

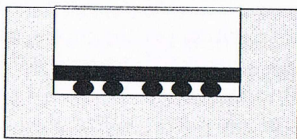
Solare I Termico

Corso: Sistemi di conversione dell'energia da fonti rinnovabili
Anno accademico: 2018/2019
Docente: Mirko Morini

I sistemi solari termici attivi

Gli impianti solari termici sono rappresentati dai dispositivi di conversione dell'energia solare in energia termica attraverso il riscaldamento di acqua, aria o di altri fluidi di processo.

L'impiego prevalente è la produzione di acqua calda sanitaria, ma ci sono diffuse applicazioni nel riscaldamento di ambienti e nella produzione di energia termica asservita a processi industriali.



La tecnologia è semplice e si basa sui collettori solari, la cui versione più diffusa è quella del collettore vetrato piano. Una piastra di assorbimento (rame, alluminio o acciaio opportunamente rivestiti) capta la radiazione solare, la trasforma in calore e la trasferisce al fluido che fluisce all'interno dei tubi connessi alla piastra.

Una intercapedine (nella quale può essere fatto il vuoto) separa la piastra da una copertura vetrata. Il tutto è isolato termicamente ai lati attraverso una cornice.

Esistono anche collettori con tubi scoperti (anche in materiale polimerico scuro) e collettori a concentrazione (i tubi sono sul fuoco di canali con profilo parabolico).

I sistemi solari termici attivi

Climax Solar-Water Heater

UTILIZING ONE OF NATURE'S GENEROUS FORCES

THE SUN'S HEAT (Stored up in Hot Water for Baths, Domestic and other Purposes.)

Price Of No. 1 Heater for 1892 Reduced to \$15.00 Net



GIVES HOT WATER at all HOURS OF THE DAY AND NIGHT.
NO DELAY.
FLOWS INSTANTLY.
NO CARE. NO WORRY.
ALWAYS CHARGED. ALWAYS READY.
THE WATER AT TIMES ALMOST BOILS.

Price, No. 1, \$25.00
This Size will Supply sufficient for 3 to 8 Baths.



CLARENCE M. KEMP, BALTIMORE, MD.

Il 14 giugno del 1890 un americano di Baltimora, nel Mariland, Clarence M. Kemp depositò all'ufficio brevetti la domanda per il primo collettore solare termico.

Il brevetto fu rilasciato nell'aprile dell'anno successivo e nel 1895, due uomini d'affari di Pasadena ne acquistarono i diritti per 250 dollari per immetterlo sul mercato in California.

Nell'arco di cinque anni vennero venduti 1.600 pezzi al prezzo di 25 dollari l'uno.

La copertura

Il vetro è il materiale più utilizzato per rivestire i collettori solari poiché trasmette fino al 90 % della radiazione incidente a onda corta e, al contempo, ostacola la trasmissione di quella a onda lunga emessa dalla superficie assorbente. L'aggiunta di un modesto tenore di ferro migliora ulteriormente queste proprietà: in particolare la trasmittanza nei confronti della radiazione a elevata lunghezza d'onda è pressoché nulla.

T Trattamenti antiriflesso e opportune microstrutture della superficie contribuiscono ad innalzare il fattore di trasmissione.

Polvere e sporcizia hanno un effetto moderato su di esso e l'effetto pulente di piogge occasionali è comunque sufficiente a mantenerlo entro scostamenti del 2-4 % dal valore massimo.

La superficie captante

La superficie captante del collettore deve assorbire la maggior quantità possibile di radiazione incidente e limitare le dispersioni termiche verso l'ambiente.

Il coefficiente di assorbimento della lastra, nei confronti della radiazione a lunghezza d'onda corta, dipende dal materiale e dal colore del rivestimento e dall'angolo di incidenza. Perlopiù si adottano vernici nere (ossidi di nickel, cromo, titanio, etc), inoltre trattamenti chimici o elettrolitici incrementano il suddetto coefficiente di assorbimento α e riducono l'emissività a lunghezza d'onda lunga.

Si dicono selettive, le superfici costituite da un sottile strato superiore, con elevato assorbimento della radiazione solare a onda corta e trasparente alla radiazione termica a lunghezza d'onda lunga, deposto su una lamina ad alta riflettanza e limitata emissività della radiazione a lunghezza d'onda lunga. Sono impiegate quando la temperatura del collettore è molto maggiore di quella dell'aria esterna.

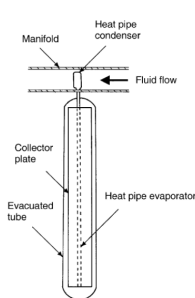
Soluzioni più economiche, ma ugualmente efficienti, si basano su assorbitori a doppio strato. Un rivestimento a elevato assorbimento solare e trasmittanza infrarossa, collocato su un secondo materiale, riflettente e non selettivo (metallo), è un possibile esempio.

Un'alternativa consiste nel ricoprire un materiale assorbente, non selettivo, con uno "specchio" avente valori ottimali dei coefficienti di trasmissione della radiazione solare e di riflessione infrarossa.

Collettori a tubi evacuati

I collettori piani convenzionali sono adatti ad essere impiegati entro fasce climatiche calde e soleggiate mentre in condizioni avverse, quali vento, nuvole o freddo, i vantaggi che offrono decadono in buona parte. Inoltre, la presenza di umidità e condensa causa il deterioramento precoce dei materiali e componenti interni, penalizzando le prestazioni.

I collettori a tubi evacuati permettono di ovviare a tali problematiche; combinando gli effetti ottimali di una superficie altamente selettiva e di un isolamento mediante creazione del vuoto, incrementano l'efficienza di estrazione del calore e favoriscono il raggiungimento di temperature elevate, superiori a 80 °C.

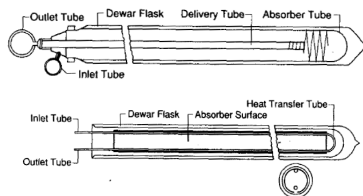


Un heat pipe (condotto termico) è un tubo chiuso (cilindro cavo) di metallo termoconduttore, ad esempio rame o alluminio, contenente una piccola quantità di fluido refrigerante quale acqua, etanolo o mercurio in equilibrio con il suo vapore.

Un heat pipe trasferisce calore da un estremo (caldo) all'altro (freddo) del condotto, per mezzo dell'evaporazione e condensazione del refrigerante. L'estremo caldo cede energia al liquido refrigerante che vaporizza. All'estremo freddo il fluido condensa cedendo il proprio calore latente. Vaporizzazione e condensazione sono isoterme (niente congelamento o surriscaldamento dell'acqua)

Collettori a tubi evacuati

Un collettore molto diffuso è il Dewar, caratterizzato da due tubi di vetro concentrici con interposto il vuoto. E' un modello più economico del precedente e ha il vantaggio che non è necessario forare l'involucro per estrarre il calore, pertanto le perdite di trafileamento sono nulle.



La prima tipologia presenta una superficie selettiva assorbente che ricopre il tubo di vetro interno dell'intercapedine sottovuoto. Un terzo tubo "delivery tube" è utilizzato per trasportare il fluido riscaldato all'esterno, in modo da ridurre lo scambio termico con il flusso in entrata che riempie il Dewar.

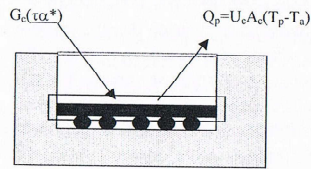
Nella seconda, invece, il Dewar è dotato, all'interno, di un aletta di forma cilindrica, simile a una molla, che costituisce la superficie di assorbimento ed è saldata a un condotto a U in cui scorre il mezzo termovettore. Quest'ultimo circola in quantità nettamente inferiore rispetto alla struttura alternativa e non fuoriesce in caso di rottura dell'involucro. I collettori a tubi evacuati con condotto interno ad U sono, oggi, i più utilizzati.

Collettori ad aria

I collettori solari ad aria sfruttano lo stesso principio e alcuni elementi costruttivi di quelli ad acqua, con la differenza che il funzionamento è basato esclusivamente sull'effetto serra: essi scaldano l'aria che può essere immessa direttamente all'interno dell'ambiente, evitando la perdita di efficienza legata all'utilizzo di un fluido termovettore e di scambiatori intermedi. Contribuiscono in maniera significativa al riscaldamento invernale e, se destinati unicamente a tale applicazione, presentano rendimenti di insieme molto elevati. Hanno notevole semplicità di montaggio ma non sono in grado di accumulare calore o di produrre acqua calda sanitaria e non vengono impiegati in estate. Per ovviare a queste limitazioni è necessario inserire appositi moduli di scambio termico rinunciando, però, ai vantaggi sopra enunciati.

I pannelli sono costituiti da una superficie vetrata esterna e da una interna scura assorbente, o trattata selettivamente, in modo da massimizzare la captazione della radiazione solare. Il sistema assorbe calore dal sole e lo cede al fluido termovettore, in questo caso aria anziché acqua, che circola nell'intercapedine tra vetro e assorbitore nei sistemi più semplici o nell'intercapedine tra assorbitore (eventualmente anche sagomato per aumentarne l'area) e isolante nei sistemi più complessi. Il flusso d'aria è, talvolta, ostacolato da una serie di barriere e "trappole" che lo rallentano al fine di consentire un maggior innalzamento della temperatura.

Le prestazioni dei collettori

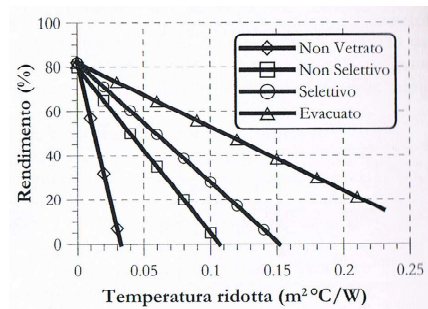


La potenza termica persa è dovuta alla conduzione lungo le pareti laterali e successiva convezione con l'aria. La superficie captante irraggia verso il vetro che conduce e scarica nell'ambiente attraverso la convezione.

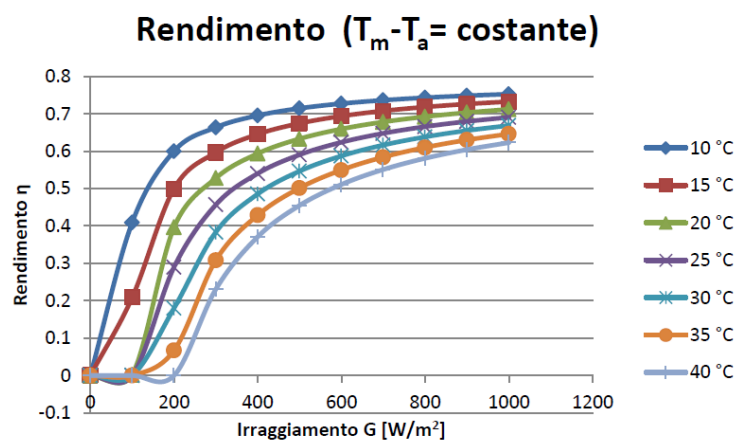
Quest'ultimo è preponderante rispetto alla conduzione lungo le pareti laterali.

