

Indice

1	INTRODUZIONE	1
2	LA RADIAZIONE SOLARE	3
2.1	L'ENERGIA SOLARE	3
2.2	LE COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE	4
2.3	SPETTRO SOLARE FUORI DELL'ATMOSFERA	6
2.4	GEOMETRIA SOLARE	8
2.4.1	DECLINAZIONE SOLARE	9
2.4.2	ANGOLO ORARIO E DURATA DEL GIORNO	9
2.4.3	ALTEZZA SOLARE	10
2.4.4	ANGOLO ZENITALE	10
2.4.5	AZIMUT SOLARE	11
2.4.6	ANGOLO D'INCIDENZA	11
2.5	CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE	14
2.5.1	GIORNO SERENO	16
2.5.2	GIORNO MEDIO	18
2.6	CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO SOLARE DI UNA SUPERFICIE	20
2.7	PROPAGAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE NEI MEZZI	20
2.7.1	VELOCITÀ DI PROPAGAZIONE	20
2.7.2	RIFLESSIONE E RIFRAZIONE	21
2.7.3	COMPORTAMENTO SELETTIVO RISPETTO ALLA RADIAZIONE SOLARE	22
2.7.4	TRASMISSIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE ATTRAVERSO MEZZI TRASPARENTI	24
2.7.5	ASSORBIMENTO E RIEMISSIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE	27
3	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	29
3.1	GENERALITA'	29
3.2	COME FUNZIONA UN SISTEMA SOLARE TERMICO	30
3.3	I COLLETTORI SOLARI TERMICI	32
3.4	LA FISICA DEL COLLETTORE SOLARE TERMICO	35
3.5	ELEMENTI DELL'ANALISI TERMICA DI UN COLLETTORE	36
3.5.1	LA CURVA DI EFFICIENZA ISTANTANEA	38
3.6	TIPOLOGIE DI COLLETTORI MAGGIORMENTE DIFFUSI	43
3.6.1	CURVA DI EFFICIENZA A CONFRONTO	49
3.6.2	LA TEMPERATURA DI RISTAGNO (TEMPERATURA DI EQUILIBRIO)	50
3.7	COLLETTORI SOLARI A CONCENTRAZIONE	51
3.7.1	COLLETTORI CONCENTRATORI PIANI	52
3.7.2	COLLETTORI PARABOLICI COMPOSTI	53
3.7.3	COLLETTORI A PARABOLE LINEARI	54
3.7.4	INSEGUITORE SOLARE	55
3.7.5	ESEMPIO DI COLLETTORE A CONCENTRAZIONE AD INSEGUIMENTO	56
3.8	IL MERCATO EUROPEO DEL SOLARE TERMICO	58
4	SOLARE TERMICO A BASSA TEMPERATURA	63

4.1	TIPOLOGIA DI IMPIANTI	63
4.1.1	IMPIANTI A CIRCOLAZIONE NATURALE	64
4.2	SISTEMI MONOBLOCCO	65
4.2.1	IMPIANTI A CIRCOLAZIONE FORZATA	66
4.3	COMPONENTI DI UN IMPIANTO	67
4.3.1	I SERBATOI DI ACCUMULO DI CALORE	67
4.3.2	MATERIALI IMPIEGATI NEI SERBATOI DI ACCUMULO	68
4.3.3	I SERBATOI DI ACCUMULO PER L'ACQUA AD USO SANITARIO	68
4.3.4	LE CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE DI UN SERBATOIO SOLARE	69
4.3.5	ALCUNE SOLUZIONI SPECIFICHE	74
4.3.6	POMPA DI CIRCOLAZIONE	75
4.3.7	CIRCUITO IDRAULICO (TUBAZIONI, VALVOLE)	75
4.4	LE APPLICAZIONI DEI SISTEMI SOLARI TERMICI A BASSA TEMPERATURA	77
5	SOFTWARE DI DIMENSIONAMENTO	79
5.1	DESCRIZIONE DEL PROGRAMMA	79
5.1.1	FOGLIO "ENERGIA CAPTATA E SCELTA COLLETTORE"	80
5.1.2	FOGLIO "FABBISOGNO ACQUA CALDA SANITARIA"	81
5.1.3	FOGLIO "RISCALDAMENTO"	81
5.1.4	FOGLIO "FABBISOGNO PISCINA"	82
5.1.5	FOGLIO "SUPERFICIE CAPTATA"	82
5.1.6	FOGLIO "IMPIANTO IDRICO"	84
5.1.7	FOGLIO "CALDAIA INTEGRATIVA"	85
5.1.8	FOGLIO "ANALISI ECONOMICA"	85
5.2	APPLICAZIONE DEL SOFTWARE AD UN CASO SPECIFICO	85
6	CONCLUSIONI	109
7	BIBLIOGRAFIA	111

1 INTRODUZIONE

Il solare termico è la tecnologia che permette la conversione diretta dell'energia solare in energia termica (calore). Il termico include sistemi di riscaldamento dell'acqua per usi sanitari e/o aria per il riscaldamento degli ambienti, sia di tipo attivo che passivo. L'aggettivo "attivo" indica che viene trasferito nell'edificio il calore captato da un dispositivo esterno; si parla, invece, di solare termico passivo quando una parte dell'involucro dell'edificio (serre solari) viene assimilato ad un collettore che accumula l'energia termica necessaria per il riscaldamento della casa. Indipendentemente dalla tipologia, attiva o passiva, il calore ricavato può essere usato per la produzione di energia elettrica, per la produzione di acqua calda, ma anche per muovere motori o per raffreddare tramite macchine frigorifere ad assorbimento. L'applicazione più conveniente per il solare termico è relativa alla produzione di acqua calda sanitaria o per il riscaldamento della casa. Esistono diversi modi per usufruire dell'energia termica solare; bisogna poi tener presente che esistono tre tipi principali di impianti termici: a basse temperature (fino a circa 120°C), a medie temperature (fino a circa 500°C), ad alte temperature (fino a circa 1000°C). Gli impianti a media ed alta temperatura trovano riscontro solo in

grossi impianti di alta potenza per la produzione di energia dinamica, corrente elettrica, idrogeno, cogenerazione e trigenerazione. Il presente documento, anche alla luce degli incentivi statali, introduce i concetti base legati agli impianti solari a basse temperature della tipologia "attiva". Dopo una doverosa introduzione storica, vengono descritti il principio di funzionamento e gli elementi principali di un impianto tipico inoltre vengono analizzati i vantaggi economici ed ambientali legati al solare termico.

Gli impianti solari termici sono oggi una tecnologia affidabile e matura per il mercato ed assumono un ruolo di particolare importanza nel contesto di progetti energetici integrati, cioè nella totalità degli interventi per il risparmio energetico nel settore residenziale e nelle altre strutture dove è considerevole il fabbisogno energetico per l'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli ambienti. Questo consente di risparmiare denaro ed emissioni di CO₂, grazie anche alla detrazione fiscale, che copre il 55% della spesa.

L'applicazione al momento più redditizio è rappresentata dagli impianti solari con una superficie superiore ai 100 metri quadrati di superficie di collettori, che coprono il 15 – 30 % del fabbisogno totale di calore per case plurifamiliari, all'interno di piccole reti di teleriscaldamento, per palestra, residenze per anziani o per studenti e nel settore turistico. Grazie alle dimensioni, il costo specifico dell'impianto diminuisce senza penalizzarne l'efficienza. I primi grandi impianti solari sono stati costruiti già all'inizio degli anni ottanta in Svezia.

2 LA RADIAZIONE SOLARE

2.1 L'ENERGIA SOLARE

Il sole è la fonte energetica più importante per la terra. La vita, in tutte le sue forme, dipende dall'energia del sole, che rappresenta il punto di partenza per le catene chimiche e biologiche sul nostro pianeta ed allo stesso tempo costituisce la forma energetica più pulita dal punto di vista ambientale: può essere utilizzata in vario modo ed è appropriata in ogni contesto sociale.

Il sole è una stella che irradia i pianeti del nostro sistema con una potenza dipendente dalla distanza. La terra si trova in posizione tale da ricevere un irraggiamento ottimale per le funzioni vitali degli organismi presenti sul nostro pianeta; tale distanza viene valutata, mediamente, pari a $1,495 \times 10^{11}$ m, variando del corso dell'anno dell'1,7% a causa dell'eccentricità dell'orbita terrestre.

Al centro del sole ha luogo un processo di fusione in cui due nuclei di idrogeno si fondono in un nucleo di elio. L'energia così rilasciata viene irradiata nello spazio sotto forma di onde elettromagnetiche. Poiché la terra si trova a 143 milioni di km dal sole, riceve solo una piccola frazione di tale energia. Il sole offre più energia in un quarto d'ora di quanta l'uomo ne usi in un anno. Gli astrofici ritengono che l'età del sole sia di circa 5 miliardi di anni. Di conseguenza, con riferimento ad una scala temporale a misura d'uomo, il sole garantisce una vita illimitata. La quantità di energia solare incidente sulla fascia esterna dell'atmosfera terrestre nell'unità di tempo può considerarsi, in prima approssimazione, costante. Tale potenza di irraggiamento o intensità di radiazione riferita ad una superficie di area unitaria (perpendicolare alla radiazione stessa) viene detta costante solare o meglio si definisce costante solare (I_{cs}) l'energia media irraggiata dal sole nell'unità di tempo su una superficie unitaria posta all'esterno dell'atmosfera terrestre ed orientata perpendicolarmente ai raggi solari. Tale valore è stato misurato pari a $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3,3\%$.

Il valore massimo invece supera raramente i 1100 W/m^2 , a causa dell'effetto filtro dovuto ai componenti atmosferici (gas, vapore, pulviscolo), che assorbono e diffondono parte dell'energia.

2.2 LE COMPONENTI DELLA RADIAZIONE SOLARE

La radiazione solare incidente sulla superficie terrestre può essere scomposta in tre componenti: radiazione *diretta* E_{dir} , *riflessa* E_{rif} e *diffusa* E_{dif} .

La prima è costituita dalla radiazione che, superato il filtro atmosferico, riesce a giungere direttamente al suolo senza variazioni di direzione. Tra le componenti della radiazione solare non provenienti direttamente dal sole, occorre considerare anche la quota riflessa nell'ambiente circostante dalle diverse superfici, a partire dalla stessa superficie terrestre.

La radiazione diffusa (scattering) è dovuta alla presenza di molecole d'aria e particelle di polvere. La somma della radiazione diretta, di quella riflessa e di quella diffusa è conosciuta come radiazione solare globale E_G .

$$E_G = E_{dir} + E_{rif} + E_{dif}$$

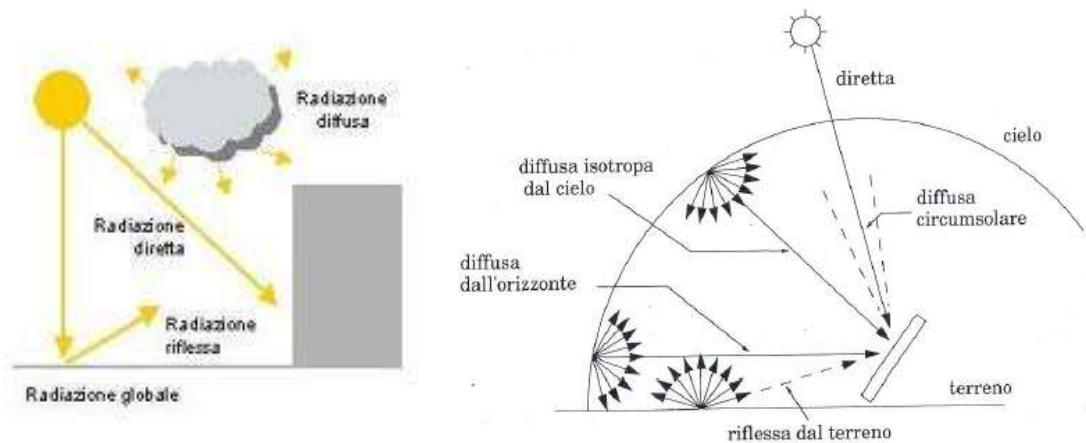


Figura 2.1. La radiazione solare al suolo e le sue componenti

In assenza di altre informazioni ci si riferisce sempre all'irraggiamento incidente su una superficie orizzontale. Quando il sole è in posizione perfettamente verticale rispetto al piano dell'orizzonte di una determinata località, la luce solare compie il percorso più breve possibile attraverso l'atmosfera; se invece il sole si trova ad un'angolazione più bassa il percorso diventa più lungo, il che provoca un maggiore assorbimento e dispersione della radiazione solare e, di conseguenza, una minore densità della radiazione stessa al suolo.

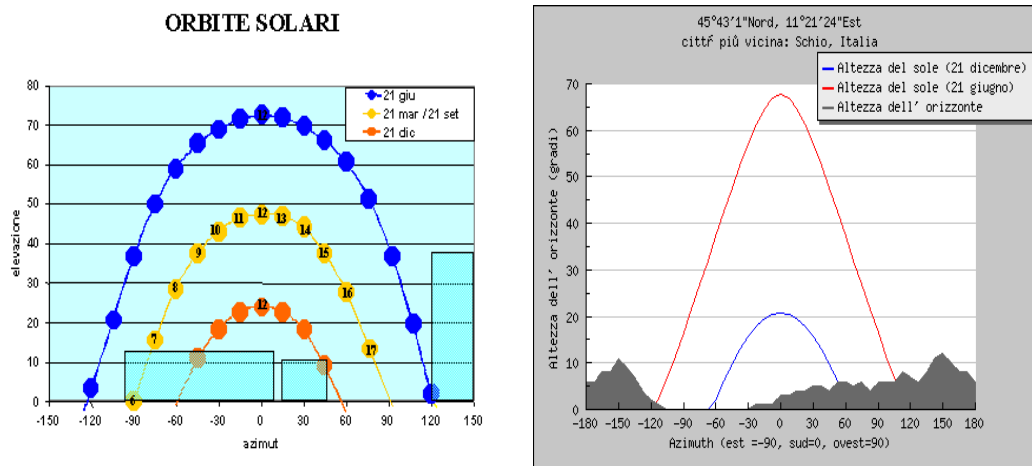


Figura 2.2 L'altezza massima del sole risulta proprio essere durante i giorni estivi, mentre quella minima nei giorni invernali

Il parametro “Massa d’Aria”, (Air Mass, AM), è definito come il rapporto tra la lunghezza del percorso effettivo della luce solare attraverso l’atmosfera terrestre e la lunghezza del percorso minimo, che si verifica nel caso di radiazioni perpendicolare alla superficie terrestre. Utilizzando questa definizione con il sole in posizione verticale ($\gamma_s = 90^\circ$), risulta che $AM=1$.

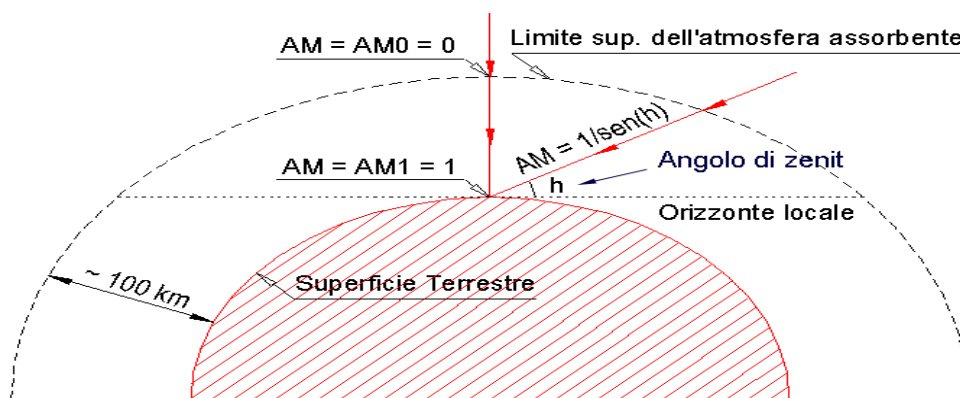


Figura 2.3 Definizione del coefficiente di massa d'aria

2.3 SPETTRO SOLARE FUORI DELL’ATMOSFERA

La distribuzione spettrale della radiazione solare al suolo rappresenta nelle figure 2.4 e 2.5 mostra che la radiazione solare subisce una notevole attenuazione per assorbimento e dispersione da parte dell’atmosfera, che si trova per il 99 per cento entro una distanza di 30 km dalla superficie terrestre. Si noti che i diversi vuoti nella distribuzione spettrale della radiazione sulla superficie terrestre sono dovuti all’assorbimento da parte dei gas O_2 , O_3 (ozono), H_2O e CO_2 : l’assorbimento dell’ossigeno si verifica in una stretta banda intorno a $\lambda = 0.76 \mu m$, l’ozono assorbe quasi completamente la radiazione ultravioletta con lunghezza d’onda inferiore a $0.3 \mu m$ e in modo accentuato quella nel campo $0.3 \pm 0.4 \mu m$. Lo strato di ozono nella regioni superiori dell’atmosfera protegge quindi i sistemi biologici sulla terra dalla radiazione ultravioletta, che può essere nociva, e va perciò protetto, come avviene in molti paesi, dagli agenti chimici quali refrigeranti, sostanze detergenti sostanze

propellenti delle confezioni aerosol. Il gas ozono assorbe la radiazione solare anche nel campo visibile, mentre l'assorbimento nel campo infrarosso è dominato dal vapore d'acqua e da anidride carbonica. Le particelle di polvere e gli altri inquinanti presenti nell'atmosfera assorbono a varie lunghezze d'onda la radiazione solare. In conseguenza di questi assorbimenti l'energia solare che raggiunge la superficie terrestre è quasi tutta compresa nella banda di lunghezza d'onda da 0.3 a $2.5 \mu\text{m}$ e si riduce notevolmente potendo raggiungere circa 950 W/m^2 in una giornata serena e molto meno nei giorni nuvolosi o pieni di smog.

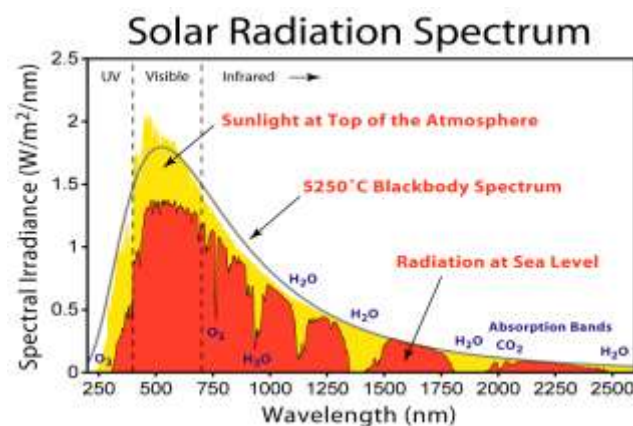


Figura 2.4 Spettro della radiazione solare appena fuori dell'atmosfera e sulla superficie della terra in un giorno tipico e confronto con la radiazione del corpo nero con la radiazione del corpo nero a 5250°C

La distribuzione spettrale della radiazione solare extra-atmosferica viene riferita ad AM0. Poiché, come visto, i raggi solari devono attraversare l'atmosfera terrestre, l'intensità della radiazione solare viene tuttavia ridotta da:

- Fenomeni di riflessione a livello dell'atmosfera.
- Assorbimento molecolare dovuto alla presenza di alcuni componenti dell'atmosfera (O_3 , H_2O , O_2 , CO_2).
- Diffusione di Rayleigh (scattering di Rayleigh a livello delle molecole d'aria).
- Diffusione di Mie (SCATTERING DI Mie a livello delle polveri e degli inquinanti atmosferici).

- I fenomeni di assorbimento e dispersione sono più rilevanti quando l'altezza del sole è inferiore
- I fenomeni di dispersione, a seguito di riflessioni multiple dovute alla sospensione in aria di polveri (scattering di Mie), dipendono fortemente dall'ubicazione del sito, con un massimo nelle aree industriali. La nuvolosità, o lo stato del cielo, costituiscono il secondo fattore decisivo – dopo le condizioni astronomiche generali – per la determinazione della radiazione solare disponibile. Di conseguenza, sia l'irraggiamento che la quota di radiazione diretta e diffusa variano moltissimo a seconda del grado di nuvolosità.

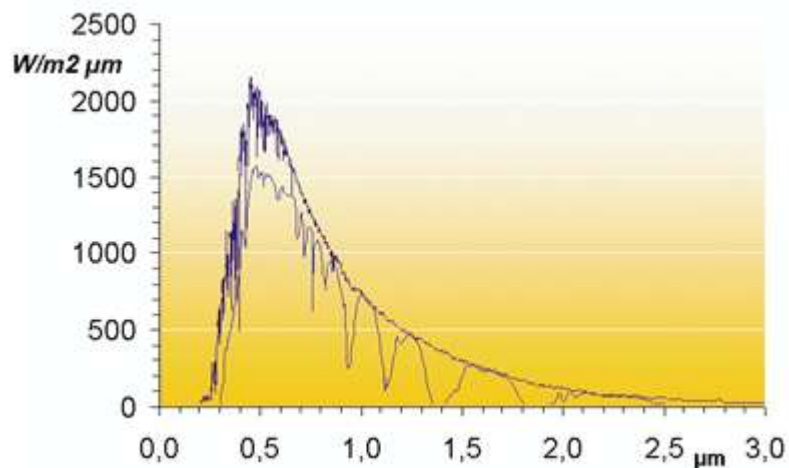


Figura 2.5 Distribuzione spettrale irraggiamento AM0 ed AM1.5

2.4 GEOMETRIA SOLARE

Per quanto riguarda lo studio e la progettazione di sistemi atti a sfruttare l'energia solare, uno degli argomenti di maggiore interesse è rappresentato proprio dalla definizione di questi percorsi. Di seguito vengono indicati e descritti i parametri necessari per i calcoli relativi.

2.4.1 Declinazione solare

Si definisce δ , angolo di declinazione solare, l'angolo formato dalla congiungente centro della terra – centro del sole con in piano equatoriale. Il suo valore varia continuamente, ma, con buona approssimazione, si può considerare costante nell'arco del singolo giorno. Nel corso dell'anno oscilla tra $+23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$, in corrispondenza, rispettivamente, del solstizio d'estate (21 o 22 giugno) e del solstizio d'inverno (21 o 22 dicembre). Agli equinozi (20 o 21 marzo e 22 o 23 settembre), quando la durata del giorno uguaglia quella della notte, δ vale 0.

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (N + 284) \right]$$

In cui N rappresenta il numero progressivo del giorno considerato (ad esempio, per il 30 dicembre si ha $N=364$). δ rappresenta principalmente il parametro necessario ad individuare il giorno specifico cui ci si riferisce.

2.4.2 Angolo orario e durata del giorno

L'angolo orario ω , rappresenta l'angolo formato dal piano meridiano (che contiene, cioè, l'asse terrestre) passante per il sole con il piano meridiano passante per l'osservatore posto nel sito relativamente al quale si eseguono i calcoli, nell'ora e nel giorno considerati. Vale 0 a mezzogiorno e varia di 15° ogni ora, assumendo valori positivi al mattino e negativi al pomeriggio (ad esempio, alle ore 10 si ha $\omega=30^\circ$, alle ore 13 si ha $\omega=-15^\circ$). Un particolare valore dell'angolo orario è rappresentato da ω_s , angolo orario al sorgente del sole, simmetrico di quello al tramonto, che si calcola tramite la relazione:

$$\omega_s = \arccos(-\tan \Phi \cdot \tan \delta)$$

Una volta definito ω_s , il suo valore può essere utilizzato per calcolare D , la lunghezza espressa in ore del giorno in questione, e cioè l'intervallo temporale che separa l'alba dal tramonto:

$$D = 2\omega_s/15$$

Infine l'ora O_s in cui sorge il sole, simmetrica di quella in cui tramonta, può essere calcolata mediante l'espressione:

$$O_s = 12 - D/2$$

Si noti che in questa trattazione si fa riferimento esclusivamente all'ora solare, calcolata rispetto al sito specifico in oggetto.

2.4.3 Altezza solare

L'angolo di altezza o elevazione solare β rappresenta uno dei due parametri principali atti a definire il moto apparente del sole relativamente ad una specifica località. È rappresentato dall'angolo formato dalla congiungente sole – terra nel sito in oggetto (questa retta può essere immaginata come un singolo raggio di luce che colpisce il punto in cui si trova l'osservatore) con il piano orizzontale. Il suo valore si può calcolare utilizzando la formula:

$$\beta = \arcsin(\cos \Phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \Phi \cdot \sin \delta)$$

È possibile calcolare l'altezza solare a mezzogiorno al solstizio d'estate β_{\max} (e cioè la massima e la minima che si verifica durante l'anno a quell'ora) tramite le espressioni:

$$\beta_{\max} = (90^\circ - \Phi) + 23,45^\circ$$

$$\beta_{\min} = (90^\circ - \Phi) - 23,45^\circ$$

Si noti che mentre β_{\max} rappresenta effettivamente la massima altezza solare raggiungibile per quella particolare latitudine, β_{\min} non rappresenta il valore minimo in assoluto (che ovviamente coincide con lo zero ogni giorno, poco prima dell'alba e poco dopo il tramonto) bensì il minimo alle ore 12.

2.4.4 Angolo zenitale

Per individuare l'altezza del sole sull'orizzonte, in alternativa al precedente è possibile utilizzare l'angolo zenitale θ_z , compreso tra la congiungente sole – terra nel

sito in oggetto e la retta verticale, tracciata rispetto al punto considerato. Intuitivamente si deduce che è il complementare di β , e quindi il suo valore è fornito dalla formula:

$$\theta_z = \arcsin(\cos \Phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \Phi \cdot \sin \delta)$$

Si noti che l'angolo zenitale non è altro che un particolare angolo di incidenza della radiazione solare, riferito ad una superficie orizzontale.

