

**ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITA' DI BOLOGNA**

SECONDA FACOLTA' DI INGEGNERIA  
CON SEDE A CESENA

**CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA**  
in INGEGNERIA MECCANICA Classe 36/S

Sede di Forlì

TESI DI LAUREA  
In Impianti Termotecnici

**ANALISI SPERIMENTALE DELLE PRESTAZIONI  
DI PANNELLI SOLARI TERMOIDRAULICI E  
FOTOVOLTAICI**

CANDIDATO

Donati Fabio

RELATORE:

Chiar.mo Prof.  
Fabbri Giampietro

CORELATORE:

Ing. Greppi Matteo

Anno accademico 2010/2011

Sessione III



## SOMMARIO

<i>Introduzione</i> .....	pag.5
<b>1. Radiazione solare</b> .....	pag.9
1.1. L'energia solare.....	pag.9
1.2. Caratteristica della radiazione solare.....	pag.10
1.3. Distribuzione della radiazione solare attraverso l'atmosfera.....	pag.11
1.4. La posizione tra sole e terra.....	pag.13
1.5. Irraggiamento solare.....	pag.17
1.6. Disposizione e inclinazione ottimale delle superfici captanti.....	pag.22
<b>2. Pannelli fotovoltaici</b> .....	pag.24
2.1 L'effetto fotovoltaico.....	pag.24
2.2 Assorbimento della radiazione luminosa da parte dei semiconduttori.....	pag.28
2.3 Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica.....	pag.31
2.4 Efficienza di conversione.....	pag.32
2.5 Influenza dei parametri esterni sulla curva caratteristica.....	pag.34
2.6 Le diverse tipologie di celle fotovoltaiche.....	pag.37
2.6.1 Celle in silicio cristallino.....	pag.37
2.6.2 Celle a film sottile in silicio amorfo.....	pag.40
2.6.3 Celle a film sottile realizzate con materiali innovativi.....	pag.41
2.6.4 Celle multi giunzione.....	pag.42
<b>3. Pannelli solari termici</b> .....	pag.44
3.1 Cosa significa solare termico.....	pag.44
3.2 Collettore solare.....	pag.45
3.3 Modalità di scambio termico.....	pag.45
3.3.1 Scambio termico per conduzione.....	pag.46
3.3.2 Scambio termico per convezione.....	pag.46
3.3.3 Scambio termico per irraggiamento.....	pag.47
3.4 Panoramica sulle principali tecnologie di collettori solari.....	pag.48
3.4.1 Collettori piani vetrati.....	pag.48
3.4.2 Collettori sottovuoto.....	pag.53
3.4.3 Collettori non vetrati.....	pag.57
3.5 Analisi del funzionamento e bilancio termico di un collettore solare piano.....	pag.58
3.6 Misura dell'efficienza.....	pag.63

<b>4. Apparato di misura</b> .....	pag.65
4.1 Pannello solare.....	pag.66
4.2 Pannello fotovoltaico.....	pag.67
4.2.1 Modulo fotovoltaico.....	pag.67
4.2.2 Celle fotovoltaiche utilizzate.....	pag.68
4.3 Pannello ibrido.....	pag.69
4.4 Sistema di acquisizione.....	pag.70
4.5 Circuito idraulico.....	pag.71
<b>5. Misure sperimentali</b> .....	pag.74
5.1 Dati di partenza.....	pag.74
5.2 Risultati sperimentali.....	pag.75
5.2.1 Prove del 5 ottobre.....	pag.75
5.2.2 Prove del 12 ottobre.....	pag.80
5.3 Interpretazione grafica dei risultati.....	pag.95
5.3.1 Prove del 5 ottobre.....	pag.96
5.3.2 Prove del 12 ottobre.....	pag.98
<b>6. Conclusioni</b> .....	pag.104
<b>Ringraziamenti</b> .....	pag.106

## *Introduzione*

La tesi proposta riguarda un settore di particolare importanza nell'ambito energetico, quello delle energie rinnovabili.

Sono dette rinnovabili quelle fonti di energia che si rigenerano, che sono cioè ripristinate nella stessa quantità in cui sono consumate, e sono perciò inesauribili, almeno in una scala temporale di dimensione umana.

Partiamo col dire che le fonti di energia primaria, cioè quelle direttamente disponibili nell'ambiente e dalle quali l'umanità trae l'energia necessaria per il proprio sostegno e sviluppo, si possono suddividere in:

- *Esauribili;*
- *Praticamente inesauribili;*
- *Rinnovabili*

<b><i>FONTI ENERGETICHE PRIMARIE</i></b>			
<b><i>ESAURIBILI</i></b>	<b><i>Combustibili fossili convenzionali</i></b>	<b><i>Solidi (carbone etc.)</i></b>	<b><i>Legame chimico</i></b>
		<b><i>Petrolio</i></b>	<b><i>Legame chimico</i></b>
		<b><i>Gas naturale</i></b>	<b><i>Legame chimico</i></b>
	<b><i>Id. non convenzionali</i></b>	<b><i>Scisti oleosi, Sabbie bituminose</i></b>	<b><i>Legame chimico</i></b>
<b><i>PRATICAMENTE INESAURIBILI</i></b>	<b><i>Nucleare</i></b>	<b><i>Fissione</i></b>	<b><i>Legame nucleare</i></b>
		<b><i>Fusione</i></b>	<b><i>Legame nucleare</i></b>
	<b><i>Geotermia alta/media temp.</i></b>	<b><i>Rocce umide</i></b>	<b><i>En. termica</i></b>
		<b><i>Rocce secche</i></b>	<b><i>En. termica</i></b>
<b><i>Id. temperatura neutra (GSHP)</i></b>	<b><i>Terreno</i></b>	<b><i>En. termica</i></b>	
<b><i>RINNOVABILI</i></b>		<b><i>Idraulica</i></b>	<b><i>En. gravit/meccanica</i></b>
		<b><i>Eolica</i></b>	<b><i>En. meccanica</i></b>
		<b><i>Solare diretta</i></b>	<b><i>En. radiante</i></b>
		<b><i>Maree, Onde</i></b>	<b><i>En. meccanica</i></b>
		<b><i>Gradienti termici oceanici</i></b>	<b><i>En. termica</i></b>
		<b><i>Biomasse, Rifiuti</i></b>	<b><i>Legame chimico</i></b>

Le fonti rinnovabili sono in generale quelle che maggiormente soddisfano il concetto di sostenibilità.

Vi è ormai una consapevolezza diffusa che è assolutamente necessario porre un freno allo sfruttamento intensivo delle fonti di energia fossile (che attualmente soddisfano attorno all'85% dei fabbisogni energetici dell'umanità) per cercare di mitigare l'emissione di gas serra nell'atmosfera, con i conseguenti catastrofici mutamenti climatici che si potrebbero verificare.

Una prima, certamente non sufficiente, risposta a questa emergenza globale, accanto a drastici provvedimenti di risparmio energetico ed incrementi nell'efficienza di tutti i processi energetici, è un maggior ricorso alle fonti rinnovabili.

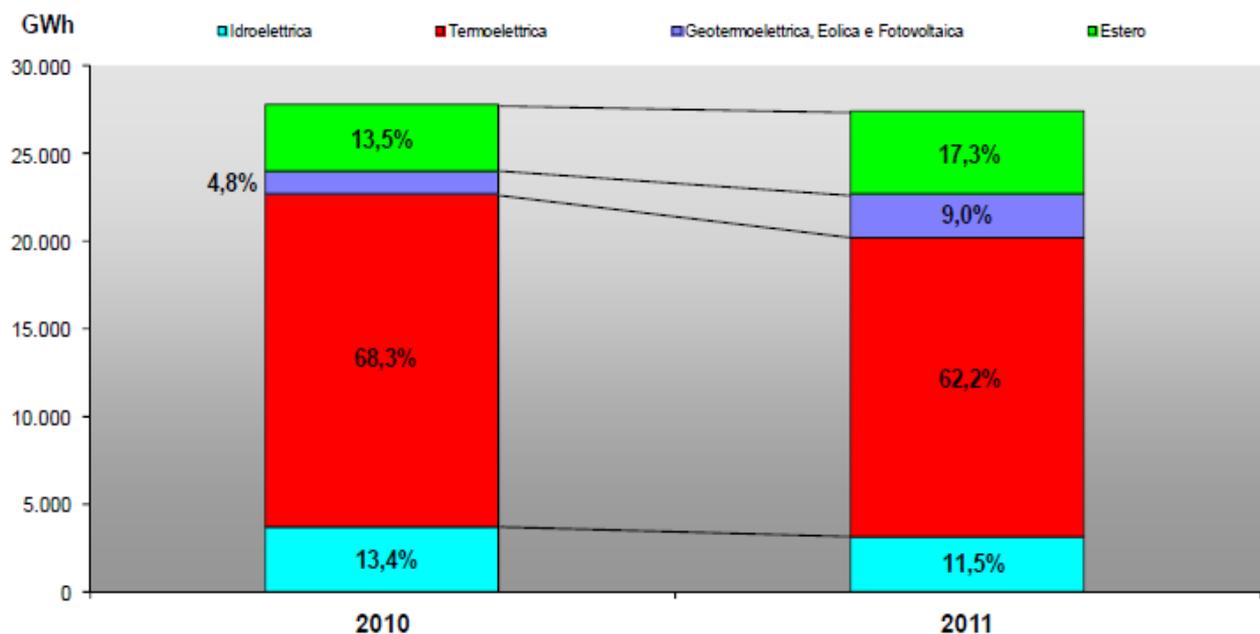
In questa direzione vanno anche normative e regolamenti non solo europei, ma soprattutto internazionali. In questa direzione va il trattato sottoscritto nel 1997 da più di 160 paesi ed entrato in vigore nel 2005, il Protocollo di Kyoto. Pone come obiettivo comune a livello mondiale la salvaguardia delle risorse mediante strategie comuni miranti a ridurre gli impatti e i cambiamenti meteo climatici. Si concentra quindi sulla salvaguardia dell'aria e dell'effetto serra, e prevede l'obbligo di ridurre le emissioni inquinanti mondiali in una misura non inferiore al 5% rispetto alle emissioni inquinanti registrate nel 1990.

Questo trattato ha avuto come conseguenza un interesse sempre crescente dell'opinione pubblica ai problemi energetici e ambientali nel nostro paese (e non solo), confermato dal recente referendum che ha visto l'abolizione dei progetti di centrali nucleari nel nostro paese, e soprattutto dall'incremento record della produzione fotovoltaica che nel giro di un anno (da ottobre 2010 a ottobre 2011) ha visto una crescita percentuale del 595% (fonte TERNA, tabella in fig.1).

	ottobre 2011	ottobre 2010	Var. % 2011/2010	
<b>Produzione netta</b>				
- Idroelettrica	3.154	3.713	-15,1	
- Termoelettrica	17.326	19.288	-10,2	
- Geotermoelettrica	444	429	+3,5	
- Eolica	878	742	+18,3	
- Fotovoltaica	1140	164	+595,1	
<b>Produzione netta totale</b>	<b>22.942</b>	<b>24.336</b>	<b>-5,7</b>	
	(di cui produzione CIP 6)	2.012	3.152	-36,2
<i>Importazione</i>	4.816	3.895	+23,6	
<i>Esportazione</i>	75	150	-50,0	
<b>Saldo estero</b>	<b>4.741</b>	<b>3.745</b>	<b>+26,6</b>	
Consumo pompaggi	247	276	-10,5	
<b>RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA</b>	<b>27.436</b>	<b>27.805</b>	<b>-1,3</b>	

**Figura 1.** Confronto delle variazioni percentuali della produzione di energia elettrica tra ottobre 2010 e ottobre 2011

Grazie soprattutto al fotovoltaico e all'eolico, ad oggi, il fabbisogno energetico nazionale per oltre il 9% è coperto da geotermico, eolico e fotovoltaico (nella fig.2 il confronto tra ottobre 2010 e ottobre 2011). Solo il fotovoltaico copre più del 6% del fabbisogno nazionale.



**Figura 2.** Composizione dell'offerta di energia elettrica nel mese di ottobre 2010 e 2011.

Ed è proprio in questo ambito che si colloca questo elaborato di fine studi. L'idea è stata quella di cercare di realizzare un pannello che fosse la fusione tra le due tecnologie che sfruttano l'energia solare, cioè il Solare Termico (ST) e il fotovoltaico (FV), cercando al contempo di migliorare la resa elettrica della seconda. Una nuova generazione di pannelli, quindi, dei quali già da un po' si è sentito parlare: quelli termofotovoltaici, chiamati anche "ibridi".

L'obiettivo, invece, è stato raccogliere un certo numero di dati derivanti dall'analisi di queste tre tecnologie, andando a confrontare le efficienze e i rendimenti delle singole tecnologie con il pannello Ibrido.

La trattazione partirà con un'introduzione generale sulle caratteristiche principali delle tecnologie sopra citate, approfondendo determinati aspetti che ci saranno utili ai fini della sperimentazione vera e propria.

Proseguirà con una breve presentazione dell'apparato di prova, dei suoi componenti e delle sue principali caratteristiche.

Sarà poi la volta dell'analisi vera e propria e del confronto dei dati rilevati in determinate giornate di prova.

Infine, a margine delle conclusioni, saranno proposti alcuni possibili sviluppi futuri di questa tecnologia e alcuni dei suoi campi di applicazione.

# ***1 - RADIAZIONE SOLARE***

## ***1.1 - L'energia solare.***

Il sole è una stella ed è sede di reazioni termonucleari a catena. Nella reazione di fusione, durante la quale l'idrogeno si combina per formare elio, avviene nel nucleo una conversione di massa in energia.

Nel nucleo incandescente si produce così una temperatura tra i 16 e i 40 milioni di gradi. Attraverso una serie di processi radiativi e convettivi si ha il trasferimento del calore alla superficie, dove avviene l'irraggiamento verso lo spazio.

La temperatura della superficie si porta ad un valore di circa 5780 K (gradi Kelvin), tale da far insorgere un equilibrio tra l'energia che la superficie stessa riceve dal nucleo e quella che emette verso gli spazi siderali. Si comporta come un corpo nero che, a tale temperatura, irradia energia nello spazio.

La terra si trova ad una distanza dal sole che, tenendo conto dell'eccentricità dell'orbita terrestre, varia di circa l'1,7% sul suo valore medio, che vale  $1,495 \cdot 10^{11}$  m. Questa variabilità stagionale influisce sul valore dell'energia media irraggiata dal sole nell'unità di tempo su una superficie di area unitaria posta all'esterno dell'atmosfera terrestre e orientata perpendicolarmente ai raggi solari. Questa energia prende il nome di *costante solare*. Il suo valore medio  $I_{tm}$  è pari a  $1367 \text{ W/m}^2$ , mentre la sua variazione nel corso dell'anno è calcolabile con la seguente equazione:

$$I_t(t) = \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n(t)}{365}\right) \right] \cdot I_{tm}$$

in cui  $n(t)$  è il numero progressivo del giorno dell'anno.

## 1.2 - Caratteristiche della radiazione solare.

Come noto, la radiazione solare è un'onda elettromagnetica che occupa un determinato range di lunghezze d'onda.

L'intensità energetica associata a ogni lunghezza d'onda può essere rappresentata dallo spettro solare (fig.3), il cui integrale fornisce la costante solare. L'andamento dello spettro solare subisce importanti modifiche dovute all'interazione con l'atmosfera. Processi di diffusione e assorbimento concorrono all'attenuazione energetica della radiazione.

Quasi il 99% della radiazione solare ha lunghezza d'onda compresa tra 0,15 e 4  $\mu\text{m}$  e il massimo di intensità si ha a circa 0,5  $\mu\text{m}$ .

La parte compresa tra 0,4 e 0,74  $\mu\text{m}$  occupa la zona visibile dello spettro, mentre a sinistra e a destra di tale fascia si trovano rispettivamente le zone dell'ultravioletto e dell'infrarosso.

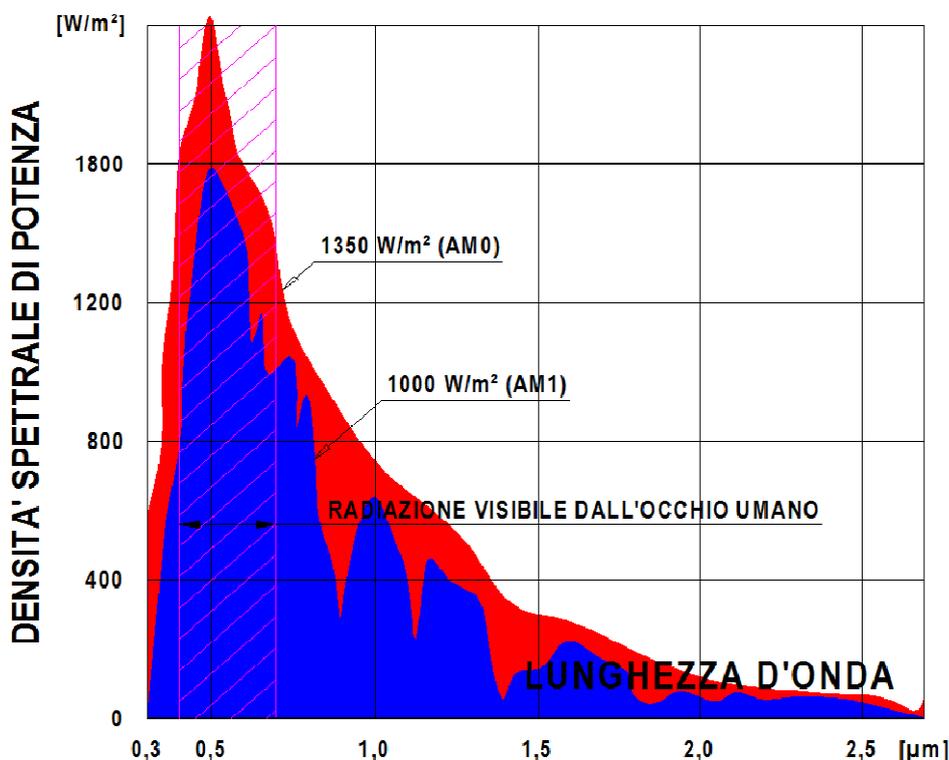
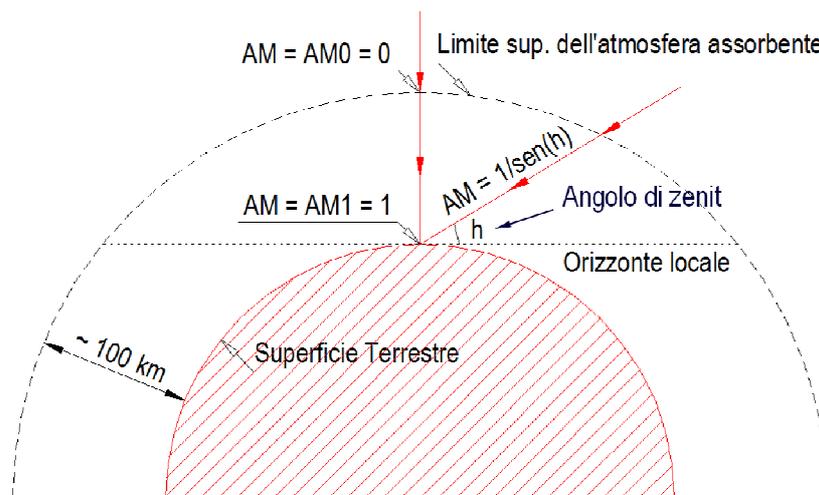


Figura 3. Andamento dello spettro solare.

La radiazione solare risulta assorbita in modo non uniforme alle diverse lunghezze d'onda rispetto a quanto avviene al di fuori dell'atmosfera terrestre. Tali considerazioni sono tanto più evidenti quanto maggiore è la porzione di atmosfera che la radiazione deve attraversare. All'aumentare di questa notiamo infatti una progressiva diminuzione dell'energia incidente sulla superficie terrestre. Questo concetto è espresso dall'Air Mass:



**Figura 4.** Rappresentazione del concetto dell'Air mass, e del suo valore fuori dall'atmosfera e al suolo.

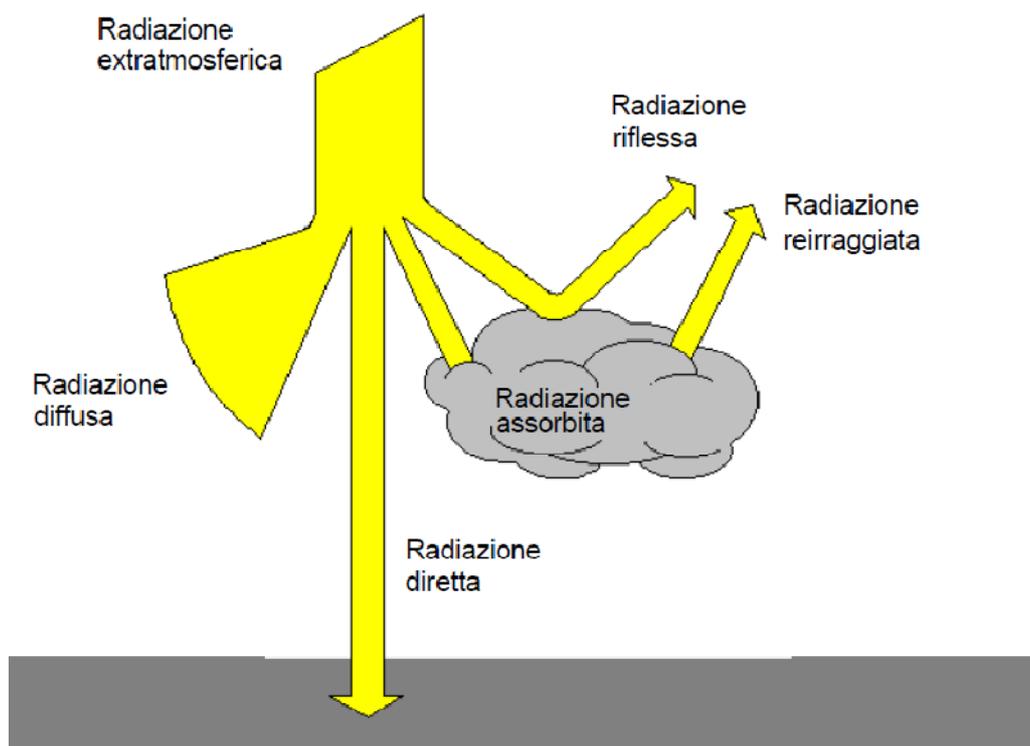
Dove  $h$  è l'angolo di zenit, che i raggi solari formano con l'orizzonte locale. Lo strato d'aria da attraversare è minimo allo zenit (quando il sole è a  $90^\circ$  sull'orizzonte) e aumenta via via che si abbassa. Indichiamo con  $AM_0$  la densità di variazione solare extra-atmosferica, con  $AM_1$  quella con il sole allo zenit in una giornata perfettamente assolata.

