

Il Sole concentrato

Una tecnologia ancora poco conosciuta, che permette una produzione più indipendente dal ciclo diurno del Sole a costi competitivi, apre nuove prospettive per l'energia solare

DI MASSIMO FALCHETTA, AUGUSTO MACCARI E MAURO VIGNOLINI

Ogni anno sulla Terra arriva dal Sole una quantità di energia pari a diverse migliaia di volte il consumo energetico mondiale. Come si sa, è questo flusso a rendere 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 nel pubblico e accende le speranze di chi punta ad aumentare la quota di produzione energetica da fonti rinnovabili, 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 questo 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, mentre 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 dell'energia elettrica inferiori, almeno nel breve termine, a quella fotovoltaica; per gli impianti attualmente in fase di realizzazione in Spagna è inferiore a 18-21 centesimi di euro per chilowattora, ma le valutazioni al 2020 (eseguite da Sargent&Lundy e SunLab) prevedono una forbice di costi compresa fra 3,5 e 5 centesimi per chilowattora, nei siti più soleggiati.

L'integrazione fra fotovoltaico diffuso ed 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 riserve di petrolio e gas naturale e preparando le basi per un futuro approvvigionamento energetico più sostenibile.

GLI SPECCHI del prototipo di collettore messo a punto dall'ENEA in prova presso i laboratori della Casaccia.



IN SINTESI

* Tra le fonti rinnovabili, anche l'energia solare è ormai matura per applicazioni importanti.

* In particolare, nuovi sviluppi hanno ridestato l'interesse per la tecnologia degli impianti solari termici a concentrazione.

* Il sistema messo a punto all'ENEA, che sarà installato presso la centrale ENEL di Priolo, potrebbe portare l'Italia all'avanguardia nel settore.

La situazione italiana

Lo studio tedesco MED-CSP ha valutato in 7 terawattora all'anno il potenziale italiano economicamente sfruttabile con questa tecnologia solare. Ma il suo sviluppo assume importanza anche in chiave di crescita industriale sul mercato internazionale con l'esportazione di impianti e componenti; e a questo proposito vale 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 ottanta, è stato intrapreso dall'ENEA sulla base della Legge 388/2000 e della spinta personale dell'allora presidente dell'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 quale fluido termovettore in collettori parabolici lineari. Queste miscele, già utilizzate nell'impianto sperimentale statunitense a torre centrale Solar Two, sono molto meno pericolose in caso di fuoriuscita accidentale (si tratta di fertilizzanti) rispetto agli oli diatermici usati negli impianti parabolici SEGS (infiammabili e fortemente inquinanti). Inoltre sono economiche e in grado di operare allo stato liquido fino a 570 gradi, consentendo di realizzare sistemi di accumulo termico di grande capacità a costi competitivi. Altro aspetto positivo 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 domanda e quindi con maggior valore. Questa caratteristica è 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).

L'aspetto negativo è che queste miscele sono liquide solo sopra i 238 gradi Celsius, per cui occorre adottare 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 metri in serie, in condizioni reali di impiego con sali fusi. Ciò ha dimostrato concretamente la praticabilità dell'impiego di sali fusi su collettori solari parabolici lineari.

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 scendere a costi dell'ordine di 160 euro per metro quadrato di collettore). In particolare i tubi ricevitori, costituiti da un tubo metallico incapsulato entro un involucro di vetro con intercapedine sotto vuoto per minimizzare le perdite termiche, sono i primi al mondo progettati per temperature così elevate, grazie allo sviluppo di un rivestimento spettralmente selettivo ad alta efficienza basato sulla deposizione di CERMET (un materiale composito metallo-ceramico).

LA TECNOLOGIA DEGLI IMPIANTI A CONCENTRAZIONE

Le tecnologie solari termodinamiche a concentrazione utilizzano la radiazione «diretta» del Sole, concentrandola tramite specchi su un «ricevitore» che trasforma la radiazione in calore ad alta temperatura. Il calore viene ceduto a un «fluido termovettore» (aria, olio diatermico, acqua/vapore, miscele di sali fusi...) che a sua volta lo trasferisce a un sistema di «utilizzo» (conversione termodinamica, per esempio con turbina a vapore o motore stirling, processo termochimico, processi industriali). Esistono vari tipi di sistemi di concentrazione (con specchi parabolici lineari, a torre centrale, a disco parabolico) che permettono rapporti di concentrazione da 40-80 (per gli specchi parabolici) fino a 1000 o più. Il sistema a specchi parabolici lineari (qui sotto, un prototipo di collettore in prova sul circuito PCS - ENEA), oggi il più diffuso, utilizza per una centrale tipica alcune centinaia di collettori che hanno una superficie riflettente tipicamente lunga 100 metri e larga 6.



