

# Calore ad alta temperatura dal sole per produrre elettricità e idrogeno

di M. Falchetta, A. Maccari

## **Nuove prospettive da una tecnologia solare ancora poco conosciuta e che permette una produzione più indipendente dal ciclo diurno del sole a costi competitivi**

Ogni anno sulla terra arriva dal sole una quantità di energia dell'ordine di 10.000 volte il consumo energetico mondiale. Ovviamente questo flusso rende possibile la vita come la conosciamo. Ma dati i grandi problemi energetici e ambientali che l'umanità dovrà fronteggiare, la possibilità di impiegarlo anche per produrre elettricità e calore incontra un favore crescente fra il pubblico e accende le speranze di chi punta ad aumentare la quota di produzione energetica rinnovabile, anche al fine di ridurre l'emissione di gas serra nell'atmosfera. Fra le varie tecnologie solari in fase di sviluppo, quella degli impianti solari termici a concentrazione (in inglese: Concentrating Solar Power o CSP) consente di produrre quantità significative di elettricità e - in futuro - di idrogeno a costi competitivi.

### **Energia dai deserti**

La tecnologia della concentrazione della radiazione solare utilizza solo quella parte di energia solare che proviene direttamente dal disco solare: la radiazione diretta. Per tale motivo, pur essendovi zone adatte anche nell'Europa meridionale, le grandi aree aride del pianeta, che presentano anche il vantaggio di terreni a costi limitati o nulli, sono le più favorite. Nell'ambito del Mediterraneo queste aree comprendono gran parte del Nord Africa e del Medio Oriente, in cui si può valutare che ogni metro quadro di collettore solare può produrre in un anno l'energia termica contenuta in un barile di petrolio. Utilizzando sistemi a concentrazione si possono raggiungere temperature sufficienti a produrre vapore di qualità simile a quello utilizzato nelle centrali termoelettriche tradizionali. Utilizzando cicli di conversione termochimica è anche possibile produrre idrogeno dalla scissione diretta dell'acqua con efficienze elevate.

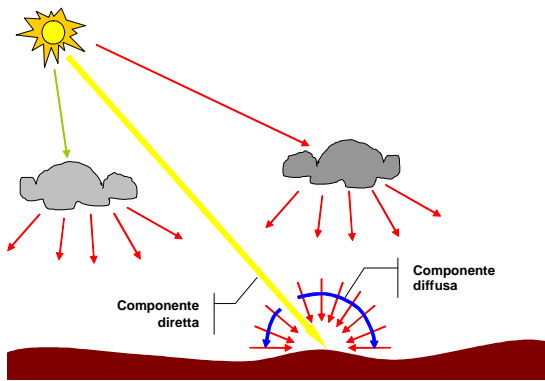
La tecnologia CSP consente di raggiungere costi di produzione elettrica inferiori, almeno nel breve termine, a quella fotovoltaica; per gli impianti attualmente in fase di realizzazione in Spagna è inferiore a 18-21 €/cent/kWh (tariffa riconosciuta per legge per 25 anni ai produttori in base al Decreto Reale 436 del 2004); valutazioni al 2020 (Sargent&Lundy, SunLab) prevedono una forbice di costi compresa fra 3,5 e 5 c€/kWh, neisiti più soleggiati.

L'integrazione fra fotovoltaico diffuso e eolico, soprattutto in Europa, e solare a concentrazione, soprattutto nel sud del Mediterraneo, può portare a massimizzare la produzione da fonti rinnovabili nell'intera area che comprende l'Europa, il Nord Africa e il Medio Oriente, consentendo di prolungare la durata delle risorse di gas naturale e di preparare le basi per un futuro approvvigionamento energetico più sostenibile.