### ***1.3 - Distribuzione della radiazione solare attraverso l'atmosfera.***

L'intensità della radiazione solare man mano che attraversa l'atmosfera terrestre, si attenua sempre di più: una parte di radiazione viene riflessa

verso lo spazio sotto forma di onde corte (in misura pari al 30%) per la gran parte delle nuvole che coprono normalmente circa il 50% della superficie terrestre, una parte è diffusa in tutte le direzioni dalle molecole dei gas atmosferici e dal vapore acqueo, una parte viene assorbita dalle molecole dell'atmosfera e rimessa dalle stesse come radiazione infrarossa (fig.5).

L'assorbimento e la diffusione atmosferica hanno l'effetto di ridurre l'intensità della radiazione su tutte le lunghezze d'onda. Un'ulteriore riduzione si ha poi in corrispondenza alle lunghezze d'onda caratteristiche dei diversi gas e vapori presenti nell'atmosfera.



**Figura 5.** Frazionamento della radiazione solare nell'attraversamento della nostra atmosfera.

La parte di irraggiamento che raggiunge direttamente il suolo costituisce la *radiazione diretta*, mentre la parte restante costituisce la *radiazione diffusa*. A queste va aggiunta la *radiazione riflessa* o *albedo*, che rappresenta la percentuale di radiazione diretta e diffusa che viene riflessa dal suolo o dalle superfici circostanti sulla superficie considerata.

La radiazione solare diretta tende a diminuire in funzione dell'aumento di nuvolosità e umidità, fino ad annullarsi quasi a cielo coperto con un andamento che può essere schematizzato come nella tabella in fig.6

Intensità approssimata della radiazione solare.

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m <sup>2</sup>	600 W/m <sup>2</sup>	500 W/m <sup>2</sup>	400 W/m <sup>2</sup>	300 W/m <sup>2</sup>	200 W/m <sup>2</sup>	100 W/m <sup>2</sup>	50 W/m <sup>2</sup>
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

**Figura 6.** Andamento della radiazione solare in funzione di umidità e nuvolosità.

### ***1.4 - La posizione tra sole e terra.***

Per la stima della producibilità di un sistema che sfrutti direttamente l'energia solare, è indispensabile la conoscenza, per ogni momento dell'anno, della posizione del sole rispetto alla terra. Questa può essere individuata conoscendo la variazione di due angoli caratteristici sia nel corso di una giornata sia nel corso delle stagioni:

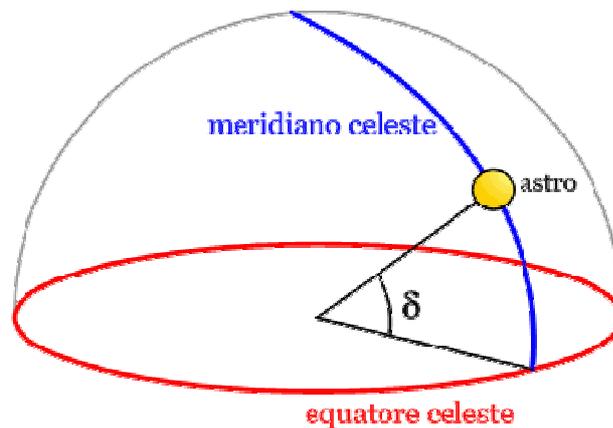
- l'altezza solare  $\alpha$ : rappresenta uno dei parametri principali a definire il moto apparente del sole relativamente ad una qualsiasi località, ed è l'angolo compreso tra l'orizzontale e i raggi solari;
- l'azimut solare  $\gamma$ : rappresenta invece l'angolo formato dalla proiezione dei raggi solari su un piano e la direzione sud del sito. Assume valori positivi verso est e negativi verso ovest.

La determinazione istantanea di questi due parametri è possibile grazie a due ulteriori angoli, da cui dipendono:

- angolo di declinazione  $\delta$ : angolo che il piano equatoriale forma con la congiungente il centro della terra, calcolabile tramite la formula di Cooper:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen} \left( \frac{360^\circ}{365} (n - 81) \right)$$

dove  $n$  rappresenta il numero dei giorni a partire dal primo di gennaio. Varia durante l'anno da un valore di  $-23^\circ 27'$  in inverno ad un valore di  $23^\circ 27'$  in estate;



*Figura 7.* Angolo di declinazione.

- angolo orario  $\omega$ : angolo formato dal piano meridiano passante per il sole con il piano di riferimento, ed assume valori tra  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ : va considerato positivo prima di mezzogiorno e negativo dopo (la terra ruota di  $15^\circ$  all'ora) ed è noto dalla formula:

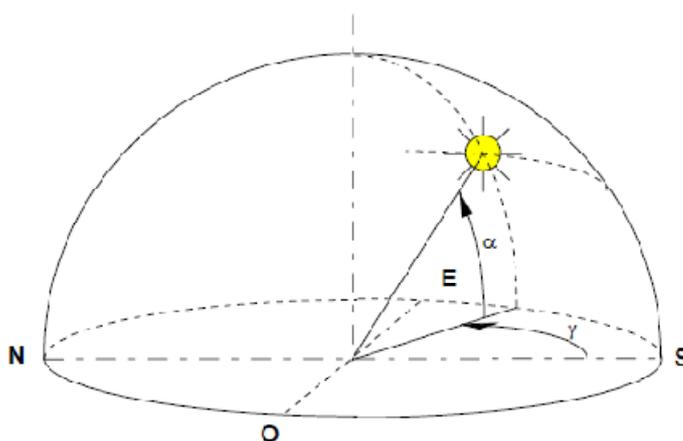
$$\omega = (12 - OS) \cdot 15 \frac{\text{gradi}}{\text{ora}}$$

dove  $OS$  è l'ora solare corrente;

Indicando poi con  $\varphi$  la latitudine e con  $\lambda$  la longitudine che caratterizzano il luogo in esame, l'azimut e l'altezza solare sono esprimibili con le seguenti espressioni:

$$\alpha = \arcsen \cdot (\sen\varphi \cdot \sen\delta + \cos\omega \cdot \cos\varphi \cdot \cos\delta)$$

$$\gamma = \arccos \cdot \left( \frac{\sen\alpha \cdot \sen\varphi - \sen\delta}{\cos\alpha \cdot \cos\varphi} \right)$$



**Figura 8.** Altezza solare e angolo di azimut.

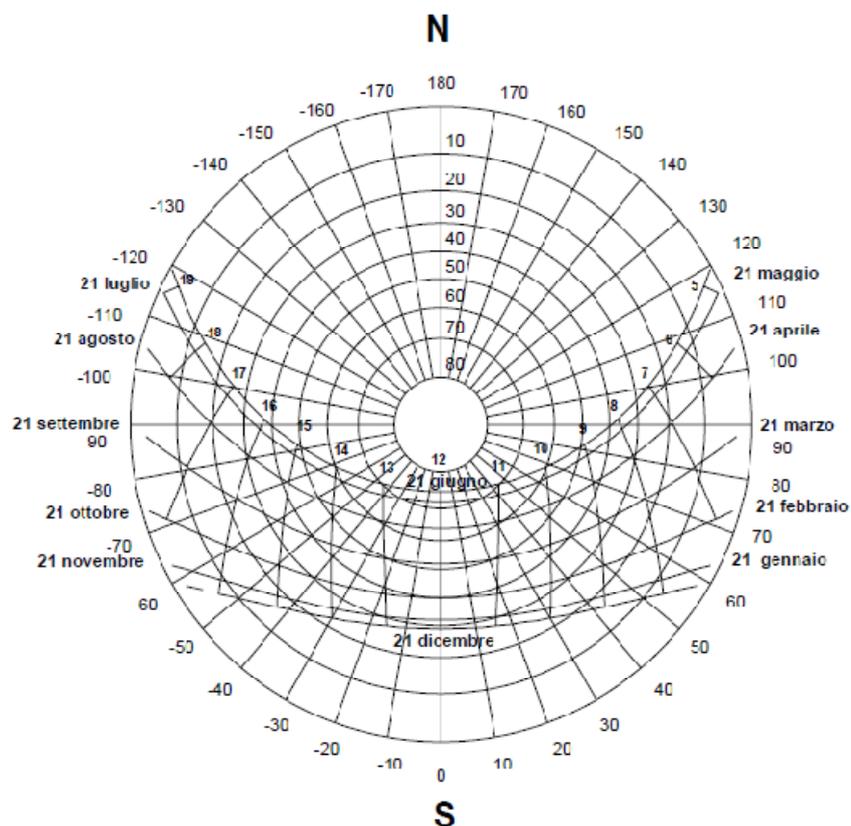
Dall'applicazione di queste formule si è quindi in grado di individuare la posizione del sole per ogni ora di una generica giornata dell'anno.

Oltre che analiticamente, questi parametri possono essere ricavati anche graficamente attraverso i *diagrammi dei percorsi solari*, tracciati per ogni latitudine in coordinate polari (fig.9) o cartesiane (fig.10).

Per quanto riguarda i **diagrammi polari** hanno una base comune, rappresentata da una serie di circonferenze concentriche e di linee rette radiali che si diramano dal centro: la più esterna corrisponde ad  $\alpha = 0^\circ$ ,

mentre quella al centro corrisponde ad  $\alpha = 90^\circ$ . I valori di  $\gamma$  sono indicati invece dalle linee radiali.

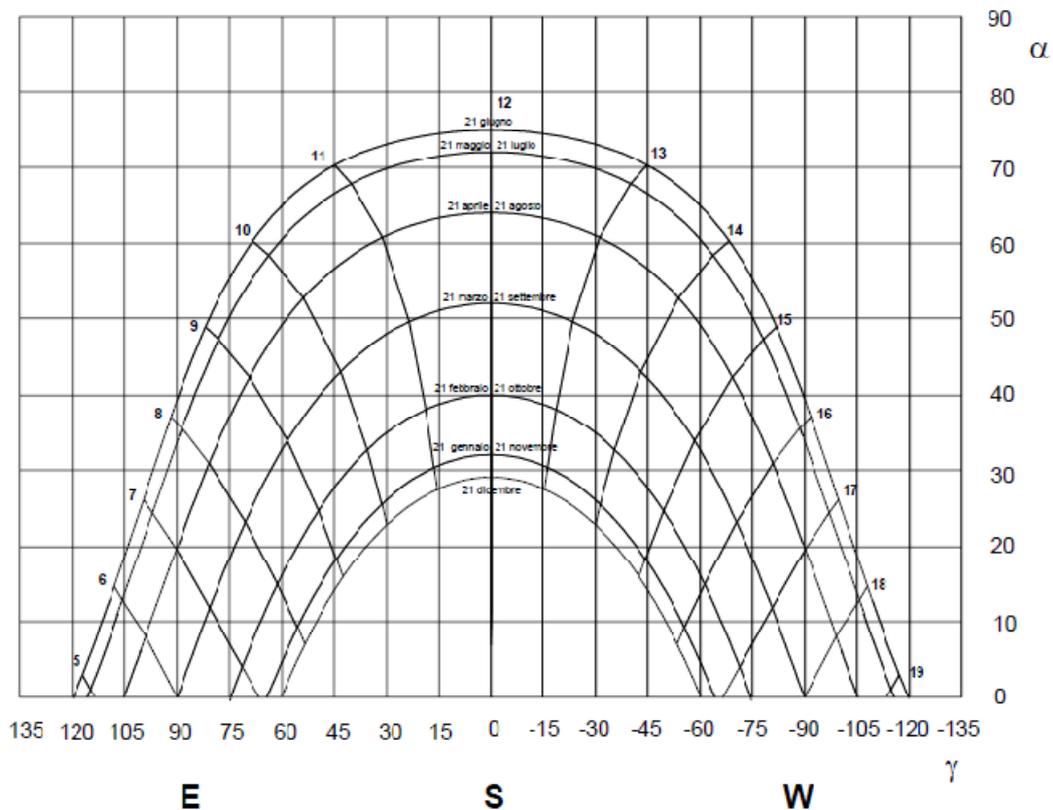
Per ogni latitudine sono poi riportate nei grafici 7 linee curve che descrivono il percorso del sole. La curva più in alto si riferisce al solstizio d'estate (21 giugno), la curva più in basso al solstizio d'inverno (21 dicembre), le curve intermedie a coppie di giorni corrispondenti a mesi simmetrici con la stessa declinazione. I giorni sono scelti, ovviamente, in modo che i due mesi simmetrici abbiano valori di declinazione il più possibile vicini tra loro e che siano compresi i giorni in cui il sole è più alto e più basso. Su questi diagrammi sono poi aggiunte le linee di uguale ora.



*Figura 9.* Diagramma dei percorsi solari in coordinate polari.

Per quanto riguarda i **diagrammi cartesiani** il principio è esattamente lo stesso, però i valori dell'azimut solare e quelli dell'altezza solare sono rispettivamente individuati sulle ascisse e sulle ordinate. Sono presenti allo

stesso modo le sette curve che descrivono il percorso solare e le curve relative agli orari.



**Figura 10.** Diagramma dei percorsi solari in coordinate cartesiane.

I dati ottenuti saranno poi utilizzati per lo studio dell'ombreggiamento e dell'ostruzione di corpi esterni nei confronti dei pannelli, ma soprattutto per determinarne l'inclinazione ottimale al fine di avere i massimi valori di irraggiamento.

### ***1.5 - Irraggiamento solare.***

L'energia irradiata dal sole si propaga con simmetria sferica nello spazio raggiungendo, come detto in precedenza, il valore di energia pari alla costante solare in corrispondenza della fascia esterna dell'atmosfera terrestre.

L'energia incidente dipende, oltre che dalla costante solare, dall'angolo che i raggi formano con la superficie dei moduli. Tale angolo di inclinazione solare, che indicheremo con  $\theta$ , è possibile calcolarlo analiticamente mediante considerazioni di trigonometria sferica, dati la latitudine del sito, la declinazione  $\delta$ , l'angolo orario  $\omega$ , l'azimut solare  $\gamma$  e l'inclinazione dei pannelli  $\beta$ .

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \operatorname{sen} \varphi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma \cos \delta \cos \omega \\ & + \operatorname{sen} \beta \operatorname{sen} \gamma \operatorname{sen} \omega \cos \delta + \operatorname{sen} \varphi \cos \beta \operatorname{sen} \delta \\ & - \cos \varphi \operatorname{sen} \beta \cos \gamma \operatorname{sen} \delta \end{aligned}$$

E' pertanto possibile calcolare fuori dall'atmosfera, istante per istante, il valore dell'irraggiamento incidente sui moduli e l'insolazione, cioè l'energia incidente sui moduli in un determinato periodo di tempo.

$$H_0 = I_{tm} \cdot r \cdot \cos \theta$$

$$r = 1 + 0,033 \cdot \cos \left( \frac{360 \cdot n}{365} \right)$$

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione subisce notevoli variazioni. In parte viene assorbita dall'atmosfera, in parte nuovamente riflessa verso lo spazio esterno e in parte diffusa nell'atmosfera stessa.

La radiazione che arriva al suolo, per effetto dell'assorbimento e della riflessione dell'atmosfera, è sempre minore della costante solare, mentre per effetto della diffusione una parte della radiazione appare distribuita su tutta la volta celeste. Queste interazioni sono funzione della massa d'aria attraversata dalla radiazione e dalla composizione dell'aria.

Infine, un terzo modo per cui un pannello posto al suolo raccoglie la radiazione solare è attraverso la riflessione del terreno circostante il pannello.

A livello del suolo la radiazione totale può essere assimilata alla somma di tre componenti, come detto in precedenza: *diretta*, *diffusa* e *riflessa*.



Per sapere quanta energia si può produrre da un pannello solare o da un impianto fotovoltaico c'è bisogno di conoscere la latitudine del sito, i valori di irraggiamento sul piano orizzontale ( $H_H$ ) per quel luogo e l'inclinazione dei pannelli rispetto al piano orizzontale.

Grazie a questi dati si può quindi ricavare il valore di irraggiamento medio giornaliero o mensile, che incide sul pannello fotovoltaico o sul collettore solare.

I metodi utilizzati per trovare questi valori sono molteplici, tra i più diffusi:

- Norme UNI 10349;
- Norme UNI 8477;
- Metodo Liu Jordan.

Nel nostro caso l'irraggiamento che dovremo calcolare sarà un valore orario, ricavato negli orari e giorni delle varie prove effettuate. Sarà la somma di tre contributi, *radiazione diretta* ( $H_{dir}$ ), *radiazione diffusa* ( $H_{diff}$ ) e *radiazione di albedo o riflessa* ( $H_{rif}$ ). Partendo dall'irraggiamento sul piano orizzontale ( $H_H$ ), avremo:

$$H_H = I_t \cdot r \cdot (\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\varphi \cdot \sin\delta)$$

$$H_{dir} = H_H \cdot \cos\theta$$

dove:  $\cos\theta = \cos\alpha \cdot \cos\gamma \cdot \sin\beta + \sin\alpha \cdot \cos\beta$

$$H_{diff} = C \cdot H_H \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right)$$

$$H_{rif} = \rho \cdot H_H \cdot (C + \sin\alpha) \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right)$$

$$H_T = H_{dir} + H_{diff} + H_{rif}$$

Dove  $\beta$  è l'inclinazione o tilt del pannello,  $\alpha$  altezza solare,  $\gamma$  angolo di azimut.

Nelle componenti diffusa e riflessa spicca la costante  $C$ , diversa a seconda del mese in questione (tabella di fig.12).

Gen	Febb	Mar	Apr	Mag	Giu	Luglio	Agosto	Sett	Ott	Nov	Dic
0,058	0,060	0,071	0,097	0,121	0,134	0,136	0,122	0,092	0,073	0,063	0,057

**Figura 12.** Valori della costante  $C$  per ogni mese dell'anno.

Nella componente riflessa, infine, abbiamo  $\rho$  coefficiente di riflessione. Quest'ultimo varia in base alle caratteristiche del suolo nell'intorno dell'impianto e i suoi valori sono indicati nella tabella di fig.13.

Superficie	Indice
Neve (caduta di fresco o con un film di ghiaccio)	0,75
Superfici acquose	0,07
Suolo (creta, marne)	0,14
Strade sterrate	0,04
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Bosco in autunno / campi con raccolti maturi e piante	0,26
Asfalto invecchiato	0,10
Calcestruzzo Invecchiato	0,22
Foglie morte	0,30
Erba secca	0,20
Erba verde	0,26
Tetti e terrazze in bitume	0,13
Pietrisco	0,20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernice scure)	0,27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare)	0,60

**Figura 13.** Tabella con i valori del coefficiente di riflessione in base alle diverse superfici.

## ***1.6 - Disposizione e inclinazione ottimale delle superfici captanti.***

La quantità di radiazione solare intercettata da una qualsiasi superficie esposta in ambiente esterno dipende, quindi, dal sito a cui ci si riferisce, dalle caratteristiche climatiche locali e dalla disposizione spaziale della superficie stessa, definita dalla sua inclinazione rispetto all'orizzontale e dal suo orientamento rispetto al semiasse sud.

In linea generale si può dire che la radiazione raccolta è direttamente proporzionale all'area apparente della superficie rispetto alla sorgente radiante (sole).

Sono stati messi a punto diversi sistemi di captazione ad inseguimento, capaci di mantenere elevata l'area apparente per periodi più lunghi nell'arco della giornata, con costi di gestione e realizzazione particolarmente onerosi.

La maggior parte delle installazioni fotovoltaiche o termiche prevedono, al contrario, l'impiego di pannelli fissi, per i quali è necessario individuare una disposizione tale da garantire il massimo dell'efficienza durante tutto l'arco dell'anno, tenendo conto che in certi periodi la superficie apparente captante, nell'arco della giornata, sarà disponibile solo per un brevissimo lasso di tempo.

Per il nostro emisfero boreale, una delle disposizioni generalmente consigliate è quella che corrisponde ad un orientamento della superficie captante verso il sud esatto, e un'inclinazione pari all'angolo di latitudine del sito.

La configurazione che massimizza la quantità di energia intercettata nel corso dell'anno è però calcolato che abbina all'orientamento verso sud, un'inclinazione della superficie pari all'angolo di latitudine sottratto di un certo numero di gradi, in relazione al contesto climatico della zona nella quale verrà montata. In particolare in una zona particolarmente nuvolosa, nella quale la radiazione si manifesta prevalentemente sotto forma di componente diffusa, l'inclinazione viene determinata aumentando di 10 gradi l'angolo di latitudine. In questo modo la posizione si avvicina a quella

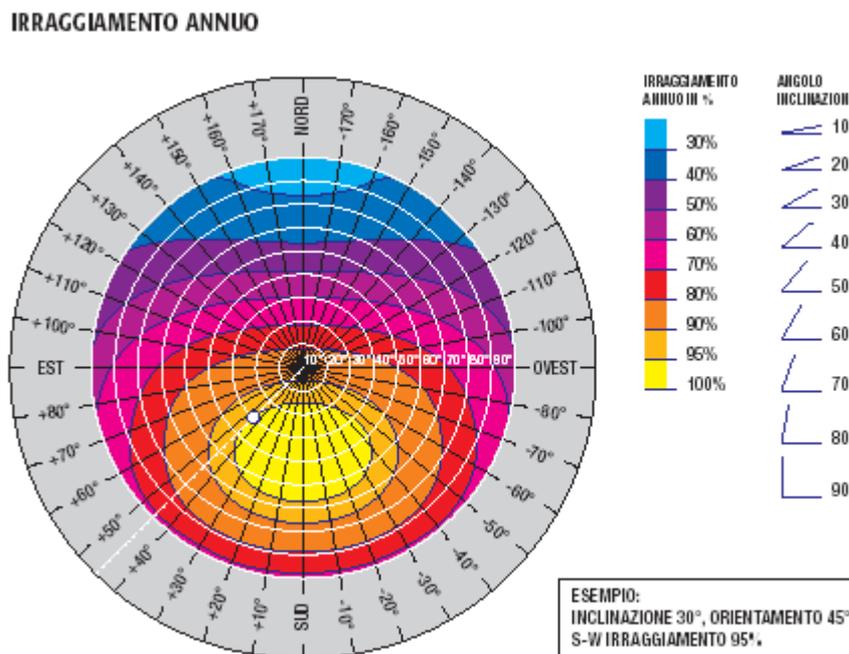
orizzontale, in modo tale che la superficie veda meglio la volta celeste, che nel caso di cielo coperto è la principale fonte di radiazione solare.

