

1. L'irraggiamento solare	1
1.1. L'energia solare	1
1.2. La posizione del sole	3
2. Dispositivi di captazione della radiazione solare	8
2.1. Centrali solari	8
2.2. Concentratori	9
2.3. Pannelli solari	11
3. Pannelli solari piani ad effetto serra	12
4. Analisi del funzionamento dei collettori solari	16
5. Bilancio energetico ed efficienza di un collettore solare	22
6. Posizionamento dei pannelli solari	26
6.1. Orientamento	26
6.2. Ombre	28
7. Dimensionamento economicamente ottimale di un impianto a pannelli solari.....	31
7.1. Metodo f-chart	31
8. Analisi economiche relative ad investimenti destinati ad ottenere risparmi energetici ..	37

1. L'irraggiamento 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 stimata tra 16 e 40 milioni di gradi; attraverso una serie di processi radiativi e convettivi avviene il trasferimento del calore alla superficie dove avviene l'irraggiamento verso lo spazio. La temperatura della superficie si porta allora ad un valore di circa 5780 K , tale da fare insorgere un equilibrio tra l'energia che la superficie stessa riceve dal nucleo e quella che emette verso gli spazi siderali.

Il sole si comporta allora come un corpo nero che, alla temperatura di 5780 K , irradia energia nello spazio. 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 ed a destra di tale fascia si trovano rispettivamente le zone dell'ultravioletto e dell'infrarosso.

La quantità media di energia solare che incide ortogonalmente, nell'unità di tempo, su una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera, prende il nome di *costante solare* ed assume il valore medio di 1353 W/m^2 .

L'intensità dell'irraggiamento solare si attenua nel passaggio attraverso l'atmosfera: una parte di radiazione viene riflessa verso lo spazio, 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 da queste riemessa come radiazione infrarossa (figura 1).

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.

La parte di irraggiamento che raggiunge direttamente il suolo costituisce la *radiazione diretta* mentre la parte rimanente costituisce la *radiazione diffusa*. A queste va infine 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.

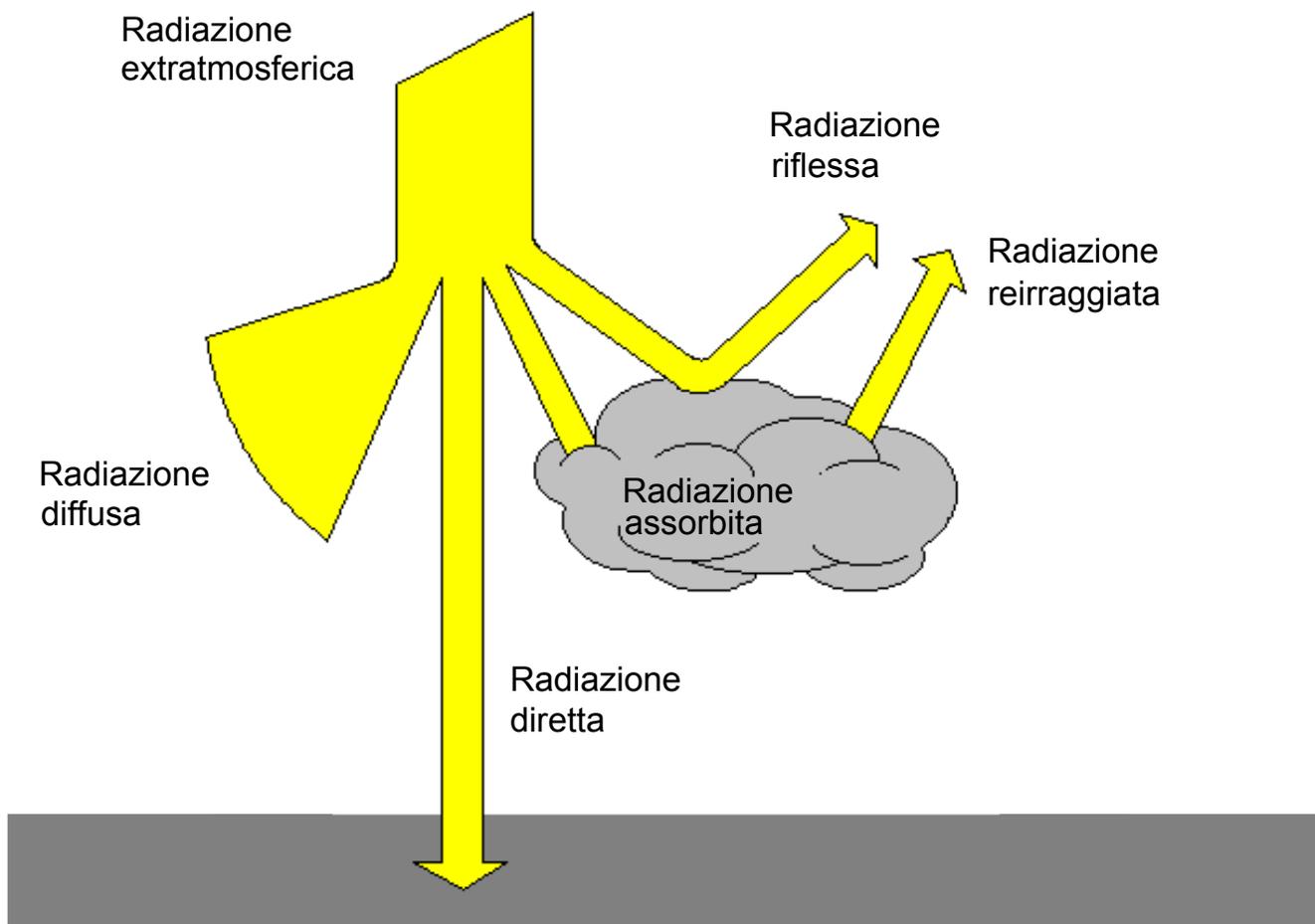


Figura 1.

Distribuzione della radiazione solare nel passaggio attraverso l'atmosfera.

La radiazione diretta, preponderante rispetto alla diffusa in condizioni di cielo sereno, tende a ridursi all'aumentare dell'umidità e della nuvolosità presente nell'aria, fino ad annullarsi in condizioni di cielo completamente coperto.

Tabella 1.

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 ²	600 W/m ²	500 W/m ²	400 W/m ²	300 W/m ²	200 W/m ²	100 W/m ²	50 W/m ²
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

1.2. La posizione del sole

Per un osservatore che dalla Terra osservi il cielo, il percorso del Sole sulla volta celeste assume la forma di un arco che varia sia durante il corso dell'anno che con la latitudine del luogo.

Durante il corso dell'anno la durata delle ore di luce ed il percorso del sole subiscono delle modifiche al variare delle stagioni. La durata di luce è massima al solstizio d'estate (21 giugno) giorno in cui, alle ore 12, il sole raggiunge il punto più alto nel cielo nel corso di tutto l'anno; il caso opposto si verifica al solstizio d'inverno (21 dicembre) mentre ai due equinozi di primavera (21 marzo) e di autunno (21 settembre) l'altezza del sole alle 12 è intermedia tra la massima e la minima e le durate del giorno e della notte sono esattamente pari a 12 ore in tutto il globo.

La posizione del sole rispetto ad un punto sulla terra è determinata dall'angolo di altezza solare α e dall'angolo azimutale γ .

Il primo è l'angolo verticale che la direzione collimata al sole forma con il piano orizzontale; il secondo è l'angolo orizzontale tra il piano verticale passante per il sole e la direzione del sud, ed è positivo verso est e negativo verso ovest.

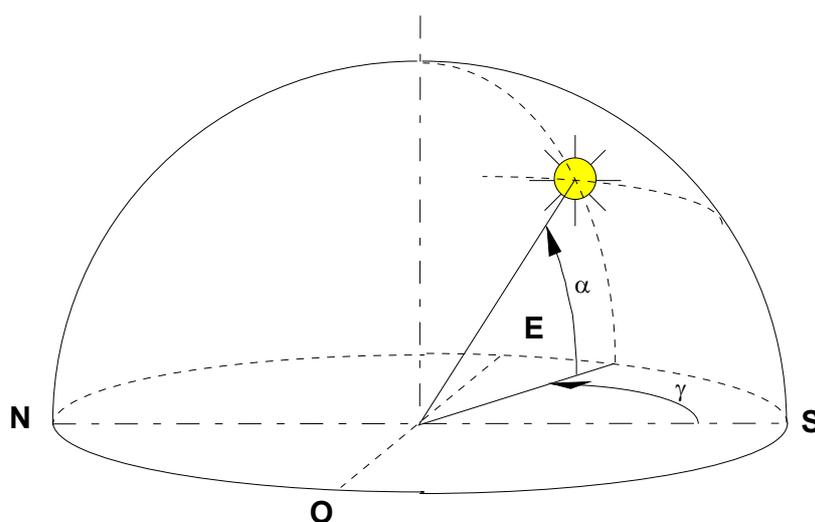


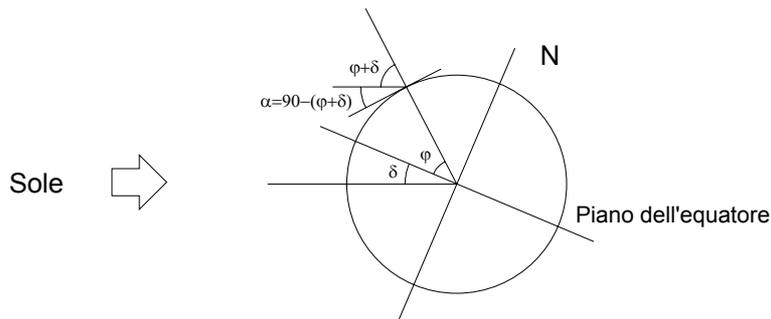
Figura 2.

Angolo di altezza solare ed angolo azimutale.

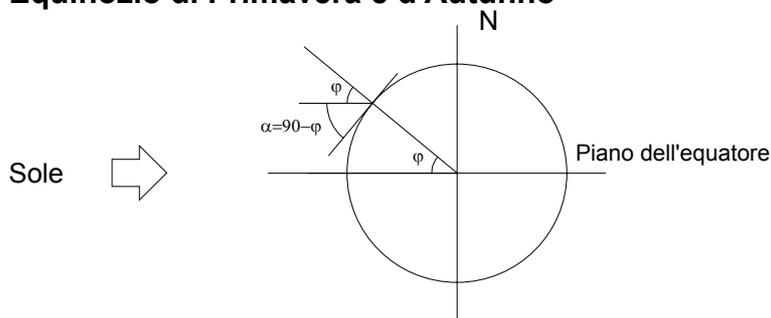
Questi due angoli dipendono a loro volta dalla declinazione δ , dalla latitudine φ e dall'angolo orario ω . La declinazione è l'angolo formato dalla direzione del sole con il piano dell'equatore; essa varia durante l'anno da un valore massimo di $-23^{\circ}27'$ in inverno ad un valore di $23^{\circ}27'$ in estate. La latitudine è l'angolo formato dalla congiungente il punto di osservazione con il centro della terra e il piano dell'equatore. Essa assume valore 0° all'orizzonte a 90° al polo. L'angolo orario è l'angolo formato dal piano meridiano passante per il sole con il meridiano di riferimento ed assume valori compresi tra -180° e 180° variando di 15° ogni ora.

Definite queste grandezze, l'altezza α del sole alle 12 in un punto di latitudine φ può essere ricavata, ai solstizi ed agli equinozi, dalla seguente figura 3:

Solstizio d'Inverno



Equinozio di Primavera e d'Autunno



Solstizio d'Estate

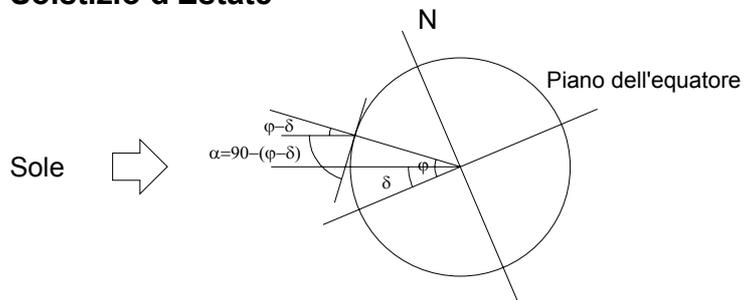


Figura 3

Angolo di altezza solare alle ore 12, per una località posta ad una latitudine φ ai solstizi ed agli equinozi.