### **Riquadro 1: la tecnologia degli impianti a concentrazione**

Le tecnologie solari termodinamiche a concentrazione utilizzano la radiazione "diretta" del sole, concentrandola tramite specchi verso un "ricevitore" che trasforma la radiazione in calore ad alta temperatura; esso viene trasferito da un "fluido termovettore" (aria, olio diatermico, acqua/vapore, miscele di sali fusi ...) a un sistema di "utilizzo" (conversione termodinamica ad es. con turbina a vapore o motore stirling, processo termochimico, processi industriali).

Esistono varie tipologie di sistemi di concentrazione (con specchi parabolici lineari, a torre centrale, a disco parabolico) che permettono rapporti di concentrazione (CR) da 40-80 dei primi fino a 1000 o più. Il sistema a specchi parabolici lineari, attualmente più diffuso, utilizza per una centrale tipica alcune centinaia di unità elementari (collettori) che hanno una superficie riflettente tipicamente lunga 100 m. e larga 6 m.



*Radiazione diretta e diffusa*

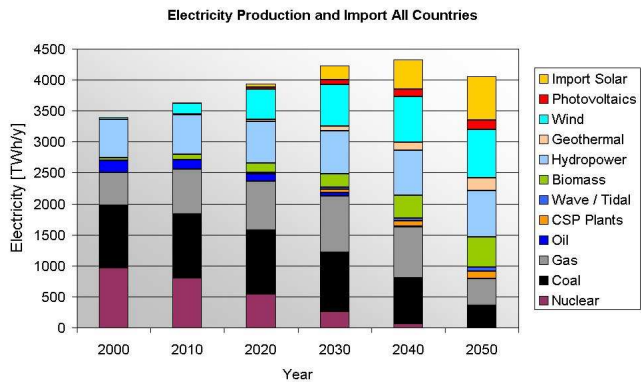


*Diversi approcci tecnologici alla concentrazione solare*

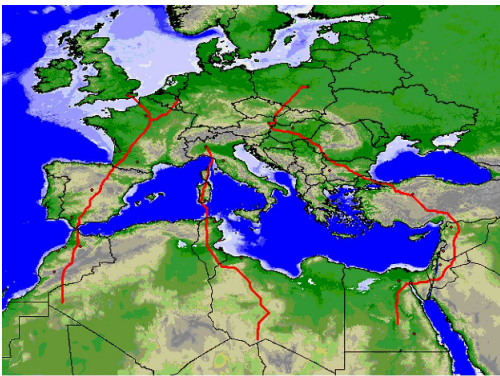
## **Riquadro 2: Il mercato attuale e gli scenari di lungo termine**

I primi impianti per produzione elettrica su base commerciale risalgono agli anni '80: si tratta di 9 impianti a collettori parabolici lineari, denominati SEGS, installati fra il 1983 e il 1990 nel deserto del Mojave (California) per un totale di 354 MW<sub>e</sub>, ancora in attività. Dopo 15 anni di stasi, l'introduzione di nuove tecnologie e il riaffacciarsi della questione energetica sta portando a nuovi sviluppi, principalmente negli Usa e in Spagna; in quest'ultima sono programmati più di 1000 MW<sub>e</sub> di impianti, fra i quali 4 impianti da 50 MW<sub>e</sub> (AndaSol) che utilizzeranno sistemi di accumulo a sali fusi. Il primo AndaSol è già in costruzione presso Guadix.

Studi promossi dal Ministero dell'Ambiente tedesco e dall'Istituto di Ricerche Aerospaziali DLR, tramite le iniziative Trans-CSP (Trans Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power), TREC (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation) e MED-CSP (Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region) prendono seriamente in esame la possibilità di un importante sviluppo di impianti solari a concentrazione nei territori del Nord Africa e del Medio Oriente sia al fine di soddisfare i crescenti bisogni energetici e idrici di queste aree che per la trasmissione di elettricità verso l'Europa, tramite linee in corrente continua ad altissima tensione (HVDC); scenari al 2050 contemplano la completa interconnessione delle linee elettriche di trasmissione e l'importazione di 700 TWh/anno (700 Miliardi di kWh/anno) di energia elettrica, in grado di soddisfare il 15% dei fabbisogni elettrici europei. Soluzioni più avveniristiche potrebbero provenire dall'impiego di cavi superconduttori (si veda "Una nuova rete per l'economia all'idrogeno" – Le Scienze settembre 2006).