Il rendimento varia al variare delle condizioni ambientali (irraggiamento e temperatura esterna) e al variare della temperatura interna del collettore.

La sensibilità dipende dalla tecnologia scelta per il collettore.

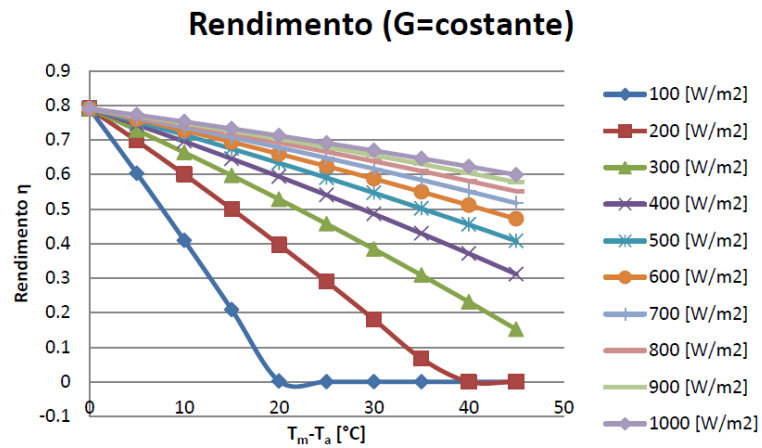


Prestazioni dei collettori



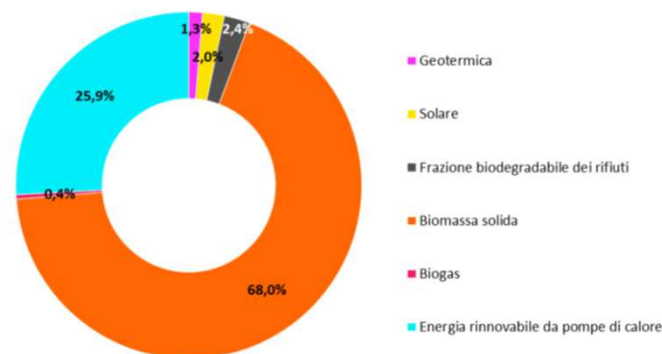
Andamento dell'efficienza di un collettore piano al variare dell'irraggiamento e a parità di ΔT (variazione tra temperatura media del fluido e temperatura dell'ambiente esterno).

Prestazioni dei collettori



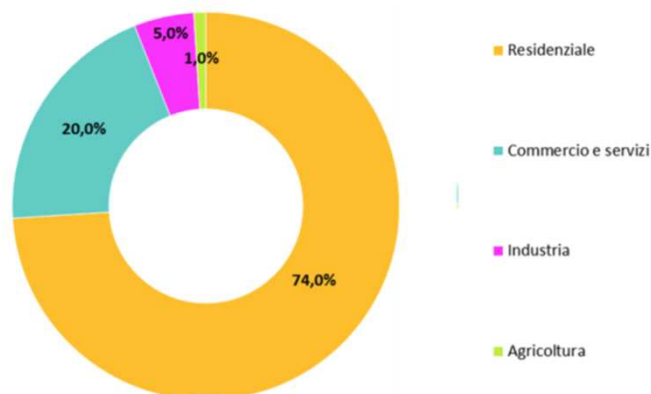
Curva di rendimento in funzione della differenza di temperatura ΔT , in condizioni di radiazione incidente costante.

Il solare termico in Italia



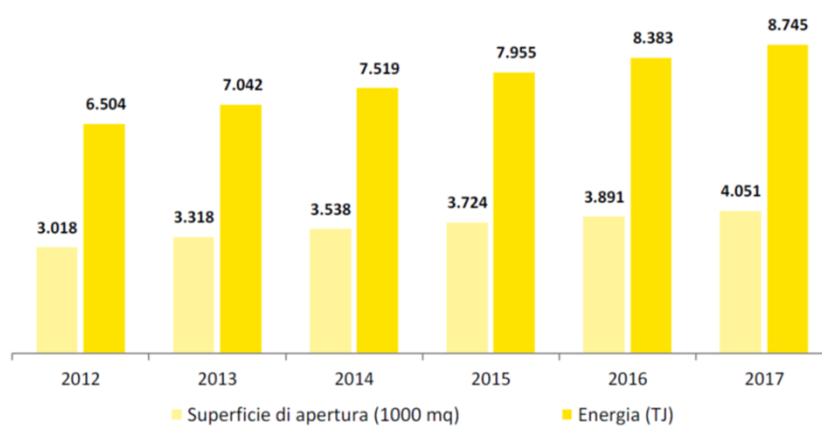
Nel 2017 circa il 2 % dei 429187 TJ (10251 ktep) di energia termica prodotta in Italia da fonti rinnovabili e consumata in modo diretto da famiglie e imprese proveniva da fonte solare.

Il solare termico in Italia



Circa i tre quarti sono andati a soddisfare fabbisogni in ambito residenziale.

Il solare termico in Italia



Tra il 2012 e il 2017 la superficie complessiva installata dei pannelli solari termici è aumentata di oltre 1.000.000 mq, l'energia fornita di circa 2.241 TJ; in entrambi i casi la variazione si attesta intorno a +34 %.

Impianti per riscaldamento solare

Le configurazioni impiantistiche volte alla produzione di acqua calda sanitaria mediante collettori solari si suddividono in due categorie principali:

- sistemi a circolazione naturale: il serbatoio di accumulo è collocato al di sopra del collettore. La radiazione solare incidente innalza la temperatura dell'acqua che, per effetto del gradiente di densità a cui risulta sottoposta, procede verso l'alto.
- sistemi a circolazione forzata: il serbatoio non ha vincoli di installazione mentre è richiesta una pompa; questa è, in genere, controllata da un termostato differenziale che la attiva quando la temperatura in uscita dai pannelli supera quella rilevata sul fondo del recipiente di accumulo. Si inserisce anche una valvola con cui evitare la circolazione inversa del fluido e limitare le perdite dal collettore durante la notte.

I serbatoi di accumulo

Per assicurare portate di acqua calda in grado di soddisfare il consumo di punta, è fondamentale disporre di potenze riscaldanti elevate. Lo stesso risultato è ottenibile fornendo con maggiore regolarità una potenza inferiore all'acqua stoccata in un serbatoio di accumulo e poi prelevata durante i periodi limitati in cui si registrano le richieste di picco.

Il serbatoio di accumulo funge da volano termico, per colmare lo sfasamento tra captazione di energia e suo consumo. I periodi di accumulo dipendono dal tipo di sistema (impianto per il riscaldamento dell'acqua sanitaria, degli ambienti, delle piscine) e dal grado di copertura del fabbisogno desiderato. Un sistema di accumulo deve disporre di elevata capacità termica del mezzo termovettore, buona efficienza termica (basso rapporto superficie/volume e ottima coibentazione) e stratificazione interna, compatibilità ambientale e igienica del fluido termovettore e del serbatoio.

L'acqua è il mezzo di accumulo più comunemente sfruttato negli impianti ad uso civile, data la notevole capacità termica e disponibilità. Per la preparazione di acqua calda sanitaria domestica si sceglie, come mezzo di accumulo, l'acqua potabile stessa. Nel caso di volumi maggiori è invece preferibile ricorrere, come batteria di accumulo, non ad acqua sanitaria ma ad acqua di impianto in serbatoi inerziali; questi garantiscono una maggior durata nel tempo, non creano problemi per la qualità sanitaria dell'acqua di stoccaggio e possono essere destinati a coprire contemporaneamente fabbisogni differenti (ad esempio acqua calda sanitaria e riscaldamento ambienti).

I serbatoi di accumulo

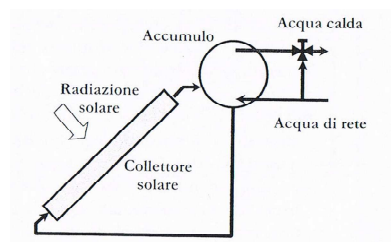
Il riscaldamento dell'acqua fredda può avvenire direttamente nel recipiente (riscaldatori "a miscela"), oppure attraverso un serpentino immerso ("termo-accumulatori"). In entrambi i casi si effettua il riscaldamento dell'acqua a spese del fluido caldo accumulato nel serbatoio.

- Nei riscaldatori a miscela l'acqua calda si miscela con quella fredda e la temperatura dell'acqua erogata si abbassa nel tempo sino a un valore minimo, oltre il quale non è più possibile la fornitura agli utilizzatori.
- Nei termo-accumulatori l'acqua fredda proveniente dalle utenze, attraversa un serpentino riscaldandosi; la temperatura dell'acqua accumulata nel serbatoio si abbassa riducendo nel tempo anche la temperatura dell'acqua erogata sino a una temperatura minima.

I serbatoi vengono ulteriormente distinti a seconda della modalità di accumulo e della funzione specifica nell'economia dell'impianto in:

- Bollitori per acqua calda sanitaria
- Accumuli inerziali
- Serbatoi combinati
- Puffer

Impianti a circolazione naturale



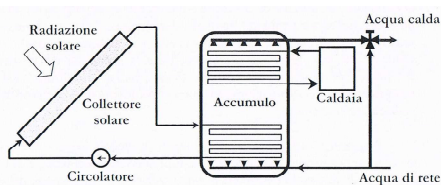
L'impianto è molto semplice, l'acqua circola per effetto della variazione di densità dovuta al riscaldamento.

Il circuito dell'acqua del collettore può essere separato dal circuito dell'acqua destinata all'utenza, questi sistemi sono adatti ai climi freddi permettendo di aggiungere un antigelo (glicole propilenico) all'acqua del collettore.

L'utilizzo diretto dell'acqua dell'utenza nel collettore può dare problemi di incrostazione e corrosione.

Questi impianti sono molto affidabili. E' necessario introdurre valvole di sicurezza che entrino in funzione in caso di surriscaldamento.

Impianti a circolazione forzata



Gli impianti a circolazione forzata consentono di integrare al meglio il collettore sul tetto permettendo l'installazione del serbatoio nel locale caldaie.