La posizione del sole in ogni istante dell'anno può essere invece ottenuta dalle seguenti relazioni:

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

$$\gamma = \arcsen \frac{\cos \delta \sen \omega}{\cos \alpha}$$

Esse consentono di calcolare la posizione del sole conoscendo la latitudine (che caratterizza spazialmente il punto di osservazione), la declinazione (che dipende dal giorno e dal mese in cui si effettua l'osservazione) e l'angolo orario (che dipende dall'ora in cui si effettua l'osservazione).

La declinazione può essere ottenuta con la formula di Cooper:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen}\left(360 \frac{284 + g}{365}\right)$$

in cui g rappresenta i giorni dell'anno trascorsi dal 1° gennaio, mentre l'angolo orario è ottenuto con la relazione:

$$\omega = 15 \cdot h_{sol} - 180^\circ$$

in cui h_{sol} rappresenta l'ora solare

Quest'ultima può essere ottenuta conoscendo l'ora convenzionale e la longitudine del punto di osservazione:

$$h_{sol} = h_{conv} + \frac{E - 4(\lambda_{mr} - \lambda_{oss})}{60}$$

Nella precedente equazione h_{conv} è l'ora data dall'orologio, λ_{mr} è la longitudine del meridiano di riferimento, λ_{oss} è la longitudine del punto di osservazione. E rappresenta una correzione, variabile nel corso dell'anno, chiamata *equazione del tempo*. Il valore di E fluttua poiché la velocità della terra attorno al sole non è costante durante l'anno. Il valore della correzione può essere ricavato dalla figura 4 o dalla seguente relazione:

$$E = -10.1 \operatorname{sen}\left(360 \frac{2g + 31}{366}\right) - 6.9 \operatorname{sen}\left(360 \frac{g}{366}\right)$$

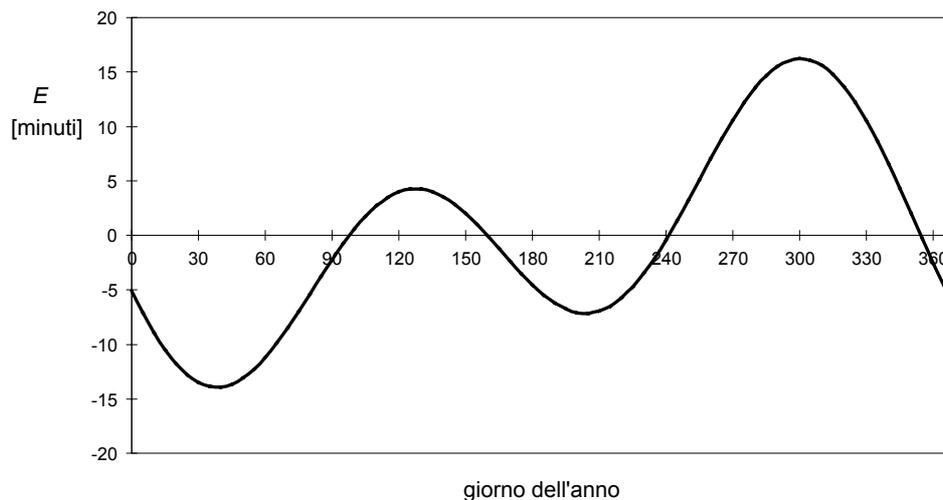


Figura 4.
Equazione del tempo

I valori dell'altezza solare e dell'azimut in qualsiasi periodo dell'anno possono essere

facilmente conosciuti utilizzando i *diagrammi dei percorsi solari*.

Questi sono diagrammi, tracciati per ogni latitudine, in cui sono riportati l'altezza solare e l'azimut nei vari periodi dell'anno.

Possono essere in coordinate polari o in coordinate cartesiane.

Nei primi l'osservatore è posizionato al centro del diagramma in cui una successione di circonferenze concentriche rappresentano le varie altezze solari. Dal punto centrale partono poi una serie di raggi identificati da 0° a 360° . Su questa base sono poi tracciate le traiettorie solari al ventunesimo giorno di ogni mese.

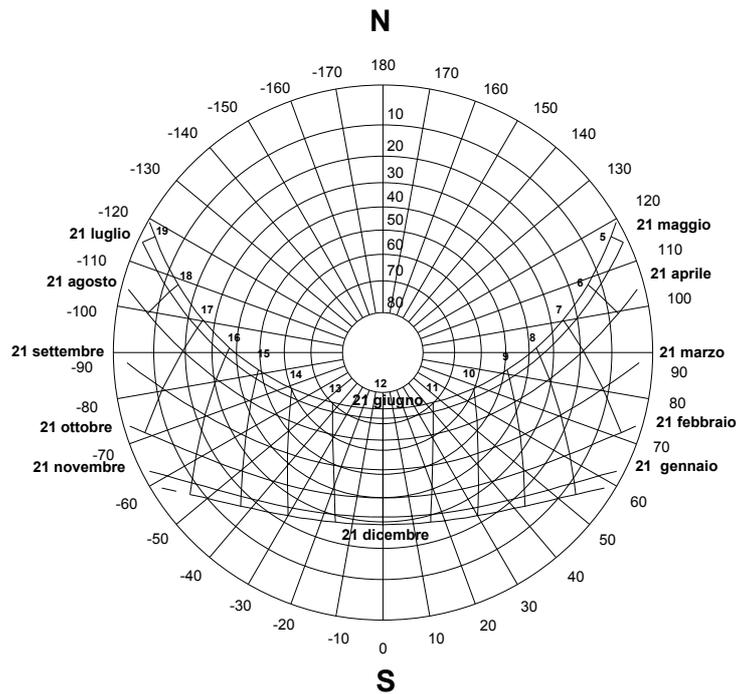


Figura 5.

Diagramma dei percorsi solari in coordinate polari ($\varphi=38^\circ$).

I diagrammi in coordinate cartesiane danno invece una proiezione verticale del percorso solare così come sarebbe visto da un osservatore posto sulla terra. Sull'asse orizzontale si possono leggere gli azimut mentre su quello verticale le altezze solari. Anche in questo caso le traiettorie solari sono tracciate al ventunesimo giorno di ogni mese.

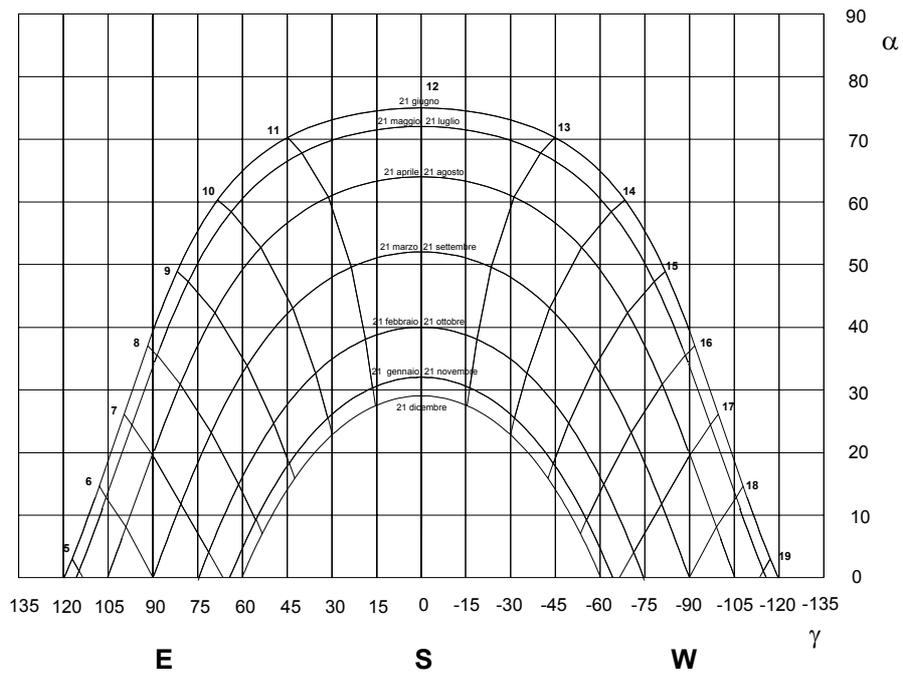


Figura 6.

Diagramma dei percorsi solari in coordinate cartesiane ($\phi=38^\circ$).

2. Dispositivi di captazione della radiazione solare

L'irraggiamento solare è convertito in energia termica per mezzo di componenti preposti alla captazione della radiazione solare. Alcuni di questi dispositivi sono in grado di sfruttare la sola radiazione diretta, mentre altri consentono di utilizzare le tre componenti - diretta, diffusa e riflessa - della radiazione stessa.

La radiazione solare giunge al dispositivo di captazione, viene assorbita dall'assorbitore e trasferita ad un fluido termovettore, che può essere acqua, aria o un fluido diatermico.

I dispositivi di captazione possono essere classificati in base alla temperatura del fluido termovettore e al rapporto di concentrazione C_r , definito come il rapporto tra la superficie di ammissione dell'irraggiamento solare non concentrato e la superficie di assorbimento del dispositivo.

Tabella 2.
Classificazione dei sistemi di captazione solare.

Tipologia	Temperatura operativa del fluido (°C)	Rapporto di concentrazione C_r	Radiazione captata		
			diretta	diffusa	riflessa
Centrali solari					
Sistemi a torre	500 ÷ 1000	100 ÷ 1000	●	○	○
Concentratori					
Parabolici	300 ÷ 800	50 ÷ 1000	●	○	○
Cilindro - parabolici	150 ÷ 350	10 ÷ 80	●	○	○
Pannelli solari					
Collettori sotto vuoto	100 ÷ 200	1	●	●	●
Pannelli piani	40 ÷ 120	1	●	●	●

Dalla precedente classificazione deriva che i pannelli solari piani sono adatti per applicazioni a bassa temperatura, a differenza degli altri sistemi più idonei per applicazioni a media ed alta temperatura.

I pannelli solari piani sono per questo motivo preferiti per usi civili, anche perché possono essere facilmente integrati nell'organismo edilizio; i collettori a concentrazione richiedono invece delle proprie strutture di sostegno e movimento.

2.1. Centrali solari

Si utilizzano normalmente i sistemi a torre, i cui elementi essenziali sono:

- il *campo specchi*, formato da un elevato numero di superfici riflettenti che seguono automaticamente il percorso del sole e che concentrano istante per istante i raggi solari verso un ricevitore;

- b) il *ricevitore energetico* (caldaia puntuale), collocato su una torre posta in posizione centrale rispetto al campo specchi;
- c) il *sistema di conversione dell'energia termica* prima in energia meccanica (turbina a vapore) e successivamente in energia elettrica (generatore elettrico);
- d) il *sistema di regolazione* preposto a mantenere gli specchi ortogonali alla radiazione diretta. L'inseguimento può essere attuato da un computer o da elementi fotosensibili che, istante per istante, misurano l'errore di orientamento del singolo specchio.

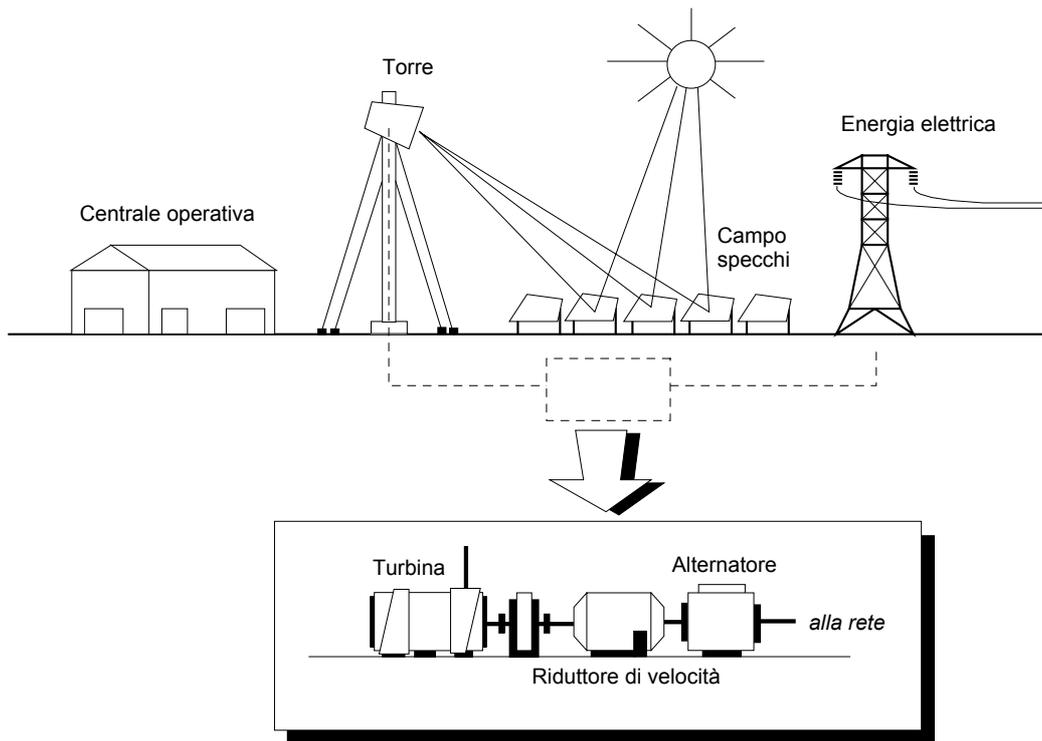


Figura 7.
Centrale solare a torre

2.2. Concentratori

Sono composti da uno specchio o da lenti ottiche che convergono i raggi solari verso l'assorbitore in cui scorre il fluido termovettore. Poiché sfruttano la sola radiazione diretta, necessitano di dispositivi atti a mantenere in ogni istante la superficie riflettente ortogonale alla direzione dei raggi solari.