*Scenario al 2050 per l'Europa dei 30 (studio Trans-CSP)*



*Esempio di tre linee HVDC in grado di trasmettere 105TWh/anno verso l'Europa (studio Trans-CSP)*

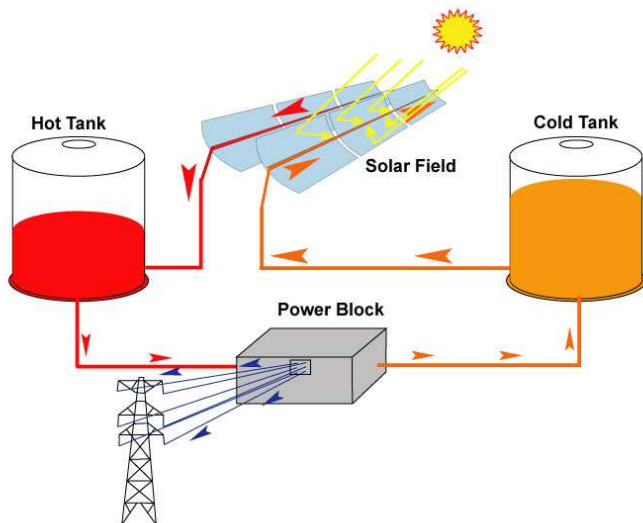
### **La situazione italiana**

Lo studio tedesco MED-CSP ha valutato in 7 TWh/anno il potenziale italiano economicamente sfruttabile con questa tecnologia solare; il suo sviluppo assume però un'importanza anche in chiave di sviluppo industriale teso all'esportazione di impianti e componenti; val la pena di osservare come la Germania sia attualmente ai vertici in questa tecnologia pur non disponendo praticamente di alcun potenziale sfruttabile.

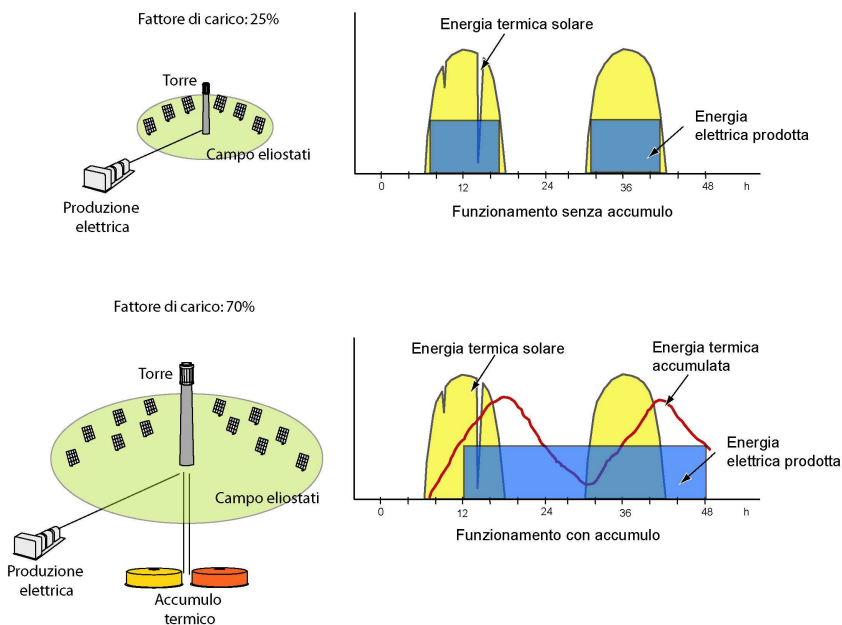
In Italia il programma di ricerca e sviluppo più significativo, dopo l'esperienza ENEL di Eurelios negli anni '80, è stato intrapreso dall'ENEA sulla base della legge 388/2000 e della spinta personale dell'allora Presidente ENEA, Carlo Rubbia.