Nelle nostre zone mediterranee, particolarmente soleggiate, la regola è quella di sottrarre 5 gradi all'angolo di latitudine, il che dovrebbe massimizzare il rapporto tra radiazione diretta e diffusa nell'arco di tutto l'anno.

Se si vuole privilegiare l'irraggiamento estivo invece i gradi da sottrarre all'angolo di latitudine sono 10÷15.

A titolo esemplificativo si riporta qui di seguito un grafico della variazione solare disponibile nell'arco dell'anno. Nel caso di fig.14 sono presi un orientamento rispetto al sud di 45° e un'inclinazione del pannello di 30°, con una percentuale di irraggiamento annuo pari al 95%.

I valori di percentuale di irraggiamento in questi grafici variano in funzione della latitudine del sito.



**Figura 14.** Andamento dei valori dell'irraggiamento annuo ad una data latitudine in funzione di angolo di inclinazione e orientamento

## 2 - PANNELLI FOTOVOLTAICI

### 2.1 - L'effetto fotovoltaico.

L'effetto fotovoltaico è un fenomeno attraverso il quale la radiazione solare viene convertita direttamente in energia elettrica. Questa conversione avviene attraverso materiali semiconduttori, così chiamati in quanto possiedono una conducibilità intermedia tra i conduttori e gli isolanti. Le loro caratteristiche diventano particolarmente interessanti se opportunamente drogati. Nel nostro caso mi limiterò ad introdurre il silicio, che oltre a essere il materiale di cui sono costituite le celle che verranno utilizzate per il nostro apparato sperimentale, è anche quello maggiormente utilizzato negli impianti esistenti in Italia e non solo. Di questo materiale verrà spiegato in breve il principio di funzionamento e le principali caratteristiche.

Iniziamo col dire che in un solido cristallino i livelli energetici che possono assumere gli elettroni periferici, sono raggruppati in bande di energia. Solo in certe bande è possibile trovare gli elettroni:

- La “banda di valenza”, caratterizzata dai livelli energetici che gli elettroni assumono nell'orbita più esterna degli atomi che formano il solido (elettroni di valenza);
- La “banda di conduzione” che raggruppa i livelli energetici della cosiddetta nube elettronica, responsabile del fenomeno della conduzione.

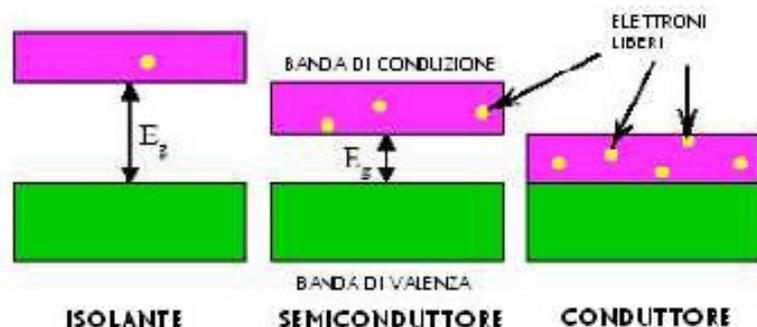
Per ciò che riguarda gli elettroni di valenza possiamo dire che hanno un livello energetico più elevato di quelli interni e vicini all'atomo. Rispondono più facilmente a sollecitazioni provenienti dall'esterno e possono essere sottratti all'atomo con più facilità, caratterizzandone le proprietà chimiche del solido stesso. L'assenza dell'elettrone all'interno del reticolo cristallino viene chiamata *lacuna*.

Tra le due bande descritte vi è una regione, detta “banda proibita”, in cui non vi sono livelli energetici permessi agli elettroni. La larghezza della banda, detta *Energy-gap* (fig.15), è una caratteristica molto importante del semiconduttore, e si denota di solito con  $E_g$  ( $E_g = E_c - E_v$ ).

Ogni atomo di silicio possiede quattro elettroni di valenza nell’orbitale più esterno con i quali si lega ad altri quattro atomi di silicio. Se agli elettroni di valenza viene fornita una certa energia, sotto forma di calore o di luce, questi sono in grado di attraversare la banda proibita, e passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione.

Nel caso di materiali isolanti, l’*Energy-gap* risulta troppo elevato per essere eguagliato dall’energia del fotone incidente, mentre per i materiali conduttori tale intervallo energetico è talmente minimo che a temperatura ambiente vi è una continua creazione e distribuzione di coppie elettrone-lacuna. L’energia che innesca questo meccanismo è fornita direttamente dalle fluttuazioni termiche.

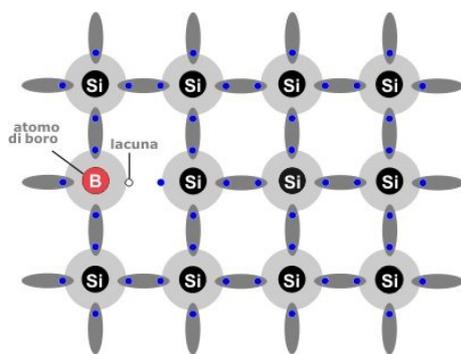
Nei semiconduttori la radiazione solare provoca un flusso disordinato di elettroni e lacune. In realtà il moto di queste ultime è apparente: infatti la lacuna non si muove, ma viene occupata da un elettrone di valenza di un atomo adiacente, il quale, a sua volta, lascia una lacuna nello spazio precedentemente occupato come se fosse la lacuna stessa ad essersi spostata.



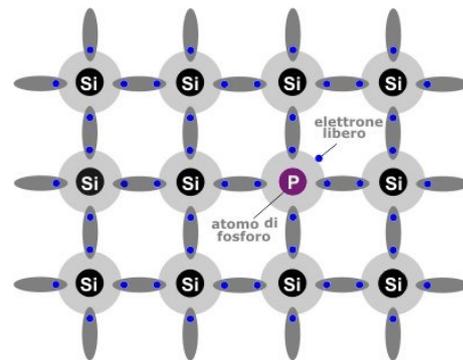
**Figura 15.** Larghezza dell’energy-gap negli isolanti, nei semiconduttori e nei conduttori

Ai fini della produzione di energia elettrica, i fenomeni di ricombinazione tra elettroni e lacune devono essere limitati, e bisogna dare un orientamento preferenziale al moto degli elettroni. Questo risultato si ottiene attraverso un campo elettrico permanente assicurato dalla sovrapposizione di due strati di silicio opportunamente *drogati* con elementi chimici.

Il drogaggio viene di solito realizzato inserendo su uno strato di silicio atomi del quinto gruppo (fosforo), in fig.16, e su un secondo strato atomi del terzo gruppo (boro), in fig.17, per ottenere, rispettivamente, una struttura di tipo “n” (con un eccesso di elettroni) e una di tipo “p” (con un eccesso di lacune). Ovvero, gli atomi del fosforo apportano un elettrone e vengono chiamati *donatori*, gli atomi di boro, invece, presentano un elettrone in meno e vengono chiamati *accettori*.



**Figura 16.** Drogaggio con fosforo



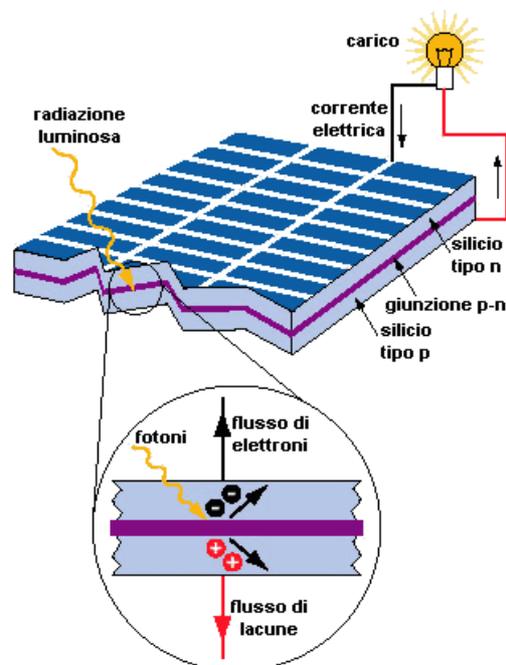
**Figura 17.** Drogaggio con boro

Sostituendo atomi di silicio con atomi di fosforo, che ha cinque elettroni di valenza, di questi elettroni quattro verranno usati per legami chimici con atomi adiacenti di silicio, mentre il quinto potrà essere separato dall'atomo di fosforo e sarà libero di muoversi nel reticolo del cristallo. Analogamente, se la sostituzione avviene con atomi di boro, che ha solo tre elettroni di valenza, ci sarà un elettrone mancante per completare i legami chimici con gli atomi adiacenti di silicio. Tale elettrone mancante agirà come se fosse un elettrone positivo (lacuna).

Sovrapponendo i due strati drogati si innesca un movimento di diffusione di elettroni nella zona “p” e di lacune nella zona opposta, fino al raggiungimento dell’equilibrio elettrostatico. Si ottiene così un campo elettrico interno al sistema (detto “campo elettrico di *built-in*”) che, seppur di bassa entità, risulta stabile all’interno del cristallo del semiconduttore.

Per maggior chiarezza è bene evidenziare come, nella pratica realizzativa delle celle fotovoltaiche, non si possa parlare propriamente di sovrapposizione di strati differenti. Lo strato è infatti unico ma il drogaggio, eseguito in forni ad alta temperatura (che vedremo nei capitoli seguenti), viene svolto in modo da far penetrare gli additivi a diverse profondità. In questo modo si ottiene di fatto un’unica cella suddivisa in due livelli caratterizzati da due diverse configurazioni elettroniche.

Quando si espone la giunzione ai raggi solari, con la zona “n” rivolta verso l’esterno, gli elettroni di valenza acquistano l’energia necessaria per passare alla banda di conduzione e, sotto l’azione del campo elettrico instauratosi, migrare nella zona “n” (fig.18). Viceversa le lacune si muoveranno verso la zona “p”. Tutto questo processo avviene grazie all’energia ceduta agli elettroni, dai fotoni.



**Figura 18.** Flusso di elettroni e lacune nella giunzione p-n in seguito alla radiazione luminosa alla quale la giunzione stessa è sottoposta

La chiusura del circuito è assicurata da contatti metallici installati sui lati anteriore e posteriore della cella, che raccolgono il flusso degli elettroni. Il contatto sulla parte posteriore è esteso a tutta la cella, mentre sul lato esposto alla radiazione i contatti si presentano sotto forma di griglie di filamenti, in modo da rendere minime le resistenze elettriche e garantire al sistema un'adeguata trasparenza alla luce solare.

Può accadere che gli elettroni non riescano a raggiungere i contatti elettrici e si dirigano verso una lacuna, andandola a colmare. La distanza di diffusione, definita come il percorso che un elettrone deve coprire all'interno del reticolo cristallino per potersi legare a un atomo, è un indice della probabilità che le cariche che circolano liberamente all'interno della banda di conduzione raggiungano i contatti metallici. Maggiore è il suo valore, maggiore è la probabilità che le cariche concorrano all'effetto utile all'interno del circuito.

## ***2.2 - Assorbimento della radiazione luminosa da parte dei semiconduttori.***

Il valore di energia di un fotone, cioè del pacchetto elementare di energia luminosa, è definito dalla formula di Planck:

$$E = \frac{h * c}{\lambda}$$

dove:

$h$  è la costante di Planck:  $h = 6,625 \cdot 10^{-34}$  (J·s);

$\lambda$  è la lunghezza d'onda (m);

$c$  è la velocità di propagazione della luce nel vuoto (m/s).

Da tale relazione si capisce come, al crescere della frequenza della radiazione (definita come  $c/\lambda$ ), e quindi al diminuire della lunghezza d'onda, l'energia dei fotoni vada ad aumentare.

Per poter essere assorbiti dagli elettroni e partecipare al processo di migrazione verso la banda di conduzione, come detto in precedenza, i fotoni che investono la cella devono possedere un'energia superiore all'*energy-gap* che, come si vede dalla tabella di fig.19, ha un differente valore in base al materiale impiegato nella costruzione della cella.

Gruppo	Materiale	$\Delta E$
IV	Si	1.10
	Ge	0.67
III-V	GaP	2.25
	GaAs	1.47
	GaSb	0.68
	InP	1.27
	InAs	0.36
	InSb	0.17
II-VI	ZnSe	2.67
	ZnTe	2.26
	CdSe	2.59
	CdTe	1.50

**Figura 19.** Tabella dei valori dell'energy-gap per diversi materiali

Conoscendo i valori di  $h$  e  $c$ , che sono costanti, e sapendo che  $1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}$  ottengo questa relazione:

$$E = \frac{1,2 \cdot 10^{-6}}{\lambda}$$

E' evidente che la radiazione solare con lunghezza d'onda superiore a  $\lambda = 1,11 \cdot 10^{-6}$  metri (banda dell'infrarosso) non può produrre effetto fotovoltaico perché dotata di energia insufficiente, quindi non viene

assorbita e utilizzata. Questa parte della spettro solare corrisponde a circa il 25% del contributo energetico totale.

Il restante 75% di fotoni sarebbe quindi in grado di liberare coppie elettrone-lacuna, ma anche i fotoni con troppa energia vengono solo parzialmente utilizzati. Essi cedono agli elettroni solamente la quota energetica pari all' $\epsilon_{\text{gap}}$ , mentre la rimanente parte viene dissipata sotto forma di calore e quindi persa dal punto di vista elettrico.

Con un semiconduttore al silicio la percentuale di energia solare che viene convertita in energia elettrica non supera il 44%.

Nella pratica, però, neanche questo valore viene raggiunto perché intervengono ulteriori fattori, quali:

- non tutti i fotoni incidenti sulla cella penetrano all'interno, alcuni vengono riflessi altri intercettati dall'elettrodo di fronte;
- non tutti gli elettroni liberi vengono raccolti dal campo elettrico di giunzione ed inviati al carico esterno, dato che nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione, possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi;
- parte dell'energia potenziale delle coppie elettrone-lacuna che vengono separate risulta inefficiente ai fini della conversione in energia elettrica e viene persa;
- dal circuito di fig.20 (che verrà ripreso nel paragrafo seguente) si nota l'esistenza della resistenza  $R_s$  dovuta alla realizzazione contemporanea di un buon contatto e della minor oscurazione della superficie della cella esposta alla luce.

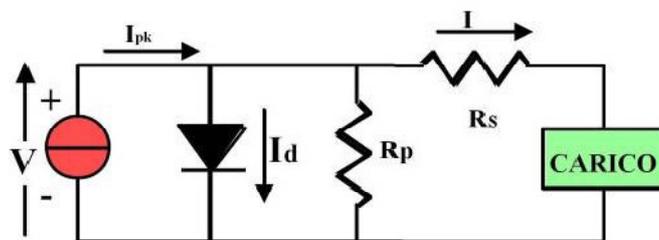


Figura 20. Circuito elettrico equivalente ad una cella

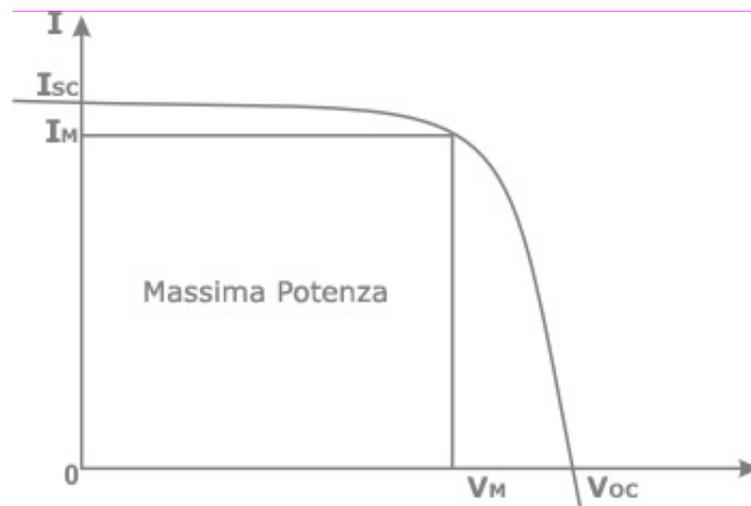
Nella pratica la radiazione solare che viene convertita in energia elettrica per le normali celle al silicio, maggiormente utilizzate negli impianti esistenti, risulta in genere compresa tra 13÷17%.

### ***2.3 - Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica.***

Quando si parla di caratteristiche elettriche, è importante evidenziare che una cella fotovoltaica è assimilabile al circuito equivalente di fig.20. Il circuito è costituito da un generatore ideale di corrente continua e da un diodo, ovvero a un componente che permette alla corrente di scorrere in una sola direzione mentre blocca il flusso in quella opposta.

Oltre al carico alimentato e alla resistenza  $R_S$ , sopra citata, vi è un'altra resistenza posta in parallelo  $R_P$  (di shunt), nella quale sono concentrate tutte le perdite dovute alle correnti di dispersione che sono nella cella.

Rappresentata nella fig.21 abbiamo la caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica di silicio cristallino, nella quale si può notare l'andamento della tensione-corrente della cella.



**Figura 21.** Caratteristica elettrica di una cella.

Osservando questo diagramma possiamo fare alcune considerazioni:

- L'area compresa tra l'ascissa e l'ordinata di un punto della curva e gli assi cartesiani, ovvero l'area rettangolare iscritta all'interno della curva, rappresenta la potenza elettrica ( $I \cdot V$ ) erogata in corrispondenza di quei valori di corrente e di tensione;
- In corrispondenza del punto della caratteristica di ordinata  $I_M$  e ascissa  $V_M$ , ovvero in corrispondenza del ginocchio della curva, si ha la massima potenza ottenibile. Questo prodotto può superare l'80% del prodotto  $V_{OC} \cdot I_{SC}$ . In tale punto si hanno le condizioni di lavoro ottimale;
- Il rapporto tra il prodotto  $I_M \cdot V_M$  e il prodotto  $I_{SC} \cdot V_{OC}$  (rispettivamente corrente di corto circuito e tensione a vuoto) è chiamato *fill factor* o fattore di riempimento della cella, e dà un'indicazione delle prestazioni della cella. Mette cioè in relazione la massima potenza effettivamente estraibile dalla cella con la massima potenza ideale, in realtà mai raggiungibile. Nelle celle al silicio assume valori generalmente intorno a  $0,75 \div 0,80$ . Il *fill factor* è anche un parametro di giudizio sul rendimento della cella: come è facile intuire, elevati valori di questo parametro sono anche indicatori di migliori prestazioni.

Come si può notare dal diagramma di fig.21, la corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente di massima potenza. La corrente di corto circuito  $I_{SC}$  è quindi la massima corrente che può essere fornita dalla cella; infatti in condizioni di corto circuito il diodo non assorbe corrente, cosicchè tutta la corrente generata fluisce nel carico. A vuoto invece si ha la massima tensione  $V_{OC}$  ai capi della cella.

## ***2.4 - Efficienza di conversione.***

Prima di parlare dell'efficienza è bene definire una particolare condizione comunemente identificata con la sigla STC, *standard test*

*conditions*, che consente di paragonare tra loro le prestazioni di diversi componenti, indipendentemente dalle specifiche condizioni del sito in cui andranno ad operare.

Si è convenuto internazionalmente di fissare, come condizioni di riferimento, una temperatura alla giunzione di 25°C, una irradianza di 1000 W/m<sup>2</sup> e uno spettro della radiazione solare pari a quello riscontrabile in condizioni di AM 1,5 (Air Mass). Quest'ultimo dato esprime lo spessore nell'atmosfera e il suo spessore minimo, cioè la lunghezza del percorso nel caso in cui il sole si trovi esattamente allo zenith. Il valore AM (densità di radiazione solare sulla terra) di 1,5 è il valore riscontrabile a una latitudine di 45°.

Tornando all'efficienza, come si è visto in precedenza, è strettamente legata alla struttura atomica del materiale costituente e può essere definita come il rapporto tra la potenza massima erogata dalla cella e la potenza che potrebbe avere grazie alla radiazione intercettata dalla sua superficie in determinate condizioni di temperatura e spettro solare. Per avere precisi termini di riferimento si definisce l'*efficienza nominale*, definita appunto nelle condizioni standard STC.

$$\eta_{cella} = \frac{P_{STC}}{I_{STC} * A_{cella}}$$

dove:

$\eta_{cella}$  indica l'efficienza della cella;

$P_{STC}$  è la massima potenza producibile dalla cella in STC ( $W_p$ , potenza di picco);

$I_{STC}$  indica l'irradianza in STC, pari in 1000 W/m<sup>2</sup>;

$A_{cella}$  rappresenta l'area della cella.

## ***2.5 - Influenza dei parametri esterni sulla curva caratteristica.***

La curva caratteristica di una cella fotovoltaica è strettamente dipendente dai parametri ambientali che ne caratterizzano le condizioni operative. Sostanzialmente i parametri fondamentali sono tre:

1. Intensità della radiazione incidente su essa;
2. Temperatura alla giunzione;
3. Area della cella.

Il valore dell'intensità di radiazione solare influenza l'intensità della corrente di corto circuito della cella, e quindi della corrente in generale, in maniera direttamente proporzionale (primo grafico di fig.22). Al crescere della radiazione, infatti, si verifica parallelamente un aumento del flusso di elettroni da uno strato all'altro della cella.

La tensione a vuoto, e quindi la differenza di potenziale a circuito chiuso, è invece influenzata in minima parte dalla radiazione (secondo grafico di fig.22) e non dipende dall'estensione della cella, bensì dalle caratteristiche del materiale con cui essa è realizzata e dalla temperatura a cui la cella stessa si trova. Vi è infatti una relazione di proporzionalità inversa, secondo cui al crescere della temperatura corrisponde una diminuzione della tensione a vuoto, nella misura dello 0,4% ogni grado centigrado. Parallelamente l'aumento della temperatura provoca un lieve aumento della corrente di corto circuito, non equiparabile però alla diminuzione della tensione, nell'ordine dello 0,07% ogni grado centigrado (grafico *b*) di fig.23).