Si distinguono in sistemi *ad immagine*, più comuni, che riproducono l'immagine del sole sul piano focale, ed *a non immagine* che concentrano casualmente i raggi solari sull'assorbitore.

I collettori ad immagine possono essere a loro volta di tipo *puntuale* o *lineare*, se convergono i raggi solari nel punto focale o in un asse passante per il fuoco.

I principali collettori ad immagine di tipo puntuale sono i *concentratori parabolici*,

caratterizzati da una superficie riflettente parabolica e da un assorbitore posto nella zona focale.

Tra essi le due principali tipologie si differenziano per l'inseguimento solare: il primo tipo presenta l'assorbitore fisso e solidale con il riflettore che invece è mobile ed insegue il sole; il secondo tipo presenta invece il riflettore fisso e l'assorbitore mobile che si dirige nella zona in cui il riflettore converge la radiazione solare.

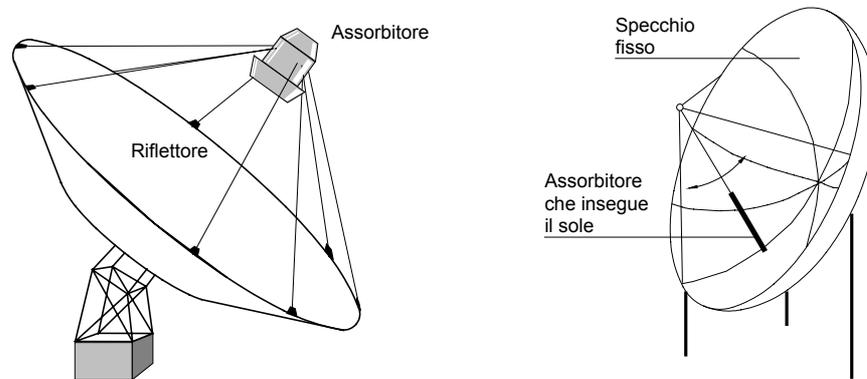


Figura 8.
Concentratori parabolici.

I *concentratori cilindro-parabolici* sono invece sistemi ad immagine di tipo lineare. Sono costituiti da una superficie riflettente ottenuta per traslazione di una parabola lungo un asse passante per il suo fuoco e ortogonale al piano che la contiene. Nella zona focale della superficie riflettente è posto l'assorbitore lineare, in genere costituito da una tubazione in rame o acciaio inox entro la quale scorre il fluido termovettore. Per ridurre le perdite per convezione e per favorire l'effetto serra, la tubazione può essere posta all'interno di un tubo di vetro.

Per quanto riguarda l'inseguimento solare, il sistema può presentare l'assorbitore fisso e la parabola rotante oppure presentare l'assorbitore solidale con la parabola a sua volta soggetta al moto di rotazione. L'inseguimento infine può essere su un asse - ed in tal caso l'assorbitore andrà orientato secondo la direzione est-ovest - o su due assi.

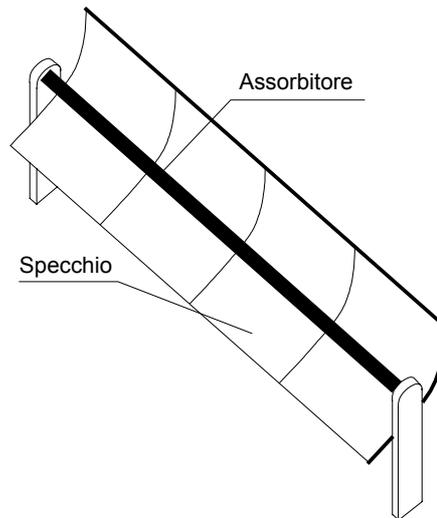


Figura 9.
Concentratori cilindro-parabolici

2.3. Pannelli solari

Sono formati da:

- a) una superficie assorbente;
- b) una rete di tubazioni nella quale scorre il fluido termovettore;
- c) una copertura trasparente;
- d) un rivestimento isolante;
- e) una struttura di contenimento che costituisce l'involucro esterno.

I *pannelli solari piani* utilizzano le tre componenti della radiazione solare e sfruttano l'*effetto serra*. La copertura trasparente è infatti realizzata con materiali trasparenti alla radiazione solare incidente, ma opachi alla radiazione infrarossa reirraggiata. L'energia termica proveniente dal sole, viene così catturata all'interno del pannello e trasferita al fluido termovettore. Per limitare le perdite di calore verso l'esterno le zone laterali e posteriore vengono poi protette con materiale isolante.

3. Pannelli solari piani ad effetto serra

Per il funzionamento di un impianto a pannelli solari è necessario che siano presenti tre unità fondamentali, rispondenti alle esigenze di *convogliare*, *accumulare* e *trasferire* l'energia termica associata alla radiazione solare.

La prima funzione è assolta *dall'unità collettrice* o *di raccolta dell'energia solare*. Essa è costituita dalla batteria di pannelli solari ad effetto serra, ed ha il compito di trasferire l'energia termica associata alla radiazione solare al fluido termovettore. Quest'ultimo può essere acqua, aria o un fluido diatermico. I fluidi diatermici, costituiti da oli minerali di origine petrolifera, sono utilizzati per eliminare i problemi di corrosione determinati dai fluidi a base d'acqua su alcuni metalli delle piastre captanti.

L'unità di accumulo del calore assorbito dal fluido termovettore è invece costituita da serbatoi di capacità proporzionale alla superficie captante dei collettori solari piani. Nel caso in cui il fluido termovettore sia acqua, l'unità di accumulo può essere realizzata con serbatoi metallici del tutto simili ai comuni bollitori elettrici. Essi saranno evidentemente sprovvisti di resistenza elettrica e maggiormente coibentati. L'acqua del serbatoio di accumulo non è generalmente utilizzata direttamente. Sono infatti presenti ulteriori unità di scambio termico che trasferiscono il calore dal serbatoio di accumulo al fluido dell'impianto di riscaldamento o all'acqua destinata agli usi igienico-sanitari. Nel caso di pannelli solari ad aria l'accumulo è generalmente *a letto di pietre* ed è ottenuto utilizzando recipienti contenenti del pietrisco.

L'unità di trasferimento dell'energia termica è infine costituita dalle tubazioni di collegamento per la circolazione del fluido termovettore e da eventuali dispositivi per la regolazione ed il controllo del funzionamento dell'impianto (pompe di circolazione, termostati, scambiatori di calore, centraline elettroniche, etc.). Questi ultimi organi possono mancare nei sistemi più semplici a circolazione naturale del fluido termovettore.

L'unione di queste tre unità funzionali dà luogo a sistemi che, pur essendo notevolmente diversi fra loro, sono accomunati da un unico principio di funzionamento, molto semplice nei suoi aspetti essenziali.

A causa dell'aleatorietà della radiazione solare, si verificano però periodi in cui l'energia termica prodotta dall'impianto solare risulta insufficiente. Per questo motivo deve essere necessariamente presente un *impianto ausiliario di supporto*, alimentato da fonti convenzionali.

La principale distinzione che viene fatta sugli impianti solari riguarda il sistema di circolazione del fluido termovettore; essi vengono così distinti in:

- impianti solari a circolazione naturale;

- impianti solari a circolazione forzata.

Nel primo caso il fluido termovettore circola attraverso i condotti per differenza di densità: il fluido riscaldandosi nel collettore diminuisce di densità e tende spontaneamente a risalire verso l'alto; a questa azione si aggiunge la spinta derivante dal fluido che nel frattempo si è raffreddato e, diventato più pesante, tende a portarsi verso il basso. Si innesca in tal modo un lento moto convettivo, con velocità proporzionale all'intensità della radiazione solare. Il sistema così fatto non necessita di sistemi di controllo poiché risulta "autoregolante".

Nel secondo caso, invece, la circolazione del fluido avviene per opera della spinta esercitata da una pompa idraulica azionata da un motore elettrico. Occorre allora controllare il funzionamento in modo da consentire la circolazione solo in presenza di energia utile. Questo si verifica quando la temperatura t_u di uscita del fluido dal collettore supera quella di ingresso t_i di una quantità $\Delta t > 0$, al di sotto della quale l'apporto energetico non compensa le perdite.

Il controllo del funzionamento è affidato ad un termostato differenziale provvisto di due sensori che rilevano le due temperature t_u e t_i . Quando la differenza tra queste due temperature è superiore ad un valore Δt_1 prefissato viene azionata automaticamente la pompa di circolazione. Il funzionamento continua fino a quando la differenza $t_u - t_i$ non scende al di sotto di un secondo valore Δt_2 , leggermente inferiore al primo per tenere conto dell'inerzia dell'impianto. Oltre al termostato differenziale, in un impianto a circolazione forzata devono essere presenti altri dispositivi di controllo e sicurezza. Tra essi assume fondamentale importanza la valvola di ritegno che, consentendo il moto del fluido in una sola direzione, impedisce che a pompa spenta si instauri una circolazione naturale inversa.

Nelle località in cui il pericolo di congelamento è minimo, è consentito l'utilizzo della stessa acqua di rete come fluido termovettore. Potendo eliminare lo scambiatore di calore, che ostacola la circolazione del fluido, può essere in questo caso conveniente utilizzare sistemi a circolazione naturale. Va sottolineato però che per garantire "l'effetto termosifone" è necessario predisporre il serbatoio di accumulo al di sopra dei collettori; deve essere inoltre ridotta al minimo la lunghezza del circuito idraulico in modo da contenere le resistenze al moto.

I sistemi a circolazione forzata, a fronte di una maggiore complessità derivante dalla presenza dei dispositivi di azionamento e controllo, presentano invece numerosi vantaggi: nessuna limitazione riguardo alla posizione del serbatoio di accumulo; diametri modesti per le tubazioni; rapide risposte alle variazioni dell'irraggiamento solare; possibilità di stabilire la velocità di circolazione del fluido tale da rendere massima l'efficienza energetica; possibilità di soddisfare sia piccole che grandi utenze.

Nella figura 10 è rappresentato uno schema di impianto solare per la produzione di acqua

calda per usi igienico-sanitari e per riscaldamento. L'impianto, a circolazione forzata, usa acqua come fluido termovettore.

