

DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

Il Catalogo delle tecnologie energetiche



DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA

Il Catalogo delle tecnologie energetiche

DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA
Il Catalogo delle tecnologie energetiche

a cura di: Alessandra Sanson - CNR e Laura Gaetana Giuffrida - ENEA

2017 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia
e lo sviluppo economico sostenibile

ISBN: 978-88-8286-349-4

Progetto grafico: Cristina Lanari - ENEA

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – Frascati

PREMESSA

Il quadro europeo del Pacchetto Clima-Energia approvato nel 2014 sotto la Presidenza italiana dell'Ue prevede l'obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni di gas ad effetto serra dell'Unione Europea di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990.

Per raggiungere questo obiettivo:

- i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione ETS (termoelettrico e industriale ad alto consumo energetico) dovranno ridurre le emissioni del 43% rispetto al 2005;*
- i settori non interessati dall' ETS (trasporti, edifici, agricoltura, rifiuti) dovranno ridurre le emissioni del 30% rispetto al 2005 e ciò dovrà essere tradotto in singoli obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri.*

L'Unione Europea fissa, inoltre, l'obiettivo di portare la quota di consumo energetico finale soddisfatto da fonti rinnovabili al 27% entro il 2030. Inoltre la proposta di nuova Direttiva sull'Efficienza Energetica prevede, per il periodo 2021-2030, un risparmio minimo dell'1,5% all'anno calcolato sui volumi dei consumi finali del periodo 2016-2018.

La lotta ai cambiamenti climatici e la conseguente decarbonizzazione del nostro sistema economico rendono, quindi, necessario attuare politiche strutturali sempre più ambiziose.

La sfida che ci attende nel prossimo decennio è la definizione di strategie idonee a mantenere, allo stesso tempo, la competitività del nostro sistema produttivo, costruendo nuove professionalità e nuove competenze, a proteggere la salute dei cittadini e a rispondere in modo adeguato alle grandi priorità ambientali.

Per fare ciò dovremo prevedere investimenti molto elevati ed attuare dei radicali mutamenti all'interno di interi settori produttivi: nella riconversione del sistema energetico con soluzioni che promuovano l'efficienza, nella rigenerazione urbana, nella produzione di energia che sfrutti le fonti rinnovabili di energia, nonché in una totale riorganizzazione della mobilità.

A livello nazionale è necessario avviare una profonda riconsiderazione del modo di produrre e di fare impresa.

La priorità è orientare e favorire in maniera sempre più decisa una crescita economica sostenibile, cioè attenta a tener conto dei costi ambientali, valorizzando le innovazioni e le soluzioni tecniche a minore impatto ambientale ed energeticamente più efficienti e rafforzare la transizione verso fonti energetiche rinnovabili.

In tal senso abbiamo l'obbligo di favorire e orientare gli investimenti verso l'adozione di tecnologie innovative e a basse emissioni anche nell'ottica di promuovere filiere produttive funzionali allo sviluppo economico del paese.

In questa prospettiva deve essere inquadrato il lavoro coordinato dall'ENEA e dal CNR di elaborazione del "Catalogo delle Tecnologie energetiche" che ha visto la partecipazione attiva di Amministrazioni Pubbliche, Università, Centri di Ricerca, Associazioni di categoria e imprese e che ha il pregio di aver riunito competenze e professionalità diverse e messo a sistema e valorizzato le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

L'obiettivo del Gruppo di lavoro è stato la realizzazione di un Catalogo "open source" contenente dati di tipo "qualitativo" e "quantitativo" sulle tecnologie energetiche e la loro applicazione nel settore industriale, dei trasporti e nel civile. Inoltre, nell'ottica di una loro diffusione e replicabilità, sono state raccolte informazioni sulle eccellenze italiane, sia pubbliche che private, e sulle migliori pratiche relative alle più importanti tecnologie per la decarbonizzazione.

I risultati di questo lavoro assumono un ruolo centrale anche in vista della elaborazione del prossimo "Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima", previsto dall'Unione per l'Energia, nell'ambito del quale dovrà essere fornito anche un quadro conoscitivo di riferimento a livello nazionale sui temi della "Ricerca e dell'innovazione".

Raffaele Tiscar

Capo di Gabinetto

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

INTRODUZIONE

Nell'ambito del "Tavolo Tecnico sulla Decarbonizzazione dell'economia", istituito presso la Presidenza del Consiglio, il Gruppo di Lavoro 2, coordinato dai due principali enti di ricerca del nostro Paese, CNR ed ENEA, aveva come compito quello di censire le migliori tecnologie energetiche utili all'avanzamento del processo di decarbonizzazione realizzando un data-base "open source" che fornisse una dettagliata disamina tecnica ed economica delle tecnologie energetiche disponibili, sia di offerta sia di uso finale.

Il lavoro richiesto non era quindi da intendersi come un "puro esercizio intellettuale", ma come un lavoro di reperimento critico dei dati disponibili nel nostro Paese, utile e complementare alla formulazione di scenari che sarebbero stati prodotti dal Gruppo di Lavoro 3, presente allo stesso tavolo.

I parametri richiesti per ognuna delle tecnologie individuate riguardavano:

- *i costi di investimento e i costi operativi;*
- *i potenziali di diffusione e le proiezioni di queste variabili al 2030 per tutte e per alcune al 2050, quando gli obblighi riguardanti la decarbonizzazione del sistema energetico del Paese saranno divenuti vincolanti e non più solo ipotetici.*

A conclusione del lavoro si è delineata la puntualizzazione di un ulteriore risultato in cui i parametri sono stati arricchiti da ulteriori informazioni di tipo qualitativo che hanno consentito di delineare un quadro conoscitivo di riferimento utile alla definizione della nuova "Strategia Energetica Nazionale".

Dalla dichiarata fruizione open source è nata l'idea di questa pubblicazione. Si tratta di un prodotto unico nel suo genere: un catalogo, ampio, autorevole e allo stesso tempo facilmente fruibile, delle più importanti tecnologie per la decarbonizzazione comprese quelle emergenti ma con alta potenzialità, che contiene informazioni anche sulle eccellenze nazionali e internazionali e sui principali impatti su sistema produttivo e ambiente.

La raccolta di queste informazioni non è stata semplice. È stato necessario definire un format in sinergia con tutti gli appartenenti al Gruppo di Lavoro 2 e agli altri Gruppi, in modo che tutti i partecipanti si uniformassero nella raccolta.

Per comodità di lettura, il lavoro è stato suddiviso in sei settori.

Rispetto agli obiettivi che ci erano stati richiesti, alla novità del lavoro e della impostazione metodologica, i tempi di realizzazione sono stati, con nostra soddisfazione, molto rapidi, anche in considerazione dell'ampia discussione e dell'ampio coinvolgimento di stakeholder di differente estrazione. Bisogna inoltre rimarcare che per i ricercatori del CNR, di ENEA e degli altri Enti, questa attività ha costituito un'occasione per stabilire una proficua e funzionale collaborazione creando condizioni per scambi continui e proficui, di informazioni sui temi energetico-ambientali. Queste forme di collaborazione non sono frequenti nel nostro Paese e, quindi, aver realizzato sinergie tra Enti differenti e organi dello Stato, come la Presidenza del Consiglio, è un ulteriore utile risultato al di là del valore scientifico del lavoro. Di tutto ciò siamo orgogliosi.

Gaetano Borrelli

Responsabile Unità Studi e Strategie - ENEA

Maurizio Peruzzini

Direttore Dipartimento Scienze Chimiche
e Tecnologie dei Materiali del CNR

IL TAVOLO SULLA DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA

Il Consiglio europeo del 23 – 24 ottobre 2014, nonché l'Accordo di Parigi dello scorso dicembre, hanno definito un quadro di riferimento internazionale al 2030 per le politiche su clima ed energia. Tali attività avviate a livello europeo e internazionale impattano sulle politiche relative all'energia e al clima dell'Italia e costituiscono la base per definire gli obiettivi e i target a medio e lungo termine di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra nonché di programmazione energetica nazionale.

Vista la complessità del tema e le implicazioni di carattere ambientale ed economico e le ricadute sulla competitività del sistema industriale italiano a gennaio del 2016, presso la Presidenza del Consiglio, è stato istituito il "Tavolo Tecnico della Decarbonizzazione dell'economia" finalizzato alla realizzazione di un "cruscotto di valutazione" che potesse essere utilizzato dalle Amministrazioni competenti nella pianificazione delle diverse politiche del Paese su clima ed energia (come ad esempio la "Strategia Energetica Nazionale"), anche nell'ottica di promuovere filiere tecnologiche e produttive funzionali allo sviluppo economico.

In tale ambito, le attività riassunte in questo volume, coordinate da ENEA e dal CNR con il sostanziale contributo di RSE nell'elaborazione delle schede raccolte nel catalogo, hanno potuto beneficiare della partecipazione di competenze e professionalità diverse necessarie per mettere a sistema e valorizzare le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

In particolare hanno partecipato al "Gruppo di Lavoro sui dati di input tecnologici", responsabile nell'ambito del tavolo tecnico sulla decarbonizzazione della elaborazione del presente Catalogo, fornendo il proprio prezioso contributo, i rappresentanti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del Ministero dello Sviluppo Economico, del Ministero dell'Università e della Ricerca, di Istat, Ispra, GSE, Politecnico di Milano, TERNA, SNAM, Confindustria, e i delegati italiani del SET-Plan europeo.

Un particolare ringraziamento alla Dr.ssa Annalidia Pansini per la sua azione di supporto e raccordo tra le varie istituzioni e per la continua assistenza nella definizione di obiettivi, strategie e azioni. Senza il suo costante impegno questo catalogo non avrebbe probabilmente mai visto luce.

Alessandra Sanson
CNR

Laura Gaetana Giuffrida
ENEA

INDICE SCHEDE TECNOLOGICHE

TECNOLOGIE DI GENERAZIONE CON FONTI TRADIZIONALI

Cicli combinati	11
Turbine a gas a ciclo semplice	15
Impianti USC a carbone	19
Impianti IGCC a carbone con CCS	23
Impianti Oxyfuel a carbone con CCS	29
Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)	33

SISTEMI COGENERATIVI

Motori a Combustione Interna	41
Microturbine a gas	45
Motori Stirling	49
Celle a combustibile	53

TECNOLOGIE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

Eolico	63
Fotovoltaico	71
Fotovoltaico a concentrazione solare	81
Geotermico	91
Energia dalle correnti marine	99
Energia dal moto ondoso marino	105
Idroelettrico	113
Solare termodinamico	121
Solare termico per uso residenziale e industriale	129
Tecnologie termoelettriche (elettrocaloriche)	135
Conversione termochimica di biomasse	139
Digestori anaerobici di biomasse	147
Combustione diretta di rifiuti	155

SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO

Tecnologia CAES	161
Volani	165
Accumulo magnetico: SMES	169
Supercondensatori	175
Sistemi di accumulo elettrochimico	179
Sistemi di accumulo termico	185
Solar Fuels	191
Combustibili a basso tenore di carbonio	195

TECNOLOGIE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

Illuminazione	203
Pompe di calore	209
Isolamento chiusure opache	215
Chiusure trasparenti (serramenti)	221

ALTRE TECNOLOGIE

Tecnologie monitoraggio delle emissioni CO ₂ in atmosfera	229
--	-----

TECNOLOGIE DI GENERAZIONE CON FONTI TRADIZIONALI

DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto a ciclo combinato è composto principalmente da un impianto di aspirazione e filtraggio dell'aria comburente, una turbina a gas, un Generatore di Vapore a Recupero (GVR), una turbina a vapore, un generatore elettrico o alternatore, il camino e il condensatore. La potenza della turbina a vapore è circa pari alla metà della potenza della turbina a gas. Negli impianti costruiti ex-novo la condensazione del vapore è spesso realizzata da condensatori ad aria. Nella Figura 1 è illustrato uno schema di principio di un impianto a ciclo combinato per sola generazione di energia elettrica con due gruppi turbogas.

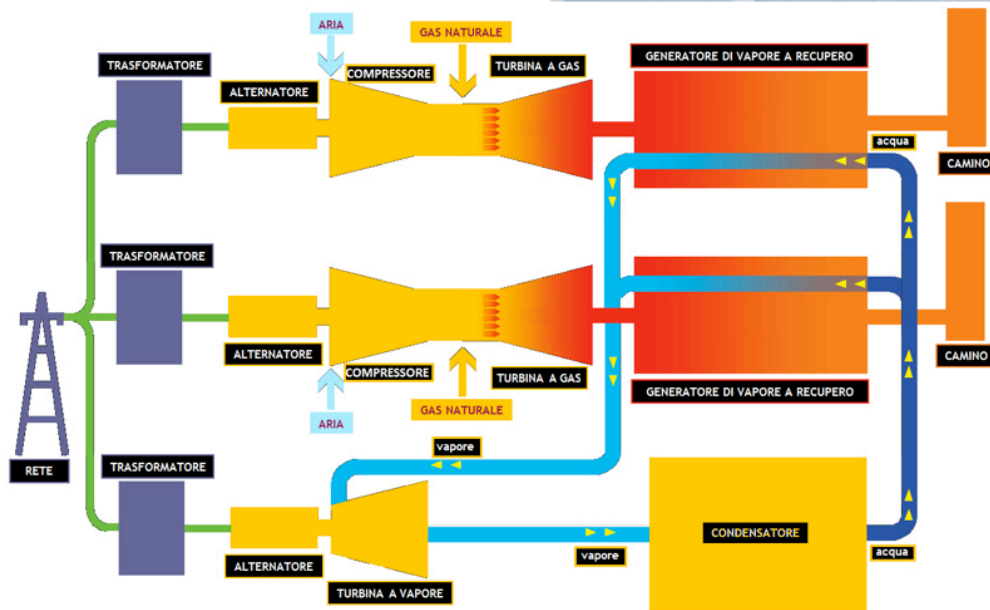


Figura 1 Schema di un impianto a ciclo combinato

In Italia, a partire dagli anni '80 (con un picco nel 2006+2007), gli impianti a ciclo combinato nella generazione di energia elettrica hanno soppiantato quelli in ciclo semplice. In molti casi, si è trattato di rifacimenti di centrali termoelettriche tradizionali ("repowering"), dove le caldaie sono state rimpiazzate dal GVR e la vecchia linea d'assi è stata riutilizzata per il ciclo a vapore con una turbina depotenziata. La potenza complessiva di impianti a ciclo combinato installata in Italia (sia per sola generazione di energia elettrica che per produzione combinata di elettricità e calore) si aggira intorno a 40 GW (2014), con tendenza negli ultimi anni ad una certa flessione.

Le turbine a gas dell'ultima generazione, turbine di classe H e J, hanno temperature dei gas all'ingresso che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza che a regime raggiungono il 60%. La potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW; la turbina di maggior taglia arriva a 470 MW netti. L'installazione di macchine così avanzate incontra ancora qualche ostacolo che porta tuttora a preferire le turbine di tecnologia più collaudata. Tipicamente si configurano turbine a gas di 250÷270 MW, in impianti da circa 400 MW (configurazione "1+1") oppure da 800 MW complessivi (configurazione "2+1"), dove ha assunto una sempre maggiore rilevanza, considerate le mutate condizioni del mercato dell'energia elettrica, la possibilità di rispondere alle richieste di carico variabile in tempi brevi (flessibilizzazione).

I cicli combinati sono diffusi come impianti cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power) in svariati settori industriali, nonché negli impianti civili di teleriscaldamento. Nel 2008 i cicli combinati coprivano circa l'80% della totale potenza efficiente netta installata degli impianti cogenerativi [1]; tale dato è confermato anche dalle statistiche relative ad impianti che hanno richiesto la qualifica CAR nel 2013, dove il dato si attesta all'84,8% [2]. Nel ciclo combinato cogenerativo, il GVR può essere corredato con un post-combustore, mentre la turbina a vapore può essere a spillamento o a controspensione.

La taglia tipica del ciclo combinato nel settore industriale non supera i 50 MW, con turbina a gas aeroderivativa e configurazione 1+1. Potenze installate maggiori si trovano nei grossi stabilimenti chimici o siderurgici. Negli impianti di teleriscaldamento dei grandi agglomerati urbani sono installati impianti cogenerativi anche da 400 MW o 800 MW.

L'applicazione di tecnologie Carbon and Capture Storage (CCS) ai cicli combinati, specialmente con cattura post combustione, è possibile ed è stata oggetto di studi per abbattere i costi, in particolare negli Stati Uniti, ma non trova ad oggi applicazioni note su scala industriale.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Un'indagine on-line [3] sugli impianti a gas installati nei principali paesi europei e adibiti a sola generazione di energia elettrica ha permesso di censire 6 gruppi a ciclo combinato in Germania, 9 in Francia, 55 nel Regno Unito e 58 in Spagna. Alcuni di queste unità sono probabilmente obsolete e forse dismesse.

In Germania si è rilevato un numero significativo di impianti a ciclo combinato cogenerativi anche con macchine di taglia medio-grande.

Non risulta essere in atto né proposto in Europa alcun progetto dimostrativo su scala di qualche significatività industriale relativamente a impianti a ciclo combinato con CCS [7].

Il progetto pilota più prossimo alla CCS post-combustione è stato realizzato a Mongstad, Norvegia, su un impianto con 2 turbine a gas da 12 MW ciascuna. La sperimentazione è partita a maggio 2012, ma il progetto di sperimentazione in scala reale è stato cancellato [8].

Nazionale

La potenza complessiva installata di impianti a ciclo combinato attualmente censibile in Italia ai fini di sola generazione di energia elettrica si aggira intorno a 29 GW con 56 gruppi [3-4].

Un certo numero di questi gruppi sono o verranno dismessi e smantellati da ENEL. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione di energia elettrica pari a 24584.6 MW, per la quasi totalità associata ad impianti di taglia superiore a 200 MW.

Nel 2008 gli impianti cogenerativi a ciclo combinato risultavano essere 145 con una potenza efficiente netta di circa 16 GW [1]. Da dati Terna [5], nel 2014 risultava disponibile una potenza netta di impianti in ciclo combinato per sola produzione combinata di energia elettrica e calore pari a 15394.1 MW.

Non esistono in Italia cicli combinati in esercizio commerciale equipaggiati per la cattura e sequestro della CO₂. Non risultano esserci in ambito nazionale iniziative di ricerca legate allo sviluppo di sistemi CCS per impianti a gas a ciclo combinato [6].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Gli impianti a ciclo combinato a gas naturale, eventualmente in configurazione CHP, sono una tecnologia di largo impiego in tutti i settori industriali, con maturità acquisita da parecchi anni e marginali possibilità di incremento di efficienza.

La tecnologia CCS applicata ai cicli combinati come cattura post-combustione si può qualificare almeno a livello TRL 7 [9].

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

I combustibili utilizzabili nei cicli combinati sono i seguenti:

- Gas naturale
- Syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie)
- Distillati (nafte, kerosene, gasolio, in particolare per turbine aeroderivative).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Impianti a ciclo combinato in configurazione CHP sono comunemente utilizzati in una molteplicità di settori industriali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da dati Terna [5], nel 2014 per produzione di energia termoelettrica in Italia sono stati consumati 20371 Mm³ di gas naturale (equivalenti a 16875 ktep), con un consumo specifico per la produzione di energia elettrica netta di 1592 kcal/kWh. Si ricava un rendimento netto equivalente del parco di generazione, essenzialmente cicli combinati, pari al 54%. Se si assume che un ciclo combinato a gas naturale con rendimento del 57% emette 356.5 kgCO₂/MWh netto [10], si ricava che le emissioni di CO₂ da impianti di generazione di energia elettrica a ciclo combinato si attestano su 40 Mt. Con analoghe assunzioni si possono stimare emissioni annue di NO_x pari a circa 1000 t e 310 t di SO₂ [10].

Emissioni CO₂/MWh

Con rendimento del 57%, DOE valuta emissioni di CO₂ di 356.5 kg/MWh netto [10].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La vita utile di impianti a ciclo combinato viene generalmente fatta pari a 20 anni [11]. Il rendimento di moderni cicli combinati in esercizio commerciale è valutabile attorno al 57% [10], ma quelli più avanzati possono anche superare il 60%.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel settore della generazione di energia elettrica gli impianti a ciclo combinato sono utilizzati da tutte le principali utilities di produzione. Gli impianti in configurazione CHP sono presenti in numerose municipalizzate anche per fornire servizi di teleriscaldamento e largamente impiegati nei diversi settori industriali.

Sviluppo della tecnologia

Nel 2015 Ansaldo Energia ha ottenuto un finanziamento per azioni di R&S del valore di 50 milioni di euro dalla BEI. Il finanziamento si estende per sette anni e consentirà alla società di sostenere i principali Progetti di R&S volti al perfezionamento delle tecnologie esistenti nei componenti per Turbine a Gas, Turbine a Vapore e Alternatori. Per le Turbine a gas i progetti sono destinati all'ampliamento della gamma dei combustibili utilizzabili e al consolidamento e allo sviluppo di tecnologie e soluzioni innovative nel campo dei materiali, dei processi speciali delle parti calde, della combustione, del contenimento delle emissioni e dello scambio termico [12].

ECCellenze in territorio nazionale

- **Ansaldo Energia:** effettua ricerche sui componenti per alternatori, turbine a vapore e turbine a gas, sulla flessibilizzazione dell'esercizio degli impianti e sul consolidamento e miglioramento delle strutture di produzione. Ha sviluppato un sistema di riduzione delle emissioni di NO_x basato sul bruciatore VeLoNOx proprietario, che limita le emissioni a meno di 30 mg / Nm³ per tutti i modelli di turbina a gas offerti dalla società
- **RSE:** flessibilizzazione dei cicli combinati, simulazione di processo e termomeccanica, studio di opzioni di retrofit e nuove manovre, test di fatica termomeccanica su materiali di turbina a vapore.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] E.Macchi, “Quale futuro per la cogenerazione industriale in Italia?”, Dip. di Energia - Politecnico di Milano, Quarta giornata sull'efficienza energetica nelle industrie, Fast, Milano, 24 Nov. 2009
- [2] GSE, “Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente”, Dicembre 2015
- [3] <http://globalenergyobservatory.org/> e siti delle utilities
- [4] Siti delle utilities operanti in Italia
- [5] “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014”, Terna, 2015
- [6] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [7] Global CCS Institute
- [8] D.Thimsen et alii, “Results from MEA testing at the CO₂ Technology Centre Mongstad. Part I: Post-Combustion CO₂ capture testing methodology”, Energy Procedia, Volume 63, 2014, Pages 5938–5958
- [9] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [10] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3”, DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015
- [11] RSE view-Energia elettrica, anatomia dei costi -Ed. Alkes-2014
- [12] Pubblicazione Ansaldo Energia “Power Generation News”, n. 2, ottobre 2015
http://www.ansaldoenergia.it/power_generation_news2_2015/files/assets/common/downloads/publication.pdf

DESCRIZIONE TECNICA

Il ciclo termodinamico di base di una turbina a gas è il ciclo Brayton (o Joule), che prevede una compressione adiabatica dell'aria (rapporti di compressione da 16:1 in turbine industriali, fino a 30:1 e oltre nelle aeroderivative [1]), un riscaldamento a pressione costante realizzato nella camera di combustione e l'espansione adiabatica dei gas combusti fino alla pressione atmosferica. Nella turbina a gas il rendimento è un parametro basilare, ma altrettanto lo è la capacità di produrre lavoro utile, che è influenzata dalla temperatura ambiente dell'aria aspirata.

I componenti principali di una turbina a gas sono il condotto di aspirazione aria con i filtri, il compressore, i bruciatori e la camera di combustione, la turbina e il condotto di espansione. Il compressore è in asse e viene trascinato dalla stessa turbina a gas assorbendo più del 50% della potenza meccanica generata [1]. Il collegamento con il generatore elettrico è costituito da un giunto rigido nelle macchine di maggior taglia (heavy duty) mentre con turbine di minore potenza, spesso aeroderivative, è interposto un riduttore. I gas esausti sono scaricati direttamente al camino, di altezza almeno intorno ai 30 m, se la turbina in ciclo semplice è utilizzata al solo scopo di generazione di energia elettrica. Nei diversi settori industriali in cui le turbine a gas in ciclo semplice trovano una non trascurabile diffusione, i gas di scarico a temperature comprese tra 450÷600 °C vengono utilizzati per la cogenerazione di energia termica per scopi di processo o di climatizzazione o, ancora, per piccole reti di teleriscaldamento.

Le turbine a gas hanno fatto la loro comparsa pionieristica fin dai primi anni del 1900, ma un deciso salto qualitativo nelle prestazioni è stato ottenuto con l'introduzione di nuovi materiali metallici nelle palettature fisse e mobili, con l'introduzione di barriere termiche ceramiche e di tecniche di raffreddamento delle palettature fisse e rotanti ad aria e più recentemente a vapore (a ciclo chiuso sulle sole parti fisse). Tali tecnologie, sempre più sofisticate, nell'insieme hanno permesso di raggiungere temperature di ingresso dei gas in turbina sempre più elevate. A questi, si possono aggiungere altri aspetti che interessano il ciclo termodinamico, quali la refrigerazione dell'aria aspirata dal compressore, il preriscaldamento dell'aria comburente a valle del compressore (rigenerazione), la ricombustione interstadio dei gas durante l'espansione in turbina.

Le turbine a gas dell'ultima generazione di classe H e J hanno temperature dei gas all'ingresso in turbina che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice; la potenza elettrica netta della sola turbina a gas può superare i 300 MW, con la turbina di maggior taglia che supera largamente i 400 MW [2].

Le unità turbogas destinate alla generazione di energia elettrica installate in Italia fino ai primi anni '90 avevano potenze nominali non superiori a 125 MW, temperature dei gas all'ingresso in turbina di circa 1100 °C e un rendimento intorno al 32%. Queste macchine operavano in ciclo semplice ed erano destinate alla sola copertura dei carichi di punta. Attualmente questi impianti sono stati quasi tutti dismessi o sono in via di dismissione.

Nel settore industriale dove la turbina a gas a recupero semplice opera a scopi cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power), il rendimento complessivo arriva al 70% circa [3]. In questo caso la potenza delle turbine a gas, spesso di tipo aeroderivativo (nella Figura 1 una turbina GE-LM6000), è solitamente contenuta entro i 50 MW.

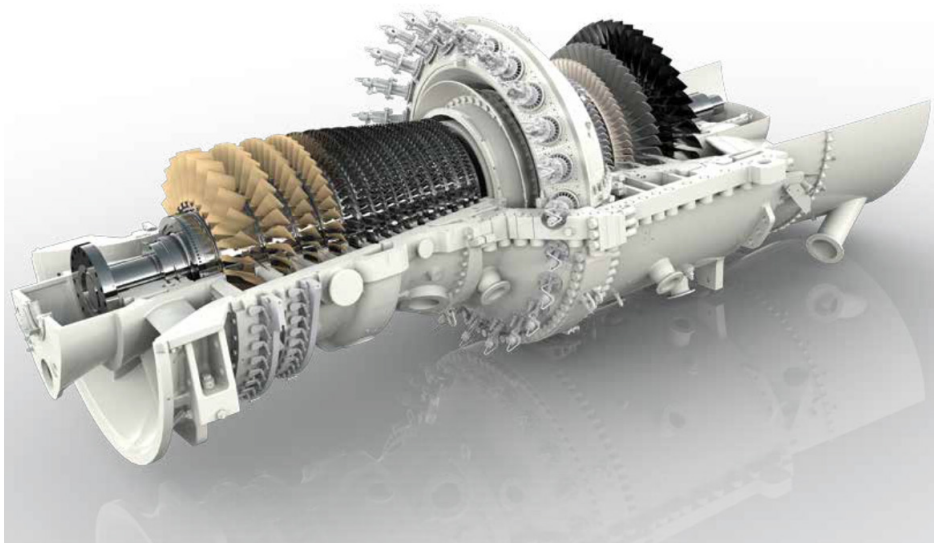


Figura 1 Turbina GE-LM6000

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Un tentativo di censimento on-line degli impianti con turbina a gas in ciclo semplice è stato condotto servendosi di pagine web relative a 4 Stati: Germania, Francia, Regno Unito e Spagna. [6] [7].

I risultati elencati in tabella sono con ogni evidenza parziali e non esaustivi (OCGT, Open Cycle Gas Turbine; CHP, Combined Heat and Power).

	OCGT		CHP	
	N°	MW	N°	MW
Germania	8	740	16	993
Francia	13	1265	5	222
UK	9	408	3	77
Spagna	1	150	2	41

Si ritiene che il censimento effettuato sia ancor più lacunoso per ciò che riguarda gli impianti dedicati alla cogenerazione, molti dei quali sono in esercizio presso industrie private. Gli impianti CHP censiti sono quasi tutti dedicati al teleriscaldamento di insediamenti urbani.

Pur nella loro incompletezza, i dati ottenuti testimoniano il limitato utilizzo alla data corrente delle turbine a gas in ciclo semplice.

Nazionale

Da dati TERNA relativi all'anno 2014 [4], si stima che la potenza efficiente netta di impianti con turbina a gas in ciclo semplice destinati a sola produzione di energia elettrica ammontava a 1433.2 MW, costituiti da 41 unità (sezioni) con potenza nominale fino a 25 MW, 7 unità oltre 50 MW e fino a 100 MW, 6 unità oltre 100 MW e fino a 200MW. La potenza efficiente netta di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore a turbina a gas viene considerata pari a 379.5 MW, distribuiti su 59 unità con potenza nominale fino a 25 MW, 3 unità oltre 25 MW e fino a 50 MW, 1 unità oltre 100 MW e fino a 200MW.

Da un rapporto GSE [5] relativo agli impianti cogenerativi ammessi all'incentivazione CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento), con dati riferiti all'anno 2013, si ricava che le unità CAR con turbina a gas in ciclo semplice erano 53, per una capacità di generazione complessiva di 340 MW.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Gli impianti con turbina a gas in ciclo semplice sono una tecnologia con maturità acquisita da parecchi anni e solo marginali possibilità di incremento di efficienza, in particolare sulle macchine di taglia medio-piccola che sono quelle più diffuse nell'industria per utilizzo in configurazione CHP.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Gas naturale
- Syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie)
- Distillati (nafte, kerosene, gasolio, in particolare per turbine aeroderivative)
- Carbone atomizzato in sospensione in gas [1]
- Semi-solidi atomizzati derivati da biomassa liquida da rifiuti [1].

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Impianti in ciclo semplice, più spesso in configurazione CHP, conoscono una certa diffusione in una molteplicità di settori industriali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Per 2 turbine GE LM2500 da 25 MW e GE LM6000PD da 40 MW con rendimenti LHV netti rispettivamente del 38% e 41%, sono riportati i seguenti valori [10]:

CO₂ : 528/489 [kg/MWh]
NO_x : 0.408÷0.227 [kg/MWh]

Le emissioni di ossidi di zolfo e particolato sono pressochè trascurabili.

Emissioni CO₂/MWh

Un valore indicativo di emissioni di CO₂ può essere assunto pari a 500÷600 kg/MWh [10].

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'applicazione di impianti di cattura della CO₂ emessa nei fumi di scarico dalle suddette categorie di impianti risulta del tutto improbabile allo stato dell'arte.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Valori tipici di rendimento netto LHV (Low Heating Value) per impianti con turbine a gas in ciclo semplice dedicate alla sola generazione di energia elettrica si possono individuare in un campo di valori dal 30% a poco più del 40% [2]. Vengono anche indicati valori più alti, ovvero dal 35% al 42% [11]. I maggiori valori di rendimento non sono necessariamente associati alle turbine heavy duty di media o grande taglia; valori elevati (41÷42%) sono riscontrabili in turbine aeroderivative di potenza non superiore a 40÷50 MW.

Vi sono fattori ambientali come temperatura, umidità e altezza che incidono in misura non trascurabile sul rendimento di una turbina a gas. L'utilizzo di combustibili liquidi comporta, a parità di macchina e di tecnologia, una perdita di 2÷3 punti percentuali di potenza e di 1÷2 punti percentuali di rendimento. Potenza e rendimento della turbina a gas degradano nel tempo per effetto di sporcamenti, usure di palette e aumento dei giochi nelle tenute interstadio. Le perdite di prestazioni nelle prime 24000 ore vengono stimate in valori del 2÷6% [2], solo parzialmente recuperabili con le manutenzioni.

La vita utile di impianti con turbina a gas viene convenzionalmente fatta pari a 20 anni [12]; in letteratura si trovano indicazioni di vita utile di 25 anni ([13][14]). In realtà la vita delle turbine a gas viene misurata in ore equivalenti di esercizio (EOH, Equivalent Operating Hours), che dipendono fortemente da numero ed entità dei transitori termici di avviamenti, arresti e variazioni di carico. Siemens [15] dichiara che le parti calde delle turbine a gas, le più sensibili a degrado e guasto, sono progettate per 100000 EOH, equivalenti a 12 anni di esercizio al carico di base o a 3000 avviamenti; con opportune ispezioni e manutenzioni tali valori possono essere raddoppiati fino a raggiungere i 30 anni di esercizio. In relazione alla disponibilità delle turbine a gas operanti in ciclo semplice, viene indicato in letteratura un valore non inferiore al 95% [10].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Stante la maturità della tecnologia, il concetto di payback tecnologico è scarsamente applicabile. La tecnologia è in continua evoluzione, anche se ormai prossima alla stabilità, e le innovazioni vengono continuamente sviluppate e introdotte sul mercato. Il payback di investimento è inaccettabile, nel mercato italiano, se riferito al mercato dell'energia, mentre potrebbe divenire interessante per i servizi ancillari, ma allo stato è di difficile valutazione in ragione del quadro regolatorio in evoluzione (introduzione del capacity payment, riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le turbine a gas sono complessi componenti di impianto ad alta velocità, operanti a temperature molto elevate e con tolleranze dimensionali strette. Sono soggette a una serie di problemi che includono scorrimento a caldo ("creep"), fatica, erosione e ossidazione, con potenziali danni da impatto delle parti mobili su quelle fisse. Il creep può portare a cedimenti strutturali, ma la maggiore preoccupazione è legata alle variazioni dimensionali che esso produce in componenti soggetti a frequenti e considerevoli variazioni di carico e temperatura. I fenomeni di fatica interessano in particolare le zone di concentrazione degli sforzi, come le radici delle pale della turbina [16].

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel settore della generazione di energia elettrica il numero e la potenzialità degli impianti con turbina a gas in ciclo semplice si sono progressivamente ridotti nel corso degli ultimi 15 anni. Impianti di taglia medio-piccola sono utilizzati nell'industria in configurazione CHP, talvolta a servizio di piccoli circuiti di cogenerazione/tele-riscaldamento.

Sviluppo della tecnologia

Ansaldo Energia ha recentemente ottenuto un finanziamento per azioni di ricerca e sviluppo del valore di 50 milioni di euro dalla BEI, per un periodo di sette anni, che consentirà di sostenere progetti volti al perfezionamento delle tecnologie esistenti nei componenti per Turbine a Gas, Turbine a Vapore e Alternatori. Per le Turbine a gas i progetti sono destinati all'ampliamento della gamma dei combustibili utilizzabili e al consolidamento e allo sviluppo di tecnologie e soluzioni innovative nel campo dei materiali, dei processi speciali delle parti calde, della combustione, del contenimento delle emissioni e dello scambio termico [19].

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Ansaldo Energia, Nuovo Pignone.

BEST PRACTICES

La turbina a gas di più elevata potenza oggi disponibile è la M701J di Mitsubishi, con le seguenti prestazioni in ciclo semplice: potenza 470 MWe, efficienza 41% LHV [17].

Il costruttore italiano Ansaldo Energia costruisce la turbina AE94.3° con una potenza in ciclo semplice di 310 MWe, efficienza del 39.8 % e interessanti prestazioni dinamiche: tempo di avviamento fino al massimo carico 25 minuti, minimo tecnico del 43% [18].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] "The Gas Turbine Handbook", DOE/NETL, 2006
- [2] Gas Turbine World, "2012 Performance Specs-28th Edition", January-February 2012, Volume 42 No.1
- [3] E.Macchi, "Quale futuro per la cogenerazione industriale in Italia?", Dip. di Energia - Politecnico di Milano, Quarta giornata sull'efficienza energetica nelle industrie, Fast, Milano, 24 Nov. 2009
- [4] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014", Terna, 2015
- [5] GSE, "Valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente", Dicembre 2015
- [6] <http://globalenergyobservatory.org/>
- [7] <http://www.industcards.com>
- [8] "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants", EIA-U.S. Energy Information Administration, April 2013
- [9] "Cost and Performance Data for Power Generation Technologies", Black & Veatch, Prepared for the National Renewable Energy Laboratory, February 2012
- [10] "Technology Characterization: Gas Turbines", Energy and Environmental Analysis (an ICF International Company), Prepared for: EPA - Environmental Protection Agency, December 2008
- [11] "Gas-Fired Power", IEA ETSAP, Technology Brief E02, April 2010
- [12] RSE view-Energia elettrica, anatomia dei costi -Ed. Alkes-2014
- [13] M.P.Boyce, "Gas Turbine Engineering Handbook", Elsevier, 23 nov 2011
- [14] <https://twugbcn.files.wordpress.com/2011/06/peaker-case-histories.pdf>
- [15] G.Lipiah et alii, "Lifetime Extension for SIEMENS Gas Turbines", Power-Gen Europe 2006, 30 May+1 June 2006, Cologne, Germany
- [16] <http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/77801>
- [17] https://www.mhi-global.com/products/detail/j_series_gas_turbine.html
- [18] Pubblicazione Ansaldo Energia "Power Generation News", n. 2, ottobre 2015

DESCRIZIONE TECNICA

Un impianto di generazione termoelettrico a carbone è basato sul ciclo Rankine. I principali componenti di una tipica centrale a polverino di carbone, sia essa di tipo tradizionale o USC, sono essenzialmente costituiti dal macchinario principale (caldaia, turbina e generatore elettrico) e dal macchinario ausiliario, tra cui il nastro di trasporto del carbone in pezzi dal deposito ai silos in prossimità della caldaia, i mulini per la polverizzazione del carbone, le pompe di acqua alimento del ciclo termodinamico, le pompe di circolazione dell'acqua di raffreddamento, i ventilatori dell'aria comburente e di estrazione fumi, il Ljungstroem di preriscaldamento dell'aria comburente e i motori diesel di emergenza. Sul percorso dei gas di scarico al camino si trovano poi i sistemi di ambientalizzazione costituiti dal denitrificatore (impianto DeNO_x), dai filtri di cattura delle polveri (filtri elettrostatici e/o a manica) e dal desolfatore (impianto DeSO_x). Vi sono poi i trasformatori elettrici e la sottostazione elettrica per la connessione in rete. Uno schema tipico di impianto è rappresentato nella Figura 1; nelle centrali a carbone italiane il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è condensato con prelievo di acqua di mare o di un corso d'acqua.

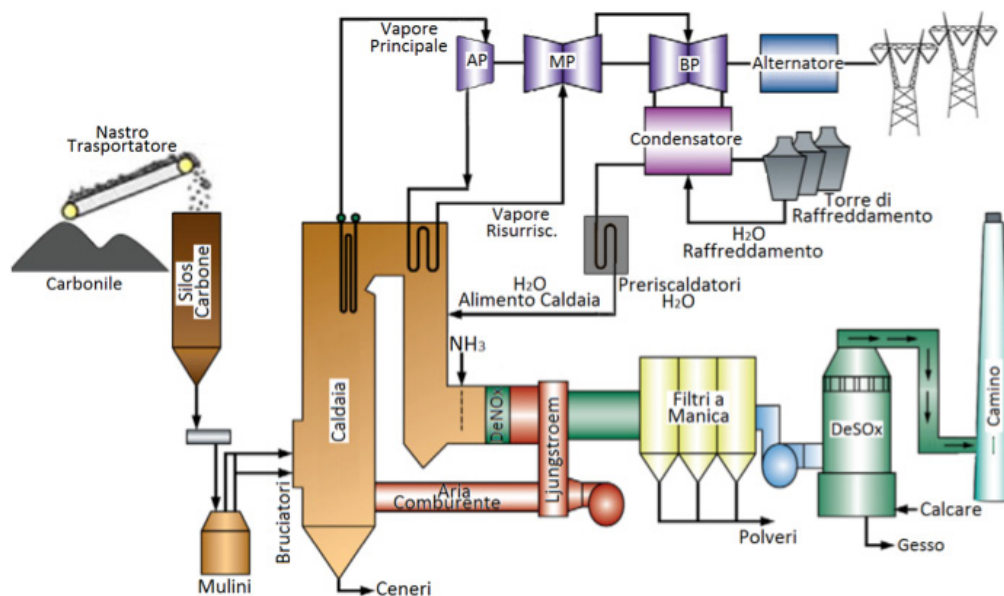


Figura 1 Schema di impianto USC a carbone

Le centrali a polverino di carbone in Italia sono generalmente site in riva al mare e richiedono importanti infrastrutture come il porto d'attracco e scarico delle navi carboniere, i nastri trasportatori del carbone dal porto al carbonile e dal carbonile ai silos in prossimità della caldaia, la ciminiera, le tramogge di raccolta e i condotti di evacuazione delle polveri nei fumi e delle ceneri in caldaia. Negli impianti moderni il carbonile e i nastri di trasporto del carbone, ceneri e polveri sono coperti e mantenuti in lieve depressione per evitare il rilascio all'atmosfera di polveri.

Per gli impianti più tradizionali (subcritici) la tecnologia è in larghissima parte consolidata ed eventuali miglioramenti di prestazioni e rendimento non possono che essere marginali. Lo stato dell'arte è invece costituito dagli impianti Super-Critici (SC) o Ultra-Super-Critici (USC). Lo schema di impianto è il medesimo di quello degli impianti subcritici, ma l'innalzamento della temperatura del vapore generato nella caldaia fino a 600÷620 °C e della pressione fino a 30÷32 MPa (300÷320 bar) consente di arrivare a valori di rendimento dell'ordine del 42÷46 % a regime, in funzione anche delle condizioni ambientali esterne.

Negli anni recenti sono stati sviluppati e hanno raggiunto un certo grado di maturità gli impianti di cattura e sequestro della CO₂ (CCS). La cattura pre-combustione della CO₂ richiede modifiche impiantistiche più sostanziali e viene realizzata su gruppi di generazione definiti come "oxyfuel". L'implementazione più comune prevede invece la cattura post-combustione dai fumi inviati alla ciminiera mediante ammine in soluzione acquosa. L'impianto di cattura post-combustione viene integrato a valle del desolfatore ed è solitamente dimensionato per una cattura del 90% della CO₂ prodotta in caldaia. Questi sistemi sono adatti per retro-fit di impianti già in esercizio e hanno trovato applicazioni dimostrative su impianti di generazione di energia elettrica a carbone di taglia commerciale. Un impianto progettato per la stessa potenza netta resa alla rete elettrica deve avere caldaia, turbina e generatore sovradimensionati rispetto ad un impianto di pari potenza netta privo di sistema CCS; il retro-fit su impianti esistenti comporta viceversa una perdita di potenza netta.

Sistemi di cattura post-combustione basati su altre tecnologie, come la cattura con ammine su supporto solido o adsorbimento, il calcium looping sono ancora limitati a sistemi dimostrativi in scala limitata.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, al di fuori dell'Italia, unità a carbone SC o USC risultano installate in 3 Paesi ([1], [2], [3]).

In Danimarca si contano 4 gruppi SC e uno USC, per una potenza installata totale di circa 2100 MW.

In Olanda si trovano 4 gruppi USC per una potenza complessiva di circa 3500 MW.

La Germania conta invece 4 unità SC e 12 unità USC.

8 gruppi sono a lignite ed altrettanti a carbone bituminoso.

La potenza complessiva installata è pari a circa 13850 MW.

In Polonia veniva dichiarata operativa nel 2017 la centrale di Koziencice Unit 11 della ENEA Wytwarzanie S.A. da 1075 MW. Una buona parte di queste unità è in parte utilizzata in configurazione CHP a scopo di teleriscaldamento e nessuno di questi impianti è dotato di impianti CCS.

Nazionale

In Italia l'unica centrale a polverino di carbone con 3 unità USC da 660 MW ciascuna è la centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A. Una prima unità è entrata in esercizio commerciale nel 2009; la centrale è pienamente operativa dalla fine del 2010. La centrale non è dotata di sistemi di CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti a carbone SC o USC, eventualmente in configurazione CHP, si può ritenere già largamente consolidata. Il suo impiego negli impianti di nuova realizzazione greenfield o anche brownfield è di fatto lo standard corrente.

Vi è tuttavia ancora spazio per significativi miglioramenti. Si lavora infatti per portare la pressione del vapore fino a 35 MPa e la temperatura fino a 700 °C. In questo modo ci si aspetta di poter arrivare a rendimenti del 50% o anche di qualche punto superiori.

Gli sforzi di ricerca e sperimentazione sono soprattutto focalizzati sulle caratteristiche dei materiali che devono sopportare le suddette condizioni.

Per quanto riguarda la tecnologia CCS applicata come cattura post-combustione, ve ne sono di diverso TRL come evidenziato nella Figura 2. L'assorbimento con MEA è la più matura da considerarsi a TRL 7 [4]. Non sono note tuttavia applicazioni della tecnica CCS a cicli USC.

Australia	• Kogan Creek, 2007, 750 MWe
Canada	• Genesee Unit 3, 2005, 450
China	• aigaoqiao, 2008, 2x1 000 MWe • Yuhuan, 2007-08, 4x1 000 MWe • Under construction, ~50 000 MWe • Planned by 2015 - >110 000 MWe
India	• Sipat, 2007-09, 3x660 MWe • Barh, 2009, 3x660 MWe • UltraMega Projects – 2012, 5x4 000 MWe plants; unit size 660 MWe or 800 MWe
United States	• 2008, 545 MWe, 890 MWe • Oak Grove, Texas, 2009, 800 MWe
Italy	• Torrevaldaliga Nord, 2010, 3x660 MWe • Planned by 2015, 3x660 MWe
Mexico	• Pacifico, 2010, 700 MWe
Netherlands	• Eemshaven, under construction, 2013, 2x800 MWe
South Africa	• 2011-15, 6x800 MWe
Russia	• Berezovskaya, 2011, 800 MWe • Novocherkasskaya, 2012, 330 MWe, CFB • Petrovskaya, 012-14, 3x800 MWe
Germany	• Niederaussem, 2003, 1 000 MWe, Lignite • Walsum, 2010, 750 MWe • Neurath, under construction, 2011, 2x1100 MWe, largest lignite-fired USC units • Hamm, Under construction, 2012, 2x800 MWe
Poland	• Lagisza, 2009, 460 MWe, CFB • Belchatow, 2010, 833 MWe
Korea	• Tangjin, 2006, 2x519 MWe • 2008-10, 5x500 MWe, 2x 870 MWe

Tabella 1 Impianti commissionati o in costruzione nel mondo (Fonte: IEA 2011)

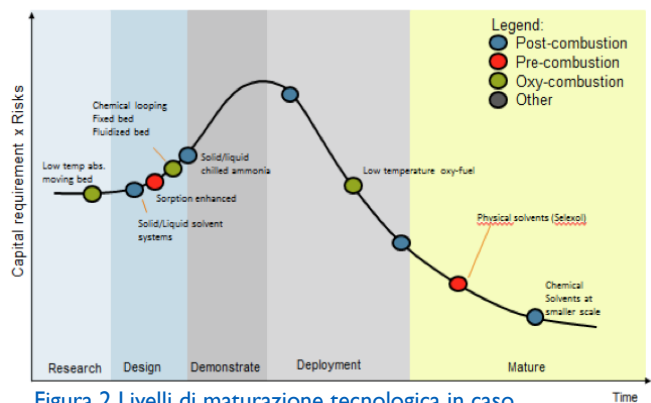


Figura 2 Livelli di maturazione tecnologica in caso di applicazione di tecnologia CCS

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia SC o USC si ritiene appropriata solo per impianti di generazione di energia elettrica, eventualmente in configurazione CHP a fini di teleriscaldamento. Tuttavia, potrebbe trovare ragionevolmente impiego in stabilimenti di grosse dimensioni dove si conducano lavorazioni energivore. La CCS viene applicata nel settore industriale dell'estrazione petrolifera, dove si sfrutta vantaggiosamente il pompaggio della CO₂ nei pozzi per facilitare l'estrazione di petrolio o gas, che contribuisce al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

A titolo di esempio, si elencano di seguito i dati di emissioni riportati nella dichiarazione ambientale relativa all'anno 2013 Nord della centrale di Torrevadaliaga:

SO ₂	: 1588 [t]	(0.1414 [kg/MWh])
NO _x	: 2866 [t]	(0.2553 [kg/MWh])
Polveri	: 65 [t]	(0.0058 [kg/MWh])
CO	: 1690 [t]	(0.1505 [kg/MWh])
CO ₂	: 9726013 [t]	(866.28 [kg/MWh])
NH ₃	: 20 [t]	(0.0018 [kg/MWh])

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [9] per unità USC indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 740÷800 kg/MWh; nell'esempio studiato in [10] si indica un valore di 774 kg/MWh Exhibit 3-42 Case B12A air emissions.

Per le tre unità USC di Torrevadaliaga Nord nel 2013 è stata registrata emissioni di CO₂ pari a 866.28 kg/MWh [8].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Considerando dati di letteratura [9] che indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh; sempre da [9] si ricava un dato medio di emissione di unità USC 770 kg/MWh. Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia USC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 130 kg/MWh. Con riferimento ai dati 2013 relativi al parco a carbone italiano riportati più sopra, la riduzione specifica di emissioni di CO₂ ottenibile con l'estensione della tecnologia USC dell'impianto di Torrevadaliaga Nord a tutto il parco italiano delle centrali a carbone è valutabile in 138.5 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Da dati Terna [6], si ricava che nel 2014 in Italia la potenza netta installata di impianti a vapore a condensazione con sola produzione di energia elettrica da combustibili solidi (essenzialmente carbone nazionale, estero e lignite) era pari a 8700.2 MW. La produzione netta di energia elettrica da tali impianti è stata pari a 39314.1 GWh nel 2014, con un consumo specifico medio di 2455 kcal/kWh [6]; nel 2013 [7], la produzione netta era pari a 40691.5 GWh, con un consumo specifico medio di 2475 kcal/kWh. Il rendimento netto equivalente dell'intero parco di generazione delle centrali a carbone nel 2013 risulta perciò pari al 34.74%. Dalla Dichiarazione Ambientale della centrale di Torrevadaliaga Nord da 1980 MW relativa ai dati 2013 [8], si ricava che l'energia netta venduta alla rete è stata pari a 11227.384 GWh con un consumo specifico medio di 2228 kcal/kWh, equivalente ad un rendimento netto dell'impianto pari al 38.6%; si osserva che tale dato è sensibilmente inferiore rispetto a quelli attesi da impianti USC. Dall'insieme dei dati appena illustrati si ricava che il rendimento del restante parco di generazione a carbone, escluso Torrevadaliaga Nord, è pari al 33.3%. I bassi valori di rendimento sono in parte ascrivibili al regime di funzionamento flessibile, con prolungate permanenze a basso carico e un certo numero di avviamenti, indotto dall'evoluzione del mercato elettrico. Con riferimento ad impianti già in esercizio commerciale e corredato dai sistemi di ambientalizzazione (DeNO_x, DeSO_x, cattura polveri) nei comuni limiti di norma, il rendimento netto (LHV) di unità a carbone SC viene indicato tipicamente in una fascia del 42÷43%, mentre per le unità USC si indicano valori fino al 45% [9], [10]. In prospettiva, si individua un rendimento anche superiore al 50% come obiettivo di sviluppo degli impianti USC. Gli effettivi rendimenti degli impianti dipendono ovviamente anche dalle condizioni ambientali. Nell'impianto USC di Nordjylland in Danimarca, che fruisce di condizioni ambientali particolarmente favorevoli, è stato registrato un rendimento (LHV) anche del

47%.L'eventuale integrazione di sistemi CCS post-combustione, con ammine in soluzione acquosa e obiettivo di abbattimento della CO₂ al 90%, comporta una perdita di rendimento valutabile nell'ordine di almeno 8.5 punti percentuali, ovvero ad esempio dal 42.5% al 34.0%. Il tempo di vita convenzionalmente accettato per gli impianti a carbone è pari a 35 anni.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- ENEL S.p.A. nel settore della generazione di energia elettrica.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le società più attive si possono elencare come Enel S.p.A., Ansaldo Caldaie, RSE S.p.A, ENEA, CNR, Centro Sviluppo Materiali S.p.A, Sotacarbo S.p.A., ITEA S.p.A., Magaldi S.p.A. [5].

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di installazione di cicli SC o USC a carbone è costituito dalla centrale di Torrevaldaliga Nord di proprietà di ENEL S.p.A., con 3 unità USC da 660 MW ciascuna.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] <http://globalenergyobservatory.org/>
- [2] IEA Clean Coal Centre
- [3] Power Plants Around the World
- [4] A.S.Bohwn, "Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies", EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014", Terna, 2015
- [7] "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2013", Terna, 2014
- [8] "Dichiarazione ambientale - aggiornamento 2014 - Impianto termoelettrico Torrevaldaliga Nord Civitavecchia (RM) - Anno di riferimento dati 2013", Enel S.p.A.
- [9] "Technology Roadmap High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation", IEA, 2012
- [10] "Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3", DOE/NETL-2015/1723, July 6, 2015

IMPIANTI IGCC A CARBONE CON CCS

P. Ammendola, F. Miccio - CNR
G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Sebbene la gassificazione del carbone sia stata sviluppata e provata con processi alternativi su scala industriale da lungo tempo, la tecnologia IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) è stata introdotta solo in tempi più recenti negli impianti di generazione dell'energia elettrica. I primi impianti su scala commerciale sono stati avviati nei primi anni '90 e ad oggi il numero di impianti in esercizio in centrali elettriche a livello mondiale è ancora limitato. Il principale vantaggio del processo IGCC è l'elevata efficienza di conversione energetica, anche superiore a 50%, grazie alla implementazione della gassificazione ad alta pressione e ciclo combinato di conversione energetica.

L'impianto IGCC è generalmente indicato come una tecnologia idonea alla cattura pre-combustione della CO₂ perché è possibile convertire cataliticamente il CO a CO₂ prima della camera di combustione e operare uno stadio di separazione del diossido di carbonio. La trasformazione del carbone avviene ad alta temperatura (800÷1800 °C) in ambiente riducente, più spesso con solo O₂ prodotto da un impianto ASU (Air Separation Unit), mentre sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria. La reazione avviene all'interno di un reattore pressurizzato che costituisce il gassificatore. Da qui si ottiene il syngas, una miscela di CO e H₂ e altri gas in quantità marginali. Il gas prodotto contiene i solfuri H₂S e, in piccola quantità, COS; quest'ultimo viene convertito in CO₂ e forma ulteriore H₂S; questi gas vengono separati in appositi impianti dopo il raffreddamento del syngas. Il syngas ripulito e contenente essenzialmente H₂ e CO viene inviato come combustibile nella turbina a gas che con il Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e la turbina a vapore costituisce la cosiddetta isola di potenza, ovvero il ciclo combinato dell'impianto IGCC. Oltre ai macchinari appena richiamati, un impianto IGCC è caratterizzato dai mulini del carbone, pompe o ventilatori per l'alimentazione della miscela acqua-carbone ("slurry") o del polverino al gassificatore e da una considerevole batteria di scambiatori di calore.

Un schema di impianto IGCC è riprodotto nella Figura 1 (250 MWe IGCC, Tampa Electric Polk Power [1]).

Dove l'impianto sia configurato per la cattura della CO₂, a valle del gassificatore il syngas passa anche nel reattore di shift (WGS, Water Gas Shift) in cui con immissione di vapore il CO viene convertito in CO₂ e il syngas si arricchisce di H₂; la CO₂ viene poi separata dal syngas, costituito a questo punto essenzialmente da H₂.

Un significativo vantaggio degli impianti IGCC è costituito dalla versatilità della tecnologia, che si presta alla produzione di un mix di prodotti finali in cui sono inclusi energia elettrica, calore, idrogeno, combustibili liquidi, prodotti chimici. Gli impianti IGCC possono accettare come combustibili anche il carbone ad alto contenuto di zolfo, le biomasse o una loro miscela.

L'accoppiamento di una unità IGCC con altre unità di processo tipiche dell'industria chimica rende possibile la produzione di una vasta gamma di prodotti anche di alto valore aggiunto (Figura 2).

Il principale svantaggio risiede nella necessità di dotare l'impianto con un ASU. Sviluppi recenti prevedono l'impiego diretto di aria ma ciò impatta con la possibilità di separazione agevole della CO₂.

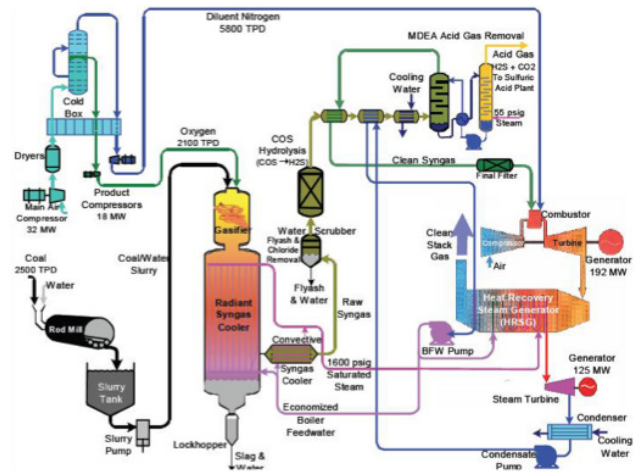


Figura 1 Uno schema di impianto IGCC

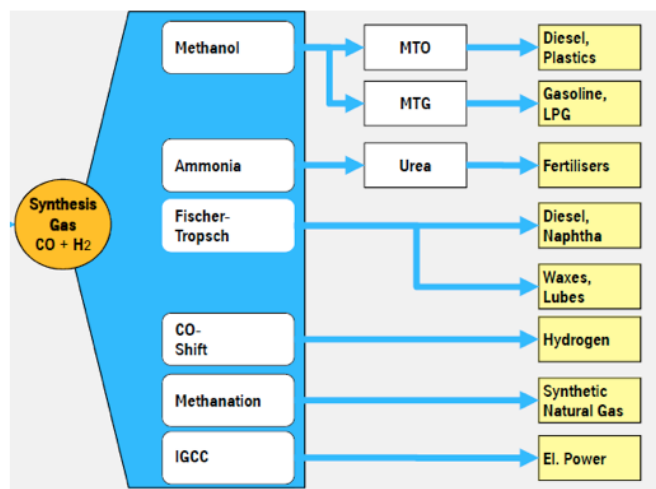


Figura 2 Diagramma dei processi/stadi di trasformazione del syngas in prodotti chimici

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, le unità a carbone IGCC di taglia commerciale comunemente censite, costruite ed esercite come impianti dimostrativi di generazione di energia elettrica, sono due [2].

Impianto	Sito	Nazione	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
Demkolec	Buggenum	NL	1994	253	1	Shell	Carb., Biom
Puertollano	Repsol ref.	ESP	1998	310	1	Prenflo	carbone

L'impianto di Nuon Buggenum è stato chiuso nel 2013. Un terzo impianto IGCC di generazione di energia elettrica europeo è quello di Vresova nella Repubblica Ceca, alimentato a lignite e con potenza netta di 400 MW [3]. Vi sono poi 3 progetti di impianti IGCC di taglia commerciale con CCS integrata (Caledonia-The Clean Energy Project-UK- 570MW, Don Valley CCS Project-UK-650MW, RWE Hurth-Germany-450MW) che si trovano ad un diverso stadio di avanzamento, attualmente interrotti o cancellati a causa di problemi finanziari o regolatori in merito al sequestro della CO₂ [3].

Nazionale

In Italia non vi sono impianti IGCC a carbone dedicati alla generazione di energia elettrica ed eserciti dalle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale. Sono tuttavia in esercizio presso altrettante raffinerie i 3 impianti IGCC di taglia commerciale elencati in tabella, nei quali il combustibile utilizzato è il TAR di raffineria [2]. Un quarto impianto (API Energia – Falconara) è stato recentemente convertito a ciclo combinato a gas naturale.

Impianto	Sito	Avv.	MW	Gass.	Tipo	Comb.
APIEnergia	API Ref.	1999	244	2	Texaco	TAR
ISAB Energy	ERG Ref. Priolo	2000	521	2	Texaco	TAR, olii
Sarlux	Saras Ref.	2000	452	3	Texaco	TAR, Bitume
AGIP	Sannazzaro	2006	250	2	Shell	TAR

Nessuno dei 3 impianti IGCC in esercizio è dotato di sistemi CCS.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti IGCC è in alcuni casi impiegata in connessione con sistemi CCS nel settore dell'estrazione petrolifera, al fine di ottenere grandi quantità di CO₂ da impiegare per la cosiddetta "Enhanced Oil Recovery" (EOR). Nel settore della produzione di energia elettrica sono in esercizio poche unità di taglia commerciale, anche a livello mondiale, installate come impianti dimostrativi. La tecnologia CCS applicata come cattura pre-combustione si può quantificare almeno al livello TRL 7 [4].

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Olio combustibile (combustibile secondario)
- Biomasse (co-combustibile)
- TAR di raffineria
- Petcoke.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia IGCC trova particolare applicazione nell'industria petrolifera. Nelle raffinerie offre la possibilità di utilizzare come combustibile il TAR di raffineria altrimenti di problematico smaltimento. Nel settore estrattivo di petrolio e gas, nel caso l'impianto IGCC sia integrato con sistemi CCS, è possibile utilizzare la CO₂ catturata per l'immissione e confinamento nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo al processo indicato come EOR (Enhanced Oil Recovery).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il potenziale di sviluppo della tecnologia è elevato in ambito nazionale per le competenze scientifiche, ingegneristiche, tecnologiche e realizzative posseduti dagli attori privati (ENEL, Ansaldo, Magaldi) e pubblici (ENEA, RSE, CNR, Università).

Si ritiene che a causa dell'impatto ambientale di grosse centrali e della diffidenza dell'opinione pubblica rispetto all'uso di carbone non ci siano reali possibilità di implementazione della tecnologia nel territorio nazionale, se non come soluzione di upgrade e potenziamento di installazione pre-esistenti a carbone o olio combustibile.

Il panorama energetico nazionale è ulteriormente turbato dalla volatilità del prezzo del petrolio che rende oltremodo incerti gli studi di fattibilità tecnico economica per investimenti ad elevato capitale, quali quelli richiesti per IGCC.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [04] e valori di rendimento netto (LHV) compresi tra il 40,4% e il 43,7%, si ricavano i seguenti valori di emissione:

CO ₂	: 723±782	[kg/MWh]
SO ₂	: 0.005±0.046	[kg/MWh]
NO _x	: 0.217±0.235	[kg/MWh]
Polveri	: 0.026±0.028	[kg/MWh]
Hg	: 1.59E-6±1.64E-6	[kg/MWh]

La possibilità di ottenere buoni prestazioni ambientali è da attribuire allo stadio di gassificazione, che consente il pre-trattamento di volumi di gas sensibilmente ridotti rispetto ai fumi di combustione, con evidenti vantaggi per l'economia dell'impianto. La soluzione doppio stadio permetterebbe una più agevole separazione della CO₂ configurando un processo "zero emission".

Emissioni CO₂/MWh

Dati di letteratura [6] per unità IGCC da 625 MW indicano valori di emissioni di CO₂ nella fascia 723±782 kg/MWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Dati di letteratura [8] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di CO₂ ≥880 kg/MWh, si può quindi assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Da [6] si ricava un dato medio di emissione di unità IGCC di 755 kg/MWh.

Un valore indicativo di emissioni evitate adottando la tecnologia IGCC rispetto a quella tradizionale sarebbe dunque stimabile in 145 kg/MWh.

I sistemi CCS post-combustione possono essere dimensionati per diversi livelli di cattura della CO₂. Solitamente viene indicata una cattura della CO₂ al 90%.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La durata degli impianti è quella tipica delle grandi installazioni industriali (maggiore di 20 anni) se si opera un'attenta gestione, manutenzione e ammodernamento periodico delle apparecchiature.

Da simulazioni numeriche condotte da DOE/NETL su tre impianti IGCC destinati alla produzione di energia elettrica di potenza netta prossima a 625 MW [6], i valori di rendimento netto (LHV) sono compresi tra il 40,4% e il 43,7%.

L'inserimento di sistemi CCS, con cattura al 90% della CO₂, comporta una perdita da 6,4 a 11 punti percentuali di rendimento. Il valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) viene valutato attorno a 0.80. In [1] si riportano dati registrati su 7 impianti di taglia compresa tra 250 e 400 MW in esercizio commerciale. I valori di rendimento netto (LHV) documentati sono compresi tra il 40% e il 50,5%; quest'ultimo è relativo all'impianto IGCC da 400 MW di Vresova nella Repubblica Ceca. La disponibilità registrata su 5 impianti di generazione IGCC che hanno sperimentato l'esercizio commerciale è documentata e discussa in [7], da cui si ricava che valori reali di disponibilità contenuti tra il 50% e l'80% vengono ottenuti solo a distanza di 3÷4 anni dall'avviamento.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

La redditività e convenienza economica dell'investimento è fortemente collegata a fattori di natura politica, sociale e di economia di larga scala. Il prezzo del carbone e del petrolio giocano un ruolo determinante.

Nell'attuale fase di stasi dell'economia italiana e di volatilità del prezzo del petrolio non è verosimile concepire la realizzazione di nuove centrali IGCC con cattura di CO₂, anche per l'elevata presenza di generazione rinnovabile.

E' solo ipotizzabile l'upgrade di impianti già operativi.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche tecniche degli impianti IGCC si individuano nella possibilità di sporcamento degli scambiatori di calore, nella movimentazione ed evacuazione di residui viscosi, nella complessità dell'impianto e della sua conduzione, nella ridotta flessibilità che li rende più adatti al carico di base, nella ridotta disponibilità sin qui sperimentata specialmente nei primi anni di esercizio [2]. A pari potenza con impianti USC a carbone, con i quali condividono analoghi valori di rendimento, gli impianti IGCC richiedono costi di investimento più elevati almeno del 20% circa [6] [7]. Per questo gli impianti IGCC a carbone esistenti a livello globale godono o hanno goduto di qualche forma di finanziamento pubblico. L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi regolatori per il sequestro della CO₂. Nella realtà italiana è inoltre ampiamente diffuso un sentimento di diffidenza e avversione nei confronti del carbone, anche per assenza di significative risorse interne.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

La ricerca e lo sviluppo industriale su IGCC può consentire di acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents che potrebbero avere impatto positivo sul PIL e sull'occupazione. Si ritiene che aziende italiane operanti nel settore dell'industria di processo possano essere favorevolmente coinvolte nella realizzazione di impianti IGCC. Anche il settore legato alla realizzazione di apparecchiature per la cattura e utilizzo di CO₂ potrebbe avere uno sviluppo in termini di fatturato, soprattutto in relazione ad obblighi imposti dalla autorità sulle emissioni di carbonio in atmosfera.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Valgono le stesse considerazioni riportate per l'ambito nazionale. Acquisire metodologie, conoscenze applicative e patents su IGCC e CCS consentirebbe di incrementare l'export italiano nel settore dell'industria di processo.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia IGCC è applicabile solo per la produzione su larga scala (>200 MWel) di energia elettrica e pertanto trova ricaduta solo indiretta nel settore industriale e dei trasporti.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende della raffinazione petrolifera (ENI, Saras, API, ERG). E' inoltre possibile ipotizzare il re-vamping di impianti tradizionali a polverino di carbone operanti in Italia per la produzione e immissione in rete di energia elettrica (es. ENEL).

