



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E L'AMBIENTE

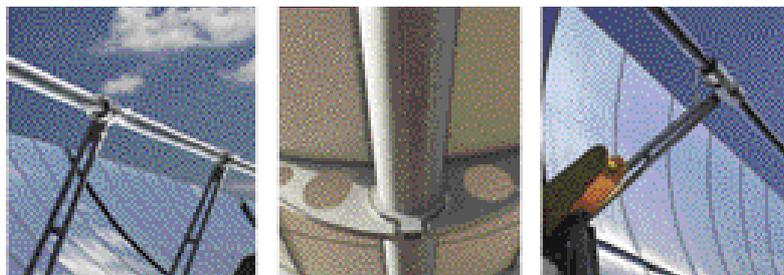


Calore ad alta temperatura dall'energia solare

*Una tecnologia
innovativa
per un'energia pulita,
disponibile
con continuità
e ad un costo
competitivo*







Calore ad alta temperatura dall'energia solare

*Una tecnologia
innovativa
per un'energia pulita,
disponibile
con continuità
e ad un costo
competitivo*

La futura domanda di energia è sostenibile?

L'energia è necessaria

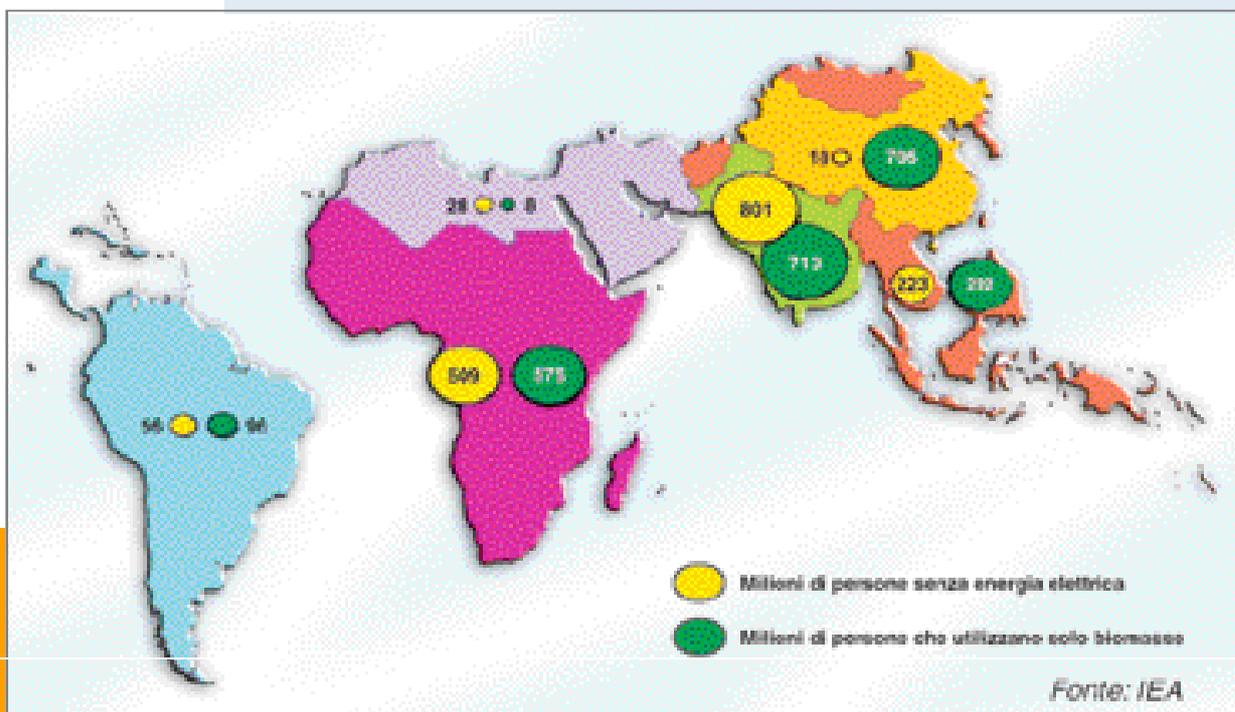
La disponibilità energetica è stata sempre una componente essenziale della civiltà umana. Nel corso dei tempi, il consumo energetico pro capite è cresciuto fino a diventare 100 volte superiore all'energia del metabolismo corporeo, basato sull'alimentazione. Nei Paesi maggiormente sviluppati, mediamente ogni individuo necessita giornalmente di 0,9 GJ, un'energia equivalente a quella ottenibile dalla combustione di 32 kg di carbone. Il consumo energetico planetario è cresciuto stabilmente negli ultimi 150 anni ad un tasso annuo medio intorno al 2,3%. Il fabbisogno energetico dell'uomo, soddisfatto principalmente mediante i combustibili fossili, è aumentato fino a superare la somma dell'energia geotermica, proveniente dal nucleo terrestre, e delle maree indotte dal sole e dalla luna. Le attività umane hanno quindi pressoché raddoppiato l'energia endogena del pianeta Terra. Il consumo complessivo legato alle attività dell'uomo è comunque solo 1/10.000 dell'energia incidente sulla superficie terrestre proveniente dal sole.

Il consumo energetico di un Paese è direttamente correlato alla sua ricchezza prodotta: l'intensità energetica, ovvero il rapporto tra i consumi energetici ed il PIL (Prodotto Interno Lordo), benché leggermente decrescente con il progresso tecnologico, è all'incirca la stessa per i Paesi poveri e per quelli più sviluppati.

Energia e povertà

Il "World Energy Outlook 2002" dell'IEA (International Energy Agency) evidenzia che ben 1,6 miliardi di persone – un quarto della popolazione mondiale – sono oggi sprovviste di energia elettrica, il che preclude loro inevitabilmente lo sviluppo di una qualsiasi attività industriale e i relativi risvolti occupazionali. La maggioranza (4/5) di queste popolazioni vive in aree rurali dei Paesi in via di sviluppo, principalmente in Asia e in Africa. Inoltre circa 2,4 miliardi di persone fanno affidamento quasi esclusivamente sulle biomasse tradizionali come fonte di energia primaria (fig. 1). Peraltro, in molti di questi Paesi, il livello di radiazione solare è considerevole e potrebbe divenire la fonte primaria di energia, purché utilizzabile con tecnologie semplici ed economiche. È quindi compito dei Paesi più avanzati, come l'Italia, sviluppare nuove tecnologie ed il "know-how" corrispondente, al fine di permettere un tale progresso.

Fig. 1 - Situazione energetica nei Paesi in via di sviluppo



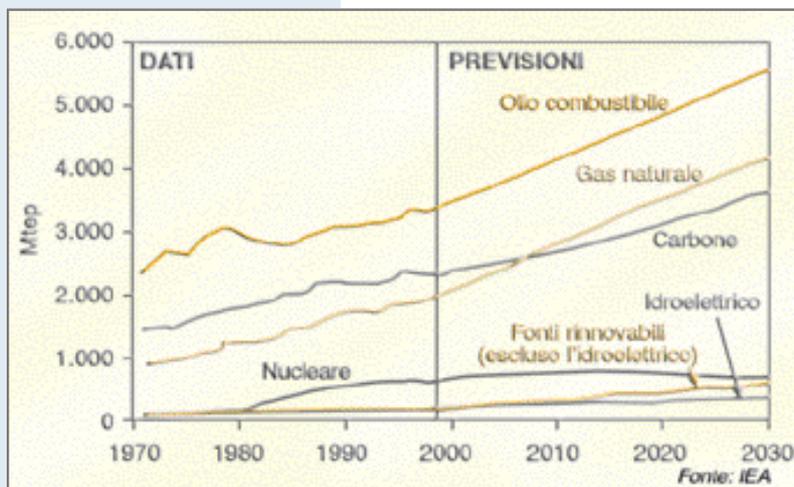


Fig. 2 - Scenario "business as usual" delle fonti energetiche a livello mondiale

Lo scenario energetico prevalente di "business as usual"

Gran parte delle previsioni energetiche, basate sulle proiezioni economiche per i prossimi decenni, ci assicurano che gli approvvigionamenti di combustibili fossili saranno largamente sufficienti a coprire le richieste. In assenza di grandi innovazioni tecnologiche, i previsti consistenti aumenti della domanda energetica mondiale saranno coperti da un sempre più intenso utilizzo di combustibili fossili, con una leggera flessione del contributo relativo all'energia nucleare ed il mantenimento di un apporto molto ridotto da parte delle fonti rinnovabili non idroelettriche (fotovoltaico, eolico, biomasse ecc.).

La percentuale di penetrazione di queste nuove fonti energetiche rinnovabili, riferita alla domanda totale, presenterà solamente un modesto incremento nei prossimi trenta anni, da circa il 2% attuale a circa il 3% (fig. 2).

Sempre secondo l'analisi dell'IEA, tra il 2000 ed il 2030 è prevedibile un raddoppio dei consumi mondiali di energia elettrica, principalmente a causa dell'aumento della domanda nei Paesi in via di sviluppo. Gli investimenti corrispondenti sono stimati

in ben 4.300 miliardi di US\$. Malgrado un incremento dell'uso di gas naturale, la principale fonte primaria per la produzione di energia elettrica rimarrà, almeno fino al 2030, il carbone.

A parità di energia elettrica prodotta, le emissioni di CO₂ da carbone sono 2,5 volte maggiori di quelle da gas naturale. Per modificare radicalmente lo scenario delineato da questa previsione "business as usual", è necessario un vigoroso impulso allo sviluppo di tecnologie innovative.

Una serie di disastri preannunciati

Il precedente scenario "business as usual" comporta preoccupanti conseguenze, vale a dire:

1. cambiamenti climatici di ampie proporzioni, con conseguenze particolarmente gravi nei Paesi in via di sviluppo, meno preparati ad affrontarne gli effetti;
2. sviluppo sostenibile ostacolato da problemi correlati alla sicurezza degli approvvigionamenti di petrolio e gas naturale;
3. problemi della povertà mondiale non risolti, ma amplificati dall'inevitabile aumento del prezzo dei combustibili fossili, causato dall'aumento della domanda e dall'esigenza di massicci investimenti, soprattutto per il gas naturale.

Le conseguenze di questo scenario possono essere evitate solo modificando alcune delle sue ipotesi di base, in particolare la previsione che nessuna tecnologia veramente innovativa e più accettabile per l'ambiente sarà disponibile e avrà un ruolo sostanziale nei prossimi decenni.

L'energia solare è la candidata ideale per rompere il circolo vizioso tra il progresso economico e le sue ripercussioni ambientali e sociali.

Un nuovo approccio all'energia solare

Come già menzionato, le tecnologie rinnovabili odierne, senza il contributo di quella idroelettrica, coprono solo il 2% circa della domanda di energia primaria nel mondo. Quasi tutte le previsioni IEA, basate sulla situazione di mercato attuale e sulla sua evoluzione a livello mondiale, indicano che esse potranno raggiungere al massimo il 3% nel 2030. Le ragioni di una penetrazione così modesta sono ben note :

1. il costo dell'energia prodotta, al netto degli incentivi, deve essere competitivo con quello derivante dall'utilizzo dei combustibili fossili: *la migliore energia è quella più economica;*
2. la tecnologia di produzione energetica deve ovviare al problema della "discontinuità", fattore oggi associato all'energia solare ed eolica: *l'energia deve essere disponibile quando è richiesta dall'utente.*

Tali limitazioni vanno quindi rimosse, all'interno di una ragionevole tempistica determinata dall'urgenza del problema, con l'aiuto di tecnologie innovative.

Un nuovo e importante programma di ricerca e sviluppo, sostenuto da appropriati finanziamenti pubblici, è stato avviato dall'ENE nel 2001. Questo programma punta allo sviluppo di una nuova tecnologia, basata sull'utilizzo di semplici specchi a basso costo per la concentrazione della radiazione diretta, al fine di convertire in modo efficiente l'energia solare in calore ad alta temperatura. Per ovviare alla variabilità indotta dal ciclo giorno/notte, l'energia solare è immagazzinata sotto forma di calore con l'ausilio di sali fusi portati a 550 °C. L'accumulo termico ha una capacità sufficiente per erogare potenza in mo-

do completamente disaccoppiato e indipendente dalla presenza dell'irraggiamento solare, dunque anche di notte o in condizioni di cielo coperto.

Questa nuova tecnologia ENEA sarà in grado, qualora sviluppata su scala adeguata, di produrre calore di processo ad alta temperatura per una grande varietà di applicazioni industriali, ed in particolare per la produzione di energia elettrica, ad un costo competitivo con quello relativo al gasolio o al gas naturale, rispetto ai quali costituisce una valida alternativa, ma senza emissioni di gas inquinanti e di CO₂.

