livenza (TV) e del laboratorio ENEA UTEE ERT.

Presso il Laboratorio Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE di Friburgo si è proceduto alla determinazione del fattore di guadagno solare.

Infine le proprietà ottiche e radiative degli elementi dei sistemi studiati (coefficienti di riflessione, trasmissione ed assorbimento) sono state misurate attraverso analisi spettrale alle varie lunghezze d'onda presso la Stazione Sperimentale del Vetro di Murano Venezia.

## **6. Conclusioni**

Questo elaborato ha voluto descrivere quelli che sono gli aspetti generali della tecnologia fotovoltaica, a partire dalle sue origini, le sue componenti ed il suo funzionamento.

È stato fatto un excursus attraverso l'innovazione di tale tecnologia nel tempo descrivendo quelle che, a mio avviso, sono le strade più interessanti percorse nel cercare di migliorare l'efficienza e l'impiego del fotovoltaico, ossia fotovoltaico a concentrazione, pannelli a film sottile (flessibili) e vetri fotovoltaici trasparenti.

Soprattutto quest'ultima la trovo decisamente affascinante poichè segna un sentiero totalmente nuovo riuscendo a coniugare design, impatto ambientale e sfruttamento dell'energia solare su superfici fin'ora mai prese in considerazione per tale destinazione d'uso.

Per ognuna delle tre tecnologie di conversione fotovoltaica considerate è stata fatta una descrizione generale implementata da una ricerca di laboratorio annessa e la conclusione a cui sono giunto è che non esiste in definitiva una tecnologia migliore di un'altra ma che ogni scelta è la migliore dipendentemente dalla situazione in cui deve operare, valutando i costi, il rendimento, la fattibilità di progetto.

Lo sforzo comune per l'implementazione dello sfruttamento delle energie rinnovabili è sotto i nostri occhi in questo periodo storico con l'entrata in vigore del Decreto Rinnovabili (D.Lgs. n.28/2011) il 29 marzo 2011 che, accogliendo la direttiva 2009/28/CE della Comunità Europea, stabilisce il quadro istituzionale, gli strumenti e gli incentivi per il raggiungimento degli obiettivi 2030 in materia di energie rinnovabili. Questo decreto prevede che, dal 1 gennaio 2017, gli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione rilevante debbano prevedere impianti di produzione di energia capaci di attingere da fonti rinnovabili per almeno il 50% dell'energia consumata.



## **7. Bibliografia**

1. Henry C, *J. Appl. Phys.* 1980
2. L.Luque – Viacheslav M. Andrew: *Concentrator Photovoltaics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg (2007)
3. M. Pagliaro, G. Palmisano, R. Ciriminna. “Il nuovo fotovoltaico” – Ed. Flaccovio
4. Els Parton, Kris Van Nieuwenhuysen, Izabela Kuzma-Filipek, Yan Van Hoeymissen, Maria Recaman, Sivaramakrishnan Radhakrishnan Hariharusdan, Frédéric Dross, Jef Poortmans, Shining more light in epitaxial thin-film silicon solar cell, “Photovoltaics World”, maggio/giugno 2011
5. Rolf Allan Lurdes Morales: *Performance of advanced triple-junction (ATJ) solar cells*. Pontificia Universidad Catolica de Chile. Escuela de Ingenieria (2005)
6. Swanson: *The promise of concentrators*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 8, 93-111 (2000)
7. [www.ecoage.it](http://www.ecoage.it)
8. [www.enea.it](http://www.enea.it)
9. [www.fraunhofer.de](http://www.fraunhofer.de)
10. [www.iisalessandrini.it](http://www.iisalessandrini.it)
11. [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)
12. [www.innovasol.it](http://www.innovasol.it)
13. [www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

## *Ringraziamenti*

Quest'esperienza è giunta al termine ma non la considero affatto un punto di arrivo ma di partenza, c'è tanto da fare e migliorare e ho scelto di studiare per questo.

Scrivere questa tesi è stato il termine di un lungo, faticoso ma ricco di soddisfazioni, cammino che mi ha permesso di crescere dal punto di vista umano ed intellettuale e che meglio mi ha fatto comprendere quelli che sono i miei limiti ma al tempo stesso le mie potenzialità ed ambizioni.

Durante questo percorso ho conosciuto persone fantastiche, alcune delle quali mi hanno realmente dato una grossa mano a superare montagne apparentemente insormontabili, chi sul piano emotivo, chi su quello pratico.

Grazie, Federica, per avermi dato fiducia ed essermi stata accanto senza mai dubitare che potessi farcela, tutto questo è anche merito tuo.

Grazie, Paola, perché tu più di chiunque altro credevi in me e desideravi che ci riuscissi.

Grazie, Giuseppe, perché...be', senza di te io non sarei nemmeno qui a scrivere queste righe.

Grazie, Ciobà, per essere sempre stato paziente e prezioso, Santo subito.

Grazie, Francesca, senza di te sarebbe stata molto, molto più dura.

Grazie, Maya, che ti sei mangiata gli appunti di Geotecnica e che per interminabili ore mi hai guardato perplessa mentre ripetevo ad alta voce i riassunti delle lezioni.

Ed infine, Grazie, Greta Maria, che sei l'incentivo più forte per andare avanti e migliorarsi e sappi che mai, mai in questi primi 4 anni della tua vita ti ho trascurata un secondo per dedicarmi ad altro, nemmeno allo studio, piuttosto ti cullavo tra le mie braccia, al mare sotto l'ombrellone, e nel frattempo leggevo gli appunti delle lezioni oppure studiavo di notte, dopo il lavoro, piuttosto che privarti di un'ora di gioco insieme alla mattina. Ti dico tutto questo solo perché quando crescerai e potrai comprendere il significato di queste parole tu possa trovarle d'incentivo nel raggiungimento di tutti i tuoi obiettivi, nulla è impossibile se lo vuoi veramente, non ci sono fallimenti, solo scuse.

Ed io, oggi, le ho finite.

Marco Tarantino

---