Sviluppo della tecnologia

Foster Wheeler può essere considerato uno dei maggiori gruppi di progettazione e fornitura di impianti IGCC a livello internazionale e pertanto coinvolge numerose aziende italiane ad essa collegate. Si citano anche le eccellenze nel settore dell'impiantistica (Ansaldo) e movimentazione/trattamento ceneri (Magaldi S.p.A.).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

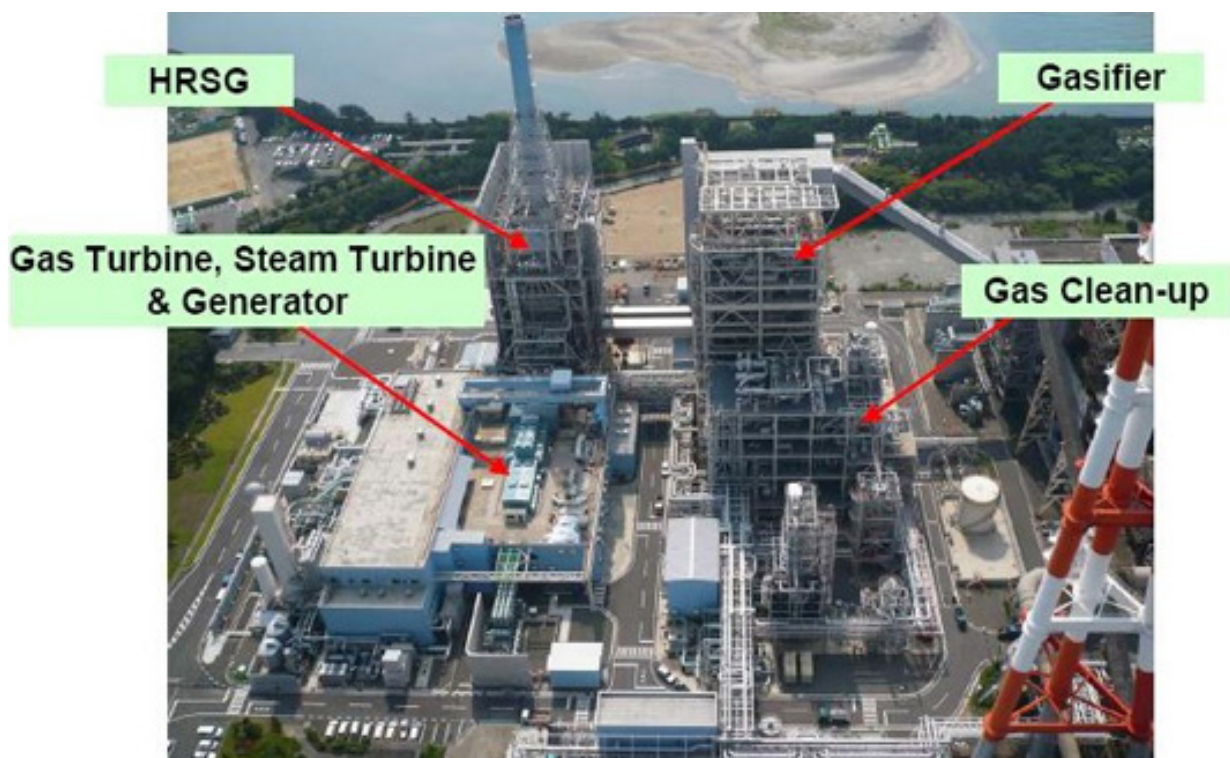
Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Le società attive sulla tematica degli impianti IGCC si possono individuare in Enel S.p.A., ENEA, Sotacarbo S.p.A., e diverse università e centri di ricerca. L'attività principale consiste nella modellazione numerica di alternative di lay-out impianto e di processo e nella verifica sperimentale di soluzioni tecnologiche innovative per alcuni componenti dell'impianto (es. stadio di separazione delle ceneri fuse).

Si sottolinea anche il ruolo in ambito nazionale svolto da centri di ricerca sulla cattura della CO₂ a monte dello stadio di combustione. Il progetto MiSE "Carbone Pulito" (<http://www.ricercadisistema.cnr.it/>) ha recentemente finanziato numerosi gruppi di ricerca focalizzati sulla gassificazione di carbone e cattura/separazione di CO₂.

■ BEST PRACTICES

Non esistono in Italia impianti commerciali IGCC. Sono invece presenti studi e sviluppi sperimentali, anche con partecipazione a progetti internazionali, di Università e centri di ricerca nazionali (es. ENEA, Sotacarbo, CNR).



Vista dell' impianto IGCC Nakoso (Giappone) (Fonte: Mitsubishi Heavy Industries, Ltd)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] “IGCC State-of-the-art report”, EU-FP7, Low Emission Gas Turbine Technology for Hydrogen rich Syngas, H₂-IGCC, Sub Project 4, WP1-System Analysis, Dep.t of Mech. & Structural Eng. & Material Science, University of Stavanger, Norway, April 2010
- [2] G.Cau, V.Tola “Modellazione e valutazione di processi di conversione termica del carbone basati su tecnologie USC e IGCC con trattamenti di purificazione degli effluenti gassosi e con rimozione della CO₂”, Università degli Studi di Cagliari – Dip. di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali, Report RdS/2012/207, Settembre 2012
- [3] <http://www.netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/project-examples>
- [4] A.S.Bohwn, “Status and analysis of next generation post-combustion CO₂ capture technologies”, EPRI, Energy Procedia 63 (2014) 542 – 549
- [5] S.Mills, “Prospects for coal and clean coal technologies in Italy”, IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [6] “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1b: Bituminous Coal (IGCC) to Electricity Revision 2b – Year Dollar Update”, DOE/NETL-2015/1727, July 31, 2015
- [7] I.Barnes, “Recent operating experience and improvement of commercial IGCC”, CCC/222 ISBN 978-92-9029-542-6, August 2013, IEA Clean Coal Centre
- [8] “Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations”, IEA, 2012

IMPIANTI OXYFUEL A CARBONE CON CCS

P. Annemondola, O. Senneca - CNR

P. Deiana - ENEA

G. A. Zanetta - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

L'applicazione su larga scala del processo di ossi-combustione venne ipotizzata nei primi anni '80 come mezzo per ottenere sufficienti volumi di CO_2 per il recupero degli idrocarburi (EOR, Enhanced Oil Recovery). Invece che in aria, la combustione viene condotta in una miscela di ossigeno di purezza prossima al 95% e di fumi riciclati in una proporzione che meglio riproduca le proprietà dell'aria comburente [1]. I fumi di ricircolo servono per ridurre la temperatura di fiamma che si avrebbe con solo ossigeno e per garantire una portata di gas sufficiente a realizzare gli scambi di calore nei passaggi convettivi della caldaia. I gas caldi effluenti, oltre che dagli inquinanti che sono poi rimossi dai consueti sistemi di ambientalizzazione, sono costituiti essenzialmente da CO_2 e vapore. Raffreddando i fumi e condensando il vapore, di cui si recupera il calore latente, la CO_2 può essere separata ad un elevato livello di purezza, con percentuali di cattura molto superiori rispetto a quelle ottenibili con i sistemi di cattura post-combustione o negli impianti IGCC. Gli impianti oxyfuel sono quindi intrinsecamente votati alla cattura e sequestro della CO_2 (CCS, Carbon Capture and Storage). Il ridotto volume di fumi consente anche una più facile rimozione delle sostanze inquinanti e inoltre, poiché la combustione avviene senza l' N_2 dell'aria, la produzione di NO_x è notevolmente contenuta e ulteriormente ridotta nel ricircolo in caldaia.

Uno schema di principio di un impianto oxyfuel è riprodotto nella Figura 1[2].

Rispetto ad una normale centrale a carbone, convenzionale o USC, un impianto oxyfuel integra l'impianto per il riciclo dei gas combusti, un'unità di separazione dell'aria (ASU, Air Separation Unit) per la produzione di O_2 e un'unità di depurazione e compressione (CPU, Compression and Purification Unit) per la rimozione delle impurità rimanenti nella CO_2 e la sua compressione per il sequestro. La tecnologia oxyfuel si presta soprattutto al retrofit di unità già funzionanti in aria.

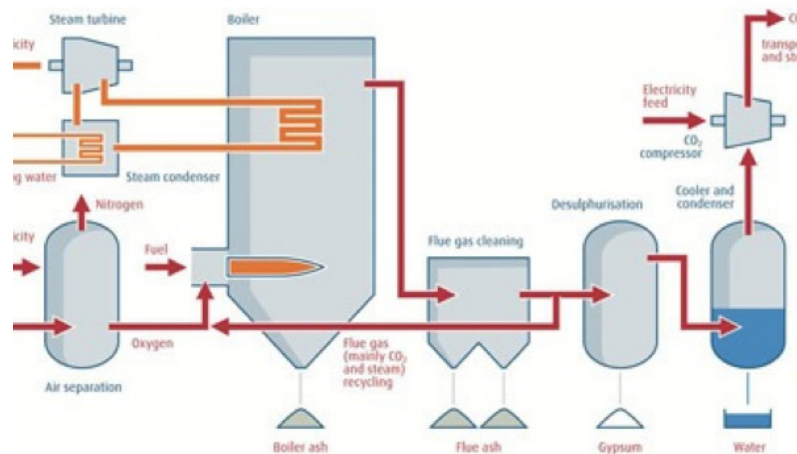


Figura 1 Schema di un impianto oxyfuel

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia degli impianti oxyfuel, intrinsecamente legata alla CCS, può qualificarsi a livello TRL 7.

Risultano ancora aperti diversi interrogativi in quanto la sostituzione dell'azoto presente nell'aria con CO_2 e H_2O modifica il processo di combustione generando instabilità di fiamma.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Carbone bituminoso
- Lignite
- Pet-coke
- Biomasse.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, la tecnologia oxyfuel è stata sperimentata su tre impianti pilota di taglia non superiore a 40 MWth.

L'impianto da 30 MWth di Schwarze Pumpe della Vattenfall, costruito da Alstom, è entrato in funzione nel 2009 e ha concluso l'esercizio nel 2014, dopo che Vattenfall ha abbandonato le ricerche sul tema CCS. L'impianto ha superato le 13800 ore di esercizio in modalità oxyfuel [1].

Un secondo impianto pilota europeo è quello denominato esCO₂-Ciuden, sito presso Compostilla nel nord della Spagna [1]. Si tratta di un impianto con caldaia a letto fluido che può funzionare anche in aria. La caldaia brucia miscele di antracite, pet-coke e biomasse ovvero anche carbone sub-bituminoso. Nella modalità oxyfuel si raggiunge una potenzialità di 30 MWth. L'impianto ha iniziato l'esercizio nel 2009 ed è stato chiuso nel 2012.

Un terzo impianto pilota oxyfuel europeo è quello di Lacq in Francia, con potenza di 35 MW, che ha completato la sperimentazione nel 2013. Questo impianto funzionava con caldaia a gas naturale [6].

Alcuni progetti relativi alla costruzione di impianti oxyfuel a carbone dimostrativi di taglia commerciale non sono arrivati alla fase realizzativa e sono stati abbandonati o sospesi [1].

Era previsto da parte di Vattenfall lo scale-up dell'impianto di Schwarze Pumpe con il costruendo impianto di Jämschalde da 250 MW lordi.

L'esperienza dell'impianto di Compostilla doveva essere trasferita su un impianto supercritico da 345 MW lordi di progettazione Fosterwheeler.

Un terzo progetto dimostrativo denominato White Rose prevedeva la costruzione di un impianto con caldaia USC e potenza lorda di circa 426 MW. L'installazione nella centrale di Drax nel North Yorkshire (UK) era prevista a partire dal 2016 con operatività nel 2020. Tuttavia nel settembre 2015 la proprietà della centrale ha annunciato il suo ritiro dal progetto, lasciando la disponibilità dell'area e delle infrastrutture; nel novembre 2015 il governo inglese ha annunciato il ritiro di un finanziamento di 1 b£. Pertanto attualmente il futuro del progetto è incerto [6].

Negli Stati Uniti (Università dello Utah) e in Germania (Finanziamento della German Research Foundation SFB/TRR 129 Oxyflame) sono invece in corso corposi progetti di ricerca sulla ossicombustione del carbone.

Nazionale

In Italia non vi sono impianti oxyfuel a carbone di taglia commerciale ma neanche dimostrativi.

Un recente compendio delle attività di ricerca di ricerca sulla tecnologia oxyfuel in corso o pregresse è discusso in [3].

Una prima sperimentazione è stata condotta nell'impianto di prova da 3 MWth di Enel S.p.A. a Livorno [4].

ITEA ha invece sperimentato sull'impianto pilota ISOTHERM da 5 MWth a Gioia del Colle, in collaborazione con Enel S.p.A., un nuovo concetto di ossi-combustione "senza fiamma" in ambiente pressurizzato. E' stato studiato per Sotacarbo uno scale-up a 50 MWth del sistema, da installare al Sulcis; il progetto è attualmente in stand by ma sono in corso ulteriori valutazioni e analisi costi/benefici. E' stato condotto uno studio di fattibilità da parte di Enel S.p.A. in collaborazione con il MIT americano per l'applicazione della tecnologia ad impianti di scala commerciale fino da 350 MWe [5].

L'applicazione di membrane per la separazione dell'O₂ nell'impianto ASU è stato uno degli obiettivi di ricerca del progetto DEMOYS sviluppato del 7° Programma Quadro UE. Il progetto (2010-14) ha coinvolto RSE (coordinatore), l'Università degli Studi di Genova, il Politecnico di Milano, Rezia Energia Italia e Foster Wheeler Italiana.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia oxyfuel su larga scala è più specificamente dedicata alla generazione di energia elettrica. Come per altre tecnologie di cattura della CO₂ applicabili su impianti di grossa taglia potrebbe essere di ausilio nel settore petrolifero, dove in effetti era nato il concetto di oxyfuel ipotizzandone l'impiego per produrre e catturare CO₂ da immettere nei pozzi per migliorare la capacità estrattiva di petrolio o gas, contribuendo così al processo EOR (Enhanced Oil Recovery). Su scala più ridotta, il processo di ossi-combustione risulta utilizzato per il miglioramento della produttività e la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di NO_x nei settori industriali di vetro, alluminio, cemento, acciaio e incenerimento dei rifiuti [9].

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

DOE/NETL ha condotto alcune simulazioni numeriche su tre alternative di impianto oxyfuel di produzione di energia elettrica, tutti di potenza netta pari a 550 MW, alimentati da carbone bituminoso e dotati di desolfatore con efficacia al 98% e sistema di abbattimento polveri del 99.8% [10]; il contenimento degli NO_x è anche affidato al ricircolo dei gas effluenti. Sono stati considerati un impianto Super-Critico (SC) e un impianto USC, entrambi con impianto ASU criogenico; il terzo è lo stesso impianto SC con ASU che utilizza membrane a trasporto ionico (ITM).

Nello studio l'emissione in atmosfera di CO₂ dalle due unità con ASU criogenica è considerata trascurabile e quindi uguale a 0; per l'unità con ASU a tecnologia ITM l'emissione di CO₂ è calcolata pari a 0.085 kg/MWh ed è dovuta al riscaldatore

a gas naturale richiesto per il sistema ITM. Anche le altre emissioni (SO_2 , NO_x , polveri e Hg) sono considerate praticamente trascurabili o nulle, a causa dell'abbattimento realizzato nell'impianto di purificazione della CO_2 e anche perché quelle residue verrebbero sequestrate con la CO_2 .

La sostanziale riduzione delle emissioni è stata sperimentata anche nei tre impianti pilota di Schwarze Pumpe, Callide e Ciuden [1].

Emissioni CO_2 /MWh

In linea con quanto riportato in letteratura, si evidenzia come le emissioni in atmosfera di CO_2 degli impianti oxyfuel siano trascurabili. Valori marginali di emissione si hanno negli impianti che dovessero impiegare la tecnologia ITM per l'ottenimento dell' O_2 .

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Dati di letteratura [11] indicano per impianti sub-critici valori di emissione di $\text{CO}_2 \geq 880$ kg/MWh, per cui si può assumere conservativamente un valore di 900 kg/MWh. Poiché le emissioni di CO_2 da impianti oxyfuel sono considerate trascurabili, un valore indicativo di emissioni evitate adottando tale tecnologia può essere riconducibile allo stesso valore di 900 kg/MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento è strettamente legato alla natura dell'impianto considerato. Valori per le tre tipologie più comuni di impianto oxyfuel riferiti al potere calorifico superiore (HHV) o inferiore (LHV) del carbone Illinois 6 utilizzato come combustibile sono [10]:

Impianto SC (ASU criogenica): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

Impianto USC (ASU criogenica): HHV = 33,0% LHV = 34,6%

Impianto SC (ASU a tecnologia ITM): HHV = 29,3% LHV = 30,7%

La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti a polverino di carbone con combustione in aria è pari a 10,1 punti percentuali per l'impianto SC e a 11,6 punti percentuali per la configurazione USC.

Nello studio DOE si assume in tutti i casi un valore di disponibilità tecnica (Capacity factor) pari a 0.85 e la vita utile degli impianti viene indicata come non inferiore a 30 anni.

Studi condotti su impianti oxyfuel di taglia commerciale (da 168 a 1100MW) hanno dimostrato come il rendimento sia influenzato dalla potenza lorda [1]. I valori di rendimento netto LHV documentati variano nel range 33,3÷38,3%, con un massimo del 44% calcolato da Air Liquide. La perdita di rendimento rispetto ai corrispettivi impianti in aria viene indicata in valori dal 7% al 12,7%.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le principali problematiche associate agli impianti di generazione oxyfuel [9] sono legate all'unità di separazione dell'aria (ASU) e all'unità di depurazione della CO_2 (CPU). Recentemente, sono stati compiuti progressi significativi nello sviluppo di una CPU efficace per il trattamento dei gas di scarico, per cui la CPU non solo agisce come una unità di purificazione di CO_2 ma anche come unità di controllo delle emissioni. Potenzialmente una centrale oxyfuel potrebbe eliminare apparecchiature come il desolfatore (FGD) e il DeNO_x , nonché dispositivi di controllo del Hg, come iniezione di carboni attivi. Allo stato attuale, la tecnologia oxyfuel non offre la flessibilità di un impianto standard a carbone. L'ossi-combustione non consente la cattura parziale della CO_2 . Pertanto un impianto oxyfuel necessita di un chiaro quadro regolatorio a lungo termine, che garantisca la possibilità di sequestro della CO_2 per tutta la vita dell'impianto. Per gli stessi motivi, la disponibilità di un impianto oxyfuel è legata anche a quella del sistema di sequestro. L'unità ASU è responsabile per quasi due terzi della perdita di efficienza ed è anche una voce rilevante nei costi di capitale. Il costo di produzione dell' O_2 deve essere migliorato sia energeticamente che economicamente per rendere la tecnologia Oxy-fuel concorrenziale. Tecnologie innovative basate su membrane non sono ancora in grado di produrre in modo affidabile e competitivo le grandi quantità di O_2 necessarie per un impianto oxyfuel di scala commerciale, anche se le valutazioni energetiche effettuate mostrano un potenziale risparmio del 30% circa dell'energia necessaria per la separazione [12]. Altre aree che necessitano di miglioramenti sono costituite dalla minimizzazione dei rientri d'aria, che porta ad un aumento dei costi per il funzionamento della CPU, e lo sviluppo di nuovi materiali ad alta temperatura per consentire di operare con più elevate concentrazioni di O_2 , riducendo il fabbisogno energetico per il riciclo dei gas combustibili.

L'integrazione di sistemi CCS pone inoltre problemi legali/regolatori per il sequestro della CO_2 .

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Lo sviluppo della tecnologia potrebbe generare delle ricadute per l'industria italiana in termini di valore aggiunto date dalla possibilità di esportare la tecnologia oltre i confini nazionali.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Potenziali utilizzatori della tecnologia possono essere individuati nelle utilities elettriche operanti sul territorio nazionale e per le quali parte della produzione di energia elettrica prevede il carbone come fonte primaria.

Sviluppo della tecnologia

Le società attive nello sviluppo della tecnologia sono:

- Enel S.p.A.
- ITEA S.p.A.
- Sotacarbo S.p.A.
- IFRF (International Flame Research Foundation), con sede a Livorno www.ifrf.net.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Un recente compendio delle attività di ricerca svolte in Italia sul tema del carbone pulito si trova in [5].

Oltre alle già citate Enel S.p.A., ITEA S.p.A., Sotacarbo S.p.A e IFRF, ENEA, CNR e diverse università studiano materiali e processi legati all'oxyfuel.

BEST PRACTICES

L'unico esempio italiano di impianto pilota oxyfuel è quello del progetto ISOTHERM di ITEA da 5 MWth a Gioia del Colle che tuttavia si contraddistingue dagli altri impianti esistenti per una propria tecnica originale.

A livello europeo sono censiti i 2 progetti pilota di Schwarze Pumpe e Compostilla e il progetto dimostrativo White Rose, attualmente in stand-by. Vi è poi il progetto di Lacq in Francia, dove però la caldaia è a gas [7].

A livello extra-europeo sono elencati come progetti pilota [7] l'impianto da 30 MW di Callide in Australia, che ha terminato la sperimentazione nel 2015, e l'impianto da 50 MW di NET Power in Texas (USA), con gas naturale come combustibile, il cui avviamento è previsto nel 2017.

Oltre al progetto inglese di White Rose, tra gli impianti dimostrativi sono pianificati [8] il progetto cinese di Daqing, con caldaia a carbone da 350 MW, e quello del centro di ricerca Korea CCS R&D Center, con caldaia oxyfuel a carbone da 500 MW.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] T.Lockwood, "Developments in oxyfuel combustion of coal", IEA Clean Coal Centre, CCC/240, ISBN: 978-92-9029-561-7, August 2014
- [2] http://www.the-linde-group.com/en/clean_technology/clean_technology_portfolio/carbon_capture_storage/oxyfuel_technology/index.html
- [3] S.Mills, "Prospects for coal and clean coal technologies in Italy", IEA Clean Coal Centre, June 2015
- [4] G.Benelli, "From clean coal power plants to the zero emissions power plants: 10 years of experiences of ENEL", Presentation to Institute of Materials, Minerals and Mining, London, UK, 26 pp, 7 Nov 2013
- [5] G.Benelli et alii, "Oxy-coal combustion pressurized technology: Status and developments. ENEL-ITEA collaboration", IFRF-TOTeM 41, Warsaw, Poland, 10-11 June 2014
- [6] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/white_rose.html
- [7] http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_pilots.html
- [8] https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html
- [9] <http://cornerstonemag.net/overview-of-oxy-fuel-combustion-technology-for-co2-capture/>
- [10] "Pulverized Coal Oxycombustion Power Plants - Volume 1: Bituminous Coal to Electricity Revision 2", Final Report, DOE/NETL-2007/1291, August 2008
- [11] "Technology Roadmap - High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generations", IEA, 2012
- [12] P. Savoldelli - Valutazione tecnico-economica relativa all'impiego di membrane per separazione di ossigeno in cicli IGCC e oxyfuel. Rapporto di Ricerca di Sistema, RSE (ex- CESI Ricerca) prot. 08000984, 2008

CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE (CCUS)

F. Barzagli, M. Peruzzini, A. Sanson - CNR
P. Deiana - ENEA

DESCRIZIONE TECNICA

CCS (Carbon Capture and Storage) è il termine generale per indicare un insieme di tecnologie e tecniche che consentono la riduzione delle emissioni in atmosfera di CO₂ provenienti da grandi sorgenti stazionarie, come ad esempio centrali elettriche alimentate a combustibili fossili, per mezzo della sua cattura e il successivo stoccaggio, solitamente in una formazione geologica sotterranea [1][2]. Questa tecnica permette l'uso di combustibili fossili con emissioni di CO₂ significativamente più basse. Per questo motivo CCS può essere visto come un'opzione di mitigazione importante nella transizione globale verso un'economia sostenibile low-carbon, sia nel settore della produzione di energia che nell'industria [3][4]. La "catena" CCS si compone di tre fasi: cattura, trasporto e stoccaggio. Ogni stadio del CCS è tecnicamente disponibile e utilizzato in differenti settori commerciali da anni [2][5]. Tuttavia l'applicazione congiunta di queste tecnologie a sorgenti di emissione di CO₂ è ancora troppo penalizzante in termini energetici ed economici, limitandone quindi l'applicazione su vasta scala [2]. Ad oggi diverse tecnologie, con diversi gradi di maturità, sono in competizione per essere la soluzione a più basso costo per ogni fase all'interno della catena CCS, così da rendere l'intero processo applicabile su vasta scala.

Le tecnologie CCS sono presenti nel Blue Map Scenario 2050 realizzato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), dove sono riportati i possibili contributi delle diverse strategie di mitigazione per contenere il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C in più rispetto alla temperatura media del periodo preindustriale (Figura 1) [6].

Come evidenziato dalla Technology Roadmap on CCS della AIE, CCS dovrebbe contribuire per il quasi 20% alla riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, andando a catturarne fino a 10 Gt all'anno (stima per il 2050). Il numero di impianti dovrà quindi passare dai 15 odierni a circa 100 nel 2020 fino a quasi 3500 nel 2050 [7].

Recentemente, un'alternativa correlata a CCS, ovvero il Carbon Capture and Utilization (CCU), ha iniziato a attirare l'attenzione mondiale perché in grado di trasformare le emissioni di CO₂ di scarico in prodotti di valore. CCU combina la cattura di CO₂ col suo riutilizzo sia come fluido tecnologico che come reagente per la produzione di sostanze chimiche, plastiche o combustibili. Il vantaggio principale di questa tecnologia è quello di ottenere alla fine un prodotto di valore commerciale in grado di bilanciare i costi necessari per la cattura di CO₂ [8].

L'applicazione più rilevante per la produzione di combustibili e chemicals è certamente la sintesi dei combustibili direttamente utilizzabili, come la produzione di metano mediante riduzione della CO₂ con H₂ prodotto dall'acqua mediante elettrolisi alimentata da fonte rinnovabile o da esuberanti energetici della rete. Altri combustibili significativi sono il metanolo e il dimetil-etero (DME). Sempre nell'ambito della produzione di combustibili gassosi riveste particolare interesse la produzione di Substitute Natural Gas (SNG) da CO e CO₂ contenuti nel syngas proveniente dalla gassificazione di carbone e/o biomasse, mediante un processo catalitico di idrogenazione degli stessi. La produzione di SNG da carbone presenta il vantaggio di ottenere un gas immediatamente collocabile sul mercato della distribuzione verso gli usi finali, senza richiedere ulteriori sezioni di raffinazione, con particolare ricaduta di un impiego massiccio di carboni di basso rango, di scarso valore commerciale.

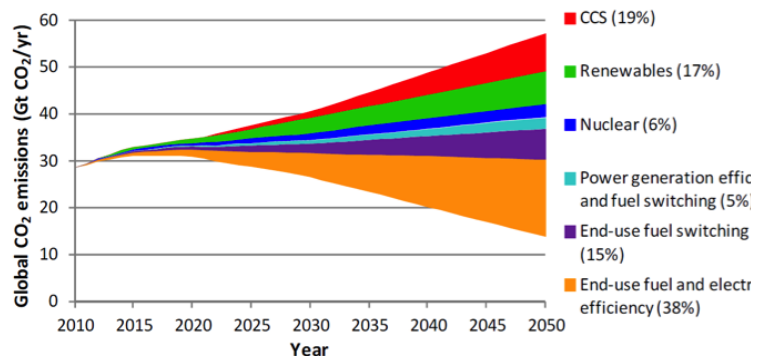


Figura 1 Contributo delle tecnologie alla riduzione di CO₂ nello scenario Blue Map

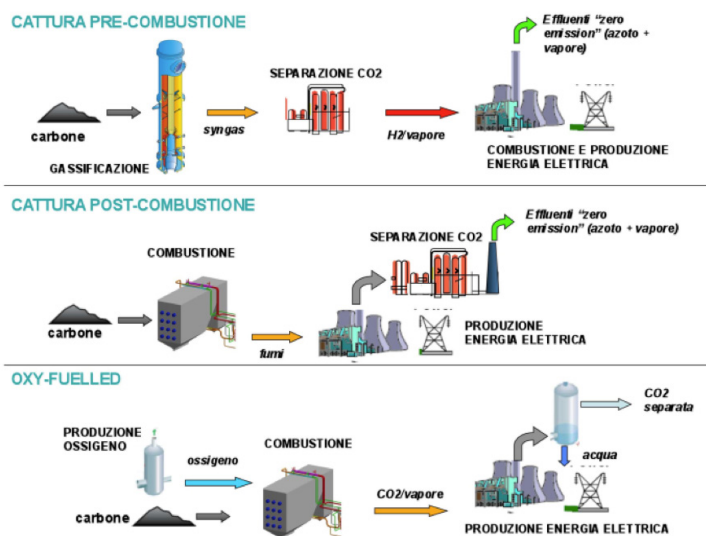


Figura 2 Tecnologie per la cattura di CO₂

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

A livello mondiale (dati relativi al 2015) gli impianti *large-scale* di cattura e stoccaggio di CO₂ sono [9]:

- 15 impianti (2 europei) in funzione, cattura complessiva 28 Mt/anno
- 7 (0 europei) che diventeranno operativi entro il 2017, cattura stimata complessiva 12 Mt/anno
- 11 progetti (4 europei) in via di definizione che diventeranno operativi presumibilmente entro il 2025, cattura stimata complessiva 15 Mt/anno.

A questi si devono aggiungere numerosi impianti pilota e dimostrativi sparsi nel mondo, per una cattura di CO₂ totale di 0,1 Mt/anno [9].

Vi sono inoltre 12 progetti in fase di studio preliminare, che porteranno il numero di impianti *large-scale* ad un totale di 45, per una capacità di cattura di circa 80 Mt/anno[9].

Nazionale

Al momento non sono presenti in Italia impianti *large-scale* di cattura e stoccaggio di CO₂.

Entro il 2015 sarebbe dovuto diventare operativo l'impianto di cattura e stoccaggio di Porto Tolle (Enel, Aker Clean Carbon). Il progetto, che sarebbe stato finanziato anche nell'ambito dell'EEPR (European Energy Programme for Recovery), riguardava la tecnologia di cattura mediante post-combustione verificata su una centrale a co-combustione da 250 MW, con cattura di CO₂ da 1 Mt/anno e stoccaggio off-shore. La realizzazione dell'impianto è stata interrotta nel 2013 su richiesta del promotore a causa di problemi legati alle autorizzazioni e alla mancanza di prospettive in merito al completamento della struttura finanziaria del progetto [10][11].

Anche il progetto CCS Sulcis che prevedeva la realizzazione e messa in opera di una centrale elettrica da 450 MW strettamente integrata con le miniere di carbone del Sulcis è al momento in stand by mentre proseguono le attività di caratterizzazione del sito di stoccaggio [12].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia è già matura, e la presenza di impianti *large-scale* già funzionanti lo testimonia. TRL 8-9

Le esperienze maturate in questi primi impianti serviranno per migliorare e rendere energeticamente più sostenibili le future installazioni.

Ci sono molti studi e attività di ricerca mirate a sviluppare nuove e più efficienti tecniche di cattura di CO₂ con risultati preliminari promettenti, ma con la necessità di passare da una sperimentazione su impianti pilota. Ciò riguarda anche lo sviluppo di tecnologie CCU di cattura e utilizzo integrati di CO₂.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Essendo una tecnologia per ridurre le emissioni di CO₂ da grandi sorgenti stazionarie, è strettamente correlata alle centrali elettriche alimentate a combustibile fossile, ma anche geotermoelettriche.

Un'altra opzione allo studio è l'applicazione della CCS agli impianti alimentati a biomassa che potrebbe portare alla riduzione netta del contenuto di CO₂ nell'atmosfera (con addirittura emissioni negative), anche se tipicamente gli impianti a biomassa hanno taglie contenute (25-50 MW contro i 500-1000 MW degli impianti a carbone). Perciò il costo specifico della cattura della CO₂ per kW in questi impianti risulterebbe praticamente raddoppiato.

Altra possibile applicazione, che vanta oramai più di vent'anni di esperienza, è legata all'upgrading del gas naturale a bocca di pozzo, ove le concentrazioni di CO₂ vengono abbattute con la cattura operata sul raw gas e la CO₂ risultante viene utilizzata come cushion-gas per applicazioni di Enhanced Gas Recovery [22].

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre all'applicazione a centrali elettriche alimentate a combustibili fossili e centrali geotermoelettriche, la tecnologia CCS può essere applicata ad ogni sorgente di emissioni stazionaria, quindi ad esempio acciaierie, fonderie, cementifici e industrie per la produzione di sostanze chimiche e/o combustibili come SNG, metanolo e DME.

In maniera dipendente dalla taglia dell'impianto in esame, e quindi dalla quantità di CO₂ emesso e catturabile, è possibile abbinare processi di utilizzo di CO₂ per ottenere sostanze chimiche, plastiche, combustibili (CCU) o, se la posizione geografica lo consente, utilizzare CO₂ per favorire l'estrazione di petrolio (Enhanced Oil Recovery - EOR) o metano (Enhanced Coal-Bed Methane Recovery - ECBM) [8].

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

È una tecnologia applicabile alle centrali elettriche già esistenti (attraverso retrofitting) oppure integrabile in eventuali realizzazioni future di centrali capture ready. Considerando le risorse nazionali, è di particolare interesse per applicazioni a centrali elettriche a carbone, a gas naturale e centrali geotermoelettriche.

Particolare attenzione deve essere rivolta all'individuazione dei siti di stoccaggio, siano essi sotterranei o marini.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto dipende fortemente da vari fattori: dalla fonte emissiva, dalla tecnica scelta (pre-combustione, post-combustione, oxyfuel), dalla tecnologia utilizzata per la cattura di CO₂.

La stessa tecnologia, usata con combustibili differenti, provoca emissioni diverse e conseguentemente anche un impatto ambientale differente. In generale si può affermare che la tecnologia convenzionale, che prevede la cattura con soluzioni acquose di etanolamina (MEA), comporta il rilascio in atmosfera e in acqua di prodotti di degradazione termica e ossidativa di MEA, e quindi un incremento dell'impatto tossicologico sull'uomo e l'ambiente.

Altri impatti derivano dal tipo di combustibile usato, che in alcuni casi può rilasciare in aria e acqua metalli pesanti.

Il trasporto e lo stoccaggio comportano generalmente un impatto inferiore [17].

L'impatto ambientale delle tecnologie CCS è tuttora in fase di studio.

Emissioni CO₂/MWh

La produzione di energia da fonti fossili è la più importante fonte di emissione di CO₂. Si evidenzia, a titolo di riferimento, che i moderni impianti a carbone con efficienza pari a 43-44% su base PCI emettono 740-760 kg CO₂/MWh (fino a 6 MtCO₂ all'anno per 1000 MW), con una concentrazione in volume pari a 13-14% di CO₂ nei fumi. I cicli combinati a gas naturale con efficienza 55-56% su base PCI emettono 370-380 kg CO₂/MWh, con una concentrazione in volume di 3-4% di CO₂ nei fumi.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate dipendono dal tipo di impianto CCS che viene realizzato e dal tipo di sorgente stazionaria a cui viene applicato.

Quando tali tecnologie sono applicate a centrali elettriche a combustibile fossile, considerando che il target di cattura è del 90% di CO₂ emesso, si possono ipotizzare almeno [19]:

- 850 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a carbone
- 600 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a olio combustibile
- 360 kgCO₂/MWh evitati per centrali alimentate a gas naturale.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'utilizzo di tecnologie CCS può ridurre le emissioni di CO₂ dagli impianti di potenza del 90%, con una riduzione di efficienza energetica pari a circa 8-12 punti percentuali [18]. Secondo la IEA, la CCS applicata alla generazione elettrica e alla produzione industriale può contribuire per circa il 20% alla riduzione delle emissioni globali entro il 2050 [7]. Poiché gli impianti di generazione elettrica hanno una vita abbastanza lunga (30-50 anni), una rapida espansione delle tecnologie CCS implica nel breve periodo l'esecuzione di retrofitting su impianti esistenti, opzione in genere più costosa rispetto al costruire da zero un impianto equipaggiato con CCS. Una soluzione nel breve-medio termine potrebbe essere la costruzione di impianti "capture ready", ossia già predisposti per l'inserimento di sistemi di cattura [18].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Data la varietà di tecnologie e possibilità applicative, i costi connessi alla realizzazione e al mantenimento di impianti CCS possono essere molto differenti fra loro e devono essere valutati per ogni singolo caso.

A titolo esemplificativo, si possono riportare i costi di realizzazione di due impianti CCS correlati alla produzione di energia, ovvero il Boundary Dam, operativo dal 2014, e il progetto italiano di Porto Tolle, non realizzato.

- Boundary Dam: il costo totale del progetto è stato di 1,3 miliardi di dollari. Di questi, 800 milioni utilizzati per realizzare il processo CCS, gli altri 500 milioni per il retrofit alla centrale già esistente. Sulla base di questa prima realizzazione, SaskPower

ritiene che sarà possibile ridurre i costi del 20-30% per la prossima unità CCS. Il Boundary Dam project ha ricevuto 240 milioni di dollari dal governo federale, più altri finanziamenti dal governo provinciale. Oltre che dall'elettricità generata, le entrate provengono dalla vendita di CO₂, acido solforico, e fly ashes [11].

- Porto Tolle: il costo totale del progetto era stato stimato di 2,5 miliardi di euro. ENEL avrebbe dovuto ricevere un totale di circa 400 milioni di euro da parte dell'UE per la realizzazione del progetto. Il progetto Porto Tolle, che faceva parte dell'European CCS Demonstration Project Network, era stato inoltre premiato col finanziamento di 100 milioni di euro dalla comunità europea tramite l'European Energy Program for Recovery (EEPR) [10] [11].

Ad oggi sono in corso numerosi studi per stabilire quale incidenza economica possano avere questi tipi di impianti.

Raccogliendo oltre 100 contributi e con 2 anni di lavoro la European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, più nota come ZEP, ha pubblicato nel 2011 un rapporto estensivo per la valutazione dei costi della cattura, dello stoccaggio e del trasporto della CO₂ [20].

Nella sostanza il rapporto sostiene che la CCS potrà dal 2020 competere sui costi con le altre tecnologie di generazione elettrica a basse emissioni di carbonio. Questo sarà possibile basandosi sui dati ottenuti e validati dagli impianti ad oggi in opera e con l'introduzione di tecnologie di seconda e terza generazione [20].

Molti casi di studio sono riportati anche nel Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation realizzato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) [21].

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le maggiori barriere allo sviluppo e alla diffusione delle tecnologie CCS sono rappresentate principalmente dal costo dei progetti dimostrativi (dell'ordine delle centinaia di milioni di euro per impianto), dai costi di gestione, dalla necessità che lo stoccaggio sia permanente e sicuro [2][18]. La ricerca in tale settore, e i risultati derivanti dai primi impianti large scale, concorreranno per rendere queste tecnologie più accessibili e più facilmente implementabili a fonti di emissione di CO₂ stazionarie. Altri ostacoli sono relativi alla mancanza di politiche governative volte alla regolamentazione e all'incentivazione di tali sistemi. L'applicazione di permessi, licenze, diritti è necessaria per favorire gli investimenti privati e l'accettabilità da parte dell'opinione pubblica. I meccanismi di mitigazione delle emissioni come l'emission trading dovrebbero quindi includere l'opzione della CCS [18].

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Anche l'Italia partecipa da protagonista agli sforzi internazionali in atto per far sì che la CCS diventi una realtà che sia economicamente percorribile, preservando l'ambiente e la salute.

Le attività di ricerca svolte dai vari enti sopra citati sono all'avanguardia e in linea con quelle realizzate a livello internazionale. È necessario procedere in ambito dimostrativo tramite la realizzazione di piloti e veri e propri impianti *large scale*. Il sopra citato progetto del Sulcis può rappresentare un interessante occasione per sviluppare la tecnologia.

■ POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

CCS riguarda la cattura di CO₂ da grandi sorgenti stazionarie.

È in grado di impattare il sistema industriale andando a catturare CO₂ da industrie che emettono in grandi quantità e in maniera continuativa. L'applicazione della tecnologia CCS ad un determinato impianto ne comporta la diminuzione del 90% delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore energetico: cattura di CO₂ correlata a produzione di energia elettrica da combustibili fossili o fluidi geotermici
 - Settore industriale: cattura di CO₂ correlata a attività industriale di produzione di materie plastiche, composti chimici, acciaierie, cementifici.
- Gli stessi settori sono coinvolti anche nella possibile applicazione di tecnologie CCU.

Sviluppo della tecnologia

- ENEL
- ENI
- ENEA
- CNR
- Sotacarbo
- Polo Tecnologico del Sulcis
- ITEA (ossicombustione).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Oltre alle varie attività di ricerca svolte dagli Enti di Ricerca e dalle Università, una iniziativa significativa di tipo sperimentale-dimostrativo è stata intrapresa da ENEL ed ENI.

ENEL ed ENI hanno sottoscritto nel 2008 un Accordo strategico di collaborazione per lo sviluppo di tecnologie per la cattura, il trasporto e il sequestro geologico di CO₂ e per accelerare lo sviluppo della CCS. Gli obiettivi della collaborazione sono [15]:

- la costruzione del primo progetto pilota integrato in Italia, in grado di unire il progetto pilota di ENEL per la cattura post-combustione di CO₂ a Brindisi e il progetto pilota ENI di iniezione in un giacimento esausto di gas a Cortemaggiore e Besenzone (Piacenza)
- la realizzazione di uno studio dettagliato di fattibilità per la costruzione di un impianto dimostrativo integrato su larga scala relativo alla centrale di Porto Tolle
- la valutazione congiunta del potenziale di stoccaggio della CO₂ in Italia.

ENEA ha firmato nel 2014 un'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Autonoma della Sardegna e Sotacarbo (SpA controllata con quote paritetiche del 50% da ENEA e Regione Sardegna) per la costituzione di un centro di eccellenza sull'energia pulita in Sardegna (Polo Tecnologico del Sulcis). L'intesa prevede lo stanziamento di 30 milioni di euro per un programma decennale di attività di ricerca nell'ambito del polo tecnologico del Sulcis, dove operano Sotacarbo ed ENEA. Gli interventi previsti riguardano quattro linee di attività: tecnologie per l'uso sostenibile di combustibili fossili (di cui l'area del Sulcis è storicamente zona di estrazione), efficienza energetica nell'edilizia, sviluppo delle fonti rinnovabili con sistemi di accumulo e valorizzazione energetica dei rifiuti e degli scarti della chimica verde [16].

ENEA è coinvolta nello sviluppo su scala significativa di un processo di cattura multi-ciclica della CO₂ a emissioni zero, basato sulla de-carbonizzazione del combustibile fossile (solido o gassoso), con cattura della CO₂, produzione di idrogeno e sua combustione in una turbina a gas per la produzione di energia elettrica, tramite l'esercizio della Piattaforma multipurpose ZECOMIX (Zero Emission of CarbOn with MIXed technologies)[23].

ENEA effettua ricerche sulle tecnologie CCU, in particolare, selezione dei catalizzatori dei sorbenti, individuazione delle condizioni di massima resa di conversione ecc., anche attraverso l'esercizio di piccoli impianti dimostrativi (Impianto FENICE e GESSYCA) volti allo studio dell'integrazione delle tecnologie di cattura della CO₂ con fonti energetiche rinnovabili [23].

BEST PRACTICES

A livello internazionale l'esempio più significativo dell'applicazione delle tecnologie CCS è rappresentato da "Integrated Carbon Capture and Storage Project at SaskPower's Boundary Dam Power Station", ovvero il primo (e finora unico) impianto di cattura e stoccaggio di CO₂ operativo su scala commerciale collegato direttamente ad una centrale elettrica, quella a carbone di Estevan, Saskatchewan, Canada, al Boundary Dam Power Station. Operativo dall'ottobre 2014 [9][13]. Impianto da 139 MW gross. (110 MW net) cattura di circa 1 MtCO₂/anno. Tecnologia retrofit post-combustione [11].

Nel 2015 sono diventati operativi due nuovi progetti: Quest in Canada, cattura fino a 1 milione di tonnellate di CO₂/anno dalla produzione di idrogeno al Scotford Oil Sand Upgrader per iniettarlo in un deposito acquifero salino a 2 km; mentre in Arabia del Sud, il progetto Uthmaniyah è pianificato che dovrebbe catturare circa 800000 t/anno dall'impianto di recupero del gas naturale di Hawiyah da utilizzarsi per l'EOR (Enhanced Oil Recovery) dell'impianto di Ghawar.

Esistono poi alcuni esempi di impianti che utilizzano tecnologie CCS su scala commerciale connessi a attività industriali. Fra questi, da segnalare lo Sleipner project operativo nel Mare del Nord, al largo delle coste occidentali della Norvegia dal 1996 [22]. L'impianto, di proprietà di Statoil, consente di purificare il gas naturale, estratto dal giacimento di Sleipner, dal CO₂ presente (fino al 9%) con tecnologia basata su ammine, in grado di catturare fino a 0,9 Mt all'anno. CO₂ viene poi iniettato in un giacimento esausto. È stato il primo impianto CCS commerciale al mondo, operativo dal 1996 [11][14].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] J. Jared Ciferno, J. Litynski, L. Brickett, J. Murphy, R. Munson, C. Zaremsky, J. Marano, J. Strock. DOE/NETL Advanced Carbon Dioxide Capture R&D Program: Technology Update. May 2008
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 2005
- [3] International Energy Agency. www.iea.org
- [4] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Fifth Assessment Report (AR5). 2014
- [5] International Energy Agency (IEA). Energy Technology Perspectives 2010. Paris, France. 2010
- [6] International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook Presentation. London, UK. 2013
- [7] International Energy Agency (IEA). Technology Roadmap. Carbon capture and storage. OECD/IEA, Paris. 2009
- [8] M.E. Boot-Handford, J.C. Abanades, E.J. Anthony, M.J. Blunt, S. Brandani, N. Mac Dowell, J.R. Fernandez, M.C. Ferrari, R. Gross, J.P. Hallett, R.S. Haszeldine, P. Heptonstall, A. Lyngfelt, Z. Makuch, E. Mangano, R.T.J. Porter, M. Pourkashanian, G.T. Rochelle, N. Shah, J.G. Yao, P.S. Fennell. Carbon capture and storage update. *Energy Environ. Sci.*, 2014, 7, 130–189
- [9] The global Status of CCS | 2015. Global CCS Institute
- [10] EEP CO₂ capture and storage project. European Commission. http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/files/carbon-capture-and-storage/ccs-eepr-summary_en.pdf
- [11] The Carbon Capture and Sequestration Technologies Program at MIT. <https://sequestration.mit.edu/index.html>
- [12] Energy Research Knowledge Centre. European Commission. <https://setis.ec.europa.eu/energy-research/project/integrated-ccs-sulcis-project>
- [13] 'IEAGHG, "Integrated Carbon Capture and Storage Project at SaskPower's Boundary Dam Power Station", 2015/06, August 2015'
- [14] website <http://www.statoil.com/en/OurOperations/ExplorationProd/ncs/sleipner/Pages/default.aspx>
- [15] Osservatorio CCS. <http://www.osservatorioccs.org/initalia.htm>
- [16] ENEA <http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/news/piano-sulcis-per-un-centro-d2019eccellenza-sull2019energia-pulita-in-sardegna-enea-firma-intesa-con-ministero-dello-sviluppo-economico-regione-sardegna-e-sotacarbo>
- [17] P. Zapp, A. Schreiber, J. Marx, M.Haines, J.F. Hake, J. Gale. Overall environmental impacts of CCS technologies—A life cycle approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Volume 8, May 2012, Pages 12–21
- [18] Analisi e modellazione di impianti di produzione elettrica a carbone equipaggiati con sistemi CCS. Report Ricerca di Sistema Elettrico. Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA. 2010.
- [19] Valori delle emissioni di CO₂ per MWh presi da: International Energy Agency (IEA). CO₂ Emissions From Fuel Combustion: Beyond 2020 Documentation (2012 Edition)
- [20] The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. 2011
- [21] Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. International Energy Agency (IEA). 2011
- [22] Sleipner, 20 years of successful storage operations and key learning for future projects, CSLF Workshop in association with the Carbon Capture and Storage Association , Wednesday, 29 June 2016
- [23] Energia, efficienza, innovazione, Una selezione delle eccellenze ENEA, <http://www.enea.it/it/comunicare-la-ricerca/documenti/lenea-e-le-sue-attivita/enea-eccellenze.pdf>

SISTEMI COGENERATIVI



DESCRIZIONE TECNICA

I motori alternativi a ciclo Otto e ciclo Diesel costituiscono la tecnologia dominante nel campo delle piccole potenze, da pochi kW fino a circa 30 MW. Questo tipo di macchina è quella con il più ampio range di potenze erogabili rispetto a tutte le altre, ed è stata sviluppata e ha sperimentato eccezionali progressi di prestazioni e di affidabilità come propulsore per i mezzi di trasporto dopo i primi successi commerciali di inizio scorso secolo. La lunga "storia" del motore alternativo fa sì che, al pari dei cicli vapore, rappresenti una tecnologia più che "matura". Ancora oggi, grazie al continuo lavoro di ricerca e sviluppo, soprattutto nel settore automotive, si riscontrano anno dopo anno significativi progressi, soprattutto in termini di incremento della densità di potenza. La classificazione più naturale di questi motori dipende dal tipo di ciclo termodinamico realizzato:

- motori Otto o ad accensione comandata, nei quali la fase di combustione avviene in seguito all'innescò di una energia esterna
- motori Diesel o ad accensione spontanea, nei quali la fase di combustione avviene a pressione pressoché costante senza necessità di innesco.

Esistono inoltre esempi di altri cicli (ad esempio il ciclo Miller) già impiegati in ambito cogenerativo dall'italiana Coke.

Vista l'enorme diffusione, questi motori rivestono un ruolo fondamentale in una serie di applicazioni stazionarie quali:

- gruppi elettrogeni di emergenza
- generazione di elettricità in siti remoti
- cogenerazione di piccola - media potenza.

Elementi distintivi delle applicazioni stazionarie di questa tecnologia sono:

- grandissima flessibilità e affidabilità ottenuta mediante il trasferimento dell'esperienza accumulata nella propulsione
- modularità, realizzata variando il numero dei cilindri in funzione della potenza da erogare
- rendimenti elettrici elevati, dal 20-25% delle macchine da qualche decina di kW al 40% e oltre per i motori da diverse centinaia di kW
- facilità nel reperimento di servizi e di personale per la manutenzione grazie alla capillare diffusione delle versioni automobilistiche che richiedono pratiche concettualmente simili
- costi di manutenzione più elevati delle altre tecnologie per impianti fissi di grande potenza. L'onere della manutenzione è proprio l'elemento fondamentale che, per taglie superiori a qualche MW, impone il passaggio ad altre tecnologie basate su turbomacchine
- emissioni piuttosto elevate di tutti i maggiori macro-inquinanti di interesse normativo nei sistemi non ottimizzati e privi di sistemi di post-trattamento dello scarico. Per soluzioni ben progettate e ottimizzate è possibile rientrare nei limiti di emissione consentiti
- vasta diffusione della sovralimentazione, che consente di aumentare le potenze specifiche (kW per unità di cilindrata) e quindi ridurre i costi
- facilità di avviamento e affidabilità del sistema di accensione, contestualmente alla rapidità di messa a regime.

Le quattro fonti di calore potenzialmente utilizzabili per fini cogenerativi in questi sistemi sono:

- i *gas di scarico* che rappresentano la sorgente termodinamicamente più pregiata, in quanto sono disponibili a temperatura piuttosto elevata (tra 400 e 500 °C). Come tali essi consentono la produzione di vapore di media pressione, tipicamente è riconducibile ai prodotti di combustione il 30-35% del calore totale liberato dal combustibile.
- l'*acqua di raffreddamento* che rappresenta circa il 15-25% dell'input termico totale. Disponibile a temperature prossime ai 100 °C è impiegabile per la produzione di acqua calda ma non ovviamente per la produzione di vapore.
- l'*olio lubrificante*, che rappresenta il 4-7% del totale ed è disponibile a 75-90 °C (recupero conveniente solo nei motori di grossa taglia).
- l'*aria di sovralimentazione*, disponibile solo nel caso di motori turbocompressi, che viene raffreddata per ridurne la densità fino a 60-80°C. Permette di recuperare una quantità di calore pari a quello recuperabile dall'olio di lubrificazione (recupero conveniente solo nei motori di grossa taglia).

I motori alternativi presentano un'elevata flessibilità di impiego per quanto riguarda i combustibili utilizzabili.

I MCI ad accensione comandata, che nel campo della propulsione funzionano prevalentemente a benzina e molto meno diffusamente a GPL e metano, nell'impiego stazionario sono generalmente alimentati a gas naturale oppure a biogas. Il GPL può essere usato in installazioni stazionarie di piccola taglia laddove è facilmente reperibile e a costi vantaggiosi.

Nell'impiego stazionario e per le taglie a partire da 50 kWe, il progetto del motore viene quasi sempre ottimizzato in funzione dell'alimentazione a gas. In tal caso, i motori a gas a ciclo Otto funzionano tipicamente in regime lean-burn, con forti eccessi d'aria, e con precamera per la stabilizzazione dell'accensione. Se si impiega il biogas, il funzionamento è analogo ma è richiesta una modifica del sistema di iniezione per consentire l'ingresso di portate di combustibile maggiore; il biogas essendo principalmente composto di metano e anidride carbonica ha poteri calorifici (tipicamente dell'ordine di 9000-17000 kJ/kg) inferiori al gas

naturale. Una criticità frequente riguarda il controllo del rapporto di miscela che per una data installazione può subire variazioni sensibili nel corso del tempo: a causa dell'irregolarità di composizione delle biomasse di partenza il contenuto di metano nel biogas subisce fluttuazioni notevoli (presentando valori che vanno dal 30 al 60%). Per questo motivo si adottano sistemi di controllo in retroazione del rapporto di miscela, mediante sonda nei fumi che regola la preparazione della miscela.

Esiste inoltre la possibilità di utilizzo di biocarburanti liquidi quali l'etanolo derivante da processi di trasformazione di biomasse vegetali a contenuto zuccherino (canna, barbabietola, ecc.). In questo caso, il funzionamento avviene sempre in miscela con le benzine (almeno al 10%) in modo da consentire l'avviamento a freddo. I motori funzionanti a bioetanolo-benzina non richiedono modifiche se la miscela presenta meno del 10% di etanolo, mentre è richiesta la ri-mappatura della centralina di controllo del motore se il contenuto di biocarburante è maggiore. La presenza di etanolo nel motore può causare erosione degli elastomeri.

I MCI industriali ad accensione spontanea per impiego stazionario possono essere alimentati a gasolio, ad olio combustibile oppure, molto frequentemente, a gas naturale, con l'aggiunta di una piccola percentuale di gasolio: 1-10 % per l'iniezione pilota, che ha la funzione di provocare l'autoaccensione della carica (si parla di motori dual-fuel).

L'impiego del gas al posto di un combustibile liquido fa riscontrare un aumento della potenza poiché è possibile un funzionamento con minore eccesso d'aria senza incorrere in incombusti allo scarico.

Nel campo dei combustibili rinnovabili vi sono una molteplicità di applicazioni: bio-diesel, oli vegetali, oli derivanti da processi industriali di lavorazione di sostanze organiche, oli da grassi animali, oli esausti da cottura cibi, ecc. Il bio-diesel è un combustibile liquido con proprietà molto simili a quelle del gasolio; è un derivato di biomasse oleaginose da cui viene estratto un olio (olio vegetale grezzo) che viene trasformato in bio-diesel, mediante un processo di transesterificazione e raffinazione.

Il biodiesel può essere utilizzato puro al 100% (nei motori di nuova concezione, dove ha una funzione di pulizia iniettori, non richiede interventi; nei motori di vecchia concezione dove si può avere usura di elastomeri dovuta al maggior potere solvente del combustibile si può usare il biodiesel previa modifica di alcune parti) o in miscela con gasolio convenzionale al 30+40% senza alcun intervento sul motore.

L'impiego di biodiesel, che ha minor potere calorifico del gasolio, porta ad un maggior consumo in termini di volume, ma le penalizzazioni di potenza sono contenute in pochi punti percentuali. Rispetto al gasolio, il biodiesel utilizzato puro, elimina completamente i problemi delle emissioni di ossidi di zolfo.

■ STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia degli MCI è certamente quella più diffusa per il trasporto ma nel caso delle applicazioni CHP è utilizzata principalmente per applicazioni di piccola e media taglia di potenza (10 kW-1 MWe).

Nazionale

La diffusione in territorio nazionale ricalca quanto già evidenziato in ambito internazionale. La potenza totale prodotta in impianti CHP a motore a combustione interna è di circa 500 MWe.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I MCI rappresentano una tecnologia ormai matura (TRL 9) e molto diffusa soprattutto nella fascia di potenza elettrica tra 100 kW e qualche MW, sebbene ulteriori sviluppi sono sempre ricercati per aumentare l'efficienza di conversione.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

L'interazione con le altre fonti energetiche è essenzialmente legata alla natura del combustibile utilizzato, che può essere molto vario: Gas naturale, Gasolio, Biogas, Bioliquidi, GPL, Olio minerale combustibile, Olio vegetale.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia impatta positivamente sul settore automotive e trasporti in genere, macchine operatrici e per movimento terra.

I motori a combustione interna sono ad oggi la forma più diffusa e adottata di propulsione nel settore dei trasporti.

Pertanto le tecnologie sviluppate in più settori possono essere in parte o in toto trasferite da un settore all'altro.

Particolarmente rilevanti sono gli sviluppi nelle tecnologie per la sovralimentazione, il recupero di calore allo scarico e i sistemi di post-trattamento dei gas di scarico, tutti aspetti di forte interesse attuale nel settore trasporti.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'Italia si configura come un mercato particolarmente interessante per lo sfruttamento di sistemi cogenerativi di piccola media taglia. I principali fattori a supporto della diffusione della tecnologia sono sicuramente l'intensa urbanizzazione, in particolare al Nord Italia, e l'efficienza della rete di distribuzione di gas naturale che copre l'intero paese.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Oltre alla CO₂ gli MCI portano alla produzione principalmente di NO_x, CO e idrocarburi incombusti (HC) nonché di particolato (soprattutto legato ai motori diesel). Le emissioni di CO rapportate al volume di gas di scarico variano tra 300 e 1000 mg/Nm³ (al 5% di O₂). Le emissioni di CO rapportate alla potenza elettrica prodotta oscillano invece tra 1000 3000 mg/kWhe. Le emissioni possono essere ridotte lavorando in condizione di rapporto combustibile/aria controllato e con opportuni filtri antiparticolato (FAP). Tuttavia ad oggi l'unica via per avere un abbattimento delle emissioni inquinanti veramente apprezzabile (fino ai valori permessi dalle normative) è ricorrere all'uso di reattori termici o catalitici che permettono di completare l'ossidazione del CO e degli HC e di ridurre gli ossidi di azoto.

Emissioni CO₂/MWh

Per un MCI alimentato a gas naturale le emissioni di CO₂ sono pari a circa 0.5 kg/kWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Per quanto riguarda il rendimento elettrico (oscillante tra il 28,9 e il 41,1%) rimane abbastanza confermata la sua tendenza ad aumentare con la potenza disponibile; in particolare sono da evidenziare le ottime prestazioni dei gruppi BAXTER CHP motorizzati MAN (tra il 34,8 e il 36,3%) soprattutto in rapporto alla piccola potenza elettrica (che dovrebbe svantaggiarli). Nella fascia medio alta spiccano le unità DEUTZ TCG 2016 che fanno registrare rendimenti elettrici del 40,8 e de 41,1% (il massimo ottenuto).

Prendendo in considerazione invece il rendimento totale (oscillante tra 82,6 e il 91,9%) si comportano molto bene i gruppi CPL (89,9-90,5%), BAXTER (87,3-87,9%) e DEUTZ 2015 (89,2%), mentre eccelle l'unità MTU (91,9%); spicca anche il GE JENBACHER (88,9%).

La vita utile si attesta sui 15 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Costo investimento: ~3500€/kW impianto completo.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore alberghiero
- Industria
- Aeroporti
- Centri commerciali
- ESCO
- Aziende agricole.

Sviluppo della tecnologia

I principali attori italiani nello sviluppo della tecnologia sono:

- Iveco
- Isotta Fraschini Motori S.p.A.
- VM Motori S.p.A.
- Riello S.p.A.
- Riello e Bosch sono inoltre coinvolte nella filiera delle applicazioni CHP (sviluppo di microgeneratori).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le attività di ricerca sono da anni orientate all'efficientamento energetico, al contenimento delle emissioni e al miglioramento delle prestazioni in termini di potenza e affidabilità e sono svolte prevalentemente da Università (Politecnico di Milano, Politecnico di Torino - Dipartimento energia, Università di Cassino, di Perugia, DIEM – Università degli studi di Bologna e di Ferrara ecc.) e centri di ricerca (CNR, ENEA) nonché dal settore privato.

■ BEST PRACTICES

Tra i principali produttori di motori industriali d'interesse per applicazioni cogenerative troviamo nella fascia di potenze tra 100 kW e 10 MW:

- AB-energy
- Caterpillar
- Deutz Power System
- Isotta Fraschini Motori
- Jenbacher
- MAN
- MTU
- Rolls-Royce
- Wartsila
- Waukesha
- Iveco.

Nella fascia di potenze inferiori (< 100kW):

- Aisin (Toyota)
- CPL-Concordia
- EMD
- Energia Nova
- Honda
- MAN
- Sentertech
- Energifera
- Ecogen
- Senertec (DACHS).

Honda, Aisin e Senertec hanno immesso sul mercato macchine molto piccole, nel range 1÷10 kW, destinate espressamente al settore della cogenerazione civile.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] G. Ferrari, "Motori a combustione interna", 2008
- [2] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, "La microcogenerazione a gas naturale", 2005
- [3] Combined heat and power - Evaluating the benefits of Greater global investment - 2008 - IEA (International Energy Agency)
- [4] Isotta Fraschini Motori (<http://www.isottafraschini.it/>)
- [5] MAN (<http://powerplants.man.eu>)
- [6] AB cogenerazione (<http://www.gruppoab.it/it/>)
- [7] GE (<https://information.jenbacher.com>)

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia adottata dalle micro turbine a gas (MTG) è frutto della ricerca tecnologica sui materiali e sui processi produttivi iniziata negli anni '70 per rendere competitive le turbomacchine nella generazione combinata di energia per piccole taglie (inferiori al MWel). Lo sviluppo tecnologico conseguito ha consentito il raggiungimento di valori di efficienza elettrica del sistema dell'ordine del 30% e una riduzione dei costi produttivi associati alle turbomacchine utilizzate.

L'adozione di turbine a gas tradizionali multistadio a ciclo aperto semplice risultava competitiva per taglie d'impianto medio-grandi, superiori comunque ai 4-5 MWel, mentre le unità di potenza dell'ordine del MWel mostravano costi specifici crescenti e rendimenti penalizzanti, rendendo il costo del kWh prodotto poco competitivo. Ne è derivata la necessità di riprogettare completamente la struttura delle turbomacchine per renderle adatta alla cogenerazione di piccole potenze giungendo così allo sviluppo delle MTG con compressore e turbina radiali.

Dal 2000 le MTG sono diventate una realtà commerciale e una valida alternativa alle tecnologie precedentemente utilizzate in micro e piccola cogenerazione; inoltre la modularità d'impianto, le ridotte emissioni di inquinanti e una elevata affidabilità di funzionamento portano a individuare nella generazione distribuita il loro campo di utilizzo preferenziale.

Come le più grandi turbine a gas, le MTG possono essere usate nella produzione combinata di energia elettrica e calore recuperando attraverso uno scambiatore l'energia termica posseduta dai fumi a valle del rigeneratore (CHP, Combined Heating and Power), e nella trigenerazione (CHCP, Combined Heating, Cooling and Power) dove tutto o parte del calore recuperato è dedicato alla generazione di energia frigorifera, tramite l'impiego di assorbitori.

Tra i principali impieghi delle MTG si segnala:

- cogenerazione: la produzione di energia elettrica e calore permette di raggiungere efficienze complessive del 70-80%. Le microturbine possono soddisfare le necessità di energia elettrica e calore in alberghi, ristoranti, piccole fabbriche, centri commerciali, serre ed essiccatoi, in cui ne sia economicamente conveniente l'utilizzo, tipicamente in ambiti in cui il profilo di domanda dei due effetti utili prodotti (energia elettrica e termica) risulti analogo
- *Flare gas recovery*: viene prodotta energia elettrica in zone isolate (cantieri, piattaforme petrolifere ecc.). Ad esempio, presso depositi significativi di petrolio sono quasi sempre presenti piccole quantità di gas che viene bruciato in torcia, non essendo conveniente il suo recupero; la capacità della microturbina di operare in modo continuo con pochissime fermate per manutenzione consente di utilizzare questo gas e di convertirlo in energia elettrica per alimentare lo stesso sito.

I benefici introdotti dalla microturbine possono essere così riassunti:

- ridotte emissioni di inquinanti e di particolato, senza alcuna necessità di sistemi di trattamento dei fumi
- affidabilità d'esercizio e ridotti costi manutentivi; date le minori parti in movimento soggette ad usura, si ottiene una disponibilità di impianto nettamente maggiore rispetto a quella di un gruppo di generazione a combustione interna; ciò è dovuto alla minor frequenza dei fermi macchina per attività di manutenzione, con i conseguenti risvolti sulla riduzione dei costi delle operazioni di mantenimento del sistema e sulla minore mancata produzione
- costi della tecnologia; grazie al mercato che le MTG hanno ottenuto nelle installazioni per piccola generazione, i costi costruttivi di tali sistemi si sono notevolmente ridotti, portandoli ad una quasi parificazione con quelli relativi alla tecnologia concorrente (MCI)
- varietà di combustibili utilizzabili; dove sia economicamente vantaggioso questo consente di utilizzare le microturbine in assenza di allacciamento alla rete gas, utilizzando come combustibili sottoprodotti di altri processi tecnologici (processi estrattivi petroliferi, di sintesi ecc.)
- ridotte emissioni acustiche; permettono ampie possibilità di installazione anche in ambito residenziale e/o terziario;
- rapporto peso/potenza più basso rispetto ad un generatore MCI; consente una maggiore facilità di installazione e più ampi campi di impiego
- possibilità di operare anche a carichi parziali, mantenendo discretamente elevati gli indici prestazionali di macchina; il che si rivela particolarmente interessante in ambito cogenerativo, dove i carichi, specialmente nell'ambito della piccola cogenerazione, risultano essere di carattere discontinuo e/o variabile nel tempo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Studi di settore prevedono investimenti annuali globali, nel settore della piccola cogenerazione basata su microturbine a gas, dell'ordine del miliardo di dollari al 2020 e che la potenza installata globalmente supererà i 4,0 GW al 2024.

Nazionale

In Italia nel 2010 gli impianti di piccola cogenerazione superavano i 300 MW di potenza installata. Di questi il 2,4% è costituito da impianti basati su turbina a gas.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia è pienamente sviluppata e commerciale.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La versatilità delle microturbine in termini di combustibile ne permette il facile interfacciamento con diverse tipologie di provenienza: Gas naturale, Biogas, Gas di sintesi, Combustibili liquidi.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia può avere impatto su tutti quei settori tipici in cui vi sia utilizzo combinato di energia elettrica e termica, quali il settore alberghiero, quello ospedaliero, i centri commerciali, le industrie alimentari, le lavanderie industriali e laddove sono presenti processi di essiccazione in generale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le MTG si configurano come impianti per la conversione di energia a basse emissioni, soprattutto in caso di alimentazione con combustibile gassoso, sia per quanto riguarda CO e NO_x (NO_x < 15ppm, CO < 50ppm) sia per quanto riguarda il particolato. Non sono utilizzate risorse idriche e i quantitativi di olio consumati per lubrificazione sono di ordini di grandezza inferiori rispetto ai motori alternativi a parità di taglia.

Emissioni CO₂/MWh

Per una MTG alimentata a gas naturale le emissioni di CO₂ sono pari a circa 0.68 kg/kWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le MTG più recenti consentono di operare a carico variabile mantenendo un rendimento accettabile. Nel caso più comune di impianti basati su cicli rigenerativi il rendimento elettrico può arrivare al 30%.

Rendimento elettrico : ~30%

Rendimento termico : ~50%

Vita utile 12-15 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Costo investimento dipende dalla taglia dell'impianto considerato e si attesta nell'ordine delle migliaia di euro per kW.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il principale ostacolo allo sviluppo su ampia scala delle MTG riguarda l'attuale elevato costo di acquisto e installazione. In tale contesto anche l'acquisto di pezzi di ricambio e richieste di intervento da parte dei tecnici specializzati può comportare costi in proporzione elevati e tempi più lunghi rispetto a problemi analoghi per differenti soluzioni impiantistiche. In caso di sviluppo della tecnologia e di aumento dei volumi di vendite tali problematiche verranno presumibilmente meno.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

A differenza dei motori a combustione interna, la tecnologia delle microturbine a gas offre ancora ampie possibilità di sviluppo in termini di rendimento globale e di riduzione dei costi.