L'energia verde: un mercato europeo in rapida espansione

In gran parte dei Paesi europei, alle società di distribuzione è richiesta la fornitura di energia elettrica con un contributo percentuale minimo proveniente da fonti rinnovabili. Questo crea un mercato con due prodotti indipendenti, eliminando la concorrenza tra essi. In Italia, per esempio, il prezzo dell'energia elettrica verde è oggi prossimo ai 14 ce/kWh e la quota da rinnovabili fissata al 2%. Inoltre è previsto l'aumento graduale di questa quota obbligatoria, per agevolare una progressiva riduzione della dipendenza dalle fonti fossili.

Attualmente i consumi elettrici annuali nell'Europa dei 15 sono di 2.600 TWh/a, estrapolabili a 2.900 TWh/a nel 2010. Un contributo del 22% di energia elettrica verde in Europa, obiettivo a medio termine raccomandato dalla Commissione Europea, aprirebbe un nuovo mercato al 2010 di 640 TWh/a, corrispondente ad una potenza "verde" totale installata di 73 GWe.

Come si vedrà in seguito, una frazione considerevole di tale richiesta di potenza potrebbe essere realisticamente soddisfatta con la tecnologia innovativa ENEA, installata per esempio nell'Africa del nord, ad un costo di produzione paragonabile con quello degli impianti a combustibili

fossili e quindi competitivo con le altre tecnologie rinnovabili concorrenti (ad eccezione della idroelettrica), quali ad esempio l'eolica, la geotermica e la fotovoltaica.

Energia elettrica solare dall'Africa

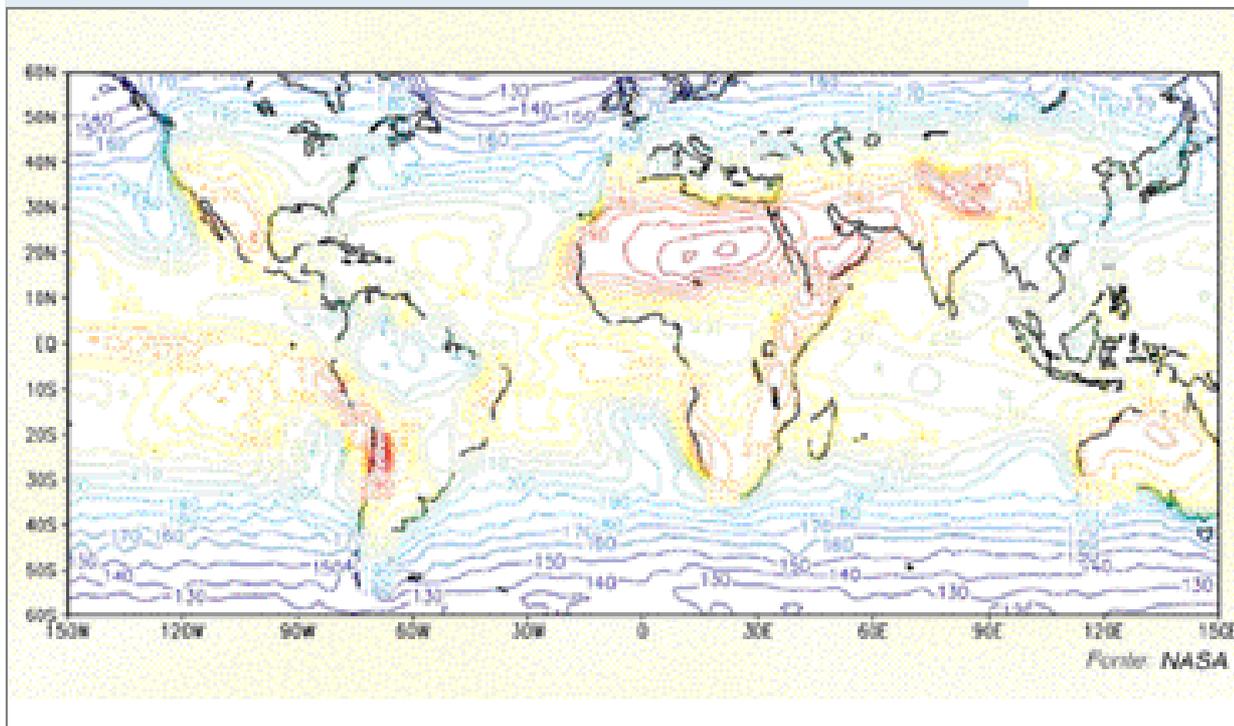
Molte aree del Sahara hanno sia una favorevole esposizione alla radiazione solare sia un'escursione stagionale piuttosto ridotta, con un irraggiamento diretto che - per una superficie piana orizzontale - va da circa 9 kWh/m² al giorno (in luglio) a circa 7 kWh/m² al giorno (in dicembre). L'integrale annuale della radiazione diretta normale (DNI) è di circa 2.900 kWh/m² (10,4 GJ/m²), pari ad una potenza media intorno a 330 W/m², quasi il doppio di quella nelle località più favorevoli nel sud Italia (fig. 3). Con un'efficienza di raccolta di circa il 65%, un chilometro quadrato di collettori è in grado di trasferire ogni anno all'accumulo termico un'energia equivalente a 1,2 milioni di barili di petrolio (BOL) ovvero, nei circa 25 anni di vita dell'impianto, 30 milioni di BOL. Al prezzo attuale di circa 25

US\$/BOL, essi equivalgono a circa 750 milioni di dollari, vale a dire un ricavo totale di 750 dollari per ogni metro quadrato di collettori. Il costo stimato dell'intero sistema solare ENEA, rapportato alla superficie di captazione, è dell'ordine di 100 US\$/m², per un congruo volume di produzione.

Considerando un'efficienza tipica di conversione, da energia solare diretta a energia elettrica, pari a circa il 28%, ottenibile a questi livelli di irraggiamento, ogni chilometro quadrato di collettori produce annualmente circa 800 GWh di energia elettrica.

Questa quantità è equivalente alla produzione annuale di una centrale convenzionale a carbone o a gas di circa 100 MWe. Quindi per produrre l'energia elettrica erogata da una centrale di 1 GWe è richiesta un'area di circa 10 km² di specchi, ovvero un quadrato di circa 3,3 km di lato. L'area globalmente occupata dall'impianto è in realtà doppia rispetto a quella citata a causa della spaziatura tra gli specchi.

Fig. 3 - Media annuale della radiazione solare diretta (W/m²)



Il trasporto elettrico su lunghe distanze: fattibile ed economico

Il notevole contributo potenziale, offerto dall'energia solare attraverso tale tecnologia, non sarebbe completamente sfruttato qualora restasse inquadro solamente nella logica di una domanda locale e regionale. Ma, qualora fosse reso disponibile verso regioni con maggiore domanda di elettricità e minore insolazione, le potenzialità della tecnologia solare potrebbero essere fortemente incrementate, offrendo la possibilità di contribuire in maniera significativa alla stabilizzazione del clima globale.

Infatti, grazie a tecnologie di trasmissione oggi disponibili, il trasporto di energia elettrica rinnovabile da lontane regioni desertiche è fattibile sia dal punto di vista tecnologico che economico. A oggi, quasi 60 GW di potenza elettrica sono trasportati a grande distanza in 80 installazioni operative, basate su linee elettriche di trasmissione in corrente continua ad alta tensione (HVDC). Tra tutte, ricordiamo quella che porta l'energia elettrica alla città di New York dal Canada, su una distanza maggiore di tremila chilometri. Queste linee, con una potenza tipica di trasmissione che va da 0,2 a 10 GWe, superano, con l'ausilio di cavi marini, anche gli ostacoli dovuti all'attraversamento di tratti di mare; vanno citati al riguardo, per quanto concerne l'Italia, il collegamento sottomarino con la Sardegna e quello, entrato in funzione di recente, con la Grecia. Il costo della trasmissione di potenza tramite linee terrestri HVDC può essere stimato con la relazione:

$$[0,3 + (0,2 \div 0,6)L_0] \text{ US\$/kWh}$$

dove con L_0 è indicata la lunghezza della linea in migliaia di chilometri. L'incidenza dei tratti di trasmissione marini è all'incirca dieci volte maggiore rispetto a quella sopra citata.

La perdita di potenza nel trasporto è contenuta, pari a circa $0,03 L_0$. A titolo di esempio, il costo del trasporto per una distanza di 1.000 km su terra e 100 km in mare – la distanza necessaria per trasportare in Sicilia l'energia prodotta nel Sahara vicino – è dell'ordine di $0,6 \div 1,0 \text{ US\$/kWh}$, un costo addizionale sicuramente accettabile.

L'energia elettrica prodotta nel Nord Africa potrebbe essere quindi trasferita alla rete europea per mezzo di linee HVDC, due delle quali sono già in fase di realizzazione, tra l'Algeria e l'Italia (2.000 MW) e tra il Marocco e la Spagna (3.000 MW).

Il trasporto elettrico è più economico di quello del gas naturale, poi utilizzato per la produzione di energia elettrica. Ma, per un confronto economico omogeneo, si dovrebbe ipotizzare un'eventuale produzione diretta, a bocca di pozzo metanifero locale, dell'energia elettrica, ad un costo stimato di circa $1,5 \text{ US\$/kWh}$, a cui andrebbe aggiunto il costo di trasporto. Tuttavia, va sottolineato, l'energia verde è una necessità, con un mercato indipendente e propri prezzi di mercato.

I costi previsti sono altamente competitivi

Ipotizzando i valori-obiettivo della tecnologia ENEA, sono stati calcolati i parametri complessivi e i costi previsti, sia dell'energia termica che dell'energia elettrica prodotta, per una serie di moduli da 400 MWe; i risultati ottenuti sono riassunti nella *tabella 1*.

Si evince che si potrebbe produrre calore solare ad alta temperatura ad un costo di circa $2 \text{ US\$/GJ}$, da confrontare con i costi estrapolati (IEA) al 2020 del gas naturale, pari a $3,07 \text{ US\$/GJ}$ (Net-back), e del carbone, pari a $0,88 \text{ US\$/GJ}$. Va tuttavia fatto presente che il gas naturale ha costi variabili e dominati dall'incidenza del trasporto, mentre a bocca di pozzo ha il prezzo imbattibile di circa $0,5 \text{ US\$/GJ}$.

Tab. 1 - Parametri principali di un impianto per la produzione di energia elettrica basato sulla tecnologia ENEA

Parametri radiazione solare		
Localizzazione dell'impianto	Sito ottimale:	deserto Sahara
Irraggiamento diretto giornaliero, luglio	9,0	kWh/ (m ² d)
Irraggiamento diretto giornaliero, dicembre	7,0	kWh/ (m ² d)
Irraggiamento diretto annuo	2.900	kWh/ (m ² a)
	10,44	GJ/ (m ² a)
Prestazioni campo solare		
Efficienza captazione termica	72	%
Temperatura nominale di funzionamento	550	°C
Fattore di carico medio	0,9	
Energia termica accumulata	6,79	GJ/(m ² a)
Costi produzione calore		
Costi obiettivo ENEA campo solare	100	\$/m ²
Quota ammortamento costo capitale (*)	0,1152	a ⁻¹
Costo obiettivo energia termica		
- Investimenti	1,70	\$/GJ
- Esercizio e manutenzione	0,15	\$/GJ
Totale (obiettivo)	1,85	\$/GJ
Generazione elettrica: singolo blocco		
Potenza elettrica nominale	400	MW
Fattore di carico	0,8	
Efficienza di conversione elettrica	45	%
Energia elettrica prodotta	2,80	TWh/a
Energia termica richiesta	22,4 x 10 ⁶	GJ/a
Area collettori solari	3,30	km ²
Costi generazione elettrica		
- Investimento impianti convenzionali	0,70	€/kWh
- Calore solare, valori obiettivo	1,48	€/kWh
- Spese fisse esercizio e manutenzione	0,23	€/kWh
- Spese variabili esercizio e manutenzione	0,15	€/kWh
Totale	2,56	€/kWh
Emissioni CO₂ evitate, rispetto a		
- Carbone, PCSE con FDG (rend. 33,5%)	0,69 x 10 ⁶	t/a
- Carbone, CIGCC (**) (rend. 43,8%)	0,56 x 10 ⁶	t/a
- Gas naturale, NGCC (rend. 54,1%)	0,25 x 10 ⁶	t/a

(*) I costi sono calcolati assumendo un tasso del 10%, una vita dell'impianto di 25 anni, un'assicurazione annuale pari a 0,5% e trascurando le tasse, da cui risulta un tasso di ammortamento annuo di 0,1152.

(**) Impianto a ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone.

Per la stessa serie di impianti modulari da 400 MW, il costo di produzione dell'energia elettrica risulta essere pari a 2,56 US¢/kWh, a cui va aggiunto il costo del trasporto elettrico, dell'ordine di 0,6 US¢/kWh; costo del tutto comparabile con quello relativo ad impianti con tecnologia "Pulverised Coal Steam Electric" (PCSE) e desolforazione dei fumi (FDG) da 500 MWe oppure ad impianti con ciclo combinato a gas naturale (NGCC) da 400 MWe, che producono al tipico costo di 3,0÷3,3 US¢/kWh, ma con emissioni di gas inquinanti e di CO₂.