2.4.5 Azimut solare

L'angolo di azimut solare (o più semplicemente azimut) α rappresenta l'altro parametro fondamentale nella definizione dei percorsi solari ed indica l'angolo formato dalla proiezione sul piano dell'orizzonte della congiungente sole – terra rispetto al sito in oggetto con il semiasse sud. Secondo la convenzione cui ci si riferisce in questa trattazione, α vale zero quando le due rette coincidono ed assume valori positivi verso est e negativi verso ovest. Il suo valore è definito dalla formula:

$$\alpha = \pm \arcsin\left(\frac{\sin \beta \cdot \sin \Phi - \sin \delta}{\cos \beta \cdot \cos \Phi}\right)$$

Si noti che l'attribuzione del segno + o - davanti al valore di α deve essere svolta, in relazione a quanto detto, rispetto all'ora del giorno in cui l'angolo viene calcolato. Nel caso in cui non fosse necessario eseguire dei calcoli accurati, i valori orari medi mensili di α e β (e quindi anche di θ_z)

2.4.6 Angolo d'incidenza

Come precedentemente introdotto, l'angolo d'incidenza θ della radiazione solare su di una superficie è quello formato dalla direzione di propagazione dei raggi solari con la retta normale alla superficie stessa. Per quanto riguarda la componente diretta, il suo valore è dato dalla seguente formula:

$$\theta = \arcsin[\cos \beta \cdot \cos(\alpha - \gamma) \sin \Psi + \sin \beta \cdot \cos \Psi]$$

Relativamente alla radiazione diffusa e riflessa, che si considera abbiano propagazione isotropa, e cioè che si distribuiscano uniformemente in tutte le direzioni, si può invece approssimare θ ad un valore costante di 60° .

Influenza dell'orientamento

L'energia raccolta dai dispositivi dipende dalla latitudine del sito, dall'esposizione dei dispositivi (*angolo di tilt* e *angolo di azimuth*) e dall'irraggiamento, (Figura 2-6). Quest'ultimo dipende dalla stagione, dall'ora del giorno e dalle condizioni meteorologiche.

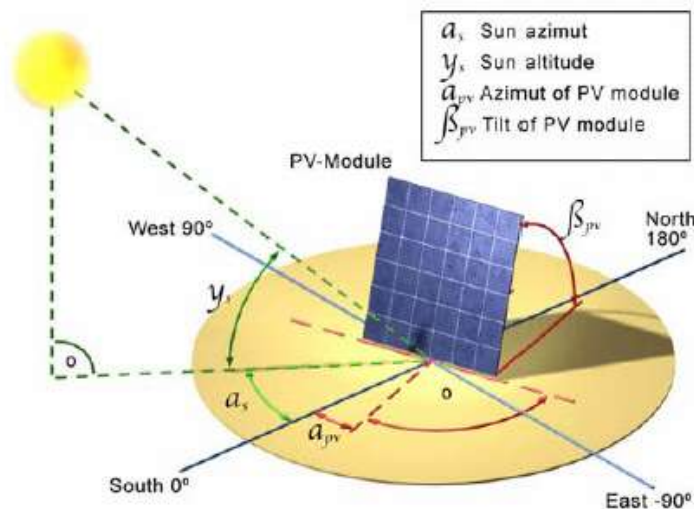


Figura 2.6 Rappresentazione degli angoli di tilt zenit e azimuth

Definizione dell'angolo Zenitale & Azimutale e di Tilt

La posizione del sole è definita da due angoli: *AZIMUT* e *ZENIT*, mentre l'angolo di inclinazione del pannello è definito come angolo di tilt (Figura 2.7 e 2.8). L'azimut è la deviazione angolare dalla direzione sud. Rispetto ad un determinato punto geografico ad altitudine zero (livello del mare), l'Azimut rappresenta l'angolo formato tra la direttrice SUD e la direttrice che si interseca con la retta perpendicolare al Sole. Il valore in gradi dell'Azimut, può essere espresso con valori positivi (posizione Sud-Est) e/o negativi (posizione Sud-Ovest). Il riferimento può essere anche il Nord, qualora il punto geografico di riferimento (il cono) si trovi

nell'emisfero Sud. Sempre in riferimento ad un determinato punto geografico, lo Zenit rappresenta l'angolo formato tra la direttrice Zenitale e la direttrice unisce il punto di riferimento con il Sole. Lo Zenit esprime l'altezza in gradi del sole rispetto all'orizzonte.

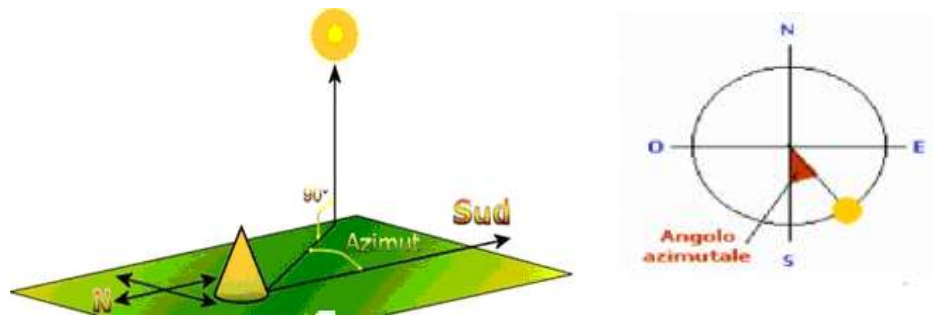


Figura 2.7 Rappresentazione dell'angolo azimutale

L'altezza e l'azimut solare possono essere calcolati per ogni giorno, ora e latitudine. E' da notare che l'angolo azimutale a mezzogiorno è sempre zero e che l'altezza varia secondo la latitudine nella quale ci si trova.

θ_z = angolo zenitale della superficie

β = angolo di inclinazione o Tilt

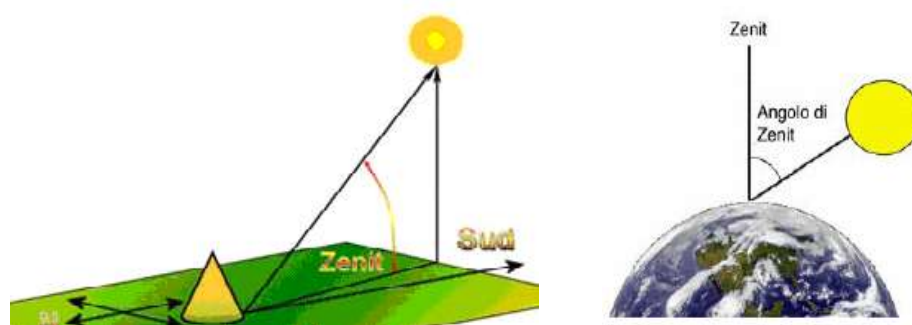


Figura 2.8 Rappresentazione dell'angolo di zenit e tilt

2.5 CALCOLO DELLA RADIAZIONE SOLARE

La radiazione solare incidente su di una superficie può essere considerata come la somma di tre componenti, e cioè:

radiazione diretta, che corrisponde all'energia proveniente direttamente dal sole.

radiazione diffusa, che subisce, per l'appunto, un processo di riflessione diffusa da parte delle molecole di gas, delle particelle di vapore acqueo e aerosol e delle polveri contenute nell'atmosfera, e si propaga praticamente in modo uniforme in tutte le direzioni.

Radiazione riflessa, che corrisponde a quella quota delle due precedenti che, dopo essere stata intercettata dagli elementi circostanti la superficie in oggetto, viene riflessa verso di essa. Esistono diversi modi per il calcolo dell'energia solare incidente su superfici comunque orientate ed inclinate, basati su algoritmi più o meno complessi e/o su rilevazioni eseguite per periodi piuttosto estesi (generalmente decennali) nelle varie località.

Questi metodi si basano sul calcolo dei valori dell'irradianza oraria sul piano orizzontale I e delle rispettive componenti diretta I_b e diffusa I_d , relativi ai diversi giorni dell'anno (generalmente i giorni medi mensili) ed espressi in $[W/m^2]$. Riferendosi ai giorni medi mensili si parla di irradianza oraria media mensile, è uno dei dati di maggiore interesse nelle valutazioni di fattibilità per le applicazioni pratiche dell'energia solare e viene calcolato tramite la formula:

$$I_t = I_b \cdot R_b + I_d \cdot F_v + \rho \cdot I \cdot F_c$$

In cui:

R_b rappresenta il rapporto tra l'irradianza solare diretta oraria media mensile sull'orizzontale e quella sulla superficie in oggetto, dato dall'espressione:

$$R_b = \frac{\cos \beta \cdot \cos(\alpha - \gamma) \cdot \sin \psi + \sin \beta \cdot \cos \Psi}{\cos \Phi \cdot \cos \delta \cos \omega + \sin \Phi \cdot \sin \delta}$$

F_v rappresenta il fattore di vista della volta celeste da parte della superficie in oggetto; in mancanza di dati più specifici, si può utilizzare il valore relativo ad una superficie che vede il cielo senza costruzioni:

$$F_v = \frac{1 + \cos \Psi}{2}$$

F_c rappresenta il fattore di vista del contesto circostante, da cui proviene la radiazione riflessa; analogamente a quanto detto per il precedente, si può utilizzare il valore relativo ad una superficie che vede il cielo senza ostruzioni e che riceve la componente riflessa esclusivamente dall'ambiente circostante rappresentato per semplicità da una superficie piana infinita:

$$F_c = \frac{1 - \cos \Psi}{2}$$

ρ , è il coefficiente di albedo, parametro adimensionale che indica la frazione della radiazione globale che viene riflessa dal circostante sulla superficie in analisi. Si noti che l'irradianza I_t è un parametro istantaneo, indicando una potenza radiativa (ed infatti è espresso in W/m^2). Tuttavia, supponendo che I_t abbia valori costanti tra un'ora e l'altra, questi possono essere fatti coincidere con quelli dell'energia intercettata dalla superficie negli intervalli orari corrispondenti, e cioè con l'irradiazione incidente, espressa in Wh/m^2 . Se ad esempio si ha; relativamente ad una determinata superficie e ad un determinato istante, un valore di I_t pari a $300 W/m^2$, si può stimare, senza commettere grosse imprecisioni, che l'energia intercettata nell'ora successiva ammonti a $300 Wh/m^2$. Come si può notare dal grafico di figura 2.9, il valore dell'irradiazione complessiva giornaliera raccolta dalla superficie in oggetto è rappresentato dall'area sottesa dalla curva che congiunge i punti relativi alle irradianze orarie (integrale della curva). Con un buon grado di approssimazione, e semplificando notevolmente i calcoli, si può supporre che l'area complessiva degli istogrammi corrispondenti alle irradianze equivalga alla precedente. Il che significa, trasformare i valori di irradianza espressi in W/m^2 in valori di irradiazione espressi in Wh/m^2 .

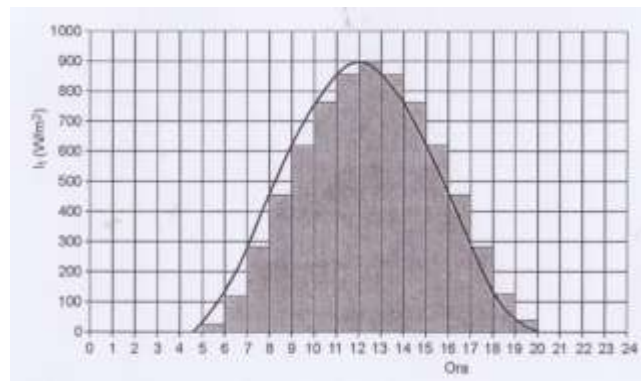


Figura 2.9 Irradianza ed irradiazione oraria

Il diagramma riporta l'irradiazione globale per metro quadro su una superficie parallela al suolo. (figura 2.10)



Figura 2.10 Livello di irradiazione solare totale annuo

2.5.1 Giorno sereno

Nonostante l'impossibilità di effettuare calcoli estremamente accurati circa la radiazione solare incidente in un determinato contesto spazio-temporale, a causa dell'elevato numero e della forte variabilità dei parametri in gioco, è comunque possibile effettuare stime approssimate ma attendibili attraverso l'impiego di metodi semplificati e semiempirici. Per il calcolo delle componenti diretta e diffusa sul piano orizzontale in corrispondenza di cielo completamente sereno, si può adottare la seguente procedura. Si calcola innanzitutto I_n [W/m^2], la componente di irradianza diretta su di una superficie disposta ortogonalmente ai raggi incidenti, data dalla formula:

$$I_n = A \cdot e^{-B m \Gamma}$$

In cui:

A rappresenta l'irradianza normale virtuale a massa d'aria nulla, e cioè all'esterno dell'atmosfera [W/m^2];

e rappresenta la costante Nepero (approssimativamente pari a 2,71);

B è il coefficiente adimensionale di estinzione.

m indica il parametro massa d'aria, dato dal rapporto tra la lunghezza dell'effettivo percorso dei raggi solari nell'atmosfera e lo spessore minimo di quest'ultima, cioè la lunghezza del percorso nel caso in cui sole si trovi esattamente allo zenit. Trascurando la curvatura terrestre, il valore della massa d'aria può essere calcolato mediante l'espressione:

$$m = \frac{1}{\sin \beta}$$

Γ è il coefficiente correttivo per l'altezza h (espressa in metri).

$$\Gamma = \left[1 - \left(\frac{h}{44308} \right) \right]^{5,257}$$

Una volta determinato il valore di I_m l'irradiazione diretta sul piano orizzontale I_b [W/m^2] si può calcolare attraverso la radiazione:

$$I_b = I_n \sin \beta = I_n \cos \theta_z$$

Il valore dell'irradiazione diffusa sull'orizzontale I_d [W/m^2] si può calcolare attraverso la relazione:

$$I_d = C \cdot I_n$$

In cui C è il fattore di radiazione diffusa.

Il valore complessivo dell'irradiazione sull'orizzontale è dato dalla:

$$I = I_b + I_d$$

2.5.2 Giorno medio

I dati di irradianza relativi al giorno sereno forniscono indicazioni circa i valori massimi che si possono verificare in relazione a determinate condizioni geografiche e temporali, per valutazioni preliminari, quali quelle richieste per lo studio di fattibilità di un impianto solare, risulta di maggiore interesse potersi riferire a valori medi, che tengono in considerazione l'alternarsi delle condizioni meteorologiche (cielo sereno, ma anche parzialmente o totalmente nuvoloso). Di seguito si dimostra un metodo che può essere applicato, per contesti italiani, utilizzando i file climatici pubblicati dall'UNI (UNI10349 Riscaldamento e raffrescamento degli Edifici, Dati climatici(1994), al fine di calcolare le irradianze nel giorno medio mensile. Innanzitutto è necessario individuare, nelle norme citate o attraverso altre fonti d'informazione, i dati medi mensili relativi ad una superficie orizzontale del sito in oggetto, e cioè:

H_d , irradianza solare giornaliera media mensile diffusa sul piano orizzontale

[$Wh/m^2 \cdot giorno, MJ/m^2 \cdot giorno$], fornisce il valore della componente diffusa della radiazione solare nel sito in oggetto, mese per mese.

H_b , irradianza solare giornaliera media mensile diretta sul piano orizzontale

[$Wh/m^2 \cdot giorno, MJ/m^2 \cdot giorno$], fornisce il valore della componente diretta della radiazione solare nel sito in oggetto, mese per mese.

Si noti che, mentre in questa trattazione l'energia viene espressa solitamente in kWh, nelle norme UNI i valori di H_d e H_b sono indicati in MJ (mega joule).

Il passaggio dall'una all'altra unità di misura: $1 \text{ kWh} = 3.6 \text{ MJ}$.

I dati tipici del sito (H_d e H_b) unitamente a quelli relativi alla geometria solare nelle diverse ore del giorno e nei diversi mesi dell'anno, possono quindi essere utilizzati per determinare i valori radiativi orari, mensili ed annuali della radiazione incidente sulla superficie oggetto di analisi.

Dapprima si calcola il valore di I_d , irradianza diffusa oraria media mensile sull'orizzontale [W/m^2] mediante la:

$$I_d = H_d \frac{\frac{\pi}{24}(\cos \omega - \cos \omega_s)}{\sin \omega_s - \frac{\pi}{180} \omega_s \cdot \cos \omega_s}$$

Nella quale il termine H_d viene espresso in Wh/m^2 ed ω_s in gradi sessagesimali ($^\circ$).

Doppodiché si può calcolare I , l'irradianza globale oraria media mensile incidente sull'orizzontale [W/m^2] mediante la formula semplificata:

$$I = \frac{H \cdot I_d (a + b \cos \omega)}{\sum_{h=1}^{h=24} I_d (a + b \cos \omega)}$$

In cui

H è l'irradiazione globale giornaliera media mensile espressa in Wh/m^2 giorno, data da:

$$H = H_d + H_b$$

a e b sono 2 parametri adimensionali dati rispettivamente dalle seguenti espressioni:

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin (\omega_s - 60^\circ)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin (\omega_s - 60^\circ)$$

Si noti che la sommatoria al denominatore è relativa a tutti i valori di I_d riscontrabili nelle 24 ore (in realtà solo nelle ore comprese tra il sorgere ed il tramonto del sole).

Quindi si determina I_b , l'irradianza diretta oraria media mensile sull'orizzontale [W/m^2], che viene calcolata per differenza delle due precedenti:

$$I_b = I - I_d$$

2.6 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO SOLARE DI UNA SUPERFICIE

Riassumendo, il metodo di calcolo proposto in questa sede si articola nei seguenti punti:

- 1) Individuazione delle caratteristiche del sito e della superficie in oggetto: si reperiscono i dati relativi alla latitudine del sito (ϕ), alla disposizione spaziale della superficie (γ e ψ) e, nel caso di valutazioni sul giorno medio, all'irradiazione giornaliera media mensile (H_d e H_b);
- 2) Calcolo della geometria solare: si determinano i valori dei parametri utili a definire la geometria solare relativamente al sito in oggetto ed al periodo d'analisi considerato ($\delta, \omega, \omega_s, \alpha, \beta$);
- 3) Calcolo dei valori di irradianza orari: si calcolano i valori dell'irradianza globale oraria media mensile I_t incidente ora per ora sulla superficie in oggetto, relativamente al periodo che interessa analizzare ed alle condizioni meteorologiche (giorno medio o sereno);
- 4) Calcolo dei valori giornalieri, mensili ed annuali: passando come dimostrato da W a Wh, tramite delle sommatorie dei valori di I_t si giunge alla stima dell'energia captata giornalmente, mensilmente, annualmente, ecc.

2.7 PROPAGAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE NEI MEZZI

Si ritiene utile a questo punto della trattazione riportare alcune nozioni di base circa la propagazione della radiazione solare e la sua interazione con materiali di diverso tipo, quali ad esempio quelli caratterizzanti le applicazioni elio termiche.

2.7.1 Velocità di propagazione

Come è noto, la radiazione solare si propaga nel vuoto o attraverso sostanze almeno parzialmente trasparenti sotto forma di fascio di onde elettromagnetiche,

seguendo le leggi caratteristiche dell'irraggiamento. Come per ogni altro tipo di radiazioni, i suoi parametri distintivi sono:

- λ , lunghezza d'onda, distanza tra due creste successive di un'onda [m];
- F , frequenza, numero di oscillazioni complete compiute in un secondo [Hz];
- c , velocità di propagazione

La velocità di propagazione delle onde elettromagnetiche è data da:

$$c = \lambda \cdot f$$

La velocità di propagazione delle onde elettromagnetiche nel vuoto prende il nome di velocità della luce, si indica con c_0 , è indipendente dalla lunghezza d'onda e vale circa 300.00 km/s.

$$c_0 = 2,99 \cdot 10^8 \text{ m/s}$$

Nell'attraversamento di un mezzo materiale con un certo grado di trasparenza rispetto ad essa, la radiazione solare subisce un rallentamento direttamente proporzionale alla densità ottica della sostanza.

Il rapporto tra la velocità della radiazione solare nel vuoto e quella in un mezzo specifico prende il nome di indice di rifrazione del mezzo e si indica con n .

$$n = c_0/c$$

secondo nel dettaglio, bisogna osservare che l'indice di rifrazione varia al variare della lunghezza d'onda.

2.7.2 Riflessione e rifrazione

Nella transizione da un mezzo ad un altro di densità ottica differente (si pensi al passaggio dall'aria al vetro), un raggio luminoso di intensità I_i in corrispondenza dell'interfaccia tra i due mezzi si scompone in una componente trasmessa di intensità I_t ed in una componente riflessa di intensità I_r . in prossimità dell'interfaccia abbiamo:

$$I_i = I_t + I_r$$

Come si può vedere nella figura 2.11 l'angolo formato dal raggio riflesso con la normale alla superficie d'interfaccia è uguale a quello formato dal raggio incidente, ossia si ha $\theta_i = \theta_r$. La frazione trasmessa, segue una direzione diversa da quella originaria. conosciamo la legge di Snell, secondo cui:

$$\frac{\sin\theta_t}{\sin\theta_i} = \frac{n_i}{n_t}$$

Dove :

θ_t rappresenta l'angolo formato dalla nuova direzione con la normale alla superficie;

n_i è l'indice di rifrazione del primo mezzo;

n_t è l'indice di rifrazione del secondo mezzo;

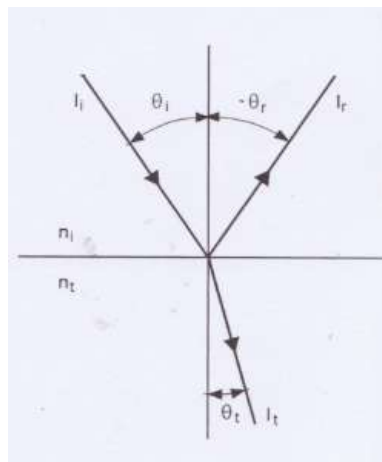


Figura 2.11 Scomposizione di un raggio luminoso nel passaggio da un materiale trasparente ad un altro

2.7.3 Comportamento selettivo rispetto alla radiazione solare

La maggior parte dei materiali presenti in natura è caratterizzata da proprietà selettive in funzione della lunghezza d'onda delle radiazioni con cui interagiscono (ad esempio un muro può essere opaco rispetto al visibile, ma parzialmente trasparente rispetto all'infrarosso). Quando un corpo, o una superficie, viene investito da una radiazione, può essere assorbita, riflessa oppure trasmessa. La percentuale di radiazione assorbita, trasmessa, oppure riflessa viene espressa dai coefficienti:

α , relativamente all'assorbimento;

ρ , relativamente alla riflessione;

τ , relativamente alla trasmissione.

Il valore di ciascuno di questi coefficienti, sempre inferiore all'unità, varia a seconda della natura della superficie investita (materiale e rugosità), della lunghezza d'onda e dell'angolo d'incidenza della radiazione. Si parla di:

$\alpha_{\lambda\varphi}$, $\rho_{\lambda\varphi}$, $\tau_{\lambda\varphi}$, coefficienti monocromatici direzionali;

E di:

α_{λ} , ρ_{λ} , τ_{λ} , coefficienti monocromatici emisferici;

in cui λ indica la specifica lunghezza d'onda e φ la direzione d'incidenza della radiazione.

A parità di condizioni (cioè per la stessa superficie, in corrispondenza di una radiazione di lunghezza d'onda data e per uno specifico angolo d'incidenza) si deve avere:

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

In questa trattazione si farà riferimento, più che altro, ai valori medi dei tre coefficienti, trascurando la dipendenza da lunghezza d'onda e direzione. Il teorema di Kirchoff dimostra che per una data lunghezza d'onda e una data direzione di incidenza il coefficiente di emissività, che regola l'emissione radiativa secondo la legge di Stefan-Boltzmann e quello di assorbimento di un determinato corpo coincidono, cioè: (3)

$$\alpha_{\lambda\varphi} = \epsilon_{\lambda\varphi}$$

Si può dimostrare anche:

$$\alpha_{\lambda} = \varepsilon_{\lambda}$$

Come sappiamo la legge di Stefan-Boltzmann è esprimibile dalla seguente relazione:

$$Q = \sigma T^4$$

Dove

Q = Potenza irradiata [W/m^2]

σ = Costante di Stefan-Boltzmann pari $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$

T = Temperatura assoluta del corpo [K]

2.7.4 Trasmissione della radiazione solare attraverso mezzi trasparenti

Lo studio della modalità di trasmissione della radiazione solare attraverso mezzi trasparenti è particolarmente utile per la comprensione del comportamento delle coperture trasparenti dei collettori. A questo scopo è necessario inserire alcuni richiami di ottica. Come già visto, il rapporto tra l'intensità della radiazione riflessa e quello della radiazione incidente su di una determinata superficie è detto coefficiente di riflessione ρ . Nel caso la luce non sia polarizzata, è calcolabile come media fra la componente parallela e la componente ortogonale al piano di incidenza, cioè al piano che contiene il raggio incidente, quello riflesso e quello trasmesso.

Nel caso in cui la luce fosse polarizzata, occorrerebbe tenere conto del diverso peso di una componente rispetto all'altra. Considerando la luce solare, in generale, polarizzata, è possibile scrivere:

$$\rho = \frac{I_r}{I_i} = \frac{r_{\parallel} + r_{\perp}}{2}$$

Dove:

I_i = radiazione incidente;

I_r = radiazione riflessa;

I_{tr} = radiazione trasmessa e rifratta;

Le due componenti, una parallela al piano di incidenza r_{\parallel} , l'altra perpendicolare r_{\perp} , possono essere calcolate tramite le seguenti espressioni:

$$r_{\parallel} = \frac{\tan^2(\theta_t - \theta_i)}{\tan^2(\theta_t + \theta_i)}$$

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\theta_t - \theta_i)}{\sin^2(\theta_t + \theta_i)}$$

Conoscendo I_i e ρ è quindi possibile calcolare I_r e, per differenza, trovare I_{tr} . Quando la radiazione solare attraverso una copertura trasparente si può riconoscere una componente diretta di cui è possibile calcolare l'angolo di incidenza θ_i rispetto al piano della superficie, mentre per le componenti diffusa e riflessa, la cui determinazione è più complessa, in quanto esse non provengono da direzioni definite e pertanto necessiterebbero di calcoli molto sofisticati. Al fine di rendere la trattazione più semplice, per queste due componenti, si suppone un angolo di incidenza θ_i equivalente, che esprime il valore medio di tutte le direzioni di provenienza. Si è visto in pratica che un angolo di 60° è in grado di soddisfare questi requisiti.

Nel caso del collettore solare piano dotato di singolo vetro (o di altro materiale trasparente), la radiazione solare subisce due attraversamenti tra mezzi trasparenti diversi; il primo è tra l'aria esterna ed il vetro, mentre il secondo è tra il vetro e l'aria contenuta nell'intercapedine compresa tra il vetro e la piastra assorbente. In questo caso, come si può vedere dalla figura 2.12, si verificano riflessioni e rifrazioni multiple all'interno del vetro, a causa del ripetersi del fenomeno evidenziato in figura 2.11.