In particolare nel prossimo futuro si prospettano sviluppi relativi a:

- una riduzione dei costi di acquisto del singolo package (attualmente si attesta su valori intorno a 1400 €/kW), dovuto principalmente alla crescita del mercato commerciale delle MTG;
- un ulteriore incremento di competitività delle MTG rispetto agli MCI in termini di rendimento globale, conseguibile grazie all'introduzione di materiali ceramici per la realizzazione delle parti calde, e agli sviluppi dell'elettronica di potenza e di controllo che permetteranno un incremento delle prestazioni limite ottenibili oggi dal sistema.

POTENZIALITÀ D ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Allo stato attuale l'unico produttore in Italia di MTG è Ansaldo Energia che ha rilevato la proprietà della Turbec Spa. In caso di crescita del mercato commerciale, una percentuale rilevante delle vendite potrebbe essere indirizzata verso l'estero. Le MTG Turbec sono oggetto di ricerca all'interno di Università e Centri di ricerca presenti in diversi paesi europei.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come qualsiasi impianto che possa essere sfruttato in ambito cogenerativo, il suo utilizzo può portare alla riduzione delle emissioni inquinanti complessivamente prodotte per la generazione combinata di energia termica ed elettrica.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore alberghiero, Condomini
- Settore ospedaliero, Case di riposo
- Centri commerciali, Centri ricreativi, Piscine
- ESCO
- Aziende agricole
- Industrie alimentari
- Impianti chimici e petrolchimici
- Lavanderie industriali, impianti di trattamento delle acque reflue
- Processi di essiccazione in generale (forni, fornaci, impianti di verniciatura, ecc.).

Sviluppo della tecnologia

- Ansaldo Energia – microturbine - Studio e realizzazione di microturbine alimentabili mediante combustione esterna - EFMGT
- Ingersoll Rand Italia.

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Ansaldo Energia** : microturbine
- **RSE**: sviluppo di materiali innovativi per microturbine ad alta efficienza elettrica
- **Università di Ferrara**: cogenerazione distribuita con micro-turbina.

■ BEST PRACTICES

Allo stato attuale le attività di ricerca e sviluppo della tecnologia maggiormente promettenti sono indirizzati su:

- MTG policombustibile
- mHAT (micro Humid Air Turbine)
- Integrazione di MTG in microgrid energetiche e impianti ibridi di generazione distribuita di energia.

Le MicroTurbine a Gas (Pel = 30 kW÷600 kW) rappresentano una delle opportunità di maggior interesse per la Micro Cogenerazione Distribuita (MicroCHP), cioè la produzione combinata di energia elettrica e termica con generatori di bassa potenza (< 1 MW) dislocati sul territorio. Soluzioni molto innovative in questo campo sono state realizzate da: Capstone Turbine (CPST), Ingersoll Rand, Elliott e Turbec S.pA.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, “La microcogenerazione a gas naturale”, 2005
- [2] C. Soares, “Microturbines: Applications for Distributed Energy Systems”, 2007
- [3] S. L. Hamilton, “The Handbook of Microturbine Generators”, 2003
- [4] Combined heat and power - Evaluating the benefits of Greater global investment - 2008 - IEA (International Energy Agency)
- [5] Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants - 2013 - EIA (U.S. Energy Information Administration)
- [6] Ansaldo Energia (<http://www.ansaldoenergia.it>)
- [7] Capstone (<http://www.capstoneturbine.com>)

DESCRIZIONE TECNICA

I motori Stirling (motori a combustione esterna basati su ciclo termodinamico molto prossimo al ciclo di Carnot), ideati e sperimentalmente verificati molto prima dei motori a combustione interna, non hanno ancora sufficientemente penetrato il mercato della propulsione o generazione elettrica per il limitato rapporto potenza/massa installata. Macchine di microgenerazione sono state commercializzate ad oggi fino ad una taglia massima di 50 kWel. Essendo motori a “combustione esterna”, consentono l’impiego di molteplici tipologie di combustibile e fonti di calore, soprattutto quelle poco pregiate: sono in fase di sperimentazione avanzata impianti che sfruttano la biomassa con buoni rendimenti globali di cogenerazione in relazione alla piccola scala.

Nell’ambito delle unità cogenerative di piccolissima taglia, la scelta del combustibile, come per gli altri microcogeneratori, ricade sul gas naturale poiché, insieme alla possibilità di svolgere una combustione stazionaria, permette emissioni molto ridotte, tipicamente quelle di una caldaia domestica. Lo schema di un microgeneratore Stirling (Figura 1) prevede un motore primo inserito tra la camera di combustione (sorgente ad alta temperatura) e lo scambiatore con l’acqua di ritorno dall’impianto di riscaldamento (sorgente a bassa temperatura) che cede il lavoro meccanico prodotto ad un generatore elettrico. E’ possibile recuperare altro calore dai gas combusti inserendo uno scambiatore aria-acqua nel camino, per migliorare il rendimento termico. E’ possibile anche inserire un bruciatore ausiliario per coprire i carichi termici di punta, cedendo ulteriore potenza termica all’acqua in uscita dal motore Stirling quando questo non è in grado di soddisfare completamente la richiesta.

Le taglie previste per la commercializzazione sono tipicamente intorno a 1 kWel, con alcuni esemplari in grado di fornire potenze superiori. I rendimenti elettrici sono compresi tra il 12 e il 25%, in linea con il valore minimo delle macchine della Whisper Tech e della Baxi, che stanno già vendendo i propri prodotti con le piccole potenze elettriche, di 1 e 1,2 kWel rispettivamente; Whisper Tech equipaggia il proprio cogeneratore con un motore Stirling 4 cilindri in configurazione alfa a doppio effetto e trasmissione a piatto oscillante (wobbie joke) che ha dato prova di buona affidabilità (Figura 2). Baxi e Microgen propongono un prodotto basato sulla medesima tecnologia con motore Stirling LFPSE (Linear Free-Piston Stirling Engine), caratterizzato da elevata silenziosità (sotto i 45dB @1m), affidabilità e ottime prestazioni per la taglia cui appartiene. Si evidenzia come non vi sia un modello di microgeneratore Stirling in grado di distinguersi dagli altri; pur presentando soluzioni tecnologiche anche significativamente differenti si caratterizzano tutti da un ottimo rendimento globale di cogenerazione, compreso tra il 90 e il 97% (Tabella 1).

Tabella 1 Caratteristiche tecniche cogeneratori domestici Stirling in commercio, o prossimi alla commercializzazione

Produttore	-	Whisper Tech	Baxi-Microgen	Sunmachine
Modello	-	Whispergen	Ecogen	Bioerdgas
Potenza elettrica	kW _{el}	0,85-1,2	0,2-1	1,5-3
Potenza elettrica nom.	kW _{el}	1,2	1	3
Potenza tecnica nom.	kW _{th}	8	6	10,5
T fluido di recupero (M/R)	°C	-	-	50-75 / max 60
Rendimento el. AC (rif.PCI)	%	12	13,5	20-25
Rendimento totale (rif.PCI)	%	97	92	90
Tipologia	-	alpha, 2 effetti	beta	alpha, 1 effetto
Trmissione	-	swasplate	free-piston	buola-manov.
Fluido di lavoro	-	Azoto	elio	Azoto
Dimensioni (LxPxA)	cm	0,5x0,45x0,65	0,6x0,5x0,85	0,96x0,76x1,50
Massa	kg	138	115	300
Costo specifico	€/kW _{el}	3000-12000	-	6700
Rumore	dBA 1m	56	<45	47
Intervallo di manutenzione	h	-	-	3500

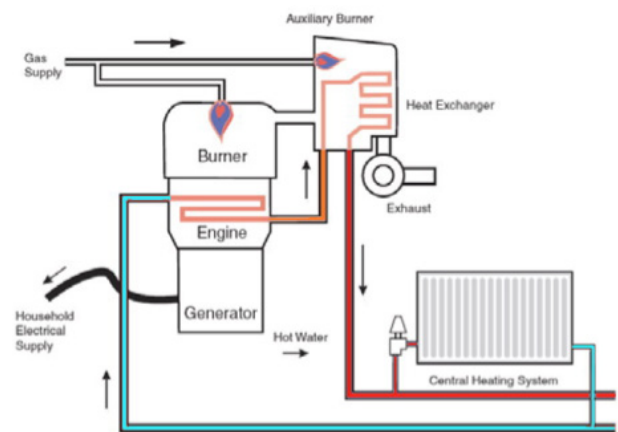


Figura 1 Schema di un microgeneratore Stirling

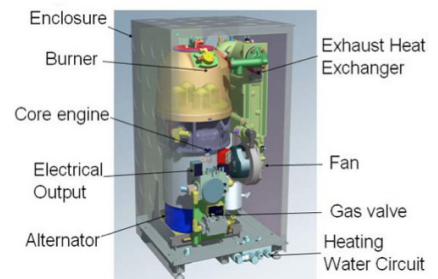


Figura 2 Cogeneratore domestico a motore Stirling della Whisper

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Attualmente non ci sono dati a disposizione sulla diffusione dei microgeneratori basati su motori Stirling. I principali produttori di caldaie domestiche (Veissmann, Ariston ecc), stanno sviluppando un proprio package basato su un motore prodotto da terzi (Infinia, Whispergen ecc.).

Si cita una recente campagna di British Gas di fornitura ai clienti di una caldaia domestica cogenerativa con immissione nella rete elettrica dell'energia generata.

Nazionale

Esistono in Italia università e centri di ricerca che sviluppano o utilizzano motori Stirling per applicazioni innovative (Univ. La Sapienza, Univ. Sannio, IRC-CNR, RSE, ENEA). Attualmente non ci sono impianti cogenerativi commerciali di piccola taglia basati su motore Stirling installati e operativi in Italia. Per quanto concerne la microgenerazione domestica a gas naturale, alcuni prototipi da 1 kW sono in fase di test presso alcuni centri di ricerca (RSE, Polimi, ENEA, CNR).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Piccola cogenerazione (10-50 kW): TRL 4. Sono disponibili solo alcuni prototipi, dei quali non è stata ancora verificata l'affidabilità nel tempo. Microgenerazione domestica (1 kW): TRL 6. Sono disponibili diversi prototipi di microgeneratori domestici da 1 kW le cui prestazioni e affidabilità sono confermate da diversi test in campo.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Gas naturale – principalmente per la cogenerazione domestica (1kWel);
- Biomassa e scarti – per applicazioni su scala tra 10 e 50 kW eventualmente con integrazione di energia solare
- Cascami di calore - per applicazioni su scala inferiore a 50 kW
- Energia solare - per applicazioni su scala inferiore a 50 kW con eventuale integrazione di energia da biomassa.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di motori Stirling ad elevata efficienza richiede competenze nel settore dell'ingegneria meccanica, della combustione e della fluidodinamica dei gas. Non si esclude che un ulteriore avanzamento delle prestazioni (efficienza e potenza specifica) possa essere ottenuto grazie alla sinergia con la scienza dei materiali (ceramici innovativi UHTC ad elevata conduzione di calore) e con l'ingegneria elettronica per la gestione ottimale e controllata dell'intero sistema, anche grazie a sensori sofisticati.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'Italia si configura come un mercato particolarmente interessante per la microgenerazione domestica, in particolare al Nord Italia, dove il numero di case dotate di caldaia di riscaldamento autonoma e alimentate a gas naturale è elevatissimo.

L'immissione in rete di una limitata potenza cogenerata con continuità (es. 0.5 kW), senza penalizzare le prestazioni termiche della caldaia da un elevato numero di utenze (es. 10000), consentirebbe di produrre un effetto paragonabile a quello delle centrali termoelettriche, eoliche o fotovoltaiche di piccola scala. A tal fine è necessario superare le barriere amministrative e tecnologiche per la creazione di efficaci reti di generazione distribuita.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

I microgeneratori Stirling, essendo motori a combustione esterna, non hanno di per sé un impatto diretto sull'ambiente. La gestione delle emissioni inquinanti è limitata alla produzione del calore per alimentare il motore e dipende dalla fonte impiegata (caldaia a gas, caldaia a biomassa ecc.). La produzione di un'aliquota di energia primaria rende il sistema più efficiente sotto l'aspetto di un'analisi energetica. Nel caso di combustibili di minor pregio (biomasse e residui) limitati valori di emissione possono essere raggiunti adottando soluzioni tecnologiche superiori (es. sistemi a letto fluido e camere cicloniche) che consentono di abbattere significativamente i livelli di incombusti e particolato, anche rispetto alle ormai diffusissime caldaie convenzionali a pellet.

Emissioni CO₂/MWh

- 0,2- 0.4 tCO₂/MWh termico
 - 1.0 – 2.0 tCO₂/MWhel
- Valori stimati sulla base di combustibile vegetale ed efficienza di conversione elettrica pari a 20%.

Emissioni CO₂/MWh evitate

- 20 -50% nel caso di combustibili (fossili valore inferiore)
- 100% nel caso di cascami energetici e solare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza elettrica di conversione varia dal 12 al 25%, mentre l'efficienza globale si attesta attorno al 90% per i diversi modelli prototipali. La vita utile del motore è paragonabile a quella di una caldaia domestica tradizionale nel caso della micro-cogenerazione. Per applicazioni di scala maggiore (10-50 kW) si ritiene che in virtù della semplicità costruttiva della macchina e della limitata velocità angolare di funzionamento, il tempo di vita sia elevato (> 20000 h) così come gli intervalli richiesti per la manutenzione (>5000 h).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Lo sviluppo di un sistema commerciale di generazione con motore Stirling richiederebbe un progetto del costo di circa 5 M€, della durata di almeno 24 mesi con un impegno pari a 200 mesi-uomo suddivisi tra ricercatori, tecnici e operatori. Laboratori già attrezzati per lavorazioni meccaniche di precisione, prove termotecniche, sviluppo di componentistica elettronica e di materiali innovativi sarebbero sicuramente in grado di realizzare un prodotto prototipale da sottoporre all'ottimizzazione e sviluppo industriale da parte di un'azienda del settore meccanico e termotecnico. L'obiettivo finale è la realizzazione di un modulo Stirling con un costo specifico non superiore a 2000 €/kW_{el}, che consentirebbe un agevole rientro dei capitali da parte degli utilizzatori finali.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Lo sviluppo della tecnologia necessita una stretta collaborazione e sinergia di competenze di ricerca e industriali già presenti sul territorio nazionale. Non si scorgono barriere di natura sociale, trattandosi di un prodotto per la micro generazione che non può dar luogo ad impatti significativi sull'ambiente e il territorio, fatta eccezione della eventuale installazione in campi solari.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La tecnologia sviluppata troverebbe immediata applicazione in ambito nazionale in sostituzione o integrazione di tecnologie convenzionali (es. caldaie civili a gas, caldaie a pellet).

Essendo un prodotto a valore aggiunto (si stima almeno un incremento del 100% del valore della caldaia cogenerativa) avrebbe un positivo impatto sul PIL e l'occupazione in tale settore.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia è esportabile all'estero sia nei paesi ad elevato sviluppo che in quelli ad economia limitata (Africa, Asia, Sud America) in risposta ad esigenze locali di generazione elettrica e azioni mirate allo sviluppo sociale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia trova principale applicazione nel settore residenziale e terziario. Per il settore trasporti, nel breve periodo, si intravedono solo applicazioni marginali (es. recupero di energia da fumi) o di promozione dell'immagine (es. modulo Stirling equipaggiato su un veicolo ibrido). La micro generazione con motore Stirling può trovare anche applicazione in ambito aeronautico (satelliti).

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali destinatari di un prodotto basato sull'applicazione di motori Stirling sono aziende medio piccole interessate alla produzione continuativa di una limitata potenza elettrica per utilizzo interno o immissione in rete. La sorgente di calore necessaria al funzionamento dello Stirling deve essere necessariamente povera (costo nullo o molto limitato).

Si intravedono pertanto possibilità di applicazione in:

- opifici (es. falegnamerie e segherie) che producono scarti direttamente utilizzabili come combustibile
- aziende agricole e zootecniche
- stabilimenti balneari (metano + solare)
- fabbriche che emettano correnti gassose reflue a temperatura medio-alta (es. fonderie, vetrerie artigianali, ecc.)

A causa del limitato rapporto potenza-massa non si può prevedere uno sviluppo competitivo nel settore del trasporto automobilistico.

Sviluppo della tecnologia

Lo sviluppo di sistemi commerciali richiederà l'interazione del mondo accademico e della ricerca con quello della produzione, segnatamente aziende operanti nel settore metalmeccanico, termotecnico ed elettronico.

In Italia vi sono competenze per lo sviluppo di prodotti diversificati per taglia, fonte energetica e prestazioni.

Non si escludono infine possibilità di applicazione nel settore aeronautico per micro generazione solare. Anche in questo caso le aziende italiane del settore potrebbero essere interessate a progetti di produzione di piccoli moduli Stirling (es. macchine free-piston da 100 W).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **CNR:** Istituto Ricerche sulla combustione (IRC) (Napoli)
- **ENEA:** Saluggia (VC)
- **Università La Sapienza Roma** - Dip. Ingegneria Meccanica e Aerospaziale
- **Università degli Studi del Sannio** - Dipartimento di Ingegneria

BEST PRACTICES

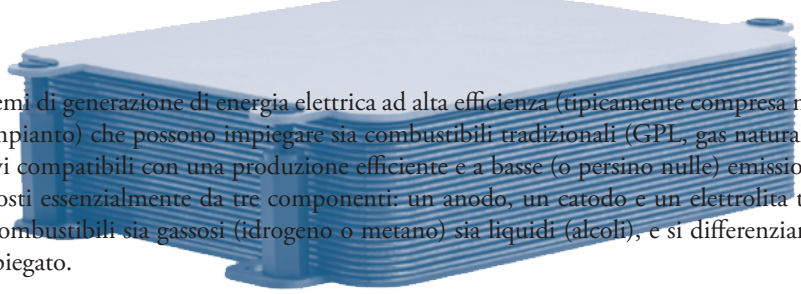
E' operativo in Italia un impianto di cogenerazione (calore + elettricità) alimentato a cippato di legno, realizzato dal Centro Cisa nel comune di Castel D'Aiano. Si tratta di un sistema di cogenerazione basato sulla gassificazione delle biomasse e un motore a combustione esterna di tipo Stirling da 35 kWel. E' di rilievo il prototipo di bruciatore a letto fluido direttamente accoppiato a un motore Stirling sviluppato da IRC-CNR (Napoli) e Uni-Sannio che integra i vantaggi della combustione a letto fluido (elevata efficienza, basse emissioni, elevato scambio termico) con quelli della generazione elettrica da motore Stirling (semplicità costruttiva, flessibilità e affidabilità).

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] V. Naso, La macchina di Stirling, Casa Editrice Ambrosiana. Distribuzione esclusiva Zanichelli, 1991
- [2] E. Macchi, S. Campanari, P. Silva. La microcogenerazione a gas naturale, 2005.
- [3] H. I. Onovwiona, V.I. Ugursal. Residential cogeneration system: review of the current technology, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2004.
- [4] V.Kuhn, J. Klemes, I. Bulatov, MicroCHP: Overview of selected technologies, products and field test results. Applied Thermal Engineering, 2008.
- [5] G. Angrisani et al., Development of a New Concept Solar-Biomass Cogeneration System, Energy Conversion and Management, Vol. 75, p. 552-560, 2013
- [6] T. Bernd Benchmark testing of micro-CHP units..Applied Thermal Engineering, 2008.
- [7] Otag. (<http://www.otag.de>)
- [8] Microsystem. (<http://www.cogenmicro.com>)
- [9] Sunmachine. (<http://www.sunmachine.com>)
- [10] Microgen. (<http://www.microgen-engine.com>)
- [11] Whisper Tech Limited. (<http://www.whispergen.com>)

DESCRIZIONE TECNICA

Le celle a combustibile (Fuel Cell, FC) sono sistemi di generazione di energia elettrica ad alta efficienza (tipicamente compresa nel campo 35-60% in funzione della tipologia di impianto) che possono impiegare sia combustibili tradizionali (GPL, gas naturale, benzina, gasolio etc.), sia combustibili alternativi compatibili con una produzione efficiente e a basse (o persino nulle) emissioni in ambiente. Sono sistemi elettrochimici composti essenzialmente da tre componenti: un anodo, un catodo e un elettrolita tra di essi. Le celle possono essere alimentate con combustibili sia gassosi (idrogeno o metano) sia liquidi (alcoli), e si differenziano principalmente per la tipologia di elettrolita impiegato.



	Bassa T (< 130 °C)				Media T (150 < 400 °C)	Alta T (> 600 °C)	
	AFC	PEMFC	AEMFC	BioFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elettrolita	Soluzione KOH	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Membrana polimerica	Soluzione di Acido Fosforico	Sali di carbonati fusi	Ossidi ceramici solidi
Temperatura	< 130 °C	< 130 °C	< 130 °C	< 70 °C	150 – 300 °C	600 – 650 °C	650 – 1000 °C
Combustibile	H ₂	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli (diretto o indiretto)	H ₂ , Alcoli e zuccheri (diretto o indiretto)	H ₂ , Idrocarburi leggeri	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas	H ₂ , Idrocarburi leggeri, Syngas

Tra i combustibili alternativi di maggiore interesse vi sono l'idrogeno, inteso come vettore energetico abbinato alla produzione di energia da fonti rinnovabili, e i biocombustibili derivati da scarti agricoli (metanolo, etanolo, biogas, ecc.). Le tecnologie più sviluppate sono PEMFC e SOFC e MCFC, che presentano efficienze energetiche comprese tra il 40 e il 60%[1]. Questi sistemi rappresentano l'alternativa più efficiente per la produzione diretta di energia elettrica. E' possibile realizzare anche sistemi di recupero del calore (CHP) nei dispositivi che operano a più alta temperatura (MCFC e SOFC soprattutto), aumentando l'efficienza globale del dispositivo oltre l'80%.

Fondamentali caratteristiche di questi sistemi, oltre all'alta efficienza e le basse emissioni, sono la modularità e la scalabilità. Attraverso un semplice dimensionamento degli elementi costituenti (elettrodi ed elettrolita) o un loro collegamento in serie si progettano sistemi con caratteristiche diverse. È possibile passare da sistemi da pochi W a installazioni di parecchi MW. FC trovano applicazione in tutti i settori ove è necessaria o utilmente impiegabile una alimentazione elettrica anche di media-grande potenza (fino a decine di MW, o più in impianti ibridi con turbine a gas): trasporti (su terra, aereo o marittimo, con potenza compresa nel campo 5-200 kW), generazione stazionaria (residenziale o industriale, 1kW -10 MW), applicazioni portatili (10-100 W), generazione ausiliaria (0,5-5 kW) e nei sistemi avanzati per applicazioni militari quali sommergibili, veicoli autonomi terrestri e marini, oltre che apparati per radio ed elettronica portatile. Possono essere impiegate, specialmente in connessione con sistemi di generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico, microeolico, ecc.), per l'alimentazione di utenze isolate.

Data la varietà di tecnologie e di possibili applicazioni, diversi sono gli stati di avanzamento: a sistemi ancora protipali (AFC) si affiancano sistemi market-entry (SOFC) e altri in piena commercializzazione (PEM). Nel settore automobilistico, sono già commercialmente presenti sistemi su piccola serie (automobili e autobus). Piccoli generatori, ad es. trans-pallet in ambito movimentazione merci nei magazzini, già da tempo presentano una vasta diffusione della tecnologia, mentre altri settori in rapida espansione sono i veicoli autonomi di impiego militare, sia in configurazione aerea (AUV) di micro-taglia, che superano ampiamente le batterie in termini di autonomia e rapidità di rifornimento, sia marina (ROV), con diversi livelli di sviluppo in base alla richiesta del singolo Paese. FC sono impiegate con successo da numerosi anni come sistemi di propulsione elettrica nei sommergibili non-nucleari dove rappresentano il termine di paragone per autonomia di immersione e silenziosità. Sistemi a base SOFC (anche in versione CHP) sono parte attiva in progetti dimostrativi in Europa, Giappone e USA. Impianti di cogenerazione stazionaria con MCFC (che, come le SOFC, possono essere alimentate direttamente da gas naturale, biogas e altri idrocarburi leggeri), dalla potenza fino a 60 MW, sono diffusi in Corea del Sud e gli USA. Problemi connessi alla reperibilità e mancanza di infrastrutture per l'idrogeno hanno spinto verso l'utilizzo (in sistemi FC a bassa temperatura) di combustibili alternativi, in particolare alcoli derivati da biomasse (metanolo, etanolo, glicerolo, ecc.), acido formico e sodio boroidruo. Nonostante i risultati non siano ancora soddisfacenti, alcuni dispositivi dimostrativi capaci di generare pochi W sono già stati sviluppati. Per quanto concerne le celle ad alta temperatura, sono stati commercializzati i primi impianti alimentati a metano o GPL, con difficoltà originate dalla presenza di composti solforati che inducono fenomeni di degrado.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Le celle a combustibile sono potenzialmente competitive in virtù della loro vasta gamma di applicazioni che vanno dall'impiego in dispositivi elettronici portatili (che richiedono poca energia) a grossi impianti di cogenerazione, passando per l'autotrazione. Le vendite di celle a combustibile sono aumentate del 250% nel periodo 2011-2015 e stanno diventando competitive nei settori delle reti di comunicazioni, movimentazioni materiali e negli aeroporti. Il mercato mondiale è destinato a raggiungere 20 miliardi di \$ entro il 2020 trainato principalmente da US, Giappone, Germania, Sud Corea e Canada [2]. La potenza installata è di 1,5 GW[1].

Le aziende che producono celle a combustibile nella misura del 11% del totale mondiale sono presenti in Germania, Regno Unito 8 %, Paesi del Nord 5% e resto d'Europa 9%. Nel 2015 sono state vendute 158.600 sistemi di celle a combustibile di cui: sistemi stazionari 60%; sistemi portatili 40% ; autotrazione 10%.

In ambito europeo, il trend di crescita è lento ma costante, legato alle politiche di innovazione nazionali. In linea generale e limitatamente all'ambito europeo, i dati riportano circa 10.000 unità installate in Europa, per una potenza complessiva di circa 25 MW, con una massiccia quota installata in Germania grazie a specifici programmi nazionali di investimento (Callux, etc.) [3].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Si suddivide il TRL in base alle varie tecnologie, al combustibile utilizzato e al loro settore di utilizzo.

IDROGENO	TRL
PEMFC - autotrazione	7 - 9
PEMFC - stazionario	7 - 9
PEMFC - dispositivi portatili	7 - 9
PAFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi mobili	6 - 8
ALCOLI DIRETTI	
DMFC - membrana a scambio acido	4 - 6
DMFC - membrana a scambio alcalino	4 - 5
DEFC - membrana a scambio acido	3 - 5
DEFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
ACIDO FORMICO	
DFAFC - membrana a scambio acido	3 - 5
DFAFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
SODIO BOROIDRURIO	
DBFC - membrana a scambio alcalino	3 - 5
METANO/GPL/Biogas	
MCFC - dispositivi stazionari	7 - 9
SOFC - dispositivi stazionari	7 - 9
CARBONIOSI SOLIDI	
DCFC - dispositivi stazionari	3 - 5

Nazionale

Malgrado negli anni '80-'90 lo stato di sviluppo della tecnologia fosse allineato a quello internazionale, nel corso del tempo la carenza di investimenti ha comportato una drastica riduzione della presenza di industrie in questo settore. Sono stati realizzati numerosi progetti dimostrativi finanziati con fondi comunitari e nazionali, con applicazioni al settore stazionario, ai trasporti e marino. Lo sviluppo di progetti risente delle forti limitazioni imposte dalla mancanza di una normativa specifica e dalle restrizioni della normativa esistente sull'impiego e la distribuzione dell'idrogeno come combustibile per il trasporto. Le infrastrutture di rete sono assenti, fatta eccezione per alcuni punti situati nel Nord Italia e alcuni progetti di integrazione con la rete europea. In Italia, ci sono 64 imprese che lavorano nel settore delle Celle a Combustibile e Idrogeno (FC e H₂). Il 69% (45) delle imprese sono concentrate al Nord Italia, il 19% (13) al Centro e 9% (7) al Sud mentre 2 hanno la sede all'estero[4]. I principali settori di attività sono[4]:

1. Realizzazione di autoveicoli dimostrativi N. 7 ;
2. Sviluppo celle/stack per applicazioni automotive N. 3
3. Sistemi di on-board storage N. 3;
4. Sistemi di produzione di elettricità per i servizi di bordo (APU) N. 6;
5. Stazioni di servizio N.11;
6. Componenti di sistema della stazione di servizio N. 9 ;
7. Metodologie di testing e certificazione qualità N.2 ;
8. Safety N.8;
9. Code&Standards N. 6;
10. Altro N. 5.
11. I brevetti delle aziende italiane FC e H₂ sono N. 33.

La tecnologia PEMFC è la più sviluppata e ormai prossima ad essere impiegata su larga scala per le celle a bassa temperatura. Gli altri sistemi a bassa temperatura hanno riscontrato interesse più recentemente, scontando perciò un gap di ricerca e sviluppo tecnologico. Per i sistemi SOFC, la tecnologia è in fase di dimostrazione sul campo con diversi installazioni sia in Europa che in Asia e US. Per la parte mobile SOFC in stato avanzato è l'applicazione in Auxiliary Power Units (APUs).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

L'impiego dell'idrogeno (o altri combustibili) proveniente da elettrolisi come sistema per immagazzinare l'energia prodotta da fonti intermittenti e non controllabili, costituisce la soluzione tecnologica ideale per supportare la loro diffusione. In tal modo è possibile coniugare una produzione da fonti rinnovabili priva di emissioni alla possibilità di fornire energia alla rete sulla base delle esigenze della stessa, evitando instabilità e la necessità di un antieconomico sovradimensionamento degli impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Le celle a combustibile sono dunque compatibili con tutte le fonti rinnovabili che producono vettori energetici moderni come l'idrogeno, etanolo, metanolo, syngas ($H_2 + CO$), acido formico e metalloidruri. Le fonti utilizzabili sono: 1) Idroelettrico; 2) Eolico; 3) Solare (fotovoltaico tradizionale, di nuova generazione e a concentrazione). Le suddette fonti sono finalizzate alla produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua e fotocatalisi (fotosintesi artificiale) nel caso del solare; 4) Biomasse per la produzione di etanolo, metanolo e idrogeno, combustibili per le rispettive tipologie di celle; 5) Sistemi biologici; 6) Combustibili solari (fuels da CO_2 mediante energia solare).

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre alla cogenerazione di energia elettrica, le FC possono impattare profondamente sul settore dei trasporti, ma anche su altri settori: comparto chimico (produzione di biocombustibili, polimeri, riciclo dei componenti/materiali), manifatturiero (produzione di componenti e sistemi per i trasporti, automobilistico, elettronica e di componenti per lo stazionario) e dei servizi (manutenzione, gestione e distribuzione dell'energia).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il territorio nazionale non influenza in principio la diffusione della tecnologia. Tuttavia, per quei sistemi che fanno dell'idrogeno il combustibile d'elezione la mancanza dello stesso è fattore limitante. Se questo viene prodotto tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, la presenza delle stesse influenza la possibilità di sviluppo di una rete di distribuzione efficiente e a basso costo. Ne consegue che la distribuzione di fonti rinnovabili può indirettamente influenzare lo sviluppo della tecnologia.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

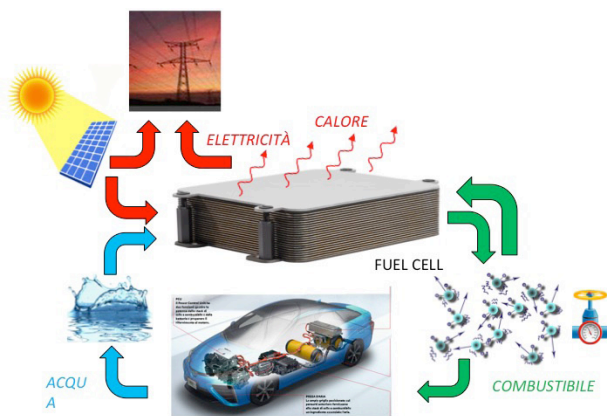
I soli prodotti derivanti da uno stack alimentato con idrogeno sono: acqua, calore e elettricità, mentre celle ad alta temperatura come le SOFC rilasciano anche una parte controllabile di NO_x (<5-40 mg/kWh, da confrontare con le emissioni da turbine a gas >500 mg/kWh e motori diesel >10.000 mg/kWh). Una cella a combustibile alimentata a idrogeno è quindi considerata virtualmente ad "emissioni zero". Per la stima dell'impatto ambientale per kWh elettrico è necessario valutare l'intero ciclo di produzione, trasporto (materie prime e rifiuti) e smaltimento (considerando la percentuale di riciclaggio dei materiali). L'impatto ambientale della produzione di tali sistemi (per kWh) è razionalizzato in base a: i) emissione di gas serra (CO_2); ii) emissione di gas acidi (SO_2); iii) eutrofizzazione (PO_4^{3-}); iv) altro (particolati emessi nell'atmosfera, ecc.). Una percentuale importante di tale impatto, in particolar modo per le celle a membrana scambio protonico (PEMFC) a bassa temperatura è da attribuire alla produzione delle materie prime (metalli del gruppo del platino) che determina emissione di gas serra e di SO_2 (derivante dal processo metallurgico) [9]. Il riciclo dei materiali costitutivi (% di riciclo), nonché la riduzione del loro contenuto (fino al target di 0.3mg Pt/cm²), permette di mitigare l'impatto ambientale della produzione dei sistemi. Un altro fattore importante per l'impatto ambientale è la fabbricazione e lavorazione, in particolar modo per le celle a ossidi solidi (SOFC) dove i costi energetici di formatura degli elettrodi sono il contributo dominante all'emissione di circa 184 kg CO_2 /kW [10]. Lo smaltimento a fine vita degli stack di celle a combustibile (riciclo) costituisce il terzo fattore in ordine di importanza e influenza l'impatto della produzione delle materie prime costitutive. Ad esempio, il riciclo al 75% dei materiali costitutivi permette l'abbattimento del 33% di gas serra e del 14% della SO_2 relativi alla parte energetica [9]. L'impatto ambientale della parte relativa ai costi energetici di produzione degli stack è fortemente dipendente dal tipo di fonte utilizzata (fossile o rinnovabile). Ad esempio, l'utilizzo di una fonte rinnovabile per la produzione di idrogeno (idroelettrico) riduce l'impatto di gas serra da 57 kg CO_2 /kWh a 38 kg CO_2 /kWh rispetto ad una fonte composita costituita da 60% fonti fossili, 35% nucleare e 5% rinnovabile [9], [11].

L'impatto ambientale della fase di fabbricazione degli stack è <10% di quello complessivo [24], comprendente la vita operativa del sistema a FC. Alimentato con combustibili equivalenti, l'alta efficienza e le basse emissioni durante l'operazione di un sistema a FC fanno sì che l'impatto complessivo sia minore delle tecnologie convenzionali a combustione. L'aumento della vita operativa dei sistemi FC può dunque accentuare questo beneficio.

Emissioni CO₂/MWh

Si considerano le emissioni dell'intero ciclo (produzione, trasporto e utilizzo) del combustibile (nel caso di utilizzo di H₂).

Per impianti di cogenerazione termica-elettrica stazionari (micro cogenerazione, scala domestica < 5 kW_{el}), le emissioni del ciclo di produzione-utilizzo dell'idrogeno ammontano a 320-340 kgCO₂/MWh_{el} e circa 100 gSO₂ / MWh_{el} (elettrici) per l'idrogeno proveniente da steam reforming del metano, circa 76 kgCO₂/MWh_{el} e 25 gSO₂/MWh_{el} per l'idrogeno prodotto mediante elettrolisi con fonti rinnovabili[12,13]. Per le fuel cell per autotrazione (le emissioni vengono espresse per km percorso), le emissioni di CO₂ e di SO₂ / km percorso ammontano a 100 gCO₂/km e 380 mg SO₂/km qualora il combustibile provenga da steam reforming di fonti fossili (gas naturale) e di circa 15 gCO₂/km e 35 mg SO₂/km qualora il combustibile derivi da elettrolisi con energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili[14]. Nel caso le FC vengano alimentate con combustibili convenzionali, una maggiore emissione di CO₂ in fase di esercizio viene prodotta. L'alta efficienza intrinseca di questi sistemi (soprattutto se in versione CHP) fa prevedere una diminuzione di emissioni dal 30 al 50% rispetto ai convenzionali sistemi di generazione elettrica.



Celle a combustibile reversibili (Fonte: ENEA)

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'impiego efficace delle fuel cell come tecnologia di mitigazione delle emissioni di gas serra (CO₂) e gas acidi (SO₂) è altamente dipendente dalla provenienza del combustibile utilizzato nel dispositivo. A titolo di esempio l'utilizzo dell'idrogeno proveniente da fonti fossili (carbone, gas naturale) mediante water gas shift reaction porta a benefici limitati o assenti dal punto di vista della mitigazione delle emissioni rispetto all'utilizzo diretto delle materie prime tramite un ciclo termico; benefici derivanti unicamente dal maggiore rendimento termodinamico dei sistemi in questione. Qui di seguito è riportato un confronto delle casistiche con dati presenti in letteratura (si tiene conto dell'intero ciclo di produzione del combustibile)[14-16].

Automobilistico:[13,15]

- Benzina: 209 g/km CO₂, 200 mg/km SO₂
- Diesel: 154 g/km CO₂, 130 mg/km SO₂ (-26% rispetto a benzina)
- Idrogeno (da gas naturale) a combustione interna: 220 g/km CO₂, 30 mg/km SO₂ (+5% rispetto a benzina)
- FC a gas naturale (reformer on board): 83 g/km CO₂, 6.3 mg/km SO₂ (-60% rispetto a benzina)
- FC idrogeno reformer centralizzato: 87-100 g/km CO₂, 380 mg/km SO₂ (-55% rispetto a benzina)
- FC idrogeno da fonte rinnovabile: 15-20 g/km CO₂, 30 mg/km SO₂ (-90% rispetto a benzina).

Stazionario (cogenerazione commerciale):[13,16]

- Convenzionale: 270 kg/MWh_{tot} CO₂, 7 g/MWh_{tot} SO₂
- Motore diesel: 315 kg/MWh_{tot} CO₂, 680 g/MWh_{tot} SO₂. (+16%)
- Gas naturale: 218 kg/MWh_{tot} CO₂, 6 g/MWh_{tot} SO₂. (-19%)
- FC SOFC/PAFC (idrogeno da fonti fossili): 218 kg/MWh_{tot} CO₂, 6 g/MWh_{tot} SO₂. (-19%)
- FC SOFC/PAFC (elettrolisi rinnovabili, eolico solare, solare, idroelettrico, 20 gCO₂/kWh): 28 kg/MWh_{tot} CO₂ (-89%).

Di grande interesse è segnalare le emissioni evitate di NO_x, SO_x e particolato, sostanze particolarmente nocive alla qualità dell'aria e alla salute umana, e intrinsecamente legate ai processi di combustione, assenti nelle FC.

La tabella riporta le emissioni evitate secondo il Piano Nazionale di Sviluppo della Mobilità a Idrogeno in Italia (DIR. 2014/94/UE), che propone una strategia di implementazione di veicoli e stazioni di rifornimento a idrogeno.

Emissioni evitate secondo il Piano di roll-out di veicoli a FC					
Emissioni evitate	2020	2025	2030	2035	2040
SO ₂ (kg/a)	10	265	2847	15725	40267
NO _x (t/a)	49	627	3159	11886	27455
CO (t/a)	25	473	4033	20644	51986
PM (kg/a)	964	13543	82551	358016	864228

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento e la durata di vita attuali dei sistemi basati su celle a combustibile si differenzia in base alla tipologia e all'impiego. Si distinguono due categorie di impiego: mobile e stazionario. Per quanto riguarda i sistemi mobili, sono costituiti da celle PEM e suddivisi in: 1) Autotrazione (80 kW_e): rendimento elettrico attuale intorno al 60%, tempo di vita circa 100.000 km (2500h equivalenti), con previsione di incremento a circa 5000h. 2) Portabile (micro <2 kW_e, mini 10-50 kW_e, medio 100-250 kW_e): rendimento elettrico intorno al 40%, tempo di vita circa 1500-2000h equivalenti, con previsione di incremento a 5000h. 3) Portabile large (1-10 kW_e): rendimento 25% (target 40%), tempo di vita 3000h equivalenti (target 20000h). Per quanto riguarda sistemi stazionari di produzione di energia in loco solitamente si tratta di sistemi SOFC o MCFC: 1) Cogenerazione elettrica scala residenziale (1-10 kW_e): rendimento elettrico 30-60% (target 45-65%), rendimento termico 80-90% (target > 90%), tempo di vita 12000h equivalenti (target 60000h). 2) Cogenerazione elettrica scala industriale (>0,1 MW_e): rendimento elettrico 42-47% (target > 50%), rendimento termico 70-90% (target > 90%), tempo di vita 40000-80000h equivalenti (target 80000h). Il rendimento complessivo del sistema supera già attualmente il 95%[1].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Esistono numerosi studi sulla fattibilità economica dell'uso di celle a combustibile per scopi stazionari di generazione (taglie oltre i 250 kW) e microgenerazione distribuita (con taglie di potenza di massimo 10 kW per abitazioni), soprattutto in riferimento alle celle di tipo SOFC per la possibilità di recuperare calore per produrre acqua calda (o vapore per scopi industriali), mentre sono pochi gli esempi per le celle PEMFC. La valutazione economica dipende dal costo dell'energia, dal costo delle materie prime e dei carburanti, dall'efficienza presunta dei sistemi, dalla quantità di energia utilizzabile (sia sotto forma di elettricità sia come calore). Per sistemi residenziali, alcuni studi mostrano come sia possibile un payback superiore ai 3 anni in base alla presenza o meno di incentivi statali[17-19]. Le celle a combustibile, rispetto a sistemi più convenzionali, hanno un elevato costo di investimento, attualmente superiore a 150 €/kW per stack di taglia di circa 80 kW [20,21]. Per sistemi SOFC-CHP, viene comunemente considerato un CAPEX di 14000 €/kW per applicazioni residenziali e di 3000 €/kW per applicazioni industriali.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Nonostante siano stati realizzati esempi di rilievo nel settore della dimostrazione tecnologica e della formazione scientifica per promuovere il livello di consapevolezza sociale e la creazione di nuove professionalità adeguate alle nuove tecnologie, l'impatto sia sul territorio e sia in ambito industriale è stato minimo per mancanza di una programmazione specifica in ambito energetico. La normativa tecnica per l'impiego di tecnologie innovative quali quelle dell'uso/distribuzione/produzione dell'idrogeno o la cogenerazione residenziale è limitata e spesso carente. Le celle a combustibile hanno costi elevati. Si stima che il costo per kW generato da celle a combustibile deve scendere di un fattore 10 affinché la tecnologia abbia una diffusione su larga scala ed entrare nel mercato. Gli alti costi sono dovuti in parte ai materiali e le tecniche di produzione utilizzati (terre rare e processi ceramici per SOFC, platino per PEM) e all'attuale basso effetto di scala. Indagini di mercato dimostrano che in un regime di produzione di oltre 100.000 sistemi l'anno, i costi di approvvigionamento di materiale vengono abbattuti oltre il 70% rispetto alla produzione di 100 pezzi l'anno.

Altri fattori che limitano la diffusione della tecnologia sono la mancanza di una reale infrastruttura di produzione e distribuzione (eventualmente di stoccaggio) dell'idrogeno; tempo di vita dei sistemi ancora non sufficiente (soprattutto in ambito SOFC); necessità di nuova e adeguata professionalità, sia nel campo della formazione universitaria e post-universitaria, ma anche nella filiera di installazione e manutenzione tecnica.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

A livello mondiale, si prevede una potenza installata annuale di 1,6 GW dal 2016. L'incremento delle vendite di sistemi sarà quindi molto consistente anche in Italia.

L'Italia possiede centri di eccellenza nello sviluppo ed ottimizzazione della tecnologia, quali Enti Pubblici di Ricerca, Università ed aziende specializzate nel settore che potrebbero avere impatti positivi sul PIL nazionale. A titolo di esempio, si riporta come le imprese che operano nel settore abbiano manifestato di voler incrementare per il 2018 il personale totale portandolo da 232 dipendenti a 649. Considerando l'aumento del 25% registrato nel triennio 2014-2016 di aziende interessate al settore FC, è possibile prevedere un forte impatto nel PIL e occupazionale in caso di sviluppo positivo e di superamento degli attuali ostacoli soprattutto normativi e infrastrutturali.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Le principali aziende italiane, o con una sede in Italia, che lavorano nel settore delle celle a combustibile già esportano i loro prodotti in tutto il mondo. Essendo il settore delle celle a combustibile altamente tecnologico e di importanza mondiale le aziende che operano in tale campo sono di per sé esportatrici di una tecnologia che per molte applicazioni non è ancora matura ma ha un grande impatto in termini di riduzione delle emissioni e di efficienza di conversione.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le celle a combustibile si presentano come una valida tecnologia “Low/ nearly-zero emissions” per molteplici settori: industriale, residenziale e terziario dove è possibile sfruttare anche la versione CHP con notevole risparmio energetico ed emissivo, e anche nei trasporti dove la mobilità tramite FC risulta essere una sempre più valida alternativa alla mobilità elettrica. E' da notare come la sostituzione delle batterie con idrogeno sia sempre considerata una alternativa green di accumulo energetico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Ad oggi in ambito nazionale gli attori di rilievo convenzionali nel settore dei trasporti o dell'infrastruttura energetica stazionaria non fanno effettivo uso della tecnologia, che si sviluppa grazie ad alcune piccole società, tuttavia in crescita. Tra i principali attori italiani potenzialmente interessati alla tecnologia si segnalano:

- aziende di telecomunicazioni (sistemi stazionari per l'alimentazione di antenne radio in luoghi isolati, sistemi stazionari di generazione ausiliaria in caso di blackout, ecc.)
- aziende di produzione di energia elettrica (sistemi stazionari accoppiati a moduli ad accumulo chimico per il bilanciamento della rete)
- aziende per la prototipazione di autoveicoli elettrici (sistemi PEMFC di taglia di circa 10-20 kW)
- aziende per la realizzazione e/o commercializzazione di biciclette a pedalata assistita (sistemi PEMFC di taglia di circa 100 – 200 W).

Sviluppo della tecnologia

Le aziende italiane che operano nel settore FC si differenziano per le tecnologie scelte per la loro attività: AFC 13%, PEMFC 35%, DMFC 10%, MCFC 10%, SOFC 25%, DCFC 3%, Altro 4%[4].

Il maggior numero di Imprese operano nella categoria Stationary Power Generation & Combined Heat and Power CHP e sono situate nel Nord Italia (17), 2 nel Centro Italia e solo 1 nel Sud e 1 all'estero[4]: CTS Energy, Dalmine S.p.A., EDISON S.p.A, Electro Power Systems S.p.A., Environment Park, H₂ Nitidor, Habitech - Distretto tecnologico Trentino, Linde Gas Italia Srl, Solardesign, SIAD S.p.A., Solidpower, NuovEnergie Teleriscaldamento Srl, Proeng Srl, Acta S.p.A., La Fabbrica del Sole, Studio Tecnico Dott.Ing. Mario Franceschetti, Hydro Energy, Minerva Srl.

Sono 42 le imprese che si interessano in applicazioni di FC Early market [4], mentre per il settore PEFC (Electro Power System) si segnalano attori attivi nella sintesi di membrane polimeriche per applicazioni in celle a combustibile, quali la Solvay Specialty Polymers di Bollate (MI), o nella preparativa di materiali per celle alcaline ad alcool diretto (ACTA in Toscana).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Tra gli enti pubblici di ricerca, il CNR dove sono presenti Istituti di assoluta eccellenza nello sviluppo di celle sia PEM che SOFC e di catalizzatori e sistemi completi di generazione. Effettuano Test sull'utilizzo di combustibili alternativi come alcoli rinnovabili, acido formico e su materiali e celle in grado di operare a temperature intermedie (attorno a 500°). L'ENEA sviluppa FC ad alta temperatura (MCFC e SOFC) anche in applicazioni non convenzionali come lo stoccaggio di energia e la CCS (Carbon Capture and Sequestration), e ha il ruolo di principale interlocutore del MiSE per quanto riguarda la ricerca sul sistema elettrico. In molte Università italiane esistono gruppi di ricerca che lavorano nel settore delle celle a combustibile (Genova, Perugia, Roma, Udine, Trieste, Politecnici di Milano, Torino, ecc.).

Le attività di ricerca e sviluppo coinvolgono anche partner privati. Dolomitech Srl: newco nata nel 2010 con l'obiettivo di sviluppare e commercializzare sistemi di propulsione avanzati eco-compatibili con sistemi di propulsione a fuel cell; EDISON S.p.A: società del gruppo EDF, produce energia elettrica, nei propri laboratori studia e sviluppa sistemi a celle SOFC; Electro Power Systems S.p.A.: produce sistemi per l'integrazione delle fonti rinnovabili nella griglia di distribuzione attraverso l'uso di elettrolizzatori, celle a combustibile e batterie; Environment Park S.p.A.: Parco Scientifico e Tecnologico ad azionariato pubblico con la funzione di accelerare l'innovazione per tutte le imprese che puntano ad allargare il proprio mercato con soluzioni eco-efficienti; Genport Srl: combina la tecnologia delle celle a combustibile alimentate ad idrogeno e delle batterie Li-ion con motori elettrici ottimizzati allo scopo di fornire una costante e affidabile sorgente energetica, massimizzare la densità energetica e ridurre rumore e emissioni; Nuvera Fuel Cell: azienda multinazionale, con un laboratorio di qualificazione per celle a combustibile presso Bergamo, sviluppa sistemi di generazione di idrogeno basati su steam reforming del metano e stack di celle PEMFC con una tecnologia propria e innovativa; Proeng Srl: società di consulenza tecnologica che ha recentemente rivolto la propria attenzione nella componentistica delle celle a combustibile; Selmar Srl: azienda italiana Leader nella progettazione, realizzazione e installazione di sistemi meccanici per l'industria navale, studia la possibile integrazione di stack di celle a combustibile; SOLID power S.p.A: specializzata nella progettazione e produzione di micro-cogeneratori basati sulla tecnologia SOFC; SOL S.p.A: attiva nella produzione, ricerca applicata e vendita di gas tecnici, puri e medicali, nelle biotecnologie e nella produzione di energia idroelettrica, ha partecipato al progetto HBUS in collaborazione con CNR e STMicronics per la realizzazione di un bus elettrico alimentato con celle a combustibile.

■ BEST PRACTICES

Per le PEMFC impiegate nel settore autotrazione, un esempio molto attuale è l'immissione sul mercato della prima auto elettrica alimentata con celle a combustibile da parte della Toyota (Dicembre 2015 in Giappone, Settembre 2016 in Europa)[6]. Numerose case automobilistiche stanno sviluppando l'integrazione delle FC in vari prototipi, sia di autovetture che di bus[7]. Esistono già sul mercato biciclette a pedalata assistita alimentati con PEMFC con taglie di circa 100 – 200 W[7].

Per applicazioni nel settore stazionario, sono molti gli esempi di impianti pilota sparsi in tutto il mondo e installati dalle più grandi aziende del settore (Ballard, Vaillant, GM, ecc.) con varie taglie e tecnologie diverse, essenzialmente sia PEMFC sia SOFC [7]. Merita menzione la Bloom Energy, azienda US che commercializza sistemi SOFC e ha provveduto a installare diversi generatori in stabilimenti di aziende che vanno dalle utilities (Washington gas) all'entertainment (DreamWorks), passando (lista non esaustiva) da NASA, Google, Apple, Morgan and Stanley e IKEA.

Molto interesse sta avendo il settore dell'alimentazione di dispositivi di elettronica portatile, sia in ambito civile che militare. Molte case produttrici (Toshiba, Sony, ecc.) hanno presentato prototipi per la ricarica di notebook, palmari e smartphone basati su celle a combustibile sia di tipo PEMFC che DMFC[8]. La potenza richiesta in questo campo è di poche decine di Watt, rendendo così appetibili tecnologie non ancora ben sviluppate ma con un alto potenziale come le celle ad alcol diretto.

In ambito militare, aziende specializzate nel settore delle forniture logistiche per gli eserciti (SFC Energy, Protonex, NexTech, ecc.) promuovono l'uso di celle a combustibile sia come stazioni mobili di generazione elettrica (taglie da 1 MW), sia come generatori portatili e indossabili per soldati specializzati (taglie da 100 W). Gli eserciti moderni stanno dotando il proprio personale di numerosi dispositivi elettronici e la necessaria energia elettrica deve esser disponibile anche in situazioni estreme e con un'alta affidabilità[7].

Nel settore delle DMFC, le applicazioni più indicate e diffuse a livello internazionale riguardano sistemi di backup o generatori di potenza ausiliaria. Trovano applicazioni per l'alimentazione degli ausiliari dei CAMPER, per le stazioni meteo, per i sollevatori (forklift) e recentemente come range extender di piccoli veicoli elettrici. Società all'avanguardia in questo settore è la tedesca Sfc (Smart fuel cell); lo sviluppo dei prodotti è in una fase commerciale (prodotti EFOY) con una ampia gamma di soluzioni per l'elettronica portatile (notebook, fotocamere, ecc.) e l'alimentazione mobile (camper, imbarcazioni, ecc.). Un'altra società con buoni sviluppi, anche commerciali, è la LG Chem (Corea). Quasi tutte le aziende internazionali coinvolte nello sviluppo di telefonia mobile hanno sviluppato prototipi di cellulari alimentati da micro-DMFC.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] O.Z. Sharaf, M.F. Orhan, , *Renew. Sustain. Energy Rev.* 32 (2014) 810–853.
- [2] Tollefson J. US Congress revives hydrogen vehicle research. *Nature* 2009;460:442–3.
- [3] Fuel Cell and Hydrogen Annual Review 2015, (2015) 70. <http://www.4thenergywave.co.uk/wp-content/plugins/datavisualisation/data/FuelCell-and-Hydrogen-Annual-Review-2015.pdf>.
- [4] Piattaforma Italiana Celle a Combustibile e Idrogeno, www.h2it.org.
- [5] http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf
- [6] <https://www.toyota.it/mondo-toyota/news-eventi/mirai-caratteristiche.json>
- [7] S. Curtin and J. Gangi, Fuel Cell Technologies Market Report 2014, U.S. Department of Energy, October 2014. http://energy.gov/sites/prod/files/2015/10/f27/fcto_2014_market_report.pdf
- [8] J. Zhang, L. Zhang, H. Liu, A. Sun, R.-S. Liu, *Electrochemical Technologies for Energy Storage and Conversion*, 2011. <http://eu.wiley.com/WileyCDA/WileyTitle/productCd-3527328696.html> (accessed 1 April 2016).
- [9] U. Lucia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 2014, 164-169
- [10] J.C. Ho, E.-C. Saw, L.Y.Y. Lu, J.S. Liu, *Technol. Forecast. Soc. Change.* 82 (2014) 66–79.
- [11] M. Pehnt, *International Journal of Hydrogen Energy*, 26, 1, 2001, 91-101
- [12] K. Kawajiri, T. Inoue, , *Journal of Cleaner Production*, 112, 5, 2016, 4065-4070
- [13] Gaines, LL, Elgowainy, A, Wang, MQ, Full Fuel-Cycle Comparison of Forklift Propulsion Systems, Argonne National Laboratory, ANL/ESD/08-3, <https://anl.box.com/s/py6dkbbgo4y5mic5mu5l3wadawfoey32>
- [14] M. Pehnt, , *Environmental Science & Policy*, 11, 1, 2008, s 25-37
- [15] B. K. Sovacool, *Energy Policy*, 36, 8, 2008, 2950-2963
- [16] M. Pehnt, , *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 8, 6, 2016, 365-378,
- [17] A. Bauen, D. Hart, , *Journal of Power Sources*, 86, 1–2, 2000, 482-494.
- [18] M. F. Torchio, *Energy Conversion and Management*, 92, 2015, 114-128
- [19] D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang, *Renewable Energy*, 31, 10, t 2006, 1641-1656,
- [20] A. Atieh, S. Al Shariff, *Sustainable Cities and Society*, 17, 2015
- [21] Brian D. James, Andrew B. Spisak, Mass Production Cost Estimation of Direct H2 PEM Fuel Cell Systems for Transportation, Strategic Analysis Inc., https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/sa_fc_system_cost_analysis_2012.pdf
- [22] Fuel Cell cost analysis summary, International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy, <http://www.iphe.net/docs/Resources/IPHE%20Fuel%20Cell%20Cost%20Comparison%20Report.pdf>
- [23] Craig A. Grimes, Oomman K. Varghese, Sudhir Ranjan, Light, Water, Hydrogen The Solar Generation of Hydrogen by Water Photoelectrolysis, Springer Science+Business Media, LLC, 233 Spring Street, New York, N.Y. 10013, USA, 2008, ISBN 978-0-387-33198-0.
- [24] The Fuel Cell Industry Review 2015
- [25] A. Mehmeti, F. Santoni, M. Della Pietra, S.J. McPhail, Life cycle assessment of molten carbonate fuel cells: State of the art and strategies for the future, *Journal of Power Sources* , Volume 308 (2016)]

TECNOLOGIE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

L. Ferrari - CNR
A. Arena - ENEA
E. Lembo, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia eolica hanno avuto un grande sviluppo e diffusione negli ultimi venti anni, e nei vari Paesi aumenta costantemente il contributo alla produzione di energia elettrica da fonte eolica. A fine 2015 erano installati al mondo più di 430 GW di potenza eolica. I primi tre Paesi utilizzatori sono: Cina 145 GW, USA 74 GW, Germania 45 GW; l'Italia al 2015 era vicino ai 9 GW.

La tendenza generale è quella di sviluppare in ambito on-shore e off-shore macchine sempre più grandi e potenti, gli attuali aerogeneratori commerciali sono della potenza unitaria di 2-3 MW, ma esistono già macchine da 7-8 MW. La produzione di energia elettrica in ambito mondiale è fornita ad oggi quasi esclusivamente dalle grandi macchine on-shore. Un crescente interesse è riposto nello sviluppo della tecnologia off-shore anche per le condizioni generalmente favorevoli di ventosità. In aumento anche il mercato dei piccoli generatori (micro e mini eolici).

La configurazione dei grandi aerogeneratori on-shore è prevalentemente tripala ad asse orizzontale. Le pale sono collegate ad un mozzo che è collegato ad un sistema di conversione dell'energia meccanica in elettrica. Questi organi sono confinati in una navicella che è posta in quota utilizzando un pilone di sostegno (torre). La potenza estratta è proporzionale all'area del rotore e al cubo della velocità del vento. Gli aerogeneratori possono operare a giri fissi con connessione diretta alla rete elettrica o a giri variabili (dotate di un'elettronica capace di adeguare la frequenza di generazione a quella di rete) con alcuni vantaggi tra cui un'efficienza superiore (ottimizzazione aerodinamica in diverse condizioni di vento), possibile riduzione delle sollecitazioni e minore rumorosità alle basse velocità del vento.

Per le piccole taglie, le macchine diventano più semplici. Sono generalmente a velocità di rotazione variabile, e l'orientamento è gestito in modo automatico mediante una tailvane oppure adottando soluzioni downwind in cui le pale sono poste a valle della torre. La regolazione della potenza è affidata a sistemi non comandati. Oltre alle macchine ad asse orizzontale, è possibile trovare anche esempi di macchine operanti con asse verticale (tipicamente con configurazione Savonius o Darrieus ad H). Queste sono caratterizzate da rendimenti più bassi (quindi a parità di potenza generata, hanno dimensioni più grandi di una equivalente macchina ad asse orizzontale) ma essendo meno complesse (ed esempio, sono insensibili alla direzione di provenienza del vento) hanno elevate affidabilità. Girando a velocità di rotazione più basse a parità di velocità del vento, sono molto più silenziose delle macchine ad asse orizzontale. La loro installazione diventa interessante in contesti di generazione diffusa o in ambienti abitati tipici delle piccole taglie.

Nel settore off-shore le grandi macchine tripala sono lo standard e le potenze ormai si spingono verso i 10 MW. Grazie alla migliore esposizione dei siti (assenza di ostacoli) e bassa rugosità superficiale dell'ambiente circostante vi è un aumento dell'energia prodotta rispetto alle configurazioni on-shore e ciò compensa in parte i maggiori costi degli impianti off-shore rispetto alle macchine a terra. Due sono le principali tecnologie dell'eolico off-shore: la prima, con torre fissata al fondale marino, è quella utilizzata da tutti gli attuali impianti installati per la maggioranza al Nord Europa, con la quale si possono raggiungere profondità massime di 40-50m, e la seconda è rappresentata dall'eolico galleggiante (floating) su piattaforma ancorata che è attualmente ancora allo stadio di prototipo, ma il cui potenziale di sfruttamento (numero siti idonei) è notevole poiché si possono raggiungere profondità di centinaia di metri, in questo contesto si stanno affacciando anche sistemi ad asse verticale di tipo Darrieus ad H il cui principale vantaggio è quello di posizionare il generatore elettrico alla base della struttura.

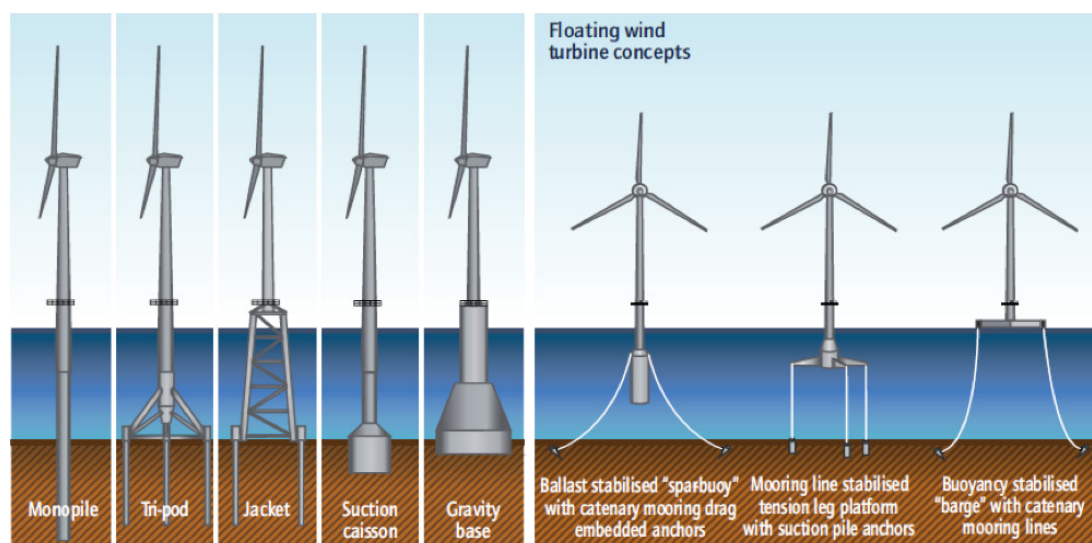


Figura 1 Tipologie di installazione di macchine off-shore (Fonte: Wisler, R. et al., 2011)

Internazionale

Alla fine del 2015 nel mondo si contavano 432.419 MW di potenza eolica installata in continua crescita rispetto agli anni precedenti (Figure 2 e 3). Il Paese con la più alta potenza eolica installata nel mondo è la Repubblica Popolare Cinese che ne conta il 33.6%, seguita dagli Stati Uniti (17.2%) e dalla Germania (10.4%). L'Italia si colloca al nono posto con il 2.1%[2].

Un totale di 141.600 MW è attualmente installato nei Paesi dell'Unione Europea grazie al tasso di crescita del 9.7% del 2015. La Germania rimane il Paese con la più alta capacità installata, seguito dalla Spagna e dal Regno Unito. L'Italia si colloca al quinto posto (Figura 3) [3].

Per quanto riguarda le installazioni off-shore, la potenza complessivamente installata ammonta alla fine del 2015 a 12.105 MW (in crescita rispetto agli anni precedenti) e i principali attori sono il Regno Unito seguito dalla Germania e dalla Danimarca (Figura 4) [2].

A livello europeo, il settore dell'off-shore ha visto un incremento nel 2015 di 3.000 MW rispetto al 2014 [3]. La dimensione media delle turbine impiegate in campo off-shore è di 4.2 MW, 13% più grande del 2014. Questo è dovuto al maggior utilizzo nel 2015 di turbine da 4-6MW. La profondità media dei parchi eolici completati (o in fase di completamento) nel 2015 è di 27.1 m e la distanza media dalla costa è di 43.3 km. Nel 2014 la profondità e la distanza media erano di 22.4 m e 32.9 km rispettivamente [4]. Questo testimonia l'impulso verso profondità e distanze dalla costa crescenti.

A livello europeo, considerando un anno con ventosità media, si producono per via eolica 315 TWh (274.5 TWh da sistemi on-shore e 40.6 TWh da sistemi off-shore) pari all'11.4% del fabbisogno complessivo (9.9% da sistemi on-shore 1.5% e da sistemi off-shore) [3].

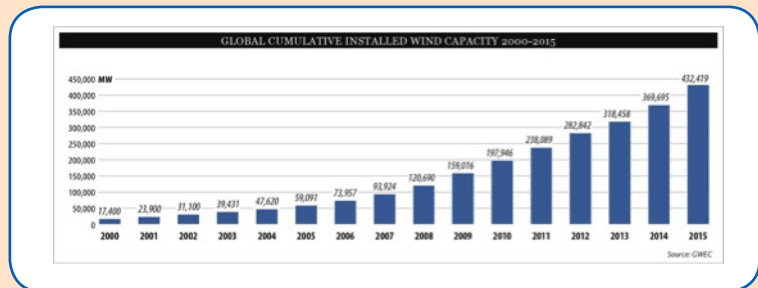


Figura 2 Potenza eolica cumulata installata nel mondo [2]

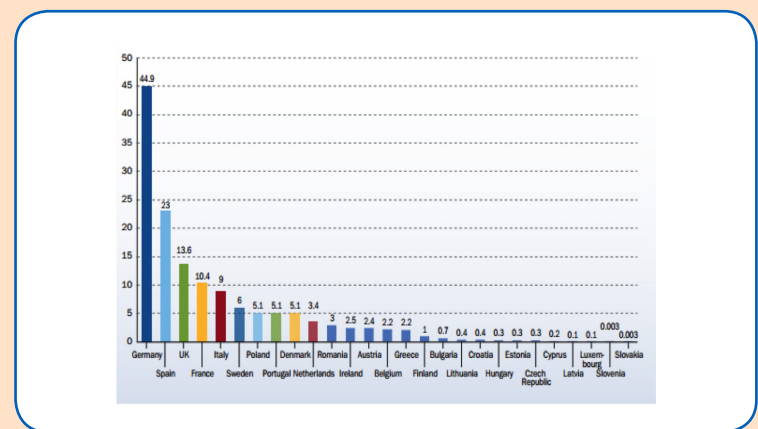


Figura 3 Ripartizione fra i Paesi Europei della potenza eolica cumulata in GW [3]

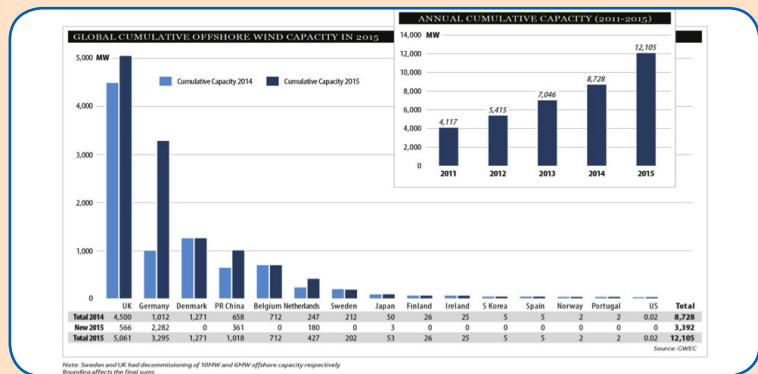


Figura 4 Potenza eolica off-shore cumulata totale e ripartita per Paese[2]

Nazionale

La potenza eolica totale installata in Italia a fine 2015 [5] è stata di 8.942 MW (in crescita del 3,3 % rispetto al 2014) (Figura 5). In particolare, nel 2015, sono stati installati 295 MW eolici secondo dati ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento), con 27 impianti in larga parte superiori al MW sino a 42 MW. Vi è stato un incremento rispetto al 2014 (105 MW installati) ma una grande diminuzione rispetto al numero di installazioni effettuate dal 2008 al 2012 (più di 1000 MW per anno). Lo sviluppo dell'energia eolica ha rallentato notevolmente dal 2013 al 2015, anche per il nuovo articolato meccanismo approvato nel 2012 con tariffe incentivanti e quote massime da installare.