L'innovazione nelle tecnologie solari: un contributo alla sostenibilità

La nuova tecnologia ENEA, nei Paesi a forte insolazione, è in grado di ridurre i consumi delle risorse fossili e la necessità di importazioni energetiche, diffondendo l'uso di una straordinaria risorsa naturale, ben distribuita nel mondo e largamente accessibile. Tale tecnologia potrà contribuire alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni inquinanti. Inoltre potrà creare non solo opportunità di lavoro e dare un impulso all'economia, ma al tempo stesso ridurre i rischi di conflitto correlati alle forniture energetiche e ai cambiamenti climatici.

Le emissioni mondiali annue di CO₂ derivanti dalla produzione di energia elettrica ammontano storicamente (1990) a 1,6 GtC_{eq}/a, con un incremento annuo pari a circa l'1,5%. Il gruppo di lavoro "Intergovernmental Panel on Climate Changes" (IPCC) ha raccomandato per il 2020 una riduzione di almeno 0,7 GtC_{eq}/a, che potrebbe essere totalmente realizzata con una superficie

di circa 3.600 km² di collettori (un quadrato di 60 km di lato).

La metà delle previste nuove installazioni mondiali per la produzione di energia elettrica al 2020 – corrispondenti ad una potenza di circa 3.500 GW – richiederebbero una superficie di collettori dell'ordine di 35.000 km² (un quadrato di 190 km di lato), solamente una minuscola frazione delle aree desertiche potenzialmente utilizzabili.

Benché la superficie in questione sia considerevole in termini assoluti, non c'è nessuna ragione per la quale tale soluzione debba essere considerata utopica, purché essa sia attraente dal punto di vista economico. Si ricorda che la superficie mondiale dedicata all'agricoltura ammonta a circa un milione di chilometri quadrati! Al fine di arrivare allo sviluppo su così grande scala di tali tecnologie innovative, è necessario stimolare un processo "virtuoso" di avvio, grazie al quale si realizzi una riduzione dei costi in seguito all'aumento della produzione e, nello stesso tempo, la penetrazione nel mercato sia amplificata dalla riduzione dei costi.

Il supporto pubblico allo sviluppo tecnologico deve essere mantenuto solo finché questa diffusione "epidémica" del prodotto non sia stata attivata.

Le considerazioni precedenti mostrano come la nicchia di mercato, una volta raggiunta la competitività con i combustibili fossili, sia estremamente vasta, pari a diverse migliaia di gigawatt di potenza installata.

Poiché il tempo di costruzione di tali impianti, che richiedono tecnologie semplici, è relativamente breve, il tasso di crescita del loro mercato può raggiungere rapidamente livelli sostenuti, con una tempestiva presa di controllo degli incombenti cambiamenti climatici.

Lo scenario futuro è prevedibile anche dall'esperienza del passato

L'evoluzione delle forniture di energia primaria negli ultimi 150 anni ha seguito un andamento relativamente semplice. Cesare Marchetti (fisico italiano) ha dimostrato che lo sviluppo di molti aspetti dell'attività umana, e delle fonti energetiche in particolare, può essere previsto utilizzando le equazioni epidemiche. L'idea di base è che la penetrazione di una nuova tecnologia ha un andamento simile a quello dell'evoluzione biologica, nella quale nuove specie cacciano via dalla propria nicchia le specie preesistenti. Quasi tutte le nuove concezioni tecnologiche si impongono sul mercato con andamenti simili a quelli epidemici. La loro evoluzione temporale segue analoghe semplici equazioni.

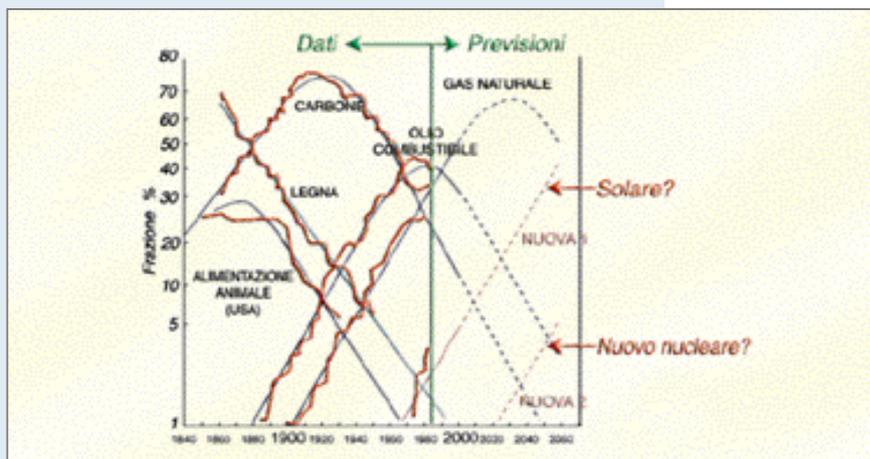
Negli ultimi 150 anni, in particolare, il mix delle fonti energetiche primarie ha mostrato un andamento in perfetto accordo con le curve epidemiche, indipendentemente dagli eventi della società. Il fatto che ci sia stato un così buon accordo nel passato, suggerisce la possibilità di estrapolare questo metodo per gli avvenimenti futuri e, in particolare, per l'affermazione di una nuova risorsa energetica. L'affidabilità del metodo è basata sul fatto che i parametri che governano la forma della curva epidemica sono già definiti fin dagli stadi iniziali dell'evoluzione (fig. 4).

Si noti che la catena di sostituzioni "storiche" (cibo per animali → legna → carbone → petrolio → gas naturale) è stata dettata dal mercato e non dalla disponibilità delle risorse. Le sostituzioni sono avvenute sempre all'incirca ogni 55 anni, in corrispondenza dei massimi dei cosiddetti "cicli di Kondratiev", che regolano l'evoluzione dei cicli economici. È da notare che l'avvento di nuove fonti di energia ha presentato, almeno per il passato, un tasso di crescita del contributo frazionario percentuale pressoché univoco.

È ragionevole attendersi che anche nel futuro permangano andamenti analoghi nell'evoluzione del sistema energetico mondiale. Secondo tale ipotesi, nella nicchia creata dall'evoluzione epidemica delle tecnologie attuali, è prevista l'apparizione e la crescita di una nuova forma di energia, per la quale l'energia solare è la più accreditata candidata, eventualmente seguita da un'altra nuova ipotetica tecnologia, che potrebbe essere un nuovo nucleare (fissione o fusione).

La conclusione è rafforzata dal fatto che, nel futuro, soltanto il sole e una rinnovata fonte di origine nucleare hanno potenzialità di contributo energetico tali da sostenere l'enorme domanda di energia primaria, aggiuntiva a quella dei combustibili fossili, i quali evidentemente dovrebbero continuare a seguire la loro curva epidemica.

Fig. 4 - Scenario "evoluzione epidemica" delle fonti di energia a livello mondiale



Secondo questa ipotesi, la percentuale di penetrazione del solare tra le fonti primarie è prevista essere all'incirca dell'11% nel 2020, del 27% nel 2040 e del 40% nel 2060. Tali previsioni risponderrebbero perfettamente alle raccomandazioni dell'IPCC per uno sviluppo sostenibile. Tuttavia esse sono in contrasto con le predizioni dell'IEA, nelle quali si ipotizza che solamente le tecnologie esistenti e ormai relativamente mature continueranno a perfezionarsi e non è prevista la comparsa di significative "mutazioni" che generino nuove "specie".

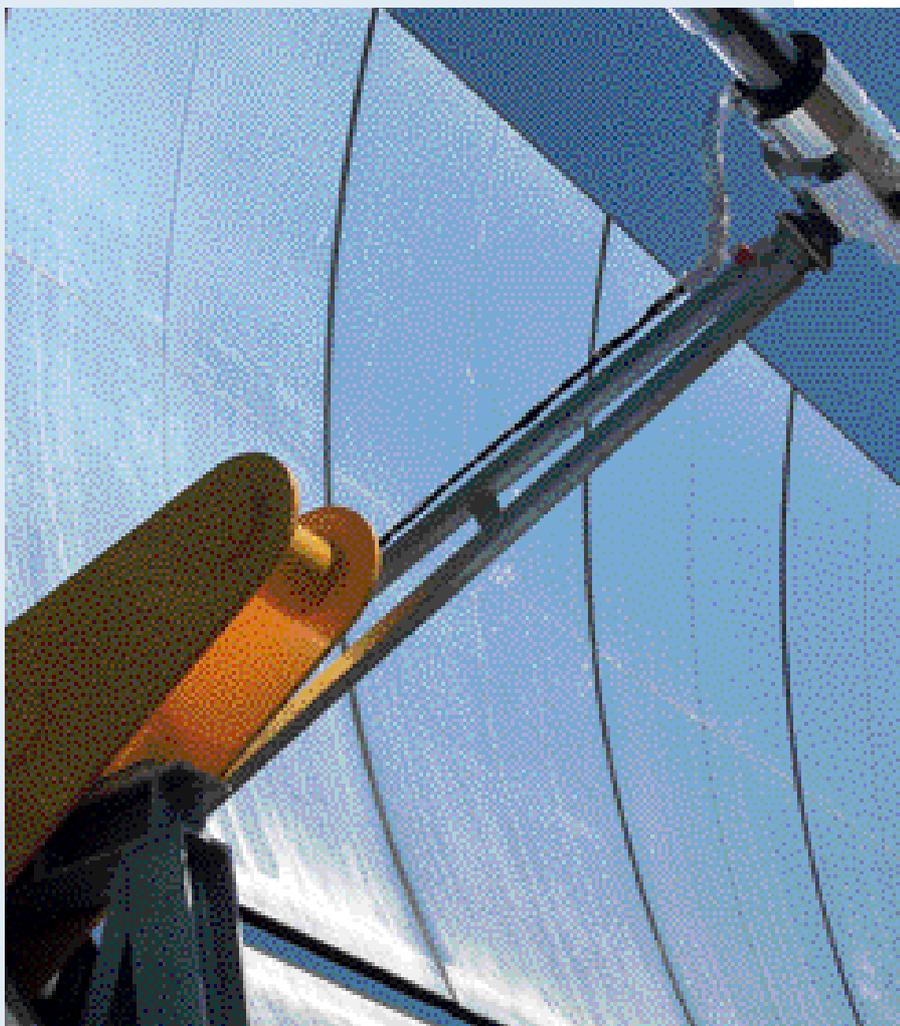
Quindi concetti nuovi ed innovativi, come peraltro è sempre successo nel passato, sono assolutamente necessari al fine di alterare gli andamenti energetici previsti dallo scenario "business as usual", e specificatamente nella direzione ipotizzata da Marchetti.

Dal punto di vista tecnologico, lo sfruttamento della risorsa di energia addizionale dal sole può essere evidentemente sia di tipo diretto (fotovoltaico, captazione di calore ecc.) che indiretto (energia idrica, eolica, biomasse ecc.). Sulla base delle considerazioni sopra citate e nell'ottica della disponibilità di una fonte di energia primaria adeguata a livello planetario, si ritiene che una delle più promettenti tecnologie sia quella dell'utilizzo diretto della radiazione solare, opportunamente concentrata, per ottenere calore ad alta temperatura. Le possibilità di utilizzo di questo calore possono essere molte; fra le varie applicazioni possibili, l'ENEA, impegnato in un programma sul solare a concentrazione finanziato con fondi pubblici da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001, ha scelto due linee di intervento:

- la produzione e l'accumulo di calore ad alta temperatura (550 °C) per la produzione di energia elettrica;

- la produzione e l'accumulo di calore a più alta temperatura (superiore a 850 °C) per la produzione di idrogeno tramite processi termici diretti ad alta efficienza. Come noto, l'idrogeno potrebbe diventare il sostituto, a medio termine, del gas naturale in tutte le sue applicazioni (è da ricordare che il vecchio "gas di città", ampiamente usato in passato, era composto per circa il 50% da idrogeno).

Inoltre, nel lungo termine, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico, in aggiunta all'energia elettrica, sarà inevitabile e potrà consentire all'energia solare di soddisfare una quota ancora maggiore della futura domanda di energia primaria.



Principali caratteristiche degli impianti solari a concentrazione ENEA per la produzione di energia elettrica

Produzione di calore a costi competitivi

Una volta che i sistemi di captazione ed accumulo dell'energia solare verranno prodotti su una scala sufficientemente grande, la produzione e l'erogazione di calore ad alta temperatura (550 °C) potrà essere effettuata, in località ad elevata insolazione, ad un costo di circa 2 US\$/GJ, non superiore all'analogo costo previsto nel futuro per il gas naturale e il petrolio.

Un'energia disponibile secondo la domanda

La presenza dell'accumulo permette l'erogazione di energia termica su richiesta, indipendentemente dall'ora (giorno o notte). Le discontinuità della radiazione solare a breve termine (nuvole) e del ciclo notte/giorno sono completamente compensate, come pure le giornate senza sole, purché

non eccessivamente persistenti. L'erogazione di calore su richiesta consente, inoltre, una produzione elettrica che può seguire la variazione della domanda giornaliera.