A questo punto occorre considerare un ulteriore fenomeno, costituito dall'attenuazione della radiazione solare attraverso la lastra trasparente. Infatti la lastra assorbe parte della radiazione che la attraversa, lasciandone passare solo una frazione, espressa dal coefficiente τ_a , detto trasmittanza per assorbimento. τ_a

dipende dal percorso all'interno della lastra, dato da $d/\cos\theta_t$, e dal coefficiente di estinzione K [1/m], il quale a sua valore dipende dalla natura del materiale.

$$\tau_a = e^{-\frac{K d}{\cos\theta_t}}$$

Il coefficiente di estinzione k , al pari dell'indice di rifrazione n , è funzione della lunghezza d'onda della radiazione luminosa, anche in questo caso, per semplicità si fa riferimento solitamente a valori medi.

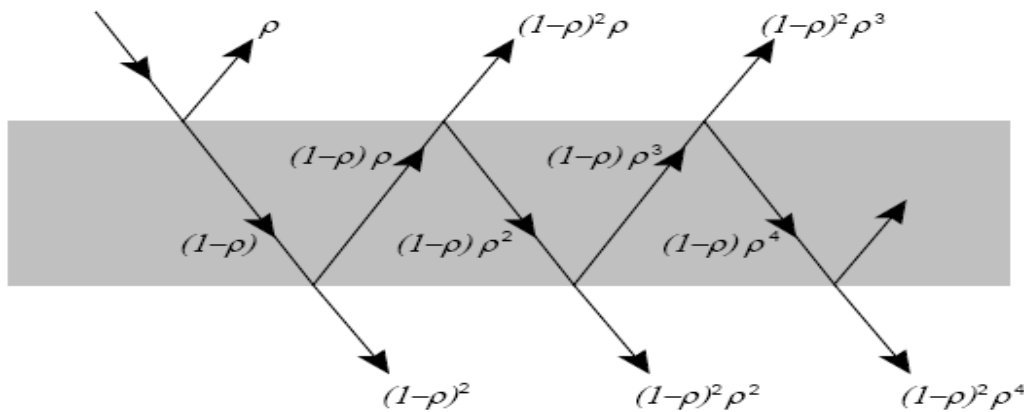


Figura 2.12 Trasmissione della radiazione attraverso uno strato di materiale trasparente

Una volta calcolato il coefficiente di riflessione sulla prima interfaccia e la trasmittanza per assorbimento τ_a , è possibile tenere conto delle riflessioni e rifrazioni multiple che avvengono all'interno di una lastra nel calcolo delle tre componenti, trasmessa, riflessa e assorbita, della radiazione. Queste componenti si possono ricavare dalla seguenti equazioni semplificate, in cui il pedice m affiancato ai simboli dei tre coefficienti indica, per l'appunto, che essi tengono conto dei fenomeni multipli che avvengono all'interno del vetro:

$$\tau_m = \frac{\tau_m(1-\rho)}{1-(\rho \cdot \tau_m)} \quad \text{componente trasmessa}$$

$$\rho_m = \rho (1 + \tau_m \cdot \tau_m) \quad \text{componente parallela riflessa}$$

$$\alpha_m = 1 - \tau_m - \rho_m \quad \text{componente parallela assorbita}$$

Qualora non sia necessario un elevato grado di precisione, eventualità piuttosto frequente nello studio dei sistemi eli termici, vista la complessità delle variabili in

gioco, i calcoli appena visti possono essere omessi. In alternativa, per la definizione delle componenti trasmessa, riflessa e assorbita della radiazione rispetto alla copertura del collettore, ci si può riferire alla figura 2.11, che rappresenta il comportamento di un vetro singolo da 3 mm, senza tenere in considerazione le riflessioni multiple al suo interno. I valori indicati possono essere estesi, con buona approssimazione, alla maggior parte dei collettori disponibili sul mercato.

2.7.5 Assorbimento e riemissione della radiazione solare

Risulta di particolare interesse l'approfondimento circa le modalità di assorbimento della radiazione solare nella piastra di captazione dei collettori. La radiazione solare, una volta che ha attraversato la lastra trasparente anteriore e l'intercapedine d'aria sottostante, incontra la piastra assorbente alla quale trasferisce gran parte della propria energia. Per massimizzare la quantità di energia trasferita alla piastra è, ovviamente, necessario che questa sia in grado di assorbire la maggior parte della radiazione che la raggiunge. A questo scopo, il coefficiente di assorbimento α della piastra deve essere quanto più possibile vicino all'unità, in relazione alle lunghezze d'onda apparentemente alla banda ultravioletta, a quella visibile ed a parte del vicino infrarosso ($0.7 < \lambda < 5 \mu m$) approssimativamente con $0.3 < \lambda < 3 \mu m$, nelle quali si concentra quasi tutto lo spettro solare.

Viceversa, per la radiazione a maggiore lunghezza d'onda, $\lambda > 3 \mu m$, è opportuno che il coefficiente di assorbimento sia quanto più basso possibile. Come si è già visto, in un determinato intervallo spettrale, α è pari al coefficiente di emissività ε . In questo caso, deve essere molto contenuto, al fine di inibire le perdite per rirraggiamento della piastra stessa, concentrate in questa zona dello spettro. Per questo motivo, come verrà dimostrato più avanti, la piastra di assorbimento è generalmente ricoperta da uno strato di materiale selettivo che presenta un elevato coefficiente di assorbimento α per le basse lunghezze d'onda. Si noti che in corrispondenza di queste, il valore dell'emissività è ininfluente, in quanto la piastra non raggiunge temperature tali da poter emettere in questa banda.

Allo stesso tempo però, lo strato di materiale selettivo deve presentare un basso coefficiente di emissività ε (e conseguentemente un basso valore di α) alla elevate

lunghezze d'onda. In questa banda, infatti, l'apporto solare, anche grazie all'effetto filtrante del vetro, è pressoché nullo, tutta via, senza lo strato selettivo, la temperatura raggiunta dalla piastra potrebbe innescare un significativo scambio radiativo verso l'esterno. In sostanza, i trattamenti applicati alle piastre di captazione dei collettori solari sono volti ad accentuarne il comportamento selettivo, in funzione delle prestazioni desiderate.

3 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

3.1 GENERALITA'

Tra i dispositivi che concorrono alla realizzazione di un sistema eliotermico, il collettore rappresenta, senza dubbio, il componente principale, da cui dipendono in larga misura il tipo di funzionamento e la qualità prestazionale dell'intero impianto.

Il collettore solare, che può essere contraddistinto da forme, dimensioni, caratteristiche tecniche e rendimenti anche molto differenti tra loro, a seconda delle varie tipologie disponibili attualmente sul mercato, consiste, di fatto, in un particolare tipo di scambiatore di calore, capace di trasferire l'energia elettromagnetica proveniente dal sole ad un mezzo che fluisce al suo interno. Questo mezzo, definito fluido termovettore, è solitamente rappresentato da acqua, miscele di acqua e sostanze antigelo, olio oppure aria. Esso raccoglie il calore captato dal collettore e ne consente l'utilizzo pratico per scopi di varia natura. Tipicamente, gli impianti eliotermici vengono destinati alla produzione di acqua calda sanitaria oppure al riscaldamento ambientale, ma ultimamente si registra un numero crescente di applicazioni differenti ed innovative, come ad esempio la produzione di vapore ad

uso industriale o l'impiego in cicli termodinamici. In ogni caso, le modalità di funzionamento sono generalmente analoghe: il collettore fornisce calore al fluido che circola al suo interno, il quale, a sua volta, viene trasferito ad altri dispositivi e può essere utilizzato direttamente, oppure essere immagazzinato in sistemi di accumulo per consentirne l'uso successivo. Il limite teorico della produttività energetica del collettore è rappresentato, ovviamente, dalla quantità di radiazione che esso riesce ad intercettare, il cui valore massimo, in generale, può essere stimato intorno ai 1000 W/m^2 .

Non tutta l'energia raccolta, tuttavia, può essere sfruttata efficacemente, a causa delle perdite per il riflessione, assorbimento e re irraggiamento che si verificano nel collettore stesso. Si parla allora di *efficienza di conversione*, intendono con questo termine il parametro che indica la frazione di energia effettivamente trasferita al fluido. Il suo valore può superare il 90%, ma non è costante e dipende, oltre che peculiarità tecniche dell'elemento e dei suoi sub componenti, dalle specifiche condizioni in cui esso si trova ad operare (soleggiamento, composizione spettrale della radiazione incidente, temperatura ambiente, temperatura del fluido termovettore, ecc.)

3.2 COME FUNZIONA UN SISTEMA SOLARE TERMICO

Il collettore solare converte in calore la luce (ovvero la radiazione elettromagnetica ad onde corte) che penetra al suo interno attraverso la copertura trasparente. Una piastra metallica, denominante piastra captante, assorbe i raggi solari incidenti e li converte in calore. Tale piastra trasferisce il calore assorbito ad un sistema di canali contenuti un fluido termovettore che assorbe il calore e, ad esempio, lo trasferisce attraverso uno scambiatore di calore ad un secondo fluido contenuto in un serbatoio di accumulo (sistema a doppio circuito). Dopo avere ceduto il calore, il fluido termovettore raffreddato ritorna al collettore attraverso il circuito idraulico di ritorno, mentre l'acqua ad uso sanitario, una volta riscaldata, si dispone negli strati più alti del serbatoio di accumulo. L'acqua si stratifica nel serbatoio secondo la sua densità e temperatura: l'acqua più calda si accumula nella parte superiore del

serbatoio (da dove viene richiamata quando vengono aperti i rubinetti dall'utenza finale), mentre quella più fredda si trova sul fondo del serbatoio (dove è previsto l'ingresso per l'acqua di rete). Nella maggior parte dei sistemi solari termici, il fluido termovettore è costituito da una miscela antigelo di acqua e glicole che viene fatta circolare in un circuito chiuso. Tale sistema, nel quale il circuito solare è separato dal circuito dell'acqua portabile, viene denominato sistema a circuito chiuso.

La produttività di un impianto solare di piccola taglia (la superficie captante richiesta in Italia, secondo la latitudine del sito, è compresa tra 0.50 e 1.2 m^2 per persona, mentre per il volume del serbatoio di accumulo si considerano circa 70 l per m^2 di superficie captante), consente di ottenere mediamente una copertura del fabbisogno annuale di circa il 70% (percentuale di energia termica fornita dal sole rispetto al totale richiesto per il riscaldamento dell'acqua per usi sanitari). Il restante 30% deve essere fornito tramite un impianto di riscaldamento ausiliario di tipo tradizionale (ad esempio caldaia a metano). Poiché l'apporto di energia è proporzionale alla temperatura alla quale si desidera riscaldare l'acqua, più bassa è tale temperatura (ad esempio 45°C) maggiore è la copertura solare e, di conseguenza, meno intensivo è l'impiego della caldaia (figura 3.1).

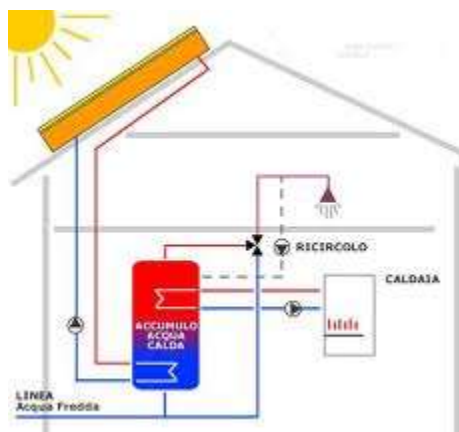


Figura 3.1 Sistema solare standard con caldaia integrativa

3.3 I COLLETTORI SOLARI TERMICI

Prima di qualsiasi considerazione tecnico-applicativo, può essere utile definire, in maniera qualitativa, il principio di funzionamento di un generico collettore solare termico piano per il riscaldamento di un fluido. Lo scopo di qualsiasi dispositivo che rientri in questa categoria è, naturalmente, quello di convertire la massima parte dell'energia elettromagnetica associata alla radiazione solare incidente in energia termica disponibile per l'utenza. A tal fine, si sfrutta la potenzialità di alcuni materiali (ad esempio metalli o leghe come rame o acciaio) di scaldarsi rapidamente se sottoposti a radiazione solare e di cedere con estrema facilità il calore accumulato. L'elemento principale di un collettore solare, in pratica, una piastra captante (con le caratteristiche appena citate) percorsa da una serie di tubazioni lungo le quali scorre il fluido che deve scaldarsi. Tutti i meccanismi di scambio di calore dell'elemento piastra-tubi verso elementi diversi dal fluido vanno minimizzati o riconvertiti, allo scopo di trasferire al fluido la maggior quota possibile dell'energia solare incidente. Proprio per questo motivo, la parte posteriore della piastra (ossia quella non esposta al sole) e le sue parti laterali vengono rivestite di materiale isolante e, inoltre, la temperatura interna del collettore viene mantenuta più elevata possibile grazie alla presenza di una o più lastre trasparenti di copertura.

Riassumendo, i componenti di un collettore solare piano vetrato sono:

- Piastra captante;
- Copertura isolante;
- Scatola di contenimento;
- Fluido termovettore.

PIASTRA CAPTANTE

Realizzata in rame o acciaio, la piastra captante è trattata superficialmente con vernici scure e opache (per abbattere la riflessione ed aumentare l'assorbimento) e, in alcuni casi, selettive (bassa emissività per lunghezze d'onda caratteristiche della radiazione infrarossa, tipica di un corpo con una temperatura vicina ai 100°C).

Funzione della piastra è trasferire il calore ai tubi ad essa collegati; sono da privilegiare le soluzioni in cui la resistenza termica tra tali elementi è minima (ad esempio tubi e piastra saldati). Normalmente, le canalizzazioni sono realizzate per resistere a pressioni di 6-7 bar, ma alcuni tipi garantiscono la resistenza fino a 10 bar.

COPERTURA TRASPARENTE

È necessario che la copertura sia estremamente trasparente alle lunghezze d'onda tipiche della radiazione solare e, contemporaneamente, opaca alla radiazione infrarossa. I materiali più utilizzati per la sua realizzazione sono:

- Il vetro singolo (ha un'ottima trasparenza ma non blocca le perdite per convezione).
- Il vetro doppio (diminuisce la trasparenza ma aumenta la capacità di isolamento termico).
- Il polycarbonato alveolare (leggero, economico, resistente, è caratterizzato da ridotte perdite per convezione rispetto al vetro singolo, ma meno trasparente, tende ad opacizzarsi nel tempo e, riduce il ciclo di vita del collettore).

MATERIALE ISOLANTE

Il materiale isolante, dalla struttura porosa o in fibra, deve ridurre al minimo le perdite per conduzione verso le superfici laterali ed inferiore del collettore. Il materiali maggiormente utilizzati sono:

- Poliuretano;
- Lana di poliestere ;
- Lana di vetro;
- Lana di roccia (lastre, rotoli, schiume iniettate a pressione).

L'isolamento termico diminuisce notevolmente nel caso di presenza di umidità (le strutture porose sono assimilabili a spugna), pertanto, sulle lastre di isolamento viene posto un foglio di alluminio per limitare i fenomeni di condensa.

SCATOLA DI CONTENIMENTO

La scatola di contenimento conferisce compattezza e solidità meccanica al collettore ed ha lo scopo di proteggere gli elementi interni da sporcizia ed agenti atmosferici. Per realizzarla sono solitamente impiegati materiali come l'acciaio inossidabile (di norma zincato e pretrattato), l'alluminio anodizzato o, più raramente, la vetroresina.

FLUIDO TERMOVETTORE

A parità di quantità di calore da sottrarre, è necessario che il fluido termovettore sia caratterizzato da un'elevata densità ed un alto calore specifico, che non eserciti azione corrosiva sulle pareti del circuito, chimicamente inerte e stabile per temperature intorno ai 100°C. È inoltre necessario che il fluido scelto abbia durezza contenuta, basso punto di congelamento e bassa viscosità.

Tra i fluidi che rispondono a queste caratteristiche l'acqua sicuramente risulta la più adatta; tuttavia, al fine di limitare i problemi di durezza e il punto di congelamento, facilmente raggiungibile anche in zone temperate, nella maggior parte dei casi si utilizza la soluzione acqua-glicole etilenico o propilenico.

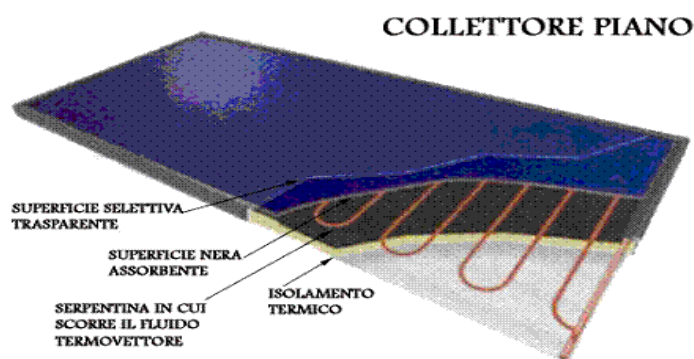


Figura 3.2 collettore solare piano

3.4 LA FISICA DEL COLLETTORE SOLARE TERMICO

Come già accennato, solo parte della radiazione solare incidente viene effettivamente resa disponibile come calore nel fluido vettore; ad esempio, la copertura non risulta perfettamente trasparente cosicché parte della radiazione viene immediatamente riflessa e non raggiunge la piastra captante. La percentuale di energia incidente che riesce a passare dipende dalle caratteristiche ottiche della copertura e dalla posizione relativa di sole e collettore. Si è già osservato che, una volta scaldatasi, la piastra captante inizia a scambiare calore sia con il fluido termovettore, sia con l'ambiente circostante (per conduzione, irraggiamento e moti convettivi dell'aria all'interno del collettore).

Lo strato isolante permette di limitare notevolmente le perdite per conduzione sulle parti posteriori e laterali del collettore, mentre le perdite per irraggiamento verso l'esterno vengono limitate dalla copertura trasparente, opaca alla radiazione infrarossa (il vetro è trasparente per la radiazione solare che colpisce la piastra assorbente. Parte dell'energia viene riemessa per il riscaldamento della piastra ma in forma infrarossa; il vetro, opaco agli infrarossi, li trattiene).



Figura 3.3 Flussi energetici in un collettore piano

Maggior problematiche si hanno rispetto alle perdite per convezione, soprattutto in condizioni climatiche non favorevoli (ad esempio con bassa temperatura esterna). Infatti, l'aria presente nell'intercapedine al di sotto della copertura, una volta scaldatasi a contatto con la piastra, grazie ai moti convettivi, raggiunge la superficie

trasparente (ottima conduttrice di calore) cedendole parte del calore assorbito dalla piastra. Risulta più efficace un impianto dotato di un doppio strato trasparente (doppio vetro) o di una copertura in polycarbonato alveolare; infatti, la presenza di una o più intercapedini di aria ferma consente di ridurre sensibilmente le perdite per convezione. La tecnologia dei collettori sottovuoto permette di ridurre le perdite per convezione senza ridurre la trasparenza della copertura.

3.5 ELEMENTI DELL'ANALISI TERMICA DI UN COLLETTORE

Diversamente dal loro “parenti” provvisti di dispositivi per la concentrazione della radiazione, i collettori solari piani, come precedentemente accennato, forniscono *calore a bassa temperatura*; durante il funzionamento ordinario, infatti, a fronte di temperature medie di lavoro del fluido termovettore di 40-60 °C, non si superano i 100°C. Senza entrare nel merito di una complessa trattazione analitica dei flussi termici che caratterizzano il funzionamento di un collettore, scopo di questo paragrafo è fornire al lettore un'idea tecnicamente rigorosa ma squisitamente qualitativa dei principali fenomeni in gioco.

In quest'ottica, la figura 3.4 propone un'analisi dei principali flussi termici responsabili sia dell'effettivo riscaldamento del fluido termovettore, sia delle diverse tipologie di perdite verso l'esterno. Poiché l'entità di tali flussi può variare moltissimo a seconda del tipo di collettore, delle condizioni climatiche e della posizione del sole rispetto alla superficie captante, le quantificazioni rappresentate tramite lo spessore di flussi sono da considerarsi indicative.

Si osservino, innanzitutto, i principali scambi termici per irraggiamento, come si può notare dalla figura, una parte della radiazione incidente sul collettore viene immediatamente respinta dalla copertura trasparente per riflessione; in generale, l'entità di tale fenomeno dipende dalle caratteristiche ottiche della copertura stessa e dall'inclinazione della radiazione solare incidente.

Grande importanza assumono anche le caratteristiche ottiche della superficie della piastra captante: la quota di energia incidente riflessa deve essere contenuta al massimo poiché, avendo le stesse caratteristiche della radiazione solare incidente, tornerebbe in buona parte verso l'esterno. Allo stesso tempo, è bene che la piastra captante emette la minore quota possibile di energia verso l'esterno per irraggiamento; pur potendo contare sull'opacità della superficie trasparente alla radiazione infrarossa, infatti una parte dell'energia riemessa viene comunque dispersa (ad esempio, uno dei flussi in figura rappresenta la quota di energia assorbita dalla copertura e rimessa verso l'esterno).

Tralasciando fenomeni di minore entità relativi a riflessioni multiple dei diversi flussi, si può spostare l'attenzione alle perdite per conduzione, come si nota immediatamente, la scelta di un buon materiale isolante riesce a limitare efficientemente le perdite verso il fondo e le superfici laterali del collettore, fino a renderle pressoché trascurabili. Come accennato, la perdita che resta più difficile da contenere è quella causata dai moto convettivi che si innescano nell'intercapedine d'aria tra piastra captante e copertura trasparente. L'aria a contatto con la piastra si riscalda rapidamente e tende a salire verso l'alto dove cede buona parte del suo calore alla copertura; quest'ultima, costituita da materiali termicamente non isolanti, lascia seguire al calore il suo percorso naturale verso l'ambiente a minor temperatura, ossia l'esterno.

Tale fenomeno penalizza le prestazioni del collettore, specie in località caratterizzate da basse temperature per lunghi periodi dell'anno. Per limitare questo tipo di perdite si può ricorrere, ad esempio, ad una doppia lastra di vetro: l'intercapedine d'aria ferma (o meglio, di gas isolante) tra le due lastre costituisce una più efficace barriera alla fuga del calore.

Un'altra soluzione adottata è quella della realizzazione della superficie trasparente in policarbonato alveolare, caratterizzato, come svela il nome stesso, dalla presenza di intercapedini sufficientemente piccole da non consentire all'aria importanti moti convettivi e, di conseguenza, in grado di isolare la superficie esposta del collettore meglio della singola lastra di vetro. Entrambe le soluzioni analizzate penalizzano il collettore in termini di trasparenza alla radiazione solare; nella scelta

della copertura occorre valutare con attenzione, in particolare in riferimento al luogo di installazione dell'impianto, se la diminuzione ottenibile delle perdite per convezione compensi o meno la rinuncia ad una parte di energia incidente.

Occorre sottolineare, per completezza, che, rispetto al vetro, il polycarbonato alveolare presenta caratteristiche allettanti come la leggerezza, la maneggevolezza, il basso costo, ma che le sue proprietà ottiche tendono a deteriorarsi nel tempo più velocemente di quelle del vetro fino a rendere necessaria una sostituzione della copertura nel corso della vita del collettore.

La necessità, in alcuni casi fondamentale, di limitare le perdite per convezione ha spinto a realizzare dispositivi più complessi di quelli finora descritti.

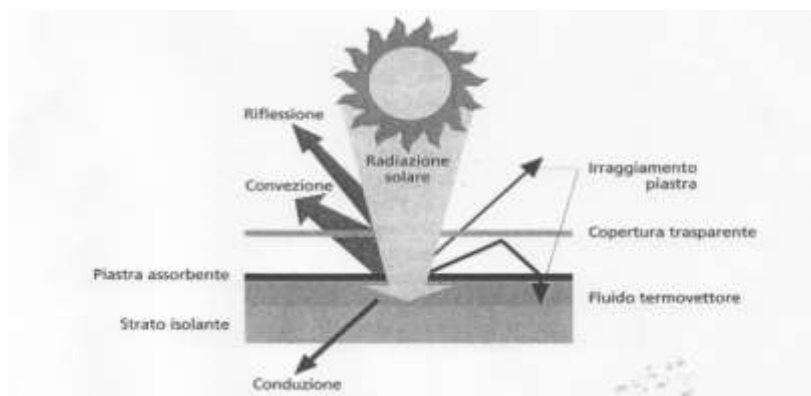


Figura 3.4 Flussi termici in un collettore

3.5.1 La curva di efficienza istantanea

Al fine di valutare le prestazioni energetiche di un collettore solare piano, di seguito è riportata la trattazione analitica che permette di valutare la curva di rendimento dei pannelli in relazione alle caratteristiche costruttive, alle condizioni di lavoro e alla radiazione solare incidente. L'analisi parte dal bilancio termico del sistema:

$$I \cdot A_c \cdot \tau \cdot \alpha = q_{ut} + q_p$$

I = radiazione solare incidente [W/m^2]

A_c = superficie captante [m^2]

τ = trasmittanza della copertura trasparente

α = assorbanza solare della piastra assorbente

q_{ut} = quantità di calore trasferita al fluido [W]

q_p = quantità di calore dispersa nell'ambiente [W].

Da tale bilancio può essere ricavata l'espressione del rendimento del collettore come rapporto tra l'energia assorbita e quella incidente:

$$\eta = \frac{q_{ut}}{I \cdot A_c} = \frac{I \cdot A_c \cdot \tau \cdot \alpha - q_p}{I \cdot A_c}$$

I parametri α e τ dipendono sia dal materiale con cui sono composti rispettivamente la piastra e il vetro, sia dall'angolo di incidenza della radiazione (di seguito si farà riferimento ad un angolo nullo indicandolo con il pedice n). Per valutare le perdite termiche, si ipotizza che queste siano proporzionali alla differenza tra la temperatura media della piastra e quella ambiente. La costante di proporzionalità tiene conto di tutte le perdite termiche del sistema e prende il nome di *coefficiente di perdita globale del collettore*. La quantità di calore persa risulta:

$$q_p = U_L \cdot A_c \cdot (t_c - t_a)$$

U_L = coefficiente di perdita globale del collettore [$\text{W}/\text{m}^2\text{°C}$]

t_c = temperatura media della piastra [°C]

t_a = temperatura media ambiente [°C]

Sostituendo si perviene a una nuova espressione del rendimento cioè:

$$\eta = (\alpha \cdot \tau)_n - U_L \cdot \frac{t_c - t_a}{I}$$

Al posto della temperatura media della piastra è più appropriato avvalersi, come parametro di riferimento, della temperatura media del fluido. Per tenere conto di ciò sarà necessario introdurre un fattore correttivo chiamato *fattore di efficienza del collettore* (F). L'espressione del rendimento viene così modificata:

$$\eta = F \cdot \left((\alpha \cdot \tau)_n - U_L \cdot \frac{t_c - t_a}{I} \right)$$

Dove

$t_{mf} = (t_{in} + t_{out})/2$ è la temperatura media del fluido definita come semisomma delle temperature del fluido all'ingresso (t_{in}) e all'uscita (t_{out}).