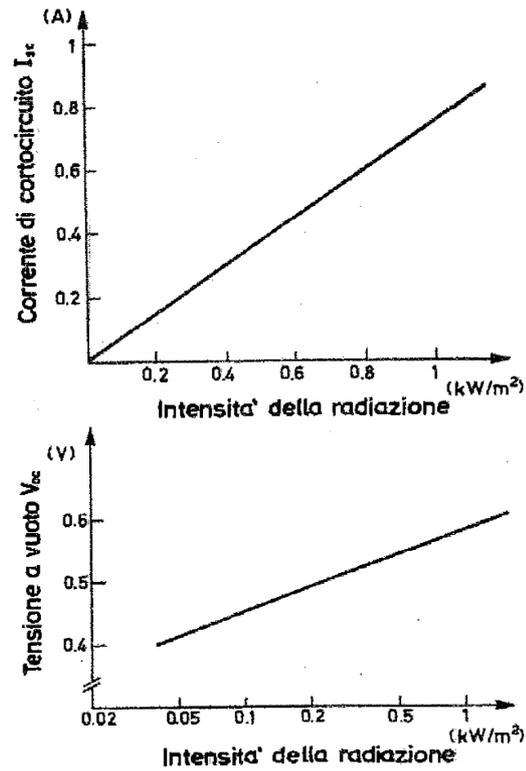
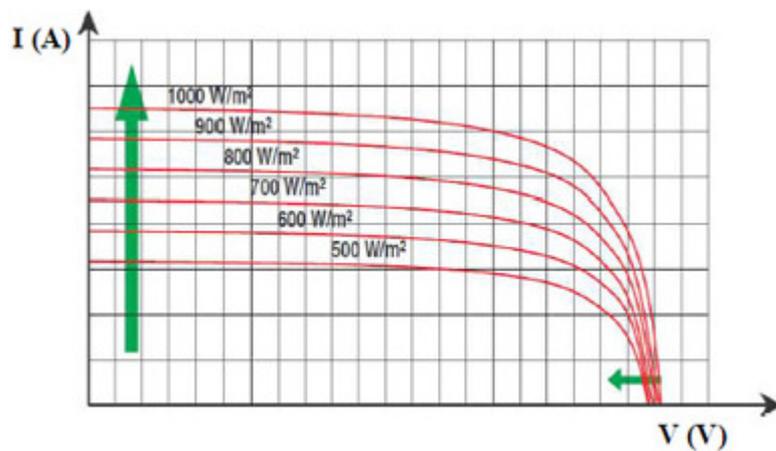
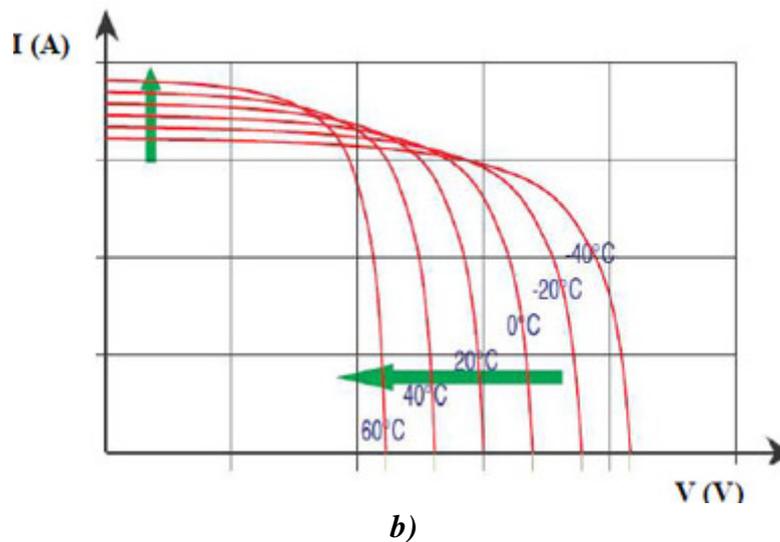


Figura 22. Variazione di corrente e di tensione al variare dell'intensità della radiazione

Ciò significa che nel complesso, l'aumento della temperatura, è un fattore penalizzante nel rendimento della cella, in quanto la potenza generata ne viene negativamente influenzata. Questa condizione è ben evidenziata nel secondo grafico di fig.23



a)



**Figura 23.** a) variazione della corrente in funzione della radiazione;  
b) influenza della temperatura su corrente e tensione.

L'area della cella, infine, non influenza come si è già visto il valore della tensione, ma esiste una sua proporzionalità diretta con la corrente generata.

Va notato come, mentre la dipendenza della tensione dal livello termico costituisce un parametro da non sottovalutare in fase di progetto, le ripercussioni sull'intensità di corrente vengano generalmente trascurate.

Proprio in linea con ciò che è stato scritto in relazione alla temperatura, in riferimento alla nostra sperimentazione vedremo più avanti, nell'analisi della parte elettrica, che il parametro che terremo sotto controllo e sul quale faremo analisi e confronti sarà proprio la tensione (noi ci riferiremo alla tensione a vuoto  $V_{OC}$ , ai capi dei contatti).

Risulta infatti istantaneamente rilevabile attraverso un semplice multimetro digitale, e ciò sarà molto utile per il confronto degli impianti con caratteristiche differenti.

## ***2.6 - Le diverse tipologie di celle fotovoltaiche.***

L'attività di ricerca nel settore fotovoltaico è orientata alla riduzione dei costi globali e, a tale scopo, è possibile operare in tre diverse direzioni:

1. riduzione del materiale impiegato;
2. riduzione costi di fabbricazione
3. miglioramento dell'efficienza di conversione

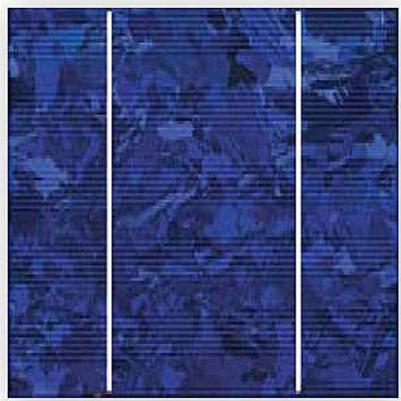
Andiamo qui di seguito a introdurre le principali tipologie di celle, e i principali processi produttivi per la loro fabbricazione.

### ***2.6.1 - Celle in silicio cristallino.***

Il silicio è un elemento molto diffuso sulla crosta terrestre, anche se presente principalmente sotto forma di composto con l'ossigeno a formare la comune silice. Per poter essere sfruttato a fini energetici, tuttavia, deve presentare un'adeguata struttura molecolare e un buon grado di purezza.

Nella struttura monocristallina (fig.25) gli atomi sono orientati nello stesso verso e legati gli uni agli altri nello stesso modo.

Nella struttura policristallina (fig.24) essi sono aggregati in piccoli grani monocristallini orientati in modo disordinato.



***Figura 24***



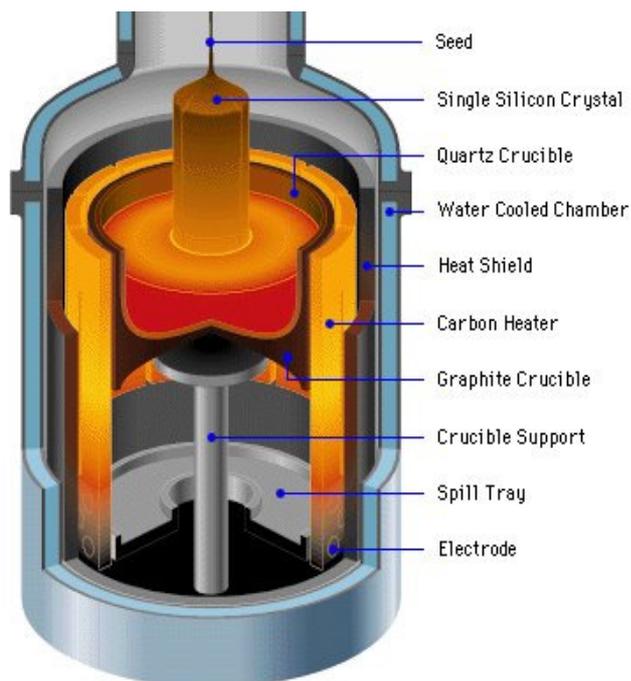
***Figura 25***

Tecnicamente il silicio monocristallino fornisce prestazioni superiori in termini di efficienza, e consente di avere nelle applicazioni una minore superficie occupata a parità di potenza installata, ma con un costo superiore rispetto al policristallino.

Per la fabbricazione delle celle i principali processi produttivi ai quali si ricorre con maggior frequenza, sono:

### Metodo Czochralsky.

Questo metodo consente di ottenere il silicio monocristallino a partire dal silicio policristallino. In un crogiolo di silicio fuso (a circa 1400°C) viene immerso un “seme” di silicio in lenta rotazione. Il seme cristallino viene poi lentamente estratto verticalmente. Controllando la velocità di estrazione si regola il diametro del lingotto di monocristallino, che viene poi tirato fino a lunghezze dell'ordine del metro. Poiché la miscibilità delle impurezze nel silicio diminuisce passando dalla fase liquida alla fase solida, il lingotto monocristallino è generalmente più duro del silicio policristallino di partenza, mentre una maggiore concentrazione di impurezze si trova in coda.



*Seed* = seme;

*Single Silicon Crystal* = Silicio monocristallino;

*Quartz Crucible* = Crogiolo di quarzo;

*Water Cooled Chamber* = Camera di raffreddamento ad acqua;

*Heat shield* = Scudo termico;

*Carbon heater* = Carbone riscaldato;

*Graphite Crucible* = Crogiolo di grafite;

*Crucible support* = Supporto del crogiolo;

*Electrode* = Elettrodo.

**Figura 26.** Metodo Czochralsky.

### Metodo EFG.

Questo metodo permette di ottenere un nastro cilindrico di silicio ottagonale monocristallino mediante un processo di trafilatura. Il nastro viene ottenuto mediante un passaggio, per effetto capillare, attraverso una fessura in cui sale il silicio liquido. All'impiego di questo processo sono connessi problemi di purezza del cristallo dovuti al fatto che questo si presenta come un ottimo solvente, raccogliendo le impurità della trafilatura.

### Metodo casting.

Il metodo casting è un processo produttivo che utilizza silicio scartato dalle industrie elettroniche. Le prime fasi consistono nella minuta frammentazione del materiale, seguita da un'operazione di decapaggio per una prima purificazione da impurità superficiali. Il materiale viene quindi fuso e colato nelle forme in cui avviene la successiva ricristallizzazione. Le operazioni di fusione, collaggio e cristallizzazione sono particolarmente critiche.

Dopo la cristallizzazione si procede alla squadratura del blocco così ottenuto, per togliere le impurità che i processi precedenti hanno fatto addensare sulla superficie del materiale.

A esclusione del metodo EFG, per il quale le singole celle si ottengono tramite taglio laser del nastro cavo ottagonale, per quanto riguarda le altre tecniche costruttive, le celle vengono ricavate dal taglio dei lingotti. L'operazione di taglio è fra quelle che provocano la maggior perdita di materiale.

Sulle celle viene poi effettuata una prima operazione di drogaggio, che consiste nella diffusione di atomi di boro, dando origine così a fette di tipo *n*. Su queste viene ottenuta la giunzione di tipo *p-n* attraverso una seconda operazione di diffusione, stavolta di fosforo.

Le operazioni di diffusione vengono effettuate in appositi forni a temperature nell'ordine dei 900°C. Tanto la concentrazione degli atomi

quanto la profondità cui tali atomi devono diffondere vengono regolate in base alla permanenza delle fette dentro i forni di diffusione.

Una volta ottenute le giunzioni  $p-n$ , è necessario disporre i contatti metallici per permettere alla corrente generata di essere raccolta e convogliata. Sulla parte da esporre alla luce, la parte  $n$ , si realizza una griglia metallica; il contatto sul lato  $p$ , non essendo esposto alla luce, non risente di queste limitazioni e viene pertanto esteso a tutta la superficie della cella. Realizzati i contatti metallici, il fronte della cella viene ricoperto da uno strato di materiale antiriflettente. La presenza di tale strato è necessaria per evitare che vi siano eccessive riflessioni, causa di perdite di fotoni.

### ***2.6.2 - Celle a film sottile in silicio amorfo.***

In questo caso non si può parlare di una vera e propria cella in silicio, ma di un film che viene fatto evaporare su un supporto plastico o un substrato polimerico: infatti la principale tecnica di produzione è la cosiddetta *Chemical Vapor Deposition* (CVD). Per quanto riguarda i materiali impiegati, non viene utilizzato silicio puro, ma sono impiegati alcuni suoi composti con l'idrogeno, il silano ( $\text{SiH}_4$ ) o il disilano ( $\text{Si}_2\text{H}_6$ ).



***Figura 27.*** Celle a film sottile in silicio amorfo.

Uno dei principali vantaggi nell'utilizzo del silicio amorfo consiste nella possibilità di costruire strutture flessibili, con evidenti vantaggi in termini di installazione su ogni tipologia di superficie.

Rimangono da risolvere i problemi di stabilità nel tempo dovuti alla sua usura, mentre i suoi valori di efficienza sono ancora molto bassi a causa dell'orientamento casuale degli atomi all'interno della struttura.

### ***2.6.3 - Celle a film sottile realizzate con materiali innovativi.***

Sono sistemi aventi le stesse peculiarità delle celle in silicio amorfo, ma realizzate con materiali che permettono di raggiungere efficienze superiori. Due diverse soluzioni prevedono l'utilizzo di diselenurio di indio e rame, e di tellururo di cadmio.



**Figura 28.** Celle a film sottile realizzata con materiali innovativi.

I valori di efficienza sono nell'ordine del 10-12%. Questi tra i materiali innovativi sono i più promettenti dal punto di vista economico, perché oltre ai vantaggi visti per il silicio amorfo, presentano un'efficienza stabile nel tempo.

Ce ne sono altri in fase di sviluppo con efficienze molto elevate, ma fortemente penalizzati dagli elevatissimi costi di produzione.

## 2.6.4 - Celle multigiunzione.

Per le tecnologie a film sottile, un'interessante applicazione è quella della multi giunzione, ovvero della realizzazione di celle in cui si sovrappongono vari strati di materiale fotovoltaico.

Sono celle costituite da differenti materiali semiconduttori ciascuno dei quali con un proprio valore di *Energy-gap*, disposti secondo strati sovrapposti e collegati in serie. Ogni strato sfrutta lo spettro di radiazione solare cui è sensibile, aumentando l'efficienza totale di conversione e massimizzando la produzione energetica.

La tipologia di cella più diffusa è quella costituita da due celle, denominata tandem, combinazione di fosfuro di indio/gallio e arseniuro di gallio.

Quella con la maggior efficienza invece è a tripla giunzione, costituita da fosfuro di indio/gallio, arseniuro di gallio e germanio.

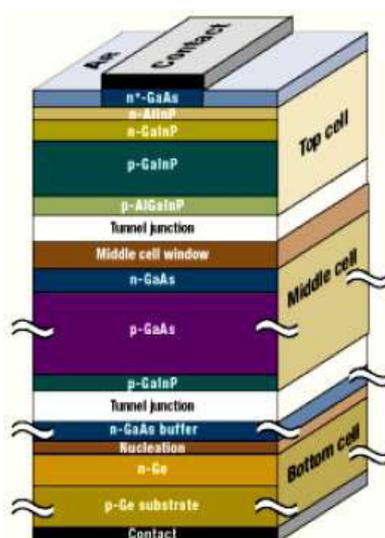


Figura 29. Celle multi giunzione.

Questa tecnologia offre i maggiori vantaggi quando applicata in sistemi a concentrazione solare, nella quale hanno la possibilità di sfruttare una più ampia porzione di spettro solare. I costi sono però molto elevati.

## ***Capitolo 3 - PANNELLI SOLARI TERMICI***

### ***3.1 – Cosa significa solare termico.***

Il solare termico trova la sua principale applicazione nella produzione di acqua calda per uso sanitario, negli impianti per il riscaldamento delle piscine, nell'industria per la fornitura di calore di processo a bassa e media temperatura, nel riscaldamento degli ambienti e, in alcuni casi di recente applicazione, anche per il raffrescamento degli ambienti durante i mesi estivi.

Questa tecnologia permette di catturare l'energia termica derivante dal sole grazie ad una piastra captante che assorbe calore dalla radiazione solare e lo trasferisce al fluido termovettore contenuto in un fascio di tubi. Il fluido termovettore è il cuore del sistema. Se è costituito da sola acqua può essere usato direttamente come acqua calda sanitaria, oppure, nel caso venga addizionata di antigelo o l'acqua di rete contenga troppi carbonati metallici, può cedere il suo calore in uno scambiatore. Nella quasi totalità degli impianti, comunque, il fluido è una miscela di acqua e glicole, in modo da evitarne il congelamento nel periodo invernale.

Da un punto di vista fenomenologico, il principio di funzionamento è il medesimo che si verifica in una serra. Quando la radiazione solare ad onde corte (compresa tra 0,3 e 3  $\mu\text{m}$ ) investe una copertura solare, una frazione della radiazione stessa viene riflessa in maniera più o meno rilevante a seconda delle caratteristiche ottiche della superficie colpita e dell'angolo di incidenza dei raggi solari. La frazione non riflessa in parte è assorbita dalla copertura, in parte viene lasciata passare all'interno del collettore, dove viene assorbita dalla piastra captante. La parte di potenza assorbita viene convertita in radiazione termica a onde lunghe e irradiata nuovamente verso l'esterno con modalità che dipendono dalle caratteristiche fisiche del materiale.

### ***3.2 - Collettore solare.***

Il dispositivo base che permette questo tipo di tecnologia è il collettore solare, una sorta di piastra metallica che si comporta come corpo nero. Il suo principio di funzionamento è pressoché identico in tutte le tipologie di collettori esistenti.

Quando la radiazione solare raggiunge il collettore, questo assorbe una percentuale elevata (fino al 95% per le migliori superfici nere) dell'energia, aumentando la propria temperatura. In queste condizioni, a sua volta diventa un corpo che irradia energia con una distribuzione spettrale dipendente dal materiale e dalla temperatura stessa.

La legge di Wien stabilisce la relazione tra la lunghezza d'onda corrispondente al massimo di radiazione emessa da un corpo nero  $\lambda_{\max}$  (espressa in  $\mu\text{m}$ ) e la temperatura del corpo stesso (espressa in K):

$$\lambda = \frac{2897}{T}$$

Per evitare la dispersione di questa radiazione solare di corpo nero, il collettore viene solitamente coperto da una lastra di materiale trasparente alla radiazione solare, ma opaco agli infrarossi, in modo da creare un effetto serra che permette al calore sviluppatosi di rimanere intrappolato tra la piastra e il materiale trasparente, aumentando la temperatura all'interno del collettore. Inferiormente e lateralmente il collettore viene isolato termicamente con lana di vetro o di roccia o poliuretano, per evitare dispersioni di calore.

### ***3.3 - Modalità di scambio termico.***

Riguardano la trasmissione del calore, cioè il passaggio di energia in un sistema dove sussiste un equilibrio termico interno, o quando tale squilibrio sussiste tra sistema e contorno. Ciò premesso, le modalità di scambio

termico alle quali i collettori sono sottoposti e alle quali faremo riferimento sono:

- Scambio termico per conduzione;
- Scambio termico per convezione;
- Scambio termico per irraggiamento.

### ***3.3.1 – Scambio termico per conduzione.***

Si parla di scambio termico per conduzione quando ho una trasmissione di calore dalle zone a temperatura maggiore verso quelle con temperatura minore per contatto diretto. Si manifesta a livello microscopico come oscillazione delle molecole del materiale. Tale oscillazione aumenta all'aumentare dell'energia termica accumulata. Questo flusso di calore scambiato può essere espresso attraverso la formula seguente:

$$q_{cond} = k \cdot s \cdot (T_m - T_a)$$

dove:

$q_{cond}$  = flusso termico scambiato per conduzione (W);

$k$  = coefficiente di scambio termico conduttivo (W/mK);

$s$  = spessore del materiale isolante o del rivestimento esterno (m);

$T_m$  = temperatura media del corpo (K);

$T_a$  = temperatura esterna (K).

### ***3.3.2 – Scambio termico per convezione.***

La convezione è il tipico modo di scambio termico tra un corpo solido ed un fluido in movimento che ne lambisce la superficie ed è quindi vincolato al trasporto di materia per effetto delle forze che agiscono sul fluido e che si generano per effetto della variazione di temperatura o per effetto

dell'azione meccanica di apparecchi. Gli spostamenti di materia portano al rimescolamento delle masse elementari e quindi alla redistribuzione della temperatura all'interno del fluido.

E' quindi un processo di trasporto dell'energia mediante l'azione combinata della conduzione, dell'accumulo di energia e del mescolamento esprimibile dalla seguente formula generale:

$$q_{conv} = h \cdot (T_s - T_f) \cdot S$$

dove:

$q_{conv}$  = flusso termico scambiato per convezione (W);

$h$  = coefficiente di convezione (W/m<sup>2</sup>K);

$S$  = superficie interessata dallo scambio termico (m<sup>2</sup>);

$T_s$  = temperatura della superficie di scambio termico (K);

$T_f$  = temperatura del fluido (K).

Riguardo al coefficiente  $h$ , non dipende solo dalla natura e dallo stato fisico del fluido, come ad esempio per la conducibilità termica, ma dipende anche dalla configurazione geometrica del problema esaminato per lo studio dello scambio termico. Può inoltre variare da punto a punto della superficie se varia il moto lungo la stessa. Pertanto, per quanto detto, dipende da:

- natura e stato fisico del fluido (compresa la relativa temperatura);
- tipo di moto del fluido (turbolento o laminare);
- forma geometrica della superficie a contatto col fluido.

### ***3.3.3 – Scambio termico per irraggiamento.***

L'irraggiamento termico è definito come l'energia radiante emessa da un corpo a causa della sua temperatura, cioè l'emissione di radiazioni termiche dipende dalla temperatura assoluta, dalla natura del corpo emittente e dalle caratteristiche della sua superficie.

Il trasferimento di energia termica per irraggiamento, ed in particolare quello attribuibile all'irraggiamento solare, è molto importante per l'entità dei carichi termici.

E' esprimibile con la seguente espressione:

$$q_{irr} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot S \cdot (T_m^4 - T_a^4)$$

dove:

$q_{irr}$  = flusso termico scambiato per irraggiamento (W);

$\varepsilon$  = emissività (è uguale a 1 per i corpi neri);

$\sigma$  = costante di Stephan-Boltzmann ( $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ );

$T_m$  = temperatura del corpo (K);

$T_a$  = temperatura ambiente (K).