La grande sostituzione

L'energia solare a concentrazione con produzione di calore ad alta temperatura consente di estendere, anche attraverso il "retro-fitting", l'uso di energia pulita e rinnovabile in un gran numero di applicazioni industriali correnti. In queste applicazioni, come per esempio la produzione elettrica, l'energia è tradizionalmente fornita dall'energia chimica contenuta nei combustibili fossili, trasformata in calore ad alta temperatura dalla combustione. In alternativa, per la stessa applicazione, l'energia solare può essere raccolta, trasferita ad un fluido termovettore portato ad elevata temperatura, e accumulata in un contenitore termicamente isolato. A richiesta, questo calore ad alta temperatura viene trasferito all'applicazione, in sostituzione del calore fornito dai combustibili fossili, nella forma più opportuna, ad esempio come vapore, grazie ad uno scambiatore di calore (fig. 5).

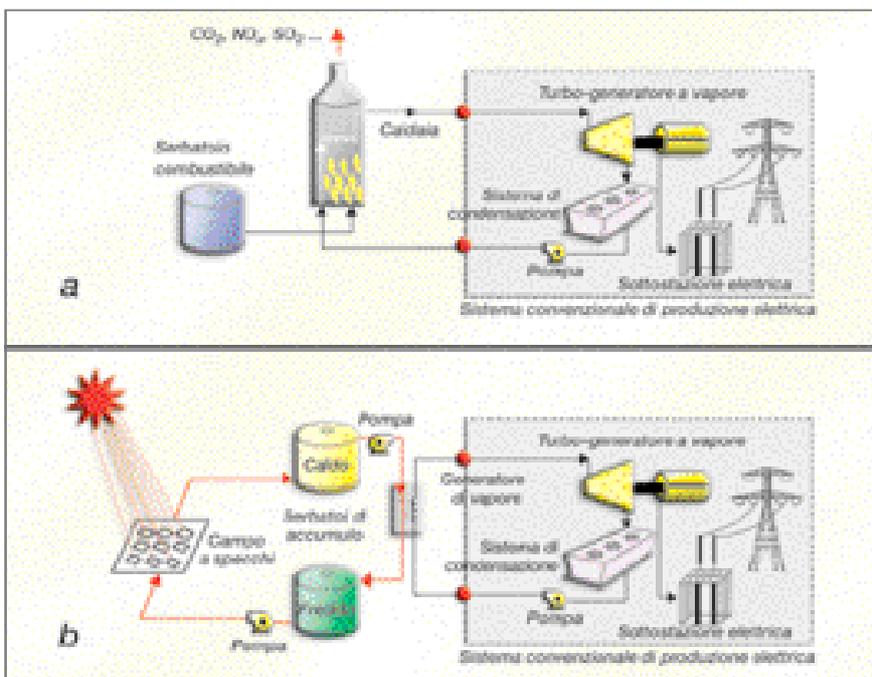


Fig. 5 - Produzione di energia elettrica: a) da combustibili fossili, b) da solare

Un'energia sostitutiva per applicazioni tradizionali

L'energia solare può alimentare, sotto forma di calore ad alta temperatura, impianti tradizionali e consolidati, come quelli con turbine a vapore, a gas o a cicli combinati, oppure generatori "stand alone" per la produzione locale di energia elettrica o la cogenerazione di energia elettrica e calore. Il calore ad alta temperatura può essere anche fornito a molti altri processi termo-chimici industriali.

L'impianto solare produce energia elettrica e calore di processo come un qualsiasi altro impianto convenzionale di potenza. L'impianto ad energia solare può, inoltre, essere integrato con un sistema di produzione a combustibili fossili qualora, per esempio, siano richieste nei processi temperature ancora maggiori per raggiungere efficienze termodinamiche più elevate.

Un uso efficiente dell'energia solare

L'efficienza di captazione e di stoccaggio dell'energia solare diretta, incidente su un piano orizzontale, è superiore al 65%.

Sistemi a concentrazione accoppiati a generatori elettrici azionati da turbine a vapore, grazie a questa elevata efficienza, richiedono superfici due o tre volte inferiori rispetto ai sistemi fotovoltaici, a parità di energia elettrica prodotta. In molte regioni del mondo ogni metro quadrato di collettori può raccogliere annualmente la stessa quantità di energia termica contenuta in un barile di petrolio, evitando emissioni di CO₂ pari a circa 400 kg se si bruciasse il gas naturale, e a circa 1 t se si bruciasse del carbone.

Possibilità di utilizzo su una grande varietà di applicazioni

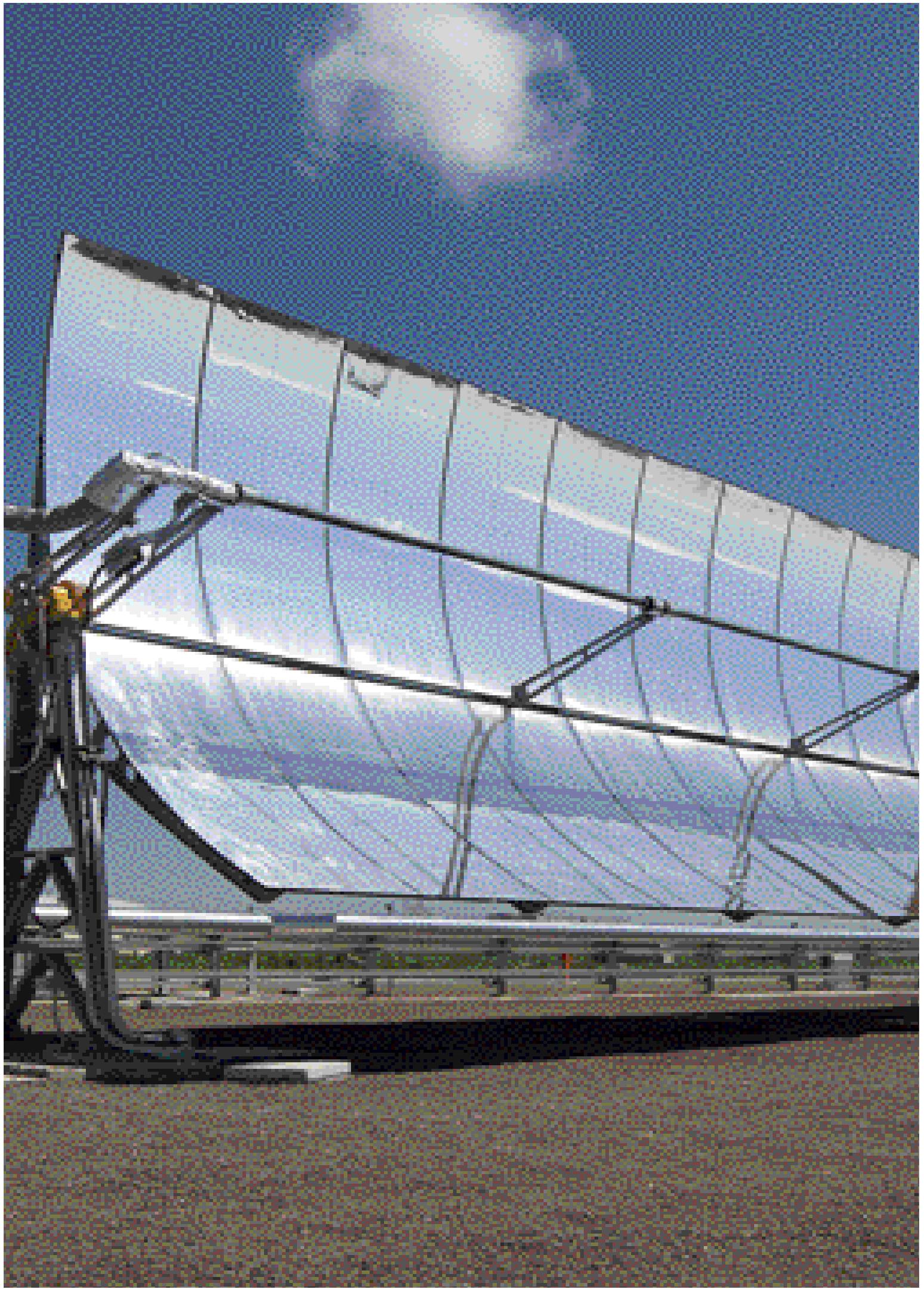
La tecnologia è fortemente modulare e può soddisfare esigenze diverse. L'energia solare può essere utilizzata sia in impianti di taglia elevata (dell'ordine dei gigawatt elettrici), connessi con la rete internazionale, sia in impianti più piccoli (tipicamente di pochi megawatt elettrici) per comunità isolate. Il suo potenziale è tale da rispondere, in modo economicamente accettabile, al mercato crescente dell'energia verde, fino ad una frazione sostanziale della futura richiesta di energia elettrica mondiale. Dal momento che la generazione elettrica è realizzata grazie a turboalternatori convenzionali, l'integrazione nella rete di impianti termoelettrici solari, anche di taglia elevata, non richiede misure particolari di stabilizzazione o di "backup".

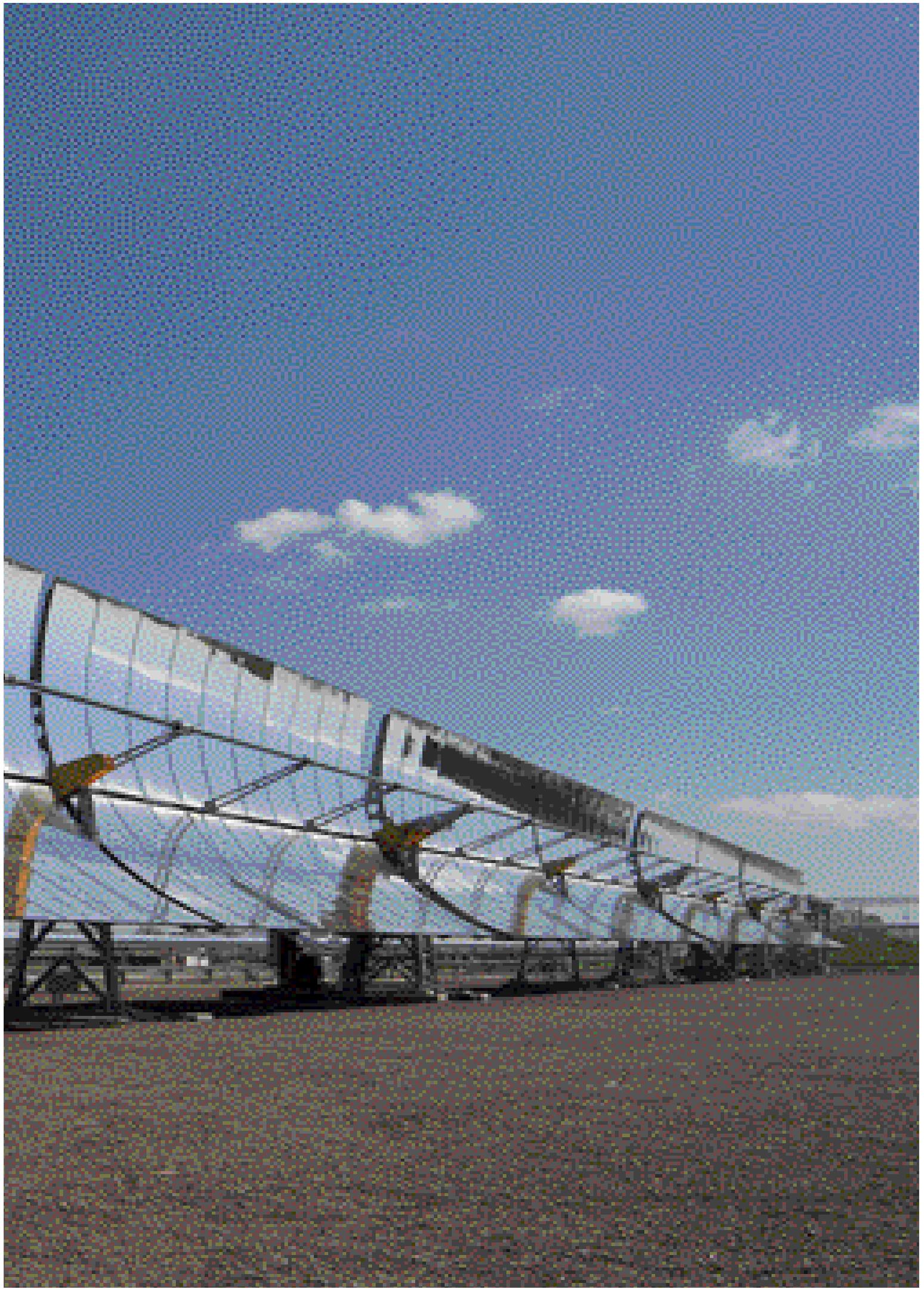
Una tecnologia rispettosa dell'ambiente

Gli impianti solari producono energia senza emissioni né inquinamento. Non impiegano materiali tossici, infiammabili o altrimenti pericolosi: l'intero sistema non è sorgente di rischio o di altri fastidi (rumore) per le popolazioni residenti nelle sue vicinanze. In particolare il liquido termovettore utilizzato è un comune fertilizzante, già ampiamente usato in agricoltura, e sue eventuali fuoriuscite accidentali non hanno alcun impatto ambientale. Non sono richieste strutture elevate e i collettori solari, posizionati in modo ordinato e seguendo il profilo del terreno, non deturpano il paesaggio.