È possibile esprimere il rendimento anche in funzione della sola temperatura di ingresso del fluido definendo il parametro F_R (fattore di rimozione) come segue:

$$F_R = \frac{G \cdot C_p \cdot (t_{out} - t_{in})}{S - U_L (t_{in} - t_a)}$$

G = portata di fluido rispetto all'unità di superficie [kg/s m^2]

C_p = calore specifico del fluido [$\text{Wh/kg}^\circ\text{C}$]

S = energia assorbita dal collettore nell'unità di tempo [W/m^2].

Il rendimento assume questa espressione:

$$\eta = F_R \cdot \left((\alpha \cdot \tau)_n - U_L \cdot \frac{t_{in} - t_a}{I} \right)$$

In entrambe le espressioni l'efficienza dipende da:

- condizioni esterne: quantità di energia incidente e temperatura dell'ambiente esterno;
- condizioni operative: temperatura media del fluido in un caso e quella di ingresso nell'altro;
- caratteristiche costruttive: $(\alpha\tau)_n$ e coefficiente U_L .

Le case costruttrici di questo tipo di prodotti forniscono, come documentazione relativa alle prestazioni dei collettori solari, un diagramma chiamata curva di efficienza istantanea, attraverso i quali è possibile calcolare direttamente l'efficienza del sistema captante avendo come dati di ingresso le condizioni esterne e quelle operative (figura 3.5).

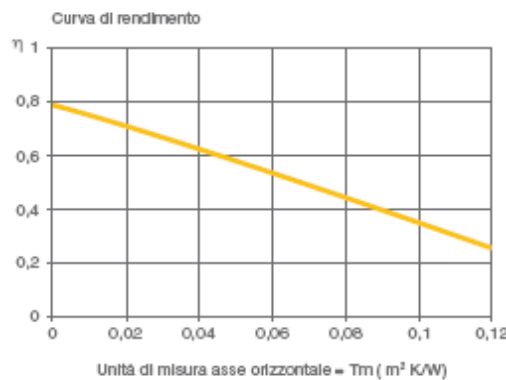


Figura 3.5 Curva di efficienza istantanea del collettore piano vetrato

Per completare il discorso relativo alle performance del pannello è opportuno soffermarsi di nuovo sulle perdite di calore verso l'esterno. Se le dispersioni termiche aumentano troppo o l'irraggiamento cala considerevolmente, il bilancio termico del sistema cambia. In questo caso il collettore, dissipando tutta l'energia captata all'esterno, non riesce più a fornire sufficiente calore al fluido e l'equilibrio che si era instaurato in condizioni di esercizio degenera.

Quando si estremizzano queste circostanze, il collettore ha praticamente efficienza nulla e non riesce più ad utilizzare la risorsa messa a disposizione dal sole. Per un dato collettore e date condizioni di funzionamento esiste un'intensità critica della radiazione solare al di sotto della quale l'efficienza istantanea diventa nulla. Il valore di tale grandezza è espresso dalla seguente relazione:

$$I_c = \frac{U_L \cdot (t_{mf} - t_a)}{(\alpha \cdot \tau)_n}$$

Naturalmente, il collettore funziona solo nelle condizioni in cui risulta $I > I_c$.

Tale parametro è di notevole rilevanza in quanto permette di valutare i limiti del collettore che necessita di determinate condizioni per garantire prestazioni accettabili.

Nella pratica progettuale ed impiantistica, per la determinazione dell'efficienza, si è soliti utilizzare la seguente curva pratica semplificata:

$$\eta = A - B \cdot \Delta T^*$$

Dove

$$\Delta T^* = (T_{mf} - T_a) / I$$

A = valore, ritenuto costante in prima approssimazione, atto a misurare la massima quota di energia potenzialmente “trattenibile” dalla piastra. È dipendente dai valori di $(\alpha\tau)_n$ e U_L ;

B = valore, ritenuto costante in prima approssimazione, atto a misurare l'attitudine del collettore a non disperdere l'energia raccolta e quindi limitare le dispersioni termiche. Dipende dalle caratteristiche costruttive del collettore e dai materiali utilizzati per i diversi elementi;

$T_{mf} = (t_{in} + t_{out}) / 2$, temperatura media del fluido termovettore;

T_a = temperatura ambiente.

Si noti che il ΔT^* è uguale a zero in due condizioni: all'inizio del funzionamento del collettore, quando cioè T_{mf} e T_a sono in equilibrio, e quando T_a è elevata (condizione estiva), al punto di eguagliare o, quando meno, essere prossima al valore del fluido riscaldato T_{mf} .

3.6 TIPOLOGIE DI COLLETTORI MAGGIORMENTE DIFFUSI

Il collettore generico al quale ci si è riferiti fino ad ora è senza dubbio il più diffuso tra le applicazioni per la produzione di acqua calda sanitaria per utenze domestiche. Tuttavia, per rispondere al meglio alle richieste di alcune utenze specifiche o alle condizioni climatiche di determinate località, si sono diffuse sul mercato altre tipologie di collettori, che vengono descritte di seguito.

I collettori **non vetrati** come si vede nella figura 3.6, ad esempio, sono caratterizzati dall'assenza totale di copertura trasparente, di isolamento esterno e di scatola di contenimento. Si tratta, in pratica, di dispositivi molto semplici e dal costo molto contenuto. Realizzati in materiali plastici neri come polipropilene, neoprene o PVC o in particolari gomme sintetiche. Caratterizzati da ottime prestazioni in caso di temperatura ambiente elevata, i collettori non vetrati non hanno minima possibilità di limitare le perdite verso l'esterno; il loro utilizzo è relegato ad utenze stagionali (tipicamente per piscine scoperte).

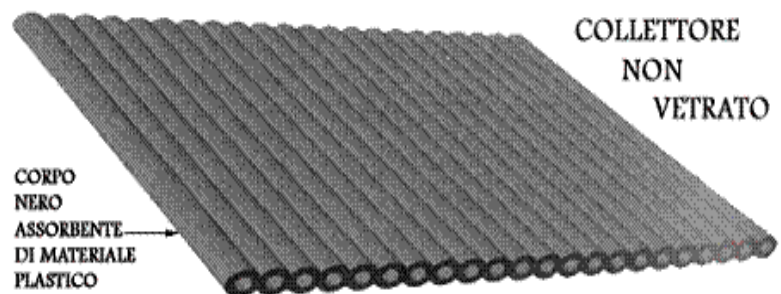


Figura 3.6 collettori non vetrati

I collettori ad **accumulo integrato** possono costituire una soluzione molto semplice ed interessante, specie per applicazioni in località dal clima mite. Tali dispositivi sono caratterizzati dalla presenza di un unico elemento che sostituisce piastra captante, serpentina ed il necessario accumulo di acqua calda esterno al collettore. Si tratta, ad esempio, di tubazioni affiancate caratterizzate da un diametro dell'ordine dei 10 cm, di condotti di dimensioni all'incirca equivalenti ricavati tra due lamiere affiancate, oppure di un unico grande condotto o di un contenitore di varia forma: importante è che l'elemento in questione sia in grado di sostituire

completamente il serbatoio di accumulo generalmente esterno al collettore. L'acqua, che in questo caso staziona nel collettore, acquisisce calore e lo diffonde uniformemente al proprio interno grazie ai moti convettivi che si innescano spontaneamente. Per avere un'idea quantitativa della differenza con i collettori tradizionali, si pensi che il contenuto di acqua (per metro quadro di superficie captante) di un collettore ad accumulo integrato arriva a $80 \div 100 \text{ l/m}^2$ contro gli $0,6 \div 2 \text{ l/m}^2$ dei dispositivi con accumulo esterno.

Il problema di questo tipo di collettori è la difficoltà intrinseca di limitare le perdite di calore verso l'ambiente esterno; si tratta, in effetti, di un serbatoio coibentato solamente lungo cinque delle sei superfici esposte e qualsiasi condizione meteorologica. A seguito di ciò, è naturale intuire che al peggiorare delle condizioni climatiche, l'efficienza dei collettori ad accumulo integrato decresce rapidamente, rendendo tali dispositivi inadatti a climi o periodi dell'anno non sufficientemente miti. Si vede nella figura 3.7.

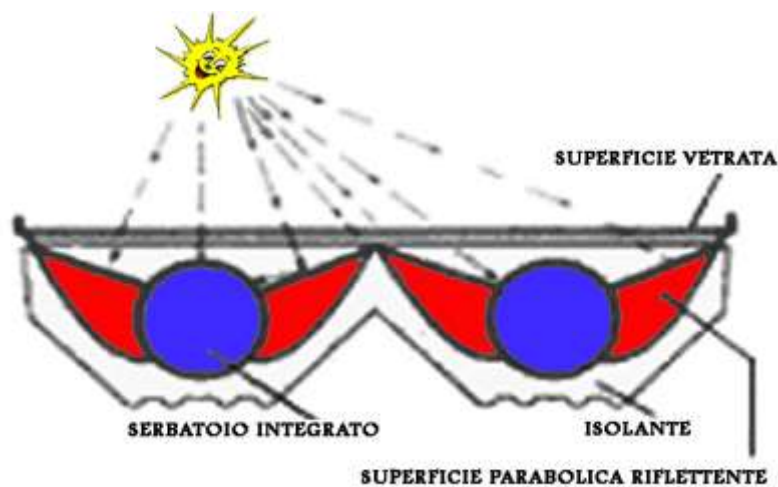


Figura 3.7 Collettori ad accumulo integrato

Un'attenzione particolare, vista la loro complessità, meritano i collettori **sottovuoto** che abbandonano la semplicità del collettore piano, ma acquisiscono una curva di efficienza decisamente più stabile, molto elevata anche in condizioni di clima avverso. Come anticipato nel paragrafo riguardante l'analisi termica del collettore, la tecnologia che adottano riesce a ridurre drasticamente le perdite per convezione verso l'esterno grazie all'eliminazione dell'intercapedine d'aria tra piastra e copertura trasparente. A causa delle difficoltà tecnologiche legate alla creazione del vuoto in una struttura come quella vista per il collettore piano, la conformazione del dispositivo cambia notevolmente. Posto che l'originaria piastra captante risulta sempre divisa in più elementi, tra le diverse tipologie costruttive già sperimentate si possono distinguere almeno due soluzioni già disponibili sul mercato Italiano. Prima di esaminare tali soluzioni, risulta importante evidenziare una suddivisione trasversale rispetto ad essa, che dipende dal tipo di scambio che si realizza tra il fluido che scorre lungo i tubicini all'interno delle zone "sottovuoto" ed il fluido che trasporta il calore verso l'utenza. In contrasto con il tradizionale caso dello scambio liquido-liquido, infatti, nel caso in cui il fluido contenuto nelle sottili tubazioni evapori lungo il suo tragitto e, successivamente, cede il suo calore per condensazione, si parla di tecnologia **heat-pipe**. Questo tipo di cessione, a parità di superficie utile per lo scambio, risulta più efficiente ma tecnologicamente più complessa; per ottenere anche in assenza di forte irraggiamento (e con temperature interne più modeste), infatti, alcuni produttori scelgono di depressurizzare la tubazione in cui scorre il fluido termovettore in modo da abbassarne il punto di evaporazione. A titolo di esempio, si riporta che uno dei fluidi utilizzabili in questi casi è il pentano.

Nel primo dei due casi citati la piastra si suddivide in lunghi cilindri di metallo (ad esempio, rame), trattati superficialmente con vernici nere e selettive (caso a, figura 3.8); ciascuno di questi tubi è inserito, perfettamente combaciante, in un tubo di vetro immerso, a sua volta, in un secondo e più largo tubo, di vetro anch'esso. Durante assemblaggio del collettore, tra i due tubi concentrici posti in asse viene aspirata l'aria (fino a raggiungere una pressione dell'ordine del 5×10^{-3} bar).

In questo caso il posto della serpentina viene preso da un unico tubicino che percorre longitudinalmente il cilindro in rame secondo un percorso ad “u”; il fluido termovettore che scorre al suo interno raggiunge temperature di lavoro non lontane dai 100°C.



Figura 3.8 sottovuoto "con tubicino

L’interpretazione “heat pipe” di questa tipologia prevede il collocamento di un unico tubo di maggiore sezione in posizione concentrica rispetto al cilindro in rame; il riscaldamento del tubo e del fluido in esso contenuto può avvenire, ad esempio, per irraggiamento.

Nel secondo caso, invece, gli elementi captanti sono lunghe lamine orizzontali che percorrono, ciascuno, un singolo tubo di vetro (caso c, figura 3.8); questa volta scomparso il secondo tubo di vetro, il “vuoto” è creato direttamente attorno alla lamina captante. In maniera del tutto analoga a quella vista per il caso precedente, un sottile tubo di rame ad “u” (o un unico tubo di maggior sezione nel caso “heat pipe”) viene saldato alla piastra lungo tutta l’estensione longitudinale (figura 3.9).

Nel caso della configurazione “heat pipe”, nella parte alta del collettore, i bulbi terminali di ciascun tubo sono a contatto con un ulteriore fluido termovettore, atto a sottrarre loro calore trasportandolo verso l’utenza. Alcuni dispositivi, in maniera trasversale rispetto alle tipologie esaminate, sono provvisti di specchi parabolici atti a concentrare la radiazione solare incidente ed aumentare la prestazione complessiva del collettore. Come si può notare già da questa sintetica descrizione, la tecnologia da impiegare per la realizzazione di collettori ad alta efficienza è, in ogni caso, la più complessa finora vista e, di conseguenza, porta con sé un costo complessivo del dispositivo notevolmente più elevato. Si vedrà, in seguito, in quali applicazioni i

collettori sottovuoto risultano comunque preferibili ad altre soluzioni più economiche, ma meno efficienti.



Figura 3.9 Collettori sottovuoto

A dimostrazione dell'interesse per la scelta del sottovuoto per limitare le perdite per convezione, si sono diffusi sul mercato (inizialmente prevalentemente in Cina, ma più recentemente anche in Europa) collettori *sottovuoto di nuova generazione* che associano prestazioni eccellenti ad una più agile tecnologia costruttiva.

L'elemento attorno al quale si è sviluppato questo “salto tecnologico” è stato la messa a punto di una linea produttiva autonoma, ad alta produttività e basso costo, per tubi di vetro concentrici tra quali viene rarefatta l'aria. Tali elementi tubolari sono caratterizzati dalla presenza di uno strato di composti azotati di alluminio (su film di alluminio) aderenti alla superficie esterna del tubo interno. Tale rivestimento, posizionato in questo caso direttamente nella zona sottovuoto, ha ottime potenzialità di assorbimento della radiazione solare ed una remissività molto contenuta e, pertanto, assolve le funzioni di una vera e propria superficie captante. Le soluzioni tecnologiche scaturite dall'acquisizione di questo nuovo elemento sono già diverse sul mercato, a partire da dispositivi ad accumulo integrato che prevedono il passaggio dell'acqua direttamente nel condotto delimitato dal tubo di vetro interno, fino a configurazioni molto più complesse che utilizzano i cicli di condensazione ed evaporazione del fluido termovettore in ambiente depressurizzato.

collettore solare piano:

Vantaggi:

- È affidabile e richiede scarsa manutenzione.
- Il rapporto costo/prestazioni è buono.
- È più economico di un collettore sottovuoto, con prestazioni mediamente inferiori.
- Facilità di assemblaggio e costi di installazione contenuti.
- Offre diverse possibilità di montaggio (ancoraggio sul tetto, integrazione nel tetto, montaggio su facciata ed installazione a terra).

Svantaggi:

- Non è adatto per la produzione di calore a temperature molto elevate (ad esempio generazione di vapore).
- Presenta una minore efficienza rispetto ai collettori sottovuoto in quanto il valore di U_L è più alto.
- Richiede uno spazio maggiore sul tetto rispetto ai collettori sottovuoto.
- È necessario un sistema di supporto per il montaggio su tetti piani (con ancoraggio o contrappesi).

collettore non vetrato:

Vantaggi:

- Visto il costo molto contenuto e la possibilità di soddisfare, ad esempio per piscine scoperte, il 100% del fabbisogno, ha tempi di ritorno economico molto contenuti.
- Può essere installato sul tetto in sostituzione al tradizionale rivestimento esterno, ad esempio in zinco. Questa soluzione consente una riduzione dei costi per l'acquisto dei materiali.
- Si adatta facilmente alle più svariate forme di tetto (tetto piano, tetto spiovente, tetto a volta) e può essere facilmente montato su superfici curve.

- Rappresenta una migliore soluzione estetica per i tetti in lamierino rispetto ai collettori vetrati.

Svantaggi:

- A causa dell'impossibilità di trattenere le perdite verso l'esterno è adatto solamente ad utenze estive.

collettore a tubi sottovuoto:

Vantaggi:

- Mantiene un'elevata efficienza anche in presenza di elevate differenze di temperatura tra la piastra captante e l'ambiente circostante.
- Mantiene un'elevata efficienza anche in condizioni di irraggiamento contenuto (ad esempio in inverno).
- Consente di riscaldare il fluido di lavoro fino ad elevate temperature, ed è quindi utilizzabile anche come impianto per il riscaldamento ed il condizionamento degli ambienti, e per la generazione di vapore.
- È facilmente trasportabile in qualunque sito debba essere installato (il collettore può anche essere assemblato in situ).
- Può essere facilmente orientato verso il sole anche in fase di assemblaggio (vale solo per alcuni prodotti) ruotando i tubi di modo che le lamine che fungono da piastra captante siano perpendicolari alla direzione della radiazione solare.

Svantaggi:

- È più costoso di un collettore piano
- I collettori a tubi di calore devono essere installati con un'inclinazione minima di 25°.

3.6.1 Curva di efficienza a confronto

Può essere interessante, a questo punto, fissare alcuni concetti esposti utilizzando lo strumento della curva di efficienza per diverse tipologie di collettori. Come si ricorderà, a parità di temperatura del fluido termovettore, l'accrescimento del valore di ΔT^* corrisponde a condizioni esterne meno favorevoli (irraggiamento e/o temperatura ambiente decrescenti). Spostandosi lungo l'asse della ascisse verso

destra, pertanto, si visualizza il comportamento dell'efficienza del collettore al peggiorare delle condizioni di lavoro.

Dall'osservazione della figura 3.10 si possono notare immediatamente le differenze individuate tra le diverse tipologie di collettori.



Figura 3.10 Curva di efficienza di diverse tipologie di collettori a confronto

Il collettore non vetrato, non essendo dotato di copertura trasparente, è quello che ha le migliori possibilità di assorbimento della radiazione incidente (la retta incontra l'asse delle ordinate nel punto più alto); il valore dell'efficienza, però decresce molto rapidamente fino ad annullarsi in zone dove gli altri collettori hanno ancora prestazioni di tutto rispetto;

Il collettore piano con piastra selettiva ha una performance migliore del collettore piano semplice in ogni condizione di lavoro;

Il collettore sottovuoto ha la curva di efficienza più stabile in assoluto e garantisce buona prestazioni anche in condizioni esterne avverse.

3.6.2 La temperatura di ristagno (temperatura di equilibrio)

Può accadere che l'impianto solare si guasti in piena estate o che, durante le vacanze, per un certo periodo non venga utilizzata acqua calda e, conseguentemente, dal collettore non venga estratto calore, in questi casi la piastra captante si riscalda, il ΔT aumenta, conseguentemente le perdite termiche globali aumentano fino a che q_p (energia termica dissipata nell'unità di tempo per convezione, conduzione e irraggiamento W/m^2) eguaglia il valore dell'efficienza ottica (η_0). In queste

condizioni l'efficienza istantanea del collettore è uguale a zero, ovvero tutta l'energia incidente viene dispersa per convezione, conduzione e irraggiamento. Ricordiamo, a tal proposito, che le dispersioni termiche, oltre un certo valore di temperatura della piastra, non aumenta più in modo lineare con la differenza di temperatura, ma aumentano proporzionalmente al quadrato della differenza della temperatura.

Questa temperatura di equilibrio viene detta *temperatura di ristagno*, ed aumenta con l'irraggiamento. Nei collettori piani ben isolati può raggiungere i 160÷200 °C mentre nei collettori sottovuoto i 200÷300 °C e, se dotati di riflettori, anche i 350 °C.

3.7 COLLETTORI SOLARI A CONCENTRAZIONE

Nei collettori eliotermici l'elemento assorbente rappresenta il componente imprescindibile per lo sfruttamento dell'energia solare, ma costituisce, parallelamente, anche la causa di dispersioni più o meno significative, in relazione alle specifiche condizioni operative. Queste perdite possono essere limitate drasticamente concentrando la radiazione incidente su di una superficie di dimensioni inferiori rispetto a quella di raccolta. I collettori solari a concentrazione, in effetti, sfruttano proprio questo principio, per mezzo di particolari dispositivi ottici capace di far convergere l'energia elettromagnetica su di un assorbitore la cui area è più piccola di quella esposta al sole. Quest'ultimo viene definita *apertura o superficie di ammissione*, mentre il rapporto tra di essa e l'estensione dell'assorbitore viene definito rapporto di concentrazione (C_R) e può variare da poco più di un'unità a diverse centinaia, a seconda dei prodotti considerati. Per valore di C_R fino a 4 si parla di bassa concentrazione, di media da 5 a 200 e al di sopra si entra nel campo dell'alta concentrazione. Un altro parametro fondamentale è rappresentato dall'angolo di ammissione (θ_c), che rappresenta il massimo angolo di penetrazione della luce all'interno del collettore affinché sia concentrata direttamente sull'assorbitore. È formato dalla normale al piano di captazione e dal raggio della radiazione incidente.

I collettori di questo tipo, in sostanza, consentono di aumentare la superficie captante e diminuire contemporaneamente quella disperdente e godono di tutta una serie di vantaggi, tra cui i principali sono:

- Temperature del fluido termovettore in uscita più elevate;
- Maggiori efficienze termodinamiche per applicazioni in cui sono utili temperature superiori ai 100 °C;
- Maggiori efficienze di conversione connesse alle minori dispersioni;
- Costi inferiori a parità di superficie di ammissione e quindi di radiazione captata;
- Maggiore risparmio su materiali e trattamenti relativi all'assorbitore.

Bisogna, d'altra parte, riscontrare anche alcuni fattori critici, come ad esempio:

- Maggiore complessità dei prodotti;
- Minore sensibilità rispetto alla radiazione diffusa;
- Necessità di impiego di sistemi ad inseguimento per l'ottimizzazione delle prestazioni;
- Impiego di superfici riflettenti, spesso deperibili nel lungo periodo.

Le configurazioni dei collettori solari a concentrazione sono molteplici.

3.7.1 Collettori concentratori piani

Il tipo di collettore a concentrazione più semplice è rappresentato da un pannello piano corredato da limine riflettenti connesse alla sua superficie frontale in modo da formare una sorta di imbuto a tronco di piramide rovescia (figura 3.11). In pratica, le prestazioni dell'elemento tradizionale vengono migliorate aumentandone l'apertura effettiva.

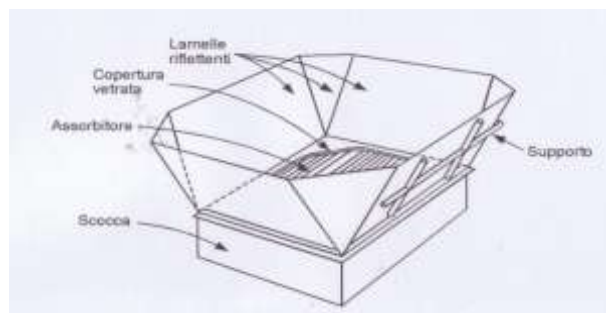


Figura 3.11 Collettore concentratore piano

Oltre ad investire la copertura trasparente, infatti, la radiazione solare investe anche le alette riflettenti che la circondano e, grazie alla loro inclinazione, viene deviata sul vetro e lo attraversa, aumentando l'energia utile che raggiunge l'assorbitore. In questo caso si parla di bassa concentrazione, con rapporto C_R raramente superiore a 2, ma si ottiene una buona capacità di sfruttamento tanto della frazione diretta quanto di quella diffusa e non si rivela necessario (né conveniente) ricorrere a dispositivi per l'inseguimento del sole.

3.7.2 Collettori parabolici composti

I collettori parabolici composti, o CPC (compound parabolic collectors), sono corredati di concentratori non focalizzanti, formati da una serie di coppie simmetriche di lamine riflettenti a profilo parabolico, disposte in modo da formare tante sezioni ad U parallele tra loro. La struttura così realizzata viene interposta tra la lastra di copertura e l'assorbitore (figura 3.12). Quest'ultimo può essere di vario tipo, a piastra o tubolare, trattato selettivamente come visto in precedenza, ma è generalmente suddiviso in tanti elementi quante sono le coppie di riflettori.



Figura 3.12 Batteria di collettori parabolici

L'energia radiante che penetra dalla superficie frontale del collettore, attraverso un processo di riflessioni singole o multiple sulle pareti paraboliche, viene concentrata alla loro base, dove si trova, per l'appunto, l'elemento assorbente. Se quest'ultimo è tubolare, al fine di migliorare le prestazioni dei riflettori la loro sezione può terminare inferiormente in un arco di un circonferenza concentrico

rispetto all'assorbitore, in modo da ridirezionare verso di esso anche la porzione di radiazione altrimenti persa sul fondo.