Si riportano le potenze installate negli ultimi anni in Figura 5.

Il numero di grandi aerogeneratori installati è stato pari a 6.484 unità a fine 2015 (Figura 6).

A fine giugno 2016, la capacità eolica complessiva si è incrementata di ulteriori 167,9 MW, con 8 nuovi impianti caratterizzati da potenza nominale compresa tra 8,1 MW e 31,5 MW.

Nel 2015 sono stati prodotti dall'eolico 14,6 TWh, che rappresentano il 4,6 % della richiesta di energia elettrica in Italia (Figura 7).

In Italia attualmente non sono installati grandi impianti eolici off-shore.

Relativamente al minieolico, nel 2015 sono stati installati un considerevole numero di piccoli aerogeneratori (sotto i 200 kW), con una potenza cumulata installata stimata in circa 50 MW con circa 2.000 macchine. Il contributo del minieolico alla produzione di energia nazionale è trascurabile, ma l'importanza del settore è dovuta ad un grande coinvolgimento di piccole e medie imprese italiane nella produzione e realizzazione degli impianti minieolici. Al contrario di quanto accade per i grandi aerogeneratori le imprese costruttrici italiane hanno una significativa presenza nel mercato dei piccoli aerogeneratori.

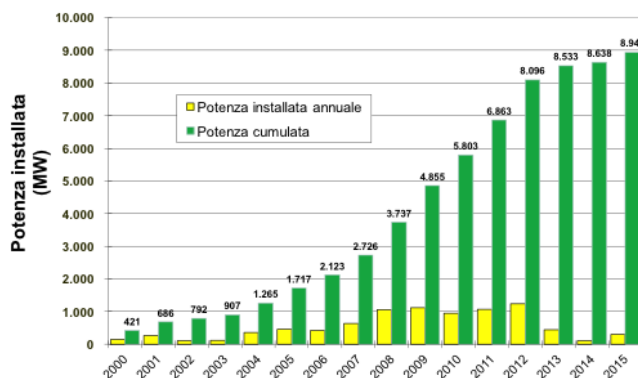


Figura 5 Potenza eolica installata in Italia annuale e cumulata a fine 2015

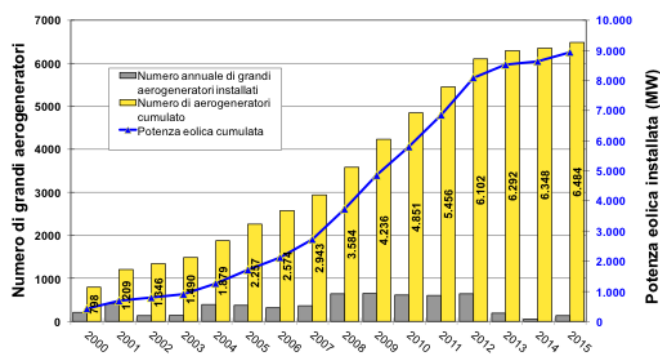


Figura 6 Numero di grandi aerogeneratori installati in Italia a fine 2015 e potenza eolica [5]

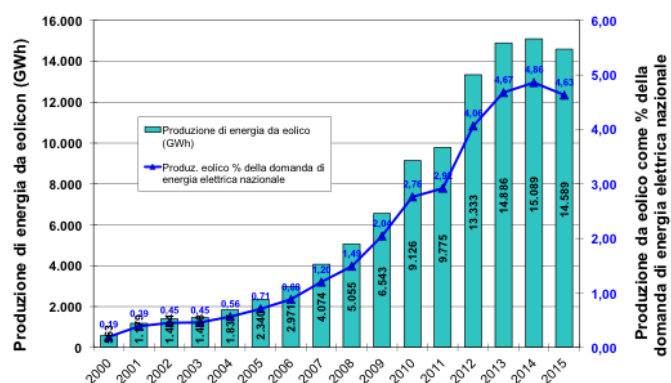


Figura 7 Produzione di energia da fonte eolica in Italia e % della domanda elettrica nazionale [4]

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I grandi aerogeneratori onshore presenti sul mercato sono dotati di tecnologia molto affidabile. La ricerca è attiva nei vari Paesi e si sta concentrando sull'aumento delle taglie per ridurre ulteriormente i costi di produzione. Gli studi si sviluppano nei settori dell'aerodinamica, aeroelasticità, materiali, elettrico. Altri obiettivi di ricerca sono l'incremento della penetrazione della produzione eolica nella rete e la minimizzazione del rumore.

Nel settore off-shore, la tecnologia per bassi fondali è già utilizzata ma vi sono ampi margini di miglioramento. Le ricerche si concentrano anche sulla tecnologia degli aerogeneratori floating con diversi tipi di soluzioni per le piattaforme e per le diverse profondità. TRL 6-7 (sviluppo di prototipi funzionanti).

Nel campo mini-micro eolico, le tecnologie sono mature anche se vi sono alcuni margini di miglioramento, l'obiettivo è il contenimento dei costi con il minimo impatto sulle prestazioni dell'aerogeneratore.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Possibili interazioni con:

- **Accumulo idraulico:** gli impianti eolici possono essere connessi tramite la rete elettrica con i grandi impianti idraulici di pompaggio per l'accumulo del surplus dell'energia prodotta da eolico.
- **Idrogeno:** il surplus di energia elettrica prodotto potrebbe essere convertito in idrogeno per usi diretti o per la conversione in metano (power to gas).
- **Accumulo elettrico:** un opportuno accumulo elettrico installato in una wind farm potrebbe portare ad una produzione di energia elettrica più costante e meno sensibile alle variazioni di ventosità con un diretto vantaggio di accoppiamento con la rete elettrica.
- **Energia da maree e onde:** alcune geometrie di turbina eolica sono utilizzabili anche per lo sfruttamento dell'energia contenuta nelle correnti marine. In aggiunta, alcune versioni di turbina eolica possono essere utilizzate per lo sfruttamento dei moti d'aria prodotti dai sistemi di generazione basati sul moto ondoso (sistemi a cassone o a colonna d'acqua oscillante).

E' possibile in futuro pensare a piattaforme off-shore multiuso in grado di alloggiare più tecnologie rinnovabili off-shore con un'ottimizzazione dei costi costruttivi e di installazione e incrementando lo sfruttamento dell'area marina interessata.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Possibili interazioni positive con:

- Settore dei materiali (impiegati per la realizzazione di pale e strutture di sostegno)
- Ambito delle previsioni meteorologiche dato l'impatto che una corretta previsione della ventosità può avere sulla produzione di energia e sulla gestione dei parchi eolici.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La disponibilità di ventosità sul territorio Italiano è stimata e sintetizzata in un atlante eolico interattivo da Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A [8]. Si evidenzia come i siti del centro-sud Italia anche nella zona Appenninica e le grandi isole siano di interesse per le installazioni di impianti eolici. Il maggiore ostacolo alla diffusione della tecnologia in Italia è il territorio densamente popolato, la vocazione turistica e le zone protette. Per l'eolico off-shore, il maggiore limite all'installazione è costituito dalla profondità dei nostri fondali. Si delinea per il futuro l'opzione della tecnologia floating [14].

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Gli impatti di un sistema eolico si articolano in: Acustico, Visivo e Paesaggistico, Avifauna e Elettromagnetico. Quello visivo presenta maggiori criticità. Recenti criteri di progettazione delle pale hanno consentito di ridurre quello acustico. L'impatto sull'avifauna e quello elettromagnetico, generalmente ritenuti di piccola entità, possono essere mitigati con opportuni accorgimenti.

Emissioni CO₂/MWh

Nel 2014 un articolo di Energy Policy ha analizzato in dettaglio il ciclo vita dei sistemi eolici per i bilanci di CO₂ [11]. Sono stati esaminati 153 studi sulla CO₂ prodotta durante il ciclo vita degli impianti (tutti sottoposti ad una peer review e più del 70% pubblicato negli ultimi 5 anni). E' emerso come l'energia eolica produca un'emissione media di 34,11 gCO₂/kWh durante il suo ciclo vitale, con una forchetta che varia fra 0,4 g e 364,8 g. Questa escursione è molto legata alla variabilità che si può avere nella realizzazione e funzionamento della macchina. Con un diverso mix energetico, la stessa macchina costruita in Cina ha un impatto ambientale maggiore di quella costruita in Germania. La fase relativa alla realizzazione dei materiali e alla fabbricazione è la responsabile

della maggior parte delle emissioni seguita dalla fase di costruzione e funzionamento [11]. In termini generali più è grande la potenza della turbina e maggiore la sua vita, minore sono le emissioni su ciclo vita a kWh. Negli studi in cui è stata considerata una vita di 20 anni le emissioni sono state stimate in 40.69 g/kWh, scendono di 28.53 g su 25 anni e 25.33 g per 30 anni.

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'intensità carbonica nella produzione elettrica è stimata intorno ai 353,4 gCO₂/kWh [10]. Ogni kWh prodotto da fonte eolica comporterebbe quindi un risparmio di CO₂ emessa in ambiente di 353,4 g. Per avere una stima più coerente, occorre valutare il bilancio sull'intero ciclo vita.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza di una macchina eolica dipende molto dalla tecnologia considerata (Figura 9). I sistemi di produzione di elevata potenza, possono avere efficienze anche molto vicine a quelle massime teoriche (sistemi a 3 pale). In un contesto di wind farm, l'efficienza complessiva può risentire dell'interazione con le scie di macchine sopravvento, in caso che le distanze reciproche non siano sufficienti. In termini energetici, l'immissione in rete può essere limitata dall'indisponibilità della rete: il sistema potrebbe generare energia, ma poiché la rete non è in grado di riceverla, la macchina viene fermata. Questa perdita di produzione causata dall'indisponibilità delle rete, che attualmente viene remunerata, è risultata pari a 492 GWh nel 2010 e si è progressivamente ridotta, fino a poco più di 120 GWh nel 2013 [9]. La vita attesa per gli aerogeneratori è di oltre 20 anni.

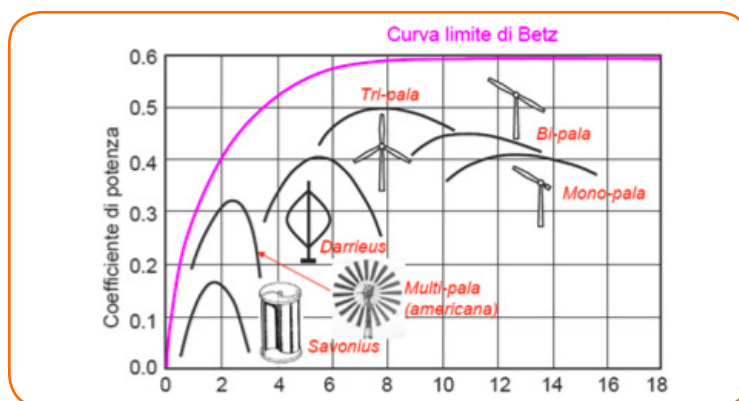


Figura 9 Efficienze tipiche delle principali tipologie di macchine eoliche

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il tempo di rientro dell'investimento per un impianto eolico dipende dalla ventosità del sito di installazione e dalla monetizzazione del kWh elettrico. Per impianti di grossa taglia, indicativamente un sito con velocità media superiore ai 5 m/s è generalmente ritenuto un sito appetibile. Nel campo delle piccole taglie, data la variabilità dei sistemi e delle prestazioni, i tempi di rientro dell'investimento sono molto più sensibili alla ventosità del sito.

Ad oggi in Italia il costo di installazione medio di impianti eolici di grande taglia da singoli aerogeneratori di 850 kW sino a impianti delle decine di MW si attesta intorno ai 1.500 €/kW. Il costo della macchina può ritenersi, prudenzialmente, compreso fra 2/3 e 3/4 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito. In caso di sistemi off-shore, i costi di installazione diventano superiori e aumentano con la profondità. Nel settore mini e microeolico, i costi sono molto più variabili e dipendenti dall'installazione e generalmente più alti. Indicativamente si può ipotizzare un costo intorno ai 3.500 – 5.000 €/kW installato. In Italia, nel 2014 il costo specifico variava da circa 4.800 €/kW per le macchine con potenza fra 1 e 20 kW, a 3.700 €/kW per le macchine fra 20 e 60 kW e 2.800 €/kW per quelle fra i 60 ed i 200 kW. Il costo scende a 2.000 €/kW per macchine fra i 200 ed i 1000 kW[12].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Alcuni dei fattori che maggiormente limitano la diffusione della tecnologia eolica sono:

- Volatilità dei programmi incentivanti che limita la propensione degli investitori
- Procedure autorizzative spesso complesse
- Scarsa accettazione da parte delle popolazioni a causa dell'impatto ambientale
- Indisponibilità della rete o difficoltà di allacciamento.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Italia sono poche le aziende che producono aerogeneratori, soprattutto di grandi taglie. Sono numerose, invece, le aziende che si occupano di progettare e realizzare impianti eolici acquistando macchine sul mercato.

Le ricadute di uno sviluppo tecnologico del settore potrebbero essere notevoli visto che l'eolico è previsto in crescita. Si avrà un aumento costante degli occupati nel settore eolico con previsioni di forte crescita anche nel campo off-shore [13].

ANEV, Associazione che raggruppa gli operatori del grande eolico, e UIL hanno elaborato nel 2012 delle stime al 2020 sulla distribuzione occupazionale dovuta alla diffusione dell'energia eolica in Italia suddivisa per regioni. ANEV ha comunicato che i posti di lavoro diretti e indiretti dovuti allo sviluppo dell'eolico in Italia sono nel 2015 pari a 26.000 unità.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'incentivazione alla produzione di macchine made in Italy porterebbe inevitabilmente ad affacciarsi verso un mercato almeno europeo e, quindi, con una forte componente di esportazione.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Essendo una produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (eventualmente convertibile in gas metano) questa tecnologia permette di ridurre la carbon footprint di tutti i settori di utilizzo dell'energia elettrica/termica. L'impiego di macchine di piccola taglia integrate in contesti residenziali e industriali permetterebbe di ridurre localmente il consumo di energia elettrica e di aumentare notevolmente la diffusione della tecnologia.

BEST PRACTICES

Per i grandi aerogeneratori onshore in Italia non vi sono da segnalare installazioni particolari. In altri Paesi sono funzionanti macchine di grande taglia anche in sperimentazione sino ad 8 MW. Il livello di penetrazione dell'eolico nelle reti elettriche nazionali è un altro aspetto di attenzione; la Danimarca attualmente è il Paese in Europa con maggior penetrazione eolica, 42% di elettricità prodotta da fonte eolica sulla domanda elettrica nazionale.

Nel settore off-shore si segnala il progetto Blue H, realizzato nel 2008 a largo delle coste di Brindisi con sistema TLP (Tension-Leg Platform). La turbina da 80 kW a 20 km dalla costa (profondità di 108 m) su una piattaforma galleggiante era mantenuta in posizione da un sistema di ancoraggio verticale.

In ambito internazionale, vi sono vari prototipi per la tecnologia off-shore floating, quasi tutti con macchine ad asse orizzontale tripala, che utilizzano diversi tipi di piattaforme tutte in sperimentazione.

IEA wind TCP pubblica periodicamente delle "Recommended Practices" su diverse tematiche che riguardano il settore eolico (www.iea.org). Sono in fase di review le Recommended Practices sulle modalità di raccolta ed elaborazione di dati provenienti da parchi eolici operativi e sull'esercizio di parchi eolici in climi freddi.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Operatori gestori grandi impianti eolici (2015):

- Enel Green Power
- Erg Renew
- Falck Renewables
- E2i
- Friel Green Power
- Alerion Clean Power
- E.ON.
- Api Nova Energia
- IVPC
- Veronagest
- Moncada Energy Group
- Tozzi
- Termomeccanica Ecologia.

Di seguito l'elenco di imprese censite da Energy Strategy Group del Politecnico di Milano in collaborazione con imprese e Associazioni del settore eolico (sono escluse le imprese estere con o senza filiale italiana) [7]

Consulenza sul progetto eolico: Euro Service, LSI Lastem, Meteocenter (SMS), Relight Energie, Servizi Territorio, Spes Consulting, Tecnogaia, Windfor; Progetti eolici: ABN Wind Energy, Green Energy, Maestrale Green Energy, SER Sistemi Energie Rinnovabili, S.I.I.S., SoloRinnovabili, Studio Rinnovabili, Studio Tecnico BFP; Installazione impianti eolici: Cedelt, CMM (Consorzio Enerlog), Fen Energia, Green Energy, ICIE Energia, Infrastrutture, Laut Engineering, Marco Polo Group, PLC System, Sorgent.e Holding; Trasporto impianti eolici: Arduino Trasporti, Geo Trasporti, ICIE Energia, LOGI.CO., Marraffa, Molisana Trasporti, Nizzoli Trasporti, Rubino, Runco, Savino Del Bene.

Sviluppo della tecnologia

Grande eolico: costruttori di aerogeneratori (2015):
Leitwind (Italia) (2 stabilimenti Austria e India)
Vestas (Danimarca) -(1 stabilimento in Italia Taranto)

Minieolico: costruttori e distributori aerogeneratori:

- Ropatec
- Tozzi Nord
- Aria
- Jonica Impianti
- En-Eco
- Eolart
- T.R. Energia
- It-Energy
- Espe.

Di seguito l'elenco di imprese censite da Energy Strategy Group del Politecnico di Milano in collaborazione con imprese e Associazioni del settore eolico (sono escluse le imprese estere con o senza filiale italiana) [7]

Costruzione componenti grandi aerogeneratori:
Moltiplicatore (gearbox): Brevini Group; Sistemi regolazione (pitch e yaw): Bonfiglioli, Corner Industries, Gear World (Gruppo Carraro), Hydac; Cuscinetti: Galperti Tech, Ima Cuscinetti, SNR Italia, The Timken Company; Generatore elettrico: Ansaldo Sistemi Industriali. Sicme Motori; Inverter; Elettronica Santerno; Equipaggiamenti Elettronici Industriali; Power One; Trasformatori: MF Trasformatori, SEA; Torri e Strutture: Fonderia Vigevanese, Forgital Italy, Gualini Group, Leucci Costruzioni, Monsud, Officine Meccaniche Dal Zotto, Pali Italia, Pugliese Industria Meccanica, Sabe, SI.TE.CO., Sites, Stoma Engineering.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Le attività di ricerca e sviluppo [5] in Italia nel 2015 sono state principalmente portate avanti da CNR, RSE, ENEA e Università.

- **CNR:** in otto istituti di ricerca, svolge attività su: condizioni vento e ricerche strato limite atmosferico per off-shore, coste, terreni complessi e venti estremi (ISAC); modelli integrazione clima atmosferico oceanico ad alta risoluzione (ISAC e ISMAR); mappature eoliche a terra e off-shore (ISAC e IREA); previsione produzione eolica (ISAC); caratterizzazione e modelli per aerodinamica aerogeneratore e onde (INSEAN); impatto ambientale e rumore (IDASC); sviluppo ed esercizio impianti off-shore e valutazioni rischi ambientali (ISAC, ISMAR, ITAE e INSEAN); simulazioni aerogeneratori, convertitori DC/DC e schemi di controllo per integrazione a rete (ISSIA e ITAE); materiali innovativi (ISTEC)
- **RSE:** anche nell'ambito dell'AdP Ricerca di Sistema elettrico, effettua previsioni meteo eoliche, studi sull'integrazione della capacità eolica nella rete, valutazioni risorse attraverso misure in campo e modelli di simulazione (Atlante Eolico Italiano), progetto dell'Atlante Integrato delle energie rinnovabili
- **ENEA:** ha a disposizione una galleria del vento per indagini su profili e caratterizzazione anemometri ed ha effettuato ricerche su metodi non distruttivi applicati a pale di piccoli aerogeneratori

- **Politecnico di Milano:** si occupa di aeroelasticità aerogeneratori, progetti pale, sistemi di controllo, riduzione carichi. Ha sviluppato una galleria del vento per studi su modelli di aerogeneratori con controlli attivi per la simulazione di campi eolici e interazioni onde. In particolare, si occupa di tecnologie avanzate per grandi aerogeneratori (10-20 MW) e progetti pale con sistemi di controllo passivi per la riduzione dei carichi (Dipartimento di Scienze e Tecnologie Aerospaziali), di strutture galleggianti di aerogeneratori da 10 MW (Dipartimento di Ingegneria Meccanica), di progettazione di generatori elettrici ed elettronica di potenza e di integrazione di sistemi eolici in rete e sistemi di accumulo (Dipartimento di Elettronica, Informazione e Bioingegneria), reti ed economia dell'energia eolica (Dipartimento di Energia)
- **Politecnico di Torino:** ha sviluppato un piccolo prototipo da 3 kW off-shore installato sul Lago Maggiore su piattaforma galleggiante ad asse orizzontale con controllo del passo e lavora su modelli di aerogeneratori e confronto tra dati eolici e previsioni per la valutazione della potenza immessa in rete da impianti eolici
- **CRIACIV** (Centro Interuniversitario di Aerodinamica delle Costruzioni e Ingegneria del Vento): effettua studi sulla simulazione di grandi aerogeneratori off-shore fissati al fondo marino e sul comportamento delle piattaforme galleggianti
- **Università di Genova:** ha una rete di monitoraggio di 31 anemometri sonici e 3 LIDAR nei maggiori porti del Mar Tirreno; monitoraggio strutturale di un piccolo aerogeneratore ad asse verticale nel porto di Savona
- **ADAG:** gruppo di ricerca dell'Università di Napoli "Federico II", sviluppa progetti pale, prove profili in galleria del vento, analisi comportamento aeroelastico dell'aerogeneratore
- **Università di Roma La Sapienza:** progetto strutturale e aerodinamico dell'aerogeneratore. Dal 2013 è sede dell'Associazione OWEMES per la promozione dell'eolico off-shore e delle tecnologie marine
- **Università di Trento:** progetto e prove di piccoli aerogeneratori nel suo campo prova sperimentale; ricerche specifiche sullo sfruttamento dell'energia eolica nei climi freddi e sui sistemi anti-ghiaccio
- **Società KiteGen Research e Sequoia Automation:** è in fase di sviluppo un aerogeneratore kite da 3 MW le cui prove in campo dovrebbero essere condotte in un sito del Sud del Piemonte.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>
- [2] http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR_corrected.pdf
- [3] <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
- [4] <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Off-shore-Statistics-2015.pdf>
- [5] IEA (International Energy Agency) - Wind - Annual Report 2015 - Italy - http://www.ieawind.org/annual_reports.html
- [6] http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Rapporto%20statistico%20GSE%20-%202014.pdf
- [7] Politecnico di Milano - Dip. Ingegneria Gestionale - Wind Energy Report - Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica - Luglio 2012
- [8] <http://atlanteolico.rse-web.it/>
- [9] <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/277-14.pdf>
- [10] <http://kilowattene.enea.it/KiloWattene-CO2-energia-primaria.html>
- [11] Nugent, Daniel; Sovacool, Benjamin K. "Assessing the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Solar PV and Wind Energy: A Critical Meta-Survey," Energy Policy, February 2014, Vol. 65, 229-244. doi: 10.1016/j.enpol.2013.10.048.
- [12] http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/speciale-ambiti-sviluppo-minieolico-in-italia_qualenergia-battisti.pdf
- [13] M. Bilgili et al. "Off-shore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart" Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 905-915
- [14] RSEview, "L'energia elettrica dal vento", 2012 (ed 2017 in pubblicazione), <http://www.rse-web.it/monografie/rseview003.page>

*S. Lombarda, A. Mordini, P. De Natale,
A. Sanna - CNR
S. Cavella, E. Terzini - ENEA
S. Guastella - ISE*

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia fotovoltaica consente di produrre energia elettrica sfruttando la radiazione solare. La trasformazione diretta avviene tramite celle fotovoltaiche che sfruttano la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione solare. Il materiale prevalentemente utilizzato per produrre celle fotovoltaiche è il Silicio a cristallo singolo (monocristallino) o a cristalli multipli (policristallino). Altri materiali sono i cosiddetti “film sottili” (quali silicio amorfo, tellururo di cadmio, diseleniuro di indio e rame). Le celle a film sottili sono basate su materiale semiconduttore depositato in strati molto sottili (dell'ordine del micron) e sono sviluppate con l'obiettivo di ridurre i costi con processi di produzione su grande scala. Questi materiali hanno ancora oggi problemi di stabilità in esercizio, di rendimento di conversione e di convenienza economica nel processo costruttivo. I dispositivi di “terza generazione” incorporano tecnologie in evoluzione per mezzo delle quali si vuole raggiungere un rapporto costi/efficienza particolarmente vantaggioso. Rispetto al fotovoltaico tradizionale queste tipologie di celle sono più versatili sia dal punto di vista dei materiali utilizzati che dei loro potenziali impieghi. Le tecniche di fabbricazione sono inoltre potenzialmente a basso costo e richiedono un impiego molto limitato di energia abbattendo i costi energetici di produzione e di conseguenza i tempi di payback energetico. Alla terza generazione appartengono le celle solari a colorante (DSSC)[1], le celle fotovoltaiche organiche e polimeriche (OPV)[2], le celle a base di perovskiti (soprattutto ibride alogenuro come $\text{CH}_3\text{NH}_3\text{PbI}_3$, PSC)[3] e quelle facenti uso di nanoparticelle e nanocristalli colloidali (colloidal quantum dots, CQDSC)[4]. Nel caso di OPV e DSSC, lo stadio della ricerca è certamente più avanzato rispetto alle celle solari a base perovskitica e le realizzazioni tecniche hanno già permesso l'ottenimento di moduli di medie/grandi dimensioni per i quali costituisce un imperativo l'ottenimento di stabilità accettabili. Le celle PSC (di recentissima introduzione) in fase di sviluppo in laboratorio, costituiscono il fronte di ricerca più innovativo nell'ambito del fotovoltaico di terza generazione. Grazie alle proprietà delle perovskiti, i dispositivi che li inglobano hanno raggiunto e superato in pochissimi anni lo stato dell'arte del fotovoltaico da “soluzione”: dispositivi multistrato, flessibili, stabili e semitrasparenti toccano efficienze certificate superiori al 20%. Ad oggi, le celle solari a base perovskitica si configurano come la più promettente tecnologia di celle solari a basso costo, rappresentando in un prossimo futuro un'alternativa concreta al fotovoltaico basato sul silicio. Le CQDSC, pur con efficienze più basse, presentano anch'esse potenzialità per essere applicate al fotovoltaico di nuova generazione: i nanocristalli colloidali, infatti, permettono di assorbire efficientemente la porzione nell'infrarosso dello spettro solare. Una delle caratteristiche comuni a tutti i dispositivi di seconda e terza generazione è la possibilità di facile integrazione negli edifici (il cosiddetto BIPV, building-integrated photovoltaics), grazie alle loro caratteristiche di adattabilità strutturale, bassa perdita di efficienza a bassa illuminazione e ad angoli di lavoro non ottimali, peso ridotto, (semi)trasparenza e, almeno nel caso delle OPV e DSSC, colorazione variabile.



Impianto fotovoltaico con sistema di accumulo (nel riquadro) presso il CR ENEA di Lampedusa

Internazionale

Alla fine del 2014 in Europa erano installati più di 80 GW di impianti FV, con un incremento annuo in decrescita (Figura 1) dopo la forte riduzione degli incentivi nazionali. La Germania e l'Italia sono i paesi con maggiore potenza installata (Figura 2) rispettivamente 38,2 e 18,6 GW [1]. Questi due paesi si collocavano nel 2012 al primo e al secondo posto fra i paesi "Top 10 PV market" a livello mondiale; nel 2014 Regno Unito e Germania occupavano il 4 e il 5 posto [5]. Ciò sta a denotare come il business FV, anche se ancora rilevante in Europa, sta crescendo molto di più in altre aree geografiche mondiali, quali Cina, Giappone e USA.

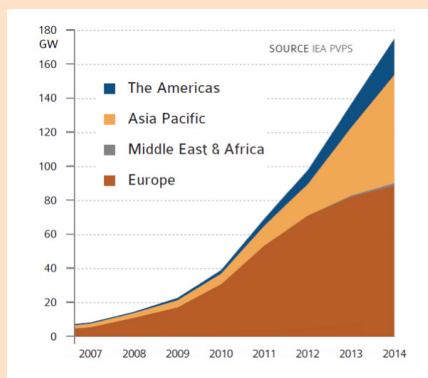


Figura 1 Potenza FV installata in varie aree [5]

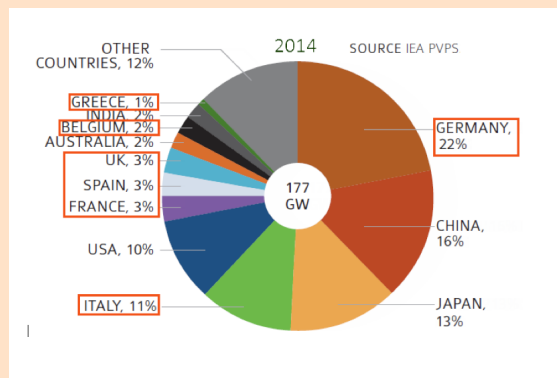


Figura 2 Potenza FV installata in Europa [5]

Si sottolinea come circa il 90% della potenza fotovoltaica globalmente installata sia ancora ottenuta da pannelli a base di silicio cristallino (efficienze di conversione anche superiori al 17%), con le tecnologie a film sottile che coprono il restante 10% del mercato [6].

Le tecnologie di nuova generazione pur essendo già state inserite in alcuni prodotti commerciali [9] non forniscono ancora una produzione elettrica significativa.

Dal punto di vista della ricerca scientifica, l'Europa è leader nella tecnologia PSC; le celle con efficienza di conversione di potenza più alta (20%) sono state realizzate da due laboratori europei (Politecnico di Losanna e l'Università di Oxford). Le OPV e DSSC, tecnologie più mature rispetto alle PSC, presentano efficienze delle singole celle ad oggi

più basse. Per OPV si registra un valore di efficienza certificata del 10,8% e per DSSC dell'11,9% (sebbene siano stati riportati valori fino al 13% su dispositivi rigidi e 7,6% per dispositivi flessibili). L'efficienza certificata dei moduli ha raggiunto ormai valori ragguardevoli: per l'OPV in moduli rigidi sono riportate efficienze dell'8,7% (Toshiba) e in moduli flessibili e trasparenti (colorati) del 4,5%. Per le DSSC il valore più alto certificato è dell'8,2% (Sharp).

Nazionale

In Italia, alla fine del 2014, erano in esercizio circa 650.000 impianti per 18,6 GW installati e 22,3 TWh elettrici prodotti [7][8]. Tale ampia presenza di impianti fotovoltaici in Italia è avvenuta grazie agli incentivi del "Conto Energia" (Figura 3) risultati determinanti visto che il costo del kWh prodotto dalla tecnologia fotovoltaica era più elevato rispetto alle fonti tradizionali, soprattutto negli anni iniziali del Programma di incentivazione. Il consistente trend di diminuzione dei costi degli impianti fotovoltaici ha portato, nelle regioni più soleggiate d'Italia (Sicilia, Puglia, Calabria e Sardegna), a raggiungere la "grid-parity" (cioè il punto in cui l'energia elettrica prodotta con questa fonte energetica uguaglia il costo dell'energia prelevata dalla rete elettrica per l'utente finale). In tali zone d'Italia la produzione di energia elettrica annua con impianti fotovoltaici (correttamente progettati, installati e gestiti) raggiunge valori di 1.610 kWh/kWp a Messina contro i 1.450 a Roma e 1.260 a Milano [4].

La regione italiana che a fine 2014 produceva più elettricità da fonte solare era la Puglia (2.59 GW). La produzione nel suo complesso risulta ben distribuita su tutto il territorio nazionale con un totale di circa 648.000 impianti, per la maggior parte di piccole dimensioni [10]. Solo 86 impianti utility-scale (sopra 10 MW), il più grande dei quali da circa 85 MW, sono attualmente presenti in Italia per una produzione totale di 901 MW. In base ai dati disponibili, si può concludere che alla fine del 2014 il solare fotovoltaico era in grado di soddisfare circa il 7% della domanda elettrica nazionale.

Si evidenzia come anche in Italia la stragrande maggioranza degli impianti in attività è basata sulle tecnologie del silicio cristallino: alla fine del 2014, solo circa il 7% della potenza fotovoltaica complessiva era fornita da impianti a film sottile (principalmente silicio amorfo e CIGS), pari a circa 1,3 GW [11]. Considerando la superiore integrabilità architettonica delle tecnologie thin-film (nonché di quelle emergenti) rispetto a quelle "classiche", che si evidenzia nella possibilità di costruire pannelli flessibili e (semi) trasparenti, e che quasi il 50% degli impianti fotovoltaici in Italia è montato su edifici, un miglioramento nelle loro caratteristiche di efficienza e stabilità potrebbe portare in futuro ad un deciso aumento nel loro utilizzo.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

- film sottili “tradizionali” (a base di CdTe, CIGS o silicio amorfo): TRL 9. Questa tecnologia è ormai commercialmente disponibile da vari anni
- film sottili a base di kesteriti: TRL 3. Questa tecnologia è stata dimostrata su piccola scala in laboratorio, ma non sono ancora stati prodotti pannelli basati su di essa
- dye Sensitized Solar Cells: TRL 7. A seconda dei differenti substrati e della natura dei componenti, si è passati dalla dimostrazione di prototipi alle installazioni permanenti a piena scala. Non esistono tuttavia prodotti disponibili sul mercato (se si eccettuano piccoli moduli per la ricarica di dispositivi elettronici)
- fotovoltaico Organico (OPV): TRL 6. La tecnologia è stata dimostrata in forma di modulo e in ambiente operativo, ma non è ancora disponibile sul mercato
- celle a Perovskiti (PSC): TRL 3-4. Dispositivi su scala di laboratorio per valutazione meccanismi di degradazione e meccanismi fondamentali di funzionamento; moduli su scala leggermente maggiore testati sia indoor sia outdoor
- nuove tecnologie per l'aumento dell'efficienza di celle al silicio: TRL 3-4. Gli studi in questo settore sono a livello di dimostrazione di laboratorio.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Non sono presenti interazioni con altre fonti energetiche. Sono invece presenti possibili interazioni con altre tecnologie, quale quella solare termica. Impianti fotovoltaici a tetto possono competere in termini di spazio con le installazioni di impianti solari per la produzione di acqua calda o per calore a bassa temperatura, mentre impianti fotovoltaici a terra possono competere, sempre in termini di spazio, con le installazioni di impianti solari termodinamici per produzione di energia elettrica o a impianti fotovoltaici a concentrazione solare.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di competenze nel campo della deposizione e del trattamento dei semiconduttori, sia organici che inorganici, può avere un impatto positivo sul settore elettronico, ad esempio per quanto riguarda la produzione di sensori, transistor o di sistemi di illuminazione innovativi (OLED e sistemi simili).

Ne deriverebbero miglioramenti nelle tecniche di deposizione su larga scala (inkjet-printing, roll-to-roll) e su substrati flessibili con basso costo di produzione.

In aggiunta, lo sviluppo di sistemi per la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili sarà accompagnato dalla necessità di progettare tecnologie di accumulo elettrico, dispositivi per il condizionamento della potenza e soluzioni ICT per ottimizzare la gestione dei flussi energetici in una rete elettrica intelligente (Smart Grid), con la possibilità di accumulare un significativo capitale di proprietà intellettuale in tali settori.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La risorsa energetica solare risulta distribuita su tutta la superficie terrestre con un'ampia variabilità che privilegia le aree comprese fra i due tropici. Le aree più soleggiate hanno un valore di densità di radiazione solare annua pari a circa 7 kWh/m²/giorno, mentre ampie aree europee, asiatiche, americane e australiane raggiungono in media i 5 kWh/m²/giorno. Valori di radiazione solare annua pari a circa 1 kWh/m²/giorno si registrano nelle zone prossime ai circoli polari terrestri. La risorsa energetica solare in Italia è più consistente nelle zone meridionali, come noto e come indicato dai livelli di Radiazione globale solare annua sul piano orizzontale per le varie località italiane (Figura 3) [15].

La producibilità energetica degli impianti fotovoltaici (o ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale) dipende principalmente dalla tecnologia dei moduli, dalla zona climatica di installazione e dalle modalità di installazione (piano dei moduli con inclinazione e orientazione ottimale, non ottimale o con inseguimento solare su uno o due assi), oltre che dalla qualità degli inverter, della progettazione, dell'installazione e della gestione (Tabella 1). La natura del territorio, costituito in



Figura 3 Livelli di radiazione solare in Italia

Tecnologia	Zona geografica	Radiazione solare su piano moduli kWh/m ²	PR	Producibilità kWh/kWp
Silicio cristallino	Nord	1.490	0,80	1.192
			0,85	1.267
	Centro	1.710	0,80	1.368
			0,85	1.454
	Sud	1.900	0,80	1.520
			0,85	1.615
Film sottile	Nord	1.490	0,70	1.043
			0,80	1.192
	Centro	1.710	0,70	1.197
			0,80	1.368
	Sud	1.900	0,70	1.330
			0,80	1.520

Tabella I Producibilità degli impianti FV al variare delle zone di installazione e della tipologia di moduli utilizzati, nel caso di impianti correttamente progettati, installati e gestiti [16]

maggioranza da zone collinose e montagnose, spesso non consente la messa in opera di impianti fotovoltaici dalla elevata superficie, che è possibile solo in alcune zone (es., in Puglia, dove il 76% degli impianti fotovoltaici è del tipo a terra [17]). Ne consegue che, per utilizzare al meglio la risorsa solare in tutta Italia, andrebbe potenziata la possibilità di installare impianti fotovoltaici su edifici, ovvero su serre o pensiline, opzione in buona parte già realizzata con le tecnologie a base di silicio, ma per la quale le nuove tecnologie sopra descritte sembrano particolarmente adatte (implementazione del concetto di BIPV).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto. Le analisi di impatto legati alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul Life Cycle Assessment degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili [16]. Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali. La produzione di rifiuti, invece è relativa: alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta; alla fase di recupero e riciclaggio a fine, ed è regolamentata dalla DLgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti. La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda un rilevante consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra.

Per quanto riguarda i moduli a film sottile, una recente analisi ha mostrato come la carbon footprint delle varie tecnologie possa diminuire significativamente all'aumentare della capacità di produzione, e come la migliore alternativa sia costituita dai moduli in CdTe (che peraltro potrebbero porre problemi in fase di smaltimento), per i quali il rapporto tra grammi di CO₂ emessi in atmosfera e kWh prodotti è del 30-47% minore rispetto al a-Si e ai CIGS (ca. 14 g CO₂-eq/kWh in valore assoluto) [18]. Un'approfondita analisi LCA dei dispositivi fotovoltaici organici, e un confronto con le altre tecnologie concorrenti, ha mostrato come l'OPV sia piuttosto competitivo in termini di energia consumata per la sua produzione, soprattutto grazie all'assenza di alte temperature nel procedimento produttivo: i valori ottenuti (espressi come rapporto GJ consumati per la fabbricazione/kWp prodotti) sono decisamente inferiori rispetto a quelli riscontrati per il silicio mono e poli - cristallino, e confrontabili con quelli delle DSSC e delle tecnologie thin-film più comuni (ca. 30-60 GJ/kWp) [19]. L'energy payback time (EPBT), ovvero il tempo necessario per produrre la stessa energia consumata nella fabbricazione del modulo, appare inoltre inferiore a quello calcolato per il silicio cristallino, e simile rispetto a quanto trovato per CdTe, a:Si e DSSC [19,20].

Uno studio recente molto dettagliato sull'LCA delle celle DSSC mette a confronto i risultati sui parametri ambientali ed energetici con quelli delle altre tecnologie più popolari. Rispetto ai thin film (con l'esclusione della tecnologia nota come "micromorph", costituita da una combinazione di silicio cristallino e amorfo), le DSSC hanno un notevole vantaggio in termini di domanda energetica complessiva (riduzione del 48-66%) ed emissioni di CO₂ (riduzione del 49-76%), specialmente considerando la possibilità di realizzarle usando un substrato plastico trasparente invece che vetroso; ciò si risolve in una riduzione dell'EPBT di 8-14 mesi. Data l'assenza di procedure industriali consolidate è tuttavia necessario sottolineare come tali dati debbano essere presi con cautela [21].

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ viene generata con l'utilizzo della fonte energetica solare fotovoltaica, nella fase di esercizio. I valori relativi agli studi LCA, permettono invece di stimare le emissioni per ciascuna tecnologia: Si: 21 g CO₂-eq/kWh (assumendo 2.400 kWh/m²/anno di irraggiamento solare, efficienza 6,3% e performance ratio di 0,75); CIGS: 27 g CO₂-eq/kWh (stesse assunzioni, ma con efficienza 11,5%); CdTe: 14 g CO₂-eq/kWh (stesse assunzioni, ma con efficienza 10,9%) [18]; OPV: 37,8 g CO₂-eq/kWh (assumendo 1.700 kWh/m²/yr di irraggiamento solare, efficienza 3% e performance ratio di 0,8)[20]; DSSC: ca. 40 g CO₂-eq/kWh (assumendo 1.700 kWh/m²/yr di irraggiamento solare, efficienza 8% e performance ratio di 0,75)[21].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione di generatori da fonti fossili utilizzati nel mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

Dati preliminari di Terna [8] indicano che nel 2015 la produzione fotovoltaica è stata pari a 24.676 GWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Come riportati in differenti studi [22], i livelli prestazionali degli impianti fotovoltaici sono progressivamente e costantemente in aumento. Le principali problematiche che hanno limitato le prestazioni nel passato erano soprattutto legate ad errori progettuali, scarsa affidabilità degli inverter d'impianto, ridotta efficienza degli algoritmi per l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT), lunghi tempi di riparazione dei componenti malfunzionanti e problemi derivanti dall'ombreggiamento dei moduli FV. Il miglioramento tecnologico dei componenti d'impianto, in termini di prestazioni e affidabilità, unitamente alla maggiore esperienza acquisita dagli operatori del settore (installatori, manutentori, ecc.), hanno consentito di mitigare o risolvere buona parte delle sopramenzionate problematiche.

Valori tipici del Performance Ratio (PR, fattore di prestazione cioè la frazione di energia generata rispetto a quella producibile teoricamente) degli impianti fotovoltaici sono passati da 50-75% negli anni '80, a 70-80% negli anni '90, fino a valori superiori a 80% negli ultimi anni. Indicativamente, a quanto emerso da analisi effettuate su vari impianti in esercizio [23], un impianto ben funzionante presenta valori del PR di circa 80-85%; valori più bassi evidenziano problemi di funzionamento dell'impianto e comportano una diminuzione della produttività che può essere recuperata con idonei interventi di manutenzione. Gli impianti di grossa taglia sono generalmente caratterizzati da valori di PR più elevati e ciò è attribuibile, oltre che alla più attenta progettazione e selezione dei componenti, alla manutenzione accurata cui sono sottoposti anche grazie a sistemi di monitoraggio e analisi dei dati di funzionamento.

I moduli realizzati in silicio cristallino (poli e mono) si confermano i più performanti in termini di output energetico [23].

I moduli in film sottile mostrano prestazioni più variegata, con alcune tecnologie caratterizzate da prestazioni energetiche soddisfacenti (CdTe) e altre particolarmente scadenti (Silicio amorfo) [23]. L'affidabilità a lungo termine dei moduli fotovoltaici e il mantenimento delle prestazioni iniziali nel tempo sono aspetti chiave per il successo "commerciale" di un impianto, ossia per l'ottenimento dei tempi di rientro dell'investimento previsti in fase di progetto.

La diminuzione media annua della potenza dei moduli (detta comunemente "degradation rate") dipende dalle differenti tecnologie. Uno dei più rappresentativi studi effettuati su questo argomento, in termini di ampiezza del campione analizzato, riporta che una diminuzione media della potenza dei moduli FV si può ritenere pari a -0,8%/anno (% calcolata rispetto alla potenza nominale iniziale del modulo) [15, 23] con valori più contenuti per moduli in Si-cristallino (circa -0,5%/anno), e più ampi per i vari moduli in film sottili (tra -1 e -2%/anno).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel corso degli ultimi anni si è assistito a una decisa riduzione dei costi specifici degli impianti fotovoltaici connessi alla rete (Figura 4a) seppure con valori differenti nelle due tipologie prevalenti: installazioni sugli edifici (in generale sui tetti di fabbricati residenziali con integrazione architettonica più o meno efficace) e a terra. In Italia il trend di riduzione dei prezzi è ancora evidente anche se non è così consistente come era stato negli anni 2010 e 2011, quando aveva superato il 30% annuo (Figura 4b).

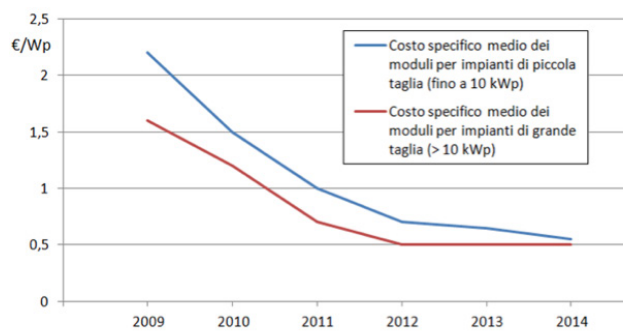
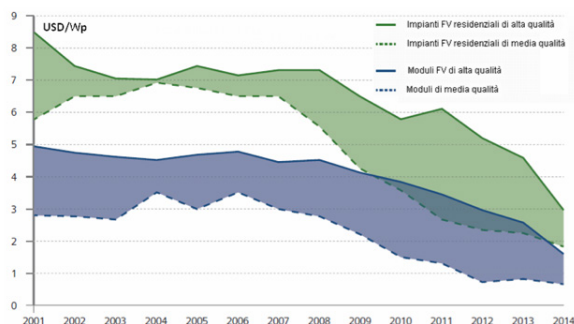


Figura 4 a) Andamento medio del prezzo di moduli e impianti FV su fabbricati residenziali nei paesi membri dell'IEA PVPS [5] e dei moduli fotovoltaici in Italia (b) [7]

Anche dopo la fine delle tariffe incentivanti in Italia, gli impianti fotovoltaici sono una fonte energetica a costo competitivo in varie aree geografiche caratterizzate da una buona radiazione solare. Il costo del kWh prodotto da questi impianti ha raggiunto in Italia valori compresi fra 97 €/MWh (indicativi, per un impianto da 2 MW localizzato al Sud) a 184 €/MWh (per un impianto da 3 kW senza detrazioni fiscali localizzato al Nord). Vari studi indicano che l'energia solare fotovoltaica diventerà in futuro la più economica fonte energetica nelle zone più soleggiate, giacché ci si aspetta che raggiungerà i 40-60 €/MWh nel 2025 e 20-40 €/MWh nel 2050, sebbene permangano incertezze legate agli aspetti regolatori e finanziari che potrebbero costituire barriere per il raggiungimento di tali traguardi soprattutto in alcune aree geografiche [16].

Tuttavia se l'obiettivo della "grid parity" (quando il costo di produzione dell'impianto è uguale o inferiore al costo dell'energia sostenuto dall'utente finale) è già stato raggiunto sia per consumatori residenziali che per consumatori industriali, in caso di autoconsumo dell'intera produzione (facilitato nei casi si possa accedere allo scambio sul posto), occorrerà ancora molto tempo per raggiungere la "market parity" (quando il costo di produzione è uguale o inferiore al prezzo all'ingrosso dell'energia), anche tenendo conto del probabile incremento a lungo termine dei costi del gas e di quello associato alla CO₂ emessa [16].

Per quanto riguarda l'Operation and Maintenance, gli impianti FV sono generalmente affidabili se confrontati con altre tecnologie per la generazione di energia: si ha assenza o quasi di parti meccaniche in movimento (fatta eccezione per eventuali strutture ad inseguimento solare), non si ha alimentazione di combustibile, generazione di rumore, scorie o emissioni inquinanti in atmosfera. I componenti utilizzati sono solitamente caratterizzati da una lunga aspettativa di vita e da manutenzione ridotta rispetto ad es. ad una centrale termoelettrica tradizionale. Sebbene il livello di manutenzione richiesto o raccomandato possa variare notevolmente a seconda della tipologia dell'impianto o di eventuali obblighi contrattuali sulla produzione energetica dell'impianto, occorre tenere conto di alcune azioni minime di manutenzione che è bene eseguire periodicamente in quanto, se trascurate, possono favorire il manifestarsi delle problematiche che più frequentemente si verificano in campo.

Nel contesto italiano è sempre maggiore il numero di imprese specializzate in attività di O&M, poiché molti dei primi impianti FV (2010-2012) a breve non saranno più coperti dalle garanzie (contratti di manutenzione) stipulate in fase di costruzione (solitamente 3 o 5 anni). Gli occupati nel settore dell'O&M degli impianti FV in Italia nel 2014 sono stati stimati in 5 000, mentre il business generato da tale attività è stato considerato pari a circa 400 M€ [7].

I costi di gestione di un impianto fotovoltaico (Tabella 2) sono composti da:

- costi fissi di esercizio, che dipendono dalla taglia dell'impianto e includono i costi di esercizio ordinario, di assicurazione e, per gli impianti di taglia rilevante (superiore a 500 kW), di concessione in uso dell'area impegnata dall'impianto fotovoltaico;
- costi variabili di esercizio, che dipendono dalla taglia dell'impianto e includono i costi di manutenzione dell'impianto, che in generale aumentano con il progredire della vita dell'impianto; il valore indicato in Tabella 2 è rappresentativo di una media pesata sulla vita utile dell'impianto.

Potenza (kWp)	Tipo di installazione	Costi fissi di esercizio [k€/anno]	Costi variabili di esercizio [€/kWh]
3	A tetto	0,2	0,0513
20	A tetto	0,4	0,0308
2000	A terra	40	0,0231

Tabella 2 Costi di gestione di un impianto fotovoltaico [16]

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Uno dei principali ostacoli è rappresentato dall'indisponibilità di connessione alla rete elettrica in varie aree geografiche. Risulta pertanto necessario perseguire con costante impegno la strada, già intrapresa, di regolamentare accuratamente la connessione di nuovi impianti fotovoltaici nel sistema elettrico nazionale per garantire la qualità del servizio elettrico. Un altro rilevante ostacolo potrà essere costituito dall'impossibilità di installare impianti fotovoltaici centralizzati a terra. Per raggiungere la potenza complessiva necessaria al 2030 di 35 GW totali, poiché quella realisticamente installabile sugli edifici non è sufficiente, occorreranno prudenzialmente 7-8 GW da realizzare con grandi e medi impianti a terra [16]. Attualmente la soluzione di impianti FV a terra non è facilmente percorribile a causa delle limitazioni sull'utilizzo di suolo; è necessaria una specifica programmazione governativa integrata con una collaborazione adeguata degli enti locali per superare tali limitazioni, ad esempio mediante utilizzazione di aree già munite di autorizzazione e collegate alla rete elettrica, utilizzo di zone industriali dismesse e aree non utilizzabili per agricoltura; il tutto dovrebbe essere accompagnato dalla semplificazione dell'iter dell'Autorizzazione Unica.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Figura 5 è riportato il valore del business generato dal mercato FV in Italia e in altri Paesi, rapportato al loro Prodotto Interno Lordo [5, 24].

In Italia, come in altri paesi europei, la realizzazione di impianti fotovoltaici è avvenuta principalmente con il supporto delle incentivazioni governative (Programma "Conto Energia"). Con la conclusione di tali incentivi, il volume d'affari annuo si è notevolmente ridotto (Tabella 3) mantenendo nel 2014 l'apprezzabile valore di 2,3 Miliardi di Euro, in diminuzione rispetto ai 2,8 Miliardi di Euro del 2013. Tale volume d'affari è stato generato in vari settori d'attività, quali principalmente ricerca e sviluppo, produzione, distribuzione, installazione, manutenzione e formazione.

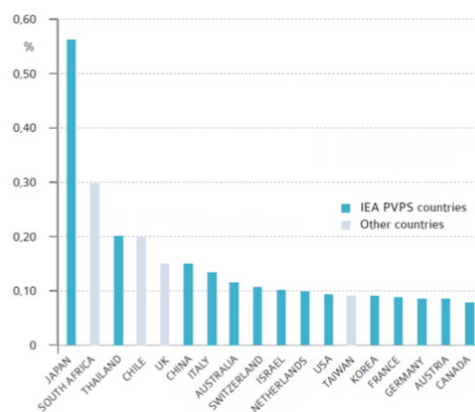


Figura 5 Valore del business generato dal mercato FV sul PIL (%)

	2011	2012	2013	2014
Valore del business generato dal mercato FV, in Miliardi di Euro	15,0	4,6	2,8	2,3
Stima dei posti di lavoro generati dal mercato FV	55.000	16.000	10.000	12.000

Tabella 3 Valore del business e stima dei posti di lavoro generati dal mercato FV in Italia [7]

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Nel campo dei moduli fotovoltaici e dei componenti BOS (Balance Of System, ovvero tutto ciò che negli impianti FV non è costituito da moduli), nel 2014 in Italia le principali aziende costruttrici di moduli e quelle di inverter erano rispettivamente 14 e 8.

Tenendo conto degli asset produttivi italiani e della dimensione del mercato nazionale (prevista intorno a 0,5 - 1,0 GW/anno), la strada dell'internazionalizzazione è sempre più uno strumento necessario per l'industria italiana di moduli e inverter fotovoltaici. Le esportazioni nel 2014 hanno riguardato soprattutto inverter fotovoltaici. In tale anno, è stato stimato [7] che le esportazioni di moduli e inverter fotovoltaici siano state pari a circa 1 550 M€, con un'importazione di circa 180 M€.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Nel 2014 e 2015 sono consistentemente aumentate le Società di O&M e in generale di servizi per la gestione degli impianti fotovoltaici. Si ritiene che questo settore manterrà nei prossimi anni l'attuale livello di business, oltre che quello occupazionale, poiché dovrà provvedere alla buona gestione di un parco di generazione costituito da circa 650.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 19 GW.

Fra gli operatori di impianti fotovoltaici in Italia, con varie attività ed entità di business, si citano: RTR Energy, Enel Green Power, F2i Solare – HFV (F2i solare – HFV e Enel Green Power hanno avviato la formazione di una Joint Venture), 9REN, VEI Green, Terni Energia, FORVEL, Graziella Green Power, Solar Ventures, Solar Investment Group, Volteo Energie, SILFAB Srl, API Nuova energia, Sunnergy Group SpA, Manni Energy.

A questi si aggiungono, aziende o cooperative edili, che possono integrare i moduli fotovoltaici di seconda e terza generazione in edifici di nuova costruzione, oppure usarli per riqualificare vecchi edifici dal punto di vista energetico; e aziende agricole o vivaistiche, che possono sfruttare lo spazio inutilizzato su serre (ad esempio le pareti laterali) per installare pannelli fotovoltaici, che contribuirebbero così al soddisfacimento del fabbisogno energetico.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Diverse sono le eccellenze di R&D presenti nel territorio nazionale in ambito fotovoltaico:

- **ENEA:** svolge ricerche sulle diverse tipologie di celle (silicio, film sottile, soluzione in eterogiunzione e tandem, ecc.), sull'integrazione architettonica del PV negli edifici, sui sistemi fotovoltaici completi e sui modelli per l'integrazione ottimale nella rete elettrica, anche con riferimento alle tecnologie di accumulo dell'energia e la gestione della rete. ENEA sta effettuando la sperimentazione di impianti fotovoltaici connessi alla rete con differenti tecnologie di accumulo nell'isola di Lampedusa
- **Ricerca per il Settore Energetico RSE:** si occupa di ricerca, sviluppo e caratterizzazione di moduli fotovoltaici innovativi, valutazioni delle prestazioni, mediante misure in campo ed elaborazioni di dati di funzionamento di lungo periodo (<http://pvmonitoring.rse-web.it>); svolge ricerca e dimostrazione per elettrificazione di comunità isolate, quali ad esempio villaggi isolati e sistemi elettrici delle Isole minori italiane non connesse alla rete nazionale
- **CNR:** tramite dieci istituti della sua rete, sviluppa materiali e processi innovativi per diverse generazioni di celle (silicio, film sottile, terza generazione), verificando la possibile integrazione in materiali polimerici o fibrosi e la building integration; studia materiali e processi per le celle perovskitiche e organiche di nuova concezione.

Diverse Università si occupano di questa tecnologia, si citano a questo riguardo:

- **Università degli Studi di Milano-Bicocca:** sviluppo di nuove procedure per la deposizione di film sottili di calcogenuri; progettazione e sviluppo di celle DSSC e a base perovskitica

Sviluppo della tecnologia

Nel fotovoltaico a film sottile:

- **3SUN** (Catania): fabbrica di pannelli fotovoltaici a film sottile multi-giunzione (a:Si), nata da una Joint Venture tra Enel Green Power, STMicroelectronics e Sharp. 3SUN ha avviato la produzione su scala industriale nel dicembre 2011 e da allora ha prodotto più di 4 milioni di pannelli, equivalenti a 500 MW di potenza. Enel Green Power ha rilevato il 6 Marzo 2015 le quote di Sharp e STMicroelectronics, pari ciascuna ad un terzo del capitale sociale dell'azienda, divenendo così l'unica proprietaria di 3SUN.
- **MegaCell** (Padova), che ha acquisito di recente Helios Technology, si focalizza sulla cella bifacciale monocristallina N-type BiSoN (Bifacial Solar N-type), ad altissima efficienza e a costo competitivo, prodotta presso gli stabilimenti di Carmignano di Brenta (Padova) con una capacità produttiva di 80 MW annui.

Nel settore del fotovoltaico di nuova generazione:

- **TRE Tozzi Renewable Energy** (Ravenna): azienda che si occupa dello sviluppo sperimentale di moduli DSSC semitrasparenti su substrato vetroso per una futura commercializzazione.
- **Consorzio DyePower** (Roma): società a capitale misto pubblico/privato (vi partecipano le Università di Roma "Tor Vergata", di Torino e di Ferrara) che si occupa dello scale-up nella produzione di pannelli fotovoltaici DSSC e PSC, progettati specialmente per l'impiego nell'edilizia e nel settore del BIPV.

I principali Costruttori di moduli fotovoltaici sono [2]: Azimut, Ferrania Solis, Megacell, Meridionale Impianti, Micron - Cappello Group, Solsonica, SPS ISTEM, Sunerg Solar, V-Energy, Futura Sun, 3SUN – Enel Green Power. Quelli di inverter invece: ABB, Powerone, Elettronica Santerno, Aros solar technology, Bonfiglioli, Friem S.p.A., FIMER S.p.A, Siel Italy, EEI. Equipaggiamenti Elettronici Industriali S.r.l.

A questi si aggiungono i laboratori di prova: Modulo Uno Eurofins (Pavia), Albarubens (VA), Eurotest laboratori(PD), Creiven (PD), Ercos - Kiwa CERMET Italia (MI)

- **Università degli Studi di Firenze:** studi su kesteriti ternarie (es. $Cu_xSn_yS_z$) e quaternarie (es. Cu_2ZnSnS_4) come nuovi materiali fotovoltaici; investigazione di nuovi metodi di deposizione
- **Università degli Studi di Parma (ThiFi-Lab):** realizzazione celle solari a film sottili policristallini ad alta efficienza caratterizzate dal diverso materiale assorbitore e celle solari a film sottili basate su $Cu(In,Ga)Se_2$ e/o $Cu_2ZnSn(S,Se)_4$ su piastrelle ceramiche di tipo commerciale per l'uso in facciate ventilate in edifici a impatto energetico vicino a zero
- **Università degli Studi di Pavia:** tecniche avanzate di intrappolamento luminoso e di concentrazione della luce solare per incrementare l'efficienza di celle solari a film sottile basate sul silicio
- **Università degli Studi di Torino:** sintesi e applicazione di coloranti di tipo squarainico per celle solari DSSC e realizzazione di dispositivi basati sul principio del "relay" elettronico a base di coloranti organici e quantum dots inorganici
- **Università degli Studi di Roma "Tor Vergata" / Center for Hybrid and Organic Solar Energy (C.H.O.S.E.):** realizzazione e ottimizzazione di dispositivi fotovoltaici basati su le tecnologie emergenti; scale-up dei dispositivi di tipo DSSC e PSC con realizzazione di sub-moduli e moduli di varie dimensioni; test di efficienza e durata in condizioni controllate e in ambiente rilevante d'utilizzo
- **Università degli Studi di Ferrara:** sviluppo di nuove coppie redox basate su complessi di metalli di transizione per rimpiazzare lo iodio in celle DSSC; studio sui composti organici come conduttori di lacune per celle solari a perovskiti
- **Università degli Studi di Bari "A. Moro":** sviluppo di metodi catalitici per materiali π -coniugati (oligomeri e polimeri), anche per utilizzo in celle solari organiche; studio di sistemi ibridi bio-organici e processi di trasferimento elettronico ed energetico
- **Istituto ENI Donegani** di Novara: lavora da tempo allo sviluppo dell'intera filiera produttiva del fotovoltaico di nuova generazione a base di semiconduttori organici, in particolare: modellazione quantomeccanica delle molecole fotoattive, sintesi e caratterizzazione dei polimeri e dei derivati fullerenici, formulazione degli inchiostri e loro deposizione, studio della risposta dei moduli fotovoltaici alle varie frequenze luminose incidenti e valutazione della loro efficienza elettrica, costruzione di prototipi di celle solari funzionanti e loro caratterizzazione morfologica
- **Eurac Research** – Bolzano: centro di ricerca privato composto da 11 istituti fra cui quello sulle Energie rinnovabili.

BEST PRACTICES

Esempi di best practices di installazioni fotovoltaiche in Italia sono riscontrabili già dall'inizio degli anni '80:

- 1981 impianto FV di ENEL ($P_n = 1$ kWp, Misterbianco, Catania, 1981), per l'alimentazione di un'utenza familiare
- 1984 impianto FV da 80 kW di Vulcano, realizzato da ENEL nell'ambito di un progetto dimostrativo europeo e tuttora in esercizio
- 1986 impianto ENEA DELPHOS sezione 1, da 300 kWp con aggiunta nel 1991 della Sezione 2, con 3 plugs da 100 kWp per un totale di 600 kWp
- 1993 impianti di generazione a supporto della rete di MT, realizzati da ENEL (Serre Persano 3,3 MW) e ENEA (PLUG 100 kW)
- 1999 impianto FV da 1 MW a Herne in Baviera (il primo grande impianto realizzato con inverter di stringa: 600 unità da 1,5 kW)
- 2001 impianto FV da 1 MW sul tetto della fiera di Monaco di Baviera (il primo impianto realizzato con inverter da 1 MW)
- 2010 impianto Montalto di Castro (Viterbo) da 84 MW (il più grande in Italia)
- 2011 impianto Solarpark da 168 MW a Senftenberg (Germania)
- 2011 impianto FV sul tetto dell'interporto di Padova, potenza complessiva 13 MW (il più grande "tetto fotovoltaico" in Europa insieme all'impianto Loghadden in Belgio)
- 2014 impianti su tetti delle costruzioni con rimozione dell'amianto
- 2015 impianto FV Cestas da 300 MW realizzato in Francia è attualmente il più grande in Europa (<http://www.pvresources.com/>)
- 2015 impianto Solar Star Projects da 575 MW negli USA
- 2015 Longyangxia Dam Solar Park da 850 MW in Cina (attualmente il più grande al mondo)
- il più grande impianto fotovoltaico d'Europa basato sulla tecnologia dei film sottili si trova a Templin (Germania): esso è costituito da ca. 1.5 milioni di moduli a CdTe prodotti dall'azienda tedesca Belectric, e distribuiti su 214 ettari. La potenza nominale dell'impianto è di 128.5 MWp
- impianto fotovoltaico del centro congressi della École Polytechnique Fédérale di Losanna (EPFL, Svizzera): data di entrata in servizio Aprile 2014, moduli DSSC di vari colori, superficie totale 300 m². Unico impianto al mondo di dimensioni notevoli basato sulla tecnologia DSSC. Rappresenta un significativo esempio di integrazione architettonica dal momento che i pannelli DSSC, invece di essere posti sul tetto, costituiscono una vetrata policroma posta su una delle facciate dell'edificio [12-13]
- la città austriaca di Graz sta realizzando una "Science Tower", dell'altezza progettata di 60 m, che dovrà contenere un incubatore per le aziende guidate da giovani imprenditori impegnati nel settore delle energie rinnovabili. La superficie esterna della torre sarà in parte ricoperta da moduli DSSC che ne assicureranno l'approvvigionamento energetico [14]
- ci sono in Italia attualmente 86 impianti utility-scale (sopra 10 MW), il più grande da circa 85 MW è quello di Montalto di Castro.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] A. Hagfeldt, G. Boschloo, L. Sun, L. Kloo, H. Pettersson, *Chem. Rev.* 2010, 110, 6595
- [2] *Organic Solar Cells: Materials, Devices, Interfaces, and Modeling* (Ed.: Q. Qiao), CRC Press, Boca Raton, 2015.
- [3] S. Kazim, M. K. Nazeeruddin, M. Grätzel, S. Ahmad, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2014, 53, 2812
- [4] P. V. Kamat, *J. Phys. Chem. C* 2008, 112, 18737.
- [5] IEA PVPS - Trends in Photovoltaic Applications - 2015 - Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014, 20th Edition (link)
- [6] Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Friburgo, Germania, Agosto 2015: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf>.
- [7] IEA PVPS - National Survey Report of PV Power Applications in ITALY in 2014, 15 October 2015– 2015 (link)
- [8] Terna - Rapporto mensile sul sistema elettrico consuntivo Dicembre 2015
- [9] Logitech Solar Keyboard Folio™: <http://gcell.com/case-studies/wireless-solar-keyboard>.
- [10] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Rapporto Statistico Energia da Fonti Rinnovabili Anno 2014, Dicembre 2015: <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>
- [11] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), Rapporto Statistico 2014 Solare Fotovoltaico, Dicembre 2015: <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>
- [12] E. Barraud, *Chimia* 2013, 67, 181
- [13] <https://actu.epfl.ch/news/epfl-s-campus-has-the-world-s-first-solar-window/>
- [14] <http://www.smartcitygraz.at/morettext-was-ist-der-science-tower-forschungsturm/>
- [15] D. Jordan, S. Kurts, "Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review", NREL/JA-5200-51664, June 2012
- [16] RSE - Monografia I sistemi di generazione fotovoltaica: La tecnologia e gli effetti sul sistema elettrico nazionale, 2016
- [17] National Renewable Energy Laboratory: www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_pv.html
- [18] H. C. Kim, V. Fthenakis, J.-K. Choi, D. E. Turney, *J. Ind. Ecol.* 2012, 16, S110.
- [19] R. García-Valverde, J. A. Cherni, A. Urbina, *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 2010, 18, 535.
- [20] N. Espinosa, R. García-Valverde, A. Urbina, F. C. Krebs, *Sol. Energy Mater. Sol. Cell* 2011, 95, 1293.
- [21] M. L. Parisi, S. Maranghi, R. Basosi, *Renew. Sust. Energy Rev.* 2014, 39, 124
- [22] IEA PVPS Task 13 - Analysis of Long-Term Performance of PV Systems-- November 2014 - link
- [23] D. Bertani, S. Guastella, 2015, Analisi qualitativa del funzionamento di componenti fotovoltaici innovativi e di differenti tipologie di impianti installati in vari siti italiani, RSE, Ricerca di Sistema, Rapporto 15000243
- [24] Energy&Strategy Group - Renewable Energy Report - 19 Maggio 2015

FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE SOLARE

S. Lombardo - CNR
C. Cancro, G. Graditi, E. Terzini - ENEA
G. Tind - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Rispetto alla tecnologia fotovoltaica tradizionale (fotovoltaico piano basato sul silicio, film sottili, ecc.) il fotovoltaico a concentrazione solare (CPV) utilizza due ulteriori componenti: i dispositivi ottici, lenti o specchi, per concentrare la luce e l'inseguitore solare, per orientare favorevolmente i moduli CPV rispetto ai raggi del sole. Grazie alla concentrazione della luce è possibile ridurre fortemente l'area delle celle fotovoltaiche e quindi il consumo del materiale semiconduttore con una riduzione dei costi di produzione. La concentrazione della luce permette di incrementare il valore di efficienza di conversione delle celle solari e di realizzare, tra le tecnologie fotovoltaiche, i sistemi di conversione dell'energia più efficienti in assoluto. Negli ultimi anni i maggiori sviluppi tecnologici sono stati indirizzati verso due principali tipologie di sistemi CPV: quelli a bassa concentrazione (LC) (concentrazione < 100) e quelli ad alta concentrazione (HC) (concentrazione > 400). Nel primo caso, i sistemi di inseguimento del sole possono essere a singolo asse e comunque in genere non è richiesta un'elevata accuratezza di puntamento. Nel secondo caso, è richiesta una maggior precisione nel puntamento del sole e pertanto si rendono indispensabili sistemi di inseguimento a doppio asse. Per il fotovoltaico ad alta concentrazione si utilizzano celle fotovoltaiche avanzate, tuttora sviluppate anche per le applicazioni spaziali, le cosiddette celle a multigiunzione (MJ) (realizzate con una combinazione di diversi materiali semiconduttori di elevata qualità cristallografica che raccolgono porzioni complementari dello spettro solare). Il record di efficienza di conversione delle celle solari a MJ è detenuto dall'Istituto tedesco Fraunhofer-ISE insieme a Soitec e CEA-Leti, con il valore di 46% ad un fattore di concentrazione di 508 soli [1]. I moduli CPV hanno raggiunto un livello di efficienza massima di laboratorio pari al 38,9% [1 bis] che è circa due volte e mezzo quella tipica dei moduli fotovoltaici piani (15%). I sistemi CPV sono più complessi dei sistemi fotovoltaici tradizionali e necessitano supporto da diversi comparti industriali, da quello dei semiconduttori e delle nanotecnologie a quello dell'ottica e della meccanica. Ad oggi esiste un forte fermento nell'attività di ricerca e sviluppo per abbattere ulteriormente i costi realizzativi e proporre sistemi economicamente più competitivi. L'Italia è stata [2] [4] ed è attualmente presente [5] in diversi progetti di ricerca a livello europeo, sia con ruolo di coordinamento che di rilevante partecipazione, a fianco dei leader mondiali che operano in questo settore.