### ***3.4 - Panoramica sulle principali tipologie di collettori solari***

Esistono diverse tipologie di collettori, con prestazioni variabili a seconda della specifica applicazione. In linea generale, per la caratterizzazione delle proprietà costruttive e il confronto tra le diverse tecnologie, si fa riferimento ad alcune grandezze, quali:

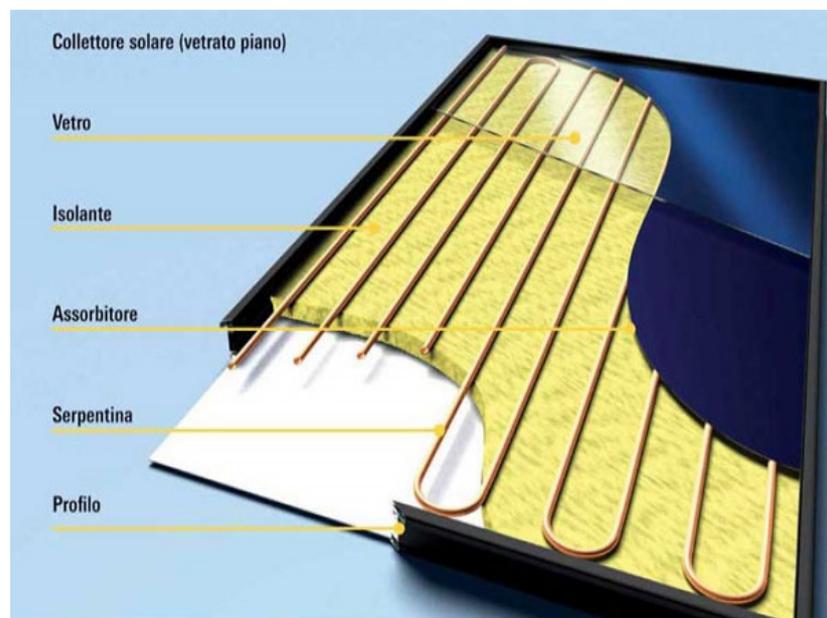
- l'area della superficie lorda del collettore, la quale concorre alla definizione della quantità minima di superficie richiesta in fase di montaggio;
- l'area della superficie della copertura trasparente, attraverso la quale la radiazione solare filtra all'interno del collettore;
- l'area della superficie captante.

Da un punto di vista tecnologico, invece, le tipologie di collettori più frequentemente usate sono:

- *collettori piani vetrati;*
- *collettori sottovuoto;*
- *collettori non vetrati.*

### ***3.4.1 - Collettori piani vetrati.***

Un collettore piano vetrato ha una struttura del tipo riportato in figura 30.



**Figura 30.** Collettore piano vetrato

Sulla superficie esposta al sole viene posizionata una lastra, che deve essere estremamente trasparente alle lunghezze d'onda tipiche della radiazione solare e, contemporaneamente, opaca alla radiazione infrarossa emessa dalla superficie captante a elevata temperatura. Si viene così a creare quell'effetto serra tra piastra captante e lastra trasparente che, oltre a

limitare le perdite dovute all'emissività della piastra stessa, permette l'incremento termico del fluido circolante.

Per migliorare ulteriormente le prestazioni, tale componente può essere sottoposto a trattamenti antiriflesso.

Fra le principali tecnologie realizzative si hanno:

- *vetro singolo*: caratterizzato da un'ottima trasparenza rappresenta la scelta più frequentemente usata, pur non essendo in grado di bloccare completamente le dispersioni di calore tra pannello e aria;
- *vetro doppio*: diminuisce la trasparenza, ma aumenta la capacità di isolamento termico;
- *policarbonato alveolare*: è un materiale leggero, economico e resistente, caratterizzato da ridotte perdite per convezione rispetto al singolo vetro, ma è meno trasparente. Tende però ad opacizzarsi nel tempo, ed ha quindi un ciclo di vita ridotto.

Il componente primario di un collettore è comunque la superficie captante (identificato in fig.30 come assorbitore), generalmente costituita da una o più lastre metalliche in rame o alluminio, capace di garantire una buona conducibilità termica. Tale superficie deve avere un elevato valore di assorbanza  $\alpha$  e una bassa remissività termica. In funzione dei valori di tali caratteristiche, i collettori si dividono in:

- *Pannelli a superficie selettiva*: la superficie dell'assorbitore di calore viene sottoposta a trattamenti chimici (ossidazione) o applicazione di particolari sostanze selettive all'infrarosso (ossidi di cromo o nickel). L'irraggiamento viene meglio trattenuto e si riduce la riflessione. Hanno un ottimo rendimento anche durante la stagione invernale e il loro impiego è consigliato quando si prevede di utilizzarli tutto l'anno. Il costo è elevato;
- *Pannelli a superficie non selettiva*: la superficie dell'assorbitore non subisce alcun trattamento, ma viene semplicemente verniciata di nero. Il loro rendimento è inferiore a quelli selettivi ed il loro impiego è

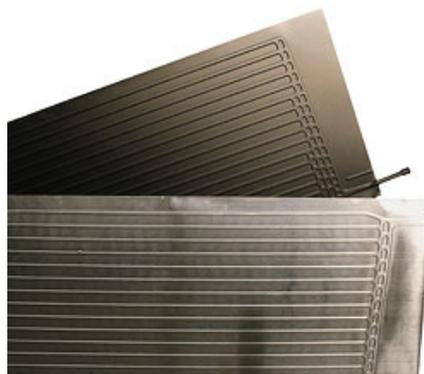
particolarmente indicato per le seconde case, utilizzate nei periodi estivi, e per le zone con abbondante insolazione. I costi sono inferiori a quelli a superficie selettiva.

<b>Elemento captante</b>	<b>Coefficiente di assorbimento</b>
Rame non trattato	5%
Verniciatura nera	15%
Trattamento al cromo	85%
Trattamento agli ossidi di titanio	95%

Sulla superficie della piastra vengono generalmente saldati i tubi recettori, all'interno dei quali scorre il fluido termovettore da riscaldare.

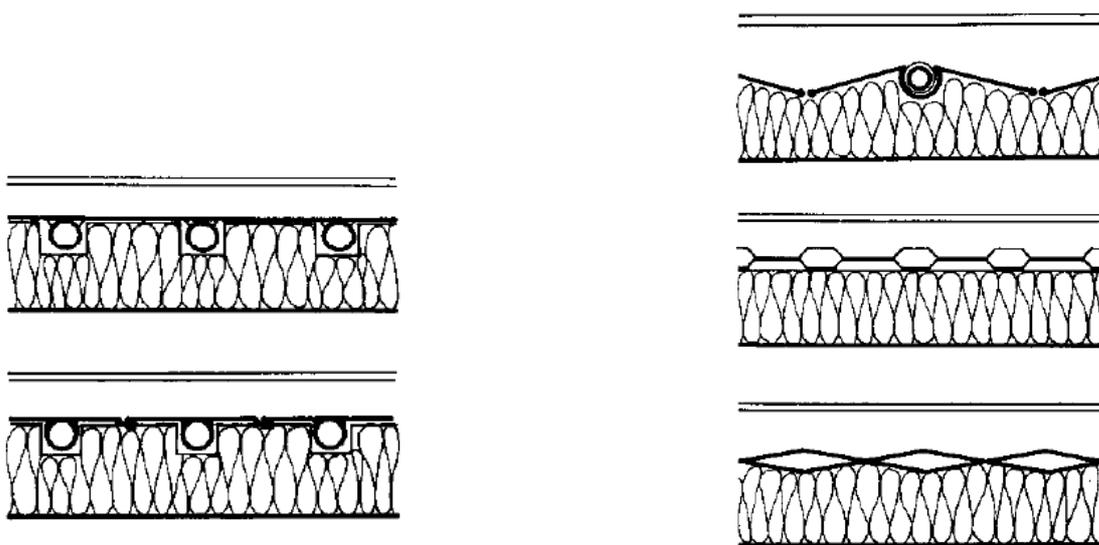
Molteplici sono le soluzioni costruttive attualmente presenti sul mercato (fig.31). Si distinguono:

1. *Piastra in alluminio di tipo roll-bond* (fig.32): buone proprietà termiche e vantaggi in termini di riciclaggio in quanto vi è l'impiego di un solo materiale. Non ho tubi recettori saldati alla piastra, ma essendo un pezzo unico sono ricavati nella piastra stessa;



**Figura 32.** Piastra di tipo roll-bond

2. *Lamine di alluminio entro le quali sono alloggiati i tubi in rame attraverso un processo di laminazione a elevata pressione: ottima flessibilità delle taglie realizzabili ed economicità. Per contro sono numerosi i punti di saldatura;*
3. *Tubi alloggiati in pressione tra due lamine metalliche: hanno il vantaggio, come nel primo caso, dell'impiego di un solo materiale, ma i costi di produzione sono elevati;*
4. *Sistema a "piastra e tubo", nel quale i tubi in rame sono saldati alla piastra captante: grande flessibilità nelle dimensioni e nella portata di fluido, ma trasmissione di calore non ottimale;*
5. *Piastra captante "a libera circolazione di fluido termovettore", realizzata da due lamine in acciaio inox saldate tra loro entro cui il fluido è libero di circolare: permettono una buona trasmissione di calore al fluido, ma hanno lo svantaggio di essere pesanti e di avere un'elevata inerzia termica;*
6. *Piastra captante con serpentina: realizzazione semplice con soli due punti di saldatura nel sistema tubi, ma le perdite di carico risultano elevate.*



**Figura 31.** Schema delle soluzioni costruttive della superficie captante

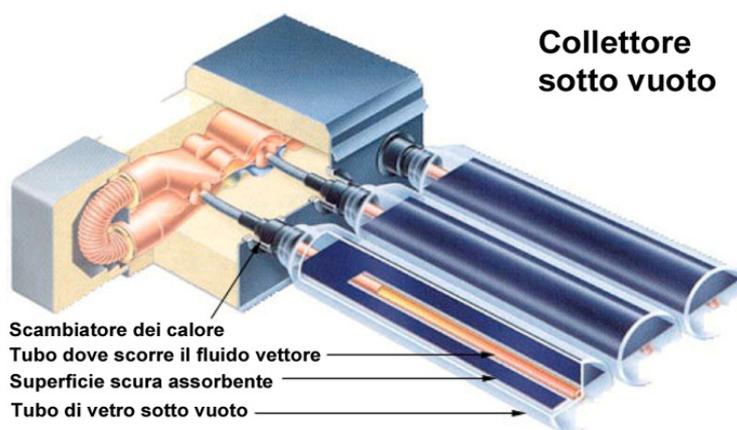
Superficie trasparente e collettore trovano alloggio all'interno di un "scatola" di protezione e di isolamento. Al fine cioè di ridurre al minimo le perdite per conduzione termica verso l'esterno, le pareti e la parte inferiore del collettore, quello non esposta alla radiazione, vengono coibentate (solitamente con fibre minerali, o lastre in poliuretano espanso rigido, che oltre a garantire l'isolamento termico contribuiscono alla robustezza del telaio) e sigillate con silicone.

In queste soluzioni, come detto in precedenza, il fluido termovettore è composto da acqua e glicole per evitare il congelamento invernale. Per trasferire il calore assorbito dal fluido all'acqua di rete, quindi, viene installato uno scambiatore di calore. Ciò vale per tutte le tipologie di collettori, tranne quelli ad accumulo integrato.

### **3.4.2 - Collettori sottovuoto.**

In questi collettori la riduzione delle dispersioni di calore per convezione è ottenuta creando il vuoto tra la superficie vetrata e la superficie captante. Sono costituiti da una serie di tubi di vetro al cui interno la pressione è portata a valori di circa  $10^{-3}$  bar.

La superficie captante è costituita da una lamina metallica piana o curva che percorre longitudinalmente il tubo di vetro oppure da un rivestimento selettivo depositato su un bulbo di vetro, a sua volta inserito nel tubo all'interno del quale è stato creato il vuoto.



*Figura 33.* Collettore sottovuoto

Un'ulteriore soluzione è quella in cui la superficie assorbente è costituita da un cilindro metallico interno a entrambi i tubi di vetro tra i quali è presente la depressione.

Anche in questo caso, come per i collettori piani, è possibile effettuare trattamenti selettivi per limitare le perdite per irraggiamento.

I tubi del collettore sono collegati tra loro in parallelo a un condotto di raccolta posto all'estremità superiore, all'interno del quale scorre il fluido termovettore. All'estremità inferiore i tubi sono poi fissati ad un apposito supporto.

Le tipologie di collettori sottovuoto più diffuse sono essenzialmente due:

1. *Collettori a circolazione diretta;*
2. *Collettori a tubi di calore (Heat Pipe).*

***Collettori a circolazione diretta.*** In base al moto di circolazione del fluido si possono distinguere due casi.

Nel primo il fluido termovettore scorre all'interno di due tubi coassiali: dall'estremità superiore a quella inferiore scorre in quello più interno, giunto alla base del collettore viene fatto circolare nell'intercapedine presente tra i due tubicini.

Nel secondo caso la circolazione avviene in un tubo a "U", con l'inversione del moto in corrispondenza dell'estremità inferiore del collettore. A questa seconda tipologia appartiene il collettore *Sydney* (fig.34), costituito da due tubi di vetro coassiali, tra i quali è praticato il vuoto, con il tubo interno rivestito da una lamina metallica in rame con trattamento selettivo al carbonio. Una lamina opportunamente sagomata favorisce la conduzione termica tra la superficie assorbente e il tubo a "U".

Per convogliare e incrementare così la captazione dei raggi solari, viene inserita una superficie riflettente (nel caso di tetti a spiovente), parabola CPC nel caso in figura, oppure ghiaia o altro materiale comunque riflettente (nel caso di tetti piani).

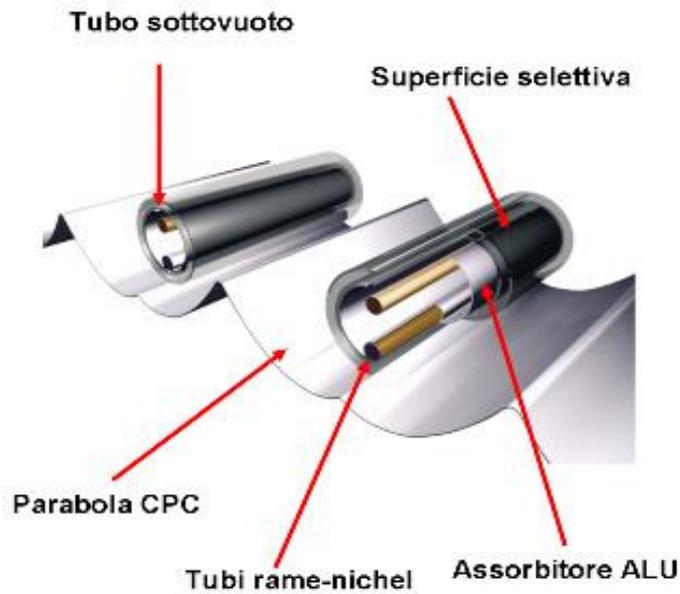


Figura 34. Rappresentazione del Collettore Sidney

**Collettori a tubi di calore.** Operano mediante cambiamento di fase del fluido termovettore, il quale come si può notare in fig.35, riscaldato dall'irraggiamento, vaporizza e poi condensa all'interno di uno scambiatore di calore in cui cede la potenza termica precedentemente assorbita.

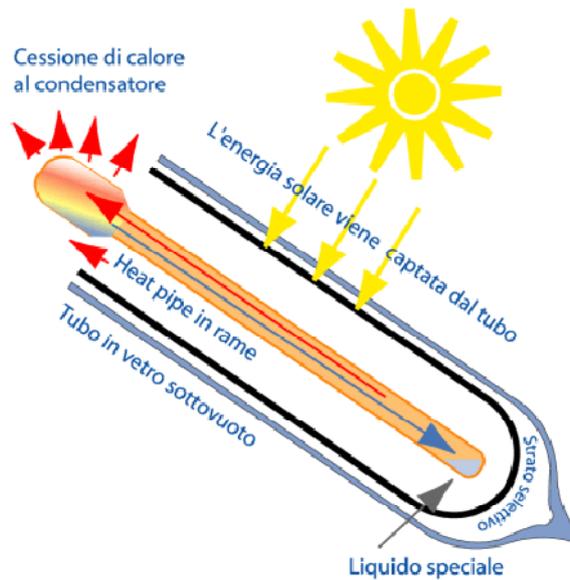
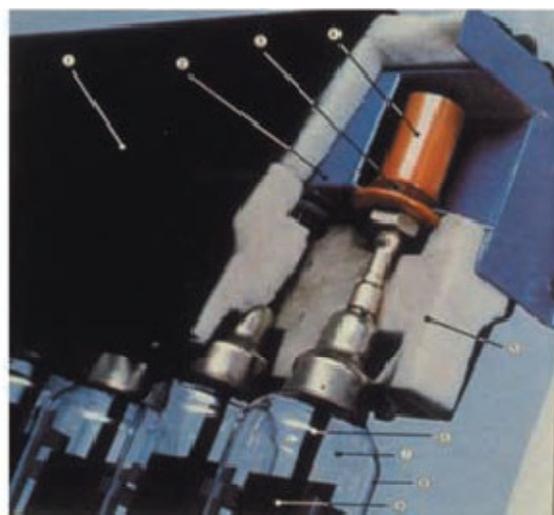


Figura 35. Principio di funzionamento dei Collettori a tubi di calore

Il tubo sottovuoto ha, al proprio interno, una lamina metallica trattata in modo selettivo che funge da superficie assorbente; su tale lamina viene inserito un secondo tubo in depressione, denominato appunto *Heat Pipe*, che per conduzione riceve calore dalla piastra captante. All'interno del tubo di calore scorre il fluido termovettore che, alle basse pressioni, evapora a 25°C; il vapore che si crea sale fino alla testa del collettore, dove condensa cedendo calore al fluido primario da riscaldare (generalmente acqua sanitaria). Una volta condensato il fluido termovettore scorre per gravità tornando verso la zona di evaporazione.

Per quanto riguarda lo scambio di calore tra fluido termovettore e fluido primario, vi sono due modalità:

1. *Scambio di calore a secco* (fig.36): il fluido termovettore e il fluido primario circolano in due circuiti separati e lo scambio termico avviene per conduzione tra le pareti dello scambiatore;
2. *Scambio per immersione*: i condensatori si trovano direttamente immersi nel secondo fluido. A differenza del primo caso, se uno dei tubi si rompe, è necessario svuotare almeno il condotto di raccolta che si trova in testa ai tubi sottovuoto.



**Figura 36.** Particolare del collegamento del tubo di calore con il circuito idraulico dell'impianto

Tra i Vantaggi relativi ai collettori sottovuoto troviamo:

- elevata efficienza anche quando le differenze di temperatura con l'esterno sono elevate;
- elevata efficienza anche nei mesi invernali, con scarso irraggiamento;
- il fluido del circuito secondario può essere portato ad elevate temperature, consentendo l'utilizzo dell'impianto per il riscaldamento invernale e il raffrescamento estivo;
- elevata facilità di trasporto.

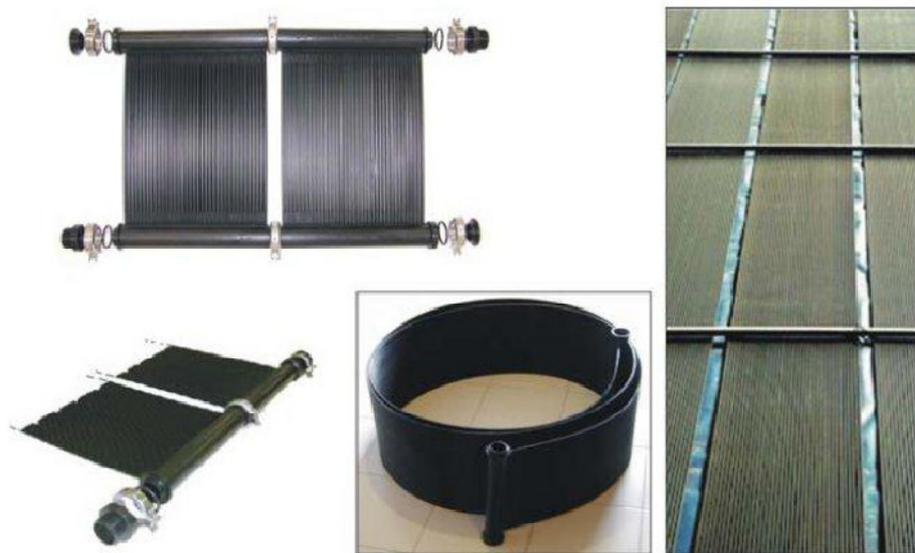
Riguardo gli Svantaggi, sono essenzialmente gli alti costi di installazione e, negli *heat pipe*, i 25° di inclinazione minima di installazione.

### ***3.4.3 - Collettori non vetrati.***

In questi pannelli l'acqua da riscaldare passa direttamente all'interno dei tubi dell'assorbitore e non vi è necessità del circuito separato con scambiatore di calore.

La piastra captante è solitamente in polipropilene oppure in acciaio inossidabile trattato con vernici selettive. L'applicazione più frequente vede il collettore impiegato per il riscaldamento dell'acqua delle piscine o per il preriscaldamento per usi domestici. La semplicità costruttiva e il costo di gran lunga inferiore alle altre tipologie, rende questa tecnologia molto competitiva per le applicazioni estive, quando la radiazione solare e l'elevata temperatura esterna consentono ottimi livelli prestazionali.

Rispetto a tutte le altre tipologie, data l'assenza della superficie vetrata e della scatola di supporto con relativo isolamento, le dispersioni termiche risultano molto elevate.



*Figura 37.* Collettori solari non vetrati

### ***3.5 - Analisi del funzionamento e bilancio termico di un collettore solare piano.***

Consideriamo un collettore solare piano classico, tra i più diffusi negli impianti esistenti nel nostro paese. Come detto in precedenza, è essenzialmente formato da un contenitore nel quale abbiamo la piastra assorbente (che scambia calore col fluido termovettore), e una lastra di vetro sopra la piastra ad una distanza di pochi centimetri. Infine avremo uno strato di isolante tra contenitore e scambiatore.