A differenza della maggior parte dei sistemi a concentrazione, questi collettori, sebbene dimostrino appieno la loro funzionalità soprattutto in presenza di irraggiamento diretto, possono sfruttare anche la radiazione diffusa, in maniera inversamente proporzionale rispetto allo specifico rapporto C_R , che oscilla, in genere, tra 3 e 6, a seconda delle varie configurazioni possibili. Nel caso, si impiegano di solito dispositivi a tracciamento monoassiale, disponendo i collettori longitudinalmente secondo la direttrice est-ovest oppure lungo quella nord-sud e facendoli ruotare rispetto ad esse. Nel primo caso si ha una maggiore sensibilità rispetto alle variazioni dell'angolo di altezza solare β , nel secondo vengono privilegiate le variazioni dell'angolo di azimut α . Per questi componenti si registrano ottime efficienze, paragonabili se non superiori a quelle dei tubi evacuati, e si possono raggiungere temperature del fluido termovettore superiori ai 120 °C.

3.7.3 Collettori a parabole lineari

Un collettore cilindro-parabolico, o PTC (parabolic trough collector), è costituito, essenzialmente, da un concentratore, in forma di riflettore cilindrico a sezione parabolica, e da un assorbitore tubolare, disposto per tutta la lunghezza del concentratore in corrispondenza del fuoco della parabola. Quando questa è puntata verso il sole, la radiazione diretta viene riflessa sul tubo ricevitore, portandolo ad alta temperatura e riscaldando così il fluido termovettore che viene fatto scorrere al suo interno attraverso canalizzazioni di adduzione e prelievo collegate alle estremità. (figura 3.13).



Figura 3.13 Collettore cilindro-parabolico

Il concentratore, che nella maggior parte delle applicazioni è esposto all'aria aperta senza protezioni, viene fabbricato sagomando opportunamente per piegatura delle lamine in metallo lucidato, oppure con degli specchi concavi, oppure ancora applicando su superfici curvate pellicole adesive riflettenti. La realizzazione di questi elementi deve naturalmente tenere in considerazione le effettive condizioni di impiego previste. Precipitazioni meteoriche, polvere, sporcizia e depositi di varia natura possono, infatti, deteriorare rapidamente le proprietà ottiche delle finiture impiegate, compromettendo la funzionalità del collettore. Parallelamente all'impiego di materiali che forniscano buone garanzie di durabilità, dunque, è consigliabile programmare efficienti cicli di manutenzione periodica, in modo da preservare il livello prestazionale e prolungare la vita operativa dei componenti.

Come detto, l'assorbitore è rappresentato da un tubo, generalmente in rame o acciaio, che corre lungo tutta la linea focale del concentratore. La radiazione riflessa incide sulla sua superficie esterna che, per aumentare l'efficienza di captazione, viene rivestita con un trattamento selettivo analogo a quelli visti precedentemente, ma con la caratteristica aggiuntiva di resistere a temperature decisamente superiori.

La produttività di questi componenti è notevole, possono raggiungere temperature di alcune centinaia di gradi, il campo operativo della piastra oscilla normalmente tra i 50 °C ed i 300 °C, ma si possono raggiungere anche i 400 °C Per questo motivo si devono impiegare appropriati fluidi termo vettori, come miscele a base di acqua per le applicazioni meno intensive ed olio diatermici o Sali fusi per impieghi ad alta temperatura.

3.7.4 Inseguitore solare

Un **inseguitore solare** è un sistema meccanico in grado di modificare l'orientamento dei pannelli solari (fotovoltaici, termici o concentratori solari) per consentire di seguire il corso del sole nel cielo e ottenere la migliore inclinazione dei pannelli, aumentando l'efficienza dell'impianto solare. In parole pratiche, l'inseguitore solare gira i pannelli solari verso il sole alla giusta inclinazione, un principio già presente in natura con le piante dei girasoli. L'uso dell'inseguitore è particolarmente utile nel caso della concentrazione solare per mantenere costante il punto di fuoco del paraboloide verso il canale contenente il liquido da riscaldare.

Gli inseguitori solari si distinguono in base ai gradi di libertà offerti, al tipo di alimentazione dell'impianto di orientamento e alla tipo di comando elettronico. Se da un lato gli inseguitori solari consentono di ottenere un maggiore livello di efficienza, dall'altro sono esposti al rischio dell'usura e del guasto meccanico dovuto all'azione degli agenti atmosferici. Richiedono pertanto una maggiore manutenzione rispetto agli impianti solari tradizionali. Inoltre, ogni servomeccanismo elettrico consuma energia per svolgere il proprio lavoro, quindi al ricavo economico della maggiore produzione di energia dovrà essere sottratto il costo della quantità di energia consumata dagli inseguitori. Questi ultimi due aspetti rendono particolarmente conveniente l'applicazione degli inseguitori solari nel settore dei medio-grandi impianti solari a terra dove è presente una struttura e un personale adibito al controllo quotidiano dell'impianto.

In conclusione:

- I pannelli solari con inseguitore solare producono una maggiore quantità di energia elettrica grazie al miglior angolo medio di incidenza dei raggi solari.
- Sono maggiormente esposti al rischio di guasto dei servomeccanismi, quindi implicano un costo di manutenzione maggiore.
- Alla produzione di energia deve essere sottratto il costo dell'energia consumata dai servomeccanismi per 'girare' i pannelli verso la corretta angolazione con i raggi solari.

3.7.5 Esempio di collettore a concentrazione ad inseguimento

SYCON, è un concentratore ad inseguimento solare basato sul risparmio energetico. Il cuore di SYCON è composto di uno scambiatore, chiamato caldaia, posto al centro del concentratore. Lo scambiatore, che viene colpito dai raggi solari convogliati grazie ai 132 specchi posti sulla parabola, consente di sviluppare acqua calda a 110°C, da destinare a tutte le esigenze inerenti all'uso d'acqua calda negli impianti sportivi, civili, industriali, commerciali, ecc. L' inseguimento dei raggi del sole da parte del concentratore è dato da GPS orizzontale e verticale, controllo azimutale e zenitale di movimento a controllo numerico, ad alta precisione, con

rotazione di campo a velocità variabile, in funzione della posizione del sole, sistema SPS per correzione automatica puntamento concentratore protezione e messa in sicurezza in caso vento forte gestito da doppio anemometro. Il sistema automatico permette, alle elevate velocità del vento, di posizionare SYCON nella posizione di sicurezza.

SYCON può essere abbinato su impianti di riscaldamento, condizionamento, produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento piscine, cogenerazione e trigenerazione.

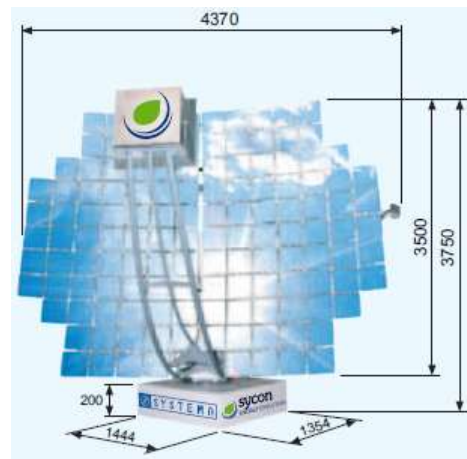


Figura 3.14 Esempio di collettore a concentrazione ad inseguimento

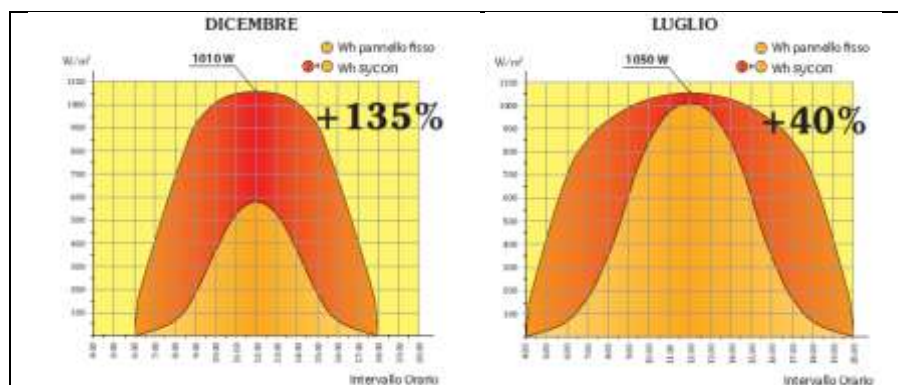


Figura 3.15 guadagni energetici rispetto a collettori piani

3.8 II MERCATO EUROPEO DEL SOLARE TERMICO

Dopo il forte aumento del 2008, il mercato solare termico europeo ha segnato il passo nel 2009 con circa 4,2 milioni di m² installati, 452.708 m² in meno rispetto al 2008. Gli effetti della crisi economica sul mercato europeo, iniziati a maggio con la crisi dell'euro, sembrerebbero dover continuare nel 2010. I collettori solari termici sono essenzialmente utilizzati per la produzione di acqua calda e per il riscaldamento. Alcune tecnologie specifiche sono state sviluppate per il raffrescamento degli edifici in estate, tuttavia questo mercato è ancora relativamente piccolo. Vi sono tre principali categorie di collettori solari termici che utilizzano tutte un fluido termovettore. La tipologia più popolare in Europa è quella dei collettori piani vetrati in cui il fluido termovettore circola dentro un assorbitore posto dietro una lastra di vetro e integrato in un rivestimento isolato. Un altro tipo di solare termico è quello della tecnologia dei collettori a tubi sottovuoto in cui il fluido circola dentro un doppio tubo sottovuoto e in cui l'isolamento è garantito dal vuoto. Infine i collettori non vetrati che utilizzano una rete di tubi di plastica neri, uniti uno con l'altro e collocati all'aria aperta. Questi sono essenzialmente utilizzati in estate per riscaldare l'acqua delle piscine.

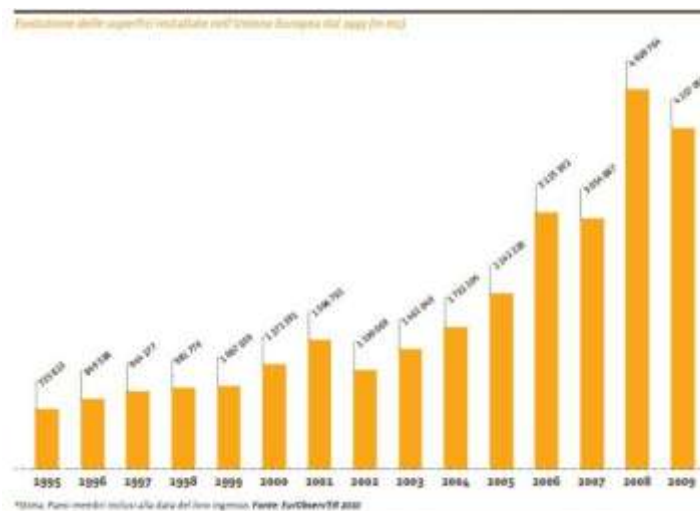
Alla fine la crisi economica ha avuto la meglio sull'euforica crescita del mercato europeo. Secondo EurObserv'ER il dato annuale per il 2009 riguardo alla superficie installata di collettori nei Paesi dell'Unione Europea arriverà a circa 4,16 milioni di m² (equivalenti a una capacità termica di 2,9 GWth).

Superfici annuali installate nel 2008 nei Paesi dell'Unione Europea per tipo di collettore (in m²) e potenza equivalente (in MWth)

	Collettori vetrati			Totale (m ²)	Potenza equivalente (MWth)
	Collettori piani vetrati	Collettori sottovuoto	Collettori non vetrati		
Germania	1 710 000	190 000	20 000	1 920 000	1 344,0
Spagna	414 000	32 000	20 000	466 000	326,2
Italia	361 000	60 000		421 000	294,7
Franca*	352 252	16 000	6 000	374 252	262,0
Austria	343 617	4 086	15 220	362 923	254,0
Grecia	295 000	5 000		300 000	210,0
Polonia	89 820	39 812		129 632	90,7
Belgio	66 860	20 640	3 500	91 000	63,7
Repubblica Ceca	26 500	8 500	55 000	90 000	63,0
Portogallo	86 620			86 620	60,6
Regno Unito	47 250	33 750		81 000	56,7
Svezia	14 530	12 283	28 648	55 461	38,8
Paesi Bassi	23 305		28 216	51 521	36,1
Irlanda	31 727	11 883		43 610	30,5
Cipro	39 270	843	439	40 552	28,4
Danimarca	33 000			33 000	23,1
Slovacchia	10 250			10 250	7,2
Slovenia	6 565	3 535		10 100	7,1
Ungheria	10 000			10 000	7,0
Romania	10 000			10 000	7,0
Malta	3 758	3 241		6 999	4,9
Bulgaria	6 000			6 000	4,2
Lussemburgo	3 994			3 994	2,8
Finlandia	2 100		1 200	3 300	2,3
Lettonia	1 500			1 500	1,1
Lituania	700			700	0,5
Estonia	350			350	0,2
Totale UE 27	3 989 968	441 573	178 223	4 609 764	3 226,8

*Department d'Obtencore inclusi. Fonte: EuroObserver 2008.

Quest'area è inferiore del 9,8% rispetto al dato delle installazioni del 2008 in cui furono installati quasi 4,61 milioni di m².



Superfici annuali installate nel 2009* nei Paesi dell'Unione Europea per tipo di collettore (in m²) e potenza equivalente (in MWth)

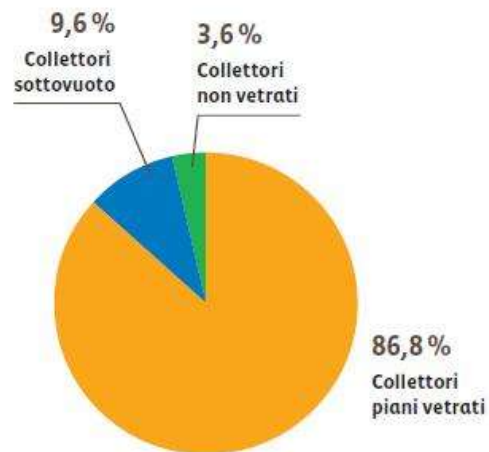
	Collettori vetrati			Totale (m ²)	Potenza equivalente (MWth)
	Collettori piani vetrati	Collettori sottovuoto	Collettori non vetrati		
Germania	1 440 000	160 000	19 800	1 619 800	1 133,9
Spagna	375 000	16 000	11 000	402 000	281,4
Italia	340 000	60 000		400 000	280,0
Austria	349 000	7 700	8 300	365 000	255,5
Francia**	284 456	26 500	6 000	316 956	221,9
Grecia	204 000	2 000		206 000	144,2
Polonia	106 494	37 814		144 308	101,0
Portogallo	140 000			140 000	98,0
Regno Unito	51 975	37 125		89 100	62,4
Repubblica Ceca	30 000	1 000	50 000	81 000	56,7
Paesi Bassi	43 713		27 000	70 713	49,5
Belgium	44 000	11 000		55 000	38,5
Danimarca	53 683	817		54 500	38,2
Svezia	13 126	8 183	24 993	46 302	32,4
Irlanda	26 383	16 131		42 514	29,8
Cipro	31 973	2 736	254	34 963	24,5
Slovenia	16 920	6 970		23 890	16,7
Romania	20 000			20 000	14,0
Slovacchia	10 700	1 900		12 600	8,8
Ungheria	10 000			10 000	7,0
Malta	4 386	4 122		8 508	6,0
Bulgaria	5 000			5 000	3,5
Lussemburgo	3 352			3 352	2,3
Finlandia	2 000		1 000	3 000	2,1
Lettonia	1 500			1 500	1,1
Lituania	700			700	0,5
Estonia	350			350	0,2
Totale UE 27	3 608 711	399 998	148 347	4 157 056	2 909,9

*Stima. **Dipartimenti d'Oltremare inclusi. Fonte: EurObserv'ER 2010.

Questo non significa che tutti i Paesi dell'Unione si sono comportati allo stesso modo, mentre i principali mercati europei - come Germania, Francia, Grecia e Spagna - hanno visto calare sensibilmente le loro installazioni, altri sono cresciuti come Polonia, Regno Unito e Portogallo o si sono stabilizzati come nel caso dell'Austria. Gli esperti hanno avanzato ulteriori spiegazioni alla contrazione del mercato solare termico oltre alla crisi economica che ha spinto molti soggetti a rinviare le proprie decisioni d'investimento. In particolare i piani di ripresa per l'industria delle automobili tedesca e francese hanno attirato parte delle capacità finanziarie delle famiglie. La competizione fratricida nel settore fotovoltaico, che ha visto crescere rapidamente le installazioni nel 2009, potrebbe avere conseguenze anche sul mercato solare termico.

Nel 2009 il mercato europeo è stato principalmente dominato dalla tecnologia a collettori piani vetrati, costituendo l'86,8% rispetto al 9,6% dei collettori a tubi sottovuoto e al 3,6% dei collettori non vetrati.

Ripartizione per tecnologia del mercato solare termico dell'Unione Europea nel 2009



Fonte: Euroserver 2010.

4 SOLARE TERMICO A BASSA TEMPERATURA

4.1 TIPOLOGIA DI IMPIANTI

Un impianto solare termico, a causa della variabilità delle condizioni meteorologiche e dello sfasamento temporale tra richiesta di energia termica e disponibilità della radiazione solare, non è sempre in grado di coprire l'intero fabbisogno energetico richiesto. Generalmente non è conveniente pensare a un impianto completamente autosufficiente poiché la superficie da utilizzare risulterebbe estremamente sovradimensionata durante il periodo estivo. Di conseguenza, nel dimensionare un impianto solare termico è necessario valutare la percentuale del fabbisogno energetico annuo (fattore di copertura) che conviene coprire. Questa condizione rende necessario il ricorso sia a un sistema di integrazione, generalmente una caldaia a gas, che provveda alla generazione dell'energia termica quando l'impianto non è in grado di renderla disponibile, sia a un sistema di accumulo dell'acqua calda che funge da volano termico.

In base al tipo di circolazione del fluido termovettore, si possono distinguere le seguenti tipologie di impianti, entrambe comprendenti a loro volta impianti a circuito chiuso o aperto.

4.1.1 Impianti a circolazione naturale

Il fluido termovettore presente nel collettore, una volta riscaldatosi, presenta una minore densità rispetto al resto del circuito; la differenza di densità tra il fluido termovettore presente nei tubi di mandata e quello presente nei tubi di ritorno del collettore innesca la circolazione del fluido (effetto termosifone). Si noti che in questi impianti il serbatoio di accumulo deve necessariamente essere posizionato al di sopra del collettore solare, perché il punto in cui il fluido è più caldo (il collettore) non deve coincidere con il punto più alto del circuito, pena l'impossibilità della circolazione naturale.

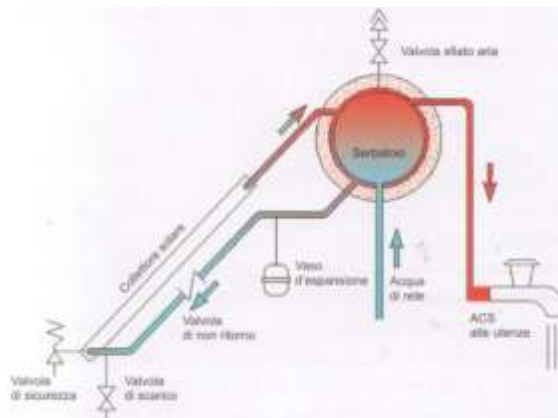


Figura 4.1 Schema impianto a circolazione naturale e circuito chiuso

Il fluido termovettore che circola all'interno del pannello può essere semplice acqua oppure, laddove le condizioni meteorologiche lo richiedano, acqua addizionata con liquido anticongelante. In questo caso, però è necessario che il fluido termovettore che circola nel collettore non sia lo stesso che serve l'utenza finale. In base al tipo di fluido che circola nei collettori, si possono avere due distinte tipologie impiantistiche:

- Impianti a circuito chiuso, in cui il fluido termovettore che circola nei collettori cede calore al fluido d'utilizzo tramite uno scambiatore (figura 4.1)
- Impianti a circuito aperto, in cui il fluido che circola all'interno del collettore è la stessa acqua che, raggiunta la temperatura richiesta, arriva all'utenza (figura 4.2).

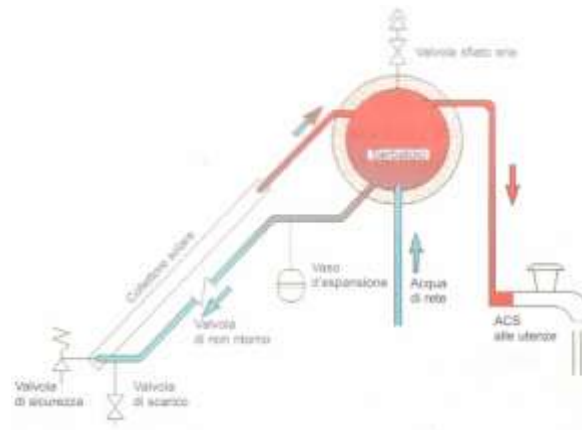


Figura 4.2 Schema impianto a circolazione naturale e circuito aperto

4.2 SISTEMI MONOBLOCCO

I sistemi monoblocco, destinati esclusivamente alla produzione di acqua calda per uso sanitario, consistono in veri e propri impianti eliotermici autonomi di piccole dimensioni, in cui il collettore si presenta già accorpato con serbatoio di accumulo, che a sua volta può contenere una resistenza elettrica come fonte di calore ausiliaria.



Figura 4.3 Scalda-acqua solare monoblocco con collettore piano e con tubi evacuati

Sono prodotti molto diffusi, la cui popolarità è in gran parte dovuta alla semplicità d'installazione ed all'assenza di componenti ausiliari. Il fluido termovettore, infatti, attraversa il collettore per circolazione naturale e non sono necessari dispositivi di pompaggio e/o regolazione. Costituito da un collettore piano o a tubi evacuati direttamente connesso ad una piccola cisterna situata in posizione più elevata per favorire la circolazione dell'acqua grazie all'effetto termo gravimetrico (figura 4.3)

4.2.1 Impianti a circolazione forzata

Qualora non sia possibile posizionare l'accumulo sopra i pannelli, come richiesto per gli impianti a circolazione naturale, si deve necessariamente ricorrere all'utilizzo di una pompa di circolazione, così da non vincolare la posizione relativa tra serbatoio e pannelli. La presenza della pompa di circolazione rende necessario l'utilizzo di un termostato differenziale che provveda ad avviarla quando la differenza di temperatura tra fluido nel collettore e fluido nel serbatoio è superiore 5-10 °C.

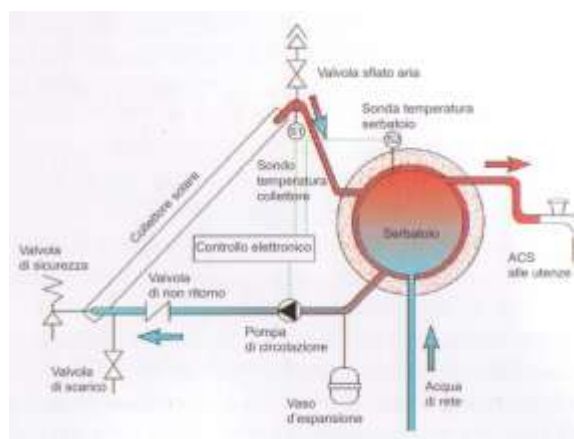


Figura 4.4 Schema impianto a circolazione forzata e circuito chiuso

Tale differenza di temperatura garantisce l'instaurarsi delle condizioni di scambio termico così che l'energia termica accumulata del fluido termovettore venga ceduta al serbatoio di accumulo. Anche in questo caso è possibile distinguere tra impianti a circuito chiuso (figura 4.4) o a circuito aperto (figura 4.5)

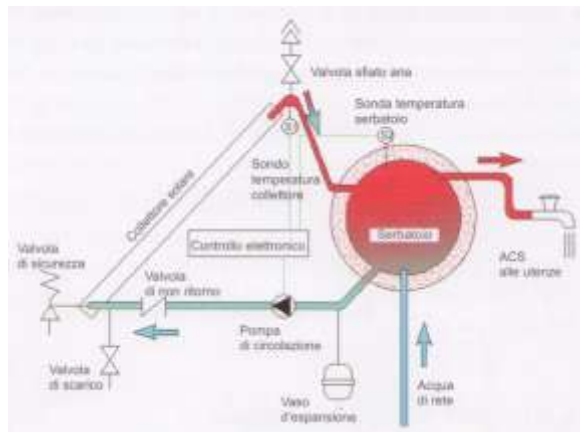


Figura 4.5 Impianto a circolazione forzata e circuito aperto

4.3 COMPONENTI DI UN IMPIANTO

4.3.1 I serbatoi di accumulo di calore

Come è noto la fonte solare è aleatoria e discontinua: pertanto, accade frequentemente che produzione e richiesta di energia non siano in fase. Nel caso dei sistemi solari termici è necessario dunque prevedere un sistema di accumulo per immagazzinare il calore e renderlo disponibile quando serve.

L'ideale sarebbe poter conservare il calore prodotto in esubero durante l'estate per utilizzarlo in inverno (accumulo stagionale). In svizzera questo metodo è stato implementato per diversi anni dotando le abitazioni a basso consumo energetico di impianti solari termici. A tutt'oggi i sistemi di accumulo più adottati sono, tuttavia, quelli che consentono di immagazzinare il calore in modo efficiente per 1 o 2 giorni. I serbatoi di accumulo possono essere classificati in base al tipo di impiego a cui sono destinati e al tipo di coibentazione.

Classificazione dei serbatoi di accumulo:

Tipo	Serbatoio In pressurizzazione Serbatoio non pressurizzato - depressurizzato
Serbatoio per l'acqua potabile	Acciaio inossidabile
	Acciaio smaltato
	Acciaio rivestito in plastica
Serbatoio buffer tampone	Acciaio Plastica
Serbatoio di accumulo combinato	Acciaio/ acciaio inossidabile
	Acciaio / acciaio smaltato

4.3.2 Materiali impiegati nei serbatoi di accumulo

I serbatoio pressurizzati vengono realizzati in acciaio inossidabile, acciaio smaltato oppure con rivestimento in plastica. I serbatoi di accumulo in acciaio inossidabile sono più leggeri e duraturi, ma sono molto più costosi rispetto ai serbatoi in acciaio smaltato. Tuttavia, l'acciaio inossidabile viene aggredito più facilmente dall'acqua ad elevato contenuto di cloro. Per ridurre i rischi di corrosione (ad es. sottilissime cricche nello smalto), questo tipo di serbatoio è generalmente provvisto di anodo in magnesio, che deve essere periodicamente sostituito. Vengono normalmente commercializzati a costi inferiori anche serbatoi in acciaio rivestiti in plastica non porosa. Tuttavia, questo tipo di sistema di accumulo sopporta temperature non superiori agli 80 °C. In ogni caso, i serbatoi con rivestimenti in plastica sono caratterizzati da un livello di affidabilità inferiore rispetto alle altre tipologie costruttive.