Questo programma punta nel medio termine alla produzione di elettricità e nel lungo termine alla produzione di idrogeno dalla scissione dell'acqua per via termochimica.

Per la produzione di elettricità l'obiettivo è un aumento della temperatura e l'introduzione di un sistema di accumulo, tramite l'impiego di miscele di sali fusi (60% NaNO<sub>3</sub> – 40% KNO<sub>3</sub>) quale fluido termovettore in collettori parabolici lineari. Queste miscele, già utilizzate nell'impianto sperimentale USA Solar Two, sono molto meno pericolose in caso di fuoriuscita accidentale (si tratta di fertilizzanti) rispetto agli oli diatermici utilizzati nei SEGS (infiammabili e fortemente inquinanti). Economiche e con elevato calore specifico, possono operare allo stato liquido fino a 570 °C, consentendo di realizzare sistemi di accumulo termico di grande capacità a costi competitivi. La "buona notizia" è che in questo modo si può svincolare la produzione elettrica dalla curva giornaliera di irraggiamento, aspetto di grande interesse per il gestore dell'impianto, in quanto consente di produrre energia nelle ore di maggiore richiesta e quindi di maggiore remunerazione.



*Schema del sistema ENEA con accumulo termico*



*Diagramma della produzione senza e con accumulo termico*

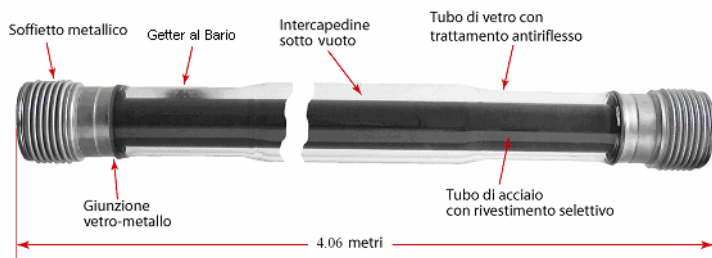
Questa caratteristica viene infatti ormai guardata con favore da tutte le società elettriche che si affacciano alla produzione rinnovabile, storicamente scettiche a causa della sua “aleatorietà” (peraltro spesso sovrastimata).

La “cattiva notizia” è che queste miscele sono liquide solo a temperature superiori a 238 °C, per cui occorre adottare tutta una serie di accorgimenti tecnici per il loro impiego. La realizzazione di un circuito sperimentale a sali fusi – PCS, entrato in funzione nel 2003 – ha però consentito di testare questi accorgimenti su un’intera linea con due collettori da 50 m. in serie in condizioni reali di utilizzo con sali fusi. Ciò ha dimostrato concretamente la praticabilità dell’impiego di sali fusi su collettori solari parabolici lineari. Si è addirittura scoperto che la caratteristica di solidificare a temperature elevate può essere sfruttata con vantaggio, per esempio per realizzare valvole di drenaggio a “scongelo” o altre apparecchiature speciali.