Figura 1a) Modulo fotovoltaico a concentrazione con lenti di Fresnel



Figura 1b) Test facility per lo studio della tecnologia del fotovoltaico ad alta concentrazione installata presso la sede RSE di Piacenza

Internazionale

La tecnologia fotovoltaica a concentrazione nel mercato internazionale, se comparata alla tecnologia piana convenzionale, ha ancora oggi un impiego di nicchia. Accreditati analisti di mercato internazionali prevedono per il futuro un trend molto sostenuto di acquisizione di fette di mercato, che dovrebbe permettere di passare dai 254 MWp [6] installati a livello mondiale nel 2015 a oltre il GWp nel 2020. L'Istituto tedesco Fraunhofer – ISE (Institute Solar Energy), attuale detentore dei record mondiali di efficienza delle celle solari e dei moduli fotovoltaici a concentrazione, prevede che nel 2030 la potenza cumulata dei sistemi CPV a livello mondiale si situi tra 10 e 50 GWp, rispettivamente uno scenario conservativo o ottimistico[7].

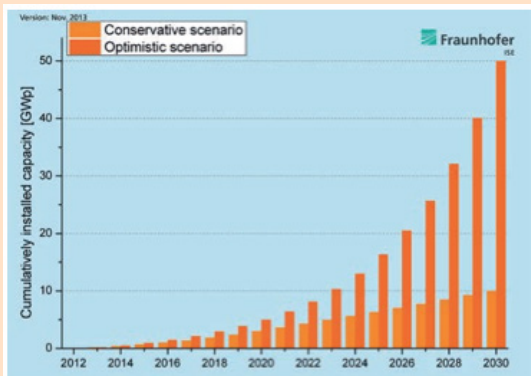


Figura 2 Stima della potenza cumulata installata a livello mondiale di sistemi fotovoltaici a concentrazione [7]

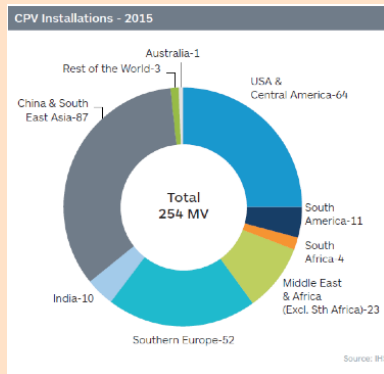


Figura 3 Numero delle installazioni mondiali di sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione nel 2015 (potenza totale installata 254 MWp [6])

Attualmente i paesi con maggiore potenza installata sono Cina, Stati Uniti e Sud Africa, seguiti dall'Italia. La maggior parte degli impianti sono realizzati con inseguitore a doppio asse e sistemi point-focus a alto livello di concentrazione. I mercati emergenti per la tecnologia CPV sono costituiti

dal Sud Africa, dal Cile, (che grazie a condizioni climatiche favorevoli è considerato dagli analisti il paese più promettente nell'America del Sud), dal Messico, da alcune aree del Brasile, dall'Australia e dal Giappone. Nel 2015 il Sud Africa ha guidato la classifica delle installazioni nei mercati emergenti, conquistandosi una quota di mercato del 4,3%, doppia rispetto a quella del 2014 (2%).

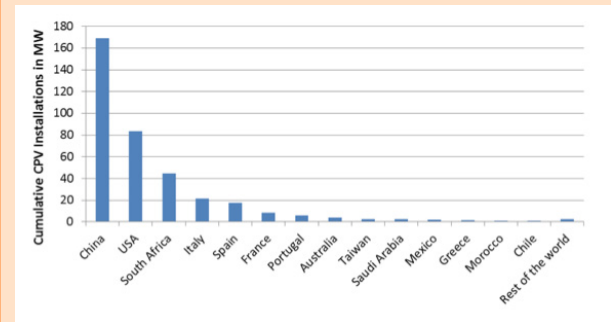


Figura 4 Potenza installata di impianti CPV al 2016 divisa per paesi [fonte CPV Report 1.3 redatto da Fraunhofer ISE e NREL - Aprile 2017]

I principali centri di ricerca internazionali che operano in tale settore sono ISE Fraunhofer (Germania), Università Politecnica di Madrid (Spagna) e NREL (USA).

Nazionale

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione presenti in Italia a fine 2014 erano 84 di cui:

- 34 a bassa concentrazione (LC), con un totale di potenza installata di 17,55 MWp
- 8 a media concentrazione (MC)(100÷400 soli), con potenza complessiva di 5,23 MWp
- 42 ad alta concentrazione (HC) per circa 9 MWp.

Il totale della potenza dei sistemi CPV di varia tipologia installati in Italia ha raggiunto nel 2014 circa 31,8 MWp. L'incentivazione degli impianti fotovoltaici in Italia ha consentito negli anni scorsi un discreto decollo anche delle installazioni CPV, mentre con la fine degli incentivi (V Conto Energia) anche le installazioni CPV hanno subito una forte riduzione, come peraltro si è verificato nell'intero settore fotovoltaico.

Diverse sono le attività volte all'ottenimento di sistemi più efficienti. A questo riguardo si segnalano gli studi condotti su ottiche più performanti [8] e su celle altamente efficienti che sfruttano l'effetto termoionico foto assistito (PETE-Photon Enhanced Thermionic Emission) e l'utilizzo di strutture in diamante texturizzato [9][11].

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia ha raggiunto un elevato grado di maturità (TRL 9), anche se sistemi ad alta efficienza e celle a multigiunzione richiedono ancora ulteriori sviluppi tecnologici (TRL 2-3). Innovative ottiche in grado di aumentare l'efficienza sono già state testate in ambiente rilevante (TRL 6).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia CPV può essere integrata con altre tecnologie che sfruttano altre fonti energetiche. L'utilizzo duale del suolo dove i sistemi a concentrazione sono installati consente, ad esempio, di produrre energia elettrica nello stesso spazio in cui è prodotto il bio-combustibile o combinabile ai classici motori termo-meccanici utilizzati nel solare termodinamico. La tecnologia CPV è compatibile con lo storage di energia, oltre a poter essere in cogenerazione. Nel caso di dispositivi PETE è possibile anche:

- l'interazione con geotermico ad alta entalpia
- il recupero di energia da processi industriali ad alta temperatura
- il recupero di energia da motori in automotive e aerospazio
- l'aerospazio per missioni speciali.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

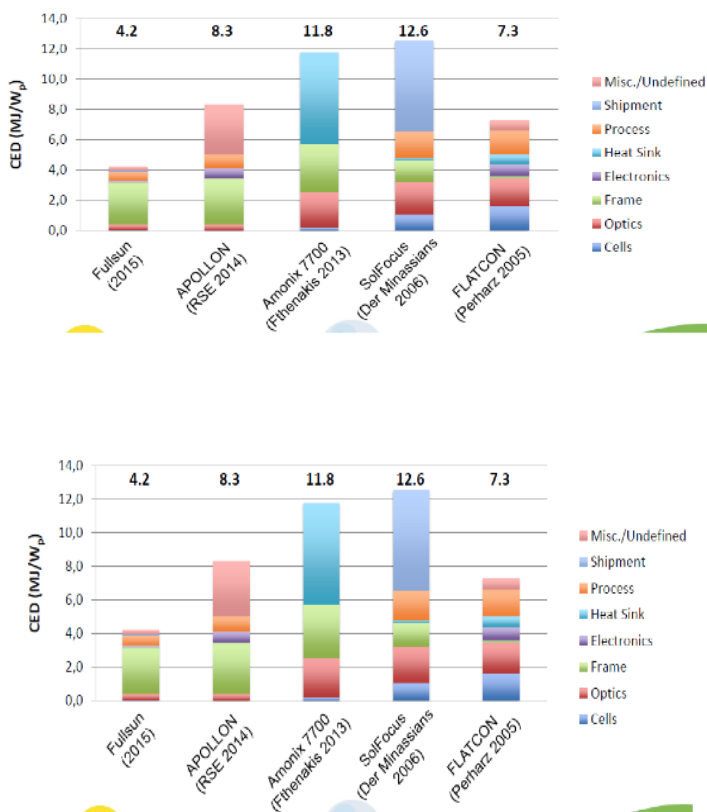
Lo sviluppo della tecnologia può influenzare positivamente altri settori non specificatamente energetici, come quello delle nanotecnologie, dell'ottica e della meccanica.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La misura della radiazione solare diretta (DNI) comporta costi e difficoltà operative superiori a quelli della misura della radiazione solare globale, per questo motivo, in Italia e nel mondo, i dati di DNI risultano insufficienti. Ancora più rari sono i dati sulla distribuzione spettrale della DNI a cui le celle a multigiunzione sono sensibili. E' quindi difficile fornire dati certi sulla producibilità energetica degli impianti fotovoltaici a concentrazione. RSE ha effettuato una stima elaborando, mediante la formula di Ruiz, i dati di radiazione solare forniti da satellite [12] insieme alla mappa di radiazione globale solare annua sul piano orizzontale per le località italiane [13]. Dalla mappa risulta che Sicilia, Puglia e Sardegna sono le regioni più adatte all'installazione, con DNI stimata superiore a 1800-2000 kWh/m² anno, (valore oltre il quale i sistemi fotovoltaici a concentrazione vengono considerati competitivi). Incrociando i dati di producibilità degli impianti fotovoltaici a concentrazione disponibili in letteratura [14], misurati in aree che presentano il medesimo livello di insolazione si prevede per queste regioni, una producibilità di 2000kWh/kWp. E' quindi possibile identificare sul territorio nazionale diverse regioni in cui è possibile l'utilizzo per la produzione di energia elettrica del fotovoltaico a concentrazione. Il numero di tali regioni è destinato ad aumentare grazie alla diminuzione dei costi di impianto, che renderà competitiva l'installazione anche in regioni con minore irradianza.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia ha un impatto ambientale molto contenuto. Il consumo di materiale semiconduttore è molto ridotto e dipende in modo inversamente proporzionale dal fattore di concentrazione. Per un fattore di concentrazione di 1000 soli si utilizzano in genere celle fotovoltaiche di area pari a 1mm²: se allora per produrre 1 kW di potenza occorrono 6 m² di celle al silicio, occorrono solo 30 cm² di celle a multigiunzione utilizzate a 1000 soli. Nella Figura 5 è presentata una *Life Cycle Analysis* della tecnologia.



L'emissione di CO₂ sul ciclo di vita del sistema a concentrazione è oggi inferiore ai 10 gr per ogni kWh di energia prodotta.

La produzione di rifiuti invece è relativa alla fase:

- di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta
 - di recupero e riciclaggio, ed è regolamentata dalla DLgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche.
- Nell'impiego della tecnologia fotovoltaica a concentrazione non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO₂ o di altri inquinanti durante la fase di generazione dell'energia.

Figura 5: a) Energia richiesta nella produzione di un modulo CPV per ogni Watt di picco prodotto dal modulo; b) Tempo richiesto al sistema CPV per generare la stessa energia che è stata richiesta per produrlo, in relazione al luogo di installazione [15]

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ viene generata nella fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico a concentrazione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni CO₂/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione di generatori da fonti fossili utilizzati nel mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica. Se si ipotizza di evitare di emettere in atmosfera 0.55 kg di CO₂ (dato medio del termoelettrico italiano) per ogni kWh prodotto con il fotovoltaico a concentrazione, si può evitare l'emissione 550 kg di CO₂ per ogni MWh prodotto con il fotovoltaico a concentrazione. Per ogni MW installato di fotovoltaico a concentrazione si potrebbero generare 2 GWh di energia e quindi evitare di emettere in atmosfera più di 1000 tonnellate di CO₂. Ad oggi ci sono 32 MW di fotovoltaico a concentrazione installato in Italia, che hanno evitato di emettere in atmosfera 32000 tonnellate di CO₂.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il livello di sviluppo in crescita della tecnologia non consente di delineare dati conclusivi. Si riportano alcuni dati recenti relativi ad un'installazione "tipo" realizzata da Soitec, in Spagna, in 7 anni di vita operativa [16]. L'efficienza AC (cioè il rapporto fra l'energia erogata in rete dalla centrale costituita dai sistemi fotovoltaici a concentrazione e quella ricevuta dal sole) è superiore al 20% con performance costante per tutta la durata dei test.

I valori tipici del Performance Ratio (PR, o fattore di prestazione) sono intorno all'80%. Il Performance Ratio, utilizzato ai fini della valutazione delle prestazioni e dell'affidabilità dei componenti dell'impianto, rappresenta la frazione di energia generata rispetto a quella producibile teoricamente; è un indicatore adimensionale che evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico dovute alla temperatura dei moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle perdite nel BOS (Balance Of System, ossia tutti i componenti dell'impianto ad esclusione dei moduli FV), ai guasti dei componenti e conseguenti fuori servizio d'impianto. La tecnologia è soggetta a fattori di perdita che ne influenzano l'efficienza. Le cause principali di riduzione di rendimento della centrale realizzata da Suncore in Goldmund sono riportate in tabella.

Fattore di perdita annuale	Percentuale
Indisponibilità operativa	1%
Ombreggiamento	8%
Sporcamento dei moduli	4%
Mismatch elettrico fra sistemi	1%
Perdite sui cavi elettrici lato CC	1%
Errori di puntamento dell'inseguitore solare	2%
Perdite sul lato AC cavi e trasformatore	4%
Potenza parassita per movimentazione inseguitore solare	1%

Si evidenzia come il dato relativo alla perdita dovuta allo sporcamento dei moduli dipende dalle condizioni climatiche di installazione. In alcune regioni sono state misurate perdite molto più consistenti.

Le principali problematiche che hanno limitato le prestazioni nel passato erano soprattutto legate ad errori progettuali, ridotta efficienza degli algoritmi per l'inseguimento del sole e del punto di massima potenza (MPPT).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel corso degli ultimi anni si è assistito a una decisa riduzione dei costi specifici degli impianti fotovoltaici a concentrazione. Il Fraunhofer Institute [17] prevede che la competitività dei sistemi CPV rispetto ai sistemi PV tradizionali sarà raggiunta nell'arco dei prossimi 5 anni in aree geografiche interessate da un adeguato livello di radiazione diretta. La diminuzione del costo è connessa all'aumento del numero di installazioni previsto in crescita nei prossimi anni. In Italia, grazie al conto energia, si è avuto uno sviluppo incrementale delle installazioni, che recentemente si è arrestato. Il programma di incentivazione per il fotovoltaico a concentrazione di periodo molto breve (tre anni) non ha consentito di far decollare l'industria italiana che opera in questo settore. Senza programmi di incentivazione alla produzione o di supporto alla sperimentazione (come è avvenuto in Spagna con l'esperienza del parco solare [18]) è possibile prevedere per il nostro paese un periodo di incubazione per lo sviluppo tecnologico superiore ai 5 anni. In questo arco di tempo, altre società estere potrebbero aumentare il loro livello di competitività e allungare ulteriormente i tempi di crescita di un prodotto nazionale competitivo. Con riferimento alle infrastrutture, il costo stimato per creare una fabbrica in grado di produrre 100 MW/anno di sistemi fotovoltaici a concentrazione è di 30-50 MEuro [19].

Dato il basso livello di TRL della tecnologia è difficile stimare al momento i costi O&M di un impianto fotovoltaico a concentrazione. Si possono utilizzare come riferimento i costi di O&M relativi al fotovoltaico tradizionale e ritenere che questi ultimi siano leggermente inferiori, in quanto la tecnologia fotovoltaico a concentrazione utilizza anche dispositivi in movimento, gli inseguitori solari. Poiché l'effetto di accumulo di sporco sulla superficie del modulo penalizza più pesantemente le performance dei moduli CPV rispetto ai moduli FV tradizionali è necessario anche ipotizzare un costo addizionale di pulizia dei moduli.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Si elencano due principali ostacoli che si frappongono ad una penetrazione nel mercato della tecnologia fotovoltaica a concentrazione in Italia.

- Il fattore costo. Ad oggi la tecnologia del fotovoltaico a concentrazione non è ancora competitiva rispetto a quella del fotovoltaico tradizionale, pertanto è ancora necessario un percorso di ricerca e sviluppo tecnologico che arrivi a proporre soluzioni più economiche.
- La bancabilità. Dato ancora il limitato numero di installazioni, le banche valutano troppo alto il rischio di finanziamento relativo alle realizzazioni di progetti pilota. La scarsità dei finanziamenti diventa quindi un freno alla penetrazione nel mercato della tecnologia.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La potenzialità italiana in termini di sviluppo tecnologico è molto elevata. RSE, ENEA e CNR hanno una comprovata esperienza in questo settore, con una partecipazione attiva in numerosi progetti europei (7 PQ e H2020). Esistono inoltre piccole medie imprese impegnate diffusamente nel percorso di sviluppo della tecnologia.

In termini di occupazione, si prevede che un progetto per la produzione di 200 MW/anno di fotovoltaico a concentrazione crei 600 posti di lavoro (Vahan Garboushian Amonix Founder and CTO). Così come successo per il fotovoltaico tradizionale, il CPV ha la possibilità di impattare largamente sul PIL nazionale in vari settori d'attività, quali principalmente ricerca e sviluppo, produzione, distribuzione, installazione, manutenzione e formazione.

Poiché il fotovoltaico a concentrazione coinvolge, come già detto, differenti comparti tecnologici, gli effetti benefici di una sua diffusione ricadranno su più settori industriali.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Gli operatori del settore e i principali analisti di mercato pongono a 2000 kWh/m²anno la soglia della DNI per dare competitività economica ai sistemi fotovoltaici ad alta concentrazione (HCPV) che peraltro costituiscono circa il 90% del mercato planetario attuale. Al di fuori del territorio nazionale, le aree di maggior interesse per le installazioni di sistemi HCPV sono costituite dal Medio Oriente e dal Nord Africa (zona MENA - Middle East North Africa), da parte dell'Africa australe (es. Sud Africa), dall'India occidentale, dal Sud-Ovest della Cina, dall'Australia, da zone situate nel Sud-Ovest degli Stati Uniti, da Messico, Cile e sud Perù, seguite da zone nel Nord-Ovest dell'Argentina e da regioni più limitate in Brasile e nel Sud Europa (Sud di Portogallo e Spagna). La presenza di diversi attori italiani nello sviluppo di sistemi e tecnologie proprietarie può avere un sensibile impatto anche sul mercato estero.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come sistema di generazione energetica da rinnovabili, l'impatto della tecnologia in altri settori è da considerarsi come conseguenza di uso di elettricità a zero emissioni.

Il previsto sviluppo della mobilità elettrica, associata a sistemi di carica delle batterie basati sull'utilizzo del fotovoltaico e del CPV, permetterà di abbattere le emissioni nel settore dei trasporti su strada.

Al fine di massimizzare i vantaggi ambientali ed anche economici per il sistema industriale e residenziale, sarebbe auspicabile lo sviluppo di sistemi a concentrazione dedicati all'integrazione nelle strutture edilizie esistenti che consentano l'auto-consumo dell'energia prodotta.

Utilizzo della tecnologia

Gli operatori e i gestori degli impianti sono comunemente gli stessi impegnati nel campo del fotovoltaico tradizionale. Si evidenzia come gli operatori fotovoltaici sono associati tramite l'Asso Rinnovabili.

Nel 2014 e 2015 sono consistentemente aumentate le Società di O&M e in generale di servizi per la gestione degli impianti fotovoltaici. Si ritiene che, nei prossimi anni, questo settore consentirà di mantenere l'attuale livello di business, oltre che quello occupazionale, poiché dovrà provvedere alla buona gestione di un parco di generazione costituito da circa 650.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva superiore a 19 GW.

Fra gli operatori di impianti fotovoltaici in Italia, con varie attività ed entità di business, si citano [2]:

- RTR Energy
- Enel Green Power
- F2i Solare - HFV
(F2i solare – HFV e Enel Green Power hanno avviato la formazione di una Join Venture)
- 9REN
- VEI Green
- Terni Energia
- FORVEI
- Graziella Green Power,
- Solar Ventures,
- Solar Investment Group,
- Volteo Energie
- SILFAB Srl,
- API Nuova energia
- Sunnergy Group SpA,
- Manni Energy.

Sviluppo della tecnologia

Il nostro Paese conta un solo produttore di celle fotovoltaiche a multigiunzione, il CESI, che vanta un'esperienza più che trentennale. Per la realizzazione di ricevitori (cioè delle unità di dissipazione del calore) sono presenti il Centro di Ricerca Plast Optica di Amaro e la Ditta AUREL di Modigliana (FC). Sul fronte dello sviluppo dei sistemi a concentrazione sono presenti in Italia :

- Asse (inseguitore solare e moduli che utilizzano specchi, HC)
- Ategenreia (con moduli che utilizzano specchi, HC)
- Alitec (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- AtecRobotics (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- Convert Italia (Sistemi di inseguimento del sole mono-assiali)
- HTSun (inseguitori solare e moduli CPV che utilizzano lenti, HC)
- BECAR (del gruppo Beghelli, inseguitore solare e moduli che utilizzano lenti, HC)
- Ionvac Process Srl, PMI attiva nella progettazione e fabbricazione di sistemi di deposizione per microelettronica e uso di tecnologia del vuoto. Sviluppa i microspacers utili per la separazione elettrica tra i due elettrodi della cella solare ad alta temperatura.

I costruttori di inverter e i laboratori di prova sono gli stessi che operano già nel campo del fotovoltaico tradizionale:

Costruttori di inverter

I principali sono:

- ABB – Powerone
- Elettronica Sanremo
- Aros solar technology
- Bonfiglioli
- Friem S.p.A.
- FIMER S.p.A.
- Siel Italy
- EEI. Equipaggiamenti Elettronici Industriali S.r.l.

Laboratori di prova su componenti fotovoltaici

- Modulo Uno Eurofins (Pavia)
- Albarubens (VA)
- Eurotest laboratori(PD)
- Creiven (PD)
- Ercos - Kiwa CERMET Italia (MI).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

I principali istituti di ricerca Italiani operano nel settore del fotovoltaico a concentrazione attraverso attività di caratterizzazione di moduli e sistemi. I maggiori attori sono: ENEA Portici, CNR, RSE, Università degli studi di Padova, Università di Ferrara, Sardegna Ricerche, Politecnico di Milano.

ENEA: presso il Centro Ricerche di Portici, ha lanciato in Italia le attività di ricerca sul CPV nei primissimi anni del nuovo millennio con il progetto PhoCUS realizzando alcune unità di base. Nel corso degli anni sono state sviluppate notevoli competenze relative alla progettazione, realizzazione e caratterizzazione di componenti e dispositivi di base (celle, moduli, tracker, ottica, heta-sink, sistemi di puntamento), di sistemi operanti a diversi livelli di concentrazione, nonché all'analisi delle prestazioni energetiche. In particolare ha progettato e realizzato dispositivi ottici per la concentrazione sia a rifrazione che a riflessione, celle fotovoltaiche in silicio per concentrazioni tra 100 e 200 soli, moduli a concentrazione, eliostati e relativi sistemi di controllo della movimentazione. Sono operativi laboratori per la caratterizzazione dei componenti (efficienza delle ottiche, prestazioni delle celle e dei moduli) e per la conduzione di test di aging sui moduli. Presso il citato Centro sono installati alcuni sistemi a concentrazione tra i quali anche un ibrido di ultima generazione idoneo alla produzione di energia elettrica ed acqua calda, progettato per applicazioni in edilizia residenziale e industriale.

RSE: opera con attività di caratterizzazione di celle, moduli e sistemi per l'alta concentrazione, ricerca e realizzazione di dispositivi a multi-giunzione basati su materiali innovativi ad alta efficienza e nanostrutture antiriflettenti, simulazione e sviluppo di ottiche innovative di tipo riflessivo. Inoltre sviluppa dispositivi per migliorare la precisione e l'affidabilità del puntamento del sole e algoritmi per inverter oltre ad effettuare misure di radiazione diretta e popolamento data base nazionale.

CNR: è negli ultimi anni impegnato nella progettazione e sviluppo di ottiche innovative formate da elementi riflettenti (specchi in alluminio ad alta riflettanza) uniti ad elementi rifrangenti ad alto indice di rifrazione che porta alla possibile integrazione architettonica di questi sistemi [8]; nello sviluppo di innovative celle fotovoltaiche ad alta temperatura in grado di superare gli attuali limiti delle celle multigiunzione (dispositivi PETE-Photon Enhanced Thermionic Emission e strutture innovative in diamante CVD con superficie texturizzata (black diamond))[9][11].

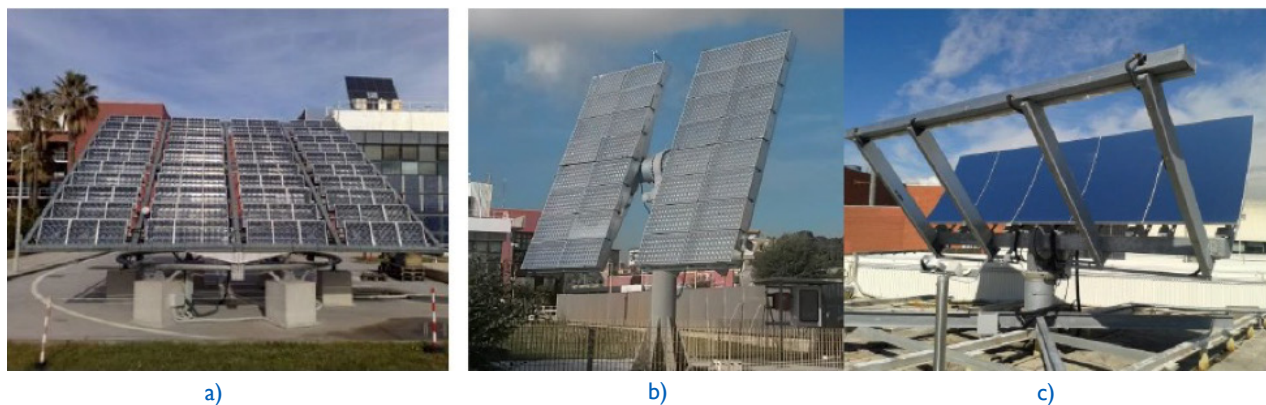


Figura 6 Impianti prototipali CPV: a) Sistema ENEA-Pirelli; b) Sistema ENEA-Becar; c) Impianto ibrido fotovoltaico-termico per applicazioni residenziali

BEST PRACTICES

Esistono in Italia tre impianti fotovoltaici ad alta concentrazione di potenza superiore al MW_p:

- il parco solare da 1,25 MW_p in Abruzzo, installato nel 2012 da SolFocus (USA) e dalle aziende nazionali Sistema Solare e Delta Group
- l'impianto da circa 1,2 MW_p installato a Lucera (Basilicata) ancora da SolFocus (USA)
- l'impianto "Santa Lucia" da 1,18 MW_p in funzione dal 2014 a Belpasso (Catania) realizzato da Soitec (Azienda franco-tedesca).

Relativamente alla bassa concentrazione esistono 2 impianti di grossa taglia realizzati da Convert Italia:

- il Parco di 2 MW di Orta Nova (FG)
- il parco di 1 MW di Salici (FG).

I due più grandi impianti di fotovoltaico a concentrazione del mondo (Golmud 2 e Golmud 1) installati in Cina, hanno una potenza rispettivamente di circa 80 MW_p e 58 MW_p, entrati in funzione rispettivamente nel 2013 e nel 2012 sono stati realizzati da Suncore Photovoltaic Technology. Negli Stati Uniti (Colorado) esiste il terzo più grande impianto da 35 MW_p di potenza (Alamosa) in funzione dal 2012 e vari impianti con taglia compresa tra 1 e 2 MW_p, tutti localizzati negli Stati del Sud-Ovest. In Sud Africa sono in funzione due impianti con potenza rispettivamente di 22 MW_p e 44 MW_p (Touws River) realizzati dall'azienda franco-tedesca Soitec, uno dei maggiori produttori di sistemi CPV fino alla primavera del 2015.

Nel panorama internazionale diversi sono gli esempi di investimenti aggressivi per lo sviluppo della tecnologia. Il programma Sunshot americano, prevede per esempio, fra le tante iniziative, uno specifico programma di ricerca per promuovere l'incremento di efficienza delle celle a multigiunzione da utilizzare nei sistemi a concentrazione e ridurre i costi dei moduli CPV.

Il finanziamento previsto è di 6 Milioni di dollari nell'arco di tre anni [12].



Parco solare in Abruzzo, installato da SolFocus (USA) e dalle aziende Sistema Solare e Delta Group (IT)



Impianto fotovoltaico di Belpasso (Catania) realizzato da Soitec

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Thomas N.D. Tibbits, “New efficiency frontiers with wafer-bonded multi-junction solar cells”, Proceeding of the 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 22-26 September 2014, Amsterdam, The Netherlands
- [1 bis] S. van Riesen, M. Neubauer, A. Boos, M. M. Rico, C. Gourdel, S. Wanka, R. Krause, P. Guernard, and A. Gombert, “New module design with 4-junction solar cells for high efficiencies,” in (AIP, 2015), Vol. 1679, p. 100006
- [2] G. Timò at al. “Results of the APOLLON Project and Concentrating Photovoltaic Perspective”, Progetto UE-Apollon, maggio 2014, rapporto disponibile su richiesta a gianluca.timo@rse-web.it
- [3] <http://www.ecosole-project.eu>
- [4] http://cordis.europa.eu/result/rcn/146970_en.html
- [5] http://cordis.europa.eu/project/rcn/193754_en.html
- [6] “Top Solar Power Industry Trends for 2015” - IHS.com, <https://www.ih.com/.../Top-Solar-Power-Industry>
- [7] Fraunhofer ISE, “Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies”, <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>
- [8] G. Grasso, A. Righetti, M. C. Ubaldi, F. Morichetti and S. M. Pietralunga, “Competitiveness of Stationary Planar Low concentration photovoltaic Modules Using Silicon Cells: a focus on concentrating optics”, *Solar Energy* 86, 1725–1732, (2012), DOI 10.1016/j.solener.2012.03.015
- [9] J.W. Schwede, I. Bargatin, D.C. Riley, B.E. Hardin, S.J. Rosenthal, Y. Sun, F. Schmitt, P. Pianetta, R.T. Howe, Z. Shen, N.A. Melosh, Photon-enhanced thermionic emission for solar concentrator systems, *Nature Materials*, 9 (2010) 762-767
- [10] J.W. Schwede, T. Sarmiento, V.K. Narasimhan, S.J. Rosenthal, D.C. Riley, F. Schmitt, I. Bargatin, K. Sahasrabudde, R.T. Howe, J.S. Harris, N.A. Melosh, Z.X. Shen, Photon-enhanced thermionic emission from heterostructures with low interface recombination, *Nature communications*, 4 (2013) 1576
- [11] P. Calvani, A. Bellucci, M. Girolami, S. Orlando, V. Valentini, A. Lettino, D.M. Trucchi, Optical properties of femtosecond laser-treated diamond, *Applied Physics A*, 117 (2014) 25-29
- [12] Philip Sandwell at al. Life cycle analysis of a new CPV module, CPV-11- Aix Les Bains, France April 2015
- [13] <http://energy.gov/eere/sunshot/solar-foundational-program-advance-cell-efficiency-round-1>
- [14] F. Rubio at al. “Evaluation parameters for CPV Production””, CPV-6. Freiburg, Germany, 7-9 April, 2010
- [15] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>) – EC Joint Research Centre (JRC)
- [16] F. Rubio, Large-scale and long-term CPV Power plant Field results, CPV-11, Aix Les Bains , April 2015.
- [17] <https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data/renewable-energy-data>
- [18] <http://www.isfoc.net/index.php/en>
- [19] G. Timò, La concentrazione solare nel fotovoltaico, *Rivista ufficiale dell’AEIT*, Aprile 2006
- [20] <http://ec.europa.eu/energy/en/funding-and-contracts>
- [21] IEA PVPS - National Survey Report of PV Power Applications in ITALY in 2014, 15 October 2015– 2015 (link) – S. Castello salvatore.castello@enea.it, F. Tilli francesca.tilli@gse.it, S. Guastella salvatore.guastella@rse-web.it
- [22] [9] Faggian Paola, Ronzio Dario, Gattiglio Elena, Metodologie di stima della radiazione solare diretta, Rapporto RdS N. 14001889, (2013)
- [23] RSE - Monografia I sistemi di generazione fotovoltaica: La tecnologia e gli effetti sul sistema elettrico nazionale, 2016

A. Manzella, E. Trumpp - CNR
M. Angelone - ENEA
F. Moia - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia geotermica utilizza l'energia termica del sottosuolo per produrre calore utile a climatizzare gli ambienti e i processi agricoli e industriali, o per produrre elettricità.

Si distinguono due principali ambiti tecnologici: 1) tecnologie per la produzione di energia elettrica e per l'uso diretto del calore che utilizzano i sistemi idrotermali, ovvero fluidi caldi (superiori alla temperatura ambiente) provenienti da falde sotterranee a profondità variabili da pochi metri a diversi chilometri di profondità (Deep Geothermal); 2) le pompe di calore geotermiche (GSHP, Ground-Source Heat Pump) che sfruttano la stabilità termica del sottosuolo entro i 200 m di profondità per climatizzare gli ambienti (Shallow Geothermal).

Le pompe di calore geotermiche aggiungono ai componenti principali della pompa di calore in senso stretto uno scambiatore di calore esterno, attraverso il quale viene assorbito (o ceduto) calore al terreno o ad una massa d'acqua per il riscaldamento e il raffrescamento di ambienti. Questi impianti sono sostanzialmente dei sistemi aperti, dove l'acqua di falda è pompata in superficie e re-immessa nel sottosuolo mediante pozzi opportunamente realizzati, dopo aver effettuato lo scambio termico. Nei sistemi chiusi (BHE, Borehole Heat Exchanger), il fluido di circolazione fluisce in un sistema di tubature posizionate nel terreno a profondità variabili in funzione della configurazione finale. Nelle sonde geotermiche o sonde di geoscambio (termine generalmente utilizzato per gli apparati di scambio termico in sistemi chiusi) il trasferimento del calore dal terreno al fluido di circolazione avviene lungo la superficie interna della tubazione. Questi impianti sono classificabili in base alle caratteristiche in: sonde orizzontali, sonde verticali, e geostrutture e sono adatte alla climatizzazione di singoli abitazioni, edifici e/o gruppi di edifici con capacità che varia da 10 kWth ad oltre 500 kWth. Gli usi diretti del calore geotermico sono molteplici: il teleriscaldamento geotermico è quello più diffuso, ed è un sistema in cui il calore prodotto da un impianto centralizzato viene inviato alle utenze finali attraverso una rete di distribuzione. Il teleriscaldamento richiede la produzione da acqua a temperatura superiore a 50-60 °C ottenuta, talvolta, con l'ausilio di pompe di calore. La potenza può variare da 0,5 MWth a 10 MWth. Avendo a disposizione temperature più elevate sarà possibile produrre sia energia elettrica che calore per il teleriscaldamento, in sistemi di cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP).

Per la produzione di elettricità, in sistemi geotermici con temperature da 100 °C a 350 °C, si utilizza il calore convertito in energia elettrica attraverso turbogeneratori. L'energia elettrica è prodotta in impianti a vapore oppure, nel caso di temperature inferiori a 150-200 °C, con impianti a ciclo binario. In entrambi i casi, un fluido in fase vapore mette in movimento una turbina, la cui energia meccanica è poi trasformata in energia elettrica tramite un generatore. Gli impianti che utilizzano il vapore geotermico richiedono fluidi con una temperatura elevata, usualmente superiore a 180 °C. Tanto più elevato è il contenuto in vapore del fluido, tanto maggiore sarà il rendimento energetico. Gli impianti in cui la fase dominante nel serbatoio è il vapore, utilizzano turbine a vapore a condensazione o a contropressione. Nel primo caso, il vapore in uscita dalla turbina subisce una fase di condensazione mentre, nel secondo, il vapore è scaricato direttamente in atmosfera. Negli impianti che utilizzano serbatoi ad acqua dominante, il vapore è prodotto a partire dall'acqua pressurizzata. L'operazione può essere realizzata in due modi. Il primo consiste nel depressurizzare il fluido producendo vapore, processo di flash. Il secondo trasferisce il calore a un fluido a più bassa temperatura di ebollizione che evolve in un ciclo chiuso a condensazione; in questo caso si parla di ciclo binario. La convenienza dell'applicazione di un sistema rispetto all'altro dipende unicamente dalle condizioni termodinamiche della sorgente geotermica. Numerose e complesse sono le attività di R&S legate alla geotermia. Una menzione particolare spetta alle tecniche di perforazione che in questo campo di applicazione richiedono accorgimenti particolari a causa delle elevate temperature, dei livelli competenti di rocce e presenza di fluidi chimicamente aggressivi e conseguenti problematiche legate alla corrosione dei materiali. Questi fattori rappresentano il principale onere nella messa in opera di impianti per lo sfruttamento di risorse geotermiche profonde. Sono in fase di studio tecniche di perforazione termiche (spallation, laser ablation, plasma), elettromagnetica con frequenza millimetrica, con impulsi elettrici ad alto voltaggio. Anche i materiali utilizzati per la cementazione, rivestimento o utilizzati come fluido di raffreddamento sono studiati per limitare la corrosione, la deposizione di silice e calcite e per migliorare l'efficienza di conversione del calore. La presenza di inquinanti specifici nelle emissioni geotermiche richiedono il continuo miglioramento delle tecnologie dei sistemi di abbattimento, controllo e trattamento, soprattutto del gas. Per quanto riguarda le risorse geotermiche superficiali, un vasto campo di ricerca è rappresentato dai sistemi UTES (Underground Thermal Energy Storage) di stoccaggio stagionale del calore o del freddo. Essi sono studiati per stoccare e utilizzare in un momento successivo sia il calore derivante da sorgenti rinnovabili (sole, energia geotermica ecc.) sia quello prodotto come scarto di altri processi (calore prodotto da combustibili fossili e residuo rispetto all'uso primario). Un ambito di ricerca importante per lo sfruttamento dei sistemi geotermici profondi, e in particolare per la produzione di energia elettrica o la cogenerazione, è quello dei sistemi geotermici non convenzionali, termine

utilizzato per distinguerli dai sistemi idrotermali, in quanto richiedono tecnologie particolarmente avanzate, ancora in via di sviluppo. Essi includono sistemi:

- geotermici stimolati (Enhanced, o Engineered Geothermal Systems, EGS), sistemi geotermici nei quali il classico serbatoio contenente il fluido geotermico è assente o molto scarso e si crea artificialmente mediante fratturazione della roccia calda secca in modo da creare il loop virtuoso tra i pozzi di iniezione e di estrazione e quindi riuscire a produrre energia
- geopressurizzati e co-prodotti, ossia acquiferi confinati ad alta pressione associati a idrocarburi
- magmatici, costituiti da corpi e/o camere magmatiche superficiali a temperatura estremamente elevata
- a fluidi supercritici, ovvero fluidi profondi con temperature e pressioni oltre il punto critico dell'acqua pura
- a salamoia calda, in cui le acque idrotermali originali hanno subito un lungo processo di concentrazione salina.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Energia elettrica: 2,1 GWe installati con una produzione di 11,3 TWh da 68 impianti (capacità installata di 0,95 MWe e produzione di 5,56 TWh in EU-28, con 51 impianti)

Uso diretto del calore: 24,5 GWth (15,1 GWth in EU-28 di cui 13,9 da pompe di calore geotermiche, 1,1 GWth per teleriscaldamento da 162 impianti)

L'uso geotermico diretto (quindi non per la produzione di energia elettrica) più diffuso in Europa per potenza termica installata, è rappresentato dalla climatizzazione di ambienti con pompe di calore (68%) e dai sistemi di teleriscaldamento (15%). La potenza rimanente riguarda la balneologia – e altri usi affini: piscine, acquacoltura, scioglimento ghiaccio – (11%) e gli impieghi industriali e agricoli (6%) [3-5].

Nazionale

L'Italia vanta un primato storico, essendo stata il primo paese al mondo a produrre energia elettrica dalla geotermia più di un secolo fa. Ancora oggi è tra i primi produttori nel panorama mondiale e al primo posto in Europa.

Energia elettrica: 0,9 GWe installati di cui [4][6-8]:

- 594,5 MWe a Larderello con 23 impianti in esercizio
- 200 MWe a Travale-Radicondoli con 8 impianti in esercizio
- 121 MWe Bagnore-Piancastagnaio con 6 unità in esercizio.

Per la produzione di energia elettrica sono utilizzati principalmente impianti a condensazione (795 MWe installati) e impianti a flash singolo (120 MWe installati). Soltanto 1 MWe è prodotto da impianti a ciclo binario. Il contributo alla capacità energetica nazionale è dell'1%, quello al fabbisogno nazionale di energia è del 2%.

Uso diretto del calore: 1,3 GWth installati ripartiti come segue [4][6-8]:

- 725 MWt da climatizzazione degli ambienti (di cui 550 MWt da pompe di calore). Gli impianti di teleriscaldamento principali sono quelli delle aree geotermiche toscane e quello di Ferrara
- 421 MWt da balneoterapia
- 69 MWt da usi agricoli (di cui 14 MWt da pompe di calore)
- 122 MWt da acquacoltura
- 18 MWt da processi industriali (di cui 4 MWt da pompe di calore).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Le tecnologie di produzione sono considerate mature, ma sono numerose le necessità di R&S nei diversi settori tecnologici. Le innovazioni nel campo delle tecniche di estrazione, della corrosione dei materiali e dei dispositivi di misura, delle tecniche di indagini e di sfruttamento delle fonti termiche profonde, sono ancora allo studio e necessitano un miglioramento dei livelli tecnologici (TRL 4-6) [9].

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Sono stati sperimentati impianti di cogenerazione e ibridi che combinano tecnologie geotermiche, solari-termiche e fotovoltaiche e biomasse. L'esempio d'impianto ibrido è quello di Ferrara, che combina la geotermia, un termovalorizzatore e una caldaia a gas per le richieste di picco. Un impianto ibrido che combina la geotermia con biomasse è recentemente entrato in produzione in Toscana.

Le prospettive più promettenti sono quelle di co-produzione di energia e calore in aree abitate, da realizzare sia combinando le diverse tecnologie geotermiche, che combinando fonti energetiche rinnovabili. Requisiti fondamentali: 1) la tracciabilità della biomassa 2) l'assenza di materiali e/o elementi inquinanti.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Lo sviluppo di tecnologie geotermiche per la produzione del calore può rappresentare un grosso contributo per i settori produttivi agroalimentari (serre, allevamento di animali, produzione di alimenti, etc.) e di processo industriale. Il progetto VIGOR ha anche esplorato la geotermia in un contesto per l'utilizzo ad uso civile, proponendo tecnologie geotermiche per l'essiccazione di fanghi reflui provenienti da impianti di depurazione delle acque reflue.

Queste tecnologie sono ispirate a criteri di efficienza energetica e come contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico nazionale. Lo sviluppo della geotermia impatta sulla crescita dell'economia locale (indotto, sostegno al tessuto produttivo, conservazione delle competenze del territorio, formazione del personale tecnico per manutenzione impianti, ecc.) e sull'attività di pianificazione territoriale in chiave sostenibile. Un beneficio non trascurabile è quello dell'incremento di *green jobs*, soprattutto di alta specializzazione, con attività peculiari per il settore.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Le caratteristiche geologiche del territorio italiano sono particolarmente favorevoli allo sviluppo della geotermia e potrebbero permettere lo sfruttamento di questa risorsa tramite quasi tutte le tecnologie disponibili potendo sfruttare risorse a bassa, media ed alta entalpia a diverse profondità e in numerose aree del paese. Una stima ufficiale del potenziale geotermico riferito a tutto il territorio è mancante ma si evidenzia che recentemente il MiSE ha pubblicato la zonazione geotermica del territorio italiano a scala comunale che può essere un valido aiuto per individuare le aree più favorevoli e in particolare anche quelle a media entalpia [18]. Il Decreto Legislativo 11 febbraio 2010 n. 22 e successive modifiche [19], favorisce la sperimentazione su tutto il territorio nazionale di impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e con potenza nominale non superiore ai 5 MWe per ciascuna centrale. Per lo sfruttamento della bassa entalpia sarebbe opportuno avviare una caratterizzazione e classificazione dettagliata delle aree sfruttabili a carattere locale i cui costi elevati per l'individuazione ottimale della risorsa geotermica ne limitano lo sviluppo specialmente a livello dei singoli cittadini. Un'attività al riguardo è stata intrapresa del CNR con il progetto VIGOR su 4 regioni italiane (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia). L'aspetto più critico per lo sviluppo di impianti geotermici che utilizzino le risorse profonde è la disponibilità di volumi d'acqua sufficienti: la tecnologia della re-iniezione può garantire la sostenibilità della risorsa e evitare il depauperamento delle falde, ma con le attuali tecnologie la permeabilità richiesta è piuttosto elevata. Al riguardo le simulazioni numeriche sono strumenti fondamentali e hanno dimostrato la fattibilità e sostenibilità dei progetti geotermici [20].

Tecnologie EGS potrebbero superare questo limite, ma al momento non sono ancora ingegnerizzate e il rischio di sismicità indotta non è proponibile in Italia anche per la scarsa conoscenza del fenomeno in sé [2][10].

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Se installati senza le dovute cautele, i sistemi geotermici a pompa di calore (soprattutto quelli a sonde geotermiche verticali e ad acqua di falda) potrebbero danneggiare la qualità delle falde sia nella fase di messa in opera sia in quella di esercizio.

Gli impianti geotermici per usi diretti del calore e i sistemi binari per la produzione di energia elettrica, hanno un'ottima compatibilità ambientale, poiché il fluido geotermico è perfettamente confinato e non può rilasciare nell'ambiente eventuali sostanze inquinanti.

Potenziati impatti ambientali negativi possono tuttavia presentarsi durante la costruzione, l'esercizio e il successivo smantellamento dell'impianto geotermico. Fra questi, i principali punti di criticità sono:

- **impatto visivo e uso del suolo:** nella fase esplorativa (temporanea), l'impatto è dovuto alla rimozione della vegetazione, alla costruzione e/o l'adattamento delle strade di accesso, alla presenza fisica dei veicoli in movimento. Nella fase di esercizio, l'impatto è imputabile alla presenza delle tubazioni che trasportano il fluido geotermico, delle linee di trasmissione, della centrale e delle torri di raffreddamento. L'impianto geotermico occupa un'area di circa 5-10 ettari e raggiunge un'altezza massima di 18 m con le torri di raffreddamento
- **emissioni in atmosfera:** i fluidi geotermici, in particolar modo quelli con temperature molto elevate, possono contenere CO₂, H₂S, NH₃, CH₄ e altri gas presenti in traccia. Quando le emissioni sono considerate critiche, i livelli di questi composti devono essere abbattuti
- **rumore e vibrazioni:** durante la fase di produzione di energia, vari componenti dell'impianto generano rumore. Il rumore più rilevante è prodotto dal trasformatore, dalle torri di raffreddamento e dalla turbina. In generale, il livello di rumore prodotto da una centrale a ciclo binario è più alto rispetto a quello di una centrale di tipo flash e varia da 85 a 90 dB(A)
- **subsidenza:** la produzione di energia geotermica comporta, soprattutto nei campi ad acqua, l'estrazione di grandi quantità di fluido dal sottosuolo che può indurre una variazione del campo di stress nel serbatoio (diminuzione della pressione interstiziale e aumento della tensione effettiva) con conseguente deformazione delle rocce. Tale deformazione può essere trasferita in superficie generando movimenti verticali e/o orizzontali del terreno. La pratica della re-iniezione e iniezione di fluido nel sottosuolo ha ridotto drasticamente o eliminato questo fenomeno

- **sismicità indotta:** riguarda alcuni progetti EGS, ed è un fenomeno legato all'assessamento delle rocce del serbatoio perturbate in seguito alla fratturazione indotta per aumentarne la permeabilità. La fratturazione può essere ottenuta mediante pompaggio di acqua ad alta pressione nelle fratture, utilizzando prodotti chimici.
- **contaminazione delle falde acquifere:** il rischio di contaminazione dell' acquifero si può verificare sia durante la fase di perforazione: "blow out" dei pozzi e perdita di fluido geotermico, di oli minerali lubrificanti, ecc., sia nella successiva fase di reiniezione del fluido geotermico nel serbatoio. Ad esempio, per deterioramento delle pareti del pozzo e conseguente percolazione del fluido nella falda. La riduzione di questo rischio è facilmente raggiungibile tramite una progettazione accurata e il costante controllo di qualità durante le fasi di costruzione, perforazione e di funzionamento dell'impianto.

Emissioni CO₂/MWh

Gli impianti geotermici non producono CO₂ in quanto non è presente alcun tipo di combustione mentre i fluidi geotermici di alta temperatura contengono CO₂ di origine naturale, in quantità variabile a seconda del chimismo e del tipo di risorsa.

La media di CO₂ naturale emessa dalle centrali a flash è di 397 lbs/MWh, mentre una centrale a condensazione emette una media di 60 lbs/MWh [11-12]. Gli impianti binari e di teleriscaldamento non producono emissioni in atmosfera in quanto i gas incondensabili sono raramente presenti nel fluido geotermico (si tratta di risorse di temperatura medio-bassa) e sono facilmente trattenuti all'interno di un circuito chiuso, e successivamente reiniettati.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La geotermia permette di risparmiare circa 1,4 Tonn di petrolio all'anno per produzione di energia elettrica, e di 0,4 Mt/a per uso diretto del calore. Questo equivale ad un risparmio di 0,55 Mt/MWh di CO₂ con la produzione di energia elettrica, e di 0,1 kt/MJ con l'uso del calore per usi diretti [10].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

La geotermia [9] permette di produrre energia con continuità e ha un capacity factor di circa il 90% (96% nel caso di produzione di energia elettrica). Gli impianti per la produzione di energia elettrica, teleriscaldamento e cogenerazione hanno un tempo di vita medio di riferimento di 30 anni. L'efficienza dei sistemi con pompe di calore geotermiche (Seasonal Factor, includendo riscaldamento e raffreddamento) è mediamente superiore a 4%. Il Performance Indicator è circa del 75%. Con la tecnologia disponibile l'efficienza energetica è del 7-15% per impianti geotermoelettrici e del 35-60% per impianti di cogenerazione (elettricità e calore).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di investimento degli impianti geotermici sono attualmente molto elevati, specie per l'utilizzo di risorse profonde, in quanto il costo della perforazione rappresenta il 40-50% del costo totale. A titolo esemplificativo, le due figure descrivono la distribuzione dei costi per due utilizzi principali in Europa: a sinistra i costi per un impianto di produzione di energia elettrica con sistema binario (ORC) in Germania, a destra i costi dell'impianto di teleriscaldamento del bacino di Parigi (Figura 1) [14].

Il Levelized Cost of Energy (LCOE) medio calcolato per il 2012 e previsto per il 2030 è riportato in tabella[9].

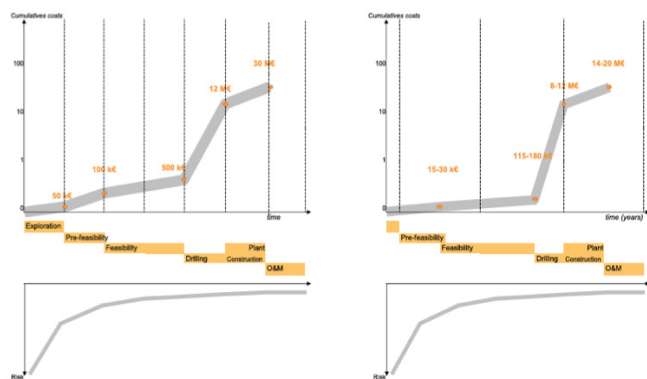


Figura 1 Esempi di costi di impianti geotermici

Tecnologia	2012 (€-ct /kWh)	2030 (€-ct /kWh)
Produzione di energia elettrica e co-produzione di calore e elettricità	7 per sistemi di alta temperatura, 15 per sistemi di temperatura media e 25 per sistemi EGS	4, 7 e 7, rispettivamente
Pompe di calore geotermiche	10 per sistemi di piccola taglia, 6 per sistemi di grossa taglia e UTES	5 e 7, rispettivamente
Teleriscaldamento	5	4
Rimanenti usi diretti del calore	7	4

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Tra i principali fattori tecnologici e non tecnologici [13] che ostacolano il rilancio della geotermia sul territorio nazionale si citano:

- Elevati costi di perforazione e costruzione dell'impianto
- Mancanza di incentivi e regimi assicurativi che coprano il rischio minerario
- Tempi di rilascio dei titoli minerari troppo lunghi (in Italia questo ostacolo è particolarmente critico)
- Ridotto numero di professionisti idonei all'installazione e manutenzione
- Scarsa accettabilità sociale e sindrome Nimby
- Insufficiente campagna di informazione e disseminazione anche da parte delle amministrazioni
- Mancanza di investimenti per aspettative a lungo termine dei tempi di ritorno.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Considerata la produzione annua di energia elettrica e il tariffario italiano, la geotermia produce un fatturato annuo di circa 700 milioni di euro. I dati inerenti gli investimenti in ricerca da parte dell'industria e degli enti pubblici sono poco noti, soprattutto quelli inerenti la produzione di calore ma sono comunque modeste.

La Geothermal Roadmap [9] prevede investimenti in attività di R&S di 740 milioni di euro nei prossimi anni che, se opportunamente intercettati, potrebbero rappresentare un evidente beneficio per questo comparto a livello nazionale, considerate le competenze acquisite in questo settore.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Gli attori italiani già indicati esportano la tecnologia, soprattutto per produzione di energia elettrica, in numerose parti del mondo.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La geotermia permette di risparmiare energia ed emissioni nei settori industriale, nel residenziale per la climatizzazione geotermica e nel terziario.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nell'utilizzo della tecnologia sono:

- Enel Green Power: produzione energia elettrica
- HERA: teleriscaldamento Ferrara
- GES: teleriscaldamento aree geotermiche toscane
- Le aziende termali di Ischia e Abano
- ESCO e PMI per installazione di sistemi di climatizzazione geotermica
- Comuni e amministrazioni locali nei territori che beneficiano di impianti di teleriscaldamento, oltre a privati che utilizzano impianti di teleclimatizzazione geotermica.

Da segnalare l'attività dell'Unione Geotermica Italiana società che rappresenta operatori e rappresentanti della ricerca geotermica; la Rete Geotermica comprende operatori industriali interessati alla produzione geotermoelettrica.

Sviluppo della tecnologia

- Enel Green Power: sviluppo tecnologico per ottimizzare gestione impianti di produzione elettrica; sistema di abbattimento delle emissioni AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato); centrale geotermica integrata a biomassa (Cornia 2)
- Exergy S.p.a.: tecnologia ORC, sistemi ibridi
- Turboden S.r.l.: tecnologia ORC, sistemi ibridi
- Ansaldo-Tosi: turbine, componenti impianti produzione elettrica
- Nuovo Pignone-General Electric: turbine.

Per la costruzione delle pompe di calore non sono state individuate aziende che possono progettare impianti di grande potenza (ad es., le pompe installate presso la centrale di Milano-Canavese provengono dalla Svizzera). Sono invece numerose le PMI impegnate nello sviluppo di pompe di calore geotermiche, sistemi di geoscambio e UTES.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

I maggiori attori in ambito geotermico sono:

CNR: tecnologie di esplorazione e valutazione della risorsa geotermica superficiale (pompe di calore geotermiche) e profonda, aspetti ambientali e sociali, pompe di calore, sistemi ibridi di generazione energia, materiali e sensori di alta temperatura

INGV: tecnologie di esplorazione e valutazione, soprattutto in aree vulcaniche, e monitoraggio ambientale

OGS, Università di Bari, Università di Firenze, Università di Pisa, Università di Roma La Sapienza, Università di Roma3, Università di Trieste: tecnologie di esplorazione e monitoraggio (OGS e UniTs esplorazione e monitoraggio)

Università di Padova, Università di Torino e Politecnico di Torino: tecnologie di valutazione e generazione da risorsa geotermica superficiale (pompe di calore geotermiche), UTES, modellistica idrogeologica (PoliTo)

Politecnico di Milano, Università di Firenze, Università di Padova, Università di Napoli Federico II: generazione elettrica con sistemi binari (PoliMi sviluppo di tecnologie innovative e ottimizzazione cicli ORC per produzione elettrica da sorgente geotermica) e ibridi

Università di Napoli Parthenope: progettazione impianti di teleriscaldamento

Scuola Superiore S. Anna (SSUP), Università di Siena, ENERGEN (Società Consortile formata da CNR, SSSUP, Università di Pisa, CoSviG – Consorzio per lo Sviluppo delle aree Geotermiche): aspetti ambientali e sociali

ENEA: attività di valutazione e monitoraggio, soprattutto di aspetti ambientali (geochimica ambientale e sismicità indotta). Sviluppo di tecnologie integrate con altre fonti rinnovabili.

BEST PRACTICES

Diversi sono i Progetti europei dedicati allo sviluppo della tecnologia geotermica, tra i quali si citano:

- **GEOELEC:** per promuovere la produzione di energia elettrica da sistemi EGS, e GEO-DH per promuovere e accelerare la penetrazione del teleriscaldamento geotermico nei territori europei.
- **GROUND-MED:** per la dimostrazione di pompe di calore geotermiche di nuova generazione in clima mediterraneo, e ReGeoCities per promuovere la conoscenza e l'uso della geotermia a bassa profondità
- **GEOCOM:** per implementare 3 progetti di teleriscaldamento (di cui uno a Montieri, in Toscana)

- **GEISER:** per lo studio della sismicità indotta da EGS
- **IMAGE e DESCRAMBLE:** per lo sviluppo e ottimizzazione di tecnologie di esplorazione
- **GEMEX:** per migliorare le conoscenze tecnico scientifiche nel campo dell'EGS (Enhanced Geothermal Systems)

I progetti dimostrativi più importanti per il teleriscaldamento sono in Islanda, dove la sola geotermia viene utilizzata per il riscaldamento in particolare nella capitale Reykjavík, e il teleriscaldamento del bacino di Parigi.

A livello italiano si citano:

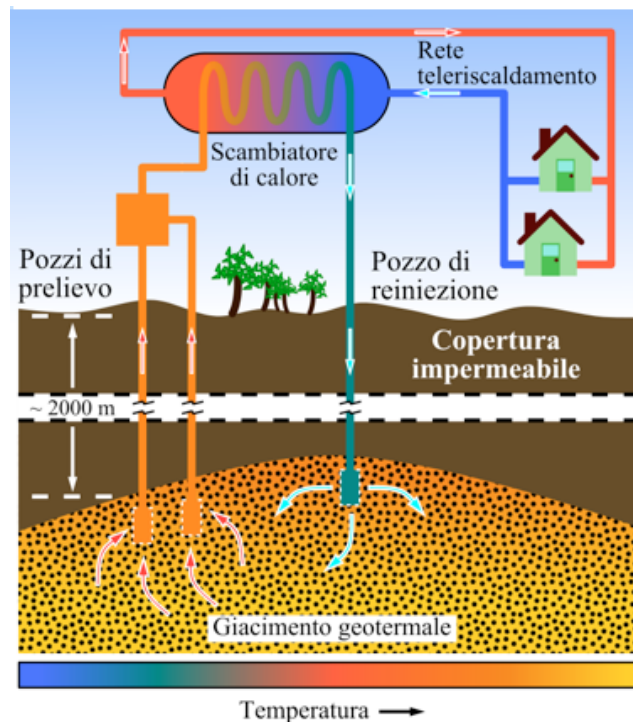
- i progetti dimostrativi di produzione di energia elettrica (aree toscane di Larderello-Travale-Radicondoli e Monte Amiata), le reti di teleriscaldamento geotermico da geotermia “profonda” della città di Ferrara e di numerose cittadine toscane e il progetto di teleriscaldamento con pompe di calore geotermiche di Milano e Brescia
- il progetto per la realizzazione della rete di teleriscaldamento geotermico della città di Grado
- il progetto VIGOR, finanziato con fondi POI, che ha valutato le risorse di 4 regioni e fornito 8 studi di fattibilità completi per progetti dimostrativi di variegati usi della geotermia
- il progetto Atlante Geotermico del Mezzogiorno che sta fornendo mappe di favorevolezza alla presenza di sistemi geotermici idrotermali e non convenzionali sul territorio del Mezzogiorno d'Italia
- i progetti proposti per la perforazione e utilizzo di risorse geotermiche ai Campi Flegrei.



Impianto geotermico in Islanda



Area geotermica in Islanda



Schema di funzionamento della centrale di Ferrara

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] S. Abate et al “ Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza”, POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013, Edizioni CNR – IGG Area della Ricerca di Pisa, ISBN: 9788879580120, (2014)
- [2] C. Albanese, et al “Progetto VIGOR – Valutazione del Potenziale Geotermico delle Regioni della Convergenza”, POI Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico 2007-2013, Edizioni CNR - IGG Area della Ricerca di Pisa, ISBN: 9788879580113, (2014)
- [3] Ruggero Bertani *Geothermics* 41, 1– 29, 2012
- [4] Ruggero Bertani - *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [5] John W. Lund and Tonya L. Boyd. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [6] Paolo Conti, Walter Grassi, Giancarlo Passaleva, Raffaele Cataldi *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [7] Terna S.p.a. - “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia 2014”
- [8] Razzano, F. and Cei, M.. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015
- [9] Aposteanu A., et al J. and the Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling – *Geothermal Technology Roadmap*, EGEC, 2014
- [10] Buonasorte G., et al - *Previsioni di crescita della geotermia in Italia fino al 2030 - Per un nuovo manifesto della geotermia italiana*. Unione Geotermica Italiana, 2011
- [11] GEA, 2012 – “*Geothermal Energy and Greenhouse Gas Emissions*”
- [12] Felina Schütz, et al - *Geothermal Electricity: Potential for CO₂ Mitigation*. Deliverable n° 4.6 Geoelec Project, 2013
- [13] Gerdi Breembroek, Paul Ramsak, Adele Manzella, Eugenio Trumpy –, *D2.3 Report, Geothermal ERA-NET Project*, 2014, <http://www.geothermaleranet.is/>
- [14] *GEOFAR Project Report (Intelligent Energy): Financial instruments as support for the exploitation of geothermal energy*.
- [15] <http://www.vigor-geotermia.it>
- [16] Angelone M., Sylos Labini S. *Overcoming Research Challenges for Geothermal Energy*. 2015, European Commission, ERKC, pp. 36. <http://setis.ec.europa.eu/energy-research/>
- [17] Angelone M., Sylos Labini S. *Thematic Tesearch Summary: Geothermal Energy*. 2015, European Commission, ERKC, pp. 68. <http://setis.ec.europa.eu/energy-research/>
- [18] *Zonazione geotermica del territorio italiano - In attuazione della risoluzione in materia di geotermia approvata nella seduta del 15 aprile 2015 dalle Commissioni Riunite VIII e X*, <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/geotermia/zonazione.asp>
- [19] *Ricerca di risorse geotermiche finalizzata alla sperimentazione di Impianti Pilota*, http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/info/impianti_pilota.asp
- [20] F. Colucci, R. Fuandalini, F. Moia, 2015. *Modelli geologici e simulazione numerica di sistemi geotermici*, Deliverable RSE Prot. 15000985, 224 pp.

F. Salvatore - CNR
G. Sannino, A. Carillo - ENEA
M. Peviani, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Si possono distinguere due tipi di correnti marine:

- **correnti di marea**, legate all'azione gravitazionale scambiata tra terra e luna. Sono caratterizzate da andamento ciclico con fasi di circa sei ore per l'afflusso e il deflusso delle masse d'acqua con inversione del verso della corrente. Presentano la massima intensità in vicinanza della costa, in particolare in corrispondenza di promontori e stretti
- **correnti oceaniche**, originate da gradienti termici e/o salini tra diverse aree geografiche. A differenza delle correnti di marea hanno direzione costante e di solito hanno massima intensità lontano dalle coste. Ne sono esempi la corrente del Golfo, in Atlantico centro-settentrionale e la corrente del Giappone nel Nord-Ovest Pacifico.

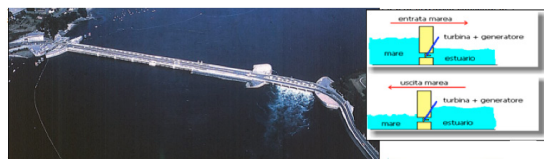
Nel caso delle correnti oceaniche e di marea l'energia può essere prodotta mediante dispositivi che convertono l'energia cinetica delle masse d'acqua in energia meccanica e quindi in energia elettrica. Per la conversione in energia meccanica si usano tecnologie di due tipi:

- **sistemi a turbina**, con asse orizzontale (ovvero allineato alla direzione della corrente) o con asse trasversale alla direzione della corrente (di solito, l'asse è verticale)
- **sistemi non-turbina**, come nel caso di profili oscillanti (tidal sails, kites) o cilindri posti in vibrazione.

Le tecnologie attualmente sviluppate o in fase di sviluppo sono:

Centrali mareomotrici

Le centrali mareomotrici sono in grado di sfruttare l'alternarsi delle alte e basse maree attraverso turbine reversibili. Durante l'alta marea l'acqua defluisce verso un bacino di accumulo di alcuni chilometri quadrati, passando attraverso una serie di condotti nei quali, acquistando velocità, l'acqua fa girare delle turbine collegate a generatori; nella successiva fase di bassa marea, quando il livello del mare comincia a scendere si fa defluire l'acqua verso il mare aperto mettendo nuovamente in rotazione le turbine. Un esempio di centrale mareomotrice si trova in Francia, sull'estuario del fiume Rance in Bretagna. La potenza installata di tale impianto è pari a 240 MW; esso consente di sfruttare un'escursione di marea di qualche metro [1].