Il tempo di ritorno energetico del sistema è dell'ordine di solo sei mesi, meno del 2% dell'energia prodotta durante tutto il periodo di funzionamento; percentuale molto inferiore rispetto a quella, ad esempio, della tecnologia fotovoltaica. Alla fine del periodo di utilizzazione, molti dei materiali possono essere riciclati e il sito può essere ripristinato per ulteriori installazioni.







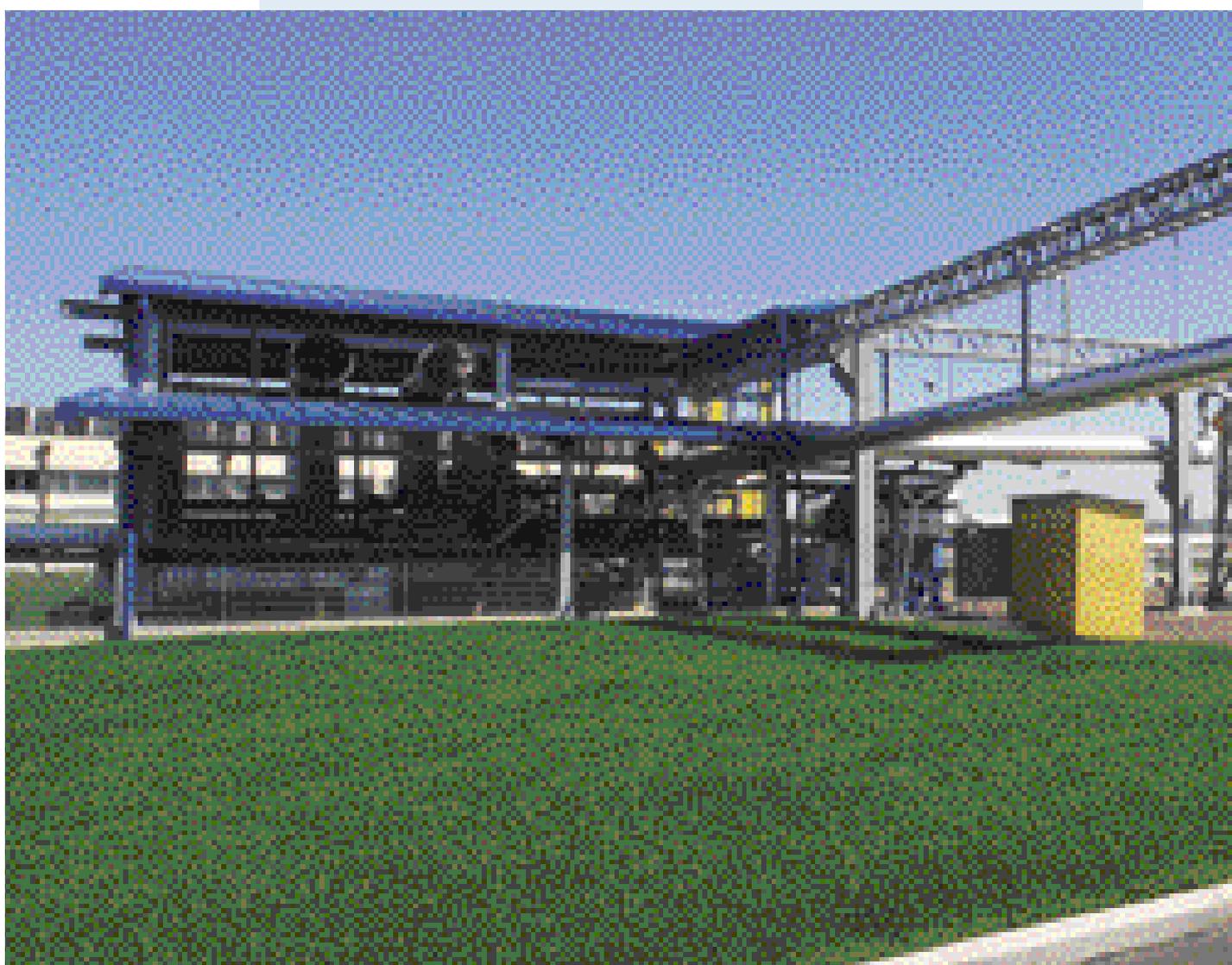
Tempi di costruzione brevi e lunga durata dell'impianto

Grazie alla semplicità progettuale, un impianto completo può essere realizzato in circa tre anni. Peraltro la vita attesa dell'impianto è approssimativamente di 25-30 anni. Oltre questo periodo l'utilizzo dell'installazione può essere ulteriormente esteso apportando le

modifiche e i miglioramenti che si fossero resi disponibili nel frattempo. Lo smantellamento finale dell'impianto è semplice ed economico e il terreno è riutilizzabile senza limitazioni.

R&S avanzata e rapida commercializzazione

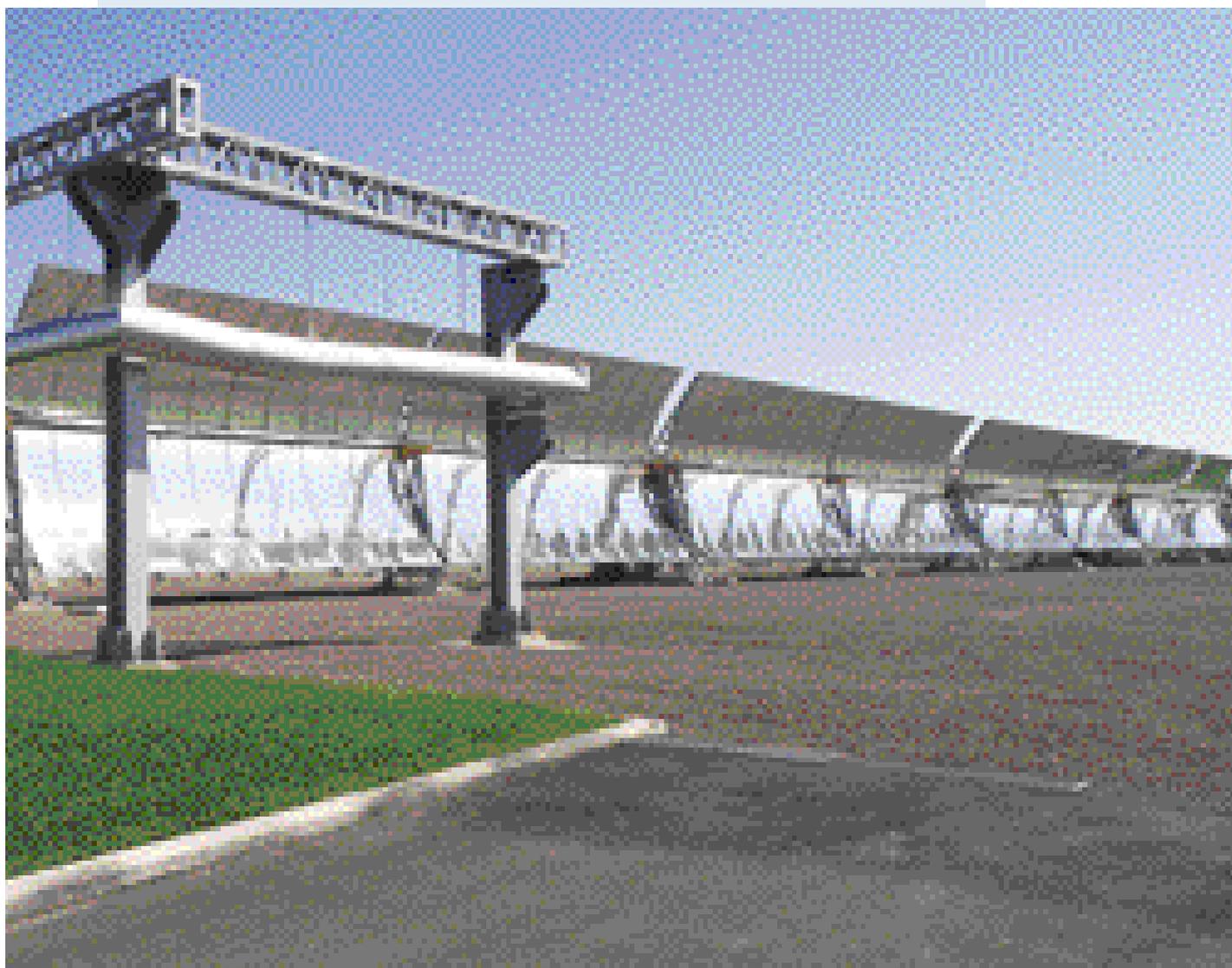
Impianti termoelettrici solari (con caldaia d'integrazione a gas) per un totale di 354 MWe di picco, realizzati con tecnologie analoghe ma di prima generazione, sono funzionanti a Kramer Junction (USA) da quasi venti anni e hanno raggiunto un'impressionante ri-



duzione dei costi del chilowattora prodotto, che attualmente oscilla tra i 10 e i 15 US¢/kWh. L'attuale concezione innovativa ENEA, oltre ad una riduzione dei costi, offre una maggiore temperatura di esercizio, un nuovo liquido termovettore non infiammabile e un accumulo termico tale da consentire il funzionamento dell'impianto senza richiedere l'integrazione con combustibili fossili. Il fluido termovettore e l'accumulo termico sono già stati provati con successo negli Stati Uniti in un impianto dimostrativo su scala significativa (impianto a torre centrale Solar

Two da 10 MWe). Al termine di più di due anni di intensa attività di ricerca e sviluppo, l'ENEA ha realizzato nel 2003, insieme con l'industria, un circuito in dimensioni reali che incorpora tutti questi elementi innovativi.

La messa in funzione e l'esercizio di tale circuito aprirà la strada alla costruzione di una serie di impianti di potenza. Diversi impianti dimostrativi sono in fase di progettazione e valutazione ed è ragionevole attendersi che, in meno di quattro anni, impianti commerciali di grandi dimensioni potranno essere in via di realizzazione.



L'impianto solare a concentrazione ENEA per la produzione di energia elettrica

Il principio di funzionamento

Il progetto si è largamente ispirato ai sistemi a collettori parabolici lineari (SEGS, Solar Electric Generating Systems) che operano con successo come impianti ibridi solare-gas da circa venti anni a Kramer Junction, in California. I miglioramenti principali rispetto a tale tecnologia sono:

1. nuovi specchi parabolici per aumentarne la robustezza e diminuirne il costo;
2. temperatura di funzionamento più alta, circa 550 °C, che richiede conseguentemente il nuovo rivestimento selettivo del sistema che assorbe la luce concentrata;
3. uso di un liquido termovettore con minore impatto ambientale e non infiammabile;
4. introduzione di un accumulo termico in grado di compensare le discontinuità della sorgente solare.

Questi miglioramenti (fig. 6) comportano un costo di produzione inferiore, più alte efficienze di conversione del calore solare in energia elettrica e un funzionamento dell'impianto di generazione 24 ore su 24 basato esclusivamente sull'energia solare. In sintesi, gli specchi parabolici lineari concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore lineare che assorbe l'energia raggianti e la converte in calore ad alta temperatura. Nell'intento di compensare le irregolarità dell'irraggiamento solare e il ciclo notte/giorno, il calore è accumulato sotto forma di sali fusi ad alta temperatura, utilizzati in seguito per produrre vapore e alimentare un ciclo di potenza convenzionale. L'accumulo termico ha una capacità adeguata a garantire l'erogazione di potenza quando richiesto, in particolare la notte o quando la sorgente solare è assente.