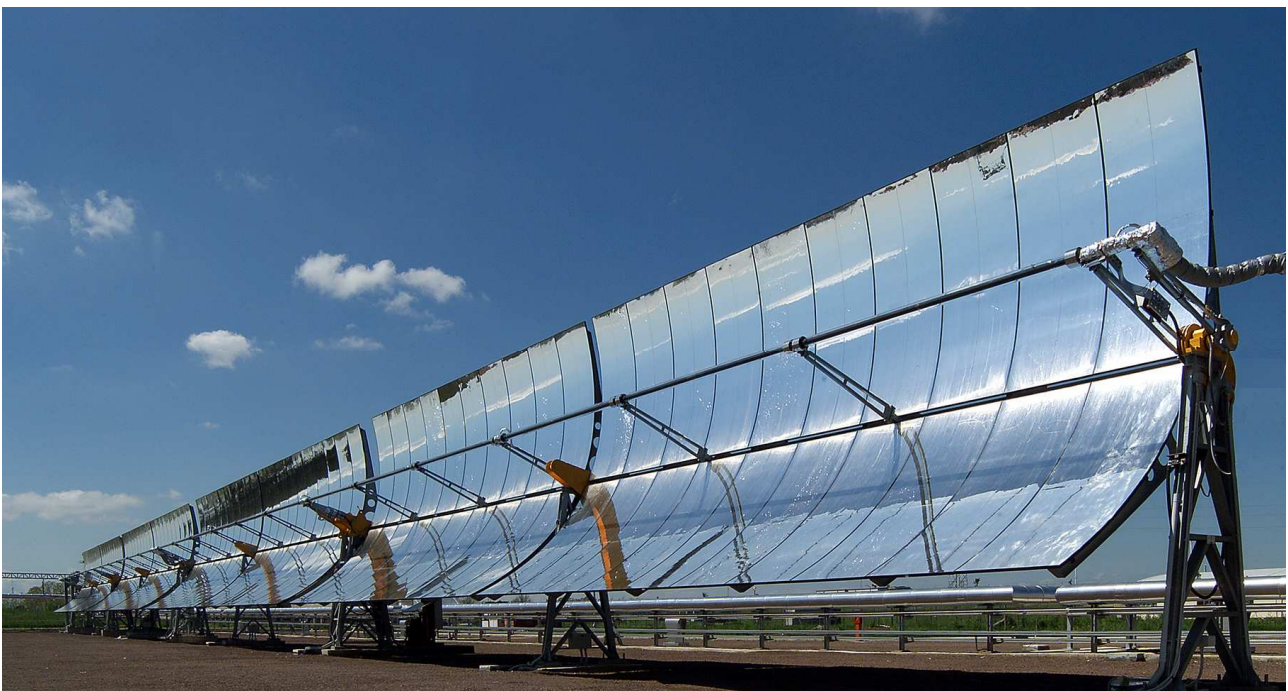


*Impianto Prova Collettori Solari (PCS) al C.R. Casaccia - ENEA*

Altri aspetti “chiave” della tecnologia sviluppata sono i collettori con struttura allo stesso tempo rigida e di facile montaggio, gli specchi ad alta riflettività e durata, i tubi ricevitori ad alta temperatura; il tutto puntando a costi industriali estremamente contenuti (l’obiettivo è di raggiungere è dell’ordine di 160 €/m<sup>2</sup> di collettore). In particolare per i tubi ricevitori, costituiti da un tubo metallico incapsulato entro un involucro di vetro con intercapedine sotto vuoto per minimizzare le perdite termiche, si tratta dei primi al mondo progettati per temperature così elevate, grazie allo sviluppo di un rivestimento spettralmente selettivo ad alta efficienza basato sulla deposizione di CERMET (materiale composito metallo-ceramico).