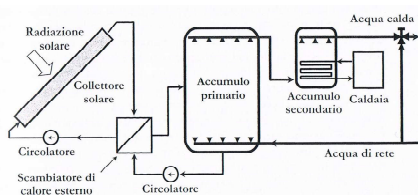
Il serbatoio così è meno esposto agli agenti atmosferici e si contengono le perdite termiche.

Gli impianti di piccola taglia hanno una dimensione dei collettori di circa 10 m^2 per il soddisfacimento dei bisogni di utenze mono- o bifamiliari con un accumulo di 0.4 m^3 . I collettori sono montati parzialmente in serie e parallelo.

Lo scambio col sistema solare avviene nella parte inferiore del serbatoio in cui grazie alla stratificazione vige la temperatura più bassa. Nella parte superiore avviene lo scambio termico con la caldaia integrativa che può essere dotata di timer per scaldare solo nei periodi precedenti l'utilizzo.

E' presente una valvola a tre vie per miscelare l'acqua uscente dall'accumulo in modo da ridurre la temperatura che può arrivare anche oltre $80 \text{ }^\circ\text{C}$ in giornate molto assolate.

Impianti a circolazione forzata



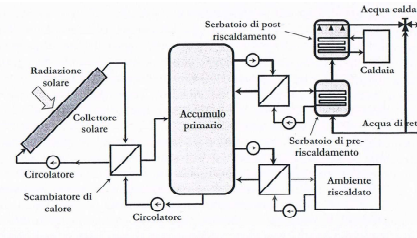
Gli impianti di medie dimensioni sono caratterizzati da una superficie captante da 10 m^2 a 50 m^2 e sono prevalentemente al servizio di condomini, aziende del settore terziario o piccole industrie.

Lo scambio termico con l'accumulo avviene tramite uno scambiatore a piastre esterno .

Tale soluzione è più costosa, ma più efficiente. Un serbatoio di post-riscaldamento di minori dimensioni permette di scaldare con la caldaia integrativa solo l'acqua destinata all'immediato utilizzo.

Il serbatoio primario deve comunque essere riscaldato a temperature superiori di $65 \text{ }^\circ\text{C}$ per impedire la proliferazione del batterio della legionella.

Impianti a circolazione forzata



Gli impianti di grandi dimensioni utilizzano accumuli inerziali di acqua tecnica detti puffer. L'acqua è opportunamente trattata e non deve sottostare alle normative sulla legionella.

Oltre alla produzione di acqua calda sanitaria questi impianti possono provvedere al riscaldamento degli ambienti.

Dall'accumulo primario si può trasferire energia in tre modi:

- riscaldamento istantaneo: l'accumulo scambia direttamente con l'acqua fredda che alimenta l'accumulo di acqua calda sanitaria;
- serbatoio di preriscaldamento: l'accumulo cede calore ad un serbatoio nel quale l'acqua sanitaria è preriscaldata (è necessario un serbatoio di post-riscaldamento per la legionella);
- serbatoio bivalente: in questo caso pre-riscaldamento e post-riscaldamento sono fatti nello stesso serbatoio (nella parte inferiore c'è lo scambio col serbatoio primario, nella parte superiore con la caldaia integrativa).

Una variante di questa tipologia di impianti prevede l'integrazione direttamente nell'accumulo primario.

Problematiche

I collettori solari e i condotti ad essi associati devono essere progettati per evitare danni derivanti dal congelamento o dall'ebollizione. Basse temperature ambiente in periodi di assenza di radiazione solare possono portare la temperatura della superficie di assorbimento al di sotto di 0 °C. Se invece non vi è prelievo di energia dal sistema o la pompa è spenta la piastra può raggiungere i 100 °C.

Sono state sviluppate cinque diverse tecniche per prevenire la formazione del ghiaccio.

- Utilizzo di una soluzione antigelo nel circuito del collettore e inserimento di uno scambiatore di calore tra quest'ultimo e il serbatoio. Lo scambiatore può essere posizionato sia all'esterno del recipiente che all'interno, tramite una serpentina immersa che sfrutta la circolazione naturale dell'acqua per completare il trasferimento di energia. Tipiche soluzioni antigelo sono glicole propilenico-acqua e glicole etilenico-acqua. Quest'ultimo è tossico e corrosivo, pertanto sono necessarie due interfacce metalliche tra il fluido e l'acqua potabile; in alternativa si ricorre a due scambiatori in serie o a scambiatori a doppia parete.
- Impiego di aria nel ciclo del collettore e dello scambiatore di calore. I collettori ad aria hanno performance inferiori rispetto ai pannelli solari ad acqua ma non coinvolgono sostanze tossiche e scambiatori di calore in serie. Anche l'ebollizione non rappresenta un problema.

Problematiche

- Circolazione di acqua calda, prelevata dal serbatoio, attraverso il collettore e i relativi condotti. Le perdite del sistema subiscono un incremento significativo e bisogna fornire un ulteriore dispositivo di controllo. Questo metodo è preso in considerazione solo per climi dove il pericolo di congelamento è poco frequente. In situazioni di emergenza, quando ad esempio la pompa è spenta, l'unica soluzione consiste nello svuotare le tubature.
- Drenaggio dell'acqua dai collettori, quando non operativi, e dalle tubature, in modo che il circuito sia completamente vuoto in corrispondenza di temperature ambiente sotto 0 °C. Tali sistemi si dividono in drain-back, in cui l'acqua torna nel serbatoio o in un apposito pozzo non sottoposto al rischio di congelamento, e drain-out in cui il fluido di processo è scaricato all'esterno e viene perduto.
- Progettazione di piastre dei collettori e di tubature in grado di resistere a congelamenti occasionali e, ad esempio, di dilatarsi se l'acqua al loro interno ghiaccia.

Per la protezione dall'ebollizione le strategie sono

- Le soluzioni antigelo che scorrono nel circuito dei collettori hanno un punto di ebollizione più elevato dell'acqua.
- Molti sistemi operano a una pressione di diverse atmosfere, che innalza ulteriormente la temperatura di ebollizione.
- Le perdite e le dispersioni dai collettori aumentano con la temperatura e, allo stesso tempo, ne contengono gli incrementi.

Dimensionamento

La progettazione di un impianto solare con sistemi attivi richiede innanzitutto la conoscenza delle esigenze dell'utenza: in particolare il carico termico in funzione del tempo e la temperatura del fluido.

In base a questi dati si sceglie la tipologia di impianto, il tipo di collettori, la loro inclinazione (ottimale sull'anno pari alla latitudine della località, se invece si ragiona solo sul periodo estivo l'inclinazione ottimale è la latitudine diminuita di 15 °) e orientazione (generalmente ottimale verso sud).

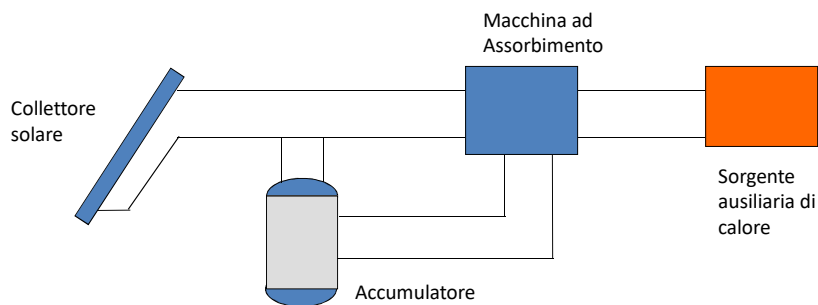
Scelto l'impianto si deve calcolare la superficie captante dei collettori. Nota l'insolazione (da normativa) si procede a dividere l'energia totale richiesta dall'utenza per il prodotto tra l'insolazione e il rendimento dei collettori.

L'area risultante può essere troppo elevata e quindi può essere necessario fare valutazioni che richiedano l'utilizzo di potenza integrativa (una strada può essere la valutazione dell'area richiesta mensilmente).

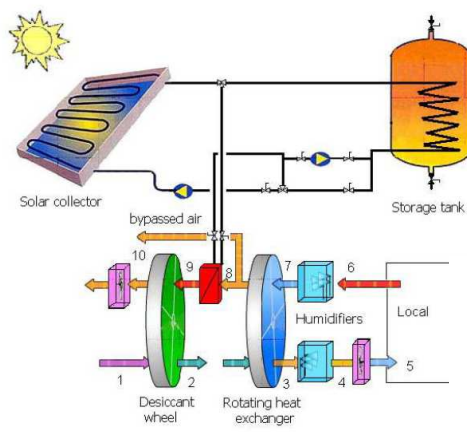
Esistono procedure standardizzate come quella basata sull'F-chart o codici di calcolo che tengono conto della dinamica del sistema.

Solar cooling

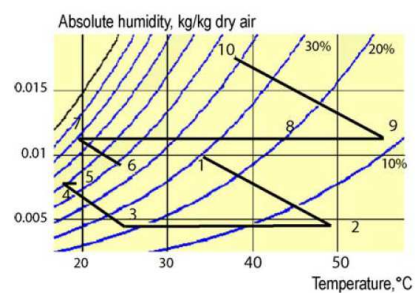
- Costituito essenzialmente da
 - Collettori solari
 - Macchina frigorifera che usa calore come fluido motore
→ Macchine Frigorifere ad Assorbimento
 - Sorgente ausiliaria di calore
 - Accumulatore di calore



Dessicant cooling



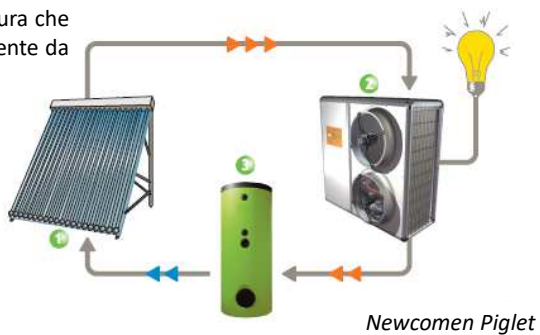
La ruota riduce l'umidità dell'aria che poi passa in uno scambiatore di calore nella quale l'aria proveniente dall'ambiente climatizzato la raffredda. Un ulteriore raffreddamento è dato dall'evaporazione dell'acqua.



Il solare termodinamico

Infine esistono applicazioni cogenerative alimentate da solare termico.

Sono in commercio applicazioni termodinamiche a bassa temperatura che possono sfruttare il calore proveniente da collettori piani.



Il calore proveniente dal pannello solare (1) è convertito in energia elettrica nel sistema ORC (2) il cui calore scaricato può essere stoccato in un puffer (3) per fini cogenerativi.