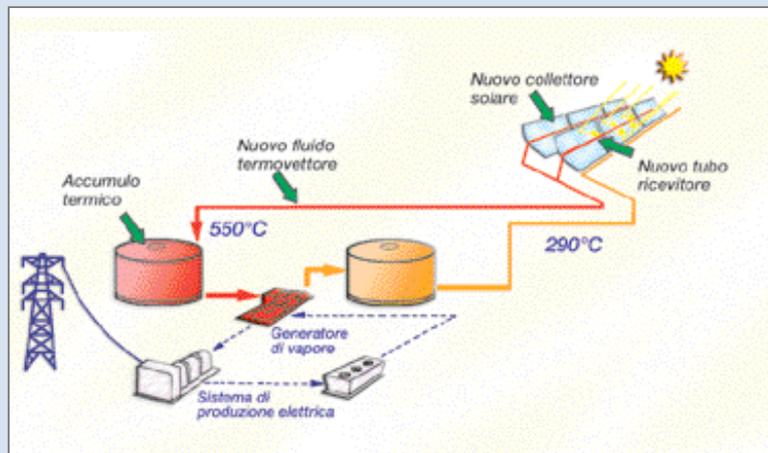
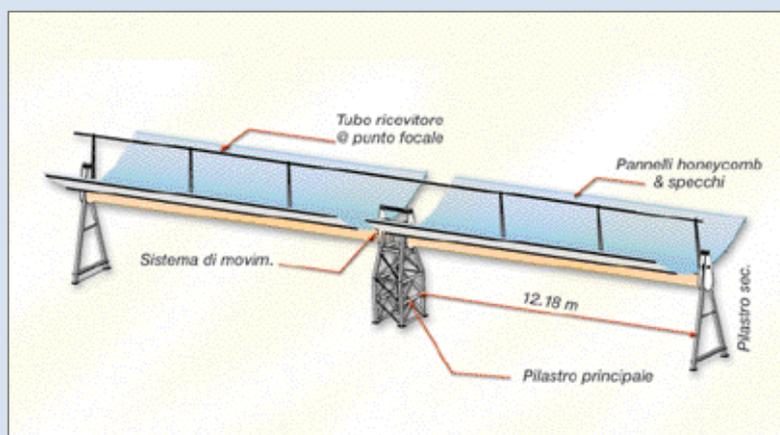


Fig. 6 - Il progetto ENEA di un impianto termoelettrico solare a concentrazione

Gli specchi parabolici

La radiazione solare diretta è focalizzata su un tubo collettore-ricevitore mediante l'uso di grandi specchi parabolici lineari. L'apertura degli specchi è di 5,76 m, con una altezza focale di 1,81 m. Gli specchi, adatti ad una produzione economica in serie, sono costituiti da pannelli "a nido d'ape" ("honeycomb") di 2,5 cm di spessore, con struttura interna in alluminio e strati superficiali in fibra di vetro, che presentano un'elevatissima rigidità. Sulla superficie esterna di questi pannelli aderisce un sottile specchio di vetro ad alta riflettività. Un insieme di tali pannelli riflettenti è rigidamente fissato ad una struttura di supporto, lunga circa 25 m, che ne consente la rotazione per seguire il percorso del sole (fig. 7).

Fig. 7 - Modulo di collettore solare (progetto ENEA)





Il tubo ricevitore

Il tubo ricevitore, situato sulla linea focale degli specchi, è costituito da due cilindri concentrici separati da una intercapedine sotto vuoto con funzione di isolante termico. Il cilindro esterno in vetro del diametro di 11,5 cm ha funzione di involucro protettivo ed è collegato mediante soffiotti metallici al cilindro interno in acciaio. Quest'ultimo, che ha diametro di 7 cm, costituisce il tubo assorbitore dell'energia solare; al suo interno circola il fluido termovettore.

Un opportuno rivestimento spettralmente selettivo sviluppato nei laboratori dell'ENEA, disposto sulla superficie esterna del tubo in acciaio, assicura il massimo assorbimento nello spettro della luce solare e la minima emissione di radiazione infrarossa dal tubo caldo, consentendo il raggiungimento dell'elevata temperatura di esercizio dell'impianto (550 °C) (fig. 8).

Il fluido termovettore

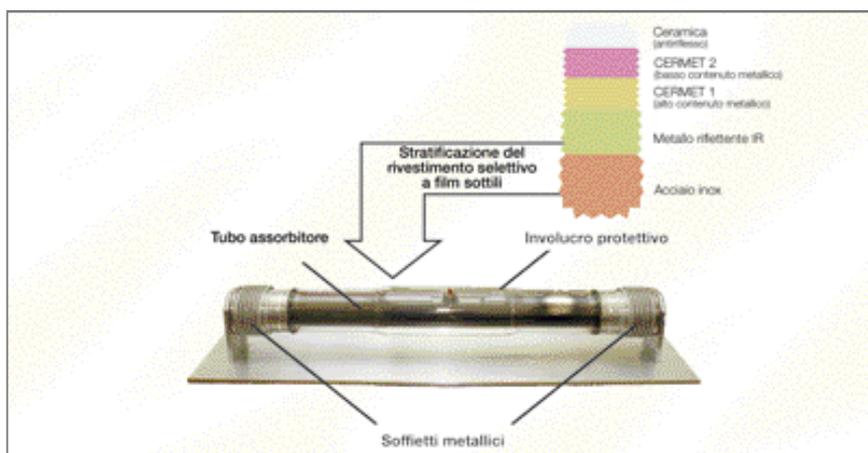
Il fluido termovettore degli impianti di Kramer Junction è un olio minerale infiammabile e tossico. Le proprietà di questo liquido, inoltre, limitano la temperatura di funzionamento dell'impianto e – per motivi di sicurezza e di costo – non permettono l'immagazzinamento del liquido caldo in volumi tali da costituire un efficace accumulo termico. In realtà questi impianti sono dei

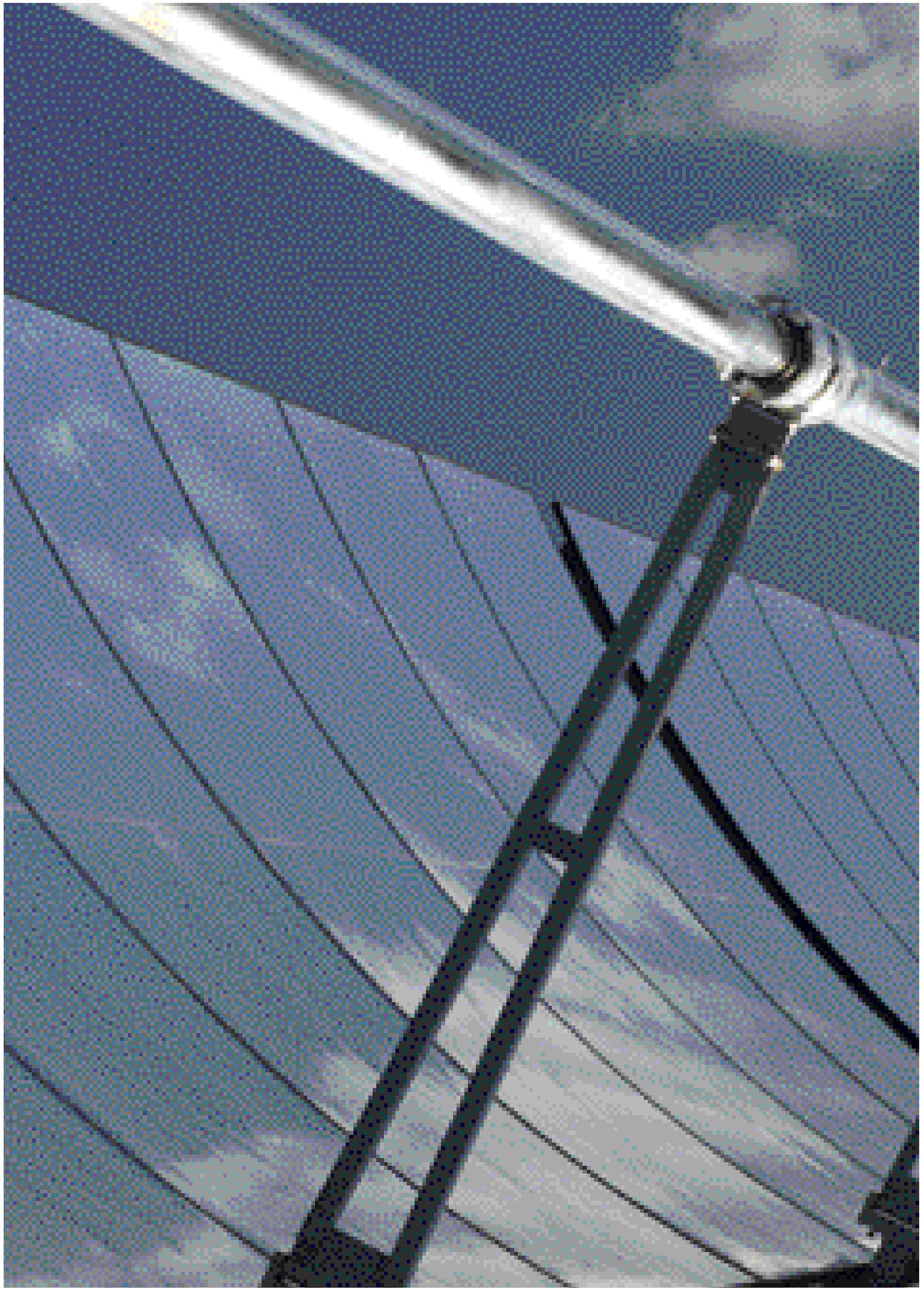
sistemi ibridi solare-gas naturale, in quanto necessitano di una pesante integrazione con gas naturale per coprire le discontinuità giornaliere della fonte solare. Per queste ragioni, nel progetto ENEA si è preferito adottare come fluido termovettore una miscela eutettica di sali fusi, 60% NaNO_3 – 40% KNO_3 . Questi sali sono largamente usati in agricoltura come fertilizzanti, sono economici e disponibili in grandissime quantità. La loro temperatura varia tra i 290 e i 550 °C, quando il campo solare è operativo; la temperatura massima è limitata dal fatto che a circa 600 °C i nitrati si decompongono in nitriti, con potenziali problemi di corrosione. È già stato completato presso l'ENEA lo studio dettagliato dei componenti associati all'uso della miscela di sali fusi, come pure sono stati studiati e risolti in maniera soddisfacente i potenziali problemi connessi con tale tecnologia, come ad esempio quelli relativi alla corrosione dei materiali.

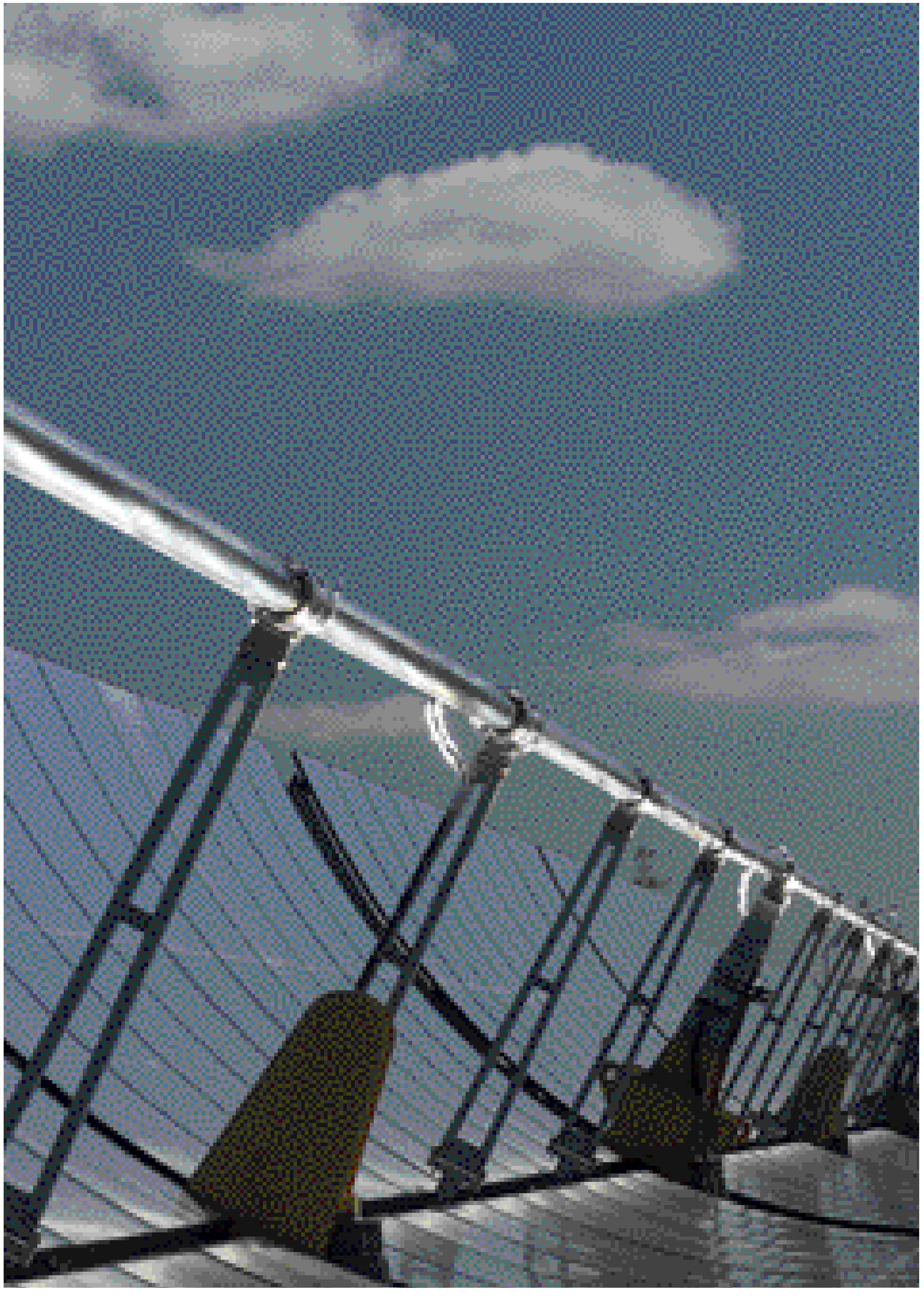
L'accumulo termico

Nel settore della produzione elettrica, una tecnologia matura deve erogare l'energia in funzione della domanda. Fino ad oggi, l'unica energia rinnovabile che ha avuto una diffusione estesa in questo settore è stata quella idroelettrica. Ciò è dovuto sia alla competitività dei suoi costi sia alla presenza del sistema bacino/sbarramento, che è in grado di compensa

Fig. 8 - Tubo ricevitore (progetto ENEA). Nel particolare: struttura del rivestimento spettralmente selettivo sviluppato dall'ENEA







re le fluttuazioni dovute alla variabilità delle precipitazioni.