Turbine ad asse orizzontale

Le turbine ad asse orizzontale estraggono energia dal movimento dell'acqua nello stesso modo delle turbine eoliche. La velocità della corrente fa girare il rotore che è a sua volta collegato ad un generatore elettrico. Nonostante la velocità delle correnti marine sia in media molto minore rispetto a quella del vento, la maggior densità dell'acqua, circa 800 volte quella dell'aria, permette di costruire turbine molto più piccole a parità di potenza. Ad esempio, la Marine Current Turbines (www.marineturbines.com) propone un dispositivo chiamato SeaGen, che nasce dall'esperienza maturata nell'ambito del precedente progetto SeaFlow, che ha portato alla costruzione, installazione e prove in mare di un sistema a rotore singolo capace di generare fino a 300 kW sfruttando le correnti di marea a largo di Lynmouth nel North Devon, Inghilterra [2].



Turbine ad asse verticale

Le turbine ad asse verticale funzionano nello stesso modo di quelle ad asse orizzontale, con l'unica differenza che il rotore della turbina è installato in posizione verticale.

Sistemi ad effetto Venturi

I dispositivi ad effetto Venturi consistono in una condotta sommersa, che riducendo la sua sezione, convoglia il flusso della corrente marina aumentandone la velocità. Il flusso d'acqua passa attraverso una turbina installata al suo interno, oppure la differenza di pressione generata dal sistema attiva una turbina ad aria fuori della condotta.

Nello scenario nazionale, due sono le tecnologie arrivate alla fase di sperimentazione in mare con prototipi di grandi dimensioni. Entrambe hanno già destato l'interesse per sviluppi applicativi anche all'estero:

- **KOBOLD**, installata nello Stretto di Messina nel 2001, è una turbina marina ad asse verticale, con pale diritte e parzialmente libere di oscillare, di potenza 40-60kW. La turbina KOBOLD è stata sviluppata dalla società Ponte di Archimede S.p.A., proprietaria del brevetto internazionale, in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Industriale – Sezione Aerospaziale dell'Università "Federico II" di Napoli. La turbina, connessa alla rete elettrica nazionale per molti anni, di recente è stata disattivata.
- **GEM**, l'aquilone del mare, è un sistema di conversione dell'energia delle correnti marine che utilizza due turbine intubate ad asse orizzontale montate ai lati di una struttura di supporto immersa ad una predefinita distanza dal pelo libero dell'acqua. Il sistema brevettato è stato sviluppato a partire dal 2005 in seguito ad un progetto di ricerca in collaborazione con l'ing. Nicola Morrone autore del brevetto insieme al Prof. Domenico Coiro, dell'Università degli Studi di Napoli "Federico II". Un prototipo di capacità produttiva di 200 kW è stato provato in mare nella laguna Veneta nell'ambito di un progetto regionale.

E' stato calcolato che entro il 2050 la produzione Europea dall'insieme di onde e correnti potrebbe arrivare a circa 100 GW (pari a circa il 10% del consumo elettrico dell'UE) e raggiungere i 750 GW a livello mondiale[3], la maggior parte proveniente dalle correnti marine.

L'energia da correnti marine presenta il vantaggio di essere prevedibile anche a lungo termine con estrema precisione, con evidenti benefici pratici in termini di pianificazione dell'approvvigionamento energetico e dei flussi di rete. La tecnologia per lo sfruttamento dell'energia cinetica delle correnti è ancora in fase di sviluppo, mentre le tecnologie che sfruttano l'energia potenziale delle correnti sono consolidate.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Solo nell'ultimo decennio si è avuto un grande impulso alle tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine, con molti progetti provenienti dai paesi europei che affacciano sull'Atlantico dove il potenziale energetico è particolarmente rilevante. L'Europa è leader mondiale per i sistemi di conversione dell'energia dalle correnti, ma negli ultimi anni stanno emergendo molto rapidamente paesi come il Canada, la Cina, la Corea del sud, il Giappone e l'India.

Stato attuale delle installazioni in Europa per paese[4].

Paese	MW installati	MW da progetti autorizzati
Inghilterra	5,6	96,0
Olanda	0,13	3,0
Francia	0,7	> 2,0

Nella tabella non sono considerati gli impianti che sfruttano l'energia potenziale delle correnti di marea (sbarramenti); per questi le potenze installate a livello Europeo superano i 200 MW (La Rance, Francia) e superano i 500 MW a livello globale.

Si segnala l'impegno da parte di grandi industrie del settore meccanico come DCNS, Schottel, Voith, Andritz in Europa, Hyundai e Kawasaki in Estremo Oriente.

Le maggiori Utility a livello globale, come General Electric, Bord Gáis Energy, Électricité de France (EDF), GDF Suez, Iberdrola sono coinvolte in progetti dimostrativi, a conferma di un generale interesse per la tecnologia.

Nazionale

Nonostante il Mediterraneo sia un bacino quasi chiuso e quindi con scarso sviluppo di correnti, esistono un numero limitato di siti che hanno un notevole potenziale energetico, primo tra tutti lo Stretto di Messina.

Oltre a numerosi studi e brevetti sulle tecnologie innovative, il panorama nazionale mostra le due tecnologie giunte un fase avanzata di sviluppo prototipale già descritte precedentemente KOBOLD e GEM. La prima è stata esportata nel Sud-Est asiatico, un progetto in Indonesia con la Indonesian Walinusa Energy Corporation, nell'ambito di un co-finanziamento da parte dell'UNIDO (United Nations Industrial Development Organization), agenzia dell'ONU per la promozione dello sviluppo nei paesi ad economia arretrata. Il progetto prevede la messa in opera di turbine da 120-150 kW per alimentare comunità remote; mentre la seconda è oggetto di sperimentazione nella laguna veneta nell'ambito di un progetto co-finanziato dalla regione Veneto ed è stata oggetto di interesse da parte di compagnie francesi per lo sfruttamento in Atlantico.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Nonostante gli studi sistematici sullo sfruttamento delle correnti marine per la produzione di energia siano iniziati solo negli ultimi due decenni, lo stato di avanzamento della tecnologia risente positivamente dal trasferimento tecnologico dai settori con elementi comuni come l'energia dal vento, con particolare riferimento per le installazioni marine (eolico offshore).

Esistono in campo internazionale esempi di tecnologie che hanno raggiunto un TRL di 7-8 (completato il processo di sviluppo e di

qualifica) e che prevedono attività industriali di sfruttamento massivo della risorsa mediante la realizzazione di parchi marini (turbine arrays) con capacità produttiva dell'ordine della decina di MegaWatt.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

Di particolare attenzione è la possibile sinergia con l'energia eolica offshore con cui la tecnologia condivide elementi di sviluppo tecnologico (ad esempio i componenti), le infrastrutture, la catena di approvvigionamento e le politiche di incentivazione nonché autorizzative. L'energia oceanica e l'energia eolica offshore, utilizzando comuni piattaforme o sistemi ibridi di correnti di marea/eolico possono quindi offrire utili possibilità di co-locazione di tecnologie. La condivisione dei processi, delle infrastrutture, degli approvvigionamenti possono essere di grande beneficio per la futura espansione non solo dei dispositivi che sfruttano l'energia oceanica ma anche di tutti gli altri settori ad essa connessi.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Le tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine possono influire positivamente su settori non specificatamente energetici come:

- Manifatturiero/produttivo (costruzioni navali, lavorazioni meccaniche, apparecchiature elettriche/elettroniche)
- Lavorazioni civili (scavo e posa in opera di cavi per l'allaccio alla rete di terra)
- Sociale (autosostentamento delle Amministrazioni di piccole isole)
- Distributivo (commercializzazione e comunicazione).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Essendo un bacino quasi chiuso, il Mediterraneo è un mare caratterizzato da modeste correnti. In Italia l'unica area realmente interessante per lo sviluppo di una tecnologia che sfrutti le correnti di marea è lo Stretto di Messina. Altre località presentano quantitativi di risorsa energetica molto modesti, come nel caso delle bocche della Laguna di Venezia (campo di prova della tecnologia GEM). Da uno studio condotto dall'ENEA in collaborazione con l'Università di Napoli "Federico II", emerge che il potenziale reale totale nello Stretto di Messina è pari a circa 250 MW di potenza installata che comporterebbe una produzione di energia annua pari a circa 160 GWh. E' bene precisare che tale produzione è ipotizzata sfruttando solo le aree vicino alle coste senza considerare la parte centrale dello Stretto che in futuro, con la maturazione della tecnologia, potrebbe essere ugualmente sfruttata.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Studi preliminari sulle installazioni di turbine per correnti marine hanno evidenziato come non vi siano aspetti che ne impediscano la sostenibilità in relazione alla flora e fauna o che mettano a rischio le altre attività umane (industria della pesca, trasporti, turismo). L'impatto visivo e paesaggistico è limitato dato che le infrastrutture sono per la maggior parte sommerse mentre l'ancoraggio della struttura galleggiante sul fondale marino deve tener conto dell'eventuale impatto sulle specie vegetali. L'impatto sulla specie faunistica marina necessita l'installazione di opportuni dissuasori che prevengano il possibile urto con le macchine.

Discorso a parte merita il rumore sottomarino che la messa in esercizio delle turbine può provocare che può ostacolare particolari specie marine, come i cetacei, che utilizzano i suoni per comunicare.

Nel caso specifico della tecnologia GEM o KOBOLD, il ridotto numero di giri di rotazione e la connessa ridotta intensità di emissione dovrebbero produrre limitati effetti sulla fauna marina. Eventuali impatti di emissioni elettromagnetiche sono ridotti dall'utilizzo di una opportuna schermatura. Studi più approfonditi sono tuttavia necessari per valutare l'effettivo impatto della tecnologia sull'ecosistema marino.

Emissioni CO₂/MWh

Ad oggi non esiste uno studio specifico di calcolo delle emissioni di CO₂/MWh prodotto dal sistema GEM. Esistono delle stime su tecnologie del tutto simili che sfruttano, come il GEM, le correnti di marea per la produzione di energia elettrica.

Da tali studi si evince che durante il cosiddetto Life Cycle Assessment, tenendo conto quindi del trasporto, costruzione, installazione, gestione, manutenzione, dismissione e riciclaggio della macchina si producono da un minimo di 18 ad un massimo di 35 kgCO₂/MWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Confrontando le emissioni medie di CO₂/MWh della tecnologia GEM con quelle che si produrrebbero utilizzando una fonte energetica non rinnovabile come il petrolio ne risulta un risparmio di circa 315 kg CO₂/MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il prototipo in scala reale di tecnologia GEM prodotto e installato in un sito con una velocità ottimale della corrente di circa 2,6 m/s è capace di erogare una potenza nominale di 100 kW meccanici. Le prove sperimentali nella Laguna di Venezia in un sito con una velocità di picco di circa 1,5 m/s hanno registrato una potenza erogata dalla macchina di 20 kW. Il Coefficiente di potenza C_p, rappresentativo del rendimento di conversione comprensivo delle perdite elettriche a valle del generatore, è di 0,65 e si stima un coefficiente di potenza all'albero della turbina di circa 0,80.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Attualmente la diffusione a livello mondiale delle tecnologie per lo sfruttamento delle correnti marine è del tipo pre-commerciale. La produzione annua prevista per un impianto GEM dalla potenza di 300 kW, nel contesto delle correnti di marea che interessano lo Stretto di Messina, è di circa 900 MWh pari a 168 TEP/anno.

Sulla base dei costi di investimento e di O&M e della producibilità media annua del GEM 300kW nello Stretto di Messina è possibile ricavare il valore di LCoE (Levelised Cost of Electricity), ossia il prezzo a cui l'energia deve essere prodotta dalla fonte energetica per andare in pari con i costi nel periodo utile di vita dell'impianto (20 anni).

Visto il particolare periodo storico caratterizzato da tassi del costo del denaro anche negativi e visto che il Tasso Unico di Riferimento è pari a zero, il valore di LCoE per il GEM è pari a 0,129 €/kWh. Confrontando questo dato con quello riportato dal Carbon Trust in uno studio del 2012, in cui si stimavano LCoE al 2020 per le turbine dalle correnti marine in un range di 0,17-0,23 €/kWh, si intuisce come la tecnologia proposta del GEM sia ben al di sotto dei valori stimati e risulta molto redditizia a fronte dell'investimento iniziale.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia sono:

- costi tecnologici e la creazione di una filiera che permetta la riduzione dei costi di costruzione e manutenzione: sono attualmente elevati e l'accesso ai finanziamenti è difficile. La dimostrazione dei dispositivi in mare è costosa e rischiosa e le imprese coinvolte spesso non hanno le risorse necessarie ad installare i propri prototipi. Ciò si traduce in ritardi nello sviluppo tecnologico e nella dimostrazione di affidabilità della tecnologia comportando un costo dell'elettricità prodotta ancora elevato. La mancanza di individuazione di una tecnologia unica comporta ancora un ritardo nella riduzione dei costi di capitale
- potenziamento della rete di trasporto dell'energia dal mare alla terraferma: è necessaria per consentire la gestione dei futuri volumi di energia oceanica e il loro trasporto verso i centri di consumo. Il ritardo del potenziamento della rete potrebbe comportare dei rischi nella connessione in tempo utile alla rete
- mancanza di navi specializzate per la manutenzione e l'installazione
- mancanza di adeguate normative nazionali e comunitarie: il procedimento autorizzativo per questa tipologia di impianti risulta molto complesso e ostativo, comportando forti ritardi nella progettazione e un conseguente aumento dei costi. L'incertezza della corretta applicazione della normativa ambientale può ulteriormente prolungare i processi di autorizzazione.
- scarsa conoscenza degli impatti ambientali previsti: non sono stati valutati non solo quelli ambientali ma anche quelli cumulativi derivanti dall'influenza con altre attività umane (come ad esempio l'integrazione dell'energia oceanica nei piani di gestione degli spazi marittimi) per far fronte ai problemi di sicurezza marittima
- mancanza di politiche fiscali adeguate e sussidi volti ad incentivare gli investimenti privati: la mancanza di un sostegno finanziario stabile, che rispecchi lo stadio di avanzamento delle tecnologie nel ciclo di sviluppo, può allungare i tempi necessari affinché i progetti diventino redditizi.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il maggior potenziale per lo sviluppo dell'energia oceanica si trova sul litorale atlantico, ma anche nel Mediterraneo esistono siti molto produttivi come, nel caso italiano, lo stretto di Messina.

Particolare importanza può avere questo aspetto in Regioni insulari come la Sardegna e la Sicilia, con ricadute positive in termini occupazionali e di crescita dell'economia locale in tutte le aree aventi rilevanza nella filiera per la produzione, installazione e impiego dei dispositivi in mare.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Il settore dell'energia oceanica ha un potenziale enorme se si pensa che secondo il World Energy Council è possibile produrre dalle correnti marine circa 1.200 TWh/anno. Il Carbon Trust britannico stima che, tra il 2010 e il 2050, il mercato mondiale dell'energia proveniente dal moto ondoso e dalle maree potrebbe raggiungere i 535 miliardi di Euro.

E' una economia quindi nascente, dove è ancora possibile conquistare un ruolo leader come paese fornitore di tecnologia e know-how non solo per il mercato interno ma anche per i mercati stranieri e dove l'Italia vanta tecnologie all'avanguardia (KOBOLD e GEM) in fase di sperimentazione.

Spesso paesi con grandi potenziali in termini di risorsa energetica come nel caso del Sud America e del Sud-Est Asia non sono tecnologicamente in grado di operare un adatto sfruttamento.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Una tecnologia come il GEM per la produzione di energia elettrica ad emissioni zero non può che impattare positivamente sui sistemi industriali, sui settori dei trasporti, residenziale e terziario non emettendo in operazione alcun emissione inquinante.

A titolo di esempio, se nello Stretto di Messina venissero installati impianti GEM per 260 MW di potenza con una produzione energetica complessiva pari a circa 160 GWh potrebbero essere alimentate circa 65000 abitazioni con un risparmio notevole nelle emissioni relative al settore residenziale.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Utilities: ENEL e TERNA per lo sfruttamento industriale e la immissione dell'energia prodotta nella rete
- ESCO, servizi energetici
- ENEL Green Power, per lo sviluppo di nuove iniziative industriali per lo sfruttamento delle tecnologie.

Sviluppo della tecnologia

Numerose industrie manifatturiere aventi rilevanza nella filiera per l'installazione, la gestione e la manutenzione delle installazioni.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Numerose sono le Università in Italia che hanno sviluppato competenze nei vari settori che interessano la progettazione e l'impiego di sistemi per la generazione di energia dalle correnti marine, tra di essi si distinguono il Politecnico di Milano, l'Università di Messina e l'Università della Calabria. Merita particolare menzione l'Università di Napoli "Federico II".

Dal 1988 ad oggi, i ricercatori dell'Università di Napoli "Federico II", hanno operato nella società senza scopo di lucro SEAPOWER scarl, all'ideazione e realizzazione di progetti nel settore dell'energia da fonte rinnovabile tramite lo sviluppo e l'ottimizzazione dei componenti delle turbine eolico-marino-fluviali.

Tra i centri di ricerca nazionali, ENEA e alcuni istituti del CNR portano avanti attività di rilevanza internazionale nello studio della circolazione del mar Mediterraneo e conducono attività di supporto ad aziende nazionali ed estere interessate allo sviluppo delle tecnologie.

Le attività svolte riguardano settori complementari:

- **ENEA:** effettua studi relativi alla caratterizzazione della risorsa energetica. Si occupa di individuare, mediante l'impiego di modelli numerici ad alta risoluzione, i siti marini più promettenti per l'installazione dei dispositivi di conversione. Tali modelli, che tengono conto anche della rappresentazione dei moti mareali, sono utilizzati sia in modalità previsionale che climatologica e forniscono i principali parametri della circolazione marina [7]
- **CNR:** si occupa dello sviluppo e la messa a punto di tecniche e strumenti per la progettazione dei sistemi di generazione e conversione dell'energia marina (modelli computazionali sviluppati in sede e la sperimentazione di modelli in scala dei dispositivi); della modellazione e sperimentazione delle componenti elettriche dei sistemi di conversione dell'energia e sviluppo delle strategie di controllo dei flussi di energia dalla macchina verso la rete elettrica; dell'analisi di impatto ambientale e delle problematiche connesse alle installazioni delle macchine in ambiente marino. Di particolare rilevanza gli impianti di prova (bacini di rimorchio e canali di circolazione) tra i più importanti al mondo per queste applicazioni.
- **RSE:** ha effettuato studi sulla disponibilità delle risorse da onde e correnti per la produzione di energia elettrica lungo le coste italiane. I risultati sono consultabili tramite i WebGIS MAREENERGY (<http://map.rse-web.it/mares/map.phtml>) e TRITONE (<http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>) che è uno strumento più ampio dedicato alla gestione integrata delle aree marine e costiere in relazione allo sviluppo delle rinnovabili offshore [1].

BEST PRACTICES

Tra le varie tecnologie oggetto di prolungati studi e sperimentazioni si segnalano i seguenti esempi che, in base alle proiezioni attuali, potranno fornire i primi casi di impianti per sfruttamento industriale.

- **OpenHydro**: della francese DCNS. Turbina ad asse orizzontale intubata e bidirezionale con potenza di oltre 1 MW. La conversione avviene mediante un generatore a magneti permanenti. A lungo provata in mare, la società costruttrice ha piani di costruzione di tidal arrays per svariati MW in Europa e America. <http://openhydro.com/home.html>
- **Schottel Hydro**, Germania: in corso la sperimentazione di turbine ad asse orizzontale di dimensioni medio/piccole (54-70 kW) da usare in clusters con una potenza installata complessiva fino a 2-4 MW. <https://www.schottel.de/it/schottel-hydro/>
- **SABELLA SaS**, Francia: turbina ad asse orizzontale di tipo bidirezionale. Dopo lunga sperimentazione, anche in collaborazione con il CNR, un prototipo di 10 metri di diametro è stato installato al largo della Bretagna nell'aprile del 2015. Ad oggi è il primo esempio di turbina connessa alla rete in Francia, con una produzione di circa 700 kW. <http://sabella-d10.bzh/>

Oltre a queste tecnologie promettenti, si segnala per completezza la tecnologia **SEA-GEN**, il primo sistema di grande scala connesso alla rete elettrica (2008) con potenza prodotta fino a 1.2 MW da due turbine orizzontali montate con bracci a sbalzo su un pilone centrale. La sperimentazione condotta per anni in Irlanda del Nord è stata sospesa di recente.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] 1. Guandalini R. Agate G., Peviani M., Carli F.: "Valutazione del potenziale di producibilità energetica dal moto ondoso e dalle correnti marine dei mari italiani" (Rapporto RSE n. 11000312) 2011
- [2] Peviani M., Carli F., Bonamano : "Mappa del potenziale energetico dal moto ondoso nelle coste italiane" (Rapporto RSE n. 11000809) 2011
- [3] IEA-OES, Ocean Energy Europe, <https://www.oceanenergy-europe.eu/en/programme>
- [4] IEA-OES, report Ocean Energy Systems (2014)
- [5] A Douglas, G P Harrison, J P Chick, 2004, Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine, Department of Engineering and Electronics, University of Edinburgh, Edinburgh, UK[6] European Ocean Energy – Industry Vision Paper, 2013
- [7] 11. L. Libert, A. Carillo and G. Sannino: "Wave energy resource assessment in the Mediterranean, the Italian perspective" Ren. En. 50 (2013) pp. 938-949
- [8] 12. D. Magagna, A. Uihlein - Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives, International Journal of Marine Energy, pp. 84-104 no. September 2015 vol. 11
- [9] 13. B. Zanuttigh, E. Angelelli - ENEA – Ricerca Sistema Elettrico - Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della energia marina dai mari italiani, Report Rds/2011/72
- [10] International Energy Agency – World Energy Outlook 2015
- [11] Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI)– Ocean Energy Roadmap, <http://www.seai.ie>
- [12] Horizon 2020 - Programma d'azione 2016-2017
- [13] www.ocwna-energy-systems.org
- [14] Brevetto Italiano, GEM n. 0001403558 richiesto nel 2010 e rilasciato il 31/10/2013 – Autori: D. Coiro – N. G. Morrone
- [15] Brevetto Francese, n. FR3013397(A1) – 22-5-2015 riguardante il sistema HELIOS GEM per la produzione di energia dalle correnti marine: Autori: D. Coiro – N. G. Morrone

ENERGIA DAL MOTO ONDOSO MARINO

F. Salvatore - CNR
G. Sannino, A. Carillo - ENEA
M. Peviani, L. Serri - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

Il vento che spirava sulla superficie del mare, per un certo periodo di tempo, trasferisce ad essa l'energia necessaria per generare il moto ondoso. Maggiore è l'intensità e la durata del vento, maggiore sarà l'energia trasferita alla superficie di mare e quindi l'altezza delle onde generate. L'energia potenziale e cinetica associata al moto ondoso può essere sfruttata per la generazione di energia elettrica, utilizzando diverse tipologie di dispositivi. Si stima che il potenziale energetico nei mari e oceani del pianeta raggiunge gli 80.000 TWh/anno, cioè circa cinque volte il fabbisogno elettrico globale. Tuttavia questa fonte di energia ha mediamente una contenuta disponibilità (potenza media annuale pari a 5-10 kW/m) [5] e le tecnologie per la sua cattura devono fare i conti con l'ambiente particolarmente aggressivo del mare.

I sistemi in via di sperimentazione indirizzati allo sfruttamento energetico delle onde sono [1]:

- **Oscillating Water Columns (OWC):** strutture parzialmente sommerse con una camera esterna e una interna comunicanti. Il livello dell'acqua varia nella camera esterna per l'azione del moto ondoso e induce una analoga variazione nella camera interna dove una massa d'aria viene compressa e mette in movimento una turbina collegata ad un generatore elettrico. Un esempio, è il sistema LIMPET [4] sviluppato dalla Voith Hydro Wavegen, composto da 16 turbine Wells con una capacità di generazione di 300 kW (<http://voith.com/en/index.html>) ed installato a Mutriku, Spagna.
- **Overtopping Devices:** strutture galleggianti rigide che focalizzano le onde in modo da far riempire appositi serbatoi con un livello dell'acqua superiore a quello naturale. Il differenziale di energia potenziale che si stabilisce viene sfruttato con un flusso d'acqua forzato che mette in rotazione una turbina collegata ad un generatore elettrico. Il Seawave Slot-Cone Generator [3] e il Wavedragon sono esempi di questo tipo di dispositivo (www.wavedragon.net).
- **Oscillating bodies:** le onde incidenti provocano moti relativi tra segmenti di corpi galleggianti o immersi. I moti relativi sono impiegati da opportuni sistemi meccanici/idraulici per convertire energia meccanica in elettrica. Rientrano in questa classe i cosiddetti assorbitori puntuali (point absorbers), in cui il moto ondoso induce moti verticali che vengono convertiti con appositi generatori. Un esempio è il PB3 Power Buoy sviluppato dalla Ocean Power Technology USA (www.oceanpowertechnologies.com). Nella tecnologia Rotating Mass i due movimenti - verticale e orizzontale del dispositivo che ondeggia tra le onde - sono utilizzati per generare l'energia elettrica dal moto ondoso. Questi movimenti azionano un peso eccentrico o un giroscopio, che è a sua volta collegato ad un generatore installato all'interno del dispositivo (www.emec.org.uk). Nella Submerged Pressure Differential invece, il dispositivo viene appoggiato o fissato sul fondo del mare. Il movimento delle onde genera il continuo innalzamento e abbassamento del livello dell'acqua, inducendo un differenziale di pressione sopra il dispositivo. L'alternanza di pressione pompa un fluido (acqua/olio) attraverso un sistema di generazione elettrica (<http://www.aquaret.com>).

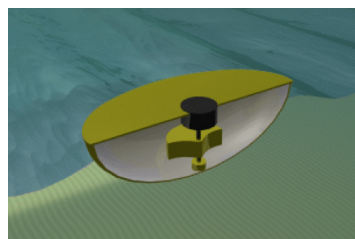
Schema della tecnologia Seawave Slot-Cone Generator



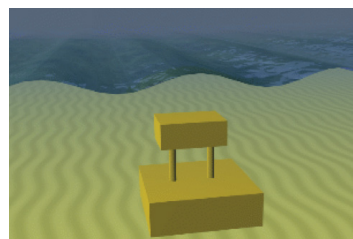
Dispositivo Wavedragon



PB3 Power Buoy



Tecnologia "Rotating Mass"



Tecnologia "Submerged Pressure"

Le strutture di tipo OWC sono installate a ridosso di strutture costiere sia naturali (scogliere) che da opere umane (es. barriere frangiflutti, dighe foranee), mentre le altre operano in mare aperto, vicino la costa oppure lontano da questa, dove la risorsa energetica è più regolare e prevedibile.

Altre tecnologie oggi in fase di field tests sono:

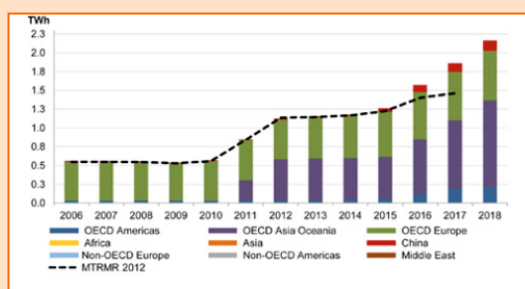
- **ISWEC**: piattaforme galleggianti oscillanti (floating pitching converters, FPC), e le derivate IOWEC, PEWEC. Si tratta di dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino e auto-orientanti rispetto alla principale direzione di propagazione delle onde del mare. L'azione meccanica del moto ondoso induce un movimento oscillante dello scafo. Grazie alla presenza di un sistema di tipo inerziale, non vincolato alla struttura all'interno del galleggiante, si sviluppa un moto relativo che consente la conversione di energia meccanica in elettrica
- **REWEC3**: dispositivo appartenente alla famiglia OWC (Oscillating Water Column), che rispetto ai tradizionali OWC, presenta migliorie sostanziali nella resa energetica dell'impianto e nella sua risposta all'azione delle onde che lo investono
- **R115/H24**: dispositivo sviluppato dalla società italo/inglese 40 South Energy. Nel corso del 2015 un prototipo è stato varato nel Tirreno settentrionale.

Altre tecnologie a più basso TRL ma degne di nota sono: il sistema ad assorbitore puntuale (point absorber) con dimensioni caratteristiche molto minori della lunghezza dell'onda incidente ed è dimensionato per i climi ondosi del mare Mediterraneo; il sistema WaveSAX [6] e [7], tecnologia di tipo OWC, con turbina immersa in acqua; il dispositivo Reciprocating Linear Alternator (RLA), cioè un generatore elettromeccanico che sfrutta il moto reciproco tra due parti per produrre energia elettrica.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Lo scenario attuale a livello mondiale vede alcune tecnologie in uno stato molto avanzato di sperimentazione ma ancora non si hanno esempi concreti di sfruttamento su scala industriale. L'Europa è leader mondiale per questa tecnologia, testimoniato anche dal forte interesse nei programmi europei di investimento, e i maggiori investimenti nazionali provengono dai paesi che affacciano sull'oceano Atlantico. Le attuali installazioni si riferiscono a piccoli impianti la cui analisi sta fornendo dati per poter procedere alla fase successiva di installazione di unità di scala MegaWatt. La stima della capacità installata per la produzione da fonte marina a livello mondiale (2014) è di 0,54 GW [4]. La distribuzione per regione è riportata nella figura seguente.



Per quanto riguarda il continente europeo, la capacità installata in alcuni paesi è riportata nella tabella successiva [4].

Paese	MW installati	MW da progetti autorizzati
Inghilterra	3,73	40,0
Portogallo	0,7	-
Spagna	0,3	0,3
Belgio	-	20,0
Danimarca	-	0,1
Svezia	0,2	10,5
Norvegia	0,2	-

Nazionale

Lo sviluppo delle tecnologie per lo sfruttamento dei moti ondosi in Italia è confrontabile con quello di paesi leader in campo mondiale. Nel nostro Paese vi è un crescente interesse attorno alle tecnologie per lo sfruttamento delle onde e delle correnti marine per la produzione di energia. Secondo il Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili (PAN), ci si aspetta di raggiungere nel 2020 l'obiettivo di 3 MW di potenza installata [4]. L'energia del moto ondoso disponibile per la conversione in energia elettrica nel Mediterraneo è relativamente scarsa se paragonata con quella degli oceani. Paradossalmente, però, mareggiate d'intensità inferiore presentano il vantaggio di poter utilizzare tecnologie che negli oceani risulterebbero pressoché impraticabili.

Il potenziale energetico del moto ondoso nelle coste italiane è molto vario, presentando i suoi massimo valori nella costa occidentale della Sardegna (12 kW/m circa) e sud della Sicilia (5,5 kW/m circa) [5]. Nell'anno 2014 un'unica iniziativa, con capacità di generazione di 99 kW, è stata ammessa nel registro delle rinnovabili italiane da fonti marine [4].

Finora, le installazioni di dispositivi di generazione elettrica che sfruttano il moto ondoso e le correnti di marea in Italia sono state di tipo prototipale, in particolare ISWEC, REWEC3, e R115/H24, senza avere raggiunto ancora carattere di generazione consistente immessa in rete.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

In campo internazionale, un numero limitato di tecnologie di punta hanno raggiunto un TRL 7-8. Il processo di sviluppo e di qualifica è in fase avanzata, mentre non è ancora stato raggiunto il definitivo take-up industriale.

Fra le tecnologie nello stato di sviluppo più avanzato si possono nominare: PB3 Power Buoy, Wavedragon, LIMPED, Pelamis Wave Power, Oyster, SeaGen, Verdant Power, Free Flow, Hammerfest Strom e Open Hydro.

La situazione è solo di poco indietro per le tecnologie sviluppate in ambito nazionale, con un TRL stimabile in 6-7, riconducibile ad alcune tecnologie molto promettenti che sono ancora in fase di sperimentazione pre-industriale in ambiente operativo rilevante (cioè in mare).

La tecnologia di tipo Point-Absorber sviluppata dal DICAM è allo stadio di sviluppo di laboratorio (TRL 3) e non esistono installazioni prototipali in mare. Analogamente, le applicazioni per lo sfruttamento dell'energia ondosa della tecnologia Reciprocating Linear Alternator (RLA) sono ancora in fase di analisi di laboratorio, mentre il WaveSAX sviluppato da RSE è arrivato alla prova del sistema di controllo e misura del PTO in vasca marina (TRL5).

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia consente di trasformare l'energia presente nelle onde del mare in energia elettrica per alimentare i fabbisogni di comunità costiere e sistemi elettrici nazionali.

A questo scopo è integrabile con:

- Fotovoltaico – alcuni pannelli fotovoltaici sono stati installati sopra il sistema per verificare il funzionamento di tali tecnologie offshore. Questo garantirebbe il risparmio di vaste aree di territorio emerso
- Piattaforme offshore – sistema integrabile per l'ottimizzazione dello sfruttamento dello spazio marino di rispetto impiegato da tali infrastrutture. Oltre a poter fornire loro energia, il sistema è anche in grado di massimizzare la produzione elettrica specifica per area occupata
- Eolico offshore – in modo simile alle piattaforme offshore, alcune tipologie di sistemi per energia dalle onde possono essere integrati efficacemente all'interno di parchi eolici offshore, massimizzando lo sfruttamento di aree marine adibite alla produzione di energia
- Smart grid – tecnologie come la ISWEC si integrano molto bene con altre fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, etc.) all'interno di reti intelligenti. Un progetto è terminato nel Dicembre 2015 presso l'isola di Pantelleria (EU-FP7 SINGULAR. (Partecipanti: ENEA, Politecnico di Torino, WaveforEnergy)
- Sistemi di accumulo di energia.

Alcuni modelli di controllo dinamico di sistemi combinati (onde e correnti) sono attualmente in fase di studio, in modo da facilitare l'integrazione con le reti elettriche [8].

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Dal punto di vista economico/occupazionale, la tecnologia può avere un forte impatto in ambito industriale in vari settori tra i quali:

- meccanica, per la costruzione dei meccanismi di conversione dell'energia ondosa in energia meccanica, per i sistemi di stabilizzazione ed ormeggio
- elettrica, per la componentistica dei sistemi di conversione da energia meccanica in energia elettrica e per la connessione alla rete elettrica nazionale
- elettronica, per i sistemi di controllo dei flussi energetici tra dispositivo e rete elettrica.

In questi settori esistono piccole e medie aziende italiane leader in campo internazionale che possono trarre beneficio dal nascente settore dell'energia dal mare. Un altro aspetto è l'impatto, non secondario, legato alle attività di supporto alla installazione, operazione, manutenzione dei dispositivi in mare. Si tratta di una filiera industriale che coinvolge in prima misura la cantieristica navale e le compagnie armatoriali che forniscono navi da lavoro per il supporto logistico alle strutture in mare.

La disponibilità di energia pulita e rinnovabile da fonte marina in aree costiere remote e nelle isole potrà avere un notevole effetto per lo sviluppo delle economie locali, con la creazione di nuovi posti di lavoro per l'installazione e la manutenzione dei sistemi. È prevedibile anche un miglioramento della qualità della vita delle popolazioni locali e del surplus legato ai flussi turistici stagionali, si pensi per esempio alla possibilità di rifornire di energia impianti locali di desalinizzazione dell'acqua per uso potabile.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Nello sfruttamento del moto ondoso, l'Italia può trarre vantaggio dal suo sviluppo costiero e dal fatto che l'impatto ambientale di questa tecnologia risulta inferiore a quello delle altre principali fonti rinnovabili terrestri già in uso nel paese. Come dimostrato da ENEA, il potenziale energetico del moto ondoso lungo le coste italiane è molto vario, e presenta i suoi massimi valori lungo la costa occidentale della Sardegna (12 kW/m) e Nord-occidentale della Sicilia (7 kW/m) (Figura 1). Mentre la costa tirrenica e quella ligure presentano un interessante potenziale energetico (3-4 kW/m), quello della costa adriatica è invece più basso, in generale inferiore a 2 kW/m [11]. Questo fattore condiziona l'applicabilità di talune tecnologie soltanto nelle zone di maggiore potenziale (isole e costa di ponente) [2].

Data la numerosità dei porti italiani e la facilità con cui è possibile inserire un dispositivo REWEC o WaveSAX all'interno di una diga portuale, non si ravvisano ostacoli rilevanti per la diffusione della tecnologia. Si evidenzia che uno sviluppo avanzato delle tecnologie può condurre alla esportazione sui mercati esteri di unità prodotte in Italia creando un ottimo sistema di indotto.

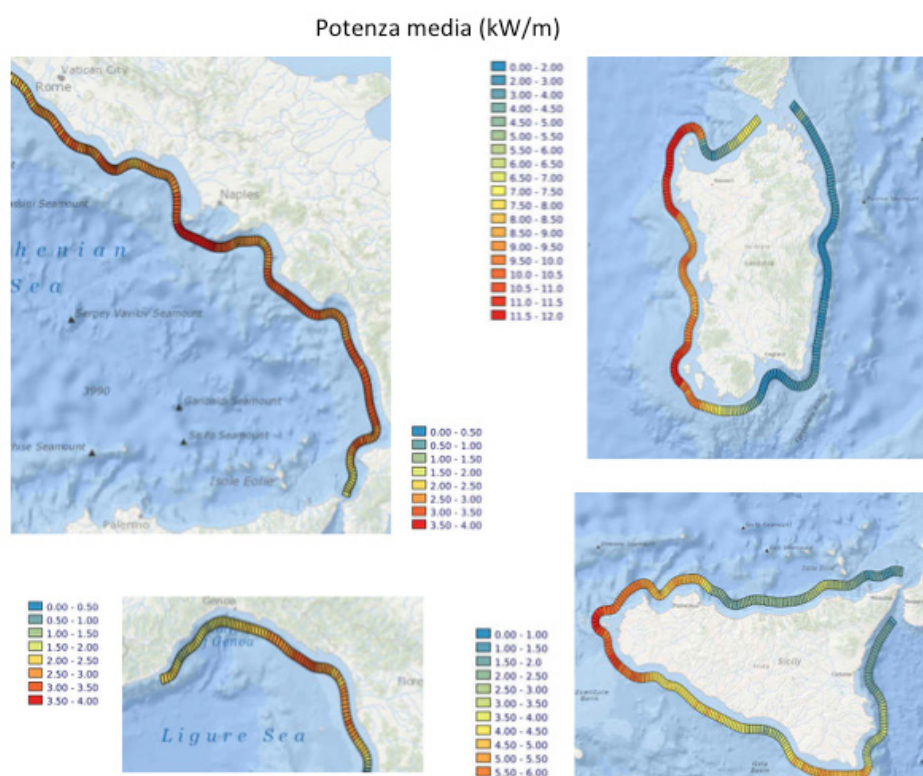


Figura 1 Potenziale energetico del moto ondoso nelle coste italiane

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le tecnologie che sfruttano l'energia del moto ondoso hanno il pregio di non interferire con le altre attività produttive che insistono sulla fascia costiera del territorio nazionale, quali l'industria ittica e il turismo. Sono caratterizzate da uno scarso uso del suolo e da un limitato impatto visivo e ambientale, siano esse strutture offshore delocalizzate in mare e in gran parte immerse, che tecnologie che si appoggiano a strutture costiere quali ad esempio le dighe foranee.

Queste tecnologie sono applicabili con successo in aree costiere remote e nelle piccole isole, riducendo in questo modo la necessità di termogeneratori locali alimentati a combustibili fossili.

La tecnologia ISWEC, di cui un prototipo è già in fase di sperimentazione in mare, non contiene liquidi pericolosi, non emette rumore né radiazioni elettromagnetiche; l'impianto è mobile e nessuna parte meccanica in movimento è immersa in acqua minimizzando da un lato l'usura del dispositivo e, dall'altro, il rischio di spillamenti in acqua; la manutenzione è semplice grazie al diretto accesso alle apparecchiature e il sistema di ormeggio ha un impatto sul fondale quasi nullo. L'impatto visivo è ridotto al minimo grazie alla galleggiabilità a pelo d'acqua. Similmente, anche le tecnologie con installazioni costiere presentano un basso impatto ambientale. Ad esempio, la tecnologia REWEC3 "trasforma" una diga portuale da infrastruttura "passiva" a infrastruttura "attiva", in grado di produrre energia elettrica dalle onde di mare.

Emissioni CO₂/MWh

I dati riferiti alla tecnologia ISWEC di tipo mediterraneo dimostrano sulla base degli studi e sperimentazioni finora condotte emissioni di CO₂ pari a 170 kg/MWh.

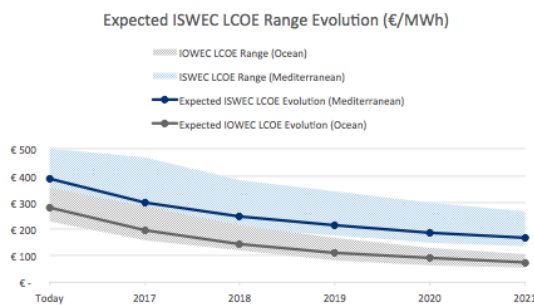
Emissioni CO₂/MWh evitate

Il fattore di italiano di conversione per la rete nazionale, pubblicato nel rapporto ambientale ENEL 2009, è pari a 440 kg/MWh. Utilizzando il dato di emissioni di CO₂ di un dispositivo ISWEC, pari a 170 kg/MWh, si ricava che le emissioni nette di CO₂ evitate sono pari a 270 kg/MWh. Un sistema ISWEC da 100 kW porterebbe quindi ad un risparmio netto di 68 ton annue di CO₂.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza di un sistema di generazione dal moto ondoso dipende dalla specifica tecnologia adottata, mentre la vita produttiva per una installazione viene generalmente stimata tra 15 e 20 anni.

I dati che seguono sono riferiti alla tecnologia ISWEC sulla base degli studi e sperimentazioni finora condotte. Il sistema presenta un fattore di efficienza (capacity factor) compreso tra 25%-45%. La vita utile del sistema è pari a minimo 20 anni. Nell'immagine, si evidenzia il costo dell'energia stimato prodotta dal sistema, nella sua versione Mediterranea e Oceanica. Per arrivare ai livelli obiettivo di grid parity saranno necessari forti investimenti e ulteriori sviluppi della tecnologia.



PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Nel caso del dispositivo ISWEC in corso di sperimentazione al largo dell'isola di Pantelleria, il tempo di payback per raggiungere un rientro a regime per la tecnologia presentata è previsto in 7 anni per il prototipo adatto allo scenario Mediterraneo. La versione progettata per l'oceano ha un tempo di payback previsto di 5 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Le attività di sperimentazioni sono condotte prevalentemente nell'Oceano Atlantico, dove il regime energetico è considerevolmente più intenso che in Mediterraneo; ciò non vuol dire che l'Italia e gli stati mediterranei siano destinati a restare fuori da questo settore, ma indica che le barriere tecnologiche e non-tecnologiche necessitano di maggiori sforzi di ricerca per essere abbattute. I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia per la generazione di energia dalle onde sono:

- elevato CAPEX (investimento per capitale) iniziale dei sistemi che cominciano ad affacciarsi al mercato
- carenza di professionalità idonee per installazione e manutenzione. Supply chain in via di definizione e creazione
- presenza a livello nazionale di normative complesse per il processo di permitting e installazione dei sistemi
- forme incentivanti talvolta assenti o poco stabili (nuovo conto energia Italiano non ancora uscito, mancanza del disegno di legge per la produzione di energia nelle isole minori Italiane)
- per un pieno sviluppo è necessario incrementare gli investimenti, puntando su sistemi meritocratici di valutazione dei progetti (ad esempio coinvolgendo esperti internazionali nelle procedure di valutazione).

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Se confrontata con altre tecnologie più mature, il wave energy è ancora in pieno sviluppo, in una fase di transizione tra la ricerca e sviluppo e quella commerciale/industriale. I principali settori che ne possono beneficiare sono molteplici: nautico, elettrico come sistemi di estrazione e accumulo, integrazione con le smart grid, ITC e settore meccanico. Ma anche protezione e ricerca sugli impatti ambientali, monitoraggio e forecasting dei fenomeni meteorologici, fino al potenziamento delle infrastrutture atte alla gestione e manutenzione dei dispositivi. L'impatto sul PIL, sebbene modesto da un punto di vista di energia elettrica prodotta sul suolo nazionale (almeno nel breve periodo), può rivelarsi importante soprattutto nelle zone insulari. È prevedibile,

viste le attività attualmente in essere, la nascita di aziende con impatti di assoluta rilevanza per il PIL dell'intero paese oltre che per alcune aree regionali specifiche.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Con riferimento alla tecnologia ISWEC, è in via di sviluppo una macchina prototipale che sarà testata in acque oceaniche. Ad oggi, il sito considerato più interessante per il test risulta essere il Cile.

Questa tecnologia è molto promettente da un punto di vista di impatto sul PIL in modo diretto, e per le sue potenzialità di esportazione. Secondo previsioni della Commissione Europea, la risorsa delle onde del mare sulle coste europee è pari a 270 GW. L'importanza di questo numero è chiara se considerata all'attuale potenza installata in Europa 28, 954 GW, o quella nucleare, 123 GW.

La possibilità per l'Italia di entrare nel medio termine come paese esportatore di questa tecnologia è legata soprattutto allo sviluppo delle tecnologie presentate, alcune di queste di sviluppo prettamente italiano.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Il trasporto della tecnologia presso i siti di installazione designati può influenzare le emissioni di tale settore. Tuttavia, l'utilizzo della tecnologia può portare particolari vantaggi emissivi soprattutto lungo la rete costiera.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Utility: ENEL e TERNA per lo sfruttamento industriale e l'immissione dell'energia prodotta nella rete.

- ENEL Green Power, per lo sviluppo di nuove iniziative industriali per lo sfruttamento delle tecnologie
- Autorità Portuali: Civitavecchia e Salerno per la tecnologia REWEC3
- Amministrazioni locali: come il Comune di Pantelleria per la tecnologia ISWEC
- Marina Militare: la produzione di energia dal mare tramite sistemi ISWEC potrà diventare un asset importante per tale corpo militare
- ADSP - Autorità di sistema portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale: interessata all'implementazione del dispositivo WaveSAX
- Autoridad Portuaria de Valencia (Spagna), interessata all'implementazione del sistema WaveSAX.

Sviluppo della tecnologia

La lista di imprese nazionali coinvolte nelle tecnologie descritte include:

- Waveforenergy s.r.l.
- Waveenergy s.r.l.
- Grandi Lavori Fincosit S.p.A
- Impresa Pietro Cidonio S.p.A
- Umbra Cuscinetti S.p.A.
- FaggiolatiPumps S.p.A.
- 40SouthEnergy.

A queste vanno aggiunte le numerose industrie manifatturiere aventi rilevanza nella filiera già citate in relazione alle attuali attività prototipali, ma la lista è destinata ad allungarsi notevolmente nell'immediato futuro, coinvolgendo sia SME che grandi imprese. In particolare, le attività di sviluppo tecnologico coordinate da RSE coinvolgono sia il settore privato (ENEL Green Power, EPF Elettrotecnica e Persico Marine) sia quello scientifico (Universalità della Tuscia, Università La Sapienza di Roma e CNR-INSEAN).

Sono inoltre ad oggi coinvolti in collaborazione con Wave for Energy: ENEL, Siemens italia, SKF italia, National Instruments Italia, Comune di Pantelleria, Politecnico di Torino, ENEA e CNR.

ECCellenze in territorio nazionale

Il gruppo di ricerca operativo nel Natural Ocean Engineering Laboratory (NOEL – www.noel.unirc.it) dell'**Università Mediterranea di Reggio Calabria** è una eccellenza in campo internazionale, per lo studio delle onde di mare, e per lo sviluppo di Wave-energy converters. L'attività di ricerca presso il NOEL si svolge in collaborazione con ENEA (attività iniziata nel 2012, in corso); l'**Università La Sapienza di Roma** (progetto POSEIDONE, 2011-2014, concluso); la **Scuola Superiore S. Anna di Pisa** (in corso), oltre a centri internazionali. Il **Politecnico di Torino** e la società **Waveforenergy** (spin-off del Politecnico) hanno ideato e lavorano da anni alle particolari tecnologie del tipo "floating pitching wave energy converters", che, si basano su dispositivi flottanti, installati con ormeggio lasco al fondale marino. L'**Università di Bologna** - DICAM e il **Politecnico di Milano** collaborano allo sviluppo di un dispositivo di tipo assorbitore puntuale che trasforma l'energia meccanica contenuta nelle onde oceaniche in energia elettrica, con caratteristiche adatte ai mari con limitata densità di energia ondosa come il Mediterraneo. **Umbra group** svolge attività per lo sviluppo e realizzazione di generatori per la conversione di moti lineari in energia elettrica.

Le attività di studio per estendere questa tecnologia allo sfruttamento dell'energia delle onde, del vento e delle correnti marine viene portata avanti in collaborazione con la società SeaPower Scarl e con la **Università degli studi dell'Aquila** e l'**Università Federico II di Napoli**. **Faggiolati Pumps, S.p.A.** si occupa dello sviluppo e messa a punto di turbine di tipo Wells da impiegare nelle unità REWEC3 progettate per il porto di Civitavecchia, nell'ambito della collaborazione con l'Università della Calabria. Il **Politecnico di Bari** studia sistemi di controllo del REWEC mentre **RSE** (Milano) si occupa di identificare il potenziale italiano, di fare misure in situ (onde e correnti) con la collaborazione dell'Università della Tuscia e dello sviluppo del dispositivo WaveSAX. Tra i centri di ricerca nazionali, **ENEA** e alcuni istituti del **CNR** svolgono attività di rilevanza internazionale e conducono attività di supporto ad aziende nazionali ed estere interessate allo sviluppo delle tecnologie.

Le attività svolte riguardano settori complementari.

- **ENEA**: è impegnato nella caratterizzazione della risorsa energetica. In particolare, ha eseguito la valutazione della risorsa nel bacino Mediterraneo utilizzando modelli numerici per la simulazione del moto ondoso [11]. Tale valutazione può essere utilizzata per determinare i siti marini più promettenti per l'installazione dei dispositivi. Effettua inoltre previsioni dell'energia ondosa ad alta risoluzione spaziale con una catena di modelli numerici per il supporto operativo alla gestione dei dispositivi già installati lungo le coste italiane [16]
- **CNR**: presenta diverse attività: si occupa dello sviluppo e la messa a punto di tecniche e strumenti per la progettazione dei sistemi di generazione e conversione dell'energia marina (in particolare, modelli computazionali sviluppati in sede e la sperimentazione di modelli in scala dei dispositivi); della modellazione e sperimentazione delle componenti elettriche dei sistemi di conversione dell'energia e dello sviluppo delle strategie di controllo dei flussi di energia dalla macchina verso la rete elettrica; dell'analisi di impatto ambientale e delle problematiche connesse alle installazioni delle macchine in ambiente marino. Di particolare rilevanza gli impianti di prova (bacini di rimorchio e canali di circolazione) tra i più importanti al mondo per queste applicazioni.
- **RSE**: ha effettuato studi sulla disponibilità delle risorse da onde e correnti per la produzione di energia elettrica lungo le coste italiane. I risultati sono consultabili tramite i WebGIS MAREENERGY (<http://map.rse-web.it/mares/map.phtml>) e TRITONE (<http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>) che è uno strumento più ampio dedicato alla gestione integrata delle aree marine e costiere in relazione allo sviluppo delle rinnovabili offshore. Inoltre, RSE ha inventato e sta sviluppando il dispositivo WaveSAX, con la collaborazione di enti privati italiani e centri di ricerca europei di eccellenza [6] e [7].

BEST PRACTICES

Ambito Internazionale:

Le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia delle onde sono caratterizzate dalla attuale mancanza di standard. Esiste una varietà enorme di dispositivi ed è impossibile fornire una casistica esauriente. Si segnalano solo alcuni esempi relativi alle tecnologie più lungamente sperimentate:

- **PELAMIS**: sviluppato in Inghilterra, consiste in cilindri oscillanti il cui moto aziona dei motori idraulici. Il primo dispositivo di larga scala al mondo che sia stato connesso alla rete elettrica (2001). Testato a lungo in Portogallo e successivamente presso gli impianti EMEC, alle isole Orcadi, Scozia. Il progetto è al momento bloccato. <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>
- **OYSTER**: un sistema a profili oscillanti fissati al fondo marino in zone con bassi fondali. Un sistema idraulico pompa acqua ad alta pressione in una condotta che raggiunge una cabina a riva dove si trovano le turbine di trasformazione. Test di validazione a partire dal 2005, tuttora in corso (società Aquamarine). <http://www.aquamarinepower.com/>
- **WAVE DRAGON**: tecnologia di tipo overtopping device sviluppata in Danimarca, uno tra i primi esempi di sistema d'alto mare per la produzione dalle onde. Una lunga fase di sperimentazione per ora interrotta. <http://www.wavedragon.net/>
- **PICO PLANT**: del tipo a colonna d'acqua oscillante (OWC) alle isole Azorre, Portogallo, E' stato un impianto pionieristico, la cui sperimentazione partì nel 1999, ma con difficoltà operative. Di recente è stato trasformato in una stazione di prova usata per ricerca. www.pico-owc.net/

Ambito nazionale:

- A partire dall'Agosto 2015 un impianto da 100 kW **ISWEC 100** è stato installato al largo di Pantelleria. Il dispositivo è cablato e collegato alla rete, e i dati sperimentali vengono raccolti grazie a un opportuno sistema di acquisizione dati presente a bordo. Il dispositivo è sotto test, ma presenta già allo stato attuale delle ottime potenzialità in termini prestazionali. Una variante di questo dispositivo, chiamato **PEWEC** ((Pendulum Wave Energy Converter), è stato realizzato dall'ENEA in scala 1:12. I test di produttività sono stati condotti presso la vasca navale del CNR.
- Un primo prototipo di diga di tipo **U-OWC REWEC3** è stato inserito nell'ambito dei lavori di ampliamento del Porto di Civitavecchia. L'opera co-finanziata nell'ambito di un progetto europeo di tipo TEN-T con Autorità Portuale di Civitavecchia e Università Mediterranea, prevede la costruzione di 17 cassoni portuali ciascuno lungo 33,94 metri. Il primo cassone è già operativo, con turbina già installata. La progettazione e il monitoraggio sono supervisionate dalla società Wavenergy.it s.r.l. Spin-Off dell'Università Mediterranea di Reggio Calabria. Potenzialmente, a Civitavecchia potranno essere installate turbine per 2.72MW. Un secondo impianto da 1MW sarà realizzato a Salerno, nel Porto Commerciale (progetto dell'Autorità

Portuale di Salerno). Il monitoraggio, in corso di esecuzione su due celle attive dell'impianto, ha dimostrato che nel sistema si riesce a raggiungere la risonanza naturale. Negli impianti convenzionali questa situazione viene raggiunta solo in particolari condizioni e con l'ausilio di complicati sistemi. Il REWEC3 ha dato risultati notevoli anche come convertitore trasformando per più del 70% l'energia delle onde.

- **R115/H24**: avviata la sperimentazione al largo delle coste toscane di un prototipo con potenza nominale di 150 kW. Studi condotti finora fanno prevedere una efficienza energetica del 20-35% nei mari italiani.
- **RLA**: considerato come generatore di energia generico è stato qualificato, sia nelle sotto-componenti che nell'insieme completo. Per questo motivo il TRL raggiunto è pari a 8. Considerando l'uso come generatore di energia dal mare, l'intero dispositivo è stato testato in laboratorio e in vasca con ottimi risultati, sia riguardo l'efficienza che l'affidabilità del sistema.
- **WaveSAX**: il dispositivo WaveSAX sviluppato da RSE, del tipo OWC (Oscillating Water Column), permette all'acqua marina di oscillare verticalmente all'interno di una condotta, con pressione e velocità ottimali da fare girare una turbina idraulica collegata ad un generatore elettrico. Il dispositivo WaveSAX è stato concepito per essere installato in strutture marittime costiere, ad esempio moli portuali, barriere di protezione, ecc., nelle condizioni dei moti marini del Mediterraneo [5] e [11]. Il WaveSAX, in scala 1:5, è stato testato nel laboratorio del ECN (Nantes, Francia) e presso il CNR INSEAN (Roma) ed è in programma l'installazione di un prototipo nell'antimurale del Porto di Civitavecchia [6].

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Rapporto 2014 del Comitato Specialistico su Energia dal Mare dell'International Towing Tank Conference (ITTC)
- [2] M. Seed, D. Langston: "Wave Energy – Towards Commercialisation" – 3rd International Conference on Ocean Energy ICOE 2010
- [3] D. Vicinanza, L. Margheritini, J.P. Kofoed, M Buccinno.: "The SSG Wave energy Converter: Performance, Status and Recent Developments", Journal Energies n. ISSN 1996-1073 (2012)
- [4] Rapporto Annuale IEA-OES, (2014)
- [5] M. Peviani. F.Carli.: "Mappa del potenziale energetico dal moto ondoso nelle coste italiane" (Rapporto RSE n. 11000809) 2011
- [6] Agate G. , Amicarelli A. Danelli A., Peviani M. : "Analisi fluidodinamica di un prototipo per la conversione di energia da moto ondoso: ottimizzazione della componente fissa e stime preliminari di potenza assorbita con la girante (Rapporto RSE n. 14001669) 2014
- [7] Peviani M., Danelli A., Agate G., Bourdier S.: "WAVESAX RSE2, addressed to test an innovative device to transform wave power into electric energy in ports and harbours" (MARINET - Infrastructure Access Report-) 2015
- [8] Mollaghan D. et al.: "Generic Dynamic Modelling for Grid Integration of Ocean Energy Devices". 3rd International Conference on Ocean Energy (Bilbao, Spain) 2010
- [9] A Douglas, G P Harrison, J P Chick, 2004, Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine, Department of Engineering and Electronics, University of Edinburgh, Edinburgh, UK;
- [10] European Ocean Energy – Industry Vision Paper, 2013
- [11] L. Libert, A. Carillo and G. Sannino: "Wave energy resource assessment in the Mediterranean, the Italian perspective" Ren. En. 50 (2013) pp. 938-949
- [12] D. Magagna , A. Uihlein - Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives, International Journal of Marine Energy, pp. 84-104 no. September 2015 vol. 11
- [13] B. Zanuttigh, E. Angelelli -ENEA – Ricerca Sistema Elettrico - Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della energia marina dai mari italiani, Report RdS/2011/72
- [14] International Energy Agency – World Energy Outlook 2015
- [15] Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI)– Ocean Energy Roadmap, <http://www.seai.ie>
- [16] A. Carillo, G. Sannino and E. Lombardi: "Wave energy potential: A forecasting system for the Mediterranean basin". Speciale ENEA - EAI II-2015 Ocean energy: ongoing research in Italy



DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie idroelettriche si utilizzano sia per la produzione di energia elettrica che per il suo accumulo. Nelle centrali idroelettriche viene sfruttata l'energia potenziale dell'acqua ricavata dalla differenza di altitudine tra il corso d'acqua e le turbine, che viene trasformata per mezzo della turbina in energia meccanica e quindi in energia elettrica, mediante un generatore.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico sono utilizzati per l'accumulo di energia e sono caratterizzati da due possibili fasi giornaliere: una di produzione, l'altra di pompaggio. Durante i periodi "off-peak" si utilizza l'energia a basso costo fornita dalla rete per pompare, con gruppi di pompaggio separati o con le medesime turbine idroelettriche, in questo caso reversibili, l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore. In presenza di picchi di domanda, l'acqua viene rilasciata attraverso le turbine per produrre energia collocabile sul mercato a prezzi elevati, mentre il pompaggio avviene quando i prezzi sono minori.

La potenza elettrica prodotta è proporzionale al "salto geodetico", cioè al dislivello tra i due punti a monte e a valle della turbina, e alla portata del corso d'acqua. Gli impianti sono costruiti al fine di modulare la portata, massimizzando il dislivello [1]. La possibilità di produrre energia idroelettrica varia nel tempo in funzione della piovosità e delle portate.

Gli impianti idroelettrici si suddividono in grandi impianti (o più semplicemente idroelettrici) e in impianti idroelettrici minori (mini-idroelettrico o SHP); la suddivisione avviene in base alla potenza installata nell'impianto:

con SHP, o Small Hydro Power, si indicano le centrali idroelettriche con potenza P (generata dalla centrale in condizioni normali) inferiore a 10 MW e classificate come [2]:

- Micro centrali idroelettriche $P < 100 \text{ kW}$
- Mini centrali idroelettriche $P < 1 \text{ MW}$
- Piccole centrali idroelettriche $P < 10 \text{ MW}$

Gli impianti idroelettrici possono anche essere definiti per tipologia, come:

- impianti ad acqua fluente; hanno una capacità di regolazione degli afflussi piuttosto limitata, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua.
- impianti a deflusso regolato (a bacino/serbatoio); sono provvisti di una capacità d'invaso alla presa del corso d'acqua atta a modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale posta al piede di una diga.
- impianti a bacino, raccolgono le acque del bacino imbrifero attraverso un sistema di adduzione composto da canali e/o tubazioni in pressione che vengono convogliate alla vasca di carico e da qui alla centrale.
- impianti inseriti in un canale o in una condotta per approvvigionamento idrico; l'acqua potabile di una rete acquedottistica urbana è addotta da un serbatoio di testa mediante condotte in pressione.
- impianti di accumulo mediante pompaggio; sono impianti con tutte le caratteristiche degli impianti tradizionali che ricavano la disponibilità d'acqua nel serbatoio superiore anche mediante sollevamento elettromeccanico realizzato con pompe.

È stato conservativamente stimato che solo un terzo della capacità totale idroelettrica nel mondo è attualmente sfruttata [3]. Alla fine del 2011, oltre 160 paesi avevano capacità di produzione mediante risorse idroelettriche, con una potenza installata di 936 GW e 11.000 impianti.

Il nostro paese, insieme a Svizzera e Austria, vanta una grande tradizione nel pompaggio idroelettrico, avendo realizzato il primo impianto di questo tipo già nel 1890 [4-5].

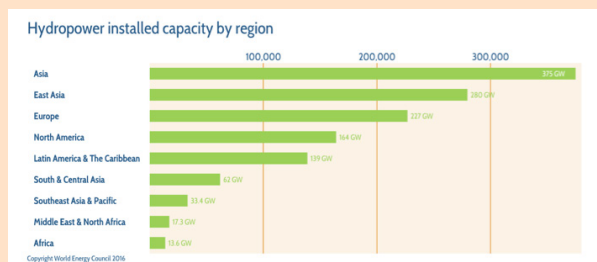
Negli ultimi anni, dopo la liberalizzazione del mercato, il crescente interesse per le fonti di energia rinnovabili ha risvegliato l'attenzione verso questi sistemi, quale tecnologia matura per l'accumulo di grande taglia, ideale per sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili aleatorie e di fornire stabilità e sicurezza alla rete elettrica [6].

La sensibilità verso l'impatto ambientale e paesaggistico di tali opere sta portando le ricerche a ipotizzare nuove configurazioni, ad esempio il pompaggio marino, dove l'invaso inferiore è costituito dal mare, o il pompaggio sotterraneo con uno o tutti e due invasi completamente in caverna, a centinaia di metri sotto terra [7-11].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel mondo, i paesi con la maggiore potenza idroelettrica installata risultano in valori assoluti Cina, Brasile, Canada e Stati Uniti [3]. Il seguente grafico illustra la potenza idroelettrica installata nelle diverse aree continentali alla fine del 2015:



In Europa, alla fine del 2015, il paese con maggiore capacità installata risultava la Francia con 25.4 GW, seguita da Spagna con 18.6 GW [3] e Italia con 18.5 GW [16].

La Norvegia ha una produzione di energia idroelettrica preponderante, se confrontata con la domanda nazionale di energia elettrica (98% di copertura idroelettrica).

La maggiore penetrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico europeo porterà ad un aumento della domanda in Europa per le soluzioni accumulo energetico tra cui anche il pompaggio idroelettrico [12]. L'attuale potenza installata di pompaggio in Europa è di circa 42.6 GW [13]. Alcune stime indicano che più di 60 nuovi impianti di pompaggio per una potenza complessiva di circa 27 GW verranno costruiti in Europa entro il 2020 [12].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Le tecnologie idroelettriche (compreso il pompaggio per l'accumulo meccanico di grosse quantità di energia) si trovano nella fase di commercializzazione.

L'energia idroelettrica è una fonte di energia rinnovabile matura a costi competitivi che svolge un ruolo chiave nel mix energetico attuale.

Negli ultimi anni vengono operate azioni di "retrofitting" nei sistemi di pompaggio per consentire un incremento di qualche punto percentuale nell'efficienza globale, mediante la sostituzione dei macchinari (a giri variabili) o altre parti strutturali [14].

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Le tecnologie di produzione energetica tramite idroelettrico possono sfruttare qualsiasi dislivello tra invasi:

- Torrenti e fiumi naturali (in alcuni casi in conflitto con gli altri usi dell'acqua, quali potabile o irriguo)
- Canali irrigui e di bonifica (bassi salti con basso impatto paesaggistico sulla risorsa)
- Acquedotti ad uso potabile (minimo o nullo impatto ambientale)
- Acque reflue e scarichi industriali
- DMV (Deflusso Minimo Vitale)

Per l'accumulo energetico è possibile utilizzare le tecnologie di pompaggio in sinergia con energie rinnovabili non programmabili, quali l'eolico, fotovoltaico, marino e idroelettrico ad acqua fluente [23-25].

Nazionale

Prima del boom delle rinnovabili non convenzionali, quali il solare, l'eolico e le bioenergie, la produzione di energia idroelettrica rappresentava la più importante forma di energia rinnovabile in Italia con circa il 70% di contributo. Secondo le ultime stime GSE [15], l'idroelettrico costituisce il 42% della produzione di energie rinnovabili e il 36% della potenza installata.

La seguente tabella illustra lo stato di avanzamento relativo all'idroelettrico fino all'anno 2015 [16].

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
P ≤ 1 MW	2.536	723	2.556
1 MW < P ≤ 10 MW	854	2.575	8.308
P > 10 MW	303	15.245	34.673
Totale	3.693	18.543	45.537

Escludendo gli impianti di pompaggio puro, alla fine del 2015 risultano in esercizio in Italia 3.693 impianti idroelettrici. La maggior parte di questi è di piccole dimensioni, con potenza complessiva inferiore a 1 MW.

Dei 18.543 MW installati in Italia alla fine del 2015, la grande maggioranza si riferisce a impianti con potenza maggiore di 10 MW.

Il 76% dell'elettricità generata dagli impianti idroelettrici (34.673 GWh) è stata prodotta da impianti di potenza superiore a 10 MW, il 18% (8.308 GWh) da quelli di potenza compresa tra 1 e 10 MW e il restante 6% (2.556 GWh) da impianti di piccola dimensione, inferiore a 1 MW.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico in Italia hanno una lunga tradizione, essendo il paese di Europa con la maggiore capacità installata. Secondo gli ultimi rapporti di TERNA [17], la capacità attuale di pompaggio idroelettrico è di 7.7 GW, dei quali circa 4 GW di pompaggio puro. Vi sono 15 impianti di pompaggio principali in Italia, tra i più importanti Ronco Valgrande, Edolo, Presenzano e Entracque con circa 1000 MW di potenza installata ciascuno.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I settori più interessati allo sviluppo delle tecnologie idroelettriche sono:

- Costruzioni
- Servizi di approvvigionamento idrico (irriguo, potabile, industriale)
- Turistico-ricreativo

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Accanto alla produzione dei grandi impianti ha preso piede da 30 anni, grazie a specifiche leggi e misure incentivanti, l'utilizzo del mini-idroelettrico, ossia gli impianti di potenza inferiore ai 10 MW. La possibilità di un recupero delle potenzialità dell'idroelettrico minore non ancora esplorate si fonda essenzialmente sulle effettive situazioni idrologiche, sulle sinergie con altri settori affini come i sistemi acquedottistici, le reti di irrigazione e bonifica, i processi industriali, la gestione e sviluppo delle opere di salvaguardia dei flussi idrici (briglie, traverse, ecc.).

Gli aspetti legati all'impatto ambientale e lo sfruttamento già in atto dei principali corsi d'acqua rendono molto limitata la possibilità di realizzare nuovi impianti di grande taglia. Quindi, le attuali condizioni di mercato trovano oggi diversi motivi per una rivitalizzazione dei settori del micro, mini e piccolo idroelettrico.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Interventi antropici, quali la costruzione di sbarramenti, traverse, sponde artificiali, ma anche la regolazione e la riduzione delle portate, possono comportare l'alterazione dell'ecologia del fiume, anche in tratti non direttamente soggetti a tali azioni, sia a valle che a monte dello sbarramento. A valle dello sbarramento l'esercizio dell'impianto può comportare variazioni repentine di portata (denominate hydropeaking) sia nell'alveo sotteso che a valle della restituzione. La messa in asciutta improvvisa di aree bagnate, così come l'improvviso innalzamento della portata, può ridurre la capacità di sopravvivenza dei pesci, in particolare degli stadi vitali con minori capacità di reazione.