4.3.3 I serbatoi di accumulo per l'acqua ad uso sanitario

La figura seguente (4.6) illustra un serbatoio di accumulo per sistemi solari, di tipo standard. In questo dispositivo di accumulo sono generalmente presenti due scambiatori di calore: lo scambio termico tra il fluido termovettore che circola nel circuito solare e il fluido nel serbatoio, e lo scambiatore supplementare per il trasferimento di calore dal sistema di riscaldamento integrativo (ad esempio una

caldaia) al fluido accumulato nel serbatoio. Nella zona bassa dell'accumulo viene inoltre realizzato un collegamento alla rete idrica per l'approvvigionamento di acqua fredda. La pressione operativa nei serbatoi pressurizzati è di 4-6 bar. Per la scelta del volume del serbatoio di accumulo si considerano 50-100 litri. Per m² di superficie di collettore piano, laddove per il dimensionamento di impianti di grossa taglia si utilizzano valori di riferimento vicini all'estremo inferiore dell'intervallo indicato, viceversa, per gli impianti di piccola taglia.

Serbatoio di accumulo molto grandi possono contenere maggiori quantità di energia, tuttavia questa scelta comporta anche maggiori dispersioni termiche ed elevate frequenze di accensione del sistema di riscaldamento integrativo, dato che per riscaldare grandi quantità di acqua è richiesto un maggiore apporto di energia. Per quanto riguarda i serbatoi di accumulo per l'acqua sanitaria è bene tenere in considerazione il problema delle incrostazioni calcaree che potrebbero formarsi ad elevate temperature in corrispondenza dello scambiatore: per questa ragione, nei sistemi solari utilizzati nelle abitazioni temperatura nel serbatoio non dovrebbe mai superare i 60 °C.

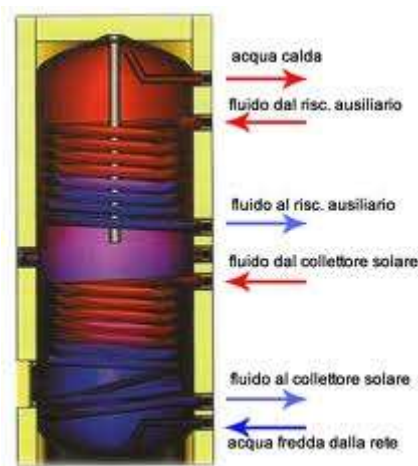


Figura 4.6 Serbatoio di accumulo per sistemi solari di tipo standard

4.3.4 Le caratteristiche costruttive di un serbatoio solare

Per valutare la qualità di un serbatoio di accumulo in relazione alle caratteristiche di un sistema solare è necessario prendere in considerazione numerosi parametri.

1) La forma del serbatoio di accumulo

In un serbatoio che funzioni in modo efficiente dovrebbero formarsi degli strati di acqua a diverse temperature. Ciò che rende possibile questa stratificazione è la variazione di densità di un fluido con la temperatura: infatti, l'acqua calda "più leggera" tende ad accumularsi nella parte superiore del serbatoio mentre, l'acqua fredda "più pesante", sul fondo dello stesso. Questo effetto di stratificazione è un prerequisito essenziale per il buon funzionamento del sistema solare.

Non appena viene richiamata acqua calda dall'utenza, ad esempio, per la doccia, nel serbatoio affluisce acqua fredda dalla rete che potrebbe mescolarsi all'acqua precedentemente riscaldata. Per limitare questo effetto indesiderato e mantenere quanto più possibile la stratificazione della temperatura, è necessario che il serbatoio, di forma generalmente cilindrica, sia alto e stretto. Tali condizioni si realizzano utilizzando serbatoi di accumulo verticali, in cui il rapporto altezza-diametro sia almeno 2,5:1. Basse temperature nella zona inferiore del serbatoio assicurano che, anche in caso di scarso irraggiamento e di bassa temperature del fluido termovettore, l'efficienza del sistema solare si mantenga elevata.

Esempio: La temperatura ed energia accumulabile in un serbatoio.

Si prende un esempio un serbatoio solare verticale da 300 litri; nel quale si è generata una stratificazione con un profilo analogo a quello riportato in figura 4.6 l'energia accumulabile nel serbatoio a partire da una temperatura dell'acqua fredda in ingresso di 15 °C è:

$$Q = mc\Delta T$$

Laddove

Q = quantità di calore accumulabile [kcal]

m = massa dell'acqua accumulata [kg]

c = calore specifico dell'acqua [1 kcal/kg°C]

ΔT = differenza di temperatura tra l'acqua in ingresso e l'acqua nel serbatoio [°C]

Sostituendo i valori numerici corrispondenti alla schematizzazione riportata in figura, si ha che:

$$Q = (100\text{kg} \times 1 \text{ kcal/kg } ^\circ\text{C} \times 0 \text{ } ^\circ\text{C}) + (100\text{kg} \times 1 \text{ kcal/kg } ^\circ\text{C} \times 15 \text{ } ^\circ\text{C}) + (100\text{kg} \times 1 \text{ kcal/kg } ^\circ\text{C} \times 45 \text{ } ^\circ\text{C}) = 6.000 \text{ kcal}$$

Si ipotizza, ora, che tale energia termica si trovi accumulata in un serbatoio da 300 litri nel quale, tuttavia, non è stato possibile realizzare una stratificazione del fluido in base alla sua temperatura, e che il sistema si trovi tutto alla stessa temperatura di mescolamento.

La temperatura media del fluido contenuto nel serbatoio è calcolabile a partire dalla seguente espressione:

$$(T_m - T_f) = Q/mc$$

Dalla quale si ricava che:

$$T_m = Q/mc_p + T_f$$

$$T_m = [6.000 \text{ kcal} / (300 \text{ kg} \times 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C})] + 15^\circ\text{C} = 35^\circ\text{C}$$

Il risultato ottenuto indica che in questo secondo caso è necessario un sistema di riscaldamento integrativo per innalzare la temperatura del fluido fino al livello richiesto dall'utenza finale.

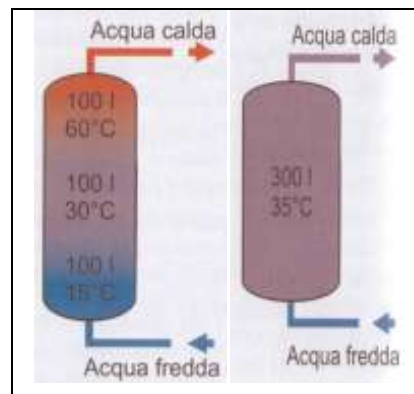


Figura 4.7 Esempio di stratificazione della temperatura in un serbatoio verticale da 300 litri

Nel caso di un serbatoio stratificato l'acqua viene prelevata a temperature mediamente elevate (nel nostro esempio a 60 °C): per ottenere acqua per usi domestici a 45 °C, è necessario miscelare il volume in temperatura con acqua proveniente dalla rete a 15 °C. È possibile valutare la quantità di acqua fredda richiesta per raffreddare un certo volume d'acqua calda mediante la seguente formula nella quale T_m è nota e pari, nel caso in esame, a 45 °C:

$$T_m = (m_1 \times T_1 + m_2 \times T_2) / (m_1 + m_2)$$

Dall'espressione precedente si ricava quindi che, per portare a 45 °C la temperatura T_m di 100 litri di acqua inizialmente a 60 °C, occorrono 50 litri di acqua a 15°C.

2) Dispositivo per l'immissione dell'acqua fredda nel serbatoio

Un particolare dispositivo, collocato opportunamente in corrispondenza delle tubazioni di adduzione, attenua il moto turbolento dell'acqua fredda che affluisce al serbatoio, riducendo la probabilità di mescolamento con gli strati più caldi.

3) Prelievo dell'acqua calda

Nei serbatoi di accumulo tradizionali l'acqua calda viene prelevata dalla parte alta del serbatoio. A seguito di tale prelievo una parte dell'acqua calda stagna nei tubi raffreddandosi. Può accadere quindi che l'acqua fredda venga richiamata nuovamente nella parte alta del serbatoio dove si miscela con l'acqua calda ivi accumulata, dando luogo a delle dispersioni di calore la cui entità può raggiungere il 15% delle perdite termiche totali.

Per evitare tale inconveniente è possibile dirigere il tubo della mandata dall'alto verso il basso facendolo passare internamente al serbatoio di accumulo oppure esternamente attraverso lo strato di isolante che avvolge il serbatoio.

4) Scambiatori di calore e relativi collegamenti

Lo scambiatore di calore del circuito solare deve essere posizionato nella parte più bassa del serbatoio, in modo tale che lo scambio termico possa interessare il volume d'acqua che occupa il fondo del serbatoio. Lo scambiatore di calore per il sistema di riscaldamento integrativo viene generalmente posizionato nella parte superiore del serbatoio in modo tale da assicurare un riscaldamento rapido del volume di acqua in temperatura (corrispondente al fabbisogno giornaliero) senza causare un aumento della temperatura nella parte bassa del serbatoio dove viene alloggiato lo scambiatore del circuito solare. Questa disposizione degli scambiatori fa sì che lo scambio termico nella parte inferiore dell'accumulo, dove l'acqua è più fredda, avvenga con la massima efficienza anche quando il fluido del circuito solare non raggiunge temperature troppo elevate.

5) La coibentazione del serbatoio di accumulo

L'isolamento del serbatoio ha la funzione pratica di ridurre al minimo le dispersioni di calore verso l'esterno. Affinché l'isolamento termico del serbatoio di accumulo risulti efficace nel limitare il più possibile le dispersioni di calore, è necessario che abbia le seguenti caratteristiche:

avere uno spessore di 10 cm sulle pareti e di 15 cm in corrispondenza della superficie superiore;

- Ricoprire anche la base del serbatoio;
- Essere perfettamente aderente alle pareti per evitare le perdite per convezione.
- Essere costituito da materiali privi di CFC e PVC con bassa conducibilità termica ($I < 0,035 \text{ W/m K}$).

L'entità di dispersioni termiche in un serbatoio di accumulo coibentato dovrebbe essere inferiore a 2 W/K . Al fine di contenere queste perdite è molto importante, infine, assicurarsi che il rivestimento termico sia sigillato ermeticamente in corrispondenza dei raccordi e delle flange. I rivestimenti termici attualmente commercializzati sono di tipo flessibile (schiume in poliuretano espanso, lana di vetro, ecc.), di tipo rigido applicabili esternamente per interventi di tipo retrofit oppure ad iniezione diretta con rivestimento in plastica o in metallo.

6) i sensori per la termoregolazione del sistema

La termoregolazione del sistema solare e del dispositivo di riscaldamento ausiliario avviene tramite dei sensori per la rilevazione della temperatura in diversi punti del sistema, tra cui il serbatoio di accumulo. In questo caso due sensori (o più) vengono posizionati in diversi punti del serbatoio per la rilevazione della temperatura di esercizio. In particolare, il sensore di temperatura impiegato per il controllo della pompa del circuito solare sarà collocato all'altezza dello scambiatore solare, e potrà essere una sonda ad immersione oppure a contatto.

Il sensore per la regolazione del sistema di riscaldamento ausiliario comunica invece alla centralina il livello di temperatura raggiunto nel serbatoio: se la temperatura è troppo bassa la centralina di controllo azionerà la caldaia.

In questo caso il sensore sarà posizionato all'altezza, o più in alto (mai più in basso), dello scambiatore di calore del sistema di riscaldamento integrativo.

4.3.5 Alcuni soluzioni specifiche

- Serbatoio tampone

Questo tipo di accumulo può essere realizzato in acciaio (serbatoio pressurizzati) oppure in plastica, ed è utilizzato prevalentemente per il riscaldamento degli ambienti. In questo caso il fluido contenuto nel serbatoio di accumulo viene prelevato, riscaldato in caldaia e rimesso nel serbatoio: a questo punto, il fluido riscaldato viene nuovamente prelevato dal serbatoio ed inviato ai radiatori. Questa soluzione viene adottata per migliorare le condizioni di lavoro della caldaia che non è costretta a funzionare in modalità stop – and - go. In questo caso, infatti, la caldaia riscalda il volume di stand – by che viene mantenuto in temperatura nel serbatoio, e può quindi rimanere inattiva anche per lunghi periodi.

- Serbatoio di accumulo “tank in tank”

Gli impianti solari combinati sono impianti solari utilizzati congiuntamente per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli ambienti. Questi sistemi si avvalgono spesso di serbatoi di accumulo di tipo tank in tank, che si compongono di un serbatoio tampone entro cui è alloggiato un serbatoio per l’acqua potabile che riceve calore attraverso la propria parete dal fluido contenuto nel serbatoio più esterno. Il serbatoio per l’acqua sanitaria è posizionato nella parte alta del serbatoio tampone che viene mantenuta in temperatura mediante l’ausilio di un sistema di riscaldamento integrativo. Nella zona bassa del serbatoio tampone è invece collocato lo scambiatore di calore solare.

- Serbatoio di accumulo a stratificazione

Per poter estrarre acqua senza dover aspettare che l’intero volume di stand – by sia in temperatura è stato ideato un sistema di riempimento stratificato per serbatoi di accumulo con volume > 300 litri, dotato di un dispositivo di autoregolazione che assicura l’introduzione disuniforme dell’acqua riscaldata. Sfruttando la variazione di densità di un fluido a diverse temperature, questo sistema consente di introdurre acqua nel serbatoio all’altezza dello strato che si trova alla stessa temperatura del fluido in ingresso. In questo modo si crea una stratificazione per cui la temperatura

del fluido nella parte alta del serbatoio è sufficientemente elevata. Questa soluzione consente di limitare i moti di mescolamento all'interno del serbatoio che, a loro volta, generano inutili dispersioni di energia. Inoltre, rispetto ai serbatoi di accumulo standard la frequenza di accensione del sistema di riscaldamento di integrazione viene considerevolmente ridotta. In alcuni casi i serbatoi di accumulo stratificati vengono utilizzati per il solo riscaldamento dell'acqua sanitaria mediante fonte solare. In questo caso, lo scambiatore di calore solare riscalda una quantità di acqua relativamente piccola che circola all'interno dei canali di distribuzione che si trovano al di sopra dello scambiatore stesso. L'acqua riscaldata sale attraverso il tubo distributore fino a raggiungere lo strato avente lo stesso livello di temperatura. Quindi, fuoriesce attraverso le saracinesche a gravità.

4.3.6 Pompa di circolazione

Le pompe di circolazione servono a garantire il flusso del fluido termovettore dai collettori solari allo scambiatore di calore che, di solito, è inserito nel serbatoio di accumulo: qualora l'impianto solare sia dotato di scambiatore esterno è necessario prevedere due pompe di circolazione, la prima dedicata al circuito primario (fluido termovettore da collettori a scambiatore), la seconda dedicata al circuito secondario (ACS da scambiatore a serbatoio). La portata delle pompe va valutata in funzione della superficie captante e del gradiente termico che i collettori solari devono garantire. La prevalenza garantita dalle pompe deve essere pari alle perdite di carico del circuito più lontano; ciò dipende prevalentemente dalla posizione relativa tra serbatoio di accumulo, scambiatore di calore e collettori.

4.3.7 Circuito idraulico (tubazioni, valvole)

Valvola di non ritorno:

In particolari condizioni, ad esempio di notte, il fluido all'interno del serbatoio potrebbe avere una temperatura superiore di quella del fluido termovettore all'interno del collettore solare, ciò potrebbe innescare una circolazione naturale del fluido dal serbatoio verso il pannello con la conseguente perdita di calore a causa dello scambio termico tra il collettore e l'ambiente esterno. Per evitare tale situazione viene

installata una valvola di non ritorno, opportunamente dimensionata, tra la pompa di circolazione e il collettore solare.

Vaso di espansione:

Il volume dell'acqua, all'alzarsi della temperatura, aumenta in ragione della diminuzione di densità, provocando, all'interno del circuito idraulico, considerevoli fluttuazioni di pressione; per evitare che queste provochino problemi nel circuito idraulico, viene installato un vaso di espansione. Il vaso di espansione è costituito da un contenitore metallico sigillato, al cui interno viene posta una membrana elastica in grado di compensare le fluttuazioni di pressione del circuito. Nella parte superiore della membrana, per conferire maggiore elasticità, viene generalmente inserito un gas inerte (ad esempio, azoto).

Valvola di sicurezza:

La valvola di sicurezza, presente in tutti gli impianti idraulici, consente di preservare l'integrità di un circuito idraulico in caso di sovrappressioni. Nel caso in cui la pressione del circuito superi il valore di tara della valvola, generalmente 4-6 bar, la valvola si apre consentendo al fluido termovettore di fluire all'interno di un adeguato serbatoio di raccolta, evitando che il circuito raggiunga pressioni tali da comprometterne l'integrità.

Centralina di regolazione:

Nei circuiti solari termici a circolazione forzata, la circolazione del fluido è affidata a una pompa, la quale deve essere azionata solo nel momento in cui la differenza di temperatura tra l'uscita del collettore e quella nello scambiatore, posizionato internamente al serbatoio, raggiunga un valore tale da garantire un adeguato scambio termico (5-10 °C). La gestione della pompa viene affidata a una centralina di regolazione che, tramite due sensori di temperatura, acquisisce il valore della differenza di temperatura tra l'uscita del collettore e quella del serbatoio nella zona di posizionamento dello scambiatore di calore. Quando tale valore è più alto del valore impostato provvede all'azionamento della pompa di circolazione. La centralina di regolazione può gestire anche la temperatura del serbatoio, in modo da bloccare la pompa di circolazione quando viene raggiunta la temperatura massima impostata. In tale condizione, se il collettore è ancora sottoposto ad irraggiamento, il fluido interno aumenta la temperatura fino ad eventuale evaporazione (temperatura di

ristagno), provocando l'azionamento della valvola di sicurezza. La centralina permette, nei circuiti a più serbatoi, di gestire il flusso di calore proveniente dai collettori. Grazie all'utilizzo di valvole a tre vie la centralina può decidere a quale serbatoio indirizzare il calore in relazione alla loro temperatura.

Valvola di sfiato dell'aria:

La valvola di sfiato, posizionata nella parte più alta del circuito, consente all'aria di fuoriuscire dal circuito dopo aver caricato il fluido termovettore. La sua presenza è importante anche durante il normale funzionamento dell'impianto, per evitare la presenza d'aria all'interno del circuito che non permetterebbe la corretta circolazione del fluido termovettore.

4.4 LE APPLICAZIONI DEI SISTEMI SOLARI TERMICI A BASSA TEMPERATURA

Gli impianti solari termici a bassa temperatura sono in grado di produrre acqua calda in un range compreso tra i 40 °C ed il 120 °C in funzione della tecnologia dei collettori solari e del tipo di impianto. Sfruttando la radiazione solare con i collettori solari, è possibile concepire sistemi adatti a molte applicazioni che necessitano di acqua calda sanitaria (o calore a bassa temperatura) ma, differiscono tra loro per la tipologia di impianto. Le applicazioni più diffuse sono:

- Impianti solari a uso domestico: la maggior parte degli impianti destinati a uso domestico sono di tipo autonomo, ideati per soddisfare il fabbisogno di ACS (acqua calda sanitaria) di un unico nucleo familiare. L'impianto è composto da un modulo (al massimo due) con una superficie tra 2,0 e 4,0 m² e un serbatoio tra 150 e 300 litri. Alcune applicazioni domestiche, invece, sono realizzate con un unico impianto per l'intero fabbricato in grado di produrre acqua calda sanitaria in modo centralizzato e distribuirla alle singole utenze; in questo caso il calore erogato alle singole unità abitative viene contabilizzato;

- Impianti solari per alberghi, strutture ricettive e centri sportivi: l'installazione di impianti solari termici in tali strutture comporta molti vantaggi; infatti, in generale, per tale tipo di utenza è possibile prevedere e stimare con buona precisione il fabbisogno di acqua calda (su base giornaliera e stagionale) e la curva di carico; su tali dati di input il progettista è in grado di progettare un impianto che soddisfi al meglio le richieste delle utenze garantendo una buona efficienza di sistema. Inoltre, alberghi e centri sportivi, soprattutto di nuova o recente costruzione, dispongono di notevoli superfici in copertura dove installare i collettori.
- Impianti solari per il riscaldamento delle piscine: utilizzabili per piscine sia coperte che scoperte; per queste ultime è possibile ottenere una copertura del fabbisogno termico fino all'80% del totale. Il riscaldamento dell'acqua delle piscine con energia solare è un'applicazione dei sistemi solari molto efficace, in quanto le piscine richiedono temperature dell'acqua comprese tra i 30 °C e i 35 °C in corrispondenza delle quali i collettori solari sono molto efficienti. Possono essere utilizzati collettori vetrati o non vetrati; le piscine scoperte normalmente utilizzano collettori non vetrati perché utilizzate prettamente d'estate. Periodo in cui le prestazioni dei due sistemi sono pressoché equivalenti. Nessuno dei due sistemi necessita di sistema di accumulo, poiché è la piscina stessa a fungere da accumulo termico;
- Impianti solari per il riscaldamento a basso gradiente termico degli ambienti: a causa dello sfasamento tra la richiesta e la disponibilità di energia, non è possibile ottenere più del 40-50% della copertura del fabbisogno energetico; si utilizzano sistemi radianti a pavimento, a soffitto o a battiscopa con una temperatura di cessione del calore tra i 25 °C e i 35 °C;

Impianti solari a uso stagionale (camping, stabilimenti balneari, etc.): sono utilizzati quando la richiesta di energia termica è concentrata esclusivamente nel periodo estivo; in tali condizioni possono essere installati collettori solari non vetrati che garantiscono ottime prestazioni nelle condizioni di esercizio tipiche dei mesi caldi. Questa tipologia di impianti è concepita per soddisfare il fabbisogno termico delle utenze che necessitano di una grande quantità di acqua calda, ma a bassa temperatura.

5 SOFTWARE DI DIMENSIONAMENTO

5.1 DESCRIZIONE DEL PROGRAMMA

SOLar ENergy SOLution (SOLENSOL) è un software di nuova concezione utile di dimensionamento degli impianti solari termici a bassa temperatura. Il software, grazie a un algoritmo di calcolo, permette di dimensionare gli impianti solari termici attraverso un'interfaccia grafica semplice ed intuitiva. Il programma è dotato di banche dati (aggiornabili dall'utente) relative sia ai dati climatici (irraggiamento, gradi-giorno, temperatura media mensile. ecc.), sia ai collettori solari termici più diffusi; sulla base di questi database e delle condizioni operative dell'impianto, il programma permette di valutare la producibilità energetica di un sito.

Il presente paragrafo descrive le varie fasi del dimensionamento :

- DATI IMPIANTO;
- ENERGIA CAPTATA;
- FABBISOGNO ACS;

- RISCALDAMENTO;
- FABBISOGNO PISCINA;
- SUPERFICIE CAPTANTE;
- IMPIANTO IDRICO;
- CALDAIA INTEGRATIVA;
- ANALISI ECONOMICA;
- REPORT PROGETTO.

Inserendo sequenzialmente i dati in ogni foglio di lavoro è possibile effettuare in modo semplice e veloce il dimensionamento dell'impianto solare termico che può essere:

- ACS: Permette di impostare un impianto destinato alla produzione di acqua calda sanitaria.
- Riscaldamento: Permette di impostare un impianto destinato al riscaldamento ambientale a bassa temperatura.
- Piscina: permette di impostare un impianto destinato al riscaldamento delle piscine.

5.1.1 Foglio “Energia Captata E Scelta Collettore”

Eseguendo il comando Energia Captata, l'utente viene introdotto alla progettazione vera e propria attraverso l'immissione dei primi dati di input. La finestra è divisa in tre sezioni:

- Scelta località;
- Dati dei collettori;
- Risultati.

Scelta località: È possibile scegliere la Regione e il Comune di installazione più vicino al sito di installazione. Il software consulta il database di radiazione solare, di temperatura media mensile ed i Gradi Giorno della località selezionata. È possibile aggiornare il database dei siti grazie al comando aggiungi una località alla libreria del menu strumenti.

Dati collettore: La sezione comprende i comandi descritti di seguito.

- Angolo di Azimut;
- Angolo di Tilt;
- Scelta collettore;
- Coefficiente di efficienza A;
- Coefficiente di efficienza b;
- Temperatura fluido termovettore.

Risultati: Una volta inseriti tutti i dati, il software elabora i dati e visualizza la tabella riassuntiva e il grafico dell'energia captata.

5.1.2 Foglio “Fabbisogno acqua calda sanitaria”

Eseguendo il comando Fabbisogno ACS viene visualizzata la finestra preposta alla stima del fabbisogno energetico per la produzione di acqua calda sanitaria. Il software elabora il fabbisogno medio mensile per l'acqua calda sanitaria e lo riporta nella rispettiva colonna indicata come fabbisogno ACS [MJ].

5.1.3 Foglio “Riscaldamento”

Nella finestra del lavoro visualizzata tramite il comando Riscaldamento, il software necessita dell'immissione di dati necessari per una stima di massima del fabbisogno energetico mensile per il riscaldamento. La procedura di calcolo è basata su formule approssimate

Nella finestra sono presenti due sezioni:

- Dati dell'edificio;
- Risultati.

Il software inserisce il fabbisogno medio mensile per il riscaldamento nella colonna Fabbisogno mensile [MJ].

5.1.4 Foglio “Fabbisogno Piscina”

Eseguendo il comando Fabbisogno Piscina, viene visualizzata la finestra corrispondente nella quale il software richiede l'immissione di dati necessari per una stima del fabbisogno energetico mensile per il riscaldamento di un'eventuale piscina.

la finestra presenta due sezioni:

- Dati della piscina;
- Dati mensili.

Il software inserisce il fabbisogno medio mensile per il riscaldamento dell'acqua della piscina nella colonna Fabbisogno mensile [MJ].

5.1.5 Foglio “ Superficie Captata

Eseguendo il comando Superficie Captante, viene visualizzata la finestra corrispondente nella quale si conclude il dimensionamento della superficie captante e si stabilisce il numero dei collettori dell'impianto solare termico.