Nel caso dell'energia solare, il calore accumulato nel serbatoio caldo svolge la stessa funzione dell'accumulo di acqua nel bacino idroelettrico.

Fortunatamente, poiché l'energia solare è generalmente disponibile su base giornaliera, la quantità di energia da immagazzinare, al fine di garantire la stessa continuità di funzionamento, è tuttavia molto più modesta. Un elevato salto termico (260 °C) tra il serbatoio caldo e quello freddo permette una notevole capacità di accumulo (per immagazzinare 1 kWh di energia termica sono sufficienti circa 5 litri di sale fuso nel serbatoio caldo).

L'energia accumulata in un dato volume di questo sale fuso è eguale all'energia prodotta dalla combustione dello stesso volume di gas naturale, alla pressione di 18,4 bar, oppure di un volume di petrolio 43 volte inferiore.

Ma, mentre in un impianto termoelettrico convenzionale destinato al carico di base il riempimento del serbatoio di olio combustibile è normalmente effettuato con frequenze dell'ordine dei mesi, il tempo di accumulo per l'impianto solare è determinato dal ciclo giornaliero, eventualmente incrementato al fine di compensare avo tempo.

Ne consegue che, a parità di potenza installata, le dimensioni per un serbatoio di olio combustibile e quelle per l'accumulo termico di un impianto solare in funzionamento continuativo sono in realtà paragonabili. Ad esempio, al fine di garantire l'erogazione a potenza costante (24 ore su 24) dell'energia solare giornaliera massima raccolta da 1 km² di collettori nel Sahara, è richiesto un serbatoio di accumulo di circa 30 m di diametro e di 21 m di altezza. Se il serbatoio è di dimensioni opportune, le perdite di energia associate all'accumulo termico sono molto contenute, tipicamente minori dell'1% giornaliero.

Quindi l'accumulo termico è un sistema estremamente efficiente, qualora confrontato con gli altri metodi correnti di accumulo energetico (fig. 9).

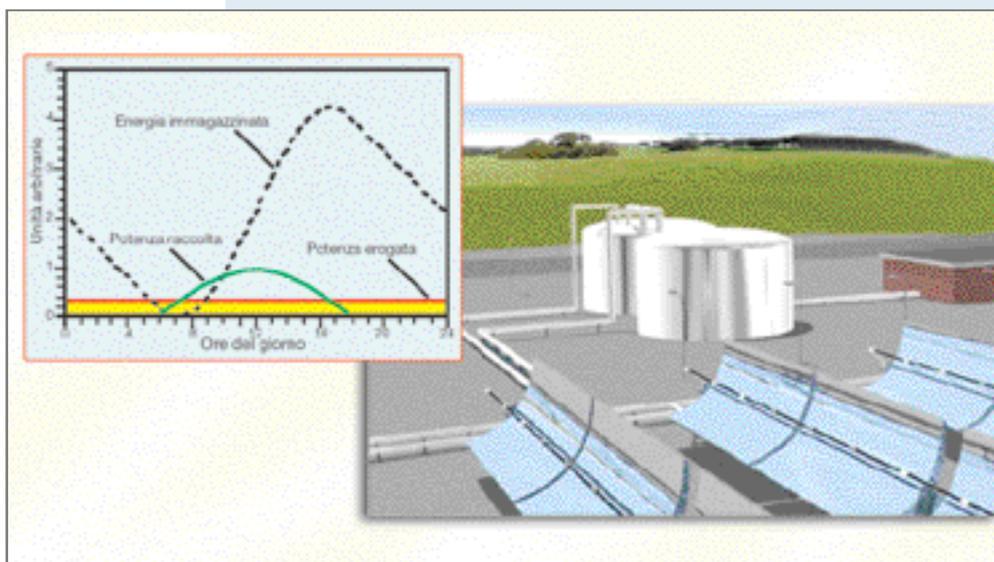


Fig. 9 - Sistema di accumulo del calore (progetto ENEA)



ENEA

Verso la realizzazione dell'impianto industriale ENEA

Un ampio programma di R&S per la messa a punto del sistema

Il programma ENEA sul solare a concentrazione è stato finanziato con fondi pubblici stanziati da uno specifico articolo della legge finanziaria 2001. Fin dall'inizio del 2001 è stato attivato un imponente programma di R&S, che è attualmente nella sua fase conclusiva. Tale programma, in conformità a quanto previsto dalla legge, ha anche avviato una stretta collaborazione con molti partner industriali, sia italiani che stranieri, per la qualificazione del prodotto e per la sua successiva introduzione nel mercato. Nel 2002, l'investimento ENEA in termini di risorse umane è stato di circa 100.000 ore uomo.

Circuito sperimentale in scala reale

È stato costruito presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia un circuito di prova dei moduli di collettore solare (fig. 10); realizzato in scala reale con componenti di origine industriale, l'impianto è operativo dal dicembre 2003. Il collettore solare, il tubo ricevitore, le tubazioni e la circolazione del sale fuso, nelle stesse configurazioni di un impianto industriale di serie, saranno provati sul campo. Il circuito è dotato anche di un accumulo termico, per la verifica delle sue modalità operative, benché in una scala più ridotta rispetto a quella degli impianti finali. Vista la modesta entità dell'energia raccolta, il calore è dissipato in aria.

Il prototipo pre-industriale

La realizzazione di un impianto prototipo completo per la produzione di energia elettrica, connesso con la rete di distribuzione nazionale, necessita della partecipazione di soggetti pubblici e

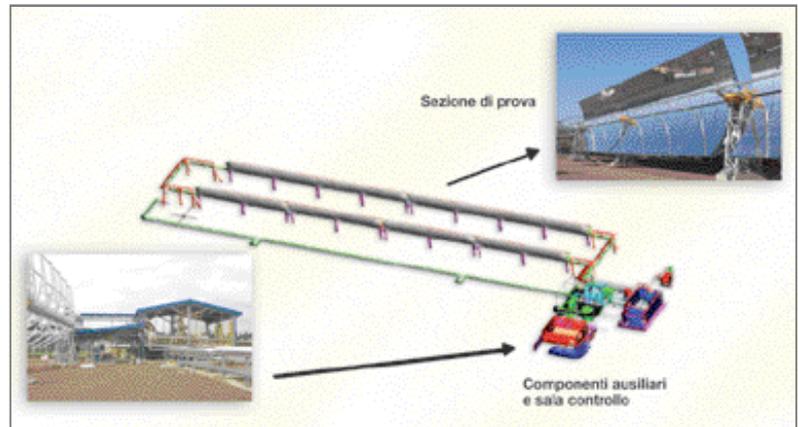
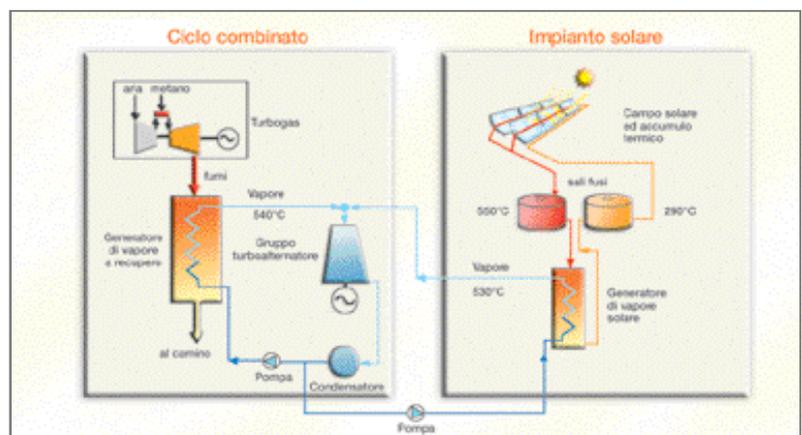


Fig. 10 - Impianto di prova e qualificazione collettori solari realizzato presso il Centro Ricerche ENEA Casaccia

privati nonché di adeguati investimenti. Infatti gli impianti prototipali comportano alti costi a causa sia della indispensabile fase di apprendimento, nella messa a punto e nell'uso di nuove tecnologie, che della loro taglia necessariamente ridotta; per essere economicamente convenienti impianti di questo tipo necessitano di potenze superiori a 40 MWe. Però gli impianti solari possono essere anche integrati con impianti termoelettrici convenzionali, compresi quelli a ciclo combinato, per incrementare la potenza elettrica complessiva (fig. 11).

Questa possibilità consente di utilizzare, con pochi cambiamenti, installazioni già funzionanti. In tal modo si può fare affidamento sul sistema di produzione elettrica, sul sito e sulle infrastrutture esistenti, limitando il più possibile i costi per la parte convenzionale dell'impianto.

Fig. 11 - Schema di integrazione del vapore solare in un impianto termoelettrico a ciclo combinato



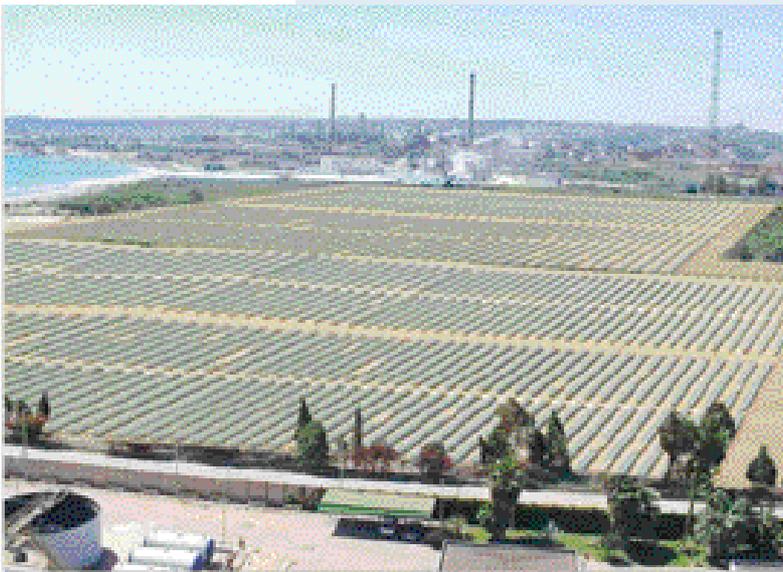


Fig. 12 - Simulazione fotografica di un impianto solare integrato in una centrale a ciclo combinato

to e concentrando l'investimento sui componenti innovativi della nuova tecnologia. In tal caso, inoltre, l'incremento di potenza può essere ampiamente modulato nell'arco della giornata, facendo in modo che la produzione elettrica aggiuntiva dell'impianto solare avvenga nelle ore in cui è maggiore la domanda da parte delle utenze esterne.

Su queste basi è stato firmato un accordo di collaborazione ENEA-ENEL e istituito un gruppo di lavoro congiunto per elaborare il Progetto Archimede (integrazione di solare avanzato con un ciclo combinato).

Questa opportunità strategica, da realizzarsi presso una centrale ENEL nel sud dell'Italia (ad esempio, la centrale di Priolo Gargallo, Siracusa, originariamente ad olio combustibile e recentemente riconvertita a gas con ciclo combinato), costituirà la prima applicazione a livello mondiale di in-

tegrazione tra un impianto a ciclo combinato e un impianto solare termodinamico. I principali parametri relativi a questo progetto sono riportati in tabella 2. Nei mesi estivi, l'impianto solare incrementerà la potenza della centrale – pari a 760 MWe - di circa 20 MWe durante le ore diurne (dalle 7 alle 21).

La "solarizzazione", per mezzo della tecnologia ENEA, di un moderno impianto convenzionale a ciclo combinato, che già produce energia elettrica, risulta molto semplice e non richiede grandi modifiche nel sistema esistente: infatti il vapore prodotto dall'impianto solare ha praticamente le stesse caratteristiche di temperatura e pressione di quello che proviene dal generatore a recupero di calore dai fumi di scarico del turbogas.