Una prescrizione nazionale per il mantenimento di situazioni ambientali accettabili lungo il corso d'acqua è quella del Deflusso Minimo Vitale (DMV). A livello italiano non esiste ancora un riferimento normativo unico che lo quantifichi, ma molte Regioni italiane e Autorità di Bacino hanno legiferato in tal senso[27].

Gli effetti nel tratto fluviale a monte dello sbarramento sono legati alla creazione di habitat poco diversificato, reso uniforme dal rallentamento della corrente, e conseguente riduzione della biodiversità.

Per quanto riguarda l'interruzione fisica della continuità fluviale, la presenza di sbarramenti e traverse costituisce un elemento di impedimento dei movimenti della fauna ittica, che vengono compiuti per la ricerca di: rifugi e nuovi territori, nutrimento, aree idonee alla riproduzione, migliori condizioni chimico-fisiche (in relazione alla variazione, anche stagionale, della qualità dell'acqua).

In sintesi i diversi effetti che possono essere determinati sul corpo idrico fluviale dalla realizzazione di una derivazione d'acqua sono [28]:

- Effetti a valle legati alla regolazione della portata
 - riduzione dell'habitat disponibile complessivo
 - riduzione della varietà di habitat e della biodiversità
 - evoluzione indesiderata della vegetazione (nell'alveo messo in asciutta)
 - interruzione della continuità idraulica
 - variazioni repentine di portata (hydropeaking)
- Effetti a monte legati alla regolazione delle portate (effetto diga)
 - riduzione della varietà di habitat e della biodiversità
- Interruzione fisica della continuità fluviale
 - alterazione del trasporto monte-valle di nutrienti e organismi
 - alterazione del trasporto torbido
 - impedimento delle migrazioni della fauna ittica

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni prodotte sono direttamente riconducibili a quelle connesse alla costruzione degli invasi.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento di una turbina idraulica-generatore si attesta attorno a 0,8-0,85 con una vita utile tra 40 e 80 anni. La tecnologia di pompaggio è avanzata in modo significativo dalla sua introduzione originale e ora raggiunge una maggiore efficienza con le moderne pompa-turbine reversibili a velocità variabili, così come sono migliorati i metodi di costruzione in galleria e la capacità di progettazione. Nel complesso, l'efficienza del ciclo di pompaggio/generazione è aumentata di ben il 5% negli ultimi 25 anni, raggiungendo valori superiori all'80% (MWH, 2009) [29]. I tempi di vita tecnica degli impianti di pompaggio sono quelli tipici degli impianti idroelettrici tradizionali (40-80 anni).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il capital cost e l'LCOE sono fortemente dipendenti dalla dimensione dell'impianto, in particolare [31]:

- per impianti ≥ 20 MW, il CC è compreso tra 650 e 2300€/kW con un LCOE tra 2 e 7 c€/kWh
- per impianti ≤ 20 MW, il CC tra 650 e 3600€/kW con un LCOE compreso tra 3 e 21 c€/kWh.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli per lo sviluppo dell'idroelettrico riguardano barriere non tecnologiche, quali le procedure autorizzative e burocratiche. I regolamenti regionali e provinciali diventano progressivamente più restrittivi per consentire nuovi impianti idroelettrici, anche di piccola taglia, al di fuori di briglie esistenti.

Uno studio RSE ha evidenziato che con i prezzi del Mercato del Giorno Prima attesi per il 2020 l'impianto di pompaggio marino analizzato non sarebbe sostenibile dal punto di vista economico, nonostante i costi di costruzione per unità di potenza (< 1 M€/MW) siano notevolmente più contenuti rispetto alle tecnologie concorrenti [30]. Per contro i benefici apportati al sistema elettrico derivanti dall'eventuale realizzazione di questo tipo di impianti, sia in termini di capacità di accumulo che di quantità di energia FER integrabili in rete, sarebbero decisamente rilevanti [7]. Il contributo necessario per avere un rischio finanziario nullo, stimato minore di 2.6 €cent per ogni kWh scambiato con la rete, rappresenta un valore alquanto accettabile e inferiore al beneficio indiretto prodotto sull'intero sistema elettrico italiano [9].

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

A beneficio della riduzione del costo di fabbricazione e installazione, le prospettive tecnologiche di R&S mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina, realizzare in lamiera saldata le casse tradizionalmente fuse, produrre le pale in lamiera calandrata eliminando ove possibile la doppia curvatura caratteristica tipica di tutte le turbine classiche e semplificare la configurazione dei distributori. Accorgimenti di questo tipo stanno dando origine a macchinari piccoli ed economici, accreditati di rendimento accettabile [27]. Ai fini dell'impatto ambientale, la tecnologia dovrebbe spostarsi verso strutture meglio inserite nel paesaggio e con il minore impatto per la fauna ittica, rispettando gli usi alternativi dell'acqua nei tratti fluviali di interesse.

Altri recenti obiettivi sono l'aumento di qualche punto percentuale di efficienza e il miglioramento della flessibilità operativa mediante l'utilizzo di turbine a giri variabili e tecnologia dei materiali. Tale flessibilità viene indirizzata alla fornitura di servizi ancillari di rete con una risposta rapida ed efficiente di fronte alle richieste di rete, in particolare mediante la combinazione con il pompaggio idroelettrico.

Altro aspetto di sviluppo futuro è quello relativo all'uso ottimizzato dell'acqua: la gestione ottimale dei grandi invasi è cruciale per l'incremento della remunerazione dei produttori. La ricerca è in questo caso indirizzata verso la produzione di modelli matematici sofisticati per la gestione degli impianti e di supporto alle decisioni [32].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'industria italiana per la costruzione di impianti idroelettrici è stata da molti anni riconosciuta nel mondo, con realtà aziendali quali ad esempio Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni e Impregilo.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Considerando la potenza installata nel territorio italiano, i maggiori attori produttori di idroelettrica sono i seguenti:

- Enel S.p.A.
- Edison S.p.A.
- Sorgenia S.p.A.
- EniPower S.p.A.
- A2A S.p.A.[1]
- Edipower S.p.A.
- EGL Italia S.p.A.
- Tirreno Power S.p.A.
- ErgoSud
- EP Produzione C.le Livorno Ferraris S.p.A.

Gli impianti di pompaggio italiani appartengono per il 90% ad Enel [26].

Sviluppo della tecnologia

- Imprese di costruzioni: Impregilo, Salini, Trevi, Astaldi, D'Apollonia, Piacentini, Edileurope S.r.l., (e molte altre)
- Società d'ingegneria: Electroconsult, Studio Marcello, Studio Pietrangeli, Studio Tre, Sembenelli, Frosio S.r.l., Studio Beta, Techydro S.r.l., Frendy Energy S.p.A., Hydropol Italia, ecc.
- Industria elettromeccanica: Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni, AC – Elektronik, IREM S.p.A., SP Electric S.r.l, Turbinenbau Troyer S.r.l., Beltrame CSE, E++ S.r.l., ESPE S.r.l., Tamanini Hydro S.r.l., Tschurtschenthaler Turbinenbau, Zeco di Zerbaro & Costa. S.r.l, Energ Tech S.r.l.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Ansaldo Energia, ATB Riva-Calzoni, Impregilo, Università di Padova, Dipartimento di ingegneria meccanica, e RSE che effettua studi di impianti di pompaggio innovativi.

BEST PRACTICES

I grandi impianti idroelettrici ad invaso esistono in Italia da decenni. Il nuovo sviluppo di tali impianti è attualmente riscontrabile solo all'estero, in particolare in Oriente e in Sudamerica.

I 10 impianti idroelettrici più potenti al mondo sono i seguenti:

n	Nome	Paese	Potenza (MW)	Anni di completamento
1	Three Gorges Dam	China	22,500	2008
2	Itaipu Dam	Brazil	14,000	1984/1991, 2003
		Paraguay		
3	Xiluodu	China	13,860[8]	2014
4	Guri	Venezuela	10,235	1978, 1986
5	Tucuruí	Brazil	8,370	1984
6	Grand Coulee	United States	6,809	1942/1950, 1973, 1975/1980, 1984/1985
7	Xiangjiaba	China	6,448	2014
8	Longtan Dam	China	6,426	2007/2009
9	Sayano–Shushenskaya	Russia	6,400	1985/1989, 2010/2014
10	Krasnoyarsk	Russia	6,000	1972

I 10 impianti idroelettrici di maggiore potenza attualmente in costruzione sono invece:

n	Nome	Paese	Potenza (MW)	Anno di completamento
1	Belo Monte	Brazil	11,233	2019
2	Baihetan	China	16,000	2021
3	Shuangjiangkou	China	2,000	2018
4	Subansiri	India	2,000	2018
5	Tocoma	Venezuela	2,160	2016
6	Maerdang	China	2,200	2016
7	Ituango	Colombia	2,400	2018
8	Changheba	China	2,600	2016
9	Dagangshan	China	2,600	2016
10	Guanyinyan	China	3,000	2016

Nel caso di potenze di macchinario contenute, l'esperienza e l'affinità con la fonte energetica, maturate con i medi e grandi impianti, consentono di semplificare i disegni delle micro e miniturbine a vantaggio della riduzione dei costi. Le prospettive tecnologiche di R&D mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina.

Un grande interesse stanno riscuotendo i nuovi impianti con turbine a bulbo sommerso per applicazioni di mini idro a bassissimo impatto visivo (Centrale idroelettrica di Paulo sul canale Muzza, MI). La turbina a bulbo è una turbina a reazione di derivazione Kaplan, con il generatore e il moltiplicatore contenuti in una cassa impermeabile, a forma di bulbo, immersa in acqua. Nel bulbo sono installati sia la turbina che il generatore

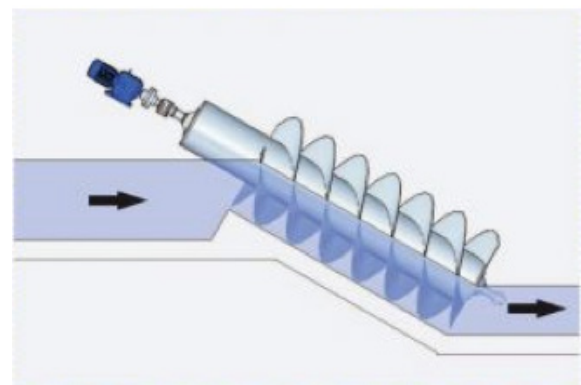
(tipicamente a magneti permanenti). Questa soluzione garantisce l'assenza di rumore esterno poiché il bulbo è interamente sommerso e non necessita di un edificio di grandi dimensioni, riducendo al minimo l'impatto visivo dell'opera.

Di particolare rilievo è il cosiddetto Very Low Head (VLH), impianto adatto allo sfruttamento di salti bassissimi a costi vantaggiosi, con un impatto paesaggistico molto ridotto. Presenta un sistema di ancoraggio ("effetto diga") che riduce al minimo le opere civili. Può produrre da un minimo di 100 kW fino ad un massimo di circa 500 kW con salti da 1.4 a 3.2 m e portate da 3 a 26 m³/s.

Altra tipologia molto applicata di convertitore idroelettrico è la "Vite idraulica o Coclea", con il principio della vite di Archimede in senso inverso: l'acqua viene fatta scendere all'interno delle camere dal livello



Impianto VLH Very Low Head



Schema di funzionamento della coclea idraulica + generatore accoppiato

più alto al livello più basso di solito con un movimento relativamente lento. La forza di gravità che in questo modo agisce sull'acqua esercita un momento torcente sull'albero di trasmissione.

L'energia prodotta dalla rotazione dell'albero della coclea viene trasmessa attraverso un moltiplicatore a cinghia ad un generatore, o direttamente al generatore utilizzando un inverter. Le potenze prodotte possono arrivare a valori considerevoli, ossia 500 kW, in funzione delle portate e del salto.

Altra tecnologia si basa sulle ruote d'acqua (mulini verticali): una delle più antiche macchine idrauliche che l'uomo conosca, già utilizzate fin dall'antichità.

L'efficienza e la potenza delle ruote idrauliche sono migliorate con lo sviluppo dell'ingegneria idraulica, con l'arrivo dei nuovi materiali, con i test di nuove forme in laboratorio.



Modello in laboratorio di una ruota di fianco, alla Queen's University di Belfast



Ruote idrauliche di recente fabbricazione per la produzione idroelettrica

Particolarmente interessanti sono i dispositivi per lo sfruttamento dei salti negli acquedotti a pressione. In questo caso gli impianti idroelettrici sostituiscono le strutture di laminazione utilizzate per ridurre l'eccessiva pressione dell'acqua, senza impatti ambientali e recuperando energia che altrimenti andrebbe persa.

I paesi scandinavi sono attivi nello sviluppo di soluzioni di accumulo energetico tramite pompaggio idroelettrico, con 12 progetti attualmente in fase di valutazione che potrebbero incrementare la potenza installata tra 1000 e 2500 MW [19].

Uno dei più grandi nuovi impianti "Pumped Hydro Energy Storage" (PHES) europeo è il complesso "Alto Tâmega" (1200MW dei quali 900 MW in pompaggio) in fase di costruzione in Portogallo. EDP (Energias de Portugal) sta costruendo tre nuovi impianti in Portogallo Baixo Sabor, Foz Tua e Fridao / Alvito oltre all'ampiamiento di Alqueva [20]. Altro progetto riguarda lo sfruttamento ottimale delle energie rinnovabili nell'arcipelago di Capo Verde mediante un impianto di pompaggio marino [21].

In Svizzera, per lo stabilimento PHES di 600 MW "Nant de Drance" la costruzione è iniziata nel 2008. Il progetto è stato sviluppato da "Nant de Drance SA", un consorzio di tre società: Alpiq, CFF e FMV. L'impianto utilizzerà serbatoi esistenti presso il sito Vieux Emosson [22].

In Giappone, la TEPCO sta costruendo l'impianto Kannagawa che una volta completato sarà il più grande impianto PHES del Giappone con una potenza installata di 2820 MW. La stessa azienda installerà altri 800 MW nel suo impianto "Kazunogawa II" per raggiungere una capacità complessiva di 1600 MW. L'impianto PHES "Kazunogawa" è unico con una delle più grandi turbine del mondo (macchina da 400 MW con un salto di oltre 700 m) [20]. L'impianto di Okinawa è il primo caso studio e realizzazione di un impianto di pompaggio ad acqua marina ed è di riferimento per le soluzioni a problemi specifici di un impianto ad acqua di mare e per la verifica successiva della loro efficacia.

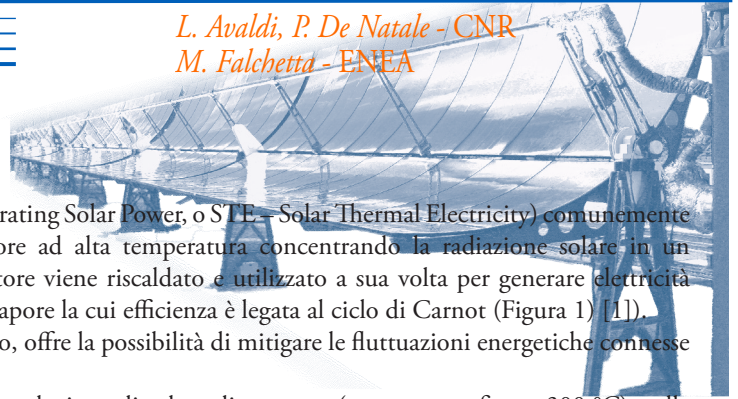
Nell'isola di "El Hierro" in Spagna, le autorità governative dell'isola con Endesa S.A. e l'Istituto Tecnologico delle Canarie (ITC), hanno sviluppato il progetto El Hierro Hydro-Wind plant finalizzato a soddisfare il 100% della domanda di energia elettrica dell'isola con produzione da fonti rinnovabili. Il progetto prevede la costruzione di un impianto eolico da 11,5 MW associato a un impianto idroelettrico di pompaggio con potenza di 11,3 MW in fase di turbinaggio e di 6 MW in fase di pompaggio. Si ipotizza una copertura di circa 80% della domanda dell'isola. Il rimanente 20% verrebbe fornito da impianti fotovoltaici [23-24]. Altro progetto in fase di valutazione e implementazione è MAREX in Irlanda (Mayo Atlantic Renewable Energy eXport, di particolare interesse per l'articolata e complessa impostazione generale del progetto che integra diverse fonti rinnovabili. Per l'impianto sono pianificati una potenza eolica di 1900 MW nella zona Nord Ovest della contea di Mayo (Irlanda) e un impianto di accumulo elettromeccanico ad acqua marina da 1200 MW a Glinsk [25].



Centralina idroelettrica nell'acquedotto di Roncobello (BG) [18]

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Matteo Elli, Giancarlo Giudici, Luca Martin, Luciano Rodighiero - "Tecnologie e mercati per lo sviluppo di centrali energetiche Mini Hydro", Politecnico di Milano, luglio 2010
- [2] UNIDO, Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale
- [3] World Energy Council database www.worldenergy.org
- [4] Documento RdS RSE prot 11000299
- [5] Documento RdS RSE prot 12000959
- [6] Cavazzini – Pérez-Díaz, Technological Developments for Pumped-Hydro Energy Storage
- [7] Documento RdS RSE prot 13000592
- [8] Documento RdS RSE prot 14000684
- [9] Documento RdS RSE prot 15000350
- [10] Pickard W.F.-The History, Present State and Future Prospects of Underground Pumped
- [11] Podvysotski, Borodulin, Pumped-storage power plant with underground reservoir Q.96-R.5
- [12] EU SETIS Strategic Energy Technologies Information System, Europe to experience pumped storage boom
- [13] Gimeno-Gutiérrez, Lacal-Aránzategui - Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage
- [14] Pumped Storage Retrofit and Upgrade .- Rivista HRW
- [15] GSE - Energia da fonti rinnovabili in Italia, Dati preliminari anno 2015
- [16] GSE – Rapporto statistico Energia da Fonti Rinnovabili anno 2015
- [17] TERNA-IMPIANTI_DI_GENERAZIONE
- [18] Giancarlo Giudici – Politecnico di Milano "L'idroelettrico verso il 2015: una scommessa per il future del territorio", 4/12/2012
- [19] Harby Atle, Balancing power from Norwegian hydro
- [20] Deane J.P. et al., Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, 2009
- [21] Ramos H.M., Pumped-Storage Solution towards Energy Efficiency and Sustainability Portugal Contribution and Real Case Studies, 2014.
- [22] www.power-technology.com, Nant de Drance Pumped Storage Power Station, Switzerland
- [23] Bueno Carta, Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands 17.09.2004
- [24] HRW, Creating a Hybrid Hydro-Wind System on a Spanish Island, El Hierro
- [25] Organic Power Ltd. "MAREX 2016
- [26] Rinnovabili.it - Accumulo energetico il futuro del pompaggio idroelettrico 31-03-2015
- [27] ENEA Schede tecnologica: idroelettrico
- [28] RSE (ex-CESI RICERCA) Rapporto RdS PROT 07000595
- [29] NHA_PumpedStorage_071212b12Eurelectric "Hydro in Europe: powering renewables"
- [30] QUALENERGIA Riportare-auge-il-pompaggio-idroelettrico-un-emendamento-al-ddl Clara Risso REPOWER - Gli impianti idroelettrici di pompaggio
- [31] "Renewables 2015, Global status report" (ISBN 978-3-9815934-6-4)
- [32] World Energy Council "Charting the Upsurge in Hydropower Development" 2015



DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia solare termica a concentrazione (CSP – Concentrating Solar Power, o STE – Solar Thermal Electricity) comunemente indicata in Italia come Solare Termodinamico, genera calore ad alta temperatura concentrando la radiazione solare in un componente chiamato “ricevitore” dove un fluido termovettore viene riscaldato e utilizzato a sua volta per generare elettricità tramite un generatore elettrico accoppiato ad una turbina a vapore la cui efficienza è legata al ciclo di Carnot (Figura 1) [1].

La facilità di integrare nel sistema sistemi di accumulo termico, offre la possibilità di mitigare le fluttuazioni energetiche connesse con la intermittenza della fonte energetica primaria [1].

Il termine abbraccia attualmente anche le applicazioni alla produzione di calore di processo (temperature fino a 300 °C) e alla chimica solare tramite conversione termochimica, fra cui la produzione di idrogeno o altri combustibili di sintesi, con temperature da 500 a 1500 °C.

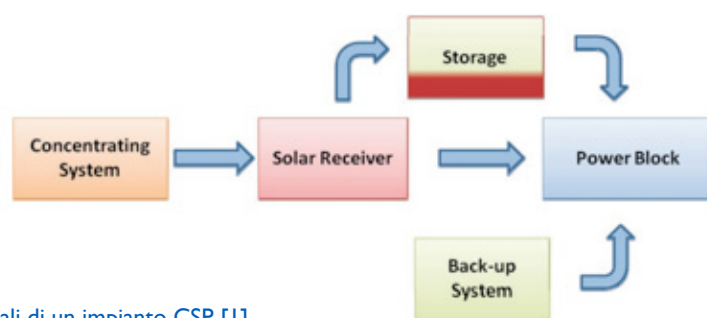


Figura 1 Componenti principali di un impianto CSP [1]

Ci sono 4 famiglie di tecnologie CSP (Figura 2) che possono essere classificate in base a come focalizzano i raggi solari e al tipo di ricevitore. Nei sistemi che focalizzano su una linea (Collettori parabolici lineari e Fresnel) gli specchi inseguono il sole lungo in asse; in quelli con focus puntuale (Torri e Dischi Parabolici) l’inseguimento è lungo due assi. Il ricevitore può essere fisso (Collettori Fresnel e Torri) o mobili come nei collettori parabolici e i dischi parabolici. Il diverso modo di concentrare la luce solare influisce anche sull’efficienza globale del sistema. La migliore efficienza ottica annuale (90%) si raggiunge con i dischi parabolici in quanto l’asse del concentratore è sempre parallelo ai raggi solari. La peggiore si osserva per i sistemi Fresnel (50%) pesantemente affetti dalla basse performance ottenibili e al mattino e alla sera. Per gli altri sistemi, l’efficienza ottica si attesta su valori medi del 65-75%.

Per le varie famiglie diverse sono le opzioni possibili per il fluido termovettore, il sistema di accumulo e il ciclo termodinamico di conversione. Olio sintetico e vapore saturo sono i più comuni fluidi vettori nei sistemi lineari, mentre sali fusi e vapore surriscaldato sono i più comuni nei sistemi a torre. Recentemente sono stati introdotti i sali fusi anche per sistemi lineari (parabolici e fresnel) [24]. In fase di sviluppo sono invece l’aria o altri gas pressurizzati (come CO₂ e N₂) mentre elio e idrogeno sono considerati in abbinamento al motore Stirling quando questo viene utilizzato nei sistemi a disco parabolico [2].

Per quanto riguarda l’accumulo termico, l’utilizzo di sali fusi in grandi serbatoi rappresenta al momento l’opzione commerciale per lunghi periodi di tempo (tipicamente, da 3 a 15 ore di produzione nominale), mentre il vapore può essere considerato per l’accumulo di energia termica per tempi brevi (meno di un’ora). E’ in fase di sviluppo anche l’accumulo con inerti (cemento, pietrame) o con sabbia/letto fluido. I cicli termodinamici di conversione maggiormente utilizzati sono i cicli Rankine a vapore e Stirling (quest’ultimo per i dischi parabolici), mentre il ciclo Brayton viene al momento studiato in combinazione con il Rankine, per aumentare l’efficienza globale di conversione.

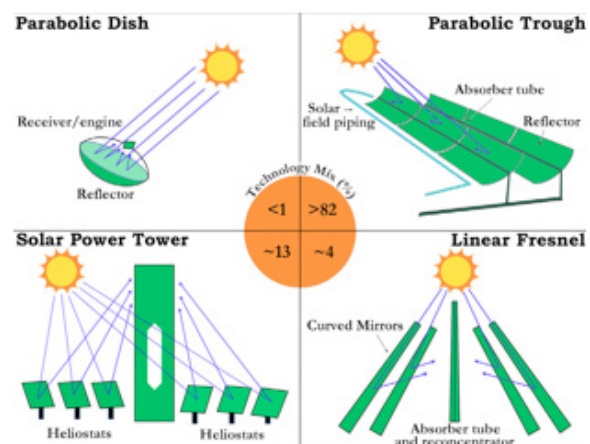


Figura 2 Tecnologie CSP con la percentuale attuale di installazione [2]

Le principali caratteristiche dei vari sistemi in uso sono riassunti nella Tabella 1.

Focal Geometry	Line-Focus Technologies		Point-Focus Technologies		
Design	Parabolic Trough	Linear Fresnel	Solar Tower	Beam-Down	Dish-Stirling Engine
Technology Maturity	Most mature	Few installations	Commercial deployments	Early development	Proposed installations
Preferred Scale	Large	Large	Large	Large	Small
Capital Cost (Relative)	Moderate	Low	High	Moderate to high; low storage costs	High (low per unit)
Operating Cost (Relative)	High	Low	High	Similar to solar tower	High (one engine per dish)
Annual Solar-to-Net Electricity Conversion Efficiency ^a	~15% ^b	~11% ^b	~17% ^b	~15%–19% ^{13,c}	~22% ^b
Thermal Storage	Feasible	Feasible	Feasible and more efficient due to higher temperature	Feasible; very little energy lost	Not currently possible
Characteristics	<ul style="list-style-type: none"> • Significant construction and operational experience • High radiative and convective energy losses 	<ul style="list-style-type: none"> • Low cost due to fewer moving parts and no tracking • Lower efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • High cost due to expensive heliostat field • High-temperature HTF possible • High efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • Lower efficiency than best solar tower due to added mirrors • Lower storage cost (ground storage) 	<ul style="list-style-type: none"> • High engine efficiency • High cost due to expensive engines (one for each dish)

Tabella 1 Vantaggi e svantaggi delle diverse tecnologie CSP. Efficienze stimate per un impianto di 150MWe [3]

L'aumento di efficienza di questi sistemi è strettamente legata alla possibilità di aumentare la temperatura di lavoro del ricevitore senza alterarne le caratteristiche. Per gli impianti a Torre, materiali ultrarefrattari appartenenti alla famiglia dei boruri e dei carburi dei primi metalli di transizione (denominati UHTC, Ultra-High Temperature Ceramics) [4-7] sono allo studio per sostituire i più comuni grafite [8], allumina[9] o carburo di silicio[10].

Per le tecnologie operanti a più bassa temperatura invece, sono in fase di studio innovativi sistemi di scambio termico a base di nanofluidi (ovvero fluidi aventi particelle nanometriche in sospensione) caratterizzati da notevoli incrementi del coefficiente di scambio termico e della conduttività termica, associati ad aumenti ridotti della viscosità dinamica. Nanofluidi neri circolanti, all'interno dei collettori nei pannelli solari, possono permettere l'assorbimento volumetrico di tutta la radiazione solare anche con concentrazioni di nanoparticelle molto basse (≤ 50 ppm) [11-14]. L'aumento di efficienza non è di per se l'unico obiettivo tecnologico delle ricerche in atto, in quanto il fattore da ottimizzare è il rapporto costi/prestazioni, in ultima analisi la minimizzazione del costo finale dell'energia (LCOE) e la massimizzazione del "valore" dell'energia prodotta (quest'ultimo legato alla dispacciabilità della produzione in rapporto alla richiesta oraria).

Le linee di ricerca tecnologica sono quindi molteplici e investono una varietà di aspetti scientifici e tecnologici.



Collettori parabolici dell'impianto Archimede - Priolo Gargallo (SR) (Fonte: ENEL)

Internazionale

In ambito europeo la tecnologia è diffusa a livello commerciale in Spagna. A livello mondiale, nel campo delle tecnologie solari, la tecnologia CSP è meno diffusa di quella fotovoltaica, ma presenta comunque un trend di crescita significativo soprattutto nel mercato extra-europeo. L'aumento delle installazioni è stato del 27% nel 2014 [15], mentre a fine 2015 risultavano installati nel mondo circa 5 GW di impianti di cui, in percentuale, 86% parabolici lineari, 10% a torre, 4% fresnel lineare. [23].

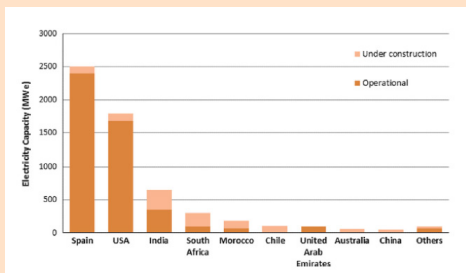


Figura 3 Capacità mondiale di CSP al 2014 [16]

Attualmente, la Spagna è leader mondiale in termini di capacità installata con un totale di 2,3 GW, seguita dagli Stati Uniti (1,6 GW) [15]. Recentemente il mercato si sta fortemente sviluppando in paesi extra-europei, in particolare in Cina, dove è stata autorizzata la costruzione di 20 impianti, per un totale di 1349 MW, nell'ambito della prima fase di un programma di sviluppo da 10 GW al 2020 [25].

Altri paesi in cui si stanno sviluppando le installazioni sono:

- India (225 MW [15]) che recentemente ha annunciato un piano da 100 GW di impianti solari al 2022 [26] di cui una parte sarà CSP
- Cile (110 MW in costruzione, 980 MW approvati)
- Sud Africa (300 MW [15])
- Marocco (510 MW al 2020 [28])
- Emirati Arabi (100 MW [15]) e Dubai (200 MW già messi a gara [27] su un totale previsto di 1000 MW).

Inoltre anche Algeria, Egitto e Australia hanno piani di sviluppo significativi.

Nazionale

Attualmente sono 4 gli impianti di CSP presenti in Italia, tutti Demo: Archimede a Priolo Gargallo con una capacità totale di 5MW e che sfrutta collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; ASE Demo Plant a Massa Martana, un impianto di 0,35MW sempre a collettori parabolici a sali fusi e accumulo diretto a sali fusi; Rende-CSP Plant a Rende, che presenta una capacità totale di 1MW e si avvale di collettori lineari Fresnel e olio diatermico come fluido vettore [17]; STEM, a S.Filippo del Mela (ME) di potenza 2MW termici, descritto più in dettaglio nella sezione Best Practices. Tramite STEM, A2A prevede di installare in questo e in altri siti propri una potenza complessiva di 15 MWe entro il 2017.

Una decina di altri impianti per una capacità totale di 280 MW (Tabella 2 in basso a sinistra)[18] sono programmati. Due di questi sono già autorizzati: Solecaldo di MF Energy e Bilancia 1 di Trinacria Solar Power. Il primo è un impianto Fresnel da 41 MW a sali fusi che dovrebbe produrre 116 GWh di elettricità l'anno, il secondo è più piccolo - 4 MW per 9,5 GWh.

Tre degli altri progetti in programma sono in Sardegna, con collettori parabolici a sali fusi: Flumini Mannu (55 MW), Gonnosfanadiga (55 MW) e San Quirico (10,8 MW). Altri possibili impianti sono la torre da 50 MW (a vapore surriscaldato) prevista a Mazara del Vallo, in Sicilia, e l'impianto con collettori parabolici lineari da 50 MW di Banzi, in Basilicata.

Nel complesso a progetti completi dovrebbero essere installati 376,3 MW per una produzione di 1.080 GWh l'anno [18].

La concretizzazione di queste potenzialità si avrà nel breve termine in virtù del recente decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016) che prevede una tariffa incentivante per 20 MW di impianti (di potenza fra 100 kW e 5 MW) con iscrizione a registro e 100 MW di impianti (di potenza unitaria superiore a 5 MW) con procedure a base d'asta a ribasso ([24] appendice 3).

La base d'asta è fra 29.1 e 32.4 eurocent/kWh, decrescente al crescere della taglia di impianto.

Un forte ruolo verrà giocato dalle problematiche autorizzative/ambientali locali.

Questa opportunità sussiste per domande presentate entro il 2016; a partire dal 2017 è previsto che gli incentivi siano concessi esclusivamente attraverso procedure di gara competitiva.

Project	Location	Capacity (MW)	Technology	Commercial date of operation
Italy				
Flumini Mannu	Villasor, Cagliari (Sardegna)	55	Parabolic Trough	2017
Gonnosfanadiga	Gonnosfanadiga, Nuoro (Sardegna)	55	Parabolic Trough	2017
CSP San Quirico	San Quirico, Oristano (Sardegna)	10.8	Parabolic Trough Impianto ibrido	2017
Banzi	Banzi, Potenza (Basilicata)	50	Parabolic Trough	2017
Mazara Solar	Mazara del Vallo, Trapani (Sicily)	50	Central receiver (power tower)	2017
Archimede	Mellini, Siracusa (Sicily)	1	Parabolic Trough	2015
Lentini	Lentini, Siracusa (Sicily)	55	Parabolic Trough	n.a.
Reflex Solar Power	Gela, Caltanissetta (Sicily)	12.5	Parabolic Trough	2016
Solecaldo	Aldone, Enna (Sicily)	41	Linear Fresnel	2016
Michelangelo	Palermo (Sicily)	3	Linear Fresnel	n.a.
Bilancia 1	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Bilancia 2	Palermo (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Calliope	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Zerovantano 2	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Jacomelli	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	2016
Porthos	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Stromboli Solar	Trapani (Sicily)	4	Linear Fresnel	n.a.
Total Italy		361.3		

Tabella 2 Impianti previsti in Italia a partire dal 2016 [18]

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Non tutte le tecnologie CSP sono allo stesso livello di maturità. In Figura 4 viene presentato uno schema che raccoglie il livello di sviluppo delle famiglie attualmente studiate. La possibilità di utilizzare UHTC o nanofluidi come materiali vettori è appena stata validata sperimentalmente (TRL 3).

I sistemi completi per produzione elettrica si trovano a livelli variabili da TRL 7 a TRL 9. La maggior parte delle applicazioni commerciali (Torri a sali fusi, parabolici lineari e fresnel lineari a olio) sono a TRL 9 o superiore. Nel campo dei sistemi di accumulo vi è una varietà di soluzioni, che spaziano da TRL 3-4 (accumulo con vetro fuso o termochimico) a TRL 4-7 (accumulo in cemento, pietrame e serbatoi a sali fusi stratificanti) a TRL 9 o superiore (accumulo a sali fusi con doppio serbatoio).

I sistemi e componenti per conversione da calore solare a combustibili di sintesi (idrogeno o vettori liquidi) sono a stadi di sviluppo compresi fra TRL 2 e TRL 8.

Sul piano tecnologico, i paesi leader sono gli USA, la Germania e la Spagna, mentre la Cina si appresta a divenire un importante fornitore di componenti e impianti, oltre ad aver aumentato l'impegno in termini di R&S. L'investimento governativo in termini di R&S dedicata al CSP è pari 12 M€/anno in Germania, cui vanno aggiunti gli investimenti industriali privati, mentre negli Stati Uniti il budget federale suddiviso in vari programmi è di 350 M\$ nell'arco dal 2009 al 2017 (44 M\$/anno in media) [28].

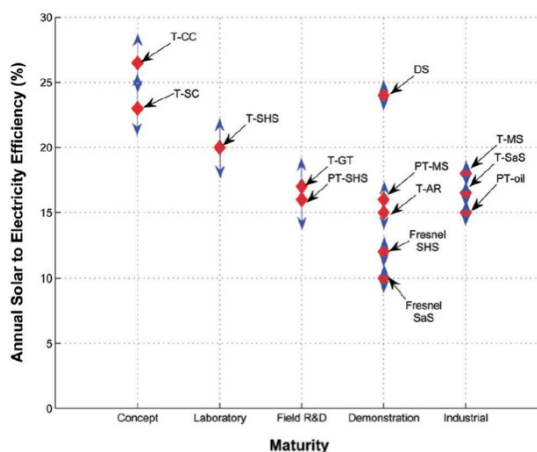


Figura 4 Livello di maturità raggiunto al 2014 dalle diverse tecnologie CSP [1]

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

I sistemi CSP sfruttano energia solare per trasformarla in energia termica, producendo generalmente elettricità tramite turbine a vapore accoppiate a generatori elettrici, o calore di processo o – in prospettiva – combustibili di sintesi, con il contemporaneo utilizzo di sistemi di accumulo termico. Sono quindi strettamente in relazione con i cicli termodinamici Stirling e Rankine. La tecnologia è anche in relazione con l'impiego di combustibili fossili (in particolare gas naturale) o biomasse, in quanto vi sono schemi di impianti ibridi in tal senso già operanti. La presenza di sistemi di accumulo termico a basso costo è attualmente il principale fattore di merito in rapporto ad altre tecnologie rinnovabili, in particolare al solare fotovoltaico, e gioca quindi un ruolo essenziale per il successo della tecnologia nell'ambito della produzione elettrica in reti ad alta penetrazione di fonti rinnovabili, sia a livello di immissione nella rete di trasmissione che nella rete di distribuzione (in un'ottica smart-grid).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia è strettamente legata alla produzione energetica ma la sua messa in opera è ovviamente legata al settore delle costruzioni, dell'ottica, della meccanica, dell'impiantistica termica (piping), elettrica ed elettronica, dell'informatica. Gli impianti CSP, generalmente posti in zone particolarmente aride, possono inoltre essere utilizzati per impieghi di dissalazione, o utilizzando il calore dell'impianto per i processi di distillazione o la potenza sviluppata in processi meccanici (osmosi inversa, compressione meccanica di vapore).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La necessità di sviluppare opportuni parchi solari è legata alla disponibilità di territorio adatto con una sufficiente irradiazione solare. È necessaria la presenza di un irraggiamento diretto (DNI) con valori superiori a 1700 kWh/m² anno. Con valori intorno a 2000 kWh/m² anno (riscontrabili ad esempio in Sicilia) sono necessari da 1 a 3 ettari di territorio per MW di capacità installata, a seconda della tecnologia adottata ([3],[24]) e del costo dei terreni.

In generale, si considera un uso di territorio pari a circa 10-20 m²/(MWh/y) per le diverse famiglie di tecnologie. Di conseguenza, un impianto di media dimensione deve prevedere diverse centinaia di ettari piani ad insolazione diretta e questo limita di conseguenza i siti disponibili [3]. Disponibilità d'acqua, necessità di territori pianeggianti (in competizione quindi spesso con gli usi agricoli), impatto ambientale (visivo) e questioni autorizzative sono comunque i principali ostacoli per la diffusione della tecnologia in ambito nazionale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Gli impianti CSP abbisognano di più materiali di quanto generalmente considerato per impianti convenzionali, ma questi sono costituiti per il 95% da cemento, acciaio e vetro, cioè materiali facilmente riciclabili. Problemi possono insorgere nei ricevitori parabolici, quando viene utilizzato come fluido vettore il mix bifenile/bifenil etere che può prendere fuoco e potenzialmente inquinare suolo e acque [1]. Il problema è comunque risolto quando questo venga sostituito con acqua o sali fusi. Sebbene le emissioni di CO₂ siano molto ridotte, l'utilizzo di sali azotati come fluidi vettore o mezzi di accumulo può portare a emissioni significative di N₂O.

La tecnologia applicata a grandi impianti impatta sulla geografia del sito di installazione. Importante è la presenza di risorsa idrica, in quanto significative quantità di acqua sono necessarie per il raffreddamento e la pulizia degli specchi [3]; un tipico impianto a collettore parabolico usa infatti 0.4-0.5 milioni di m³ di acqua all'anno per il raffreddamento del ciclo termodinamico [1], ma ciò può essere drasticamente ridotto utilizzando sistemi di raffreddamento a secco. Questo consumo è analogo a quello degli impianti termoelettrici tradizionali, a parità di energia prodotta. È stato recentemente evidenziato come la presenza di raggi solari concentrati negli impianti a torre possa impattare sulla fauna selvatica in particolare sugli uccelli causandone la morte per ustione. Pur essendo il problema presente, viene considerato marginale in rispetto ai decessi causati da impatto con vetrate e veicoli [20]. Oltre alla fauna, la presenza di forti riverberi, se non attentamente considerati, può causare problemi alla visione umana o interferire con il traffico aereo [21]. Dall'alto un impianto solare a specchi appare infatti come una superficie lacustre inattesa. In territori densamente popolati come l'Italia, l'impatto maggiore è legato agli aspetti visivi e di possibile modifica dell'estetica tradizionale del paesaggio, oltre agli aspetti di conflitto con gli usi agricoli e pastorali; relativamente a questi aspetti va valutata la situazione locale, intervenendo con mascheramenti e integrando l'impianto con gli usi agricoli e pastorali, ove presenti.

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ degli impianti solari a concentrazione sono trascurabili rispetto a quelle degli impianti alimentati a fonte fossile, e sono stimate nel range di 15-20 grammi di CO₂/kWh [1].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate, rispetto alla produzione da fonti fossili, e tenendo conto delle emissioni proprie, sono dell'ordine di 380-980 grammi di CO₂ equivalente per kWh [1].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza, o rendimento, della tecnologia solare termodinamica è dell'ordine del 16% del totale dell'energia solare incidente (Figura 5) per i collettori parabolici e le torri solari, del 10% nel caso dei collettori Fresnel [21] e con stime presunte raggiungibili del 22% con l'utilizzo di motori Stirling al posto del più comune ciclo Rankine [3] nel caso dei dischi parabolici.

Tuttavia è da notare come l'efficienza di questi sistemi dipenda grandemente dalle condizioni di irraggiamento e abbia ampi margini di miglioramento tecnologico legati sia a sistemi di specchi più efficienti che a materiali termovettori operanti a temperature maggiori. Analogamente ad altre tecnologie rinnovabili che utilizzano una fonte virtualmente "gratuita", l'efficienza di conversione è comunque solo uno degli aspetti che incide sul costo finale dell'energia prodotta. Il tempo di vita di questi impianti è dell'ordine di 25 anni, ma può arrivare a 40 considerando ammodernamenti, come avvenuto per esempio negli impianti SEGS USA.

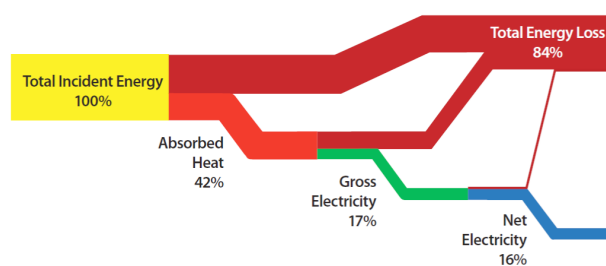


Figura 5 Efficienze di un tipico impianto CSP [3]

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il *Capital Cost* degli impianti dipende dalla tecnologia in uso e dal suo posizionamento in paesi OECD (*Organisation for Economic Cooperation and Development*) o non OECD. Nel caso dei ricevitori parabolici con potenza tra 50 e 250MW senza accumulo, si attestano tra i 4500 e 6000 €/KW se in paesi OECD, e tra i 2000 e 3600€/KW in paesi non OECD. L'utilizzo di un sistema di accumulo di circa 6h porta il costo tra 5300 e 7200 €/kW. Il LCOE in questo caso (così come nel caso di lenti Fresnel) si attesta nell'intervallo 17-34 c€/kWh senza accumulo e 15-35c€/kWh con un accumulo di 6 ore [15]. Nel caso delle

Torri solari (20-250MW) il costo capitale è compreso tra 5500 e 8000 €/kW (rispettivamente con o senza accumulo) con un LCOE tra 11 e 15 c€/KWh. I sistemi risentono pesantemente degli effetti di scala che possono portare ad una sensibile riduzione dei costi. La competitività economica di questi impianti evolve rapidamente e con modalità non uniformi in considerazione delle situazioni specifiche, in particolare di irraggiamento solare. Mentre il target del programma Sunshot USA (LCOE a 6 UScent/kWh al 2020, per il mercato USA) sembrava irrealistico fino a poco tempo fa, esistono già notizie di offerte commerciali con valori molto bassi, in particolare a Dubai (8 USDcent/KWh per un impianto da 200 MW [27]) e in Cile (6.3 USDcent/KWh per il progetto Copiaco da 240 MW di Solar Reserve [29]). D'altro canto impianti commerciali in Marocco e Cina sono stati aggiudicati con valori di remunerazione più elevata (circa 15 eurocent/kWh nella prima fase del programma cinese).

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Gli impianti solari a concentrazione necessitano di aree in cui è presente un forte irraggiamento solare diretto. L'ingegnerizzazione di impianto è legata al sito e meno standardizzabile rispetto al solare fotovoltaico piano. Il costo di investimento, attualmente maggiore rispetto alla tecnologia fotovoltaica piana, è il principale ostacolo alla diffusione della tecnologia. A questo, soprattutto in Italia, si aggiungono problemi normativi legati all'impatto ambientale e all'ottenimento delle concessioni, che possono allungare i tempi di realizzazione.

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità italiane di sviluppare impianti solari termodinamici sono assodate, data la presenza di nuovi operatori. Attualmente sono in programma 120 MW di impianti che dovrebbero usufruire delle tariffe incentivanti previste dal decreto sull'incentivazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal Fotovoltaico (D.M. 23-6-2016). Ciò equivale a un fatturato dell'ordine di 750 M€, ovvero 250 M€/anno per i prossimi tre anni. Lo studio ASE del 2014 [31] ha stimato, nell'ipotesi di realizzare 4 impianti solari termodinamici in Sardegna, per un totale di 180 MW, un impatto potenziale sul PIL di 2 miliardi di euro nel periodo 2030-2045 e la creazione di 8300 posti di lavoro durante la fase di costruzione, di cui 5000 in Sardegna.

■ POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La tecnologia solare termodinamica per l'Italia ha una forte valenza in termini di potenziale di esportazione. Imprese italiane hanno già ottenuto successo nell'ambito del programma cinese, per la centrale da 50 MW a sali fusi di Akesai. Paesi leader o attivi nel campo, quali Germania, Corea del Sud, Svizzera e Austria, che non hanno alcuna possibilità concreta di applicare la tecnologia nel proprio territorio, hanno sviluppato la tecnologia in *joint-venture* con paesi, quali Spagna e Marocco, con potenziale ben più elevato. L'Italia dispone di alcune situazioni propizie nel proprio territorio meridionale e insulare, che possono fornire la base per rendere competitive le nostre imprese sui mercati esteri, che già vi operano storicamente (Nord-Africa, Medio Oriente, America Latina; ora anche Cina).

■ POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Come tutte le tecnologie solari, l'utilizzo di CSP per la produzione energetica può sopperire a parte delle necessità di vari settori, riducendo contestualmente l'utilizzo di combustibili fossili. Da notare come la presenza del sistema di accumulo termico a basso costo consente di ridurre le fluttuazioni intrinseche dell'energia solare, consentendo una maggiore dispacciabilità della produzione elettrica e una maggiore penetrazione dell'energia rinnovabile in rete.

Nel medio-lungo termine la possibilità di realizzare la produzione di combustibili di sintesi da fonte solare, attualmente oggetto di ricerca tecnologica anche nell'ambito del solare termodinamico, è l'unico modo per realizzare gli scenari di penetrazione rinnovabile previsti dall'Unione Europea al 2050.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali soggetti impegnati nell'utilizzo della tecnologia sono stati finora ENEL, Falck Renewables e CSP-F, azienda del gruppo FERA. In prospettiva potranno emergere altri soggetti in grado di fornire impianti chiavi in mano nel settore dell'impiantistica energetica e delle costruzioni, operanti in Italia e all'estero.

Sviluppo della tecnologia

I soggetti finora coinvolti nello sviluppo tecnologico sono [24]:

- ENEA
- ENEL
- Maire Tecnimont
- Archimede Solar Energy (ASE) del gruppo Angelantoni, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori ad alta temperatura, attualmente esportati in Cina e Arabia Saudita e altri mercati esteri.
- CSP-F (collettori fresnel lineari e impianti)
- Duplomatic (movimentazione collettori)
- Reflex SpA, che ha recentemente esportato nel 2016 una linea produttiva di specchi in Cina.
- Soltigua e Trivelli Energia (calore di processo)
- Ronda High Tech (collettori e specchi)
- Astroflex (giunti flessibili speciali)
- Meccanotecnica Umbra
- D.D. srl (collettori e sistemi di movimentazione)
- Sarea S.a.g.l. (collettori e componenti per sali fusi)
- Struttura Informatica (simulatori di processo).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: sviluppo di sistemi a concentrazione a sali fusi

CNR: sviluppo di materiali per assorbitori ad alta efficienza (UHTC e nanofluidi) e loro caratterizzazione

Magaldi: sviluppo di sistemi tower con l'impiego di sabbia per l'accumulo.

Archimede Solar Energy (ASE): sviluppo e fornitura di tubi ricevitori per collettori parabolici lineari per olio, vapore, sali fusi, fino a temperature di 550 °C.

BEST PRACTICES

Esempi di best practice internazionali sono gli impianti Andasol ed Extresol da 50 MW in Spagna, i primi ad utilizzare a livello commerciale un sistema di accumulo significativo. I più grandi impianti CSP attualmente sono gli statunitensi Ivanpah (377 MW, a torre) e Mojave (250MW) [15].

Esempio di Best Practice italiane risulta essere sicuramente il primo impianto al mondo con collettori parabolici lineari a sali fusi (Archimede) installato da ENEL a Priolo Gargallo come risultato del progetto solare termodinamico ENEA. Questa tecnologia è attualmente commercializzata in Cina (impianto Akesai da 50 MW, con forniture delle italiane ASE e Reflex Solar).

A fine maggio 2015 un impianto solare a concentrazione che utilizza la tecnologia Fresnel, realizzato dalla CSP-F Solar, è stato inaugurato a San Nicolò D'Arcidano, in provincia di Oristano. L'utente è una piccola industria, il caseificio della Nuova Sarda Industria Casaria, che ha realizzato l'investimento a sue spese. Si tratta di un sistema costituito da 340 specchi che permettono di avere una potenza installata pari a 470 kW termici [19].

Nel Giugno 2106 è stato inaugurato il primo Modulo industriale, da 2 MW th, di una innovativa tecnologia a torre denominata STEM® (Solare Termodinamico Magaldi [30]), presso il Polo Energetico Integrato di San Filippo del Mela di A2A. Gli elementi qualificanti del nuovo sistema sono:

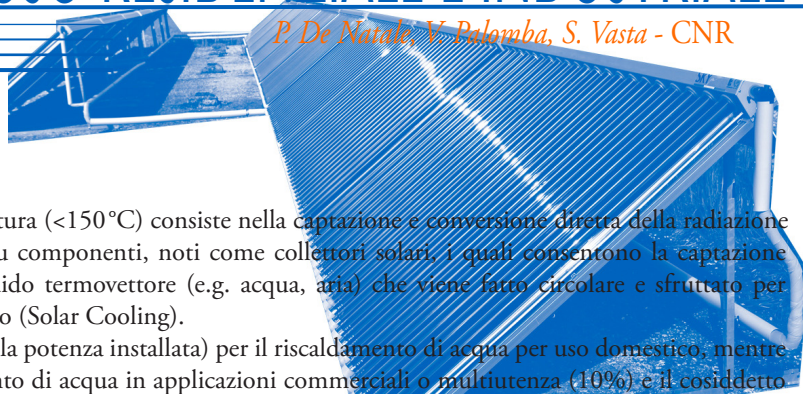
- un sistema ottico innovativo per la concentrazione dei raggi solari
- l'impiego di sabbia, con la tecnologia del letto fluido, come mezzo di accumulo dell'energia termica generata dalla radiazione solare
- la modularità, ovvero la possibilità di creare impianti customizzati eroganti diverse potenze gestendo diverse unità di generazione collegate tra loro, a partire da moduli base da 500 Kwe fino a cluster di moduli della potenza 20 Mwe
- impatto ambientale nullo, a parte l'impatto visivo, poiché i materiali utilizzati sono principalmente acciaio, vetro e sabbia, senza impiego di olii diatermici o sali fusi
- capacità di accumulo fino a 6 h alla Potenza di targa del modulo.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] "Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future" EASAC policy report 16 (2011) (ISBN: 978-3-8047-2944-5)
- [2] X.Xu, K. Vignarooban, B. Hsu, A.M. Kannan, *Renew. Sust. Ener. Rev.* 53 (2016), 1106-1131
- [3] "The Future of Solar Energy" Massachusetts Institute of Technology, 2015 (ISBN: 978-0-92008-9-8)
- [4] E. Sani, L. Mercatelli, M. Meucci, A. Balbo, L. Silvestroni, D. Sciti, *Solar Energy*, 131 (2016) 199-207
- [5] E. Sani, E. Landi, D. Sciti, V. Medri, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 144 (2016) 608-615
- [6] D. Sciti, L. Silvestroni, J.-L. Sans, L. Mercatelli, M. Meucci, E. Sani, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 130 (2014) 208-216
- [7] D. Sciti, L. Silvestroni, L. Mercatelli, J.-L. Sans, E. Sani, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 109 (2013) 8-16
- [8] T. Yan, Y. Chen, *Renew. Sust. Energy Rev.* 14 (2010) 265-76
- [9] J. Karni, A. Kribus, R. Rubinfeld, P. Doron, *J. Solar Energy Eng.* 120 (1998), 85-95
- [10] C.C. Agrafiotis, I. Mavroidis, A.G. Kostandopoulos, B. Hoffschmidt, P. Stobbe, M. Fernandez- V. Quero, *Solar Energy Mater. Sol. Cells* 91 (2007) 474-88
- [11] E. Sani, L. Mercatelli, S. Barison, C. Pagura, F. Agresti, L. Colla, P. Sansoni, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95 (2011) 2994-3000
- [12] A. Moradi, E. Sani, M. Simonetti, F. Francini, E. Chiavazzo, P. Asinari, *J. Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3488-3495
- [13] E. Sani, S. Barison, C. Pagura, L. Mercatelli, P. Sansoni, D. Fontani, D. Jafrancesco, F. Francini, *Optics Express*, 18 (2010) 5179-5187
- [14] E. Sani, P. Di Ninni, L. Colla, S. Barison, F. Agresti, *J. Nanoscience and Nanotechnology*, 15 (2015), 3568-3573
- [15] *Renewables 2015 Global Status Report* (ISBN 978-3-9815934-6-4)
- [16] M.Liu, N.H. Steven Tay, S. Bell et al, *Renew. Sust. Ener. Rev.*, 56 (2016), 1411-1432
- [17] <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- [18] "Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer" EuroObserver (2015)
- [19] <http://www.qualenergia.it/articoli/20150716-vapore-solare-per-produzione-di-formaggi>
- [20] ANEST-Associazione Nazionale Energia Solare Termodinamica, <http://anest-italia.it>
- [21] Erickson WP, Johnson GD, Strickland MD, Young DP, Sernka KJ, Good RE. National wind coordinating committee (NWCC) resource document. Cheyenne, WY, USA: Western EcoSystems Technology Inc.; 2001.
- [22] www.solarpaces.org
- [23] Solar Thermal Electricity – Global outlook 2016 – Greenpeace-ESTELA-SolarPACES, 2016 <http://www.solarpaces.org/component/phocadownload/category/8-library?download=6:solar-thermal-electricity-global-outlook-2016>
- [24] T. Crescenzi, M. Falchetta, A. Fontanella, E. Metelli, A. Miliuzzi, F. Spinelli, L. Sipione – Opportunità di applicazione delle tecnologie solari termodinamiche in Italia – ENEA 2016 – ISBN. 978-88-8286-337-7 <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/edizioni-enea/2016/applicazioni-tecnologie-solari>
- [25] Fonte: CSP Today www.csptoday.com
- [26] Report of the Expert Group on 175 GW RE by 2022 – National Institution for Transforming India http://niti.gov.in/writereaddata/files/writereaddata/files/document_publication/report-175-GW-RE.pdf
- [27] Dubai set to hit record-low Middle east CSP price on its first project http://social.csptoday.com/markets/dubai-set-hit-record-low-middle-east-csp-price-its-first-project?utm_campaign=CSP+21SEP16+Newsletter++English&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=279caa0c4634bf3b3a281d848870da6&elq=0c65b6fd75d74e3fa198d5beef2d9a99&elqaid=22402&elqat=1&elqCampaignId=9922
- [28] Presentazioni nazionali nel corso del Meeting del Comitato Esecutivo di SolarPACES, 5-6 Aprile 2016, Zurigo, cui presenza l'ing. Massimo falchetta (ENEA) in rappresentanza dell'Italia.
- [29] SolarReserve eyes Chile CSP wins as surplus PV disrupt markets http://social.csptoday.com/markets/solarreserve-eyes-chile-csp-wins-surplus-pv-disrupts-markets?utm_campaign=CSP+07SEP16+Newsletter&utm_medium=email&utm_source=Eloqua&elqTrackId=f40206a7684b4a9592791e0b26e992bc&elq=580ae9e29a574a7bae55a9a5a54cb76b&elqaid=22079&elqat=1&elqCampaignId=9719
- [30] Termodinamico STEM: inaugurato il 1° impianto al mondo in Sicilia <http://www.rinnovabili.it/energia/termodinamico/termodinamico-stem-impianto-sicilia-666/>
- [31] F. Angelantoni – Il solare termodinamico: un'opportunità per il paese. *Energia ambiente Innovazione* 5/2014, ENEA – DOI 10.12910/EAI/2014-84

SOLARE TERMICO PER USO RESIDENZIALE E INDUSTRIALE

P. De Natale, V. Balomba, S. Vasta - CNR



DESCRIZIONE TECNICA

La tecnologia solare termica a media/bassa temperatura (<math><150^{\circ}\text{C}</math>) consiste nella captazione e conversione diretta della radiazione solare in energia termica. Tale tecnologia si basa su componenti, noti come collettori solari, i quali consentono la captazione dell'energia solare e il suo trasferimento ad un fluido termovettore (e.g. acqua, aria) che viene fatto circolare e sfruttato per riscaldamento, acqua calda sanitaria e raffrescamento (Solar Cooling).

Il solare termico è impiegato in prevalenza (85% della potenza installata) per il riscaldamento di acqua per uso domestico, mentre il rimanente 15% viene utilizzato per il riscaldamento di acqua in applicazioni commerciali o multiutenza (10%) e il cosiddetto solar combi (calore domestico + acqua sanitaria) [7].

Esistono attualmente in commercio differenti tipologie di collettori solari (e.g. piani, a tubi evacuati, a concentrazione) che consentono di ottenere una diversa temperatura di fornitura del fluido termovettore, a spesa di una maggiore complessità tecnologica e quindi con costi maggiori.

Diversi possono essere anche i sistemi usati per ricircolare il fluido vettore. Nei sistemi attivi, una pompa permette il passaggio dell'acqua (o altri fluidi come glicoli) tra il serbatoio di acqua calda e i collettori, nella versione passiva invece il sistema sfrutta per il ricircolo la diversa densità tra il fluido caldo e il fluido freddo. In questo ultimo caso il serbatoio è posto sopra il collettore. I sistemi di ricircolo attivo sono generalmente più efficienti ma, richiedendo l'utilizzo di un pompa, necessitano di un apporto energetico ed economico maggiore. Per questo motivo i sistemi passivi sono maggiormente diffusi (Figura 1) [8].

Gli sviluppi tecnologici, tuttora in corso, hanno permesso il raggiungimento di performance tali da portare alla commercializzazione e diffusione della tecnologia in gran parte dei paesi europei, Italia compresa [1].

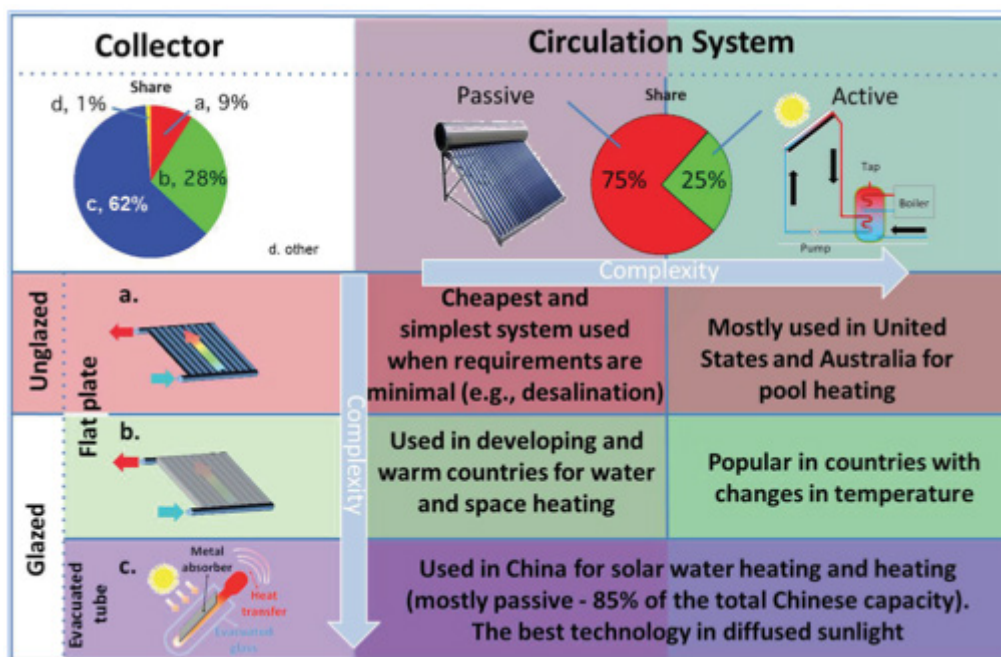


Figura 1 Tipi di Collettori solari SWH e Sistemi di ricircolo

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Negli ultimi 15 anni la Cina si è proposta come leader mondiale dello sviluppo di componentistica per il Solar Heating. A livello europeo, la tecnologia solare termica risulta piuttosto diffusa. Allo stato attuale sono stimati più di 30 GW termici prodotti da solare termico in Europa [2] e più di 250 globalmente [8] (Figure 2-3).

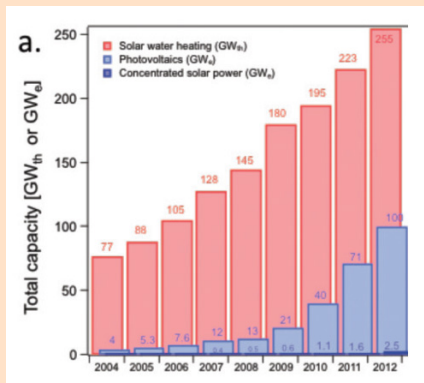


Figura 2 Capacità totale installata globalmente per il Solar Water Heating - SWH (in GW_{th}), PV e CSP (in GW_e) [8]

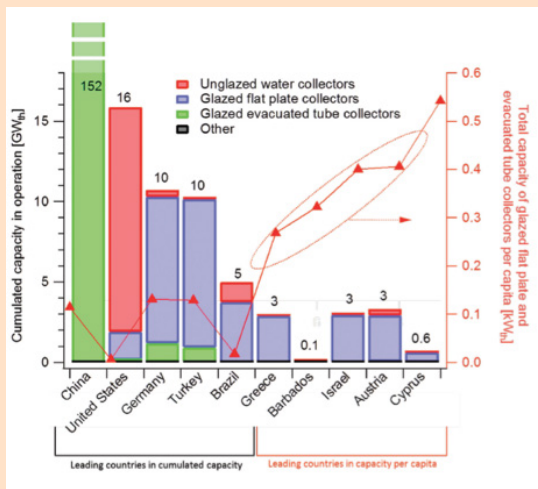


Figura 3 Capacità SWH totale installata nelle nazioni leader di settore [8]

specialmente nelle regioni del sud Italia in cui la diffusione dei sistemi solari termici di piccola taglia per applicazioni domestiche risulta ancora non sufficiente rispetto all'ampia disponibilità di energia solare, sia in termini di intensità che di copertura durante tutto l'anno.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale della tecnologia solare termica risulta essere quasi assente in quanto non vengono impiegati materiali particolarmente inquinanti e non vi è emissione di inquinanti nell'aria. Il consumo di risorsa idrica è analogo a quello che caratterizza qualunque impianto di riscaldamento.

Nazionale

La diffusione della tecnologia solare termica in Italia risulta tuttora non completamente avviata, con circa 188 MW termici corrispondenti a circa 270.000 m² di collettori installati [2].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia si presenta matura e già in parte commercializzata (TRL 5-9). Sono in corso tuttora programmi di sviluppo di sistemi e componenti avanzati a maggior efficienza.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Per definizione tali sistemi sfruttano energia solare per trasformarla in energia termica. L'energia termica, nel caso di sistemi Solar Cooling, può quindi essere impiegata per alimentare macchine per la produzione di energia frigorifera.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia solare termica può essere impiegata in qualunque settore in cui ci sia domanda di riscaldamento e raffreddamento. Esempio di un settore potenzialmente attraente è quello delle serre solari in agricoltura, in cui il riscaldamento della serra è ottenuto mediante fornitura di calore da collettori solari [5].

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'elevata disponibilità di fonte solare, e dunque di energia termica da fonte rinnovabile sul territorio nazionale, rappresenta un potenziale tuttora solo limitatamente sfruttato,

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ dei sistemi solari termici risultano nulle, anche se in condizioni attive è necessario considerare il dispendio energetico legato al funzionamento della pompa di ricircolo del fluido vettore.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Essendo le emissioni di CO₂ di tale tecnologia nulle, si può assumere una quantità di emissioni evitate rispetto ad una caldaia a gas a condensazione pari a circa 250 kg/MWh. Nel 2009 il riscaldamento dell'acqua domestica è stato responsabile globalmente di quasi la metà del consumo energetico domestico totale (47%). Tuttavia a livello mondiale solo lo 0,4% della domanda globale di energia per questo uso è stata soddisfatta da sistemi di Solar Heating [8]. La tecnologia possiede quindi ampi margini di mitigazione.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia solare termica dipende fortemente dalle condizioni operative e dalla tipologia di collettori impiegati. Si possono stimare rendimenti variabili dal 30% al 60%, dipendenti dalla stagione, dalle condizioni di funzionamento e dalla tecnologia di collettori impiegata [1]. Il tempo di vita di tale tecnologia si attesta attorno ai 20 anni [1].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

L'elevato livello di sviluppo tecnologico raggiunto dalla tecnologia solare termica garantisce un payback stimabile attorno ai 5 anni.

La competitività delle tecnologie SWH varia a seconda della nazione. Uno studio condotto nel 2009 sulla situazione cinese ha dimostrato che, nonostante un maggiore costo iniziale di investimento (per una fornitura di 100 l/giorno l'unità SWH pari a 248€ a confronto dei 164€ per uno scaldabagno elettrico e 139€ di uno a gas), la maggior durata e il più basso costo di operazione/manutenzione portavano ad un minore costo di sistema annuale (26€ per SWH, 90€ per il sistema elettrico e 61€ per quello a gas) [11]. In altre nazioni come Tunisia, Portogallo, USA e Israele gli ingenti incentivi e azioni regolatorie hanno consentito un rapido sviluppo della tecnologia con conseguente abbassamento dei costi di investimento e ampia penetrazione della tecnologia [9].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo risultano essere fondamentalmente legati al costo della tecnologia, alla limitata densità di potenza (che richiede superfici di captazione consistenti per ottenere produzione di energia termica al soddisfacimento delle richieste del carico) e alla necessità dello sviluppo di sistemi di accumulo termico efficienti e ad elevata densità di energia di accumulo.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità di crescita della tecnologia solare termica sono principalmente legate allo sviluppo di applicazioni efficienti, caratterizzate da un costo inferiore rispetto allo stato dell'arte. Fra le tematiche di ricerca e sviluppo, da sviluppare all'interno di consorzi composti da centri di ricerca, produttori e progettisti, rientrano i Sistemi Solar Combi compatti, per singole abitazioni e per condomini; integrazione della tecnologia solare termica in case passive; sistemi solari termici non a concentrazione per applicazioni industriali [6].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

La potenzialità di esportazione della tecnologia risulta essere strettamente legata al livello di innovazione di prodotto raggiunto. Allo scopo di poter competere con i mercati di produzione di massa e a basso costo, risulta necessario un ulteriore sforzo di ricerca e sviluppo a livello materiali, componenti e sistemi al fine di incrementare la qualità dei prodotti ad un costo competitivo con il mercato internazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le temperature relativamente modeste che possono essere raggiunte tramite l'utilizzo di tecnologie di riscaldamento solare sono potenzialmente utili in svariati settori dell'agricoltura e dell'industria (Figura 4 [8]).