Solare II

Termodinamico

Corso: Sistemi di conversione dell'energia da fonti rinnovabili
Anno accademico: 2018/2019
Docente: Mirko Morini

Il principio di funzionamento

Il solare termodinamico si basa fundamentalmente sulla captazione della radiazione solare e l'utilizzo dell'energia della radiazione all'interno di un ciclo termodinamico (Stirling, Brayton, Rankine).

A questo fine si utilizzano i collettori solari.

Esistono due tipologie di collettori solari:

- **collettori stazionari** senza concentrazione solare: la stessa area è usata per intercettare ed assorbire la radiazione solare;
- **collettori solari ad inseguimento e con concentrazione**: si utilizzano elementi ottici che seguono la traiettoria del Sole durante la giornata per focalizzare una grande quantità di radiazione solare su una piccola area ricevente.

La concentrazione della radiazione solare si esprime in soli. Un sole corrisponde a 1000 W/m^2 cioè alla misura della radiazione media incidente sulla superficie terrestre.

I collettori a concentrazione hanno numerosi vantaggi rispetto agli altri e sono associati a temperature operative del fluido ricevente molto alte e alte efficienze dei sistemi di conversione.

La concentrazione

L'efficienza termica dei collettori e la temperatura del fluido aumenta con l'aumentare dell'intensità dell'insolazione.

L'efficienza termica aumenta con l'aumentare della portata del fluido operatore.

A bassi valori di intensità di radiazione, l'efficienza prima cresce e poi cala con l'aumentare del livello di concentrazione. Questo comportamento risulta dall'aumento delle perdite radiative associate all'alto livello di concentrazione.

Per questo motivo, il livello di concentrazione e la portata del fluido vettore devono essere scelte meticolosamente per ottenere prestazioni ottimali.

I quattro tipi di collettori utilizzati sono:

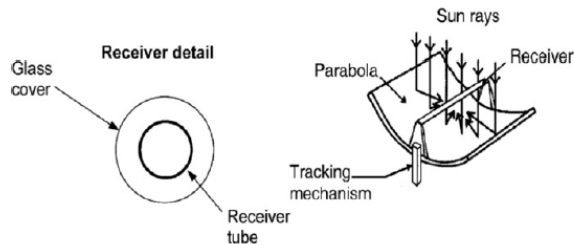
- collettori parabolici lineari
- sistemi a torre centrale
- sistemi parabolic dish
- riflettori Fresnel lineari

Collettori parabolici lineari

I collettori parabolici lineari sono la tecnologia di concentrazione solare più matura. Questa tecnologia è utilizzata in molti impianti CSP di larga scala. Il Solar Electric Generating Systems (SEGS) è un insieme di sistemi a collettori parabolici lineari situato in California per una potenza totale di 354 MW.



Collettori parabolici lineari



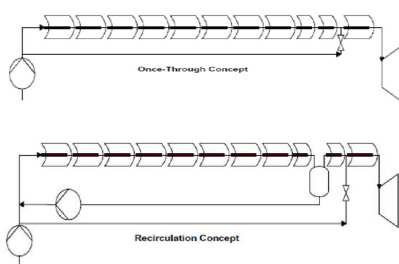
I collettori parabolici lineari producono calore ad una temperatura che va da 50 a 400 °C.

Un sistema CPL è composto da uno strato di materiale riflettente (materiali acrilici ricoperti d'argento) ripiegato in forma parabolica.

Questi fogli ripiegati sono collegati in serie formando un lungo canale che è supportato da piedistalli agli estremi. Il canale parabolico ha una linea focale lungo la quale è installato un ricevitore.

Il ricevitore è in genere un tubo di metallo rivestito di nero e incapsulato in un tubo di vetro per limitare le perdite di calore per convezione (tra i due tubi, sempre per lo stesso motivo, può essere fatto il vuoto). Il rivestimento del tubo di metallo è appositamente studiato in modo da avere una assorbanza elevata e una bassa emissività.

Collettori parabolici lineari



Il fluido che attraversa il ricevitore e raccoglie e trasporta l'energia termica è in genere acqua o olio diatermico (l'olio è in genere preferibile dato l'alto punto di ebollizione e la scarsa volatilità). Si sta diffondendo anche l'uso di sali fusi (più costosi, ma che corrodono meno l'impianto).

Per quanto riguarda gli impianti con acqua, particolare interesse va riservato a quelli con generazione diretta di vapore.

In questi impianti l'acqua evapora parzialmente nel collettore. Due configurazioni sono state proposte:

- Once-Through mode: acqua preriscaldata alimenta il collettore, all'interno del quale viene vaporizzata e surriscaldata;
- Recirculation mode: un corpo separatore è inserito al termine del collettore. Il collettore è alimentato da una quantità di acqua maggiore di quella che può evaporare in un attraversamento del collettore. L'eccesso è ricircolato a seguito della separazione nel corpo separatore. Questo processo garantisce una buona bagnatura delle superfici dei condotti dell'assorbitore e previene la stratificazione. Il vapore è mandato ad una sezione di surriscaldamento.

Collettori parabolici lineari

I sistemi CPL sono montati su sistemi ad inseguimento solare a singolo asse per mantenere il fuoco sul ricevitore durante il giorno.

Ci sono applicazioni con orientamento nord-sud e orientamento est-ovest: la prima riesce a captare più energia durante l'estate (periodo di maggior richiesta), mentre la seconda riesce a captare mediamente più energia durante l'anno. L'orientamento est-ovest è quello più usato.

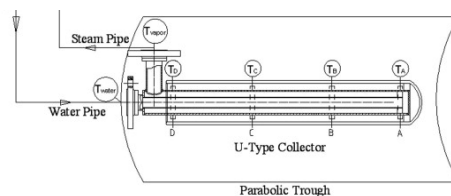
Il sistema di inseguimento deve seguire accuratamente la traiettoria solare in modo da ottenere un riscaldamento efficiente dei tubi.

Questi sistemi sono però esposti al vento e quindi devono essere sufficientemente robusti da resistere ai carichi indotti dal vento e prevedere deviazioni dall'incidenza prevista a progetto.

A proposito di resistenza ai carichi, è possibile rinforzare la struttura del collettore con uno strato di composito a fibra di vetro.

Collettori parabolici lineari

Il progetto del ricevitore è fondamentale per aumentare l'efficienza di trasferimento del calore al fluido e ridurre le perdite di calore. Le perdite di calore per irraggiamento dal tubo e per convezione giocano un ruolo molto importante nell'efficienza del sistema. Per collettori ad alta temperatura (circa 390 °C) si stima una perdita per irraggiamento di circa il 10 %, mentre quelle convettive possono arrivare a 300 W/m in applicazioni con olio diatermico.



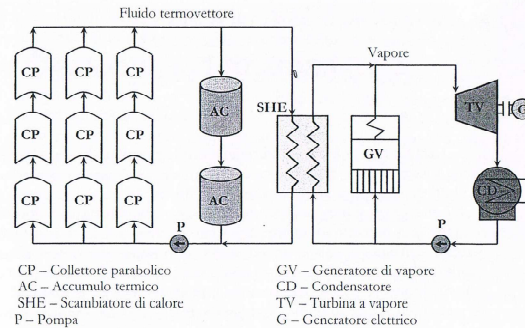
Per ridurre le perdite sono stati proposti dei sistemi a heat pipe.

Questi sistemi mantengono una temperatura uniforme circonferenzialmente nonostante l'irraggiamento irregolare del collettore.

Poiché il calore non fluisce dal fluido al tubo, le perdite di calore nei momenti di scarsa insolazione sono eliminate.

La manutenzione è minore perché non necessitano di sistema a soffiato.

Collettori parabolici lineari

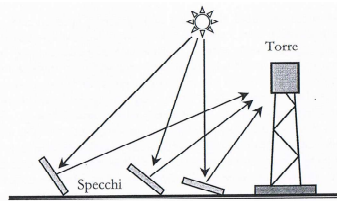


Il fluido vettore è usato per produrre vapore che viene espanso in turbina in un ciclo a vapore semplice o nella sezione vapore di un ciclo combinato gas/vapore.

L'integrazione in cicli combinati consente di produrre l'energia elettrica con costi più competitivi rispetto ai sistemi non integrati, in quanto la temperatura massima del ciclo è indipendente dalla temperatura del fluido vettore.

Altre modalità di integrazione sono state proposte con sorgenti geotermiche e con celle fotovoltaiche in applicazioni a concentrazione.

Sistemi a torre centrale



I sistemi a torre centrale o a eliostati sono la tecnologia di concentrazione ad essere entrata in commercio più recentemente.

Questa logica molto costosa è stata applicata però a pochi sistemi.

I dimostrativi da 10 MW Solar One (1981) e Solar Two (1995) sono stati costruiti nel Mojave Desert in California.



Sistemi a torre centrale

I sistemi a torre centrale consistono in una grande matrice di specchi piatti distribuiti attorno a un ricevitore centrale montato sopra ad una torre. Ogni eliostato è dotato di un sistema ad inseguimento su due assi e può avere una superficie di 50-150 m². Usando specchi leggermente concavi si può aumentare la radiazione riflessa, ma ciò incrementa i costi.

Ogni eliostato è individualmente orientato per riflettere la luce incidente direttamente sul ricevitore centrale.

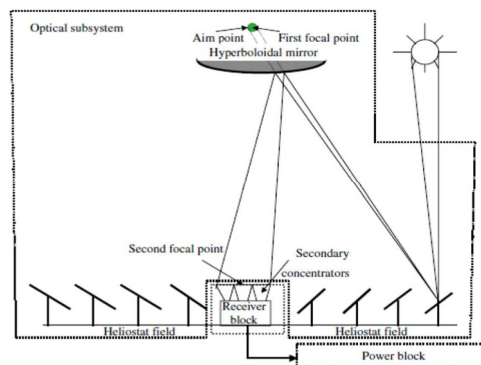
Montare il ricevitore su una torre alta permette di ridurre la distanza tra gli specchi necessaria ad evitare l'ombreggiamento reciproco. Le torri generalmente hanno un'altezza che di 75-150 m.

Un fluido circola in circuito chiuso attraverso il ricevitore centrale assorbendo l'energia termica per l'utilizzo in generazione di potenza o lo stoccaggio.

Un vantaggio di questi sistemi è l'elevata concentrazione di potenza (200-1000 kW/m²) che permette di minimizzare le perdite dal concentratore e semplificare il trasporto di calore e lo stoccaggio. La temperatura massima può raggiungere i 1500 °C con conseguente aumento dell'efficienza del ciclo termodinamico.

Questi impianti hanno una taglia mediamente alta (10 MW) ed approfittano quindi di economie di scala in modo da ripagare gli alti costi intrinseci nella tecnologia.