In funzionamento statico, cioè senza circolazione di fluido, l'energia intrappolata per effetto serra serve a riscaldare gli elementi del collettore fino ad una temperatura di equilibrio tale che renda le perdite di calore verso l'esterno per convezione e irraggiamento pari all'energia solare guadagnata.

$$H_t \cdot A_c \cdot (\tau\alpha) = q_{conv} + q_{irr}$$



$$(\tau\alpha) = \frac{\tau\alpha}{1 - (1 - \alpha) \cdot \rho}$$

dove:

$\rho$  = fattore di riflessione del vetro della copertura;

$\tau$  = fattore di trasmissione del vetro;

$\alpha$  = fattore di assorbimento della piastra.

Moltiplicando il fattore  $(\tau\alpha)$  per l'irraggiamento incidente sul pannello si ottiene la potenza termica assorbita per unità di superficie.

Se facciamo circolare l'acqua all'interno del collettore, il bilancio precedentemente utilizzato non è più veritiero, perché occorre tenere presente anche il calore asportato dal fluido termovettore. Avremo quindi:

$$H_t \cdot A_c \cdot (\tau\alpha) = q_{conv} + q_{irr} + q_u$$

$$q_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)$$

dove:

$\dot{m}$  = portata d'acqua (kg/s);

$c_p$  = calore specifico dell'acqua (4186 J/kgK);

$T_u$  = temperatura del fluido in uscita dal collettore (K);

$T_i$  = temperatura in ingresso al collettore (K).

Pertanto a primo membro rimane l'Energia solare assorbita, a secondo membro all'Energia termica perduta viene sommata l'Energia utile derivante dall'aumento di temperatura del fluido termovettore.

Di solito per esprimere il bilancio energetico in funzione di grandezze di facile accesso alla pratica impiantistica, in sede di progettazione si è portati a definirlo in una forma convenzionale universalmente utilizzata e riconosciuta, che è la relazione Hottel-Bliss-Whillier.

$$q_u = F_R \cdot A_c \cdot [H_T \cdot (\tau\alpha) - U_L \cdot (T_i - T_a)]$$

dove:

$U_L$  = coefficiente di dispersione globale tra piastra e aria, dato dalla somma delle dispersioni verso l'alto, il basso e lateralmente. E' espresso dalla relazione di Klein:

$$\left\{ \frac{N}{\frac{C}{T_{pm}} \cdot \left[ \frac{(T_{pm} - T_a)}{N + f} \right]^p} + \frac{1}{h_w} \right\}^{-1} + \frac{\sigma \cdot (T_{pm} + T_a) \cdot (T_{pm}^2 + T_a^2)}{(\varepsilon_p + 0,00591 \cdot N h_w)^{-1} + \frac{2N + f - 1 + 0,133\varepsilon_p}{\varepsilon_g}}$$

$N$  = numero di lastre trasparenti;

$f = (1 + 0,089 \cdot h_w - 0,1166 \cdot h_w \cdot \varepsilon_p) \cdot (1 + 0,07866 \cdot N)$ ;

$h_w$  = coefficiente di convezione vetro aria ( $W/m^2K$ );

$\varepsilon_p$  = emissività della piastra di assorbimento;

$\varepsilon_g$  = emissività della del vetro;

$C = 520 \cdot (1 - 0,000051 \cdot \beta^2)$ ;

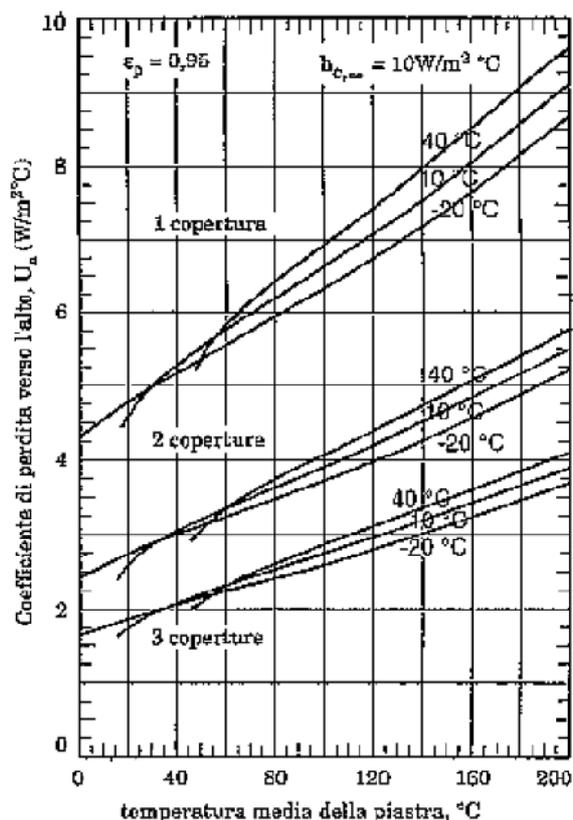
$\beta$  = inclinazione del collettore solare;

$p = 0,430 \cdot (1 - 100/T_{pm})$ ;

$T_{pm}$  = temperatura media assoluta della piastra assorbente, °K;

$T_a$  = temperatura ambiente, °K;

$\sigma$  = costante di Stephan-Boltzmann ( $5,67 \cdot 10^{-8} W/m^2K^4$ );



**Figura 39.** Grafico dell'andamento del coefficiente globale di perdita in funzione del numero di coperture, data l'emissività della piastra e il coefficiente di convezione vetro-aria.

$F_R$  = Fattore di rimozione del calore: è il rapporto tra l'energia utile effettivamente raccolta e quella che sarebbe stato possibile raccogliere se la piastra fosse mantenuta alla temperatura del fluido in ingresso.

Per quanto riguarda il fattore di rimozione del calore, generalmente i valori si attestano intorno a 0,8÷0,95. Può essere ricavato in vari modi, uno di questi è l'equazione qui proposta:

$$F_R = \frac{\dot{m} \cdot c_p}{A_c \cdot U_L} \cdot \left[ 1 - e^{-\frac{A_c \cdot U_L \cdot F'}{\dot{m} \cdot c_p}} \right]$$

Con  $F'$  detto *fattore di efficienza del collettore*, che tiene conto delle disuniformità di distribuzione orizzontale della temperatura.

$$F' = \frac{1/U_L}{W \cdot \left[ \frac{1}{U_L \cdot D + (W - D) \cdot F} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi \cdot D_i \cdot h_{fi}} \right]}$$

$W$  = larghezza della striscia elementare di raccolta dell'energia solare;

$D$  = diametro dei tubi;

$F$  = fattore di forma;

$C_b$  = conduttanza della saldatura tra tubo e piastra;

$D_i$  = diametro interno del tubo;

$h_{fi}$  = coefficiente di convezione termica del fluido di raffreddamento all'interno dei tubi.

Un altro modo più semplice per trovare il Fattore di rimozione del calore, senza ricavare  $F'$  (coefficiente complesso da valutare), conoscendo le temperature di ingresso e uscita del fluido termovettore e la portata all'interno dei tubi, è quello di utilizzare la formula di Bliss, isolando il termine  $F_R$ :

$$F_R = \frac{q_u}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_L \cdot (T_i - T_a)]}$$

### ***3.6 - Misura dell'efficienza.***

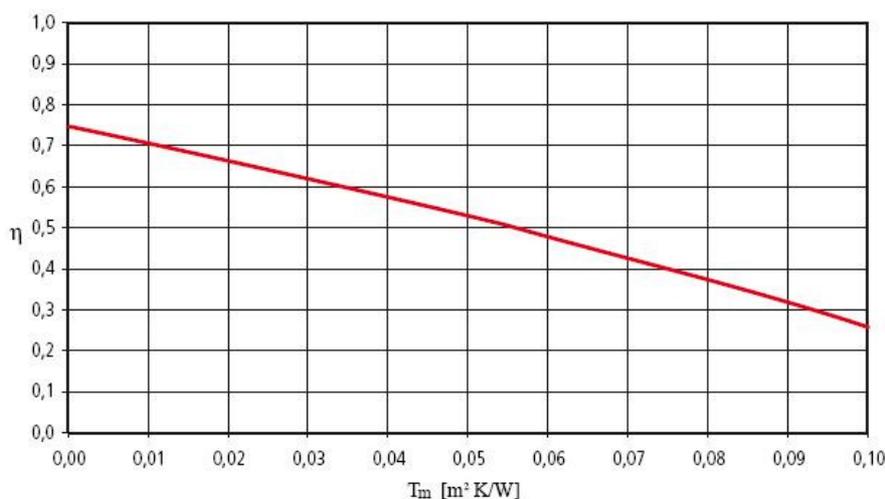
E' possibile definire l'efficienza "istantanea" del collettore (dopo qualche minuto di monitoraggio), come il rapporto tra la potenza utile (ceduta al fluido termovettore) e la potenza radiante incidente sul collettore.

$$\eta = \frac{q_u}{A_c \cdot H_T}$$

L'efficienza è inoltre valutabile in funzione dei parametri descritti nel paragrafo precedente, ovvero mettendo in relazione il fattore di rimozione termico, il coefficiente di perdita globale e il coefficiente  $(\tau\alpha)$ . La relazione è la seguente:

$$\eta = F_R \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_L \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right]$$

Pertanto l'efficienza di un collettore piano si può diagrammare come una curva con andamento proporzionale al parametro  $T_m = (T_i - T_a)/H_T$ . Partendo dal valore di  $T_i = T_a$ , all'aumentare della temperatura di ingresso al collettore avremo maggiori dispersioni termiche con un conseguente calo del rendimento, dovuto proprio all'aumento del secondo membro dell'espressione tra parentesi quadre.



**Figura 40.** Curva di efficienza per un collettore solare piano.

## ***4 – APPARATO DI MISURA***



***Figura 41.*** Apparato di misura

L'apparato di misura sul quale è stata svolta la sperimentazione è stato realizzato con componenti commerciali. La struttura portante è un carrello mobile a due ripiani. Il piano inferiore è costituito dalla parte idraulica e di acquisizione dati, con il bagno termostatico, il circolatore, il sistema di acquisizione e i collegamenti di quest'ultimo con le termocoppie e i misuratori di portata. Nel piano superiore invece sono stati montati uno di fianco all'altro tre pannelli:

- Uno solare termico con dissipatore industriale LDS;
- Uno fotovoltaico;
- Uno ibrido con lo stesso dissipatore LDS del solare-termico e la stessa disposizione delle celle del fotovoltaico.

In questo modo è stato possibile avere i pannelli alle stesse condizioni, istante per istante, in modo da confrontare ed analizzare le prestazioni e i rendimenti delle tre soluzioni.

I tre pannelli, inoltre, nella parte anteriore sono dotati di cerniere per regolarne l'inclinazione (nel nostro caso 30°) e ottimizzare l'irraggiamento.

#### ***4.1 – Pannello solare***

Il cuore del pannello è il collettore solare, o meglio il dissipatore LDS (ditta specializzata nella produzione di questi articoli). E' in alluminio, verniciato di nero per assorbire meglio la radiazione solare, e ha una superficie utile di 50 cm × 50 cm.

All'interno del dissipatore è ricavato il condotto entro il quale scorre il fluido termovettore (acqua nel nostro caso) che, come si può notare dalla fig., è disposto in modo che ingresso ed uscita corrano parallelamente lungo il percorso in modo tale da aumentare ulteriormente lo scambio di calore. Il dissipatore è appoggiato su un pannello di legno compensato che, oltre a minimizzare le dispersioni di calore per conduzione, offre un ottimo compromesso peso/resistenza.

Lateralmente le dispersioni sono state limitate con l'utilizzo di una cornice di poliuretano espanso, di qualche centimetro più alta del collettore, che corre lungo tutto il perimetro della piastra stessa. L'unica eccezione è una piccola fessura sufficiente al passaggio dei raccordi idraulici di ingresso e uscita dalla piastra.

L'insieme è stato coperto con una lastra vetrata, in appoggio alla cornice di poliuretano, allo scopo di creare effetto serra tra la copertura stessa e il collettore, aumentando lo scambio termico.

## ***4.2 – Pannello Fotovoltaico***

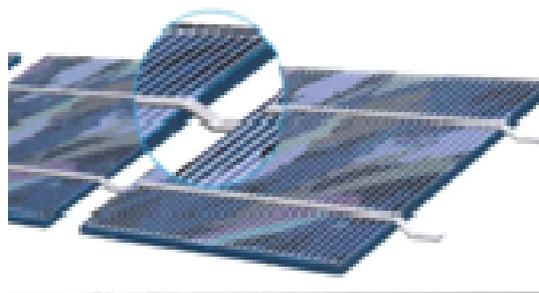
L'insieme pannello di compensato/cornice di poliuretano è presente allo stesso modo come per l'impianto solare e, come vedremo, per l'impianto ibrido.

In sostituzione alla piastra captatrice però è presente un pannello di polistirene che riempie il vuoto all'interno della cornice di isolante. Qualche centimetro sopra il modulo fotovoltaico vi è la lastra vetrata che è necessaria per ripararlo dagli agenti atmosferici.

### ***4.2.1 – Modulo fotovoltaico***

Così come vengono prodotte a livello industriale, le celle fotovoltaiche forniscono valori di tensione e corrente limitati, e sono estremamente fragili. Queste caratteristiche rendono necessari un collegamento in serie fra più celle e l'utilizzo di supporti che forniscano la protezione adeguata (polistirene e vetro frontale).

Per collegare più celle occorre saldare i terminali di collegamento sui contatti anteriori e posteriori delle celle (fig.42).



***Figura 42.*** Particolare dei contatti anteriori e posteriori di celle collegate in serie.

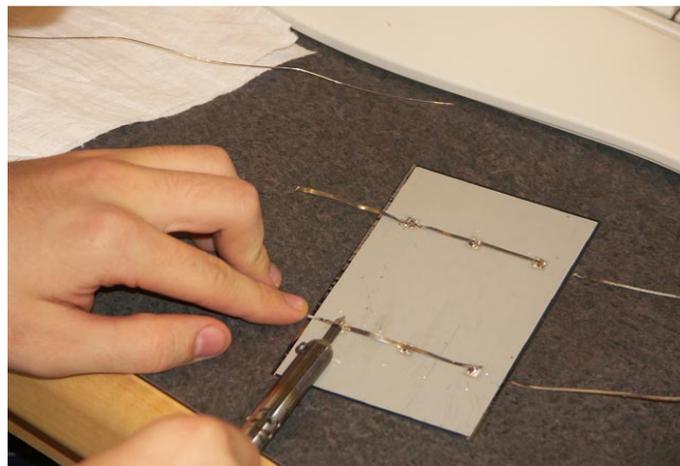
In particolare, i terminali saldati nei contatti della faccia anteriore di una cella vanno saldati nei contatti della faccia posteriore della cella seguente. Il procedimento è il seguente: si passa il flussante (liquido che permette di

migliorare l'adesione dei terminali ai contatti) sui contatti (che sono strisce nella faccia anteriore della cella, e quadratini o cerchi nella faccia posteriore, come nel caso di fig.43), si appoggia la striscia di terminale (ribbon) sui contatti e con l'aiuto dello stagno e della saldatrice a penna si collegano i terminali alla cella.

Il tutto stando ben attenti a non spingere troppo data l'elevata fragilità delle celle.

Una volta ultimata l'operazione il risultato è quello di fig., nel quale la superficie utile all'interno della cornice è stata riempita con il collegamento in serie di 9 celle, con disposizione in tre righe e tre colonne.

Come vedremo la disposizione seguente è stata utilizzata anche nell'impianto ibrido, in modo da avere i sistemi nelle stesse condizioni di partenza.



*Figura 43.* Particolare del collegamento dei terminali di robbon sui contatti della faccia posteriore di una cella

#### ***4.2.2 – Celle fotovoltaiche utilizzate***

Le celle fotovoltaiche utilizzate sono in silicio monocristallino con antiriflesso (fig.25 paragrafo 2.6.1 ), più robuste e produttive di quelle in silicio policristallino, meno sensibili al deterioramento nel tempo e più

facilmente saldabili. Inoltre, essendo fra le più utilizzate (se non le più utilizzate) negli impianti esistenti nel nostro paese, il costo si è notevolmente abbassato e sono facilmente accessibili.

La loro tensione di riferimento è di circa 4.7 Volt, e hanno un'efficienza intorno al 13.5%.

Le dimensioni sono 12.5 per 12.5 cm.

### ***4.3 – Pannello ibrido***

Come detto in precedenza, la base di partenza è la stessa del pannello solare, ovvero stessa piastra captante, stesso involucro isolante (costituito dal pannello di compensato e dalla cornice di poliuretano attorno alla piastra) e allo stesso modo copertura trasparente appoggiata alla cornice per creare l'effetto serra nello spessore d'aria tra copertura e piastra. Ciò che differenzia questo pannello da quello solare classico, è la sovrapposizione del modulo fotovoltaico (costituito dalle 9 celle collegate in serie e disposte a 3 per 3) sulla superficie captante del collettore. Vengono infatti “appoggiate” su quest'ultima ricoprendone la maggior parte della superficie.

Una volta esposto il pannello al sole, il fluido termovettore che scorre all'interno del dissipatore assorbe da una parte il calore derivante dall'irraggiamento solare, dall'altra il calore accumulato dalle celle esposte al sole. Ed è proprio quest'ultima parte di calore scambiata con le celle che interessa maggiormente, grazie alla quale la temperatura delle celle si abbassa notevolmente. La differenza di temperatura tra le celle dei moduli montati sui due pannelli (fotovoltaico e ibrido), infatti, è nell'ordine di 30°C.

Tra la superficie del dissipatore e le celle vi è l'interposizione di una pasta termo conduttiva. Allo scopo di aumentare l'adesione delle celle al dissipatore (per aumentare lo scambio termico tra i due) e minimizzare le resistenze (evitando dispersioni elettriche delle celle collegate insieme), sono state eseguite due operazioni fondamentali. La prima operazione è

stata eseguire, tra le due superfici a contatto, delle fessure (di un paio di millimetri di profondità) lungo tutta la piastra, di larghezza pari ai terminali che passano sulla faccia posteriore delle celle. La seconda operazione è stata passare sui terminali stessi una pasta siliconica termo conduttiva. Caratterizzata da un'elevata conducibilità termica e una conducibilità elettrica praticamente nulla, la sua funzione è quella di eliminare il velo d'aria che inevitabilmente si crea tra i terminali e il dissipatore (la cui superficie non è perfettamente piana).

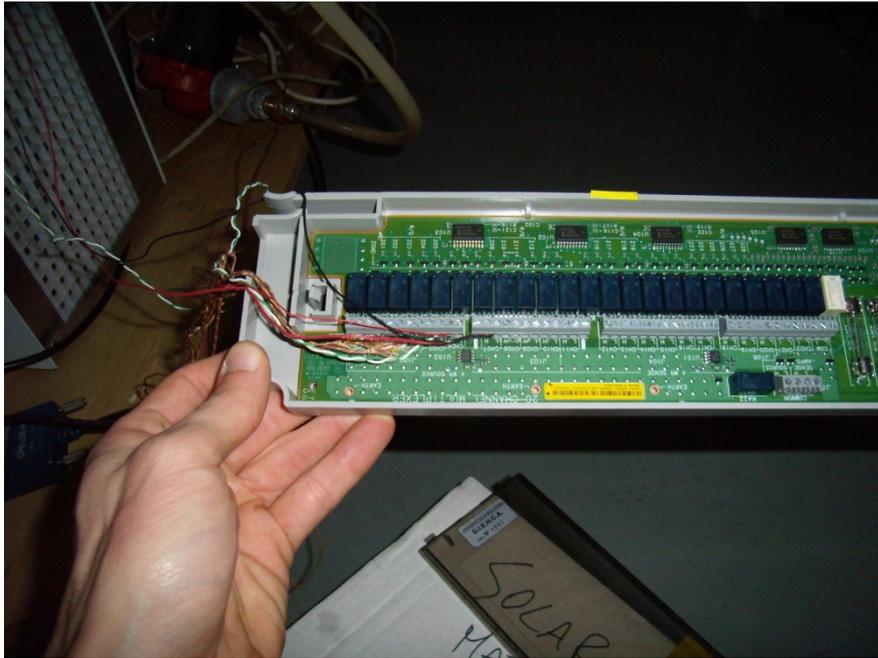
#### ***4.4 – Sistema di acquisizione***

E' il cuore della parte di rilevazione dei dati numerici della sperimentazione. Ciò è possibile grazie alla scheda al suo interno, nella quale confluiscono tutte le derivazioni delle termocoppie e dei misuratori di portata (fig.45). Questo sistema si interfaccia al computer attraverso un apposito programma che elabora e mette a disposizione i valori acquisiti per ogni canale, istantaneamente.

Essendo le termocoppie posizionate all'ingresso e all'uscita dei dissipatori, vengono visualizzate le rispettive temperature in quelle posizioni.



***Figura 44.*** Sistema di acquisizione



*Figura 45.* Particolare della scheda all'interno del sistema di acquisizione, alla quale confluiscono le derivazioni delle termocoppie e dei misuratori di portata

## ***4.5 – Circuito idraulico***

Di fondamentale importanza è la suddivisione del circuito idraulico in due rami paralleli, in modo da distribuire la portata ai due dissipatori in parti uguali. L'obiettivo era infatti quello di misurare le temperature di ingresso e uscita dai due sistemi contemporaneamente, partendo dalle stesse condizioni così da effettuare un confronto dei risultati.