Nella finestra sono presenti quattro sezioni:

- Dati energetici;
- Calcolo fabbisogno totale;
- Scelte progettuali per l'impianto solare;
- Risultati.

Dati energetici: Sono riportati tutti i dati dei fabbisogni energetici dell'energia captata. Calcolo fabbisogno totale: Consente di impostare il valore dell'efficienza di distribuzione del sistema solare, attraverso il riquadro Efficienza Di Distribuzione. Questo dato serve a quantificare quanta energia verrà dispersa in tutti i circuiti prima di giungere alle utenze finali (tubazioni, scambiatori, serbatoio, ecc.). il valore dell'efficienza di distribuzione varia tra 75%-95% in relazione al grado di coibentazione ed alla lunghezza dei circuiti: per circuiti brevi e ben coibentati 95% risulta un valore plausibile, per circuiti molto lunghi e poco isolati l'efficienza può scendere fino al 75%. Una volta impostata l'efficienza, cliccando su calcola vengono visualizzati i risultati del fabbisogno totale nella rispettiva colonna, all'interno della

sezione Dati Energetici. Tali risultati sono disponibili anche sotto forma di tabella e grafico. Scelte progettuali per l'impianto solare: per quanto riguarda il fattore di copertura solare, imponendo un fattore di copertura unitario nei mesi a più basso irraggiamento si dimensionerà l'impianto in modo da coprire tutto il fabbisogno energetico annuo. Tale soluzione risulta sconsigliata in quanto la maggior parte dell'energia disponibile in estate risulterebbe non utilizzabile, con drastica riduzione del fattore di utilizzo.

Se l'impianto alimenta solo riscaldamento degli ambienti, è chiaro che il dimensionamento deve essere impostato nei mesi più rigidi (anche in questo caso si sconsiglia di impostare valori del fattore di copertura superiore al 50%).

Gli impianti che producono solo ACS, al fine di ridurre al minimo il tempo di ritorno economico, dovrebbero essere dimensionati ponendo il fattore di copertura unitario nei mesi più caldi; in questo modo, mediamente, si dovrebbe ottenere un fattore di copertura annuo tra il 50 e il 65% e un fattore di utilizzo all'incirca unitario. In tali condizioni il tempo di ritorno economico varia da 3 o 6 anni in relazione al costo del combustibile e all'eventuale presenza di incentivi.

Scelto il mese e il fattore di copertura, cliccando sul comando calcola Superficie Pannelli; il programma calcolerà la superficie teorica captante necessaria per coprire la richiesta energetica.

In base alla scelta del collettore effettuata nella finestra Energia Captata, il software visualizza la superficie captante del pannello scelto. Cliccando sul comando Calcola Numero Pannelli, il software effettua il calcolo del numero teorico di collettori. Generalmente tale valore non risulta intero, pertanto, è necessario approssimare all'intero più vicino che permette la realizzazione di un circuito idraulico primario ben bilanciato che eviti rami con numeri di pannelli differenti e che le stringhe di collettori in parallelo non siano composte da più di sei moduli.

Il software lascia al progettista la scelta del numero dei pannelli finali. Qualora per ragioni di bilanciamento dei circuiti, si stabilisce un numero di collettori molto diverso da quello teorico, si consiglia di scegliere un altro modello di collettore con una diversa superficie captante che comunque garantisca le medesime prestazioni. Il software propone comunque un numero intero di collettori tale da permettere un

buon bilanciamento dei circuiti (ad esempio evitando di indicare circuiti con un numero primo di collettori).

Cliccando sul comando Risultati Finali, il software propone una tabella con i risultati numerici della progettazione, tra cui:

- Energia captata mensile;
- Fattore di utilizzo mensile;
- Fattore di integrazione mensile.

Nella sezione Risultati vengono visualizzati i valori calcolati per:

- La totale energia captata;
- L'energia captata e utilizzata;
- L'energia di sistema di integrazione.

Sono presenti anche tre comandi, che consentono di visualizzare i corrispondenti grafici. Grazie all'analisi dei risultati il progettista potrà scegliere di ottimizzare il numero dei collettori in modo da massimizzare o il fattore di utilizzo della risorsa solare o il fattore di integrazione. Ripercorrendo la procedura, dalla finestra Energia Captata si potrà modificare l'inclinazione del pannello, aumentandola per aumentare l'energia captata nei mesi invernali o diminuendola per aumentare l'energia captata nei mesi estivi.

5.1.6 Foglio “ Impianto Idrico”

La finestra visualizzata dal comando Impianto Idrico consente di calcolare un valore di massima per stimare il volume di accumulo. Il software imposta automaticamente i dati dai quali è possibile stimare il valore di accumulo. Il compito del progettista scegliere sui cataloghi tecnici un serbatoio o una serie di serbatoi il cui volume totale sia il più vicino possibile a quello indicato dal programma. Per volumi maggiori di 1,000 litri si consiglia di frazionare l'accumulo (ad esempio 2 da 500 litri) in più serbatoi, in modo da avere subito a disposizione ACS alla temperatura impostata, riscaldando una prima metà dl volume e l'altra metà solo quando il livello termico del serbatoio primario ha raggiunto il valore impostato.

5.1.7 Foglio “ Caldaia Integrativa”

La finestra visualizzata tramite il comando caldaia integrativa richiede l’inserimento dei dati necessari per una stima di massima del fabbisogno energetico mensile per il riscaldamento, consentendo di stimare la potenza necessarie alla produzione di ACS, al riscaldamento della piscina e al riscaldamento degli ambienti (uno o più termini possono risultare nulli). La procedura di calcolo basato su formule empiriche ed approssimate; per tanto si rimanda il calcolo seconda la Normativa tecnica ed ad altri programmi specializzati nel calcolo dei carichi termici.

5.1.8 Foglio “ Analisi Economica”

La finestra visualizzata tramite il comando Analisi Economica consente di effettuare un preventivo dell’impianto e sulla base di esso calcolare il tempo di ritorno dell’investimento. Sono presenti due sezioni:

- Preventivo dell’impianto;
- Calcolo del tempo di ritorno.

5.2 APPLICAZIONE DEL SOFTWARE AD UN CASO SPECIFICO

Il primo passo necessario al dimensionamento di un impianto solare termico è la stima del fabbisogno energetico (E); tale quantità di energia rappresenta il calore di cui è necessario disporre, in un dato intervallo di tempo, per soddisfare le utenze considerate. Questo può essere calcolato su base giornaliera, mensile e annua. Il programma, attraverso l’immissione di dati relativi al fabbisogno energetico giornaliero, calcola la quantità di energia necessaria annualmente e, sulla base di tale valore, stima la superficie captante dei collettori solari. Al fine di ottimizzare lo sfruttamento annuale dei sistemi solari, la superficie captante dovrebbe essere dimensionata in modo da raggiungere un giusto compromesso tra l’energia che è in grado di fornire e quella garantita dal sistema ausiliare (fonte convenzionale). Infatti, se la superficie fosse troppo grande, nei mesi più soleggiati , l’impianto produrrebbe

più calore del necessario; viceversa, un impianto troppo piccolo non contribuirebbe abbastanza alla copertura del fabbisogno energetico. Il programma calcola la superficie captante ottimale imponendo la condizione di uguaglianza tra fabbisogno e la producibilità energetica riferiti al mese maggiormente soleggiato. I parametri che mettono in relazione il fabbisogno energetico con l'energia prodotta dai sistemi solari (su base annua) sono:

- Fattore di integrazione, F_1 : rapporto tra l'energia prodotta ed utilizzata e quella richiesta dalle utenze finali;
- Fattore di utilizzo, F_u : rapporto tra l'energia prodotta ed utilizzata e quella producibile dall'impianto.

Ad esempio, per un impianto per la produzione di acqua calda sanitaria, la condizione ottimale si traduce nel porre $F_1=1$ nel mese di giugno.

L'esempio numerico di seguito riportato prevede i seguenti passi:

- Determinazione del fabbisogno energetico;
- Scelta della tipologia di collettore solare e determinazione delle condizioni operative della superficie captante (latitudine, orientamento, inclinazione, temperatura di lavoro, ecc.);
- Determinazione del potenziale energetico, riferito ad ogni m^2 ;
- Dimensionamento della superficie captante (determinazione del fattore di integrazione e del fattore di utilizzo);
- Scelta del numero di collettori solari e bilanciamento del circuito primario;
- Dimensionamento del volume di accumulo e scelta delle sue eventuali ripartizioni.

L'esempio che vi porto di seguito: dimensionamento di un impianto solare destinato a un centro sportivo che necessita di ACS, del riscaldamento di una piscina coperta e del riscaldamento di ambienti dedicati all'attività fisica, è stato da me calcolato tramite software

Tabella 5.1 Dati progetto

Dati		Valore	
Generali	Tipologia impianto	Produzione ACS, riscaldamento piscina coperta e riscaldamento ambientale	
	Sito	Roma	
	Inclinazione moduli	40	
	Orientamento moduli	SUD	
	Tipo	piano	
	Dati collettori	Superficie lorda	2,83
		Superficie netta	2,56
		Coefficiente A	0,79
		Coefficiente B	3,57
Temperatura media fluido termovettore [°C]	50		
Dati ACS	Temperatura utenza ACS [°C]	40	
	Litri persona (palestra) [l/persona giorno]	38	
	Numero utenti [persona/giorno]	40	
	Portata massima [l/min]	64	
Dati riscaldamento	Destinazione d'uso	palestra	
	Epoca di costruzione	Post 1976	
	Volume da riscaldare	600	
	Superficie disperdente	180	
	Ricambi orari	2	
	Trasmittanza media [W/m ² °C]	1,2	
	Temperatura media interna [°C]	20	
Dati piscina	Tipologia piscina	Coperta	
	Superficie [m ²]	200	
	Profondità media [m]	1,2	
	Temperatura acqua piscina [°C]	25	
	Ricambio giornaliero [%]	5	

Inserendo i dati nella finestra Energia Captata è possibile ricavare l'energia producibile per unità di superficie dal collettore scelto.

Tabella 5.2 Producibilità per unità di superficie

Mese	Radiazione sul piano inclinato [MJ/m ² giorno]	Efficienza media	Energia captata mensile [MJ/m ² giorno]
Gennaio	13.34	0.47	195
Febbraio	15.26	0.51	217
Marzo	17.85	0.55	305
Aprile	18.4	0.57	316
Maggio	19.99	0.61	376
Giugno	20.31	0.63	385
Luglio	20.78	0.65	418
Agosto	19.95	0.64	398
Settembre	17.86	0.62	330
Ottobre	15.84	0.57	280
Novembre	12.71	0.5	189
Dicembre	10.72	0.42	140

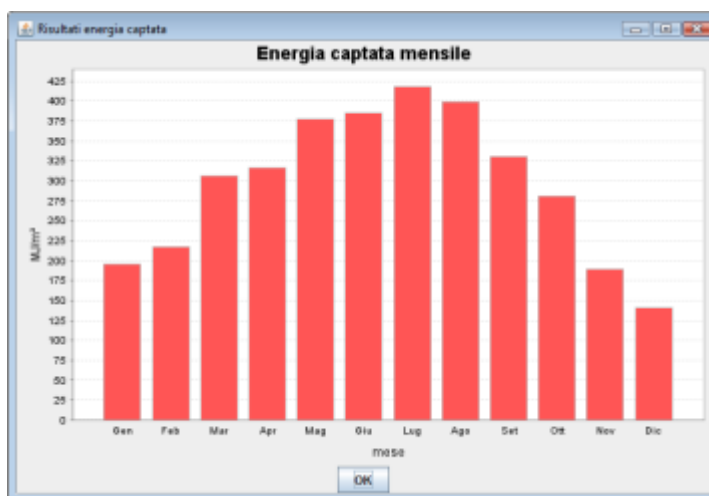


Figura 5.1 Grafico energia captata mensile

Sulla base dei dati riportati nella tabella 5.1, inserendo le temperature dell'acqua, il numero di utenti ed i litri necessari quotidianamente per persona, si ricava il fabbisogno energetico per ACS.

Dati Acqua Calda Sanitaria					
	T alimentazione (°C)	T utenza (°C)	Litri giorno per persona	Persone	Fabbisogno ACS (MJ)
gennaio	7	40	36	40	6510
febbraio	7	40	39	40	5800
marzo	8	40	36	40	6313
aprile	10	40	38	40	5727
maggio	11	40	36	40	5721
giugno	12	40	36	40	5345
luglio	14	40	38	40	5129
agosto	15	40	36	40	4932
settembre	13	40	39	40	5154
ottobre	10	40	36	40	5918
novembre	8	40	38	40	6109
dicembre	7	40	36	40	6510
	?	?	?	?	Calcola

Imposta tutti i valori mensili uguali a quelli di gennaio

Figura 5.2 Fabbisogno ACS

Sulla base dei dati riportati nella tabella 5.1, inserendo la destinazione d'uso, l'epoca di costruzione dell'edificio, ecc., si ricava il fabbisogno energetico per il riscaldamento (figura 5.3)

Per trovare la potenza impianto di riscaldamento [kW]:

Trasmittanza media=1.2 [W/m²°C]

Superficie disperdente=180 [m²]

Volume da riscaldare=600 [m³]

Ricambi orari=2

T_a=20, T_{esterno}=0

$\rho = 1.2$ [kg/m³], $c = 1005$ [kcal/kg°C]

$$P = 1.2 \text{ [W/m}^2\text{°C]} \cdot 180 \text{ [m}^2\text{]} \cdot (20-0) + (1.2 \text{ [kg/m}^3\text{]} \cdot 1005 \text{ [kcal/kg°C]} \cdot 2 \text{ h} \cdot 600 \text{ [m}^3\text{]} \cdot (20-0)/3600) = 12.36 \text{ kW}$$

Dati dell'edificio

Destinazione d'uso dell'edificio: palestra
 Epoca di costruzione: post 1976

Inserire il numero di ricambi d'aria orari (1/h): 2
 Inserire il valore di trasmittanza media globale (W/m²·°C): 1.2
 Inserire la temperatura interna desiderata (°C): 20
 Inserire la temperatura esterna di progetto (°C): 0
 Inserire la volumetria dell'ambiente (m³): 600
 Inserire la superficie disperdente (m²): 100

Esempi strutture edilizie

Risultati

	Temperatura media mensile (°C)	Fabbisogno mensile (MJ)
gennaio	7.5	10445
febbraio	8.6	8804
marzo	11.1	7427
aprile	14.0	2426
Giulio Giorno della località		
1415		
maggio	18.1	0
giugno	22.1	0
luglio	24.9	0
agosto	24.6	0
settembre	21.8	0
ottobre	16.8	0
novembre	12.1	6369
dicembre	8.7	9442

Figura 5.3 Fabbisogno mensile per riscaldamento palestra

Per completare l'analisi energetica, occorre valutare il fabbisogno energetico necessario al riscaldamento della piscina. Sulla base dei dati della tabella 5.1, inserendo la tipologia di piscina, la superficie, la profondità media, ecc., attraverso la procedura si ricava il fabbisogno energetico per il riscaldamento della piscina (vedi figura 5.4)

Dati della piscina

Superficie piscina (m²): 200 Profondità media piscina (m): 1.2 Piscina coperta
 Temperatura media acqua piscina (°C): 25 Acqua di ricambio giornaliera (%): 5

Dati mensili

Periodo di funzionamento	T ambiente (°C)	T alimentazione (°C)	Rad. orizzontale giornaliera (MJ/m ² g)	Fabbisogno mensile (MJ)
<input checked="" type="checkbox"/> gennaio	28	7	0	69016
<input checked="" type="checkbox"/> febbraio	28	7	0	63059
<input checked="" type="checkbox"/> marzo	28	8	0	68258
<input checked="" type="checkbox"/> aprile	28	10	0	63042
<input checked="" type="checkbox"/> maggio	28	11	0	63585
<input checked="" type="checkbox"/> giugno	28	12	0	60027
<input checked="" type="checkbox"/> luglio	28	14	0	58913
<input checked="" type="checkbox"/> agosto	28	15	0	57355
<input checked="" type="checkbox"/> settembre	28	13	0	58520
<input checked="" type="checkbox"/> ottobre	28	10	0	65143
<input checked="" type="checkbox"/> novembre	28	8	0	66056
<input checked="" type="checkbox"/> dicembre	28	7	0	69016

Figura 5.4 Fabbisogno mensile per riscaldamento piscina

Impostando l'efficienza del sistema di distribuzione pari al 95%, si ricava il fabbisogno termico totale (vedi figura 5.5)

Dati energetici					
	Fabbisogno ACS (MJ)	Fabbisogno riscaldamento (MJ)	Fabbisogno piscina (MJ)	Fabbisogno totale (MJ)	Energia captata (MJ/m ²)
gennaio	8510	10445	69816	81337	185,02
febbraio	5080	8604	63059	81024	217,45
marzo	6313	7437	60259	68324	305,6
aprile	5727	2420	63042	74942	316,87
maggio	5721	0	63585	72933	376,76
giugno	5345	0	60227	68812	385,15
luglio	5120	0	58913	67412	418,55
agosto	4932	0	57355	65585	386,77
settembre	5134	0	58520	67025	330,31
ottobre	5918	0	65143	74861	260,12
novembre	8130	6389	66056	82677	180,6
dicembre	6510	3442	69816	90282	140,53
VALORI MEDI	5770	3728	63632	78960	298

Calcolo fabbisogno totale



Efficienza di distribuzione: 95  

Figura 5.5 Fabbisogno energetico totale mensile

Mettendo in relazione il fabbisogno energetico totale e la producibilità unitaria per metro quadro di collettore, è possibile ricavare la superficie teorica necessaria a soddisfare le condizioni di progetto impostate. In questo caso si è scelto di imporre pari al 100% il fattore di copertura nel mese di giugno. A questo punto è possibile calcolare il numero teorico di collettore solari. Il passaggio dal numero teorico al numero effettivo di collettore è un passaggio particolarmente delicato; infatti, è necessario stabilire un numero tale da garantire un circuito primario ben bilanciato in cui la distribuzione serie-parallelo dei collettori garantisca le medesime portate del fluido termovettore in tutti i rami del circuito.

Scelte progettuali per l'impianto solare

Scegliere mese per il calcolo:

Fabbisogno mensile (MJ):

Energia captata media mensile (MJ):

Scegliere fattore di copertura solare (%):

Superficie captante richiesta (m²):

Superficie captante del collettore (m²):

Numero teorico di collettori:

Scegliere il numero di collettori:

Figura 5.6 Calcolo numero collettori

Dal calcolo risulta un numero di collettori pari a 69,79 (approssimabile a 69 o 70); tale valore risulta poco adatto per un sistema ben bilanciato; nel caso di 69 collettori, si può concepire solo un sistema da 3 gruppi da 23 collettori. In questo caso non è possibile operare un'ulteriore suddivisione in sottogruppi (essendo 23 un numero primo). Una corretta progettazione suggerirebbe di prevedere 72 collettori,

ben divisibili in 3 gruppi in parallelo da 24 moduli ciascuno. Il progettista ha due possibilità:

- Accettare una superficie leggermente più grande di quella prevista, riducendo sensibilmente il fattore di utilizzo (si passa da un fattore di utilizzo del 99% a un fattore di utilizzo del 97%);
- Scegliere un collettore con una superficie captante leggermente inferiore con le medesimo prestazioni; in tal modo, il fattore di utilizzo rimane massimo.

Le figure 5.7, 5.8 e 5.9 rappresentano soluzioni equivalenti di possibili configurazioni di sottocircuiti da 24 pannelli.

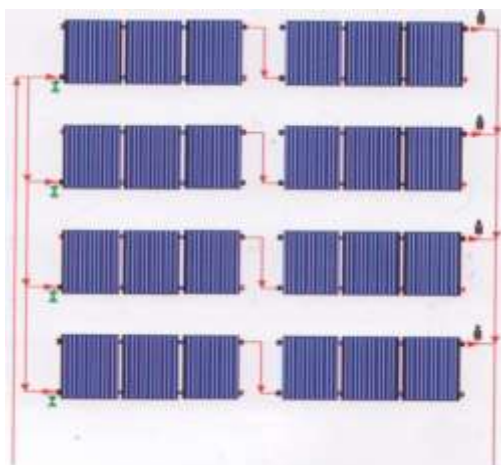


Figura 5.7 Schema circuito 24 collettori (3·2·4)

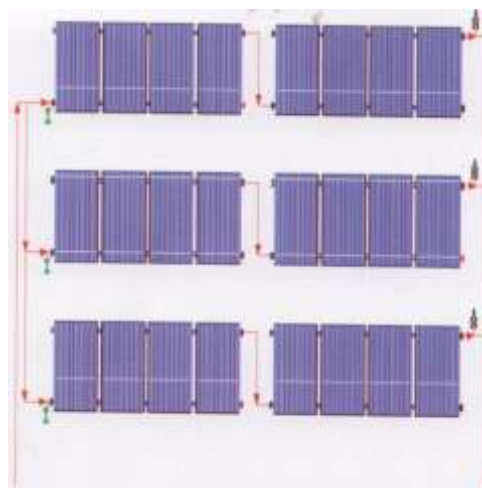


Figura 5.8 Schema circuito 24 collettori (4·2·3)

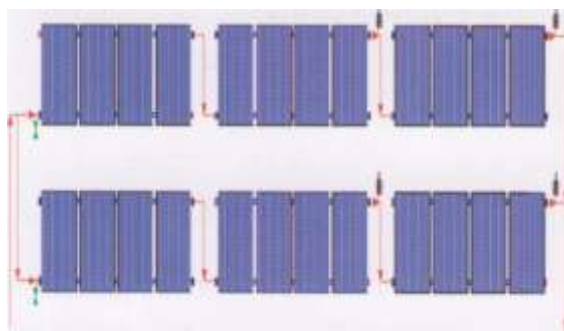


Figura 5.9 Schema circuito 24 collettori (4·3·2)

Tra le tre configurazioni va scelta quella che si adatta al meglio alla geometria della superficie di copertura destinata ad ospitare i collettori.

La portata del fluido si calcola imponendo un salto termico di progetto (da 10°C a 20°C) e prendendo come riferimento le condizioni di massima potenza della radiazione solare. Si ottiene:

$$\dot{m} = \frac{S \cdot I \cdot \eta}{C \cdot \Delta T} = \frac{184[m^2] \cdot 860[\frac{kcal}{hm^2}] \cdot 0.6}{1[\frac{kcal}{kg \cdot ^\circ C}] \cdot 10[^\circ C]} \cong 9400 \text{ l/h} = 9,4 [m^3/h]$$

Lo scambiatore di calore viene dimensionato per la potenza massima scambiabile (condizioni di massimo irraggiamento) relativa alle temperature di progetto che in questo caso :

$T_{in} = 55^\circ C$, temperatura di uscita dai collettori;

$T_{out} = 45^\circ C$, temperatura di ingresso ai collettori;

$t_{in} = 35^\circ C$; temperatura di uscita dai serbatoi;

$t_{out} = 50^\circ C$; temperatura di ingresso ai serbatoi.

$$Q = S \cdot I \cdot \eta = 184[m^2] \cdot 860[kcal/hm^2] \cdot 0.6 \cong 95.000 \text{ kcal/h} \cong 110 \text{ kW}$$

Utilizzando il programma è possibile confrontare mese per mese l'energia richiesta con quella producibile e verificare il corretto dimensionamento.

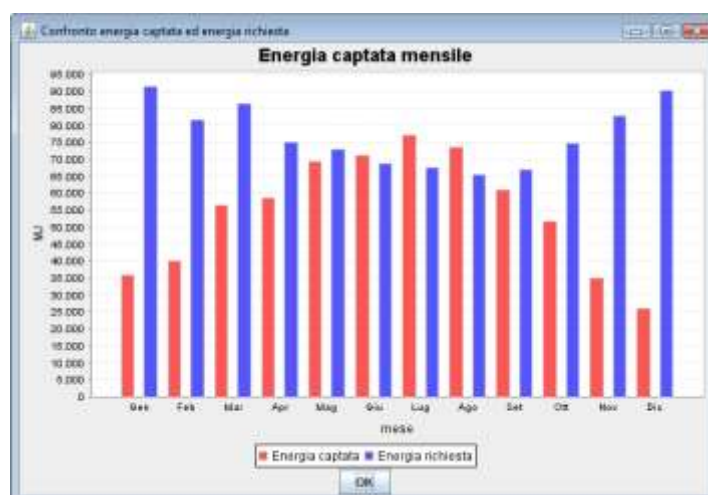


Figura 5.10 Confronto fabbisogno energetico/produciibilità

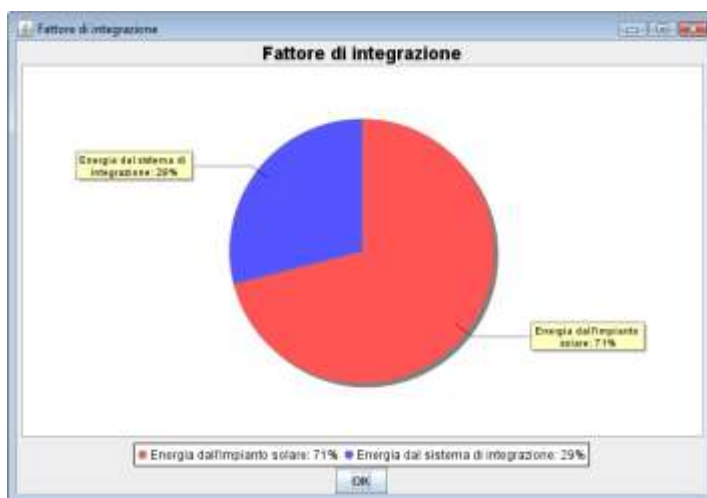


Figura 5.11 Fattore di integrazione

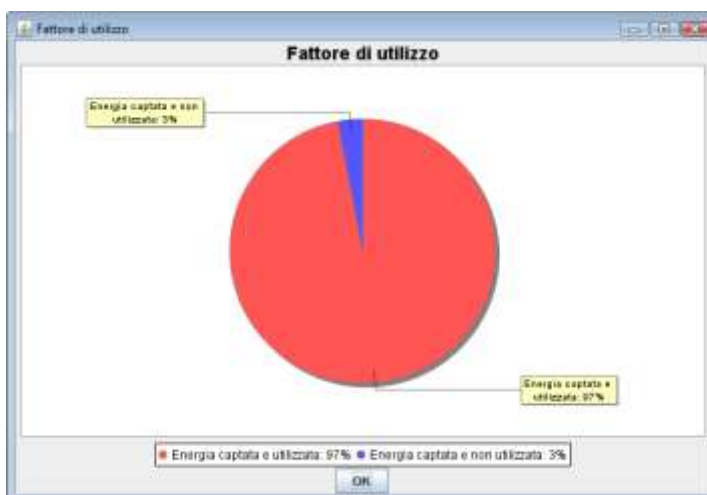


Figura 5.12 Fattore di utilizzo

Anche grazie ai grafici che rappresentano il fattore di integrazione e di utilizzo medi annui. Indicando il fattore di contemporaneità (50%) e l'eventuale periodo medio di non utilizzo espresso in giorno, si giunge a dimensionare il volume di accumulo. Il volume di accumulo teorico, nel caso di totale contemporaneità, risulta pari a circa 7.144 litri; dovendo realizzare un impianto con prodotti disponibili in commercio, si sceglie di utilizzare tre serbatoi da 2.500 litri collegati tra loro in serie.