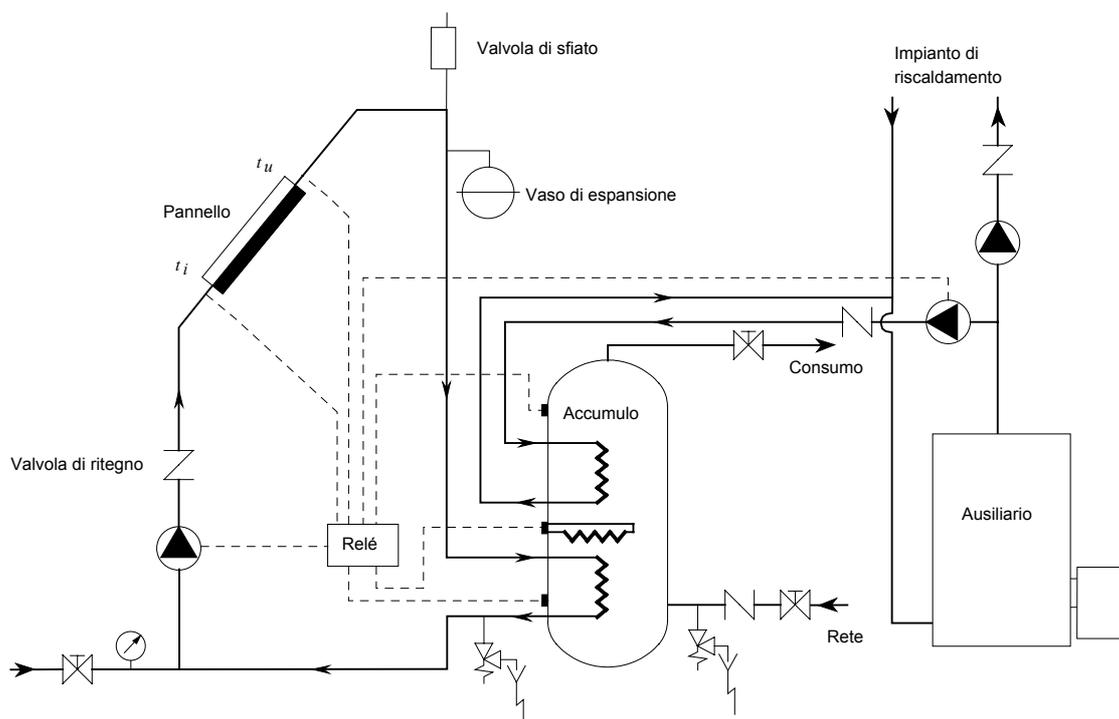


Figura 10.

Schema di impianto solare con integrazione elettrica ed ausiliario semplice.

Il suo principio di funzionamento può essere così riassunto:

1. La radiazione solare incidendo sul pannello innesca l'effetto serra.
2. Nell'attraversare i pannelli il fluido termovettore asporta l'energia termica proveniente dalla radiazione solare e si porta ad una temperatura superiore a quella di uscita dal serbatoio di accumulo.
3. Passando attraverso lo scambiatore di calore posto all'interno del serbatoio di accumulo, il fluido termovettore cede calore all'acqua che di conseguenza si riscalda.
4. Il fluido ormai raffreddato torna ai pannelli, chiudendo in questo modo il ciclo.

Al ripetersi dei cicli aumenterà l'apporto energetico per l'acqua contenuta nel serbatoio di accumulo. La temperatura di quest'ultima si potrà portare quindi a valori prossimi a quelli del fluido termovettore.

Nel caso dell'impianto di figura 10, sono previsti due sistemi di integrazione per il riscaldamento dell'acqua nel serbatoio di accumulo: uno elettrico, costituito da una resistenza posta all'interno del serbatoio, ed uno convenzionale collegato attraverso un secondo scambiatore.

D'inverno, laddove i carichi termici sono i massimi, l'impianto solare fornisce la minima energia. È conveniente allora utilizzare in questo periodo l'impianto solare come preriscaldatore

lasciando all'ausiliario convenzionale il compito di fornire l'energia termica mancante per il riscaldamento degli ambienti.

D'estate invece, mentre i fabbisogni termici sono soltanto dovuti al riscaldamento dell'acqua sanitaria, l'impianto solare si trova per contro alla sua massima potenzialità. In questo periodo è opportuno allora utilizzare, quando necessaria, l'integrazione elettrica ed evitare il ricorso all'ausiliario convenzionale, dimensionato per carichi termici elevati.

4. Analisi del funzionamento dei collettori solari

Il comportamento di un pannello solare può essere sinteticamente chiarito partendo da un esempio semplificato. A tal fine, si consideri un comune recipiente contenente acqua, esposto alla radiazione solare. In tale sistema la radiazione solare incidente viene in parte assorbita dal liquido, in parte dispersa dalla superficie dell'acqua ed in parte trasmessa attraverso le pareti del recipiente.

Per ottimizzare il rendimento del sistema è necessario massimizzare la radiazione assorbita rendendo minime le dispersioni verso l'ambiente esterno.

Tali dispersioni avvengono:

- per conduzione attraverso le pareti del contenitore;
- per convezione attraverso la superficie di separazione aria-acqua;
- per irraggiamento all'infrarosso;
- per evaporazione dell'acqua.

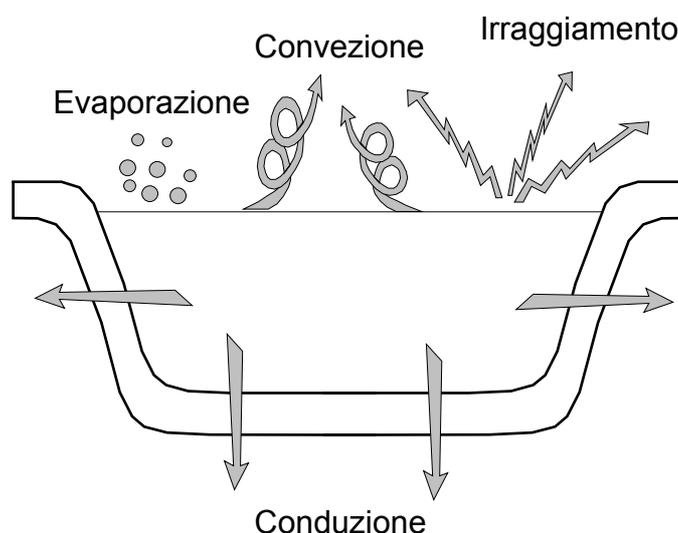


Figura 11.

Comportamento dei corpi soggetti ad irraggiamento.

Si consideri adesso un pannello solare piano come quello di figura 12.

La differenza sostanziale tra i due sistemi di captazione deriva dalla maggiore capacità da parte del secondo di intrappolare il calore proveniente dal sole. Questo è dovuto alle sue particolari caratteristiche costruttive che limitano le dispersioni esaltando, nel contempo, l'assorbimento dell'energia radiante.

Osserviamo in dettaglio come tali fenomeni si determinano.

A causa della differenza di temperatura tra l'interno del collettore e l'ambiente circostante, il calore fluisce per conduzione attraverso le pareti dell'involucro esterno. Per limitare tali dispersione

viene allora posto uno strato di coibente lungo le superfici laterali ed inferiore della cassa.

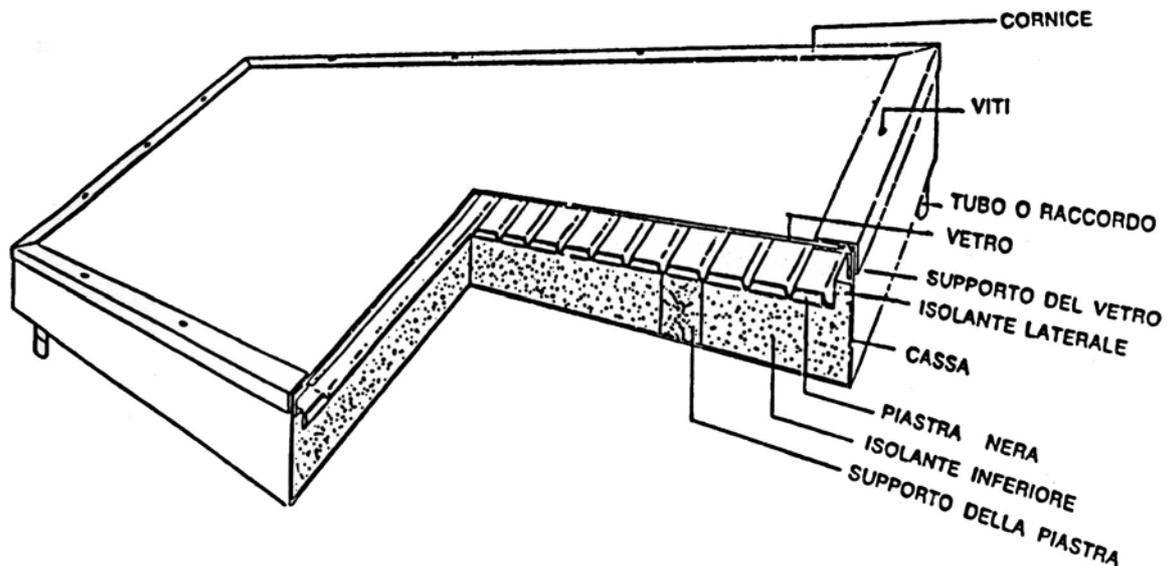


Figura 12.

Pannello solare piano ad effetto serra.

Per eliminare lo scambio termico per convezione attraverso la superficie di separazione acqua-aria, i pannelli solari presentano superiormente una superficie vetrata, che ha anche la funzione di permettere l'effetto serra all'interno del pannello. Le superficie vetrata offre però una resistenza moderata allo scambio termico per conduzione. Per incrementare tale resistenza la superficie vetrata viene allora spesso realizzata mediante due vetri. Va comunque osservato che, se da un lato un secondo vetro limita notevolmente le dispersioni, dall'altro riduce la radiazione incidente trasmessa alla piastra assorbente.

Il parametro che quantifica le dispersioni del collettore verso l'esterno è il *coefficiente di dispersione termica totale* U , misurato in $W/m^2\text{°C}$. Moltiplicando U per la superficie S del collettore e per la differenza fra la temperatura media della piastra t_p e la temperatura dell'aria esterna t_a , si ottiene la potenza termica dispersa dal collettore.

Il coefficiente di dispersione termica totale rappresenta quindi la potenza termica dispersa da 1 m^2 di superficie captante quando la differenza di temperatura è di 1 °C . Il suo valore dipende dal grado di isolamento laterale ed inferiore della cassa, dal numero e dalle caratteristiche dei vetri e dall'emissività della piastra assorbente.

Il coefficiente di dispersione termica totale assume valori variabili da un massimo di $8\text{ W/m}^2\text{°C}$ per i collettori più semplici ad un solo vetro fino a valori pari a $2\text{ W/m}^2\text{°C}$ per i pannelli solari più sofisticati. Questi sono a doppio vetro, con *piastra assorbente selettiva* o *antirraggiante* trattata con cioè in maniera da contenere l'emissione di radiazione termica infrarossa, mantenendo

al contempo elevate capacità assorbenti per la radiazione solare.

Figura 13.
Superfici assorbenti selettive.

Il principale contributo offerto dal vetro alla riduzione delle dispersioni termiche deriva tuttavia dalle sue proprietà selettive nei confronti delle lunghezze d'onda delle radiazioni elettromagnetiche. Grazie a tali proprietà si genera *l'effetto serra* che impedisce alla radiazione termica emessa dalla piastra di fuoriuscire dal pannello solare.

Sul vetro del collettore incide la radiazione solare che ha il massimo contributo energetico nel campo di lunghezze d'onda del visibile ($\lambda=0.38\div 0.78 \mu m$); rispetto a queste lunghezze d'onda il vetro risulta trasparente (*coefficiente di trasmissione* $\tau=0.7\div 0.9$) e consente il passaggio della radiazione solare che così riscalda la piastra nera.

Questa, riscaldandosi, riemette a sua volta energia raggianti, ma nel campo dell'infrarosso. Rispetto a queste lunghezze d'onda il vetro si comporta come un corpo opaco non consentendo quindi alla radiazione di fluire verso l'esterno.

La piastra assorbente è l'elemento funzionale preposto all'assorbimento della radiazione solare. È costituita da due lamiere opportunamente sagomate e saldate l'una sull'altra in modo da formare un percorso a serpentina. Circolando all'interno, il fluido termovettore è così in grado di asportare il calore assorbito dalla piastra. La piastra è verniciata in nero opaco in modo da esaltarne la capacità di assorbimento: si raggiungono così valori del *coefficiente di assorbimento* α superiori a 0.8.

L'analisi degli scambi per irraggiamento è resa molto complessa dalle riflessioni multiple che la radiazione solare subisce nello spazio compreso tra il vetro e la piastra assorbente.

Sofferbiamo l'attenzione alla trasmissione della radiazione attraverso il vetro.

Quando la radiazione solare incide su una lastra trasparente essa viene in parte trasmessa, in

parte assorbita ed in parte riflessa.