Sistemi a torre centrale



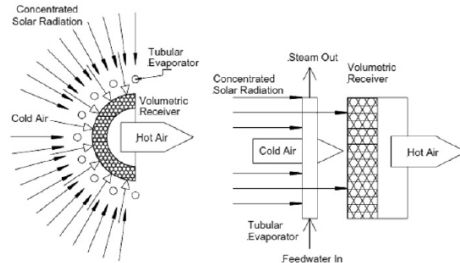
Una variante è la torre solare riflettente che consiste in un riflettore secondario montato sulla torre con il ricevitore a terra.

Oltre ai vantaggi di montaggio e manutenzione nell'aver il ricevitore a terra, la doppia riflessione aumenta la concentrazione e quindi permette di ridurre le dimensioni del ricevitore e quindi le perdite per convezione.

Altre varianti sono l'integrazione di un reformer solare che consente lo stoccaggio dell'energia solare sotto forma di idrogeno prodotto dal reforming di metano e acqua.

Le torri solari possono essere integrate anche con il fotovoltaico a concentrazione. Il principio consiste nel dividere lo spettro: le lunghezze d'onda utili vanno alle celle, mentre il resto viene convogliato verso il ricevitore per trasformarlo in calore ed in elettricità tramite un ciclo Brayton o Rankine.

Sistemi a torre centrale



Un'altra proposta è quella del doppio ricevitore nel quale il ricevitore è composto da un riscaldatore di aria con una sezione di evaporazione tubolare. In questo modo il ricevitore consente di far evaporare l'acqua nei tubi e di surriscaldarla con l'aria calda.

Anche per questa tecnologia è stato proposto l'utilizzo di sali fusi e viste le elevate temperature si è pensato anche allo stoccaggio dell'energia termica come calore sensibile nella grafite.

Sistemi a torre centrale

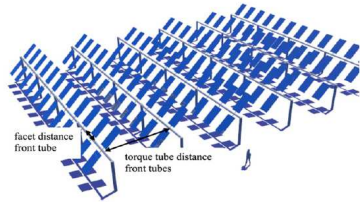
Il progetto della disposizione degli eliostati è un aspetto fondamentale per l'ottimizzazione delle performance dell'impianto.

Lo stesso vale per la scelta del materiale degli eliostati. Il costo degli eliostati rappresenta il 50 % del totale dei costi e quindi essi devono garantire alta riflessione, rigidità, leggerezza, facilità di pulizia e resistenza alla corrosione.

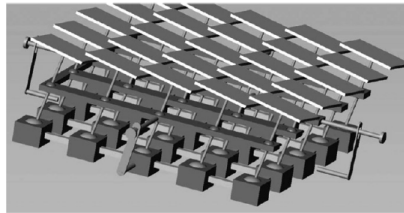
Un materiale che in prospettiva può rappresentare un'opzione è il PVC rinforzato con fibre di acciaio. Questo materiale ha proprietà simili alle leghe di alluminio convenzionalmente utilizzate, ma è più leggero e ha una durata elevata nel tempo. Un problema può essere la bassa resilienza termica, e quindi è necessario provvedere a mantenere bassa la temperatura degli eliostati.

Per ridurre il costo del sistema si cerca di aumentare l'area dei singoli specchi, in questo modo si riducono i costi di movimentazione. Grandi aree significano però grandi coppie dovute alla resistenza al vento.

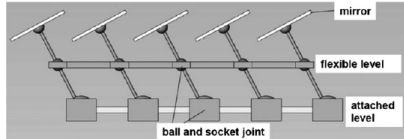
Sistemi a torre centrale



Un altro sistema proposto per evitare alte forze dovute al vento è il TTH: file di eliostati montati su tubi rotanti che controllano la loro elevazione.



Un altro modo è l'utilizzo di file mini-specchi i quali sono montati su giunti a sfera. Gli specchi sono racchiusi in un contenitore trasparente che li protegge dal vento.



Sistemi a torre centrale

Questi sistemi sono molto migliorati negli ultimi decenni, e continuano ad attirare molta attenzione come alternativa per i grandi impianti solari.

Le alte temperature raggiungibili garantiscono alti rendimenti e permettono l'accoppiamento con molti cicli termodinamici e molti processi.

L'alto costo di investimento però è un ostacolo e la ricerca va verso materiali a basso costo e possibilità di stoccaggio del calore in modo da rendere più remunerativi questi impianti.

Sistemi a torre centrale



Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS) in California (Mojave Desert)

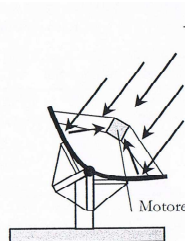
377 MW

Inaugurata a febbraio 2014

Tra i finanziatori: Google.



Sistemi parabolic dish



I collettori parabolici a disco sono collettori a punto focale. Possono ottenere altissimi rapporti di concentrazione, fino a 1000 soli, e temperature che eccedono i 1500 °C. Ciò consente un accoppiamento efficiente con cicli termodinamici.

Il collettore tipico è un grande disco a parabola montato su un sistema di inseguimento a due assi che mantengono la convergenza dei raggi solari sul fuoco, nel quale è montato il ricevitore.

Uno schema, il meno utilizzato, consiste nell'utilizzo di un fluido vettore che porta l'energia dai ricevitori di più parabole verso la centrale di generazione elettrica. Questo è meno conveniente a causa del limite dato dalla temperatura massima del fluido vettore e dalle perdite dovute al trasporto dell'energia.

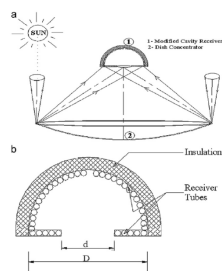
Un secondo schema, più utilizzato, prevede l'installazione del sistema di conversione direttamente nel fuoco di ogni parabola. Il motore più utilizzato è lo Stirling, ma anche turbine a gas possono essere installate. Deve essere previsto anche un sistema per lo scarico del calore e un sistema di controllo per permettere alla macchina di funzionare anche nel caso in cui l'irraggiamento vari.

Sistemi parabolic dish



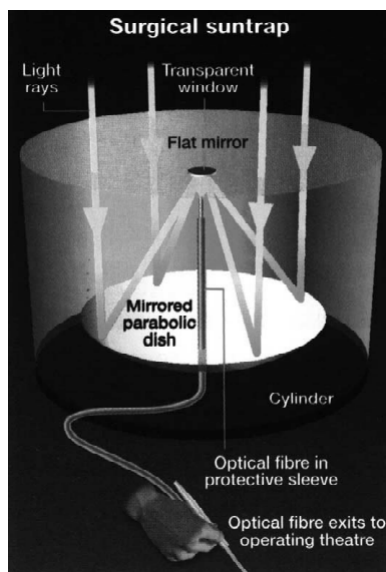
I sistemi parabolici a disco sono molto costosi, in quanto sono necessari specchi molto grandi che devono avere concavità perfette per concentrare con efficacia la radiazione solare. Sono molto grandi e pesanti e il sistema di inseguimento deve essere molto sensibile e preciso.

Per ridurre i costi si sono pensati sistemi formati da specchi piani di piccola dimensione movimentati con un sistema coordinato.



Per ridurre le perdite di calore al ricevitore (che viste le alte temperature sono molto elevate) si è pensato ad un ricevitore cavo con la superficie interna ricoperta di tubi.

Sistemi parabolic dish



Un salto concettuale è stato proposto da Feuermann e Gordon con l'utilizzo di mini-parabole collegate a fibre ottiche che trasportano la radiazione solare a un ricevitore centralizzato.

Ogni specchio è di circa 20 cm di diametro e ha un piccolo specchio piatto sul punto focale che riflette la luce in una fibra ottica.

La luce trasportata dalla fibra arriva ad un ricevitore nel quale può essere convertita in calore.

Sistemi parabolic dish

L'innovazione nella tecnologia dei riflettori a dischi parabolici ha portato questa efficiente, ma costosa, tecnologia verso l'obiettivo di essere economicamente sostenibile.

I continui miglioramenti nella struttura del riflettore e del collettore continuano a spingere verso valori maggiori l'efficienza termica.

L'uso di uno Stirling sul punto focale riduce le perdite per il trasporto del calore e i costi connessi.

Il problema principale di questa tecnologia è che non consente l'utilizzo dello stoccaggio del calore in maniera semplice. La soluzione di questo problema è l'obiettivo per il futuro della ricerca in questo specifico settore.

Riflettori Fresnel lineari



È un sistema concettualmente simile ai collettori parabolici lineari.

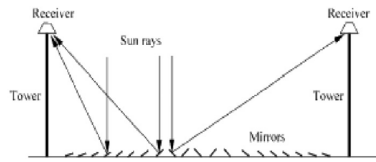
Nel marzo del 2009 la società Novatec Biosol ha costruito un sistema da 1.4 MW in Germania.

Lunghe file di specchi piatti concentrano la luce lungo un ricevitore lineare posto ad un'altezza di 10-15 m. Gli specchi possono essere montati su inseguitori a uno o due assi. Il fatto che gli specchi siano lineari rappresenta un risparmio rispetto ai collettori parabolici.

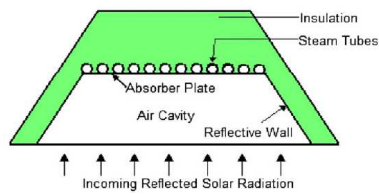
Anche il fatto di avere un unico ricevitore per più file di specchi rappresenta un risparmio, visto che il costo del materiale del ricevitore è maggiore. Altro vantaggio è dovuto al fatto che il ricevitore non deve essere sostenuto dal sistema di inseguimento, rendendo quest'ultimo più semplice, accurato ed efficiente.

Il fluido vettore viene riscaldato scorrendo nel ricevitore.

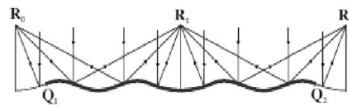
Riflettori Fresnel lineari



Un problema è l'interferenza tra riflettori adiacenti. Una soluzione è il riflettore Fresnel lineare compatto: file di specchi puntano in direzioni opposte.



Un'aggiunta a questa configurazione può essere l'utilizzo di una cavità nel ricevitore riempita da una fila di tubi. Ciò consente anche l'utilizzo in modalità di generazione diretta di vapore.



Sono stati ipotizzati anche riflettori Fresnel con profili ad onda.

Solare III

Fotovoltaico

Corso: Sistemi di conversione dell'energia da fonti rinnovabili
Anno accademico: 2018/2019
Docente: Mirko Morini

Il principio di funzionamento

La cella fotovoltaica, che è l'elemento base con il quale vengono realizzati gli impianti, converte direttamente la radiazione incidente in energia elettrica.