Sandia National Laboratory (a sinistra); cortesia degli autori (in alto e mappa a fronte)

IL MERCATO, OGGI E DOMANI

I primi impianti per produzione elettrica su base commerciale risalgono agli anni ottanta: si tratta di nove impianti (SEGS) a collettori parabolici lineari installati fra il 1983 e il 1990 nel deserto del Mojave (in California) per un totale di 354 megawatt, 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 Stati Uniti e in Spagna: in quest'ultima sono programmati più di 1000 megawatt di impianti, fra i quali quattro impianti da 50 megawatt (AndaSol) che sfrutteranno sistemi di accumulo a sali fusi. Il primo AndaSol è già in costruzione presso Guadix (nella provincia di Granada). Studi promossi dal Ministero dell'ambiente tedesco e dall'istituto di ricerche aerospaziali Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), tramite le iniziative Trans-CSP (Trans Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar



▲ Esempio di tre linee ad altissima tensione in grado di inviare verso l'Europa 105 terawattora all'anno.

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 sia per la trasmissione di elettricità verso l'Europa, tramite linee in corrente continua ad altissima tensione (nell'immagine);

scenari al 2050 contemplano la completa interconnessione delle linee elettriche di trasmissione e l'importazione di 700 terawattora all'anno di energia elettrica, in grado di soddisfare il 15 per cento dei fabbisogni elettrici europei previsti a quella data. Soluzioni più avveniristiche prevedono l'impiego di cavi superconduttori (si veda l'articolo *Una nuova rete per l'economia all'idrogeno*, in «Le Scienze» n. 457, settembre 2006).

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

Dal progetto al mercato

Il passo successivo è la realizzazione di un impianto dimostrativo «di potenza» a scala commerciale, da 28 megawatt di potenza elettrica. Il progetto, denominato Archimede in onore dell'illustre scienziato siracusano, è frutto di una collaborazione ENEA-ENEL. L'impianto, da realizzare all'interno dell'area dell'omonima centrale termoelettrica ENEL di Priolo Gargallo, presso Siracusa, prevede un campo solare con 318 collettori da 100 metri ciascuno, per produrre vapore a 530 gradi che andrà a sommarsi al vapore prodotto dal ciclo combinato a gas esistente, consentendo una capacità aggiuntiva pari a 28 megawatt, a fronte di un'area totale occupata di 37,6 ettari. La produzione elettrica netta prevista è pari a 54,2 gigawattora all'anno, con un risparmio di energia primaria pari a 11.835 tonnellate di pe-

trolio equivalente e la mancata emissione di 36.306 tonnellate di CO₂. Il rendimento globale medio annuo (da energia solare a elettricità) calcolato è del 17,3 per cento. Recentemente è stata programmata la realizzazione del primo modulo di impianto con 60 collettori, equivalente a circa 5 megawatt.

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 a elevato irraggiamento dell'area nord-africana, la tecnologia ENEA consente in prospettiva la produzione di 275 gigawattora all'anno di elettricità per chilometro quadrato a un costo di 4,5 centesimi di euro per chilowattora, con un risparmio di energia primaria pari a 60.000 tonnellate di petrolio equivalente all'anno e un'emissione evitata di 185.000 tonnellate all'anno di CO₂. Al costo previsto sul mercato internazionale delle emissioni di 20-40 euro per tonnellata di CO₂, ciò corrisponde a 3,7-7,4 milioni di euro all'anno. Per raggiungere questo obiettivo c'è ancora molta strada da compiere, ma ormai il cammino è stato intrapreso. ■

GLI AUTORI

MASSIMO FALCHETTA, laureato in ingegneria elettrotecnica all'Università di Padova, è ricercatore all'ENEA, dove si è inizialmente occupato di energia eolica. Dal 2000 opera per il Progetto solare termodinamico, di cui è responsabile per le attività di R&S sul controllo e automazione di impianto. AUGUSTO MACCARI, laureato in ingegneria elettronica all'Università «La Sapienza» di Roma, è ricercatore all'ENEA, dove si occupa di energia solare termica dal 1980. Dal 2000 opera per Progetto solare termodinamico, di cui è responsabile per le attività di R&S sull'ottica dei sistemi di concentrazione. MAURO VIGNOLINI, laureato in ingegneria meccanica all'Università «La Sapienza», è responsabile del Progetto solare termodinamico dell'ENEA.

PER APPROFONDIRE

Il Programma ENEA sull'energia solare a concentrazione ad alta temperatura (2005) è disponibile sul sito: www.enea.it/com/solar/doc/csp.pdf.

Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2006. Disponibile all'indirizzo: www.dlr.de/tt/trans-csp.

Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts, rapporto preparato per DOE e NREL, Sargent&Lundy, S&L-5641, maggio 2003.

Documentazione varia accessibile dal sito di SolarPaces: www.solarpaces.org.