In relazione al fenomeno della riflessione, nel passaggio da un primo ad un secondo mezzo trasparente vale la relazione di Fresnel:

$$\rho = \frac{1}{2} \left[\frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} + \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \right]$$

dove gli angoli θ_1 e θ_2 sono legati dalla legge della rifrazione di Snell:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{\sin \theta_2}{\sin \theta_1}$$

con n_1 ed n_2 indici di rifrazione del primo e del secondo mezzo.

Trascurando l'assorbimento, quanto accade nell'attraversamento del vetro è schematizzato in figura 14.

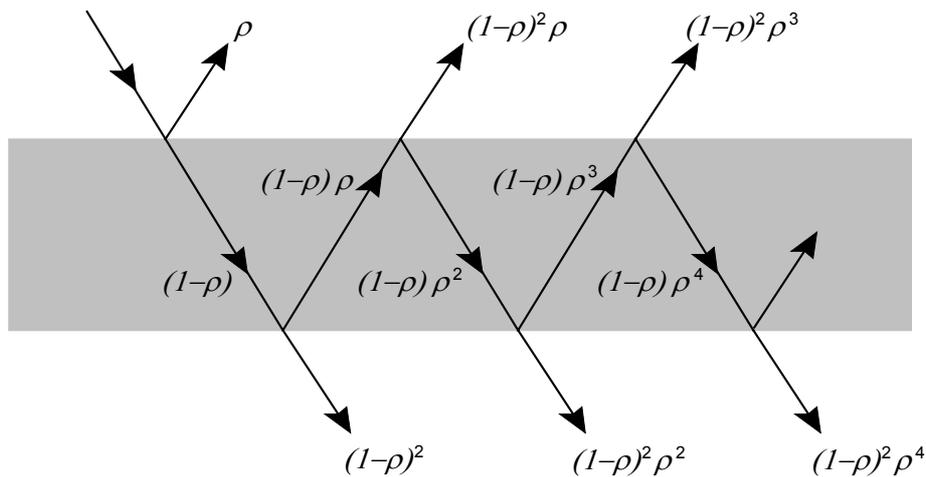


Figura 14.

Trasmissione della radiazione solare attraverso un vetro.

Sommando tra di loro i diversi contributi trasmessi attraverso il vetro si ottiene il valore di τ , che rappresenta la frazione di radiazione che ha attraversato il vetro:

$$\tau = \frac{1 - \rho}{1 + \rho}$$

Pertanto, detta I_β la quantità di energia solare incidente sul vetro, l'energia che giunge alla piastra è:

$$I_t = \tau \cdot I_\beta$$

Di tale energia una parte viene riflessa dalla piastra verso la copertura trasparente e una parte viene assorbita dalla piastra stessa, secondo lo schema di figura 15.

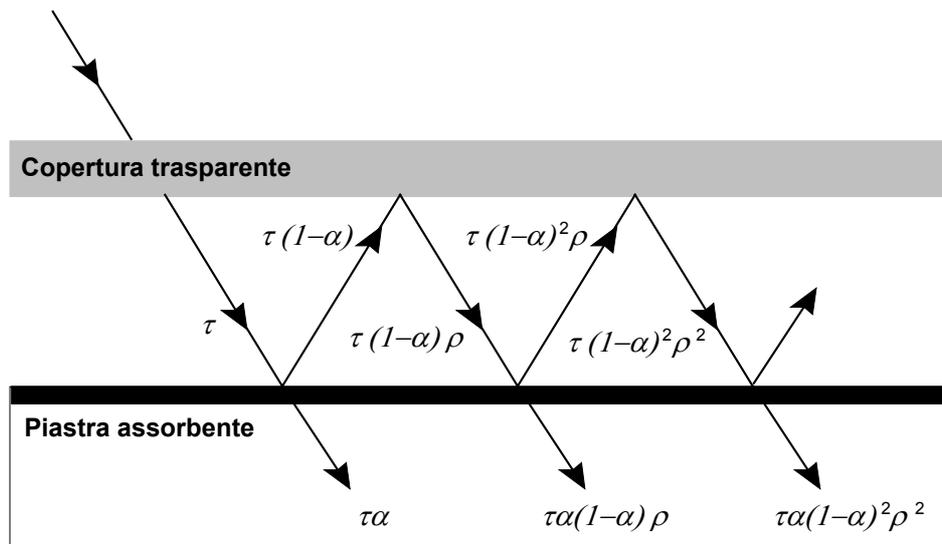


Figura 15.

Assorbimento della radiazione solare da parte della piastra assorbente.

Sommando i diversi contributi di energia assorbita dalla piastra si ha:

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

avendo indicato con α il coefficiente di assorbimento della piastra.

Dall'equazione ricavata si può notare che l'aliquota di energia solare assorbita dalla piastra non può essere calcolata semplicemente come prodotto del coefficiente τ di trasmissione del vetro per il coefficiente α di assorbimento della piastra, ma deve tenere degli scambi radiativi mutui.

Per questo motivo, per i pannelli solari, non vengono definiti separatamente il coefficiente di trasmissione del vetro e di assorbimento della piastra, ma viene fornito il *prodotto trasmissione-assorbimento*, indicato normalmente con $(\tau\alpha)$.

Il $(\tau\alpha)$ rappresenta pertanto l'aliquota di energia termica proveniente dal sole che viene assorbita dalla piastra nera. Esso dipende dalle caratteristiche di assorbimento, di riflessione e di trasmissione del sistema vetro-piastra e assume valori prossimi a 0.7 per collettori a doppio vetro e a 0.8 per collettori a singolo vetro.

Moltiplicando il $(\tau\alpha)$ per l'irraggiamento solare I_β incidente sulla superficie del pannello si ottiene la potenza termica assorbita dalla piastra:

$$I_a = (\tau\alpha) \cdot I_\beta$$

In figura 16 viene riportato un bilancio tra la quantità di energia incidente e le quantità di energia assorbite e riflesse per un pannello solare piano a singolo vetro.

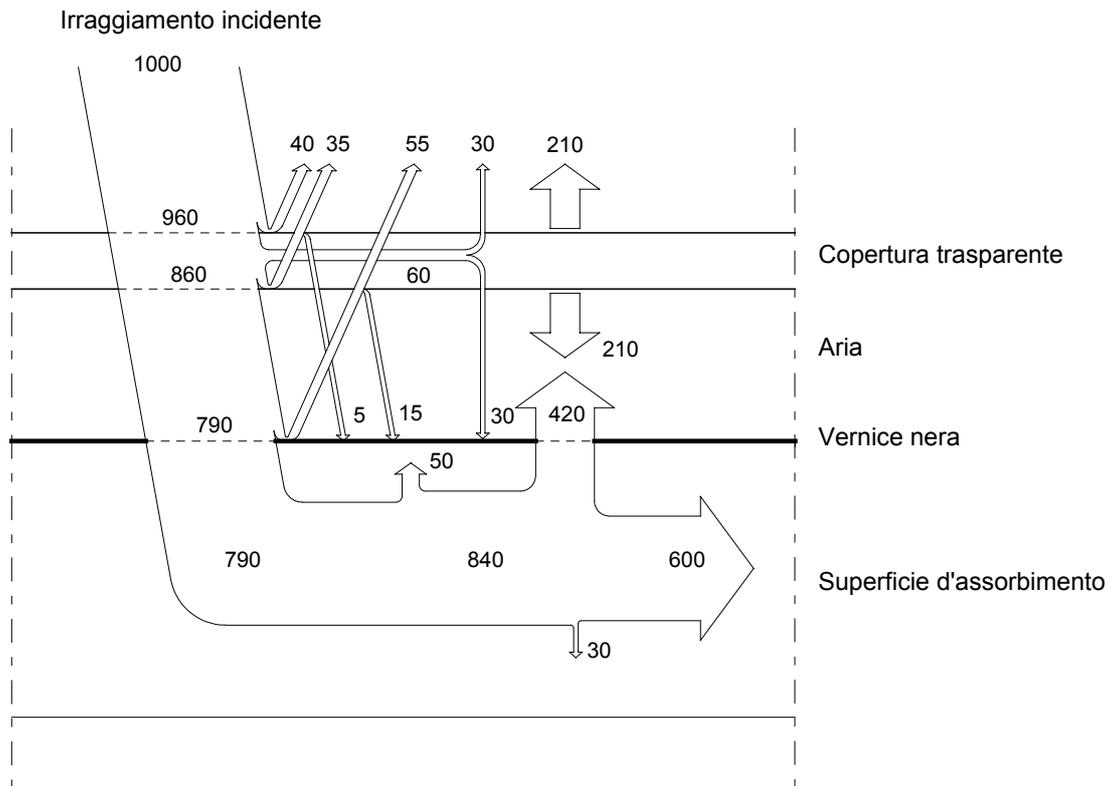


Figura 16.

Analisi degli scambi di energia radiante per un pannello solare a singolo vetro.

5. Bilancio energetico ed efficienza di un collettore solare

Indicando con I_β la potenza termica complessiva incidente sulla superficie inclinata del pannello solare, con t_p la temperatura media della piastra nera, con t_a la temperatura dell'ambiente circostante e con q_p e q_a la potenza dispersa e la potenza assorbita per unità di superficie captante, si ha:

$$q_p = U \cdot (t_p - t_a)$$

$$q_a = (\tau\alpha) \cdot I_\beta$$

Applicando il 1° principio della termodinamica al sistema pannello solare e ammettendo che, in condizioni di regime, sia nulla la variazione di energia interna (potenza termica ceduta o assorbita trascurabile), si ha:

$$q_u = q_a - q_p = (\tau\alpha) \cdot I_\beta - U \cdot (t_p - t_a)$$

dove con q_u si è indicata la *potenza termica utile* trasferita al fluido termovettore.

Il calcolo della potenza termica utile con la precedente equazione risulta tuttavia problematico per la presenza al secondo membro della temperatura t_p della piastra, di difficile determinazione.

A tale scopo si preferisce utilizzare *l'equazione di Bliss* che consente il calcolo della potenza termica utile attraverso l'uso della temperatura t_i di ingresso del fluido nel pannello, in sostituzione della t_p :

$$q_u = F_R \cdot [(\tau\alpha) \cdot I_\beta - U \cdot (t_i - t_a)]$$

Nell'equazione precedente con F_R viene indicato il *fattore di asporto termico*, definito come il rapporto fra la q_u effettiva (con $t_p > t_a$) e quella che si avrebbe se fosse possibile trasferire il calore della piastra al fluido senza differenze finite di temperatura (con $t_p = t_a$, cioè con una superficie di scambio piastra-fluido infinitamente estesa).

Dal punto di vista fisico F_R indica quanto "dista" il sistema reale (con $t_p > t_a$) da quello ideale (con $t_p = t_a$) in cui sono assenti le perdite connesse alle irreversibilità prodotte dagli scambi termici fra corpi a differente temperatura.

I valori da assegnare a F_R , $(\tau\alpha)$ ed U sono generalmente forniti dalle ditte produttrici di pannelli solari.

In termini di salto termico subito dal fluido nell'attraversare la piastra nera, la potenza utile q_u può essere espressa nella seguente forma:

$$q_u = G \cdot c \cdot (t_u - t_i)$$

dove:

G è la portata di fluido che circola nel pannello;

c è il calore specifico del fluido;

t_u è la temperatura di uscita del fluido dalla piastra.

Eguagliando le due espressioni precedenti si ottiene:

$$q_u = G \cdot c \cdot (t_u - t_i) = F_R \cdot [(\tau\alpha) \cdot I_\beta - U \cdot (t_i - t_a)]$$

Noti F_R , $(\tau\alpha)$ ed U ed una volta stabilito il $\Delta t = t_u - t_i$ (assegnato in fase di progettazione o osservato in fase di verifica), è possibile allora calcolare la portata G per differenti valori della radiazione solare e della temperatura esterna. È possibile anche, nota la portata G , verificare attraverso misure dirette il valore assunto da un qualsiasi termine che compare in una delle due equazioni.

Per mantenere costante la temperatura t_u di uscita del fluido dalla piastra si può rendere variabile la velocità di circolazione del fluido rendendo così variabile la portata.

Si può osservare che, per mantenere costante la temperatura t_u di uscita del fluido dalla piastra, si può intervenire modificando la portata; questo si può realizzare attraverso una variazione della velocità di circolazione del fluido. Tuttavia studi attendibili hanno messo in evidenza che, su base giornaliera, la variazione di efficienza del sistema sarebbe trascurabile e tale da non giustificare tale intervento.

L'uso dell'equazione di Bliss per il calcolo della potenza utile q_u risulta particolarmente conveniente anche per tracciare la curva di efficienza di un collettore.