I risultati attesi dal prototipo industriale riguardano, innanzitutto, le conoscenze derivanti da una applicazione in piena scala della nuova tecnologia solare, ma anche un effetto di trascinamento per altre applicazioni e un primo contributo, limitato ma già significativo, all'esigenza ormai improponibile di aumentare la disponibilità di potenza elettrica sulla rete nazionale. Altro aspetto da non trascurare è l'opportunità di un'apertura del mercato per l'industria dei componenti solari, che potrebbe essere incentivata ad investire per ottimizzare questi sistemi di produzione ed abbatterne i costi.

Tab. 2 - Parametri principali relativi al Progetto Archimede

Localizzazione dell'impianto	Priolo Gargallo (Siracusa)	
Orientamento collettori	Nord-Sud	
Numero collettori	360	
Superficie attiva collettori	199,1	10 ³ m ²
Energia termica annua raccolta	179,4	GWh/a
Energia elettrica lorda annua prodotta	59,2	GWh/a
Emissione annua di CO ₂ evitata	39.458	t/a
Risparmio annuo di energia primaria	12.703	tep/a

Produzione di idrogeno con calore ad alta temperatura

La produzione attuale

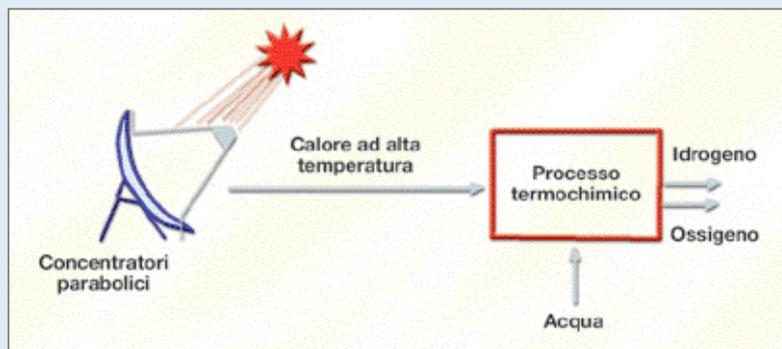
La produzione mondiale di idrogeno, nel 2000, è stata di circa 50 milioni di tonnellate, equivalente ad una potenza termica continua annua di circa 200 GW. La domanda di idrogeno del solo settore della raffinazione del greggio dovrebbe, secondo le previsioni, raddoppiare o addirittura quadruplicare nel prossimo decennio; a questa andrà aggiunta la futura domanda proveniente da altri settori industriali ed in particolare dal settore trasporti.

Attualmente la maggior parte della produzione di idrogeno, in generale in impianti di grande taglia, avviene utilizzando idrocarburi o carbone. Tali metodi di produzione comportano la immissione in atmosfera di gas serra come la CO_2 . La cattura e il confinamento della CO_2 non può che essere una tappa intermedia, con non pochi problemi di fattibilità, nella transizione ad un modello energetico di scala planetaria basato sul vettore idrogeno. Il traguardo finale sarà costituito in ogni caso da processi di produzione di energia senza emissioni di gas serra, serviti da vettori di trasmissione quali energia elettrica ed idrogeno.

La produzione futura

Uno dei problemi fondamentali sarà la produzione di idrogeno su larga scala a costi competitivi ed in modo sostenibile. Ciò significa l'uso di acqua come materia prima e di una fonte energetica primaria che non produca gas serra. Le due opzioni possibili sono ad oggi, per le fonti primarie, il ricorso all'energia solare concentrata ovvero all'uso dell'energia nucleare con reattori nucleari di nuova generazione. La produzione di idrogeno ottenuta con processi termochimici

o termofisici, utilizzando come fonte primaria energia solare ad alta o altissima temperatura, rappresenta una risposta di grande valenza in termini di risorse energetiche disponibili, di compatibilità ambientale e di potenziale riduzione dei costi di produzione, dato l'alto rendimento complessivo di trasformazione (fig. 13).



Le attività ENEA sulla produzione termochimica di idrogeno da solare

Il programma ENEA di ricerca e sviluppo dei processi per la produzione di idrogeno con sistemi solari a concentrazione è orientato sui seguenti obiettivi:

- elevata efficienza nella conversione da energia solare a idrogeno;
- ciclo chimico che possa essere realizzato in impianti relativamente semplici e con processi affidabili;
- uso di sostanze chimiche a basso impatto ambientale, disponibili in abbondanza e a basso costo.

Tra i processi termochimici l'ENEA ha preso in esame i seguenti quattro cicli, che si trovano a differenti livelli di fattibilità tecnico-scientifica o di sviluppo:

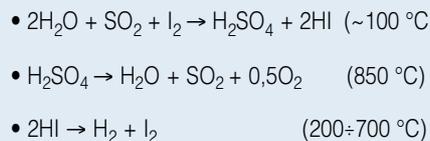
- Ferriti miste ($T_{max} \sim 750 \text{ } ^\circ\text{C}$)
- Zolfo-Iodio ($T_{max} \sim 850 \text{ } ^\circ\text{C}$)
- Zinco-Zinco ossido ($T_{max} \sim 2000 \text{ } ^\circ\text{C}$)
- Processo UT-3 ($T_{max} \sim 760 \text{ } ^\circ\text{C}$)

Fig. 13 - Schema concettuale di un impianto per la produzione di idrogeno tramite sistemi solari a concentrazione

Questi processi si differenziano per vari fattori, quali temperatura massima del ciclo, numero e complessità delle operazioni unitarie coinvolte, caratteristiche ed impatto ambientale delle sostanze utilizzate, rendimento complessivo del ciclo, e, come già detto, per il livello di sviluppo e di fattibilità scientifica e tecnica. Tra i processi che sono ad uno stadio di ricerca più avanzato nei laboratori ENEA, oltre a quello delle ferriti miste (interessante per la semplicità del ciclo), va evidenziato il processo zolfo-iodio.

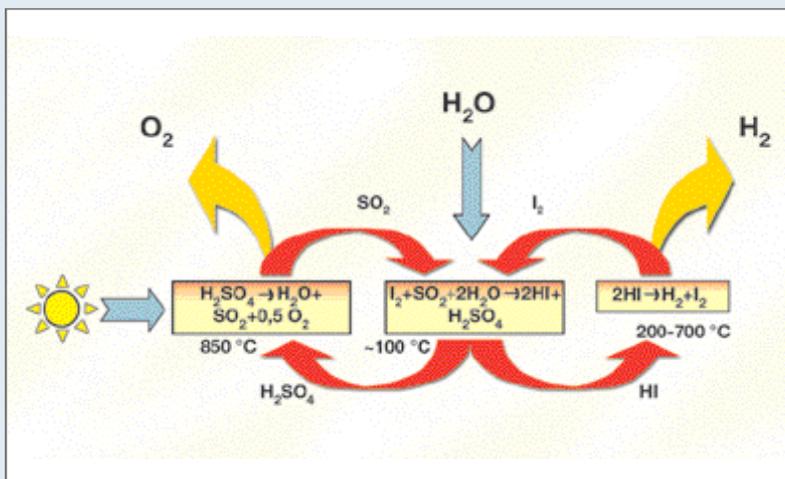
Il ciclo zolfo-iodio

Il processo zolfo-iodio, tra tutti quelli finora considerati, si trova ad uno stadio di sviluppo più avanzato. Sono stati già realizzati nel mondo alcuni impianti sperimentali che hanno dimostrato la fattibilità della produzione continua di idrogeno. Il processo si basa sulle seguenti reazioni (fig. 14):



Inizialmente il processo zolfo-iodio fu proposto per essere alimentato dal calore prodotto da un reattore nucleare a gas; in seguito è stata sviluppata una versione solare. Il ciclo zolfo-iodio si basa su tre reazioni fondamentali:

Fig. 14 - Schema concettuale del processo di produzione di idrogeno col ciclo zolfo-iodio



- la produzione degli acidi solforico e iodidrico (reazione esotermica a bassa temperatura);

- la dissociazione dell'acido solforico con produzione di vapore acqueo, ossigeno ed anidride solforosa, quest'ultima riciclata alla fase di produzione degli acidi;

- la dissociazione catalitica dell'acido iodidrico con produzione di idrogeno e iodio, che viene riciclato alla reazione di produzione degli acidi (reazione debolmente endotermica con temperature variabili in funzione dei catalizzatori e delle condizioni operative).

La concentrazione dell'acido solforico e le successive operazioni fino ad arrivare ai prodotti della sua dissociazione, rappresentano le fasi in cui è richiesta la maggior parte del calore di processo ad alta temperatura.

Le attività di ricerca e sviluppo dell'ENEA su questo processo si sono attualmente focalizzate sulle fasi di concentrazione e dissociazione dell'acido solforico.

L'obiettivo delle attività sperimentali e teoriche consiste nella definizione e valutazione della parte del processo e del relativo impianto chimico che realizza l'interfaccia con un impianto solare a concentrazione, per fornire calore ad alta temperatura.

Un altro aspetto su cui verte l'attività ENEA, di notevole importanza per una versione solare del processo, riguarda la possibilità di stoccaggio dell'anidride solforosa prodotta nella dissociazione dell'acido solforico.

Un tale accumulo infatti consentirebbe di svincolare il resto del processo – produzione acidi e fase iodidrica – dalle intermittenze della fonte solare, riducendo il dimensionamento di una parte considerevole dell'intero impianto chimico, la cui gestione potrebbe divenire praticamente continua per più di due terzi, alla stregua di un impianto chimico tradizionale.

Conclusioni

Le tecnologie attualmente utilizzate per produrre energia con le fonti rinnovabili (solare, eolico, biomasse) non ne consentono uno sfruttamento ottimale essendo ancora caratterizzate da elevati costi e insufficiente continuità della produzione.

Tali fonti continueranno, pertanto, a ricoprire nei prossimi decenni un ruolo secondario nella copertura della domanda di energia primaria nel mondo (secondo l'IEA passeranno dall'attuale 2% ad un massimo del 3% nel 2030).

La produzione di energia elettrica (per la quale l'IEA prevede, tra il 2000 ed il 2030, un raddoppio) sarà effettuata prevalentemente con fonti fossili (prima fra tutte il carbone), con un aggravio ulteriore dei problemi legati all'aumento delle emissioni di gas serra e dei fenomeni legati ai cambiamenti climatici e l'amplificarsi del divario tra Paesi sviluppati e in via di sviluppo a causa dell'aumento del prezzo dei combustibili fossili conseguente all'aumento della domanda.

Questo scenario potrà essere modificato radicalmente solo attraverso un vigoroso impulso allo sviluppo di tecnologie innovative che consentano un migliore utilizzo delle fonti rinnovabili.

È proprio questo l'obiettivo del programma di ricerca e sviluppo sul solare termo-dinamico, avviato dall'ENEA nel 2001 con il sostegno di finanziamenti pubblici, che prevede la realizzazione di impianti fortemente innovativi in grado di convertire in modo efficiente l'energia solare in calore ad alta temperatura.

Largamente ispirato ai sistemi a collettori parabolici lineari che operano con successo in California da circa venti anni, il progetto ENEA, grazie ai significativi miglioramenti tecnologici introdotti, consente la produzione di energia a costi inferiori, più alte efficienze di conversione del calore solare in energia elettrica e la generazione di energia 24 ore su 24 basata esclusivamente sulla fonte solare.

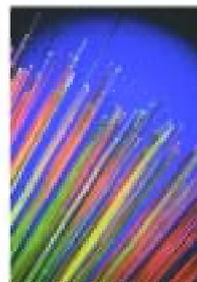
A differenza dei sistemi a collettori parabolici lineari americani in cui il fluido termovettore è un olio minerale infiammabile, tossico e non utilizzabile a temperature elevate, nell'impianto progettato dall'ENEA è utilizzata una miscela di sali fusi (largamente usati come fertilizzanti, economici e disponibili in grandissime quantità), che consente di raggiungere temperature molto più elevate (fino a 550 °C) e l'introduzione di un sistema di accumulo grazie al quale l'impianto è in grado di produrre energia elettrica con continuità anche in assenza di radiazione solare diretta.

La nuova tecnologia messa a punto dall'ENEA, per la quale l'Ente ha ottenuto un importante riconoscimento da parte dell'AIE nell'ambito del Rapporto 2003 sulla politica energetica italiana, è in grado di ridurre, nei Paesi a forte insolazione, i consumi delle risorse fossili e la necessità di importazioni energetiche, diffondendo l'uso di una straordinaria risorsa naturale, ben distribuita nel mondo e largamente accessibile. Essa potrà contribuire in maniera determinante alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni inquinanti, creare nuove opportunità di lavoro e dare un impulso all'economia, riducendo al tempo stesso i rischi di conflitto correlati alle forniture energetiche e ai cambiamenti climatici.



Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma
www.enea.it

Grande Progetto Solare Termodinamico
ENEA - Centro Ricerche Casaccia
Via Anguillarese, 301 - S. Maria di Galeria - 00060 Roma
e-mail: solterm@casaccia.enea.it



Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione

Progetto grafico e stampa: Primaprint - Viterbo
Foto: Luca Zampieri
Maggio 2004