Il principio fisico è l'effetto fotovoltaico secondo il quale la radiazione che incide su di un **semiconduttore** determina il passaggio di alcuni elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione.

All'interno della cella fotovoltaica si crea una coppia elettrone-lacuna dotati rispettivamente di carica negativa e positiva. Tali cariche instradate opportunamente in un circuito elettrico originano una corrente elettrica nel caso in cui il circuito sia chiuso da un'utenza.

Solo i fotoni con energia sufficiente a permettere il passaggio di banda sono utilizzati. L'energia trasportata da fotoni con energia non sufficiente e la parte di energia non necessaria al salto trasportata dagli altri fotoni è dissipata sotto forma di calore.

Introduzione

L'effetto fotovoltaico è stato scoperto nel 1839 da Becquerel, mentre le prime celle fotovoltaiche sono state realizzate agli inizi del '900.

Le prime celle fotovoltaiche in silicio funzionanti con un rendimento di circa il 5-6 % furono realizzate dalla Bell che nel 1954 alimentò con questa tecnologia una cabina telefonica in Georgia.

Subito dopo il fotovoltaico iniziò il suo sviluppo finalizzato alle applicazioni spaziali che permise di raggiungere efficienze del 6-10 %.

Con la crisi energetica degli anni '70 anche per il fotovoltaico si cercarono applicazioni significative (isole, deserti, boe marine, etc).

Fino a qualche anno fa, l'elevato costo delle celle ne ha limitato fortemente la diffusione e la penetrazione nel mercato energetico.

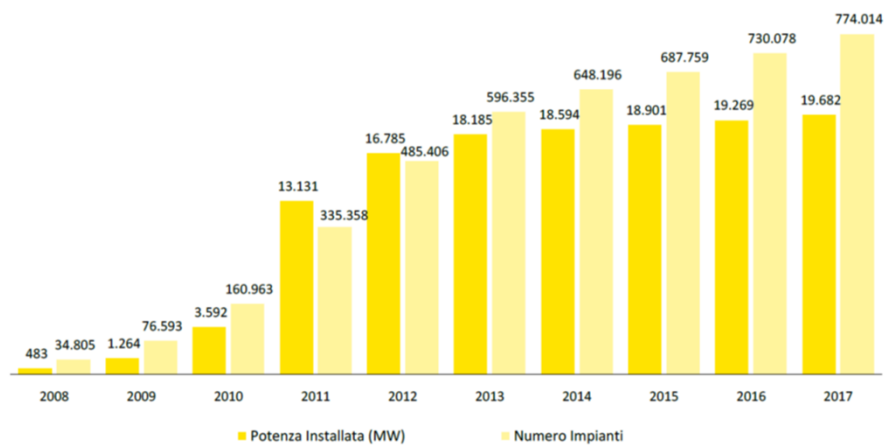
In questi ultimissimi anni sembra che la convenienza economica sia stata raggiunta.

Il fotovoltaico in Italia

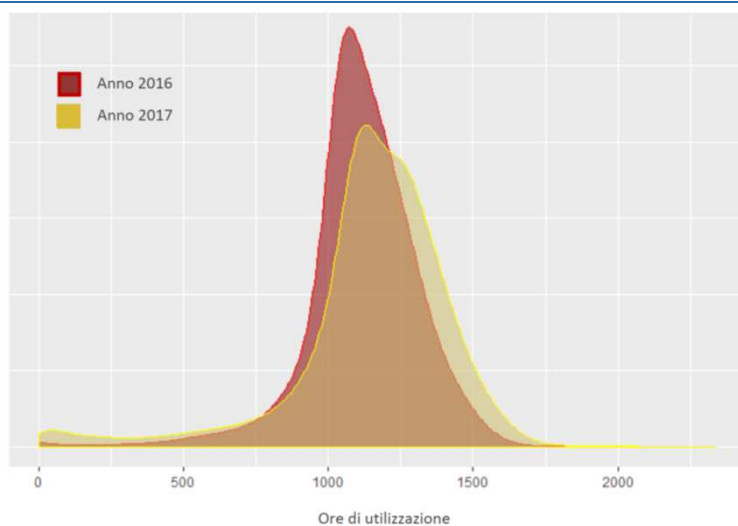
Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2016		Installati al 31/12/2017		Var % 2017/2016	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
1<=P<=3	245.054	672,7	262.214	716,1	+0,1	+7,0
3<P<=20	421.968	3.103,4	447.332	3.266,9	+0,1	+5,7
20<P<=200	51.311	4.032,8	52.591	4.122,5	+0,0	+2,7
200<P<=1.000	10.614	7.302,5	10.739	7.352,5	+0,0	+0,5
1.000<P<=5.000	948	2.330,6	950	2.334,5	+0,0	-0,3
P>5.000	183	1.826,6	188	1.889,7	+0,0	+1,1
Totale	730.078	19.268,7	774.014	19.682,3	+0,1	+2,0

La potenza installata è aumentata del 2 % circa. Dal 2009 al 2011 si è visto un considerevole aumento (triplicazione in ogni anno) soprattutto per gli impianti di taglia maggiore.

Il fotovoltaico in Italia

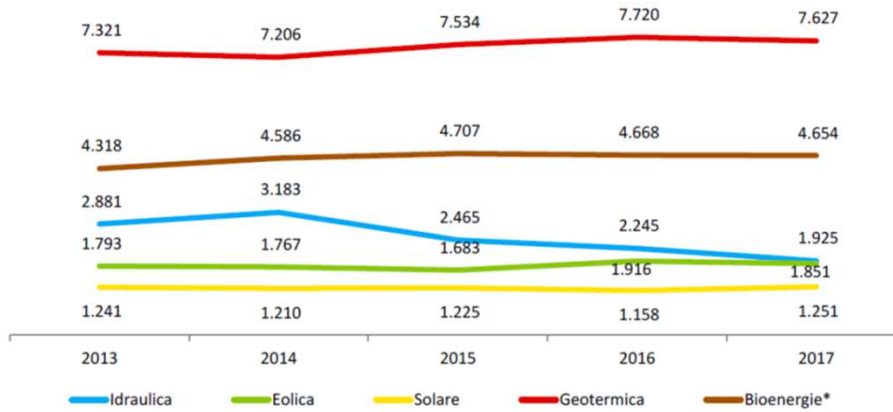


La produttività 2017...

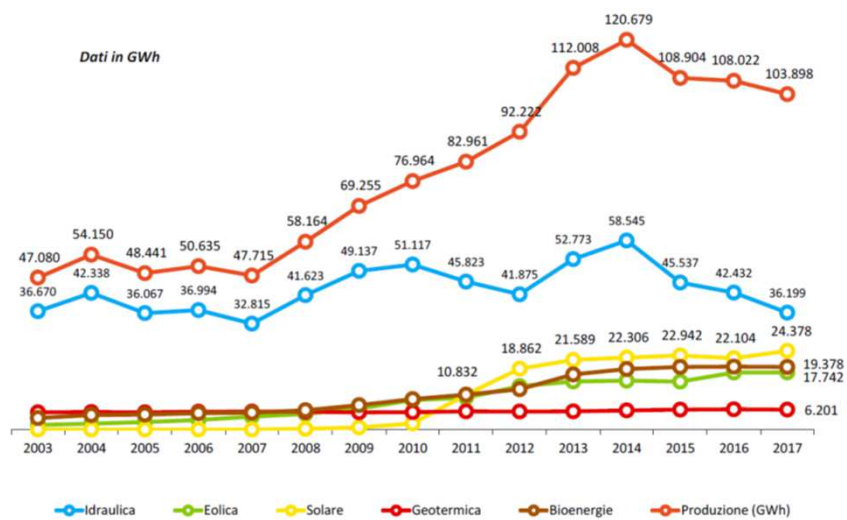


Le ore di utilizzazione sono il rapporto tra l'energia prodotta e la potenza nominale dell'impianto.

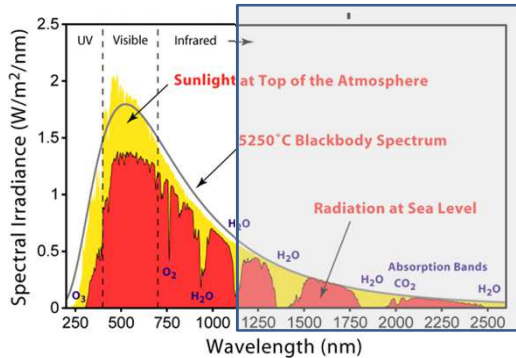
... in confronto alle altre FER



Il peso del solare sulle FER italiane



Lo spettro



L'energia di ogni fotone è pari a

$$\varepsilon_{\lambda} = h \cdot \nu = h \cdot \frac{c}{\lambda}$$

$h = 6.625 \cdot 10^{-34}$ Js costante di Planck
 $c = 3 \cdot 10^9$ m/s velocità della luce

Affinché un elettrone possa "saltare" è necessario che l'energia del fotone sia maggiore dell'energia di gap.

Se l'energia è minore viene dissipata in calore, così come la parte eccedente ($\varepsilon_{\lambda} - \varepsilon_G$) nei fotoni con energia sufficiente.

Poiché il silicio ha $\varepsilon_G = 1.79 \cdot 10^{-19}$ J la lunghezza d'onda massima è 1.1 μm . Il 25 % dello spettro è inutile.

$$\varepsilon_{\lambda} \geq \varepsilon_G$$

$$\lambda \leq h \cdot \frac{c}{\varepsilon_G} = \frac{1.987 \cdot 10^{-25}}{\varepsilon_G}$$

Il rendimento di conversione

Poiché anche la quota di fotoni che ha un'energia superiore a quella di gap non può convertirla completamente, il rendimento delle celle fotovoltaiche non può assumere nemmeno teoricamente un valore elevato.

Per uno spettro di corpo nero a 5767 K si può stimare che il prodotto tra il numero di fotoni con energia superiore all'energia di gap del silicio e l'energia di gap del silicio stessa rapportato all'energia emessa dal corpo nero è pari al 44 %.

Per materiali con energia di gap maggiore (arseniuro di gallio, telloruro di cadmio) questo rendimento ideale passa al 40 %.

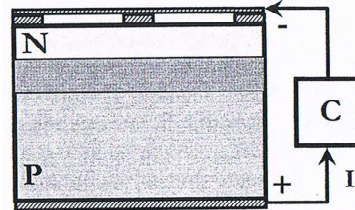
Il rendimento reale di una cella è parecchio inferiore al limite in quanto l'energia disponibile al suolo è minore a causa dell'assorbimento e della riflessione dell'aria e il sistema ha delle perdite interne.