In generale, l'efficienza di un processo energetico è definita come il rapporto tra l'energia utile e l'energia spesa in un determinato intervallo di tempo.

Nel nostro caso, indicando con η l'efficienza del collettore, si ha:

$$\eta = \frac{\text{energia utile per mq di collettore}}{\text{energia incidente per mq di collettore}} = \frac{\int_0^t q_u dt}{\int_0^t I_\beta dt}$$

A causa della variabilità della radiazione solare incidente, la grandezza che più interessa è l'efficienza istantanea, che può essere ottenuta esprimendo il precedente rapporto in termini di potenza:

$$\eta = \frac{\text{potenza utile per mq di collettore}}{\text{irraggiamento solare incidente per mq di collettore}} = \frac{q_u}{I_\beta}$$

da cui:

$$\eta = F_R \cdot (\tau\alpha) - F_R \cdot U \frac{(t_i - t_a)}{I_\beta}$$

Analizzando l'espressione di η si può osservare che, per un dato valore del rapporto $(t_i - t_a)/I_\beta$, l'efficienza si riduce al diminuire del prodotto $F_R(\tau\alpha)$ ed all'aumentare del prodotto $F_R U$, quest'ultimo dipendente soprattutto da U .

Al di là delle considerazioni economiche che ne derivano, sono quindi preferibili pannelli solari con elevati valori di F_R e $(\tau\alpha)$ e con bassi valori di U .

Se invece assumiamo costanti i termini $F_R(\tau\alpha)$ e $F_R U$, l'espressione di η assume la forma dell'equazione di una retta di variabile $(t_i - t_a)/I_\beta$, posti $F_R(\tau\alpha) = a$, $F_R U = b$ e $(t_i - t_a) = \Delta t$, si ha:

$$\eta = a - b \frac{\Delta t}{I_\beta}$$

Nel caso in cui non è definito il tipo di collettore, valori tipici medi che in prima analisi possono essere utilizzati per a e b sono:

$$a = 0.6; \quad b = 6 \text{ W/m}^2\text{°C}.$$

Nella figura 17 è diagrammata la retta di efficienza di un collettore di dati F_R , $(\tau\alpha)$ ed U in funzione del rapporto $\Delta t/I_\beta$.

Osservando la figura si possono fare le seguenti considerazioni:

- a) l'efficienza aumenta al diminuire del rapporto $\Delta t/I_\beta$; quindi, a parità di Δt , all'aumentare della radiazione solare ed a parità di I_β al diminuire di Δt ;
- b) anche per Δt nulli ($t_i = t_a$) l'efficienza è minore dell'unità a causa delle irreversibilità e dei limiti di trasparenza del vetro e di assorbimento della piastra ($a = F_R(\tau\alpha) < 1$);
- c) è possibile mantenere inalterata l'efficienza del collettore per differenti valori dell'irraggiamento solare, mantenendo costante il rapporto $\Delta t/I_\beta$: occorre fare corrispondere a modeste intensità della radiazione solare I_β basse temperature di ingresso t_i del fluido nella piastra, e viceversa.

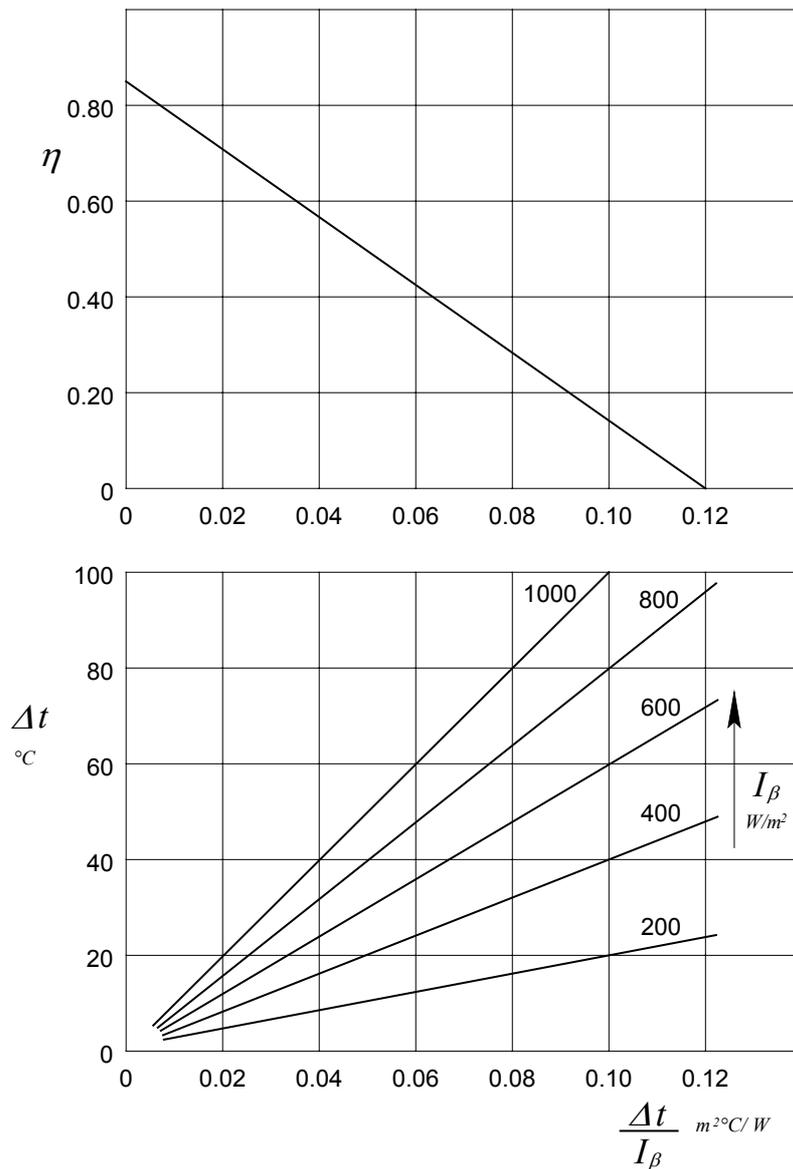


Figura 17.

Retta di efficienza di un collettore in funzione dei parametri esterni.

Da quest'ultima considerazione deriva che, anche per bassi valori dell'irraggiamento solare, un collettore è in grado di funzionare con efficienza soddisfacente, purché ci si accontenti di temperature di ingresso del fluido moderate. In queste condizioni è possibile allora utilizzare il collettore come preriscaldatore.

A titolo di esempio, per una temperatura esterna di 10°C , una temperatura di ingresso del fluido di 20°C ed un irraggiamento di $200 \text{ W}/\text{m}^2$ ($\Delta t/I_\beta=0.05$), corrisponde la stessa efficienza che si ha quando $t_i=60^\circ\text{C}$ e $I_\beta=1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

6. Posizionamento dei pannelli solari

6.1. Orientamento

L'orientamento dei pannelli solari ha una importanza fondamentale nella resa complessiva dell'impianto. È opportuno infatti orientare il pannello in modo che riceva la massima quantità possibile di radiazione solare che significa, in pratica, mantenere per ogni periodo dell'anno il pannello ortogonale alla direzione dei raggi solari; ciò può essere messo in atto utilizzando sistemi di inseguimento solare. Purtroppo tali sistemi, se da un lato comportano un aumento sensibile dell'energia solare captata, dall'altro incidono notevolmente nei costi di installazione e manutenzione. Questa soluzione risulta pertanto non economica per l'utenza privata.

Per questo motivo per i collettori piani vengono abitualmente adottate installazioni di tipo fisso. Una volta scelto l'impianto di tipo fisso, è necessario valutare l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli tali da rendere massima la captazione di energia.

Nota la latitudine φ del sito, l'inclinazione dei collettori viene determinata in base al periodo di funzionamento previsto. Nel periodo estivo, quando il sole è più alto sull'orizzonte, l'inclinazione ottimale risulta essere di circa $10^\circ \div 15^\circ$ superiore alla latitudine del luogo. Viceversa, per il periodo invernale, la migliore inclinazione è di $10^\circ \div 15^\circ$ inferiore alla latitudine. Per un funzionamento annuale l'inclinazione ottimale è di circa $0.9 \times \varphi$.

In figura 18 è evidenziato il soleggiamento annuo relativo per un collettore orientato a sud per diversi valori dell'angolo di inclinazione.

L'orientamento ottimale dei collettori risulta essere verso il Sud. Tuttavia in alcune zone caratterizzate da foschie mattutine o nebbie pomeridiane è consigliabile un orientamento verso sud-ovest o sud-est.

In figura 19 è riportato il soleggiamento annuo relativo per un collettore inclinato di un angolo $i=0.9 \times \varphi$ in corrispondenza di diversi valori dell'angolo azimutale γ .

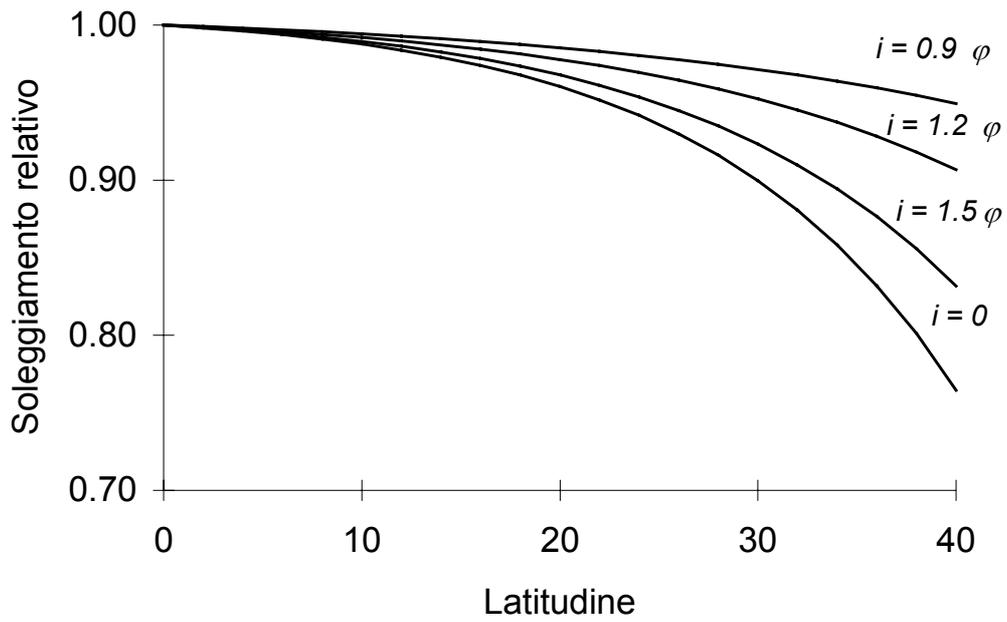


Figura 18.

Soleggiamento annuo relativo per un collettore rivolto a sud al variare dell'inclinazione.

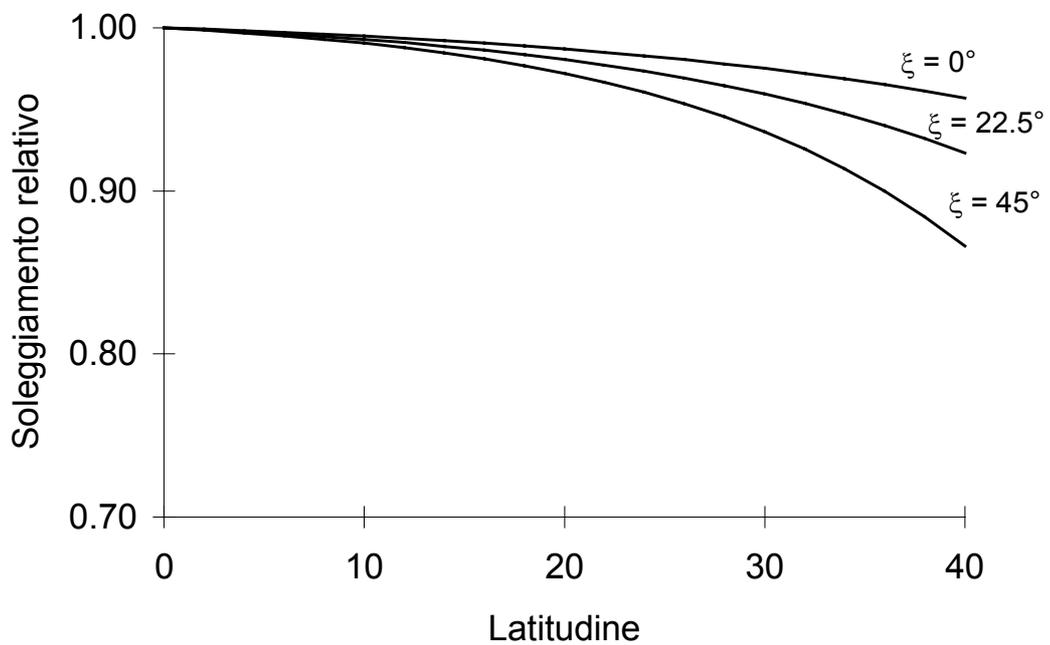


Figura 19.