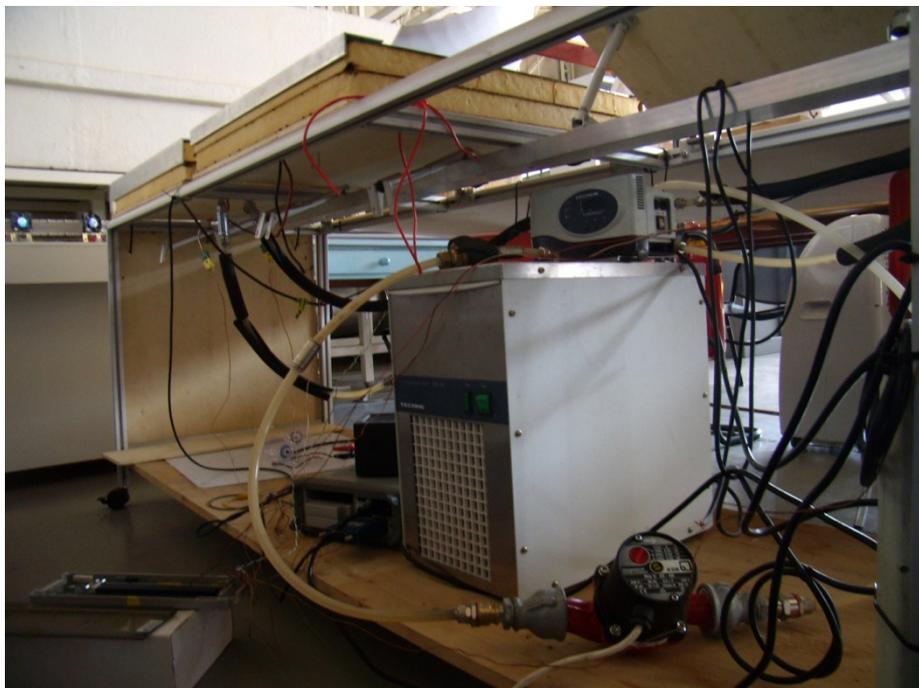
I componenti più importanti del circuito idraulico sono:

- i condotti all'interno dei quali scorre il fluido;
- bagno termostatico;
- il circolatore;
- i misuratori di portata;
- le valvole per la regolazione della portata.

I condotti utilizzati per il passaggio del fluido termovettore sono di rilsan, poliammide che vanta ottime resistenze meccaniche anche a basse temperature, ha una buona resistenza all'urto, ha un basso coefficiente di attrito ed è caratterizzato da un'ottima flessibilità.

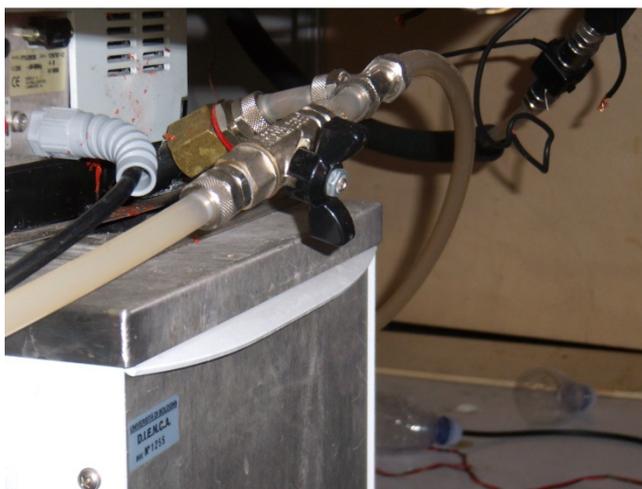
Il bagno termostatico (in primo piano in fig.46) è costituito da una vasca di raccolta del fluido termovettore (dalla quale oltre a confluire il fluido in uscita dai dissipatori, viene mandato agli ingressi degli stessi) che grazie ad un circuito di raffreddamento ci ha permesso di mantenere pressoché costanti le temperature di ingresso ai dissipatori.

Per quanto riguarda il circolatore, in un primo momento si era pensato di utilizzare la pompa in dotazione al bagno termostatico (vasca nella quale il fluido termovettore in uscita), ma la portata che era in grado di erogare non era elevata. Si è inserito quindi nel circuito un secondo circolatore (in basso in fig.46), con potenza più elevata e con la possibilità di 3 diverse velocità, in modo da avere 3 portate a disposizione per le acquisizioni numeriche.



**Figura 46.** In primo piano al centro il bagno termostatico.  
In basso a destra, il circolatore a tre velocità.

I misuratori di portata, inseriti prima dell'ingresso ai dissipatori, sono stati collegati al sistema di acquisizione centrale e ci hanno semplificato il calcolo della portata, restituendoci un valore numerico istantaneamente rilevabile dal sistema stesso. Così è stato facile vedere i lievi squilibri di portata tra i due circuiti, ed eliminarli grazie alle valvole (fig.47) inserite nel circuito idraulico in ingresso e in uscita ai due dissipatori.



*Figura 47.* Valvole per la regolazione della portata

## ***5 – MISURE SPERIMENTALI***

### ***5.1 – Dati di partenza***

Le misure condotte sul nostro sistema di prova sono legate a diversi valori di coefficienti che identificano i nostri pannelli, in funzione alla temperatura media della piastra, ai materiali utilizzati, all'area di intercettazione della radiazione solare, alla quantità di radiazione incidente, ecc.

I valori che riterremo costanti durante le nostre prove nelle varie giornate, sono il coefficiente ( $\tau\alpha$ ), il coefficiente globale di scambio termico  $U_L$ , l'area della superficie captante e le portate dei 2 circuiti in parallelo.

Il valore relativo alla trasmissione della copertura  $\tau$  e all'assorbimento da parte della piastra captante  $\alpha$ , assume un valore di 0,85.

Il coefficiente globale di scambio termico tra collettore a aria, dato dalla sommatoria delle espressioni di perdita verso l'alto (Klein) verso il basso e lateralmente, anche in linea con i dati forniti da LDS assume un valore di poco inferiore a  $5 \text{ W/m}^2\text{K}$  per il pannello solare classico, mentre nell'ibrido, data la presenza delle celle sulla superficie captante, assume un valore di  $6 \text{ W/m}^2\text{K}$ .

L'area della superficie captante, cioè del dissipatore, è di  $0,25 \text{ m}^2$ .

Per quanto riguarda le portate di fluido all'interno del dissipatore, ci vengono in aiuto i misuratori di portata. Come detto nel capitolo precedente, infatti, sono collegati al sistema di acquisizione e ad ogni step di misura di quest'ultimo restituiscono il valore di frequenza del rotore, che diviso per la costante  $k$  (data dal produttore), ci dà il valore della portata in litri al minuto.

E' possibile a questo punto prendere in esame da una parte le differenze di temperatura registrate tra ingresso e uscita dei pannelli ibrido e solare classico, e dall'altra la differenza di tensione elettrica ai capi dei due moduli fotovoltaici.

## 5.2 – Risultati sperimentali

I risultati che vengono evidenziati qui di seguito riguardano le giornate più significative, e sono ottenuti con diversi valori di ingresso del fluido ai collettori e diverse portate del fluido stesso.

### 5.2.1 – Prove del 5 ottobre

*Prima prova* effettuata con ingresso a 19° C, e con portata media di 23 Hz, cioè 1,835 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV, che sta per termofotovoltaico).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{121,62}{166} = 0,732$$

dove:

$\dot{m} = 1,835/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u =$  media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.48) = 20,13°C;

$T_i =$  media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.48) = 19,18°C;

$H_T =$  radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a =$  temperatura ambiente, 28°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{RST} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{LST} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{140,82}{164} = 0,858$$

dove:

$\dot{m} = 1,835/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u =$  media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.48) = 20,23°C;

$T_i =$  media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.48) = 19,13°C;

$H_T =$  radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a =$  temperatura ambiente, 28°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
13.22	19,132	20,07	19,065	20,182	1,835
13.22.30	19,148	20,094	19,099	20,196	1,835
13.23	19,175	20,132	19,126	20,226	1,835
13.23.30	19,213	20,176	19,18	20,267	1,835
13.24	19,23	20,198	19,2	20,3	1,835

**Figura 48.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
13.22	0,938	1,117	16%
13.22.30	0,946	1,097	14%
13.23	0,957	1,1	13%
13.23.30	0,963	1,087	11%
13.24	0,968	1,1	12%

**Figura 49.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato. L'espressione, introdotta nel paragrafo 3.6 del capitolo riguardante i pannelli solari, è la seguente:

$$\eta = F_R \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_L \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right]$$

e diventa:

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,676$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,782$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,85 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,37 \text{ V}$$

Seconda prova effettuata con ingresso a 20° C, e con portata media di 23 Hz, cioè 1,835 l/min.

Calcoliamo il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV, che sta per termofotovoltaico).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{125,9}{165} = 0,762$$

dove:

$$\dot{m} = 1,835/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.50) = 21,06°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.50) = 20,08°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 28,5°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{R_{ST}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{ST}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{137,4}{163,6} = 0,84$$

dove:

$$\dot{m} = 1,835/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.50) = 21,07°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.50) = 20°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 28,5°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
13.26	20,018	21,014	19,945	21,009	1,835
13.26.30	20,054	21,025	19,981	21,026	1,835
13.27	20,07	21,058	19,986	21,045	1,835
13.27.30	20,114	21,096	20,03	21,105	1,835
13.28	20,133	21,124	20,071	21,182	1,835

**Figura 50.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
13.26	0,996	1,064	6%
13.26.30	0,971	1,045	7%
13.27	0,988	1,059	7%
13.27.30	0,982	1,075	9%
13.28	0,991	1,111	11%

**Figura 51.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,701$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,763$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,83 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,35 \text{ V}$$

### 5.2.2 – Prove del 12 ottobre

Prima prova effettuata con ingresso a 18° C, e con portata media di 32 Hz, cioè 2,55 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV, che sta per termofotovoltaico).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{124,53}{159,35} = 0,781$$

dove:

$$\dot{m} = 2,55/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.52) = 18,6°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.52) = 17,9°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 700 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 25°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{RST} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{LST} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{136,98}{157,28} = 0,871$$

dove:

$\dot{m} = 2,55/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u =$  media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.52) = 18,94°C;

$T_i =$  media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.52) = 18,17°C;

$H_T =$  radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 700 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a =$  temperatura ambiente, 25°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
11.39	17,886	18,557	18,116	18,879	2,55
11.39.30	17,895	18,57	18,14	18,912	2,55
11.40	17,9	18,58	18,156	18,923	2,55
11.40.30	17,922	18,606	18,159	18,92	2,55
11.41	18,098	18,736	18,315	19,07	2,55

**Figura 52.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
11.39	0,671	0,763	12%
11.39.30	0,675	0,772	13%
11.40	0,68	0,767	11%
11.40.30	0,684	0,761	10%
11.41	0,638	0,755	15%

**Figura 53.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,711$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,782$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

Pannello ibrido:  $V_{OC_{TFV}} = 6,88 \text{ V}$

Pannello fotovoltaico:  $V_{OC_{FV}} = 5,50 \text{ V}$

Seconda prova effettuata con ingressi intorno ai 21°C, con portata 31,5 Hz, cioè 2,51 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{129,58}{159,52} = 0,812$$

dove:

$\dot{m} = 2,51/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u =$  media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.54) = 21,89°C;

$T_i =$  media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.54) = 21,15°C;

$H_T =$  radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a =$  temperatura ambiente, 25,5°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{R_{ST}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{ST}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{143,6}{158,25} = 0,907$$

dove:

$\dot{m} = 2,51/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.54) = 22,12°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.54) = 21,3°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 25,5°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
11.59	21,063	21,799	21,262	22,08	2,51
11.59.30	21,12	21,826	21,29	22,083	2,51
12.00	21,2	21,957	21,3	22,15	2,51
12.00.30	21,21	21,94	21,326	22,157	2,51
12.01	21,189	21,945	21,32	22,154	2,51

**Figura 54.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
11.59	0,736	0,818	10%
11.59.30	0,706	0,793	11%
12.00	0,757	0,85	11%
12.00.30	0,73	0,831	12%
12.01	0,756	0,834	9%

**Figura 55.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{RTFV} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{LTFV} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,719$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,797$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,81 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,35 \text{ V}$$

Terza prova effettuata con ingressi intorno ai 18°C, con portata 23 Hz, cioè 1,83 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{129,3}{164,9} = 0,786$$

dove:

$$\dot{m} = 1,835/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.56) = 19,08°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.56) = 18,07°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 26°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{RST} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{LST} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{143,4}{162,5} = 0,882$$

dove:

$$\dot{m} = 1,835/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.56) = 19,3°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.56) = 18,18°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 26°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
12.32	17,97	18,981	18,076	19,197	1,835
12.32.30	18,026	19,041	18,136	19,257	1,835
12.33	18,087	19,089	18,199	19,32	1,835
12.33.30	18,138	19,135	18,25	19,371	1,835
12.34	18,15	19,181	18,259	19,384	1,835

**Figura 56.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
12.32	1,011	1,121	10%
12.32.30	1,015	1,121	9%
12.33	1,002	1,121	11%
12.33.30	0,997	1,121	11%
12.34	1,031	1,125	8%

**Figura 57.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,72$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,797$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,86 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,33 \text{ V}$$

Quarta prova effettuata con ingressi intorno ai 21°C, con portata 22.5 Hz, cioè 1,8 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{136,88}{160,6} = 0,852$$

dove:

$$\dot{m} = 1,8/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.58) = 22,03°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.58) = 20,94°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 26°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{R_{ST}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{ST}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{149,44}{159} = 0,937$$

dove:

$$\dot{m} = 1,8/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.58) = 22,33°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.58) = 21,14°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 720 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 26°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
12.51	20,889	21,984	21,065	22,263	1,8
12.51.30	20,942	22,023	21,134	22,329	1,8
12.52	20,942	22,028	21,166	22,34	1,8
12.52.30	20,959	22,056	21,166	22,353	1,8
12.53	21,005	22,094	21,183	22,394	1,8

**Figura 58.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
12.51	1,095	1,198	9%
12.51.30	1,081	1,195	10%
12.52	1,086	1,174	7%
12.52.30	1,097	1,187	8%
12.53	1,089	1,211	10%

**Figura 59.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,76$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,828$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,77 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,32 \text{ V}$$

*Quinta prova* effettuata al pomeriggio con ingressi intorno ai 18°C, con portata 31,7 Hz, cioè 2,53 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{116,5}{145} = 0,803$$

dove:

$$\dot{m} = 2,53/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.60) = 18,64°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.60) = 17,98°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 620 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 27°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{RST} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{LST} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{137,67}{143} = 0,958$$

dove:

$\dot{m} = 2,53/60$  (kg/s);

$c_p = 4186$  (J/kgK);

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.60) = 18,73°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.60) = 17,95°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 620 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 27°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
15.20	17,92	18,571	17,869	18,665	2,53
15.20.30	17,92	18,601	17,894	18,689	2,53
15.21	18,004	18,642	17,964	18,741	2,53
15.21.30	18,046	18,706	18,021	18,787	2,53
15.22	18,052	18,715	18,012	18,797	2,53

**Figura 60.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
15.20	0,651	0,796	18%
15.20.30	0,681	0,795	14%
15.21	0,638	0,777	18%
15.21.30	0,66	0,766	14%
15.22	0,663	0,785	16%

**Figura 61.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,75$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,884$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,86 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,38 \text{ V}$$

Sesta prova effettuata al pomeriggio con ingressi intorno ai 19,5°C, con portata 31,7 Hz, cioè 2,53 l/min.

Viene calcolato in primis, il fattore di rimozione del calore per il pannello ibrido (TFV).

$$F_{R_{TFV}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{TFV}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{111,2}{134,5} = 0,828$$

dove:

$$\dot{m} = 2,53/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.62) = 20,12°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.62) = 19,49°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 580 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 27°C.

A questo punto passiamo al fattore di rimozione per il pannello solare classico.

$$F_{R_{ST}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_u - T_i)}{A_c \cdot [(\tau\alpha) \cdot H_T - U_{L_{ST}} \cdot (T_i - T_a)]} = \frac{128,8}{132,65} = 0,97$$

dove:

$$\dot{m} = 2,53/60 \text{ (kg/s);}$$

$$c_p = 4186 \text{ (J/kgK);}$$

$T_u$  = media delle temperature del fluido in uscita, registrate nell'arco di due minuti (vedi tabella di fig.62) = 20,21°C;

$T_i$  = media delle temperature del fluido in ingresso, registrate nell'arco dei medesimi due minuti (vedi tabella di fig.62) = 19,48°C;

$H_T$  = radiazione globale incidente sul modulo fotovoltaico, 580 (W/m<sup>2</sup>);

$T_a$  = temperatura ambiente, 27°C.

Ora	Ingresso TFV (°C)	Uscita TFV (°C)	Ingresso ST (°C)	Uscita ST (°C)	Portata (litri/minuto)
15.33	19,454	20,114	19,459	20,214	2,53
15.33.30	19,464	20,098	19,444	20,203	2,53
15.34	19,483	20,098	19,481	20,199	2,53
15.34.40	19,486	20,109	19,487	20,208	2,53
15.35	19,568	20,172	19,543	20,267	2,53

**Figura 62.** Tabella delle temperature medie di ingresso e uscita dai collettori del pannello ibrido(TFV) e solare classico(ST), registrate nell'arco di due minuti con acquisizioni ogni 5 secondi.

Ora	Delta TFV	Delta ST	DIFF. %
15.20	0,66	0,755	13%
15.20.30	0,634	0,759	16%
15.21	0,615	0,718	14%
15.21.30	0,623	0,721	14%
15.22	0,604	0,724	17%

**Figura 63.** Tabella riguardante il delta termico tra ingresso e uscita, con relativo aumento percentuale del solare classico rispetto al pannello ibrido.

Vediamo ora di trovare le due efficienze dei pannelli, in funzione del parametro appena calcolato.

$$\eta_{TFV} = F_{R_{TFV}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{TFV}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,77$$

$$\eta_{ST} = F_{R_{ST}} \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_{L_{ST}} \cdot \frac{(T_i - T_a)}{H_T} \right] = 0,887$$

Per quanto riguarda l'efficienza elettrica, le tensioni ai capi del modulo fotovoltaico lette in parallelo ai dati termici ottenuti, sono le seguenti:

$$\text{Pannello ibrido: } V_{OC_{TFV}} = 6,83 \text{ V}$$

$$\text{Pannello fotovoltaico: } V_{OC_{FV}} = 5,39 \text{ V}$$

### ***5.3 – Interpretazione grafica dei risultati***

In riferimento alla parte termica ed elettrica, vediamo qui di seguito i grafici con i valori di maggior interesse evidenziati nelle prove del paragrafo precedente, riguardanti:

- Potenza Utile trasferita al fluido termovettore per la parte termica degli impianti;
- Tensione a vuoto ai capi del modulo fotovoltaico ( $V_{OC}$ , in volt).

Nelle tabelle sono evidenziati, in verde i valori del delta termico del pannello ibrido (differenza tra temperatura di uscita e di ingresso dal collettore) e la potenza termica assorbita dal fluido termovettore, in arancione gli stessi valori per il pannello solare classico.

Nei grafici di seguito, relativi alle tabelle, si possono notare gli andamenti della potenza utile nell'intervallo di tempo considerato.

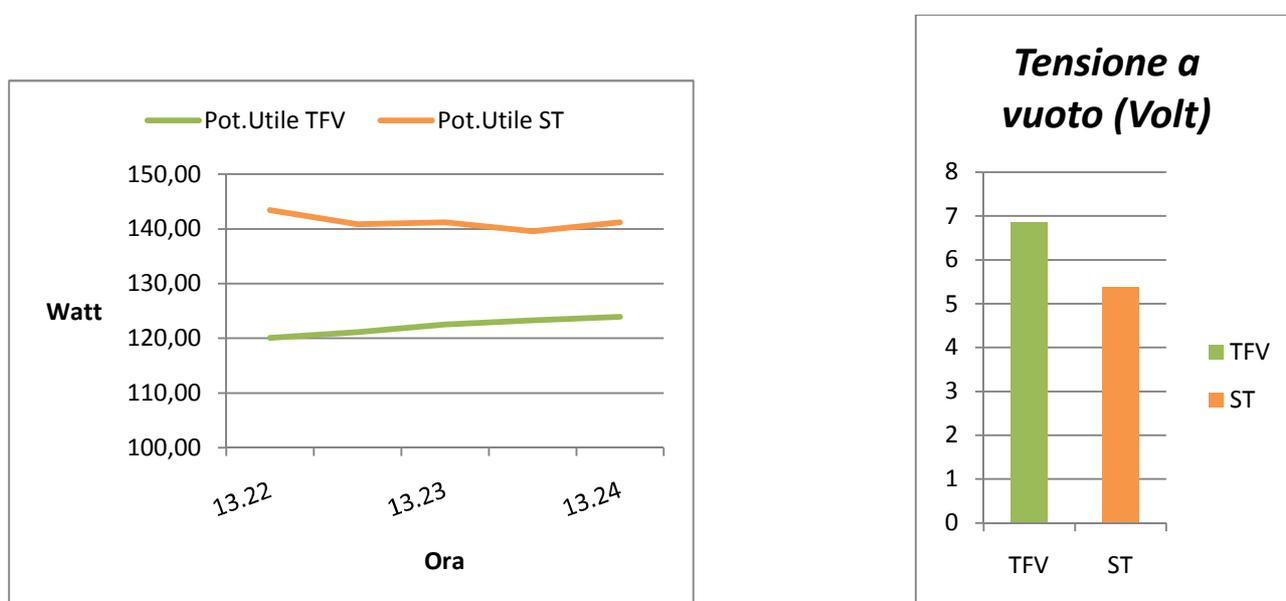
A lato di questi ultimi, mediante grafico a barre, saranno evidenziati i valori delle tensioni a circuito aperto per il pannello ibrido e fotovoltaico.