L'efficienza massima misurata in laboratorio è attorno al 30 % con riferimento ad uno spettro AM 1.5.

La giunzione PN

Per instradare la cariche elettriche si realizza una giunzione di tipo PN: due strati di silicio posti in contatto tra loro e drogati con elementi diversi.

Nello strato P si introduce un elemento chimico con un numero di elettroni di valenza minore (boro in quantità dell'ordine di ppm). Nello strato N si introduce un elemento con un numero di elettroni di valenza maggiore (fosforo per esempio).



Una volta messi a contatto i due strati, gli elettroni liberi dello strato N migrano verso lo strato P creando una differenza di potenziale (negativo lo strato P, positivo lo strato N). Le coppie elettrone-lacuna create dall'effetto fotovoltaico si muoveranno all'interno di questa differenza di potenziale (elettroni verso lo strato N, lacune verso lo strato P).

Disponendo un contatto metallico sullo strato N si raccolgono gli elettroni che possono essere fatti passare in un circuito esterno e riportati nello strato P ove neutralizzano le lacune raccolte.

Le celle

Le celle per la maggior parte vengono realizzate in silicio. Le barre di silicio vengono affettate in sottili fette (wafer) dello spessore di circa 0.2-0.3 mm.

Il silicio viene poi drogato facendo diffondere il boro e il fosforo per evaporazione. Sulle superfici vengono disposti i contatti metallici (a griglia sulla superficie superiore e a superficie su quella inferiore).

Al fine di favorire la penetrazione della radiazione solare, oltre a minimizzare l'area occupata dai contatti è necessario limitare lo spessore dello strato N. Al fine di ridurre la riflessione della luce la superficie superiore viene trattata con materiali antiriflesso.

La cella è rivestita superiormente con uno strato di acetato e una sottile lastra di vetro e inferiormente con acetato e materiale plastico. Più celle vengono collegate tra loro al fine di costituire il modulo fotovoltaico racchiuso in una cornice di alluminio dal quale escono solo i collegamenti elettrici.

Più moduli in serie (stringhe) danno la tensione richiesta. Più stringhe costituiscono l'impianto.

Oltre al silicio monocristallino e policristallino vengono commercializzate anche celle a film sottile (strati micrometrici di semiconduttori depositati su supporti di forme anche molto complesse) che possono essere integrate architettonicamente.

I materiali

Silicio monocristallino: la maggior parte delle celle a base di silicio in commercio hanno usato wafer di silicio dello spessore di 400 μm prodotto mediante il processo Czochralski. Tale processo è lo standard per le applicazioni in microelettronica.



Il silicio contiene impurità quali ossigeno, carbonio e ioni di metalli di transizione.

L'ossigeno forma col boro dei difetti che limitano la qualità del materiale a seguito dell'esposizione alla luce.



L'utilizzo del processo float-zone è preferibile per le applicazioni solari di alta efficienza perché ha minori perdite dovute alla ricombinazione.

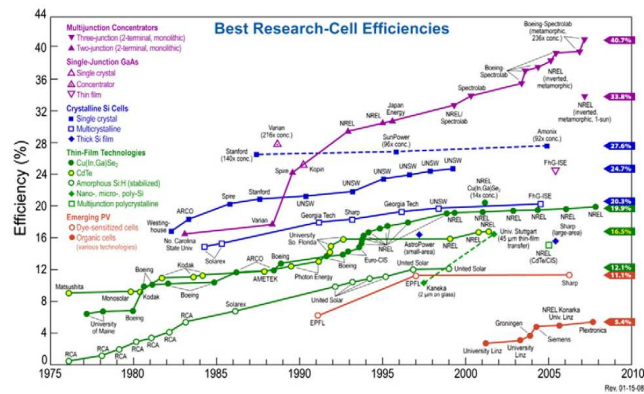
I materiali

All'inizio dell'era dei semiconduttori, il progresso rapido della tecnologia del silicio permise di raggiungere efficienze del 15 %.

Negli anni '70, una seconda fase di sviluppo dovuta a nuove tecnologie nel campo della microelettronica permise di raggiungere il 17 %.

I risultati più significativi si ebbero in una terza (anni '80) e quarta (anni 2000) fase con il raggiungimento di efficienze del 25 % grazie a miglioramenti nei contatti e nel trattamento superficiale delle celle.

L'efficienza massima per il silicio monocristallino è di 28.8 %, applicazioni commerciali stanno nel range 15-22 %.



I materiali

Silicio policristallino: i wafer di silicio policristallino possono essere prodotti su larga scala. Il trattamento al plasma di silicio policristallino a basso costo è utilizzato per produrre superfici ad altra trasmissività e per incrementare l'assorbimento della radiazione luminosa.

Applicazioni commerciali arrivano ad efficienze nel range 12-15 %.

Film sottile cristallino: le celle a film sottile hanno importanti vantaggi quali (i) lo spessore del silicio può essere drasticamente ridotto (50 µm), (ii) il film di silicio può essere depositato su materiali poveri, (iii) il film sottile può essere posato su substrati delle dimensioni dei moduli e su strutture integralmente interconnesse. Nonostante la tecnologia fosse nota da tempo ci vollero 30 anni per ottenere efficienze ragionevoli.

Film sottile amorfo: attraverso deposizione chimica da vapore si ottiene uno strato molto sottile di silicio amorfo su di un substrato. Le efficienze si attestano su valori piuttosto bassi (6-7 %), ma circa il 10 % delle applicazioni fotovoltaiche utilizza questa tecnologia.

Tavola Periodica

TAVOLA PERIODICA DEGLI ELEMENTI

GRUPPO		I A																IIA										IIIA						IVA				VA		VIA		VIIA		VIIIA									
PERIODO		1																		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11		12		13		14		15		16		17		18	
1		H 1																		He 2																																	
2		Li 3		Be 4																																																	
3		Na 11		Mg 12																																																	
4		K 19		Ca 20		Sc 21		Ti 22		V 23		Cr 24		Mn 25		Fe 26		Co 27		Ni 28		Cu 29		Zn 30		Ga 31		Ge 32		As 33		Se 34		Br 35		Kr 36																	
5		Rb 37		Sr 38		Y 39		Zr 40		Nb 41		Mo 42		Tc 43		Ru 44		Rh 45		Pd 46		Ag 47		Cd 48		In 49		Sn 50		Sb 51		Te 52		I 53		Xe 54																	
6		Cs 55		Ba 56		La-Lu Lantanidi		Hf 72		Ta 73		W 74		Re 75		Os 76		Ir 77		Pt 78		Au 79		Hg 80		Tl 81		Pb 82		Bi 83		Po 84		At 85		Rn 86																	
7		Fr 87		Ra 88		Ac-Lr Attinidi		Rf 104		Db 105		Sg 106		Bh 107		Hs 108		Mt 109		Uun 110		Uuu 111		Uub 112		Uuq 113		Uur 114		Uus 115		Uud 116		Uue 117		Uu8 118																	
8		La 57		Ce 58		Pr 59		Nd 60		Pm 61		Sm 62		Eu 63		Gd 64		Tb 65		Dy 66		Ho 67		Er 68		Tm 69		Yb 70		Lu 71																							
9		Ac 89		Th 90		Pa 91		U 92		Np 93		Pu 94		Am 95		Cm 96		Bk 97		Cf 98		Es 99		Fm 100		Md 101		No 102		Lr 103																							

I materiali

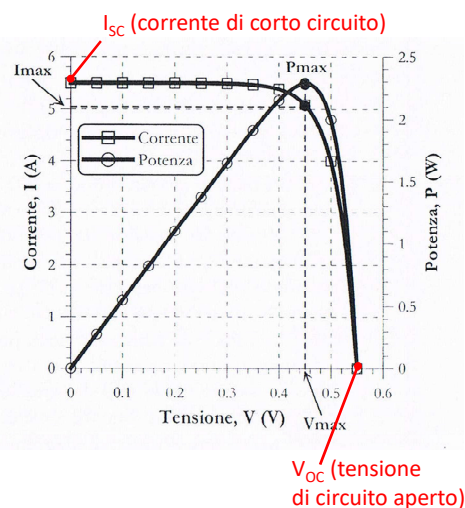
Film sottile ad elementi calcogeni: nei primi anni '60 celle fotovoltaiche a base di film sottile di $\text{Cu}_x\text{S-CdS}$, $\text{Cu}_x\text{Se-CdSe}$ e $\text{Cu}_x\text{Te-CdTe}$ furono sviluppate. La loro produzione era molto semplice e si basava sulla deposizione chimica da vapore di CdS, CdSe e CdTe e la successiva immersione in soluzioni acquose di CuCl. Efficienze superiori al 10 % furono ottenute. La ricerca si fermò a causa della degradazione dello strato per diffusione del rame.

Di questa famiglia fanno oggi parte le celle II-VI (es. CdTe, il quale è un materiale a banda proibita diretta con un'energia di gap di 1.45 eV favorevole alla conversione dello spettro solare con una cella a singola giunzione), le celle I-III-VI₂ (es. CuInSe_2 CIS che ha un alto coefficiente di assorbimento che consente di ottenere strati molto sottili, la capacità di cambiare tipo di conduzione -p o -n e resistività e la possibilità di formare soluzioni solide permettendo una "ingegneria" della bandgap, oppure, Cu(In,Ga)Se_2 CIGS che ha una bandgap più alta).

Celle III-V a giunzione singola o multipla: esempi di giunzione singola sono il GaAs, GaAlAs, InP, InSb, etc. Efficienze maggiori possono essere ottenute usando una maggior parte dello spettro combinando due o più celle con differenti bandgap in una giunzione multipla (es. GaInP-GaAs-Ge, GaInP-GaAs-InGaAs). Con questa configurazione si sono già ottenute efficienze del 41 %.

Altre tipologie sono le Quantum Well Solar Cell, Quantum Dot Solar Cell, Dye-Sensitized Solar Cell e le Organic Solar Cell.

Le prestazioni



La cella produce una corrente I in un potenziale V legate tra loro attraverso la resistenza del circuito e quindi la potenza erogata è

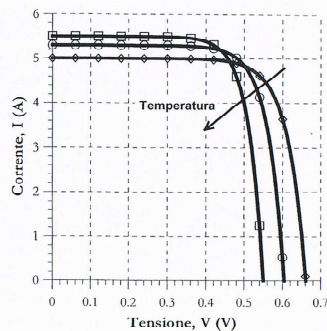
$$P_C = V \cdot I$$

Un parametro per caratterizzare le prestazioni della cella è il Fill Factor

$$FF = \frac{I_{MAX} V_{MAX}}{I_{SC} V_{OC}}$$

Questo parametro assume valori prossimi a 0.75-0.80.