Soleggiamento annuo relativo per un collettore inclinato di un angolo $0.9x\varphi$ al variare dell'orientamento ξ .

6.2. Ombre

Prima di procedere all'installazione di un impianto solare è opportuno assicurarsi che siano assenti ostacoli (edifici, alberi, etc.) in grado di proiettare ombre sui pannelli.

L'andamento delle ombre proiettate dagli ostacoli durante l'anno può essere previsto utilizzando i diagrammi dei percorsi solari già descritti in precedenza.

Chiariamo con un esempio l'utilizzo di tali diagrammi.

Si supponga di voler valutare l'ombra prodotta dall'ostacolo rappresentato in figura 20.

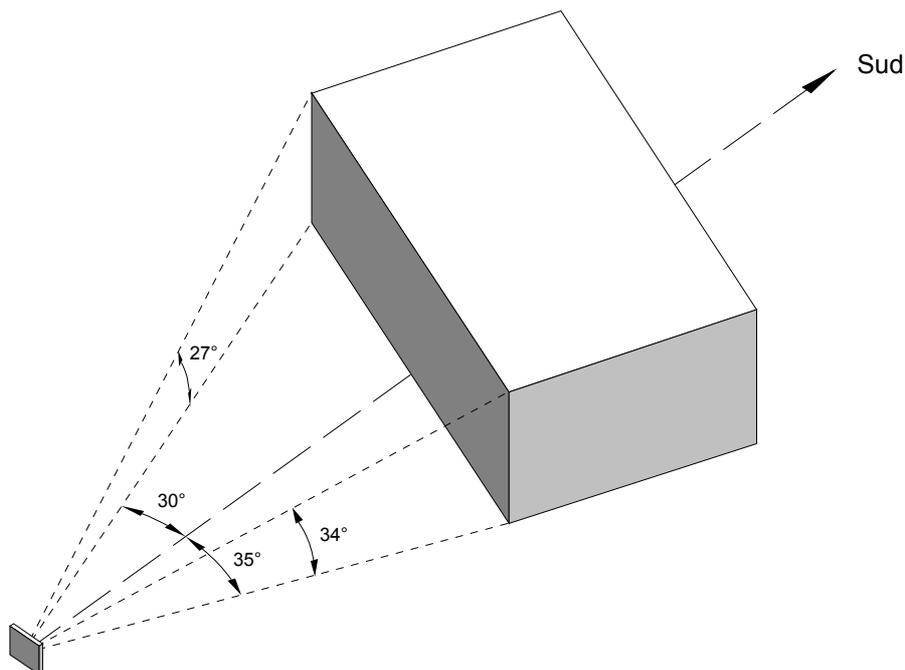


Figura 20.

Angoli di schermatura prodotti da un edificio posto sulla direzione collimata al sole.

L'ostacolo presenta un ingombro azimutale verso est di 30° ed, in corrispondenza, un ingombro in altezza di 27° . Verso ovest si ha invece un ingombro azimutale di 35° e in altezza di 34° .

Riportando questi punti sul diagramma dei percorsi solari si ottiene la situazione di figura 21, in cui la zona scura rappresenta la zona d'ombra prodotta dall'ostacolo.

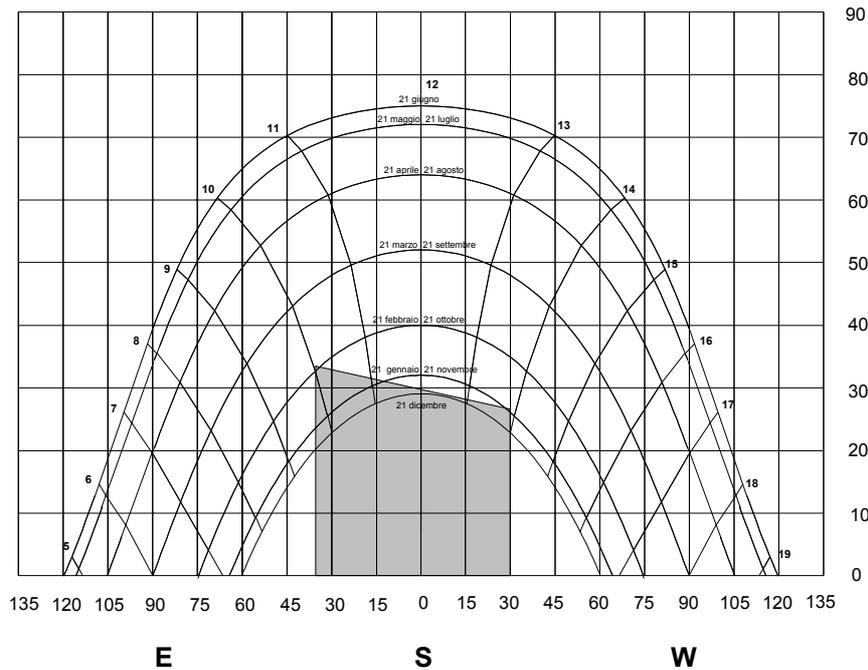


Figura 21.

Valutazione delle ombre prodotte da un edificio con l'ausilio del diagramma dei percorsi solari.

Come si può notare la traiettoria del sole relativa al 21 dicembre attraversa tale zona, per cui in questo periodo il collettore risulta parzialmente in ombra; in particolare il collettore rimane in ombra dalle ore 9.30 alle ore 14.00. Dalla figura si può anche notare che dal 21 febbraio al 21 ottobre, per qualunque ora del giorno, il collettore sarà completamente immune da ombre proiettate dall'ostacolo. Nel periodo che va dal 21 ottobre al 21 febbraio invece, per alcune ore della giornata, il collettore sarà in ombra.

Nell'ipotesi sia previsto il montaggio dei pannelli in schiere parallele, è necessario prestare attenzione alla distanza fra esse per evitare che la prima schiera possa ombreggiare le seguenti.

Per evitare che ciò si verifichi è necessario calcolare la minima distanza a cui porre le schiere.

Individuato in relazione al periodo di funzionamento, il giorno in cui il sole risulterà più basso sull'orizzonte, si calcolano, per ogni istante di luce, i valori dell'angolo di altezza solare e dell'angolo azimutale descritti dal sole. In corrispondenza di ogni valore così ottenuto si calcola la distanza a cui porre le schiere per evitare l'ombreggiamento:

$$L = \max \left\{ \frac{l \sin(\xi + \alpha)}{\sin \alpha}; \frac{d}{2 \tan \gamma} + l \cos \xi \right\}$$

in cui il significato dei simboli è ricavabile dalla seguente figura 22.

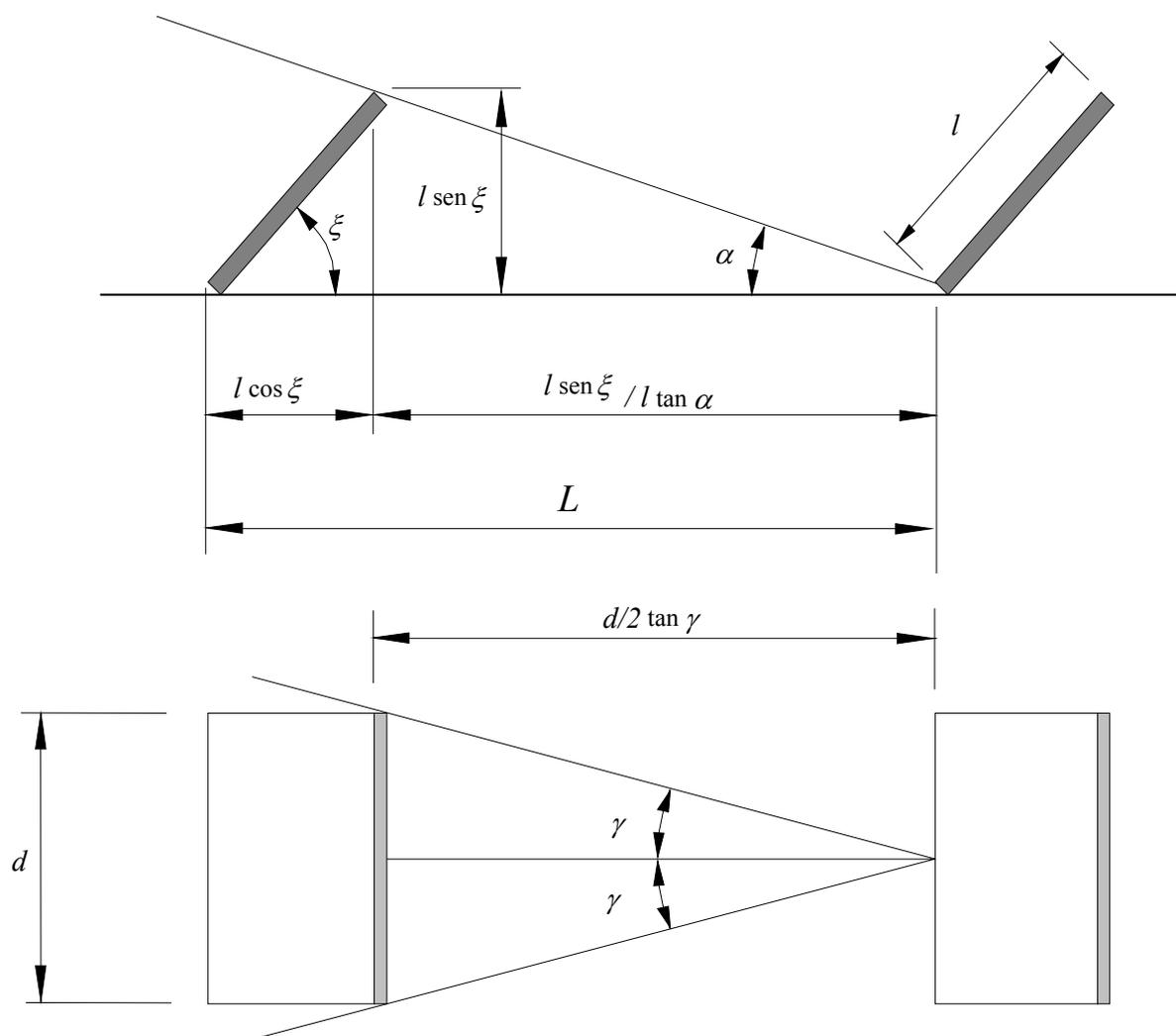


Figura 22.

Distanza fra pannelli solari posizionati in schiere parallele.

Una volta calcolata questa quantità per ogni istante della giornata, la distanza a cui porre le schiere sarà:

$$L_{out} = \min \left\{ \max \left\{ \frac{l \sin(\xi + \alpha)}{\sin \alpha}; \frac{d}{2 \tan \gamma} + l \cos \xi \right\}, \forall \text{ istante del giorno} \right\}$$

7. Dimensionamento economicamente ottimale di un impianto a pannelli solari

L'elevato costo di investimento di un impianto solare impone un dimensionamento basato su esigenze di convenienza economica. Una volta definito l'irraggiamento solare del luogo e il fabbisogno termico da soddisfare, la scelta della superficie captante rappresenta la fase cruciale della progettazione.

Le valutazioni da fare sono sia tecniche sia economiche: va infatti valutata l'energia ricavabile e vanno monetizzati i benefici offerti dall'impianto.

Dal punto di vista tecnico, una volta fissati i parametri caratteristici del pannello solare, vanno opportunamente posti i collettori. Nota la posizione del collettore si può valutare la radiazione incidente sulla superficie inclinata. Va successivamente fissata la temperatura di lavoro dell'impianto: poiché l'efficienza del sistema è tanto più elevata quanto più bassa è la temperatura del fluido termovettore e poiché per esigenze igienico-sanitarie sono richieste temperature dell'acqua intorno ai 45°C , è opportuno regolare la temperatura a valori non superiori a 50°C .