### 5.3.1 – Prove del 5 Ottobre

Prima prova, effettuata alle 13.22, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 19°C, temperatura ambiente a 28° C, e una portata di 1,835 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot.Utile TFV (W)	Pot.Utile ST (W)
13.22	0,938	1,117	120,08	143,39
13.22.30	0,946	1,097	121,11	140,82
13.23	0,957	1,1	122,52	141,21
13.23.30	0,963	1,087	123,29	139,54
13.24	0,968	1,1	123,93	141,21

**Figura 64** . Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

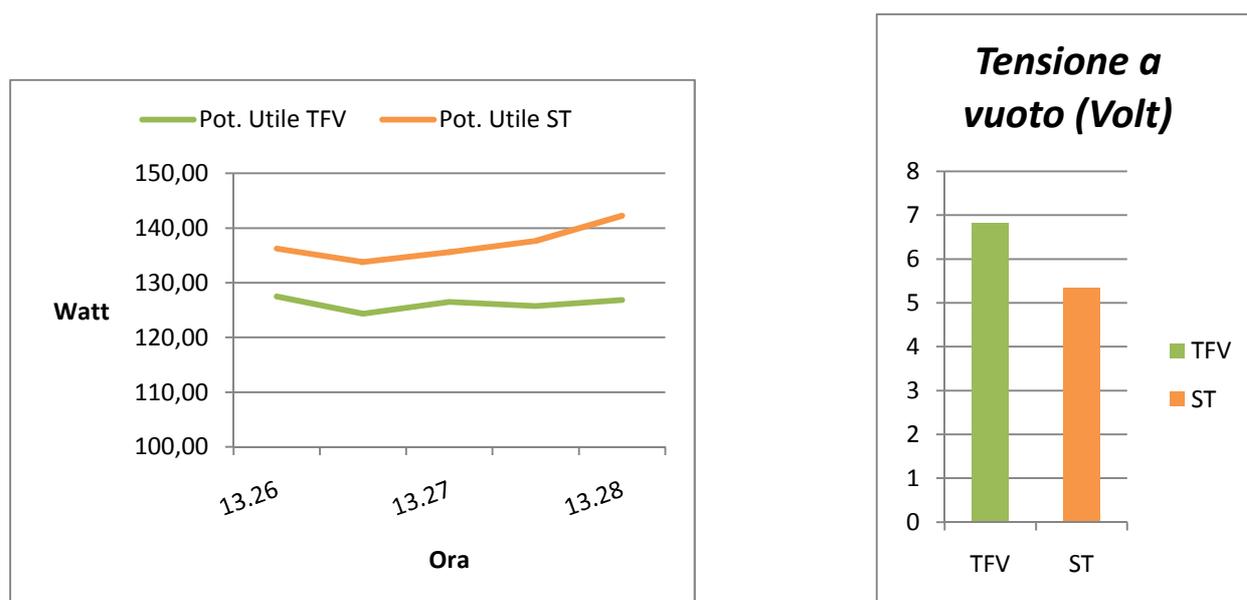


**Figura 65** . Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Seconda prova, effettuata alle 13.26, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 20°C, temperatura ambiente 28,5° C, e una portata di 1,835 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
13.26	0,996	1,064	127,51	136,22
13.26.30	0,971	1,045	124,31	133,78
13.27	0,988	1,059	126,49	135,58
13.27.30	0,982	1,075	125,72	137,62
13.28	0,991	1,111	126,87	142,23

**Figura 66** . Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).



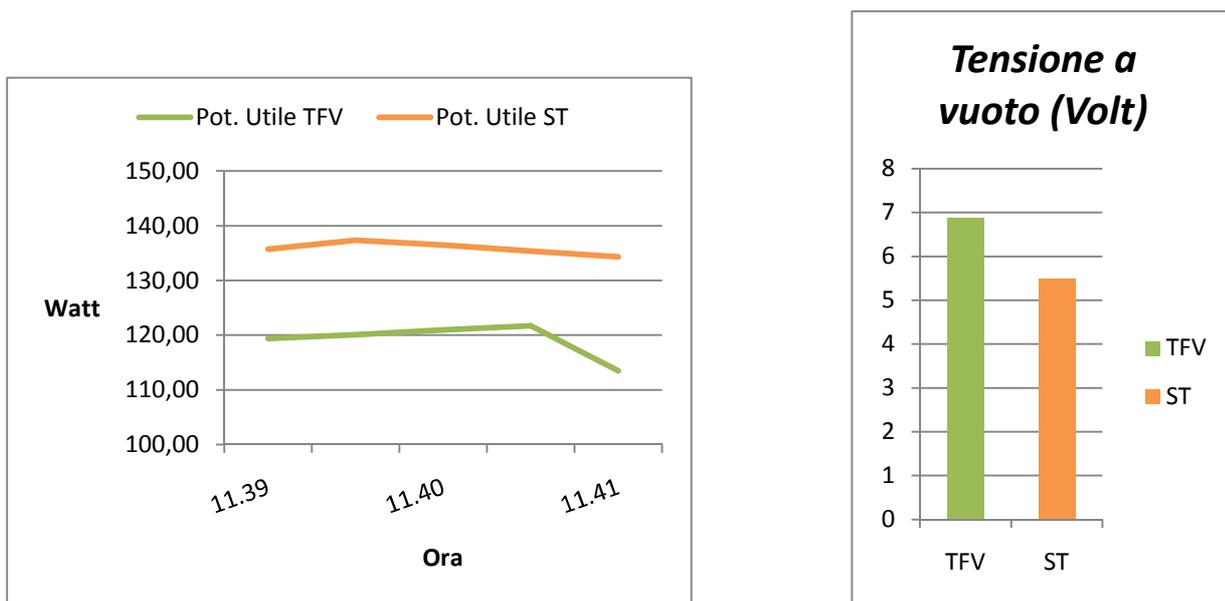
**Figura 67** . Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

### 5.3.2 – Prove del 12 Ottobre

Prima prova, effettuata alle 11.39, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 18°C, temperatura ambiente 25° C, e una portata di 2,55 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
11.39	0,671	0,763	119,37	135,74
11.39.30	0,675	0,772	120,09	137,34
11.40	0,68	0,767	120,98	136,45
11.40.30	0,684	0,761	121,69	135,39
11.41	0,638	0,755	113,50	134,32

**Figura 68 .** Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

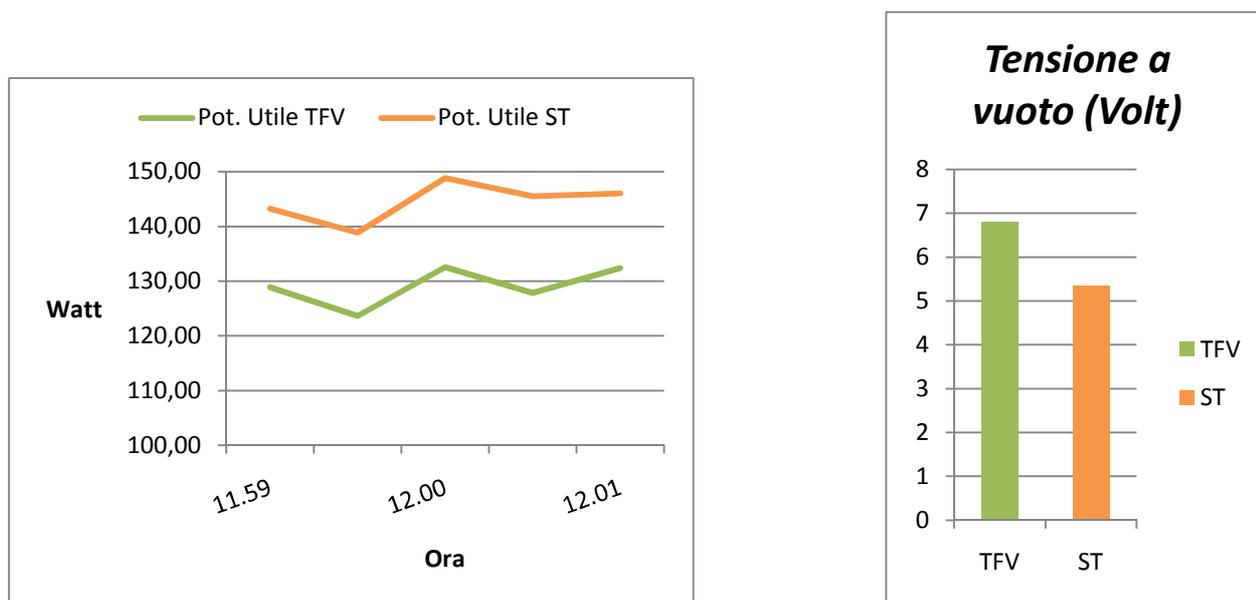


**Figura 69 .** Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Seconda prova, effettuata alle 11.59, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 21°C, temperatura ambiente 25,5° C, e una portata di 2,51 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
11.59	0,736	0,818	128,88	143,24
11.59.30	0,706	0,793	123,63	138,87
12.00	0,757	0,85	132,56	148,85
12.00.30	0,73	0,831	127,83	145,52
12.01	0,756	0,834	132,39	146,05

**Figura 70** . Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

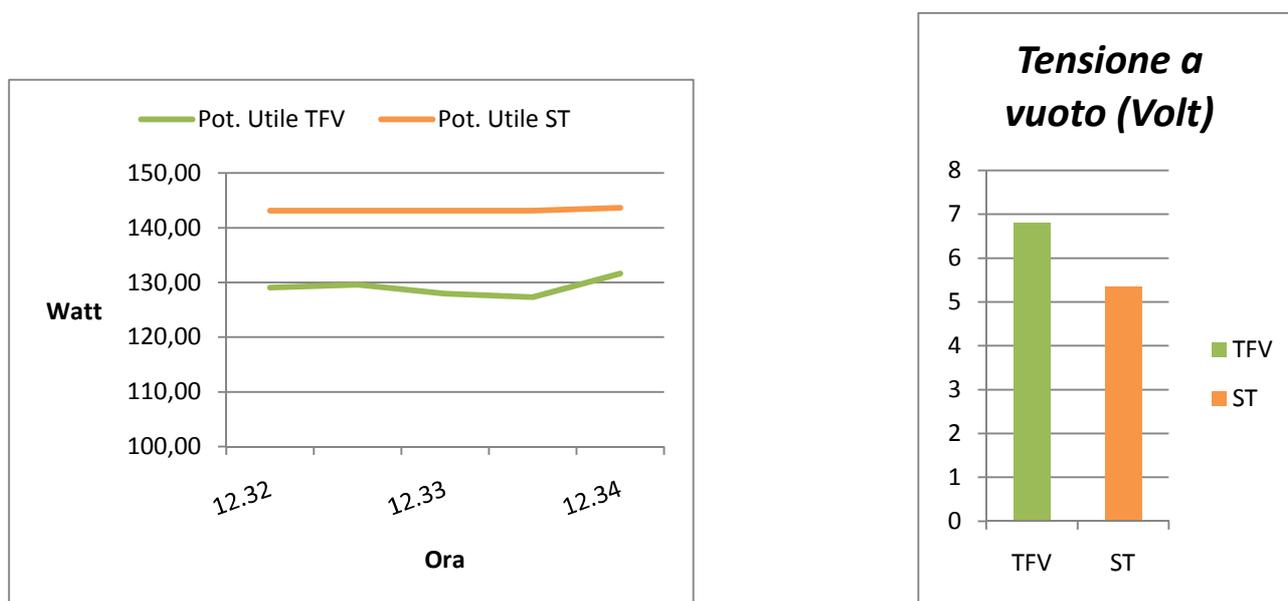


**Figura 71** . Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Terza prova, effettuata alle 12.32, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 18°C, temperatura ambiente 26° C, e una portata di 1,83 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
12.32	1,011	1,121	129,08	143,12
12.32.30	1,015	1,121	129,59	143,12
12.33	1,002	1,121	127,93	143,12
12.33.30	0,997	1,121	127,29	143,12
12.34	1,031	1,125	131,63	143,63

**Figura 72** . Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

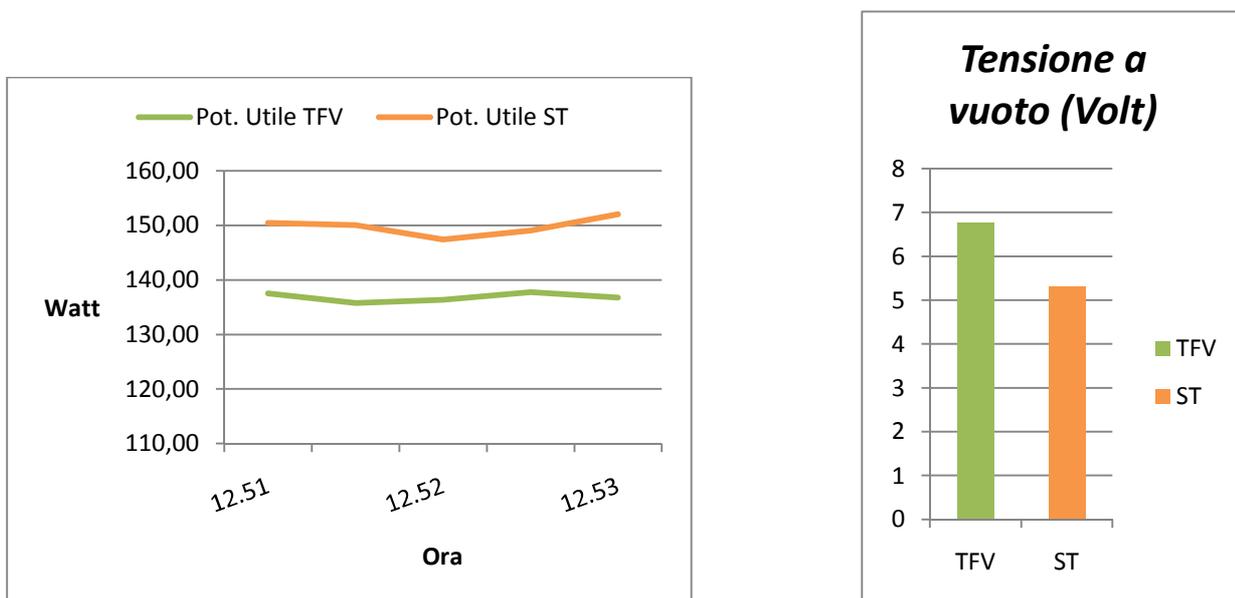


**Figura 73** . Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Quarta prova, effettuata alle 12.51, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 21°C, temperatura ambiente 26° C, e una portata di 1,8 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
12.51	1,095	1,198	137,51	150,44
12.51.30	1,081	1,195	135,75	150,07
12.52	1,086	1,174	136,38	147,43
12.52.30	1,097	1,187	137,76	149,06
12.53	1,089	1,211	136,76	152,08

**Figura 74.** Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

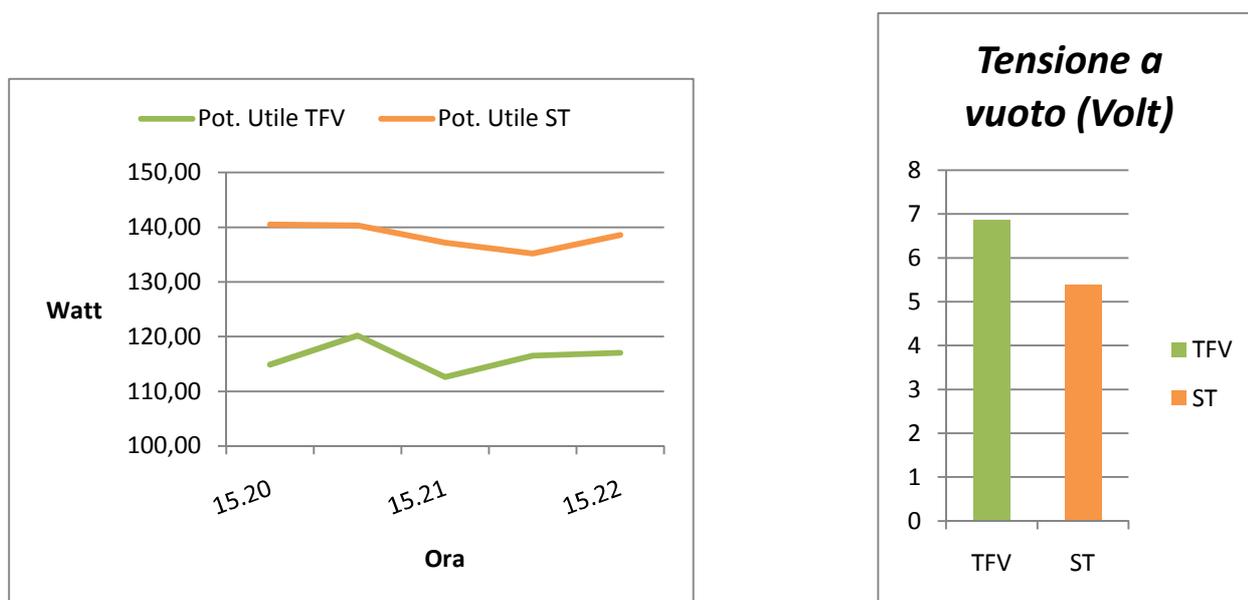


**Figura 75.** Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Quinta prova, effettuata alle 15.20, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 18°C, temperatura ambiente di 27° C, e una portata di 2,53 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
15.20	0,651	0,796	114,91	140,50
15.20.30	0,681	0,795	120,20	140,33
15.21	0,638	0,777	112,61	137,15
15.21.30	0,66	0,766	116,50	135,21
15.22	0,663	0,785	117,03	138,56

**Figura 76.** Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

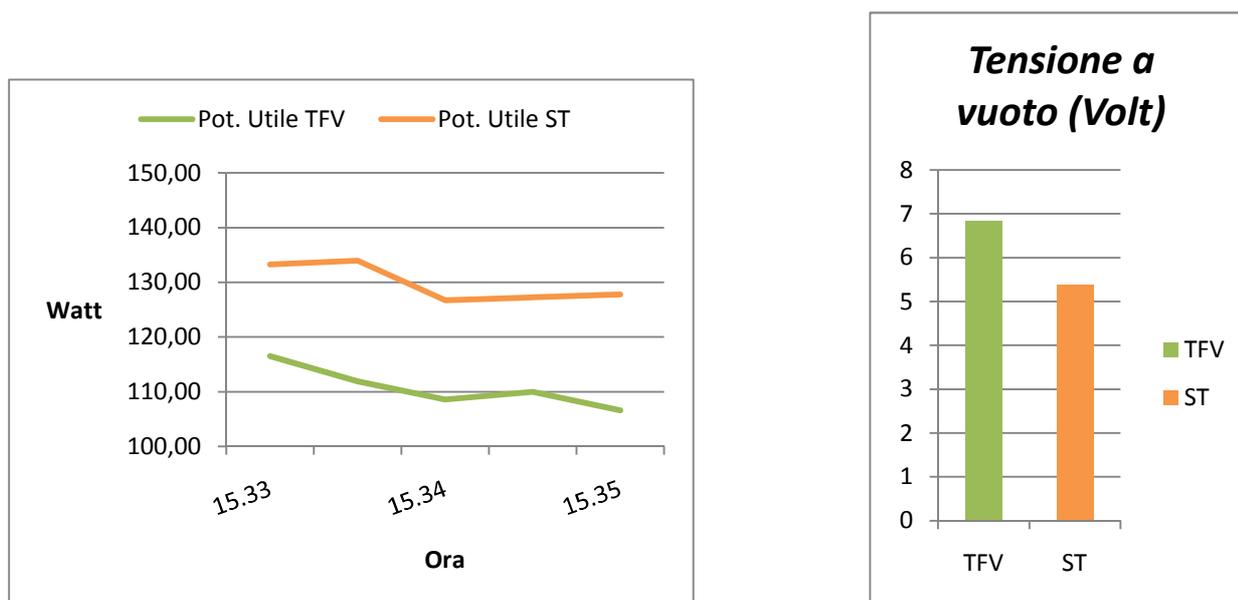


**Figura 77.** Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

Sesta prova, effettuata alle 15.33, con le temperature di ingresso al collettore intorno ai 19,5°C, temperatura ambiente di 27° C, e una portata di 2,53 l/min.

Ora	Delta TFV	Delta ST	Pot. Utile TFV	Pot. Utile ST
15.33	0,66	0,755	116,50	133,26
15.33.30	0,634	0,759	111,91	133,97
15.34	0,615	0,718	108,55	126,73
15.34.40	0,623	0,721	109,97	127,26
15.35	0,604	0,724	106,61	127,79

**Figura 78** . Tabella dei delta termici e della Potenza Utile del pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).



**Figura 79** . Andamento della Potenza Utile e della tensione a circuito aperto per il pannello ibrido (TFV) e solare classico (ST).

## ***6 – CONCLUSIONI***

Dalle dati termici ed elettrici ottenuti, si possono trarre alcune importanti considerazioni.

La resa termica, come ci si poteva aspettare, diminuisce nel caso del pannello ibrido rispetto al solare classico. Come detto nei paragrafi precedenti, infatti, la copertura per circa il 90% della superficie del collettore ad opera delle celle fotovoltaiche ne blocca la totale captazione dell'irraggiamento solare. Ciò non si ripercuote però in maniera drastica sulla resa termica del pannello. In termini di potenza utile trasferita al fluido termovettore, infatti, l'ibrido perde mediamente (nelle ore della giornata con maggiore insolazione) una percentuale di poco superiore al 10%. Ciò è dovuto proprio allo scambio termico tra le celle (che assorbono per intero la radiazione solare) e il dissipatore, che assorbe l'energia e la trasferisce al fluido circolante al suo interno.

Man mano che l'insolazione e la temperatura calano, di pari passo cala la potenza utile trasferita al fluido, e nel confronto tra le due tecnologie, la diminuzione percentuale dell'ibrido rispetto al solare classico aumenta.

La diminuzione di resa termica però è ben bilanciata dall'aumento di quella elettrica. Infatti si è notato, nelle giornate di maggior insolazione ed elevata temperatura esterna, un aumento di tensione ai capi del modulo fotovoltaico del pannello ibrido del 20% rispetto a quello del fotovoltaico classico. Aumento che nelle ore centrali si faceva più marcato, diminuendo man mano nelle ore di tardo pomeriggio. Dall'analisi di questi dati si evince che lo scambio termico tra dissipatore e celle permette quindi a queste ultime di abbassare notevolmente la temperatura di esercizio, con un evidente aumento di produzione elettrica.

In conclusione, considerando l'energia elettrica ben più pregiata di quella termica, si può ben dire che l'accoppiamento di queste due tecnologie porta incrementi energetici vantaggiosi.

Un aspetto da considerare è quello dell'utilizzo dell'energia prodotta. Per quella elettrica, ovviamente, non c'è nessuna difficoltà.

Per quella termica, nel caso di impianti relativamente grandi, il suo sfruttamento può avvenire in diversi modi, tra i quali possiamo citarne un paio: l'utilizzo nel riscaldamento dell'acqua delle piscine, oppure l'utilizzo per impianti di trigenerazione. Quest'ultima tecnologia, di cui si parla sempre più spesso, riguarda l'installazione di un assorbitore che, nel caso di calore prodotto durante i mesi primaverili ed estivi (mesi nei quali il calore prodotto risulta poco utile), potrebbe essere utilizzato per produrre il freddo utile al raffrescamento estivo. Da qui il termine trigenerativo. E questo il sistema delle cosiddette case "passive", che consente ad un'unità abitativa di produrre quasi interamente il proprio fabbisogno energetico. Produrre cioè energia elettrica tutto l'anno, calore d'inverno, e fresco d'estate.

## ***Ringraziamenti***

Ringrazio il prof. Giampietro Fabbri che mi ha concesso l'opportunità di partecipare alla sperimentazione di questo interessante progetto.

Inoltre un particolare ringraziamento va all'ing. Greppi Matteo, con il quale ho condiviso la sperimentazione del progetto (da lui iniziato), e che mi ha aiutato nella stesura dell'elaborato finale.