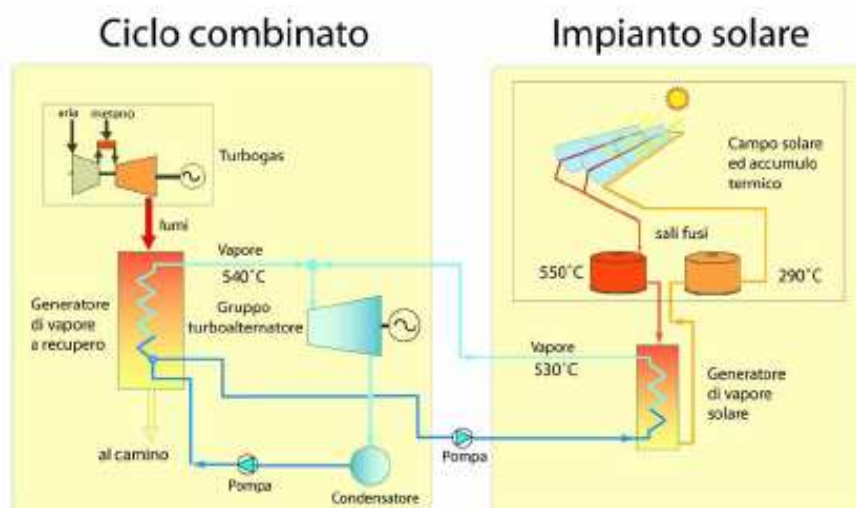
*Tubo ricevitore*



*Collettori solari in prova nel circuito PCS*

Gran parte degli sviluppi sono stati realizzati coinvolgendo piccole e medie aziende nazionali, in modo da sviluppare tecnologia al contempo competitiva e replicabile.

Il passo successivo è la realizzazione di un impianto dimostrativo “di potenza” a scala commerciale, di potenza elettrica dell’ordine di 28 MW<sub>e</sub>. Il progetto, denominato Archimede in onore all’illustre scienziato siracusano, è frutto di una collaborazione ENEA-ENEL da realizzare all’interno dell’area dell’omonima centrale termoelettrica ENEL di Priolo Gargallo, presso Siracusa, e prevede di realizzare un campo solare con 318 collettori da 100 m. ciascuno, per produrre vapore a 530 °C che andrà a sommarsi al vapore (vedi schema) prodotto dal ciclo combinato a gas esistente, consentendo una capacità aggiuntiva pari a 28 MW<sub>e</sub>, a fronte di un’ area totale occupata pari a 37,6 ha. La produzione elettrica netta prevista è pari a 54,2 GWh<sub>e</sub>/anno, con un risparmio di energia primaria pari a 11.835 tep e la mancata emissione di 36.306 ton di CO<sub>2</sub>. Il rendimento globale medio annuo (da energia solare a elettricità) calcolato è pari al 17,3 %. Recentemente è stata programmata la realizzazione del primo modulo di impianto con 60 collettori da 100 m., equivalente a circa 5 MW<sub>e</sub>.



*Schema dell’ integrazione dell’impianto solare con il ciclo combinato prevista nel “Progetto Archimede”*

Una volta completato l’impianto dimostrativo si potrà aprire una prospettiva commerciale più concreta, anche se alcune aziende italiane si sono già accreditate per produrre componenti per il nascente mercato spagnolo. In un sito ad elevato irraggiamento dell’area nord-africana la tecnologia ENEA consente in prospettiva la produzione, per ogni km<sup>2</sup> di territorio, di 275 GWh/anno di elettricità a un costo livellato di 4.5 c€/kWh, con un risparmio di energia primaria pari a 60 ktep/anno e un’emissione evitata pari a 185 kton/anno di CO<sub>2</sub>. Al costo previsto di 20-40 €/tonnellata, ciò corrisponde a 3,7-7.4 M€/anno sul mercato internazionale delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Per raggiungere questo obiettivo c’è ancora molta strada da compiere, ma ormai il cammino è stato intrapreso.

#### GLI AUTORI

M. Falchetta, laureato in ingegneria elettrotecnica all’Università di Padova, è ricercatore all’ENEA ove si è occupato inizialmente di energia eolica; dal 2000 opera per Progetto solare termodinamico, di cui è responsabile per le attività di R&S sul controllo e automazione di impianto.

A. Maccari, laureato in ingegneria elettronica all'Università "La Sapienza" di Roma, è ricercatore all'ENEA ove fin dal 1980 si occupa di energia solare termica; dal 2000 opera per Progetto solare termodinamico, di cui è responsabile per le attività di R&S sull'ottica dei sistemi di concentrazione.

#### PER APPROFONDIRE

AA. VV. Il Programma ENEA sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura, 2005. A disposizione sul sito <http://www.enea.it/com/solar/doc/csp.pdf>

Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power – DLR, 2006. A disposizione sul sito <http://www.dlr.de/tt/trans-csp>

Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance forecasts – prepared for DOE and NREL – Sargent&Lundy, S&L-5641, May 2003

Documentazione varia accessibile dal sito di SolarPaces [www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org)