Una volta note le caratteristiche dei collettori, l'irraggiamento solare sulla loro superficie e le condizioni di funzionamento dell'impianto, si è in grado di valutare l'energia fornita dalla batteria di pannelli solari.

L'energia fornita dai pannelli aumenta all'aumentare della superficie captante: infatti, incrementando l'apporto energetico fornito dai collettori, diminuisce la spesa per l'acquisto del combustibile che alimenta l'impianto ausiliario. Contemporaneamente però, all'aumentare della superficie dei collettori, aumenta il costo complessivo dell'impianto.

La superficie economicamente ottimale è allora quella che rende minimo il costo annuale di gestione ed ammortamento dell'impianto: tale configurazione sarà ovviamente costituita da una parte solare ed una parte convenzionale.

7.1. Metodo *f-chart*

La procedura di calcolo della superficie economicamente ottimale che sarà di seguito descritta si basa su un modello messo a punto da ricercatori dell'Università del Wisconsin, noto come *metodo f-chart*.

Il metodo è essenzialmente fondato sulla determinazione dell'aliquota mensile di energia coperta dall'impianto solare. La parte eccedente dovrà essere invece sopportata dall'impianto ausiliario di tipo convenzionale.

Il primo passo da compiere riguarda il calcolo dei fabbisogni mensili di energia dovuti al

riscaldamento e agli usi igienico-sanitari.

In via di prima approssimazione, il fabbisogno di energia per il riscaldamento dell'edificio può essere valutato, per ogni mese, con la seguente espressione:

$$E_1 = \frac{C_d \cdot V \cdot (t_i - t_a) \cdot h \cdot n_g}{1000} \quad (kWh)$$

in cui:

- C_d è il coefficiente volumico di dispersione dell'edificio ($W/m^3 \cdot ^\circ C$);
- V è il volume dell'edificio (m^3);
- t_i è la temperatura fissata per gli ambienti interni ($18 \div 20^\circ C$);
- t_a è la temperatura media mensile dell'ambiente esterno ($^\circ C$);
- h è il numero di ore giornaliere di funzionamento dell'impianto (h);
- n_g è il numero di giorni del mese.

Il fabbisogno di mensile di energia per l'acqua calda sanitaria è invece:

$$E_2 = \frac{c_p \cdot l \cdot p \cdot \Delta t \cdot n_g}{860} \quad (kWh)$$

dove:

- c_p è il calore specifico dell'acqua ($1 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ C$);
- l è il consumo d'acqua per persona al giorno ($l/persona$);
- p è il numero di persone ($persone$);
- Δt è il salto termico tra l'acqua calda e l'acqua di rete (in genere $30^\circ C$);

La somma dei due termini fornirà il fabbisogno mensile di energia E .

Noto il fabbisogno di energia, si calcolano due parametri X ed Y indicativi delle perdite e degli apporti di calore sul collettore:

$$X = \frac{A \cdot S \cdot U \cdot (100 - t_a) \cdot 24 \cdot n_g}{1000 \cdot E}$$

$$Y = \frac{A \cdot S \cdot (\tau \alpha) \cdot I_\beta}{E}$$

dove:

- A è un fattore di qualità del collettore e dello scambiatore di calore;
- S è la superficie captante dei collettori al netto dell'intelaiatura e dei supporti;

- U è la trasmittanza del collettore ($W/m^2\text{°C}$);
- $(\tau\alpha)$ è il prodotto trasmissione-assorbimento;
- I_β è la radiazione solare media mensile incidente sul collettore (kWh/m^2).

A questo punto si può calcolare la frazione solare mensile coperta dall'impianto solare. Solitamente essa è individuata utilizzando appositi grafici in cui, in funzione di due parametri X ed Y , si legge la frazione solare mensile f .

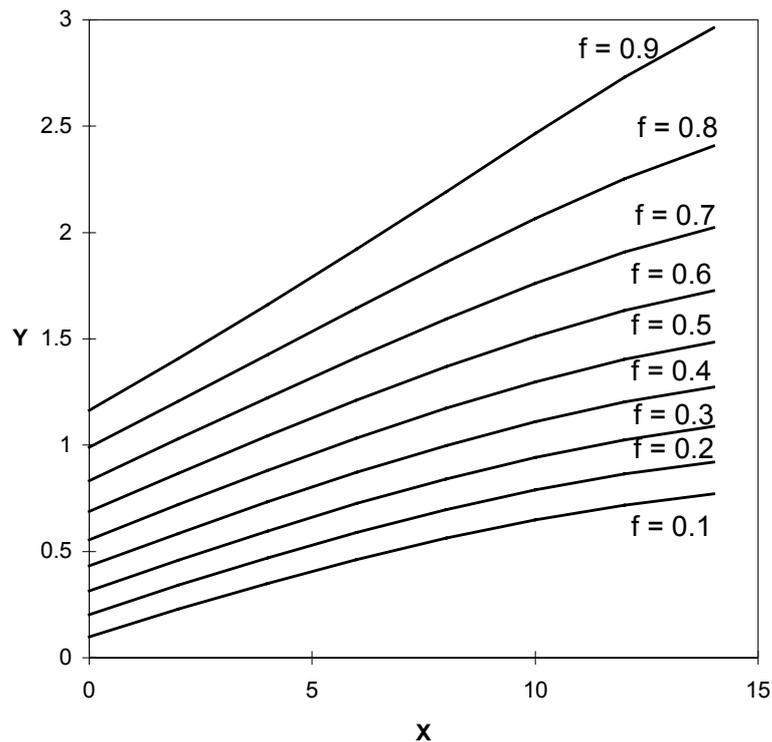


Figura 23.

Abaco per la valutazione della frazione solare f .

Il valore di f può anche essere ottenuto con una relazione analitica. Per i sistemi ad acqua si ha:

$$f = 1.029 Y - 0.065 X - 0.245 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.0215 Y^3$$

che è valida entro i limiti: $0 < X \leq 18$ $0 < Y \leq 3$, mentre per i sistemi ad aria si utilizza la relazione:

$$f = 1.040 Y - 0.065 X - 0.159 Y^2 + 0.0018 X^2 + 0.0095 Y^3$$

che è valida entro i limiti: $0 < X \leq 18$ $0 < Y \leq 3$ $Y > 0.07 X$.

Il metodo f-chart opera secondo delle ipotesi riguardanti il volume dell'accumulo termico, che devono essere rispettate nel momento in cui si valuta la frazione f . Se queste ipotesi non sono verificate si può ancora applicare il metodo, apportando delle correzioni ai valori della X .

In particolare, il metodo ipotizza che il volume dell'accumulo riferito all'unità di superficie captante, sia pari a 75 kg/m^2 . Per i sistemi a liquido, se il serbatoio di accumulo ha un volume specifico M_{sp} differente, ma in ogni caso compreso tra 35.5 e 300 kg/m^2 , si dovrà correggere il valore della X secondo la seguente relazione:

$$X_c = X \left(\frac{M_{sp}}{75} \right)^{-0.25}$$

Nei sistemi ad aria, si ipotizza invece che il volume specifico V_{sp} di accumulo a letto di pietre sia di 0.25 m^3 di pietrisco per ogni m^2 di collettore; se ciò non accade va utilizzata la seguente relazione per correggere il valore di X :

$$X_c = X \left(\frac{V_{sp}}{0.25} \right)^{-0.3}$$

A partire dalla frazione mensile coperta dal sistema solare si può calcolare il grado di copertura annuale. Esso è dato dal rapporto tra l'energia fornita annualmente dal sistema solare e il fabbisogno complessivo annuale dell'edificio:

$$f_{ann} = \frac{\sum_{i=1}^{12} f_i \cdot E_i}{\sum_{i=1}^{12} E_i}$$

Nota questa quantità si può procedere al calcolo economico, determinando il costo totale annuale che l'utente deve sostenere durante la vita dell'impianto. Questo costo sarà pari alla somma tra la quota di ammortamento dovuta per l'acquisto e l'installazione dei collettori, cui va sommata la spesa annua sostenuta per il combustibile dell'impianto ausiliario. Questo costo va poi confrontato con quello che si sarebbe sostenuto con il solo impianto termico convenzionale.

Il costo dell'impianto ad integrazione solare sarà pari a:

$$C_{integr} = a_{am} (C_{pan} \cdot S + C_{rest}) + C_{man} + \frac{C_{comb} (1 - f_{ann}) \sum_{i=1}^{12} E_i}{\eta \cdot pci}$$

mente il costo dell'impianto convenzionale sarà:

$$C_{conv} = C_{man} + \frac{C_{comb} \sum_{i=1}^{12} E_i}{\eta \cdot pci}$$

Nelle precedenti relazioni i simboli hanno il seguente significato:

- a_{am} è il tasso di ammortamento annuale di una lira in n anni, all'interesse i ;
- C_{pan} è il costo dei pannelli per unità di superficie ($\text{£}/\text{m}^2$);
- S è la superficie dei pannelli (m^2);
- C_{rest} è il costo dei rimanenti accessori dell'impianto solare (£);
- C_{man} è il costo annuo di manutenzione dell'impianto convenzionale (£);
- C_{comb} è il costo unitario del combustibile ($\text{£}/\text{kg}$ o $\text{£}/\text{m}^3$);
- η è il rendimento medio dell'impianto convenzionale;
- pci è il potere calorifico inferiore del combustibile che alimenta l'impianto convenzionale (kcal/kg o kcal/m^3).

Il tasso di ammortamento si ottiene con la relazione:

$$a_{am} = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1}$$

Mentre il costo dell'impianto convenzionale è costante, il costo dell'impianto ad integrazione solare è funzione della superficie di pannelli installata. In particolare la parte relativa all'acquisto dei pannelli aumenta al crescere della superficie installata mentre, contemporaneamente, diminuisce il l'aliquota dovuta al combustibile dell'impianto ausiliario.

Calcolando il costo dell'impianto ad integrazione per differenti valori della superficie di captazione, è possibile tracciare su un diagramma la curva di costo in funzione della superficie.

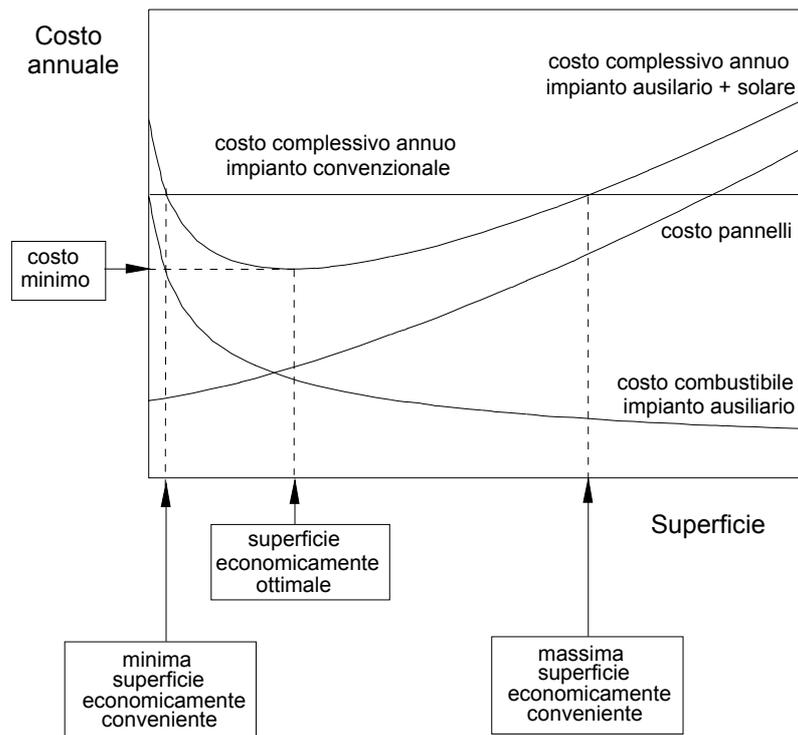


Figura 24.

Costo complessivo annuo in funzione della superficie di collettori installata.

Nell'ipotesi in cui, almeno per una superficie, il costo dell'impianto ad integrazione solare risulti inferiore al costo dell'impianto convenzionale, vi sarà convenienza economica per l'investimento. La configurazione ottimale corrisponderà a quella che rende minimo il costo annuale dell'impianto ad integrazione o, ugualmente, a quella che rende massimo il risparmio annuale.