Serbatoio di accumulo			
Fabbisogno giornaliero medio annuo (MJ/giorno):	2530.85		
Energia captata giornaliera media annua (MJ/giorno):	1794.79		
Intervallo di temperatura media annua (°C):	30.0	?	
Inserire Fattore di contemporaneità solare (%):	50	?	
N° giorni non utilizzo impianto (media settimanale):	0	?	
Volume di accumulo totale (litri):	7144.3		Calcola

Scambiatore di calore	
Potenza termica scambiatore di calore (kW):	119.81

Figura 5.13 Stima del volume di accumulo

La potenza dello scambiatore risulta uguale a quella già calcolata precedentemente. Il programma fornisce anche la potenza del generatore di calore ausiliario come somma delle potenze termiche necessarie al riscaldamento degli ambienti, alla produzione di acqua calda sanitaria e al riscaldamento piscina.

Potenza della caldaia integrativa			
Potenza impianto di riscaldamento (kW):	12.36	?	
Potenza riscaldamento piscina (kW):	301.4	?	
Portata di picco (litri/min):	64	?	
Temperatura di erogazione dell'acqua (°C):	40.0	?	
Temperatura di alimentazione minima (°C):	7.0	?	
Potenza di picco richiesta (kW):	147.35		Calcola
Potenza caldaia integrativa (kW):	461.11		

Figura 5.14 Stima della potenza massima del generatore di calore

I dati necessari al calcolo della potenza sono indicati in tabelle 5.1; riveste particolare importanza la stima della portata massima di ACS. Si è considerato che sui 40 utenti medi giornalieri ci sia un fattore di contemporaneità del 20%, cioè otto utenti utilizzano contemporaneamente l'ACS. Poiché un'utenza di ACS (ad esempio, doccia) ha una portata media pari a circa 8 l/min, la portata massima di ACS è

stimabile in 64 l/min. Nelle condizioni di progetto, la potenza massima risulta pari a circa 460 kW.

Sulla base dei risultati ottenuti è stato possibile valutare, oltre al numero di collettori, anche la potenza dello scambiatore e il volume di accumulo; queste informazioni sono utili per la stima dei costi da inserire nella sezione dedicata al calcolo del preventivo e alla valutazione del tempo di ritorno economico.

Preventivo dell'impianto	
Numero di collettori (n°):	72
Costo unitario dei collettori (€):	850
Costo volume di accumulo (€):	6000
Costo degli scambiatori (€):	1500
Costo delle pompe (€):	1200
Costo del circuito idraulico di distribuzione (€):	2500
Costo sistema gestione e controllo (€):	1500
Costo realizzazione e posa in opera (%):	15
IVA (%):	10
<input type="button" value="Calcola preventivo"/>	
TOTALE (€):	93483
Detrazioni (%):	55
<input type="button" value="Calcola costo effettivo"/>	
Costo (€):	42067

Figura 5.15 Fattore di integrazione

Per calcolare il tempo di ritorno attualizzato, è necessario indicare i parametri economici di esercizio; nella fattispecie, si utilizzano quelli riportati in tabella 5.3.

Tabella 5.3 Dati economici

Descrizione	valore
Costo unitario dell'energia [€/MJ]	2.4
Ore annuali di gestione e manutenzione [ore/anno]	1
Costo unitario di manutenzione [€/ora]	1.500
Vita dell'impianto [anni]	15
Costo reale del capitale [%]	3
Tasso di inflazione [%]	3
Tasso di inflazione energetico [%]	4

In tali condizioni, il tempo di ritorno economico semplice è pari a 5.9 anni mentre quello attualizzato è di 6.4 anni. In questo caso l'intervento risulta economicamente conveniente in accordo con il DPR 412 art. 5 comma 16 in quanto il tempo di ritorno è inferiore a 10 anni.

Calcolo del tempo di ritorno	
Risparmio energetico annuo (MJ/anno):	635246
Costo unitario energia (€cent/MJ):	2.4
Ore annuali gestione e manutenzione (h/anno):	1
Costo unitario lavoro(€/h):	100
Vita media dell'impianto (anni):	20
Costo reale del capitale (%):	3 ⁺ / ₋
Tasso di inflazione (%):	3 ⁺ / ₋
Tasso di inflazione dell'energia (%):	4 ⁺ / ₋
Calcola tempo di recupero	
Risparmio annuo (€/anno):	15145.0
Tempo di recupero semplice (anni):	2.78
Tempo di recupero attualizzato (anni):	2.89
Valore attuale netto dell'investimento (€):	205575.46
Riduzione di gas serra (tonn CO2/anno):	34.94

Figura 5.16 Calcolo del tempo di ritorno economico

ANDAMENTO DELL'IRRAGGIAMENTO CAPTATO AL VARIARE DEL TILI

La tabella si riferisce alla località di Roma(RM), latitudine 41°e 54'. Si è considerato un Azimut pari a 0° ed una riflettanza (Albedo) pari a 0.2 (pietrisco). È stato ipotizzato un valore della Costante solare pari a 1367 W/mq. I dati, espressi in kWh/mq, sono stati calcolati sulla base della Norma UNI8477/1 e dati climatici della Norma UNI10349.

TIR (°)	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC	TOTALE ANNO (kWh/mq)	Delta rispetto ottimo
0	34,07	71,30	117,44	138,23	202,08	212,62	222,21	195,67	149,13	104,81	62,38	48,29	1.604	10,80%
2	38,71	71,75	118,95	137,85	202,67	212,73	222,09	195,27	148,67	104,59	62,36	48,72	1.627	9,54%
4	43,25	72,03	120,36	138,43	203,13	212,91	222,72	194,78	148,08	104,47	62,36	49,01	1.648	8,34%
6	47,63	72,28	121,66	138,81	203,48	212,98	222,68	194,57	147,59	104,35	62,36	49,21	1.658	7,21%
8	51,89	72,51	122,84	139,14	203,72	212,98	222,68	194,57	147,59	104,35	62,36	49,21	1.657	6,17%
10	56,08	72,71	123,93	139,43	203,83	212,92	222,59	194,46	147,46	104,26	62,36	49,24	1.705	5,19%
12	60,21	72,89	124,95	139,69	203,84	212,82	222,35	194,32	147,30	104,14	62,36	49,21	1.721	4,38%
14	64,27	73,05	125,93	139,90	203,79	212,62	221,92	194,16	147,10	104,01	62,36	49,16	1.735	3,49%
16	68,27	73,19	126,86	140,08	203,71	212,39	221,42	194,00	146,88	103,88	62,36	49,10	1.748	2,76%
18	72,21	73,31	127,75	140,23	203,61	212,14	220,89	193,83	146,73	103,74	62,36	49,04	1.758	2,11%
20	76,11	73,41	128,61	140,35	203,50	211,87	220,33	193,65	146,57	103,61	62,36	49,00	1.770	1,53%
22	79,97	73,49	129,46	140,45	203,39	211,59	220,12	193,51	146,57	103,56	62,36	49,00	1.779	1,08%
24	83,80	73,55	130,29	140,53	203,28	211,30	220,16	193,47	146,47	103,56	62,36	49,00	1.786	0,69%
26	87,51	73,59	131,11	140,59	203,16	210,99	220,29	193,41	146,31	103,52	62,36	49,00	1.791	0,38%
28	91,11	73,61	131,91	140,64	203,04	210,67	220,51	193,33	146,19	103,50	62,36	49,00	1.795	0,17%
30	94,60	73,62	132,69	140,68	202,92	210,34	220,80	193,25	146,09	103,49	62,36	49,00	1.797	0,04%
32	97,98	73,63	133,45	140,71	202,80	210,00	221,22	193,17	146,00	103,49	62,36	49,00	1.798	0,00%
34	101,26	73,63	134,19	140,73	202,68	209,65	221,73	193,09	145,93	103,49	62,36	49,00	1.797	0,05%
36	104,44	73,62	134,91	140,74	202,56	209,29	222,34	193,00	145,87	103,49	62,36	49,00	1.795	0,19%
38	107,53	73,61	135,61	140,73	202,44	208,92	223,05	192,91	145,82	103,49	62,36	49,00	1.791	0,42%
40	110,53	73,59	136,29	140,71	202,32	208,54	223,85	192,81	145,78	103,49	62,36	49,00	1.785	0,73%
42	113,44	73,56	140,23	140,68	202,20	208,16	224,72	192,71	145,75	103,49	62,36	49,00	1.778	1,13%
44	116,27	73,52	140,11	140,64	202,07	207,78	225,65	192,61	145,72	103,49	62,36	49,00	1.769	1,62%
46	119,03	73,47	140,00	140,59	201,94	207,39	226,63	192,51	145,70	103,49	62,36	49,00	1.759	2,19%
48	121,71	73,41	140,00	140,53	201,80	206,99	227,66	192,41	145,68	103,49	62,36	49,00	1.747	2,85%
50	124,31	73,34	140,00	140,46	201,66	206,68	228,74	192,31	145,67	103,49	62,36	49,00	1.733	3,60%
52	126,83	73,26	140,00	140,39	201,51	206,36	229,87	192,21	145,66	103,49	62,36	49,00	1.718	4,42%
54	129,28	73,17	140,00	140,31	201,36	206,03	231,05	192,11	145,65	103,49	62,36	49,00	1.702	5,34%
56	131,66	107,83	140,11	140,23	201,21	205,69	232,28	192,01	145,64	103,49	62,36	49,00	1.684	6,34%
58	133,98	111,72	140,00	140,15	201,06	205,34	233,56	191,91	145,63	103,49	62,36	49,00	1.665	7,41%
60	99,67	115,52	139,91	140,06	200,90	205,00	234,89	191,81	145,62	103,49	62,36	49,00	1.644	8,57%

Confronto tra vari collettori di diverse città tramite software

Angolo tilt	Padova			Palermo			Roma		
	30°	40°	50°	30°	40°	50°	30°	40°	50°
Collettore piano - chromagen	64	72	80	64	72	80	64	72	80
Sup. collettore (m ²)	2.56			2.56			2.56		
Collettore piano – De Dietrich	96	108	120	96	108	120	96	108	120
Sup. collettore (m ²)	1.88			1.88			1.88		
Collettore sottovuoto - AMK	90	96	108	90	96	108	90	96	108
Sup. collettore (m ²)	1.71			1.71			1.71		

Ritorno dell'investimento

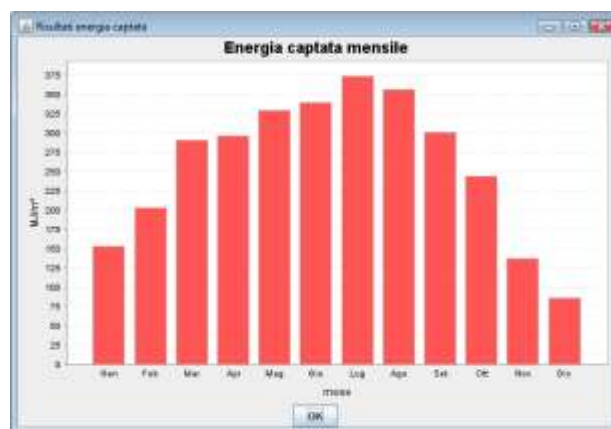
Angolo tilt	30°		40°		50°	
	Piano	Sottovuoto	Piano	Sottovuoto	Piano	Sottovuoto
Padova	3.1	4.1	3.1	4.1	3.1	4.1
Superficie (m ²)	164	154	184	164	205	185
Energia captata (MJ)	521489	586541	588593	627466	637291	690719
Palermo	3.0	3.5	3.0	3.5	3.0	3.5
Superficie (m ²)	164	154	184	164	205	185
Energia captata (MJ)	646772	689032	722270	730160	774907	796316
Roma	3.0	3.8	3.0	3.8	3.0	3.8
Superficie (m ²)	164	154	184	164	205	185
Energia captata (MJ)	584442	637145	655097	677487	705054	741416

Padova – Collettore piano - Chromagen

Totale Energia Captata: 521489 MJ - Angolo tilt: 30°

Padova – Collettore Piano - Chromagen

Totale Energia Captata: 588593 MJ - Angolo tilt: 40°

Padova – Collettore Piano - Chromagen

Totale Energia Captata: 637291 MJ - Angolo tilt: 50°

Palermo– Collettore Piano - Chromagen



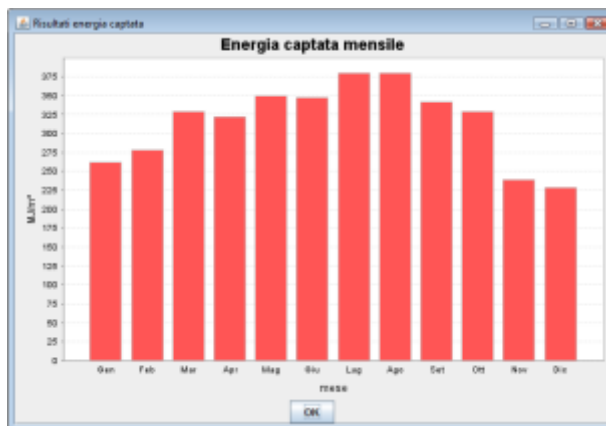
Totale Energia Captata: 646772 MJ - Angolo tilt: 30°

Palermo – Collettore Piano - Chromagen



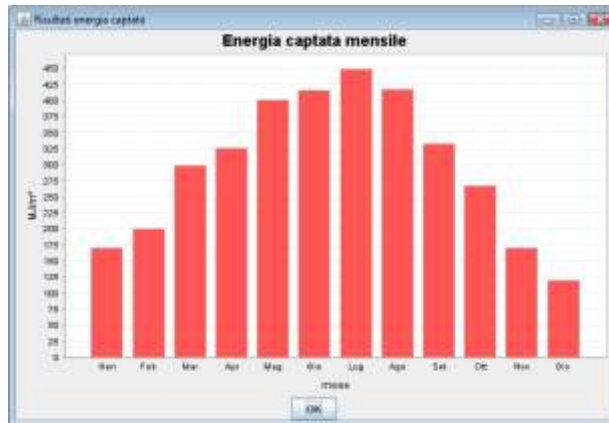
Totale Energia Captata: 722270 MJ - Angolo tilt: 40°

Palermo – Collettore Piano – Chromagen



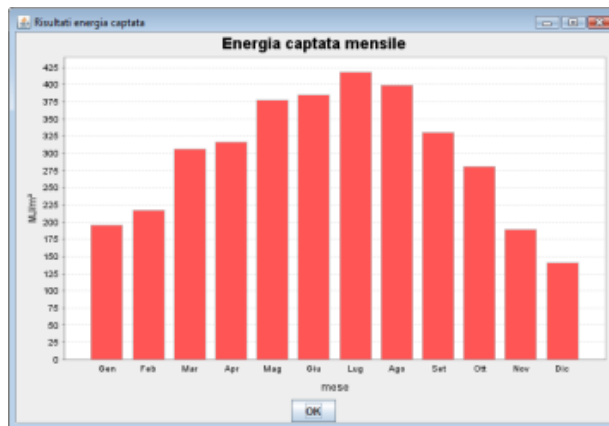
Totale Energia Captata: 774907 MJ - Angolo tilt: 50°

Roma – Collettore Piano - Chromagen



Totale Energia Captata: 584442 MJ - Angolo tilt: 30°

Roma – Collettore Piano - Chromagen



Totale Energia Captata: 655097 MJ - Angolo tilt: 40°

Roma – Collettore Piano - Chromagen



Totale Energia Captata: 705054 MJ - Angolo tilt: 50°

Padova – Collettore Piano – De Dietrich



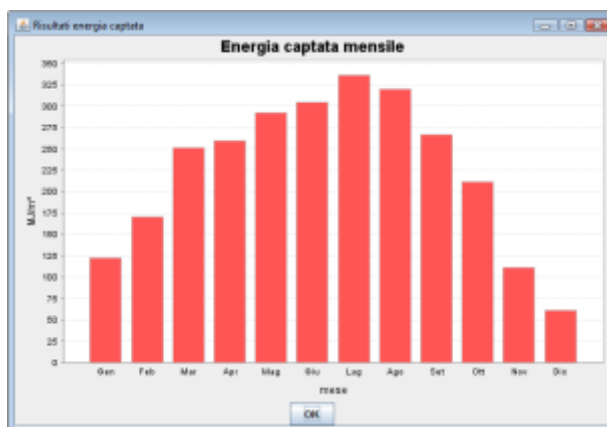
Totale Energia Captata: 500752 MJ - Angolo tilt: 30°

Padova – Collettore Piano – De Dietrich



Totale Energia Captata: 565270 MJ - Angolo tilt: 40°

Padova – Collettore Piano – De Dietrich



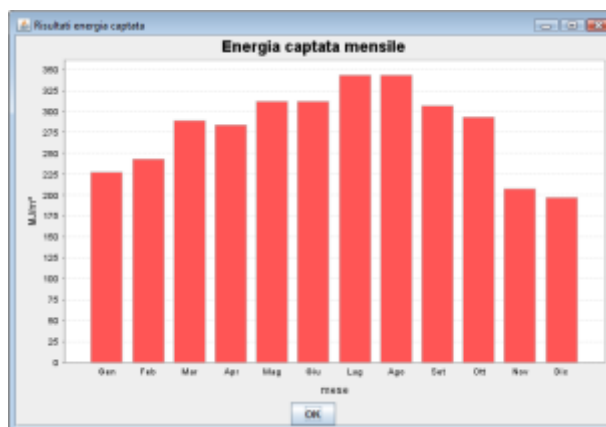
Totale Energia Captata: 611075 MJ - Angolo tilt: 50°

Palermo – Collettore Piano – De Dietrich

Totale Energia Captata: 633502 MJ - Angolo tilt: 30°

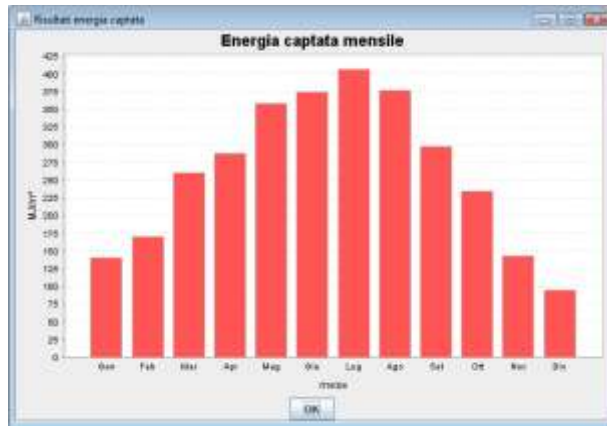
Palermo – Collettore Piano – De Dietrich

Totale Energia Captata: 707240 MJ - Angolo tilt: 40°

Palermo – Collettore Piano – De Dietrich

Totale Energia Captata: 757726 MJ - Angolo tilt: 50°

Roma – Collettore Piano – De Dietrich



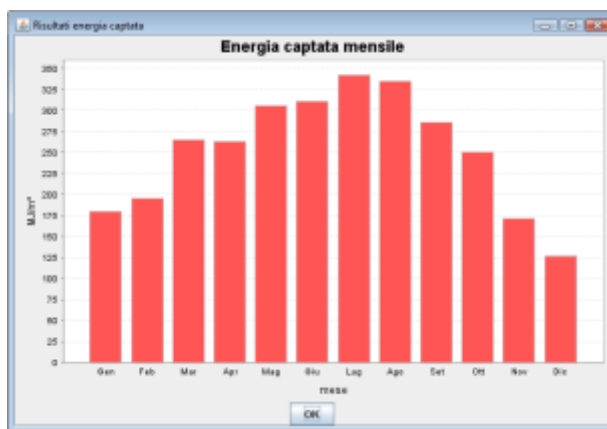
Totale Energia Captata: 567753 MJ - Angolo tilt: 30°

Roma – Collettore Piano – De Dietrich



Totale Energia Captata: 636266 MJ - Angolo tilt: 40°

Roma – Collettore Piano – De Dietrich



Totale Energia Captata: 683734 MJ - Angolo tilt: 50°

Padova – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 586541 MJ - Angolo tilt: 30°

Padova – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 627466 MJ - Angolo tilt: 40°

Padova – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 690719 MJ - Angolo tilt: 50°

Palermo – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 643095 MJ - Angolo tilt: 30°

Palermo – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 730160 MJ - Angolo tilt: 40°

Palermo – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata: 796316 MJ - Angolo tilt: 50°

Roma – Collettore Sottovuoto AMK



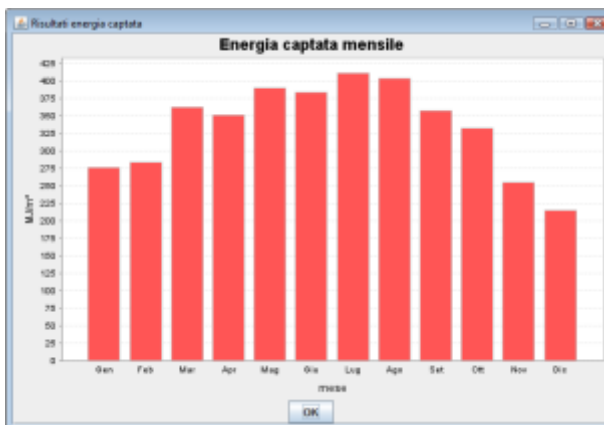
Totale Energia Captata: 637145 MJ - Angolo tilt: 30°

Roma – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata 677487 MJ - Angolo tilt: 40°

Roma – Collettore Sottovuoto AMK



Totale Energia Captata 741416 MJ - Angolo tilt: 50°

6 CONCLUSIONI

Il sole è una fonte energetica praticamente illimitata, la sua disponibilità supera di migliaia di volte i fabbisogni energetici dell'umanità. Rispetto alle diverse fonti energetiche tradizionali si può di fatto considerare una fonte inesauribile, ma rispetto a queste ha il grosso limite di essere particolarmente diluita, nel senso che è "democraticamente o quasi" distribuita e presenta intensità molto basse per le scale di valori cui siamo abituati (non più di 1 kW/m^2) ed inoltre con andamenti aleatori, legati alla meteorologia. Di qui la necessità di superfici captanti di grande estensione con costi proporzionati quando si voglia utilizzare direttamente la radiazione solare. I risultati di semplici esempi indicano in generale una maggiore convenienza, anche per la presenza di incentivazione, degli impianti solari termici. Quando sono correttamente dimensionati con tempi di ritorno che in certi casi (applicazioni del terziario, come gli esempi riportati nella presente tesi) di appena 3-4 anni, mentre per gli impianti fotovoltaici i tempi si allungano a ben 10-12 anni. È bene ribadire che il tempo di ritorno è il criterio meno idoneo dal punto di vista dell'analisi economica rigorosa per definire la bontà di un investimento, mentre si dovrebbe operare esclusivamente sulla base del Valore Attuale Netto.

Nei casi citati nella presente memoria, si possono notare che per tutte le località prese in esame (Padova, Roma e Palermo), dimensionando correttamente l'impianto in funzione dei rispettivi consumi, si possono ottenere dei tempi di ritorno dell'investimento molto simili tra loro, il che sta ad indicare l'idoneità di questa soluzione per qualsiasi latitudine dell'Italia.

Il calcolo effettivo del risparmio di CO₂ è molto complesso in quando servirebbe una valutazione precisa dell'energia necessaria alla produzione dei rispettivi collettori, ma in prima approssimazione si può ritenere che sicuramente tale valore è raggiunto in pochi anni di utilizzo degli stessi.

Detto ciò, il solare termico può sicuramente contribuire alla “conversione rinnovabile” dell'energia utilizzata negli edifici, ma deve necessariamente essere accompagnato da altre fonti/impianti (es. pompe di calore, impianti fotovoltaici...) che contribuiscano ad azzerare il consumo degli stessi. Alla base però ci deve necessariamente essere una buona coibentazione dell'edificio e soprattutto un uso più ragionato dell'energia non solo nella direzione del risparmio energetico, ma anche dell'effettiva utilità del suo impiego.

Basti qualche semplice esemplificazione:

l'abitudine dell'illuminazione artificiale anche di giorno, il ricorso all'auto anche per brevissimi percorsi, l'aumento dei livelli termici in abitazioni od uffici per stare con abbigliamenti leggeri anche d'inverno, e via dicendo.

7 BIBLIOGRAFIA

1. Guida per progettisti e per installatori , *solare termico*.
2. Luca Rubini , Mario Di Veroli e Alfonso Calabria , *sistemi solari termici*.
3. Niccolò Aste - Francesco Groppi , *impianti solari termici*.
4. Battisti Ricardo , Annalisa Corrado ed Andrea Micangeli , *impianti solari termici* .
5. Cuculo M.A., Marinelli V., Oliveti G., *Ingegneria solare - principi ed applicazioni*, pitagora Editrice, Bologna, 1994
6. Lui B.Y.H. and Jordan R:C., *The Long Term Average performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors*, Solar Energy 7,53,1963
7. Lui B.Y.H. and Jordan R:C., *Daily Insolation in Surfaces Tilted toward the Equator* ,ASHRAE Journal 3,53,1962
8. Tetraca S., Cogliani E., Spinelli F., *La radiazione solare globale al suolo in Italia*, ENEA, Roma, 2000
9. Rubini L , *Energia termica dal sole*, ISES Italia 1998
10. <http://www.qualenergia.it/>
11. <http://www.infobuildenergia.it/approfondimento.php?id=59>