Le prestazioni



Le prestazioni sono influenzate dalle condizioni operative. La diminuzione della radiazione solare porta ad una diminuzione della corrente di corto circuito.

L'aumento di temperatura comporta invece una diminuzione della tensione di circuito aperto.

La correzione dei valori di targa può essere fatta con le relazioni

$$I_{SC} = I_{SC,RIF} \cdot [1 + \alpha_{SC} \cdot (T_C - T_{RIF})]$$

$$V_{OC} = V_{OC,RIF} \cdot [1 + \beta_{OC} \cdot (T_C - T_{RIF})]$$

Il coefficiente di temperatura per la corrente può essere positivo o negativo e risulta molto inferiore rispetto al coefficiente di temperatura per la tensione che è sempre negativo e dell'ordine di circa 4 mV/K.

All'aumentare della radiazione si verifica un aumento della produzione di corrente, ma anche un aumento della temperatura della cella con conseguente diminuzione del rendimento.

L'impianto

A valle dei moduli fotovoltaici è posto l'inverter, che trasforma la corrente continua generata dalle celle in corrente alternata. Una struttura di sostegno fissa i moduli alla superficie d'installazione: terreno, tetto, facciata, parete, ecc. La struttura può essere fissa o mobile (impianto ad inseguimento).

Ogni kWp installato richiede uno spazio netto di circa 8 – 10 m², qualora i moduli con tecnologia silicio cristallino siano installati in modo complanare alle superfici di pertinenza degli edifici; occorre invece uno spazio maggiore se l'impianto è installato in più file successive, su strutture di supporto inclinate collocate su superfici piane.

In Italia l'esposizione ottimale è verso Sud con un'inclinazione di circa 30-35°: un impianto fotovoltaico da 1 kWp, ottimamente orientato ed inclinato, installato su una struttura fissa è capace, passando da Nord al Sud, di una produzione specifica variabile tra 1.000 e 1.500 kWh per ogni kWp installato.

Le principali applicazioni dei sistemi fotovoltaici sono:

- impianti con sistema di accumulo per utenze isolate dalla rete;
- impianti per utenze collegate alla rete in bassa tensione;
- centrali di produzione di energia elettrica collegate alla rete in media o alta tensione.

Le prestazioni degli impianti

Le celle in silicio monocristallino arrivano a rendimenti del 15-22 %, quelle in silicio policristallino hanno rendimenti leggermente inferiori (12-15 %) e quelle in silicio amorfo arrivano a 6-7 %. Il rendimento dei primi degrada lentamente (al 90 % fino a 20 anni), mentre gli ultimi hanno un degradamento più rapido.

Il rendimento dell'impianto risulta compreso tra il 10-12 % con celle in silicio monocristallino e 5-7 % per celle in silicio amorfo (i primi però costano di più, mentre i secondi hanno costi più contenuti).

Il rendimento del modulo è pari a

fattore di perdita f_p
pari a circa 0.95

$$\eta_M = f_p \cdot \frac{P_{E,M}}{G_C \cdot A_M} = f_p \cdot \frac{N_C \cdot P_{E,C}}{G_C \cdot A_M} = f_p \cdot \frac{N_C \cdot (G_C \cdot A_C \cdot \eta_C)}{G_C \cdot A_M} = \eta_C \cdot f_p \cdot \frac{N_C \cdot A_C}{A_M}$$

Il rendimento del modulo
risulta quindi 80-85 % del
rendimento della cella

fattore di riempimento f_r
0.8 per wafer circolari
0.9 per wafer rettangolari

Le prestazioni degli impianti

Anche le prestazioni dell'impianto possono essere correlate in funzione delle condizioni ambientali

$$\eta_M = \eta_{M,RIF} \cdot [1 - \beta \cdot (T_C - T_{RIF})] + \gamma \log_{10} G_C$$

silicio amorfo 0.001 K^{-1}

silicio cristallino $0.004-0.005 \text{ K}^{-1}$

$\eta_G = \eta_M \cdot \eta_{BoS}$ Rendimento che tiene conto di ombreggiamento, inverter, accumulo e connessioni (circa 80-85 % senza accumulo, 70-75 % con accumulo)

Tale rendimento diminuisce se la temperatura aumenta e se diminuisce la radiazione solare.

La temperatura operativa delle celle è funzione della temperatura dell'aria e delle condizioni di irraggiamento. Per il calcolo esistono delle relazioni, per esempio

indice di serenità medio mensile

rapporto tra l'insolazione al suolo e quella fuori dall'atmosfera

$$T_C = T_a + (219 + 832 \cdot K) \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

NOCT è la temperatura operativa nominale determinata con un irraggiamento di 800 W/m^2 , una temperatura dell'aria di 20 °C e una velocità del vento di 1 m/s (circa 45 °C per silicio cristallino e 50 °C per silicio amorfo).

Dimensionamento degli impianti

Le modalità di dimensioni differiscono a seconda che l'impianto sia destinato al soddisfacimento dei bisogni di utenze isolate dalla rete oppure di un'utenza collegata alla rete. Le centrali di produzione di energia elettrica collegate alla rete in media o alta tensione vengono valutate come investimento indipendentemente dai bisogni, in quanto l'utenza è la rete stessa.

Nel primo caso l'impianto dovrà essere dotato di un sistema di accumulo ed eventualmente di una unità di generazione elettrica di riserva.

Nel secondo caso accumulo e riserva sono forniti dalla rete e il dimensionamento dell'impianto è semplificato.

Entrambe le procedure partono dalla raccolta delle informazioni climatiche relative alla località di interesse al fine di determinare la radiazione solare incidente sulla superficie del modulo.

Scelta la tipologia del modulo si può calcolare attraverso i rendimenti la produzione specifica del modulo.

Dimensionamento (utenze isolate)

Per le utenze isolate, la superficie totale dei pannelli è calcolabile come rapporto tra l'energia elettrica richiesta giornalmente dall'utenza e il prodotto della radiazione solare giornaliera per il rendimento dell'impianto

$$A_M = \frac{E_U}{\eta_G \cdot E_S}$$

radiazione del giorno
più sfavorevole

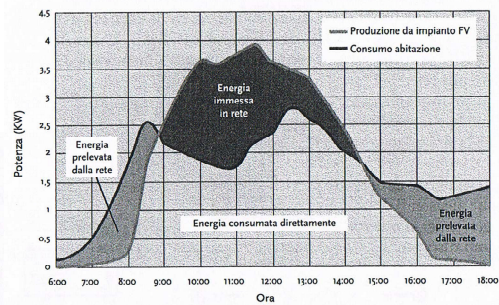
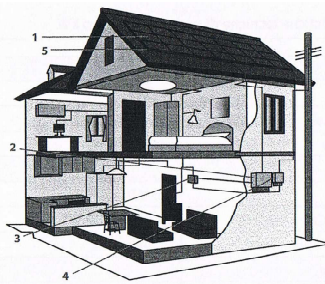
La capacità del sistema di accumulo viene poi determinata in maniera tale che il sistema possa garantire la fornitura di energia all'utenza per un periodo di 3-4 giorni.

Se la richiesta è costante l'impianto produrrà energia in eccesso in estate, se tale eccesso è troppo elevato è opportuno valutare la possibilità di installare un generatore ausiliario riducendo la potenza dell'impianto fotovoltaico.

Nel caso in cui l'impianto sia a terreno è opportuno valutare anche la distanza tra le varie file in modo che si eviti ombreggiamento reciproco.

Dimensionamento (utenze in rete)

La realizzazione di impianti connessi in rete è più conveniente in quanto il rendimento dell'impianto è maggiore non essendoci l'accumulatore, inoltre tutta l'energia prodotta viene valorizzata (il surplus rispetto all'utenza è spedito in rete). L'impianto è inoltre meno costoso (sempre per l'assenza dell'accumulo).



1. Generatore fotovoltaico
2. Inverter
3. Quadro elettrico
4. Contatore
5. Strutture di sostegno, telai

Dimensionamento (utenze in rete)

La realizzazione di impianti connessi in rete è più conveniente in quanto il rendimento dell'impianto è maggiore non essendoci l'accumulatore, inoltre tutta l'energia prodotta viene valorizzata (il surplus rispetto all'utenza è spedito in rete). L'impianto è inoltre meno costoso (sempre per l'assenza dell'accumulo).

Il dimensionamento si effettua assumendo che la produzione annua sia pari alla richiesta annua dell'utenza lasciando alla rete il compito di bilanciare eventuali squilibri negativi o positivi.

$$A_M = \frac{E_U}{\eta_G \cdot E_S}$$

Il denominatore $\eta_G \cdot E_S$ è circoscritto in rosso e etichettato "valori annui".

Costi e impatto ambientale

La vita utile di un impianto è circa 20-30 anni. I costi finali possono arrivare a 1000-2000 €/kW.

L'impatto ambientale è di fatto limitato alla sola occupazione di spazio ed all'impatto visivo, dal momento che non si hanno emissioni inquinanti, termiche ed acustiche.

Ovviamente nell'ambito del bilancio ambientale devono essere computate le emissioni derivanti dalla fase di produzione dei moduli fotovoltaici.

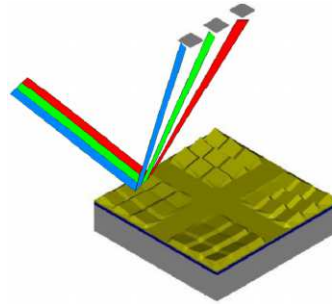
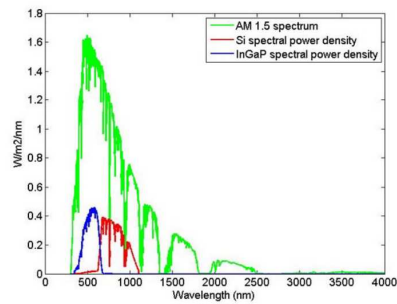
La concentrazione

Il primo concentratore a facce piane



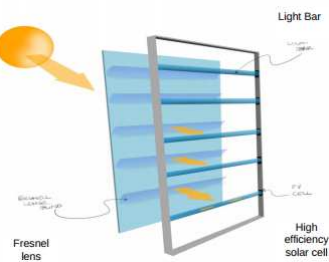
Concentrare la radiazione solare in modo da ridurre la superficie di materiale semiconduttore.

La separazione spettrale



Divisione dello spettro in modo da fare arrivare la giusta lunghezza d'onda sulla cella adatta a convertirla.

Building Integrated Photovoltaics



Integrazione degli elementi fotovoltaici negli edifici con moduli funzionali (le tende e le veneziane evitano il riscaldamento e producono energia).