Processi di pulizia e susseguente essiccamento, così come evaporazioni, pastorizzazioni e sterilizzazioni richiedono temperature simili ottenibili con questi processi.

Da sottolineare l'utilizzo di processi di Solar Heating per l'asciugatura di raccolti in agricoltura [10].

Le tecnologie di Solar Heating possono essere considerate per:

- settore industriale, per l'incremento dell'efficienza dei processi mediante integrazione di fonte rinnovabile termica; possibili anche facili azioni di retro-fitting.
- settore residenziale e terziario, per l'incremento della diffusione dell'impiego di fonti di energia rinnovabile termica, e riduzione delle emissioni connesse con l'impiego di tecnologie alimentate da combustibili fossili o energia elettrica.

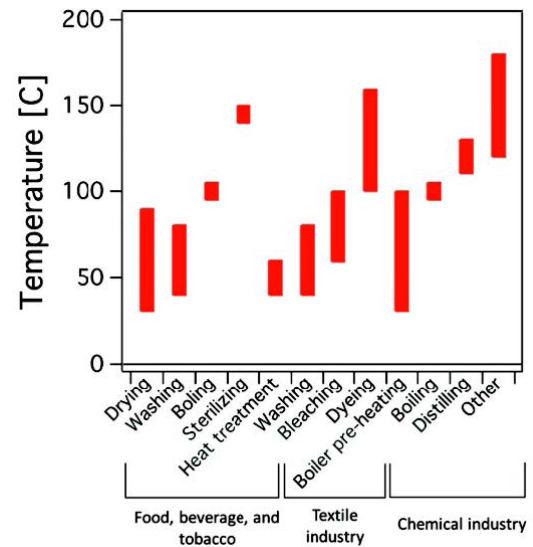


Figura 4 Temperature richieste in particolari processi industriali

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore residenziale e terziario
- Aziende agricole
- ESCO
- Impianti industriali con processi alimentati da energia termica a medio/bassa temperatura
- Impianti di Solar District Heating (SDH).

Sviluppo della tecnologia

- Aziende nel settore produzione energia termica per applicazioni domestiche e industriali.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **CNR:** sviluppo di impianti solari per raffrescamento (solar cooling)
- **ENEA:** sviluppo di sistemi, componenti, modellistica e metodi avanzati di calcolo per applicazioni solari a bassa e alta temperatura. Svolge attività per la certificazione dei collettori solari. Ha realizzato un impianto di Solar Cooling implementando l'impianto di climatizzazione esistente nell'edificio F51 in ENEA Casaccia, nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico
- **Università di Palermo:** DREAM (Dipartimento di Ricerche Energetiche ed Ambientali dell'Università degli studi di Palermo), in collaborazione con l'ENEA, svolge da alcuni anni attività di ricerca nel campo del condizionamento estivo degli edifici con sistemi di Solar Cooling (impianto DEC (desiccant cooling))
- **Università di Padova:** attività per la valutazione e miglioramento delle prestazioni dell'impianto di Solar Heating e Cooling installato da ENEA
- **Università di Firenze:** sviluppo di sistemi e collettori solari a concentrazione
- **Politecnico di Milano - Dipartimento di Energia:** Riscaldamento, ventilazione, condizionamento dell'aria e refrigerazione
- **Università di Cagliari:** sviluppo di sistemi per il solar cooling; sviluppo di un codice di calcolo per la simulazione del funzionamento di macchine frigorifere alimentate ad acqua calda, alle temperature dei collettori solari termici.

BEST PRACTICES

- sistema di teleriscaldamento a Graz (Austria) da solare termico con superficie di collettori installati paria a 500 m², capace di soddisfare la richiesta di acqua calda sanitaria per 188 appartamenti [3]
- impianto di Solar Cooling e produzione di acqua calda sanitaria per un college a Singapore. Area di collettori installati 3872 m² per alimentare un chiller ad assorbimento da 1.5 MW e un accumulo di acqua calda sanitaria da 6.5 m³ [4]
- impianto solar cooling per il condizionamento invernale ed estivo dell'edificio alla Scuola delle Energie (Edificio F92) nel CR ENEA Casaccia con impianto a pavimento radiante. Area collettori, del tipo a tubi evacuati, di 56 m², gruppo frigo ad assorbimento da 70kW, accumulo termico con 2 serbatoi da 1500l/cadauno. L'edificio è gestito da un sistema BEMS (Building Energy management System)
- impianto solar cooling (Edificio F96) realizzato nel CR ENEA Casaccia per la climatizzazione di una serra che sviluppa una superficie di 210 m² ed un volume di 950 m³. Area collettori installati 50 m² per alimentare un chiller ad assorbimento da 17,5 kW ed un accumulo di acqua calda da 1500 l. L'impianto è gestito da un sistema di controllo e gestione e acquisizione dati.



Impianto di solar heating and cooling presso Edificio F92 del CR ENEA Casaccia



Impianto di solar cooling (Edificio F51) del CR ENEA Casaccia



Impianto di solar cooling presso Edificio F96
"Serra a Contenimento" del CR ENEA Casaccia

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] John A. Duffie, William A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition. ISBN: 978-0-470-87366-3.
- [2] <http://www.estif.org/>
- [3] <http://solid.at/en/references/solar-heating/buildings>
- [4] http://solid.at/images/pdf/ref_e_uwc_Singapore.pdf
- [5] G. Vox, E. Schettini, A. Lisi Cervone, A. Anifantis, SOLAR THERMAL COLLECTORS FOR GREENHOUSE HEATING, ISHS Acta Horticulturae 801: International Symposium on High Technology for Greenhouse System Management: Greensys2007
- [6] Solar heating and cooling technology roadmap – European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling, June 2014.
- [7] R. Shukla, K. Sumathy, P. Erickson, and J. Gong, “Recent advances in the solar water heating systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 19, 173–190, Mar. 2013 “
- [8] A. Maurano, R. Amatya, V. Bulovic “Solar Heating for Residential and Industrial Processes” Working Paper of the Massachusetts Institute of Technology, 2015 (MITEI-WP-2015-04)
- [9] “Technology Roadmap Solar Heating and Cooling,” 2012. (OECD/IEA, 2012)
- [10] C. Philibert, “Barriers to technology diffusion: the case of solar thermal technologies,” Oct. 2006
- [11] “Background Paper : Chinese renewables status report,” 2009



DESCRIZIONE TECNICA

I materiali termoelettrici (TE) sono in grado di generare elettricità a partire da una fonte di energia termica o di essere usati come pompe di calore allo stato solido.

Una diffusione di questa tecnologia su larga scala è legata all'identificazione e allo sviluppo di materiali caratterizzati da una efficienza termodinamica superiore a quella dei materiali attualmente disponibili, per i quali si attesta attualmente a circa il 15% del limite di Carnot [1]. Vincoli di carattere tecnologico (difficoltà di disaccoppiare la conduzione elettrica da quella termica) sono all'origine della limitata efficienza e dei costi elevati dei dispositivi oggi disponibili, e hanno largamente circoscritto la tecnologia ad applicazioni aerospaziali complesse quali i Radioisotope Thermoelectric Generators [2]. La tecnologia TE è infatti caratterizzata da svariate proprietà appetibili per applicazioni nei settori automotive, aeronautico, militare, meccatronico ecc.: i generatori sono scalabili da dimensioni micrometriche fino a dimensioni tali da essere interfacciabili con impianti industriali, possono essere leggeri, e possono in linea di principio operare in condizioni estreme per tempi lunghi (ad es. sulla scala dei decenni).

Il progresso delle tecniche di sintesi di nuovi materiali, e in particolare di nuovi nanomateriali, oggi offre opportunità inedite per lo sviluppo di una generazione di dispositivi TE più efficienti, basati su materiali con proprietà non raggiungibili con i composti "bulk" che sono stati studiati negli ultimi decenni [3].

Un'ulteriore direzione di sviluppo è costituita dallo studio di nuovi materiali TE di natura polimerica, che potrebbero offrire dispositivi TE a basso costo e meccanicamente flessibili [4], interfacciabili in prospettiva con applicazioni domotiche, dispositivi biomedicali e sensori indossabili e impiantabili. In parallelo, vari soggetti industriali, come nel caso delle case automobilistiche (fra cui Volkswagen, Volvo, Ford e BMW) [4-6], stanno concretamente esplorando la possibilità di integrare dispositivi TE in prodotti di largo consumo. Soluzioni esplorate in questa direzione includono sistemi di waste heat recovery su impianti industriali o su reti di sensori wireless, che acquisiranno un ruolo sempre più importante nei prossimi anni nelle nuove tecnologie IoT per smart factories, cities e communities. Studi sperimentali sono attualmente condotti per valutare le proprietà di energy harvesting anche su polimeri piroelettrici, in modo da integrare la conoscenza consolidata dell'effetto piroelettrico, recentemente dimostrata per harvesting di energia solare, all'utilizzo di polimeri piroelettrici flessibili, indossabili e utilizzabili per la realizzazione di dispositivi biomedici nonché per la fabbricazione di generatori per l'alimentazione di sensori biometrici che sfruttano il calore corporeo [11]. Recenti ricerche di settore valutano che il mercato mondiale della tecnologia TE crescerà dai 40 milioni di dollari nel 2014 a 950 milioni nel 2024 [7].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia di generazione TE rimane attualmente diffusa soprattutto in applicazioni di nicchia. A livello europeo sono nate negli ultimi anni nuove compagnie con un forte focus sulla tecnologia TE, in particolare per applicazioni di piccola scala. Fra queste si ricordano: la greenTEG in Svizzera (<http://www.greenteg.com/>) e la Micropelt in Germania (<http://www.micropelt.com/>). Sempre in ambito europeo, la tecnologia TE sta attraendo un significativo interesse nell'ambito automotive e varie case automobilistiche (Volkswagen, Volvo e BMW) stanno sviluppando generatori TE in grado di recuperare energia dal calore di scarto del motore, in sostituzione degli alternatori. Le stime attuali indicano che questa tecnologia porterà ad un risparmio del 3-5% nel consumo di carburante [7].

Su scala mondiale, in particolare negli Stati Uniti, lo sviluppo di sistemi TE risulta significativamente più avanzato e ha visto la fondazione di svariate nuove compagnie, anche in ambito di recupero energetico da impianti di scala industriale.

Nazionale

Le applicazioni di generazione di energia basata su dispositivi TE non si sono ancora sviluppate in Italia. Sono tuttavia presenti compagnie che operano nell'ambito della tecnologia TE, utilizzata per la realizzazione di pompe di calore, come nel caso dei prodotti nautici della Peltech SRL (<http://www.peltech.com/>).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Sistemi TE per il recupero di energia termica da impianti industriali: TRL9, prodotti commerciali esistenti.

Sistemi TE per il settore automobilistico: TRL7, prototipi dimostrati da varie case automobilistiche ma non ancora in produzione su larga scala.

Sono inoltre in via di sviluppo (TRL 3) sistemi TE basati su nuovi materiali/nanomateriali.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia termoelettrica risulta particolarmente adatta all'energy harvesting, in particolare:

- Recupero di energia dal calore dissipato dai macchinari esistenti. In questo caso la tecnologia va ad impattare i consumi di qualsiasi fonte energetica primaria alimenti i macchinari a cui viene associata. Nel caso dei motori a combustione interna, comporterebbe un risparmio di carburante di origine petrolifera
- Energia solare. I generatori TE possono essere associati al solare a concentrazione, in casi in cui la scalabilità della tecnologia TE si rivelasse conveniente rispetto alle tecnologie alternative in questo ambito
- Corpo umano. I generatori TE per l'alimentazione di sensori biometrici potrebbero alimentarsi utilizzando il calore prodotto dal corpo umano.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia TE, in quanto largamente scalabile e molto robusta, risulta estremamente versatile e ci si aspetta che possa avere un impatto su svariati ambiti che vanno al di là di quello prettamente energetico. In particolare:

- **Reti di sensori remoti.** Grazie al recente e significativo sviluppo dell'elettronica a basso consumo, risulta oggi prevedibile la realizzazione di sistemi di monitoraggio alimentati da piccoli generatori TE in grado di raccogliere energia da fonti di calore nell'ambiente. In questo ambito la tecnologia TE potrebbe essere particolarmente appetibile nei casi in cui sorgenti alternative non risultano disponibili (come per esempio l'energia solare) o in cui risulta difficile e/o non desiderabile dover sottoporre a manutenzione i sistemi di monitoraggio
- **Sensori biometrici/indossabili.** In maniera analoga al punto precedente, piccoli generatori TE potrebbero essere usati in un futuro prossimo per alimentare sensori biometrici che sfruttano il calore del corpo umano per la loro alimentazione
- **Refrigerazione/condizionamento/pompe di calore allo stato solido.** Nel caso in cui la tecnologia TE raggiungesse una efficienza adeguata, potrebbe essere utilizzata in applicazioni HVAC (Heating, Ventilating and Air Conditioning) di larga scala, che oggi esistono ma confinate a mercati di nicchia. Gli ambiti applicativi potrebbero coinvolgere ancora il settore automotive o anche altri prodotti di largo consumo. In questo caso il valore aggiunto della tecnologia TE risiede nel fatto di essere facilmente scalabile sulle esigenze della specifica applicazione e di non richiedere virtualmente nessun tipo di manutenzione.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La tecnologia TE è relativamente poco correlata alle particolarità del territorio nazionale, in quanto il suo utilizzo più naturale consiste nel recupero di energia dal calore dissipato dai macchinari esistenti. In questo senso, la grande importanza del trasporto su gomma fornisce ampi spazi di miglioramento nell'efficienza energetica. Un possibile ulteriore impatto potrebbe verificarsi in connessione al recupero di energia da fonti di calore naturali (solare e geotermico) nei casi in cui le proprietà della tecnologia TE (per esempio la realizzazione di dispositivi di piccola scala) la rendano appetibile rispetto alle tecnologie convenzionalmente utilizzate in questi ambiti.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Come per tutti i generatori di energia rinnovabile, l'impatto ambientale dei dispositivi TE consiste soprattutto nella loro produzione ed eventuale smaltimento. Allo stato attuale alcuni materiali TE operanti ad alta temperatura sono poco inquinanti, quali SiGe, integrati su piattaforme "C-MOS compatible". Diversamente, vari materiali per applicazioni a temperature più vicine a quella ambientale contengono materiali rari e/o nocivi (BiTe, BiSe, PbTe, ecc.).

Durante la loro vita operativa, i dispositivi TE non hanno nessun impatto inquinante e al contrario possono aumentare l'efficienza energetica dei macchinari esistenti, come per esempio nel caso dell'adozione di un generatore TE in sostituzione dell'alternatore in una automobile.

Emissioni CO₂/MWh

Nessuna emissione di CO₂ durante la produzione di energia elettrica.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nel caso dei veicoli a motore, si prevede che l'adozione di sistemi TE per il recupero dell'energia dal calore disperso dai motori a combustione interna porterà ad un risparmio di carburante fra il 3 e il 5% [8]. Considerato che 1 MWh di energia termica corrisponde alla combustione di circa 75 kg di combustibile, si può stimare un risparmio di 2,3-3,8 kg di carburante e una emissione evitata di circa 7-12 kg CO₂ per ogni MWh.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le efficienze attuali dei dispositivi TE variano molto con le applicazioni e le condizioni di operazione. Limitandosi al caso dei generatori TE per sostituire gli alternatori nel settore dei trasporti, le attuali previsioni sono che questa tecnologia porterà ad un risparmio di carburante stimato fra il 3 e il 5% [7]. Se quando applicata universalmente ai veicoli a combustione interna circolanti, questa transizione tecnologica comporterà una riduzione nel consumo di carburante in Italia, considerando un consumo annuo dell'ordine dei 30-40 milioni di tonnellate di benzina e gasolio [10] di 1-2 milioni di tonnellate all'anno, corrispondenti a: (i) un risparmio energetico di 15-30TWh di energia termica annua; (ii) una potenza termica media non consumata, di 1,5-3,0 GW; (iii) una quantità di CO₂ non emessa di 3-6 milioni di tonnellate annui.

I tempi di vita attesi sono molto lunghi in quanto i dispositivi non contengono parti in movimento e sono generalmente molto robusti. Le statistiche su prodotti di largo consumo, che stanno emergendo solo di recente, restano scarse. Tuttavia, i tempi di vita si possono estendere sulla scala dei vari decenni. Un caso esemplare è costituito dal generatore TE in SiGe che alimenta la sonda Voyager 1, che attualmente si trova a circa 20 miliardi di chilometri dalla Terra: il suo generatore TE è in operazione nello spazio da quasi 40 anni e si prevede smetterà di funzionare intorno al 2025, solo per esaurimento della fonte di calore nucleare con cui è a stretto contatto. Questi parametri rendono particolarmente interessante la tecnologia in riferimento ai prossimi sviluppi attesi nel settore spaziale a livello Italiano ed Europeo.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di investimenti dipendono essenzialmente dalla tecnologia utilizzata. Dispositivi basati su fibre polimeriche hanno costi ridotti mentre dispositivi a stato solido hanno costi più elevati poiché per la loro sintesi necessitano di tecnologie più costose.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia TE sono: (i) know-how all'ingresso per cui è necessario innescare una filiera di ricerca e produttiva efficace; (ii) l'efficienza limitata degli attuali convertitori; (iii) il costo e la tossicità di alcuni dei materiali utilizzati come elementi attivi. In generale, la crescita della infrastruttura produttiva in Italia risulta più lenta che in altre parti del mondo, come per esempio in nord Europa e negli Stati Uniti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Si riscontra a livello nazionale la presenza di competenze diffuse di ricerca di altissimo livello. Allo stesso tempo, l'ampia presenza di soggetti produttivi e distretti industriali nei settori della meccatronica, dell'aerospazio, e dell'automotive, e dei relativi indotti, consentono di stimare un impatto potenziale sul PIL significativo qualora si riuscisse a collegare i soggetti di ricerca ed aziendali direttamente interessati allo sviluppo della tecnologia TE.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Sistema industriale: recupero di energia dal calore di scarto. Vantaggio sta nella flessibilità della tecnologia (scalabile, poca manutenzione)

Trasporti: dove l'utilizzo dei dispositivi TE hanno un grosso impatto. Case automobilistiche come Volkswagen, Volvo, Ford e BMW stanno concretamente esplorando la possibilità di integrare dispositivi TE in prodotti di largo consumo

Residenziale: diversamente dai casi precedenti andiamo sull'ipotetico. Se l'efficienza aumenta si può pensare a sistemi a pompe di calore allo stato solido per il condizionamento degli ambienti e per la refrigerazione

Terziario: nuove applicazioni come reti di sensori, sensori indossabili, ecc.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Ad oggi la tecnologia TE viene utilizzata per la realizzazione di pompe di calore allo stato solido, ad es. per il settore nautico.

Sviluppo della tecnologia

- Microelettronica
- Meccatronica
- Aeronautico/aerospaziale.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

L'Italia presenta diverse eccellenze in ambito TE:

- **Scuola Normale Superiore:** studio sperimentale delle proprietà termoelettriche di materiali nanostrutturati
- **Università del Salento:** studio sperimentale di nuovi materiali TE di natura polimerica, che potrebbero offrire dispositivi TE a basso costo e meccanicamente flessibili
- **Laboratorio LNESS** (Politecnico di Milano e IFN-CNR): Progettazione e la realizzazione di super-reticoli ad alto contenuto di Ge integrati su silicio e loro nano-strutturazione per bloccare lo scattering della diffusione dei fononi acustici a basse lunghezze d'onda
- **Università di Como Insubria:** teoria delle proprietà termoelettriche dei sistemi interagenti
- **Università di Genova:** sintesi e caratterizzazione di materiali termoelettrici
- **CNR:** oltre ad una intensa attività di studio e ottimizzazione di materiali a matrice nanometrica polimerici e convenzionali, progetta e realizza i relativi moduli e ne caratterizza le proprietà fondamentali e tecnologiche.

Da segnalare come di recente è stata costituita anche l'Associazione Italiana di Termoelettricità, che vede personale CNR nel suo direttivo, volta a diffondere quanto possibile la tecnologia e a creare una sinergia tra le competenze nazionali in queste tematiche anche al fine di ottimizzare la ricerca nel settore e accedere a finanziamenti esterni.

BEST PRACTICES

Impianti industriali: da pochi anni sono disponibili dispositivi per il recupero energetico su scala industriale, prodotti da compagnie statunitensi come la Perpetua (<http://perpetuapower.com/>) e la Alphabet energy (<http://www.alphabetenergy.com/>).

Settore automobilistico: varie case automobilistiche fra cui BMW, Volkswagen, Ford e Volvo hanno dimostrato prototipi in cui l'alternatore è sostituito da un generatore TE in grado di recuperare energia scambiando calore fra le parti calde del motore e l'ambiente circostante.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] G. Jeffrey Snyder and Eric S. Torberer, "Complex thermoelectric materials", Nature Materials 7, 105 (2008). DOI: 10.1038/nmat2090
- [2] <https://solarsystem.nasa.gov/rps/rtg.cfm>
- [3] M. S. Dresselhaus, G. Chen, M. Y. Tang, R. G. Yang, H. Lee D. Z. Wang, Z. F. Ren, J.-P. Fleurial and P. Gogna, Adv.Mater. 19, 1043 (2007).
- [4] Presentazione al DoE Thermoelectric Applications Workshop, San Diego 2011. "Overview of Ford's Thermoelectric Program", <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f13/maranville.pdf>
- [5] Presentazione al DoE Thermoelectric Applications Workshop, San Diego 2011. "Efficient and Dynamic: the BMW Group roadmap for the application of thermoelectric generators" http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f13/eder_0.pdf
- [6] Report GenTherm 2014 "Thermoelectric Waste Heat Recovery Program for Passenger Vehicles" http://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/ace080_barnhart_2014_o.pdf
- [7] Ricerca di mercato della IDTechEx. "Thermoelectric Energy Harvesting 2014-2024: Devices, Applications, Opportunities", November 2015, <http://www.researchandmarkets.com/research/36dxkm/thermoelectric>
- [8] R. Venkatasubramanian et al., 'Thin-film thermoelectric devices with high room-temperature figure of merit', Nature 413, 597 (2001)
- [9] D.M. Rowe (Ed.), 'Thermoelectrics Handbook: Macro to Nano' CRC Taylor and Francis (2006)]
- [10] RAEE2011 – Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2013 (Enea) <http://www.enea.it/it/pubblicazioni/pdf-volumi/RAEE20132.pdf>.
- [11] L. Battista, L. Mecozzi, S. Coppola, V. Vespini, S. Grilli, P. Ferraro, "Graphene and carbon black nanocomposite polymer absorbers for a pyro-electric solar energy harvesting device based on LiNbO3 crystals" Applied Energy 136, 357-362 (2014).

DESCRIZIONE TECNICA

La biomassa lignocellulosica, a differenza dei rifiuti, che contengono plastiche e materiali derivati dal petrolio, può essere considerata a pieno titolo una fonte di energia rinnovabile. Le biomasse possono essere utilizzate per la produzione di energia termica, elettrica o cogenerazione (termica ed elettrica assieme) mentre le tecnologie vengono distinte a seconda della quantità di ossigeno impiegato nella conversione termochimica: si parla di combustione e gassificazione in presenza di ossigeno, pirogassificazione in presenza parziale di ossigeno, e di pirolisi quando l'ossigeno è utilizzato esclusivamente per l'avvio della reazione.

Per la sola produzione di calore i sistemi di combustione possono avere taglia molto ridotta (stufe, cucine economiche), o superare i 100 MW di potenza installata, che utilizzano reti di teleriscaldamento per la distribuzione agli utenti finali. Se la biomassa si presenta sotto forma di cippato (scaglie di legno) le caldaie hanno un funzionamento automatizzato grazie ad appositi sistemi di alimentazione (spintori, coclee). La combustione avviene in caldaie dotate di griglie fisse o, più frequentemente, mobili. Quest'ultime sono utilizzate soprattutto in impianti medio-grandi e garantiscono migliori condizioni di combustione, facendo fronte alla tipica disomogeneità del combustibile lignocellulosico in pezzatura e umidità. Il funzionamento si basa sul movimento delle sezioni della griglia, costituite in barre in lega di acciaio, le quali determinano lo spostamento della biomassa lungo la griglia stessa e il progressivo essiccamento, sino alla completa combustione; le ceneri sono rimosse automaticamente dal movimento della griglia per un efficace controllo dello spessore del letto anche in condizioni di rammollimento e parziale fusione delle ceneri. Per la produzione di elettricità o la cogenerazione la biomassa viene bruciata utilizzando le tecnologie sopra descritte o impianti a letto fluido (di taglia maggiore). L'elettricità viene prodotta con turbine a vapore o cicli Rankine a fluido Organico (ORC) se si utilizzano normali caldaie di combustione. Nel caso di impianti a gassificazione l'energia elettrica viene prodotta da turbine a gas o motori a combustione interna e il calore generato può essere un prodotto utile dell'impianto (cogenerazione). Per la produzione di energia elettrica di grande taglia si utilizzano impianti convenzionali a vapor d'acqua a ciclo Rankine, mentre per centrali di taglia inferiore (<2 MWe) vengono preferiti i sistemi ORC, che lavorano con fluidi organici e hanno all'uscita della caldaia vapore saturo. Ciò rende più semplici gli impianti (mancanza surriscaldatore), e garantisce costi di gestione minori.

La gassificazione del legno è uno dei processi che negli ultimi anni è stato oggetto di rinnovato interesse e innovazione tecnologica. Il processo converte rapidamente un combustibile solido (biomassa) in un combustibile gassoso, costituito principalmente da idrogeno, metano e monossido di carbonio che può essere utilizzato quale combustibile in turbine a gas, motori endotermici o fuel cell, permettendo la produzione di energia elettrica termica o biocarburanti (attraverso processi di sintesi) [8].

I gassificatori possono essere a letto fluido o a letto fisso. Questi ultimi si dividono inoltre in: - updraft - downdraft - cross current (crossdraft) - open core. Nel updraft o a tiraggio superiore (detti anche a controcorrente) il gas sale mentre il combustibile scende verso il basso. La biomassa è essiccata ad opera del gas di sintesi caldo ascendente, mentre il combustibile solido è pirolizzato e produce un char che continua il suo moto verso la parte bassa del reattore per essere gassificato; i vapori di pirolisi sono trascinati verso l'alto dal gas di sintesi. Il gas combustibile prodotto contiene una frazione relativamente alta di tars e idrocarburi che gli conferiscono un elevato potere calorifico. I vantaggi principali dei gassificatori updraft sono la relativa semplicità costruttiva e l'alta efficienza termica grazie al calore recuperato dal gas di sintesi per l'essiccazione e la pirolisi della biomassa prima che questa entri nella zona di gassificazione. Pur avendo elevate efficienze di conversione i gassificatori up draft producono un syngas con un elevato contenuto di catrami (tar) che rendono difficile l'utilizzo diretto e richiedono forti sforzi per la sua pulizia e renderlo conforme alle caratteristiche richieste dagli utilizzatori finali.

Nel downdraft o a tiraggio inferiore (detti anche a equicorrente) sia l'ossidante che il combustibile scendono verso la parte bassa del gassificatore attraverso un letto di solidi a pacco, supportati da una strizione Venturi del reattore detta gola o diavolo, dove avviene la maggior parte delle reazioni di gassificazione. Ciò consente alte conversioni dei prodotti di pirolisi e quindi un basso contenuto di tar nel gas combustibile di sintesi. La particolare configurazione minimizza la percentuale di tar nel gas prodotto. I gassificatori di questo tipo sono relativamente semplici e molto diffusi. A causa del basso contenuto di tar nel gas di sintesi si prestano bene ad essere usati per la produzione di energia elettrica di piccola taglia con motori a combustione interna o microturbine. Il funzionamento dei gassificatori a letto fisso crossdraft è simile a quello degli updraft ma il combustibile si muove verso il basso mentre l'ossidante è immesso trasversalmente. L'Open core si presenta come una variante del downdraft senza gola per biomasse con alto contenuto di cenere che viene continuamente rimossa dalla grata.

I gassificatori a letto fluido si suddividono in letto bollente, letto circolante, letto pressurizzato. Nel gassificatore a letto bollente sono presenti due fasi: una fluida nella parte inferiore e una gassosa nella parte superiore del gassificatore. In quello a letto circolante la miscela bifase gas/solido non è stratificata in due fasi di densità nettamente diversa, ma si ha un progressivo incremento della fase gassosa salendo verso l'alto; il gas che esce dal reattore deve essere separato dalle particelle solide trasportate dal flusso, le quali sono poi reinserite nel reattore. I gassificatori a letto pressurizzato hanno la caratteristica di operare in atmosfera pressurizzata, al contrario dei precedenti in cui si mantiene la pressione atmosferica [4].

Recentemente sono stati proposti una serie di gassificatori innovativi multistage con l'obiettivo di separare le varie reazioni che avvengono nel processo, in particolare essiccazione, pirolisi e gassificazioni, ciò permette di rendere l'impianto molto più versatile e flessibile sia per tipologia di biomassa che per caratteristiche (umidità pezzatura ecc). Le varie sezioni hanno l'obiettivo

di generare char che viene gassificato nella sezione finale, ciò permette di realizzare una sorta di pretrattamento a monte del gassificatore generando del carbonio da gassificare nella sezione finale e producendo un syngas con minori catrami.

La conversione termochimica di biomasse in assenza o limitata presenza di ossigeno è definita pirolisi o piroschissione. Rispetto alla tecnologia di gassificazione, la pirolisi e pirogassificazione si caratterizzano per una resa più elevata in residuo carbonioso solido (char o biochar). Quest'ultimo è una matrice ad elevato contenuto di carbonio ed è altamente recalcitrante alla degradazione. Negli ultimi anni l'utilizzo di questa matrice come ammendante in agricoltura ha destato grande interesse come strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici, in quanto in grado di coniugare la produzione di calore e di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili, e il sequestro di carbonio organico nei suoli.

Le tecnologie di pirolisi si differenziano sulla base del tempo di processo (da alcune ore a pochi secondi) e della temperatura di esercizio. Si distinguono Slow pyrolysis (400 °C - 650 °C) Fast pyrolysis (650 °C - 850 °C) e PyroGasification (900 °C - 1100 °C). I diversi processi forniscono rese diverse in termini di biochar prodotto e biochar con caratteristiche differenti.

Oltre alla produzione di energia e al sequestro di carbonio, l'uso del biochar come ammendante dei suoli ha un grande interesse agronomico, la letteratura scientifica su questo tema ha ampiamente dimostrato che l'applicazione di biochar al suolo: migliora le caratteristiche chimiche, fisiche e biologiche con un aumento medio delle rese agricole pari al 10% [9], riducendo il loro fabbisogno idrico [1].

L'utilizzo del biochar in agricoltura è stato recentemente normato in Italia con il suo inserimento nella lista degli ammendanti (Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°186 del 12-8-2015). La legge definisce le caratteristiche delle biomasse utilizzabili per la produzione di biochar e le specifiche chimiche e fisiche del prodotto finale.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In ambito europeo (EU28) sono stati censiti 3696 impianti a biomassa (cippato di legno). Di questi il 75% sono impianti per la sola produzione di calore, 21% per la cogenerazione e soltanto il 3% centrali elettriche. In termini di numero di impianti spiccano Francia (oltre 600), Austria (oltre 550), Germania e Finlandia (oltre 470) e Svezia (oltre 310). La taglia media degli impianti è fortemente legata al tipo di energia prodotta: i sistemi termici si attestano sui 5 MW, poiché devono essere dimensionati in modo tale da scaldare in modo capillare centri abitati di taglia medio-piccola. I sistemi di cogenerazione, in media di 45 MW, sono in genere al servizio di città attraverso una rete di teleriscaldamento molto estesa, complessa e costosa. In altri casi questi sono associati a industrie con alto fabbisogno di energia termica/vapore, come le cartiere. Le centrali elettriche hanno una taglia media di 56 MW [1].

Nazionale

Il censimento dei Comuni Rinnovabili 2015 di Legambiente dichiara che gli impianti a biomassa solida sono presenti su 1733 comuni, per una potenza installata totale di 1.131 MW termici, 942.3 MW elettrici e 350 kW frigoriferi [11]. A questi vanno aggiunti oltre 2 milioni di impianti domestici a biomassa di tipo moderno e con elevata efficienza alimentati a legna, cippato o pellet (la stima del numero di impianti è estremamente difficile). Nella tabella seguente si riportano i primi dieci comuni per potenza termica installata (nel caso di Strongoli da imputarsi a due centrali elettriche). Ad esclusione degli impianti di Brunico, Fiera di Primiero e Tirano che utilizzano il calore prodotto, tutti gli altri impianti dissipano l'energia termica senza alcun utilizzo riducendo drasticamente l'efficienza energetica complessiva (ovvero il rapporto tra energia utile prodotta e l'energia contenuta nel combustibile).

Le tecnologie di pirolisi, secondo una proiezione realizzata dall'Associazione Italiana Biochar (ICHAR) raggiungono al 2016 una potenza installata pari a 32.000 kW in circa 100 impianti con un fabbisogno di biomassa superiore alle 200kt di sostanza secca.

Provincia	Comune	MWe	MWt
KR	Strongoli	46	130
KR	Crotone	21	70
BZ	Silandro	2,4	60
KR	Cutro	16,5	50
CS	Rende	15	47
VC	Crove	14,4	33
BZ	Brunico	0,99	31
TN	Fiera di Primiero	0,99	22
SO	Tirano	2	21,3
CN	Verzuolo	5,9	19

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Tecnologia di conversione energetica della biomassa	TRL
Combustione diretta (calore)	9
Combustione diretta (vapore per potenza o cogenerazione)	9
Combustione diretta (ORC per potenza o cogenerazione)	9
Gassificazione grande taglia (letto fluido)	9
Gassificazione taglia medio piccola	7-8
Pirolisi	7-8

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Biomasse lignocellulosiche vergini (ovvero che abbiano subito soltanto trattamenti e trasformazioni di tipo fisico/meccanico ma non chimici).

Le principali fonti di biomassa lignocellulosica sono:

- Residui forestali
- Residui di prima lavorazione del legno (segherie)
- Residui agricoli
- Manutenzione di alvei fluviali, alberature fuori foresta, verde urbano
- Colture energetiche

Da notare la competizione tra l'uso energetico della biomassa legnosa e quello industriale (pannelli, carta) che si contendono la stessa materia prima.

Il Biochar è prodotto a seguito di processi di pirolisi e gassificazione a carico di prodotti e residui di origine vegetale provenienti dall'agricoltura e dalla selvicoltura, oltre che di sanse di oliva, vinacce, cruscamì, noccioli e gusci di frutta, cascami non trattati della lavorazione del legno, in quanto sottoprodotti di attività connesse.

Requisiti fondamentali: 1) la tracciabilità della biomassa 2) l'assenza di materiali e/o elementi inquinanti.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- Gestione delle biomasse agricole residuali e aumento di competitività dei prodotti agricoli principali, grazie al minor costo di gestione
- Gestione dei residui legnosi boschivi e aumento di competitività dei prodotti forestali principali, grazie al minor costo di gestione
- Un mercato attivo della biomassa consente di ampliare il ventaglio di offerta dei prodotti di aziende agroforestali, ad esempio con l'introduzione di colture da energia in aree marginali
- Miglioramento delle proprietà agronomiche dei suoli con aumento delle rese agricole fino al 10% [10] attraverso l'uso del biochar
- Sequestro di carbonio organico nei suoli (biochar)
- Fitorimediazione di suoli contaminati o salini e riutilizzo di acque di irrigazione saline (biochar).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

In Italia il potenziale di residui legnosi non ancora utilizzati è molto ampio. L'ENEA [5] stima che il settore agricolo produca annualmente 4 milioni di tonnellate di residui (non utilizzati). Questi vengono generati dalla gestione di frutteti, oliveti e vigneti (potature ed espunti). Il settore forestale, il cui utilizzo per fini energetici è più affermato, può contribuire ancora con circa 2,5 milioni di tonnellate annue. Questi valori, se ricondotti in energia potenzialmente disponibile restituiscono circa 19 TW di energia termica disponibile annualmente.

L'uso migliore delle biomasse nel nostro paese riguarda impianti di piccola-media taglia, ben localizzati in modo da minimizzare il

bacino di approvvigionamento del combustibile (trasporto della biomassa). I sistemi di teleriscaldamento (solo calore) garantiscono la massima efficienza energetica. I sistemi di cogenerazione, anche se collegati a una rete di utenze per l'utilizzo del calore, hanno inevitabilmente un'efficienza complessiva bassa: infatti la centrale è in funzione anche nelle stagioni in cui non vi è domanda di calore, che quindi va dissipato senza uso. Diverso è il caso di impianti cogenerativi legati a industrie, che assorbono il calore tutto l'anno.

Impianti ben progettati e dimensionati, se alimentati da biomassa prodotta localmente, portano ricadute positive sul territorio migliorando l'economia delle attività agricole e forestali.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

In linea di principio la CO₂ emessa durante la combustione viene fissata dalle piante nel loro accrescimento. In realtà la bioenergia non è "CO₂ neutral", sia perché l'utilizzo di legno diminuisce temporaneamente la quantità di CO₂ fissata nelle specie arboree che impiegherà del tempo per essere recuperata, sia perché nella filiera produttiva sono utilizzati combustibili fossili per la produzione degli impianti (valido per tutte le RES) nonché per la produzione e trasporto del combustibile.

Le analisi di tipo LCA (Life Cycle Analysis) mostrano che in termini di CO₂ l'uso delle biomasse determina un impatto di almeno un ordine di grandezza inferiore a quello generato dai combustibili fossili (carbone e gas) a parità di energia prodotta. A livello di impatto locale (NO_x, particolato, composti organici volatili) con le attuali tecnologie si osservano al contrario indici di emissione prossimi o anche superiori a quelli dei combustibili fossili [12]. L'utilizzo di adeguati sistemi di abbattimento dei fumi consente di abbattere gli inquinanti in maniera efficace, particolarmente negli impianti di taglia medio-grande [17].

Le strategie basate sulla pirolisi delle biomasse e il successivo interrimento del biochar sono state definite tra le più efficienti Negative Emission Technologies (NETs), nel mitigare gli effetti dei cambiamenti climatici, in quanto in grado di sottrarre carbonio dal ciclo di breve periodo degli ecosistemi agricoli o forestali, e inserirlo in uno di lungo periodo aumentando gli stock di carbonio organico del suolo con una matrice avente un mean residence time che è stato valutato tra le centinaia e le migliaia di anni (Smith, 2016). Il biochar può essere usato per il fitorimedio dei suoli inquinati o salini. Prove sperimentali indicano un aumento degli ecosystem services del suolo e della biodiversità in seguito all'ammendamento con biochar [3].

Emissioni CO₂/MWh

La CO₂ emessa sul ciclo di vita per l'utilizzo energetico della biomassa è variabile, ma indicativamente si può assumere un valore di 0,1 tCO₂/MWh [14].

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le strategie basate sulla pirolisi e successivo interrimento del biochar sono state definite tra le più efficienti Negative Emission Technologies (NETs) in quanto in grado di sottrarre il carbonio dal ciclo di breve periodo degli ecosistemi agricoli o forestali, e inserirlo in uno di lungo periodo aumentando gli stock di carbonio organico con una sostanza avente un mean residence time che è stato valutato tra le centinaia e le migliaia di anni [16]. Se implementato a scala globale il potenziale di mitigazione legato a questa strategia è stato valutato in grado di controbilanciare fino al 12% delle emissioni antropogeniche [19].

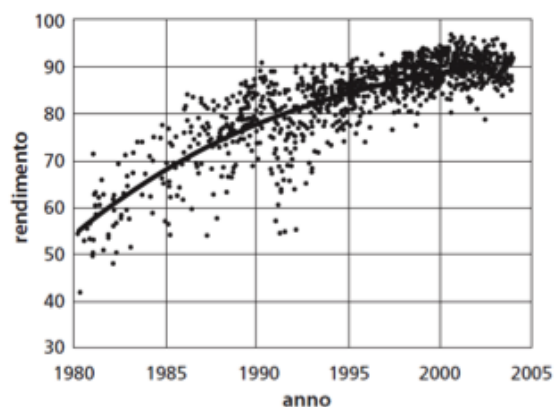
EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento energetico degli impianti a biomassa ha avuto un grande sviluppo negli ultimi trenta anni.

L'efficienza energetica si attesta al di sopra dell'80% anche per gli impianti di piccola taglia che adottino tecnologie di controllo della combustione.

In sistemi di cogenerazione il rendimento elettrico arriva sino al 20% e il termico fino a 60% (a seconda della tecnologia e di quale sia il tipo di energia prioritario). Impianti di gassificazione di piccola taglia hanno rendimenti inferiori poiché parte dell'energia viene utilizzata per alimentare il processo.

La vita utile degli impianti di combustione e cogenerazione (vapore e ORC) è superiore ai 15 anni. Per impianti di gassificazione la vita utile si attesta attorno a 8-10 anni per quanto la tecnologia stia rapidamente maturando.



Andamento del rendimento delle caldaie a biomassa di piccola taglia (uso domestico) per la generazione di calore secondo i rilievi di certificazione del BLT (Austria) [18].

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Gli impianti di riscaldamento e teleriscaldamento (solo calore) alimentati a cippato di legno hanno un payback di circa 4 anni (senza finanziamenti pubblici) [6]. Nel caso di impianti con rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore, questa pesa per circa il 35-55% dell'investimento e va attentamente pianificata.

I principali elementi che pesano sul tempo di ritorno dell'investimento sono:

- Il carico termico sulla rete di teleriscaldamento (almeno 800 kWh/metro lineare)
- Utilizzo annuale della rete di teleriscaldamento e degli impianti di cogenerazione di almeno il 75%
- Adeguato dimensionamento del carico base e di picco.

A causa del maggior costo di investimento e di gestione il tempo di ritorno di impianti di cogenerazione è maggiore e dipendono in larga misura dagli incentivi pubblici per la loro sostenibilità.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

- Un limite importante della biomassa combustibile è rappresentato dalla minore densità energetica rispetto ai combustibili tradizionali di origine fossile. Nel caso del legno, infatti, sono necessari fino a 5 m³ di legno per sostituire 1 m³ di combustibile tradizionale. La bassa densità energetica rende cruciali le operazioni di approvvigionamento, che diventano particolarmente onerose negli impianti di taglia medio-grande (potenza nominale superiore ad 1 MWe). Da qui la ricerca di soluzioni innovative che consentano la produzione di energia elettrica in piccoli impianti, molto più semplici da approvvigionare con risorse locali (filiera corta)
- La mancanza di una rete di professionisti capaci di progettare e installare in maniera adeguata è la principale causa di insuccesso tra gli impianti esistenti. Tali errori si manifestano in ogni fase, dalla scelta del luogo idoneo per un'installazione, il dimensionamento, sino agli aspetti gestionali (es. accumulatori inadeguati, depositi di combustibile difficilmente accessibili)
- Il sistema legislativo limita talvolta l'uso di residui agricoli vergini, trattati comunque come rifiuti speciali.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La combustione della biomassa è una tecnologia relativamente matura. Gli sviluppi principali si orientano verso i sistemi di cogenerazione di piccola taglia (piro-gassificatori) e i sistemi di abbattimento dei fumi. Merita di essere citata il mercato delle stufe a pellet di legno, in cui i produttori italiani sono particolarmente attivi.

Lo sviluppo delle filiere di pirolisi-biochar è relativamente giovane e l'utilizzo del biochar in agricoltura è stato normato nel 2015 con il suo inserimento nella lista degli ammendanti ammessi in agricoltura (Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n°186 del 12-8-2015). A valle di questa approvazione numerosi impianti di pirolisi e pirogassificazione realizzati sul territorio nazionale esclusivamente ai fini della produzione energetica stanno ricollocando la propria ragione produttiva diventando anche produttori di fertilizzanti.

A livello globale la crescita del mercato del biochar è stata stimata di oltre il 17% nel periodo 2015-2023 [19].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'Italia è in grado di esportare alcune eccellenze tecnologiche nel settore, come i sistemi a ciclo ORC della Turboden.

Tuttavia una voce importante delle esportazione nel settore sono gli impianti a contenuto tecnologico relativamente ridotto ma affermati per il design (stufe per ambiente).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La bioenergia può avere un impatto diretto nei seguenti settori:

- Industrie con richiesta di calore di processo
- Residenziale e turistico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Aziende agricole
- ESCO
- Gruppi industriali per la produzione di energia elettrica
- Industrie con alto consumo di energia termica (es. settore alimentare)
- Enti pubblici (per autoconsumo o fornitura di servizio)
- Consorzi di produttori e proprietari forestali
- Settore alberghiero (riscaldamento)
- Aziende florovivaistiche (riscaldamento serre, integrazione di biochar nel substrato)
- Produttori di fertilizzanti ed ammendanti
- FIPER - Federazione Italiana Produttori Energia da Fonti Rinnovabili. Riunisce i gestori di impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa
- AIEL- Associazione italiana Energie agroforestali
- ICHAR - Associazione Italiana Biochar.

Sviluppo della tecnologia

- Pezzolato – industria di cippatori per la produzione di combustibile legnoso e costruzione impianti di gassificazione di piccola taglia
- UNICONFORT – industria di caldaie a biomassa
- Turboden - Costruzione di turbogeneratori di tipo Rankine a Fluido Organico
- RE-CORD - Renewable Energy Consortium for Research and Demonstration
- Walter Tosto, ESPE, EMETA.

Turboden ha partecipato a innovativi progetti di ricerca: Turbogeneratore Organic Rankine Cycle - valorizzazione del prodotto (finanziato a livello nazionale per 2,5 mil. di euro) per l'innovazione della componentistica dell'unità; progetto pilota H-REII finanziato da CE per audit energetici delle società italiane. L'audit identifica il potenziale di recupero di calore utilizzando le unità ORC. Lo sviluppo di filiere basate sul binomio pirolisi-biochar è in crescita in Italia e coinvolge aziende agricole e florovivaistiche (sia come produttori di biomassa che come utilizzatori di biochar), produttori di impianti, e produttori di fertilizzanti.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Università degli Studi di Firenze, Dipartimento di Energetica:** studi sui sistemi di combustione e trasformazione della biomassa lignocellulosica
- **Centro di Ricerca Interuniversitario sulle Biomasse di Energia (CRIBE):** produzione/conservazione delle biomasse da energia, tecnologie e impianti per la trasformazione e utilizzazione
- **ENEA:** caratterizzazione biomasse e correnti di processo, sviluppo processi e tecnologie innovative di conversione, test materiali avanzati, sviluppo atlante Biomasse
- **CNR:** Biochar e produzione e approvvigionamento di biomassa combustibile
- **Associazione Italiana Biochar (ICHAR):** ricerche su biochar con CNR, Università (di Perugia, Udine, Bologna, Bolzano ecc.) e altri Enti, in numerosi settori agronomico, caratterizzazione dei materiali, processi produttivi.

BEST PRACTICES

La centrale termica di Tirano, entrata in esercizio nel 2000, con 20 MW di potenza termica e 1,1 MW di potenza elettrica, è stata la prima centrale italiana ad ottenere una certificazione energetica internazionale.

Grazie a questo impianto di teleriscaldamento si evita il consumo di 6 milioni di litri di gasolio l'anno, risparmiando oltre 15 mila tonnellate di CO₂ /anno.

La centrale è composta da due caldaie da 6 MW e una da 8 MW. Questa centrale ha un risultato energetico per il 18% elettrico e 82% termico, i 60 mila quintali annui di biomassa che alimentano la centrale provengono dal materiale di scarto di due segherie locali e da altre segherie situate in Valtellina e in Val Camonica. Sono formati da cippato, corteccia, segatura e trucioli di legno e vengono consegnati alla centrale settimanalmente. Parte del combustibile proviene dalla manutenzione dei boschi Valtellinesi, Valle Camonica ed Engadina, dalla manutenzione del verde urbano e dalle potature dei vigneti.

Per quanto riguarda l'implementazione di una strategia integrata di pirolisi e utilizzo del biochar si riportano gli esempi della città di Stoccolma per il riutilizzo dei residui del verde urbano [7].



Gassificatore three stages – CR ENEA Trisaia



La centrale di Tirano (Fonte <http://tcvvt.it/le-centrali/tirano>)



Impianto di gassificazione a letto fisso del CR ENEA Trisaia(Fonte ENEA)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] AEBIOM. European Bioenergy Outlook (2015)
- [2] Baronti, S., Vaccari, F. P., Miglietta, F., Calzolari, C., Lugato, E., Orlandini, S., ... & Genesio, L. (2014). Impact of biochar application on plant water relations in *Vitis vinifera* (L.). *European Journal of Agronomy*, 53, 38-44.
- [3] Beesley, L., Moreno-Jiménez, E., Gomez-Eyles, J. L., Harris, E., Robinson, B., & Sizmur, T. (2011). A review of biochars' potential role in the remediation, revegetation and restoration of contaminated soils. *Environmental pollution*, 159(12), 3269-3282.
- [4] Compaore S., "Motori a combustione interna e turbine a gas di piccola taglia per gas di sintesi", Tesi di Laurea Triennale Università degli Studi di Padova – Facoltà di Ingegneria, 2012.
- [5] ENEA (2009) Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante Biomasse su WEB-GIS. Report RSE/2009/167, pp140 (http://old.enea.it/attivita_ricerca/energia/sistema_elettrico/Censimento_biomasse/RSE167.pdf).
- [6] Fagarazzi C., Tirinnanzi A., Cozzi M., Di Napoli F., Romano S. (2014). The Forest Energy Chain in Tuscany: Economic Feasibility and Environmental Effects of Two Types of Biomass District Heating Plant. *Energies*, 7, 5899-5921
- [7] <http://international.stockholm.se/news/2014/09/MayorsChallenge/>
- [8] <https://www.reportbuyer.com/product/3605413/global-biochar-market-size-share-development-growth-and-demand-forecast-to-2023-industry-insights-by-application-gardening-agriculture-household-feedstock-agriculture-waste-forestry-waste-animal-manure-biomass-plantation-technology-microw.html>
- [9] Jeffery, S., Verheijen, F.G.A., Van Der Velde, M., Bastos, A.C., 2011. A quantitative review of the effects of biochar application to soils on crop productivity using meta-analysis. *Agric. Ecosyst. Environ.* 144 (1), 175–187.
- [10] Jeffery, S., Verheijen, F.G.A., Van Der Velde, M., Bastos, A.C., 2011. A quantitative review of the effects of biochar application to soils on crop productivity using meta-analysis. *Agric. Ecosyst. Environ.* 144 (1), 175–187.
- [11] Legambiente. Comuni Rinnovabili (2015)
- [12] Monografia Costi Energia (RSE) – 2014
- [13] Nati C., Spinelli R., Lupi B., "Energia elettrica e termica dalla gassificazione del legno". *Terra e Vita* n. 18, 2013
- [14] NREL http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_bio.html
- [15] Smith P (2016) Soil carbon sequestration and biochar as negative emission technologies. *Global Change Biology*, 22, 1315–1324, doi:10.1111/gcb.13178.
- [16] Smith P (2016) Soil carbon sequestration and biochar as negative emission technologies. *Global Change Biology*, 22, 1315–1324, doi:10.1111/gcb.13178
- [17] Van Loo S. e Koppejan J. (2010) *The handbook of biomass combustion & co-firing*. London, pp. 442
- [18] Veneto Agricoltura 2010, *La combustione del legno*
- [19] Woolf, D., Amonette, J.E., Street-Perrott, F.A., Lehmann, J., Joseph, S., 2010. Sustainable biochar to mitigate global climate change. *Nat. Commun.* 1, 56

L. Genesio, C. Nati, G. Picchi, C. Sala - CNR
R. Farina - ENEA
C. Valli - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

La Digestione Anaerobica (DA) è un processo biologico attraverso il quale i substrati organici vengono trasformati in biogas. Il processo consiste nella degradazione e stabilizzazione del materiale organico in condizione anaerobiche (assenza di ossigeno) realizzata da un consorzio sintrofico di microorganismi (batteri idrolitici, batteri acidogeni, batteri acetogenici e archeobatteri metanogenici) che porta alla produzione di un biogas con un buon contenuto energetico. Il processo di degradazione ha luogo in digestori progettati per garantire condizioni ottimali di crescita al consorzio microbico (ambiente anaerobico, miscelazione, temperatura, pH, carico organico, e tempo di ritenzione idraulica). Il biogas ottenuto può avere diversi utilizzi: produzione di calore, produzione di energia elettrica e calore mediante cogenerazione, produzione di energia elettrica calore e freddo mediante trigenerazione, purificazione upgrading e compressione per la produzione di biometano da utilizzare per autotrazione o per l'immissione nella rete. Gli impianti di biogas si caratterizzano in funzione della filiera di approvvigionamento delle biomasse, della tipologia delle stesse, e dei pre-trattamenti o post-trattamenti necessari e dalla tipologia di reattoristica scelta.

I digestori sono classificati secondo il sistema di alimentazione (batch, continuo, semi-continuo), secondo la funzione dei reattori utilizzati per far avvenire il processo (singolo stadio, o doppio stadio, digestione e post-digestione, doppia fase acidogenica e metanogenica), secondo la temperatura in cui avviene il processo (psicrofilo $< 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, mesofilo $30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ o termofilo $50\text{--}60\text{ }^{\circ}\text{C}$) e secondo la fluido-dinamica (plug-flow, completamente miscelati, ibridi). Il metodo di classificazione di maggiore interesse è quello che si basa sulla concertazione dei Solidi Totali (ST), o meglio dei Solidi Volatili (SV) presenti nella biomassa utilizzata per alimentare il digestore. In questo senso il processo di DA viene definito wet (ST $< 15\%$) semi-dry (ST $15\text{--}20\%$) o dry (ST $> 20\%$). Per ottenere la produzione ottimale di biogas da una determinata biomassa è indispensabile dare alle varie popolazioni batteriche presenti nei digestori il tempo di far avvenire le necessarie degradazioni. Questi tempi sono dettati da due fattori importanti il primo è la tipologia della biomassa utilizzata, più o meno facilmente fermentescibile, l'altro dal tempo di duplicazione batterica. La normale pratica industriale identifica un tempo di ritenzione idraulica in funzione delle temperature di esercizio dell'impianto che nella variabilità del singolo caso specifico sono almeno 60 gg per digestori che lavorano in psicrofilia, tra 20 e 50 giorni per la mesofilia e meno di 25 giorni per la termofilia [1].

Il biogas che si ottiene dal processo di digestione anaerobica è una miscela di vari gas. Mediamente la sua composizione è la seguente: metano (CH_4), 55–75%, anidride carbonica (CO_2), 25–45%, acido solfidrico (H_2S) 1–2%, tracce di NH_3 e H_2 , e con l'eventuale presenza di silossani, nel caso di biogas da discarica o più in generale da rifiuti indifferenziati. Il biogas inoltre è saturo di vapore d'acqua. Il potere calorifico varia tra 10 e 27 MJ/Nm³ in funzione del contenuto di metano [2].

La produzione di biogas attraverso la DA presenta vantaggi rispetto alla produzione di biocarburanti da altri processi biochimici (biodiesel, bioetanolo, bioidrogeno) soprattutto dal punto di vista energetico, in quanto è il processo meno energivoro a disposizione in questo momento. Ciò deriva dalla semplicità della tecnologia e dalla capacità di utilizzare un'ampia gamma di substrati (acque reflue e fanghi industriali e urbani, frazione organica del rifiuto solido urbano, reflui zootecnici, residui colturali, colture dedicate) ad alta concentrazione di materia organica biodegradabile (carboidrati, proteine e grassi).

I principali fattori che determinano la potenzialità di produzione di biogas da una determinata biomassa sono identificati nella percentuale di sostanza secca presente nelle matrici tal quali e percentuale di Solidi Volatili (SV); caratteristiche della componente organica, e dalla loro degradabilità. Di particolare importanza è il rapporto C/N della biomassa per DA che deve essere compreso tra 25 e 35 per permettere una buona crescita batterica ed evitare una eccessiva presenza di ammoniaca nella massa in digestione che potrebbe risultare tossica per i batteri. Altro aspetto rilevante è il carico organico volumetrico applicato al digestore, ossia la quantità di substrato caricato per metro cubo di reattore. Carichi troppo bassi determinano una scarsa produttività e redditività, carichi troppo elevati provocano l'aumento dei cataboliti da parte di alcune popolazioni batteriche che generano fenomeni di tossicità per altre popolazioni batteriche. Il range di carico organico può essere estremamente ampio in funzione della tipologia di processo e di matrice utilizzata, valori medi possono variare tra i 2 e i 5 kgdi SV/mc/giorno. La gestione del processo, la quantità e qualità (in termini di contenuto di metano) del biogas prodotto si differenziano in funzione del prodotto di origine e del tempo di ritenzione. In tutti i casi in cui la composizione di una matrice organica sia inadeguata, è vantaggioso operare in co-digestione, miscelando opportunamente matrici di caratteristiche complementari per rendere il substrato adatto al processo. Il rendimento in biogas - e quindi energetico - del processo è molto variabile e dipende dall'insieme dei fattori sopra citati [2]. La formazione di biogas è un fenomeno che si può instaurare anche in condizioni non controllate, purché vi sia assenza di ossigeno, ad esempio nelle discariche in cui viene depositato materiale organico (discariche non controllate).

Altre categorie di impianti che producono biogas sono gli impianti per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale e gli impianti agroindustriali che trattano acque reflue ad alto carico organico (siero di latte, distillerie, inscatolamento frutta e verdura, settore enologico). Sulla base di un censimento realizzato da Gerli e Merzagora si stima la presenza di più di 120 impianti di grandi dimensioni sul territorio italiano [4].

Un aspetto rilevante per la valutazione degli impianti di DA è l'utilizzo del digestato. Con il termine digestato si fa riferimento alla frazione non biodegradata che deriva dal processo di produzione del biogas. Si tratta di un prodotto con alto contenuto azotato, stabile, che trova impiego in agricoltura (se generato in impianti agricoli) come fertilizzante, ma che richiede superfici adeguate per il rispetto delle norme relative alla tutela delle acque dai nitrati. Il digestato residuo dei processi di trattamento di rifiuti è qualificato come rifiuto e deve essere sottoposto a post-trattamenti quali: compostaggio della frazione solida, trattamento e depurazione della frazione liquida [3], ma la normativa è in forte evoluzione e probabilmente nei prossimi mesi pur nella tutela dei parametri ambientali ci sarà una nuova interpretazione del suo utilizzo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel 2014, nei paesi della EU, la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 14,9 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 57 TWh. In termini di energia primaria, il 72% è prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano (FORSU), mentre le discariche producono il 19%. Il restante 9% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Nel 2014 gli impianti di biogas in Europa erano più di 17.000, con un incremento del 18% rispetto all'anno precedente. In Europa sono 367 gli impianti per la produzione di biometano, con un incremento del 23% rispetto al 2013 [6].

La Germania è il leader mondiale nella produzione di biogas da DA sia dal punto di vista degli impianti installati che da quello dell'offerta di soluzioni tecnologiche per il settore, con quasi 11.000 impianti installati alla fine del 2015 e quote di export che raggiungono il 55%. Gran parte dei nuovi impianti agricoli tende ad essere di piccola taglia (100 kW), alimentati a deiezioni animali e scarti, per produrre elettricità in maniera flessibile (compensando l'aleatorietà delle RES non programmabili) e, contemporaneamente, ridurre le emissioni di metano per lo spandimento diretto in campo dei reflui e moderare l'utilizzo di fertilizzanti chimici [8].

Nazionale

In Italia nel 2014 la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 1,96 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 8,1 TWh. In termini di energia primaria, il 77% è stato prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano, mentre le discariche hanno prodotto il 20%. Il restante 3% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Secondo il Gestore Servizi Energetici (GSE) la potenza installata per il settore elettrico del biogas nel 2013 era di 1.388 MW, con una produzione effettiva di 7,4 TWh. Sempre nel 2013 erano presenti 1.713 impianti di biogas di cui 346 da rifiuti, 68 da fanghi, 379 da deiezioni animali e 920 da attività agricole. Nel 2013, sono utilizzati 8.406 TJ di calore derivato prodotto da impianti cogenerativi alimentati da biogas e 11 TJ di calore derivato prodotto da impianti per la sola produzione di calore [7]. La maggior parte degli impianti è installata nell'Italia Settentrionale, da cui proviene anche la maggior quota di energia elettrica prodotta (82,4% della produzione elettrica da biogas alla fine del 2013). Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna le regioni più attive. In Italia operano solamente 5 impianti di carattere sperimentale-dimostrativo per la produzione di biometano [6].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Per la produzione di Energia elettrica (EE) e termica (ET) in cogenerazione sono presenti sul mercato diverse tipologie di digestori e impianti collaudati e commerciali adatti e adattabili alle varie gamme di substrato alimentato (TRL 8-9). Le tecnologie per l'upgrading del biometano sono in fase pre-commerciale (TRL 8) o commerciale (TRL 9).

Esistono potenziali di innovazione a livello dei singoli componenti della filiera per il contenimento dei costi, l'utilizzo di nuovi substrati, il monitoraggio del processo biologico, la valorizzazione del digestato, l'ottimizzazione dei ceppi batterici [9].

A questo riguardo si citano:

- processi di DA a due fasi (reattore di idrolisi e reattore metanigeno separati) con la produzione di idrogeno nel reattore di idrolisi (TLR 6-7)
- colture dedicate di micro e macro-alghe, piante galleggianti con la valorizzazione della CO₂ e del digestato prodotto dall'impianto biogas (TLR 4-5), o per la trasformazione della CO₂ in metano o l'upgrading del biogas
- colture dedicate principali o intercalari innovative per biogas (Arundo donax, Miscanto) (TRL 7-8)
- sistemi di upgrading del biogas a biometano in grado di produrre CO₂ di qualità alimentare o utilizzati per la fertilizzazione carbonica in serra (TLR 8-9)
- processo Power-to-gas (P2G), nel quale l'energia elettrica in eccesso da rinnovabili è utilizzata per formare idrogeno che, attraverso un processo metanazione (chimico o biologico), interagisce con la CO₂ per la produzione di metano immagazzinabile nella rete gas. In prospettiva tale processo può diventare una opzione per l'accumulo stagionale di energia elettrica conferendo flessibilità al sistema di produzione di energia. Il recupero della CO₂ prodotta durante il processo di upgrading del biogas a biometano è un fattore economico rilevante per il successo di questa tecnologia. (TLR 8).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia trova collegamento con le diverse fonti di provenienza delle biomasse, in particolare:

- **FORSU:** La produzione italiana di FORSU, 5,2 milioni di tonnellate nel 2013 (18% dei rifiuti solidi urbani RSU), potrebbe essere valorizzata in impianti di DA al fine di produrre biogas e digestato. Nel 2013, la produzione di biogas da FORSU potenziale in Italia è stata valutata in 739 milioni di Nm³, che corrispondono a 444 milioni di Nm³ di biometano. Prospettando una percentuale di raccolta differenziata del 37% del RSU, come dovrebbe essere, il potenziale di produzione di biogas sarebbe 1.550 milioni Nm³. Il RSU trasferito in discarica sarebbe ridotto del 19% [11]
- **Biomasse residuali:** sottoprodotti di origine agricola e agroindustriale, sono materie prime residuali diffuse e abbondanti. Esistono destinazioni multiple dei prodotti residuali (impiego diretto in agricoltura o zootecnica, altri usi bioenergetici). Le materie prime di scarto si prestano ad essere impiegate in co-digestione con biomasse provenienti da colture dedicate [12] [13]. La disponibilità nazionale di residui idonei alla trasformazione energetica attraverso la DA e altre forme di conversione energetica è valutata in oltre 180 Mt/anno a cui corrispondono circa 55 Mt/anno di sostanza secca. Previsioni sulle quantità recuperabili a fini energetici attraverso la DA portano a valutare in oltre 3.300 GWh l'energia elettrica generabile. Tale valore rappresenta il potenziale massimo raggiungibile a livello nazionale. Nella stima sono state considerate solo le biomasse qualificabili come sottoprodotti e non le biomasse rifiuto [13]
- **Colture dedicate sostenibili:** (nuove colture lignocellulosiche, colture intercalari, colture per terreni marginali) o tradizionali (insilati di cereali, altre colture)
- **Fanghi di depurazione delle acque e dei reflui industriali**
- **Rifiuto indifferenziato conferito in discarica:** il biogas da discarica viene mediamente prodotto nella misura teorica di 200 m³/t di rifiuto. Il processo si compie in circa 20 anni, velocemente all'inizio e lentamente alla fine. La potenzialità teorica complessiva lorda di tutte le discariche italiane sfiorerebbe 1.000 MW termici (250 MW elettrici). In realtà solo una frazione di questa, valutabile in circa il 30%, può essere utilizzata per fini energetici sia per le inevitabili dispersioni di biogas che per la non economicità della estrazione di biogas per fini energetici nei periodi finali. Secondo la Direttiva discariche, il conferimento di organico a questa destinazione deve essere progressivamente ridotto.

La produzione di EE da biogas, come per le altre energie rinnovabili, gode di priorità di dispacciamento rispetto alla EE generata da fonti non rinnovabili.

Lo sviluppo della DA e del compostaggio dalla FORSU può diminuire la disponibilità di biomassa per l'uso negli inceneritori con recupero energetico. Talvolta la presenza dei termovalorizzatori e degli impegni di conferimento di quantità prestabilite di RSU previste nei contratti tra Comuni e Società di gestione può limitare lo sviluppo della raccolta differenziata.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La DA è una tecnologia estremamente versatile integrabile con altre tecnologie energetiche e del trattamento dei rifiuti e dei residui organici. La tecnologia è impattante su settori non specificatamente energetici.

Per il settore agricolo, la possibilità di integrare i proventi dell'agricoltura con quelli della vendita dell'energia elettrica incentivata ha dato, soprattutto sino al 2012, una forte spinta alla nascita di impianti di DA, spesso dimensionati più sulla massimizzazione dell'incentivazione che sull'effettiva disponibilità di substrati. Tale distorsione ha portato ad una non corretta gestione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU), riservando buona parte dei terreni seminativi a colture dedicate alla produzione di biogas. Con le modifiche apportate alla politica incentivante, dopo il 2012, è emersa la convinzione che il processo di produzione del biogas debba non solo soddisfare il fabbisogno energetico (e, spesso, di calore) dell'azienda agricola, ma anche chiudere il ciclo dei rifiuti agro-zootecnici, riducendo il loro impatto ambientale e producendo un fertilizzante organico (il digestato) in grado di sostituire la concimazione chimica (con grandi riduzioni dei costi di gestione dell'azienda). Il mondo agricolo, in quest'ottica integrata di gestione, sta modificando le tecniche culturali per ridurre gli sprechi (di acqua, fertilizzanti chimici, ecc.) e disporre di maggiore risorsa da destinare al digestore, e, inoltre, sfrutta le potenzialità del digestore per risolvere il problema degli scarti (che, altrimenti, invece di una risorsa costituirebbero un costo) e dei reflui zootecnici (grande fonte di emissioni climalteranti se sparsi direttamente sul suolo e origine di elevati esborsi per la loro depurazione).

Moduli di DA per la produzione di energia elettrica e termica da biogas sono già integrati nei processi produttivi di bioetanolo di seconda generazione da substrati lignocellulosici (Biofabbrica di Crescentino – BioChemtex).

Impatti positivi riguardano il settore zootecnico (gestione dei reflui, produzione di reddito, abbassamento dei costi di produzione) e il ciclo del rifiuto organico urbano, in termini soprattutto di riduzione di emissioni rispetto alla gestione in discarica.

Nell'industria Agro-alimentare le tecnologie di DA consentono riduzioni delle emissioni e dei costi di gestione dei fanghi industriali e degli scarti di produzione. La DA degli scarti, se correttamente integrata nell'impianto produttivo, genera il duplice effetto di costituire una fonte di guadagno diretto sfruttandone la produzione di elettricità e calore, e di evitare esborsi per la gestione dei rifiuti.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il settore biogas si è sviluppato soprattutto al nord in aree a elevata vocazione zootecnica adatte alla coltura degli insilati di cereali. Anche il centro e sud Italia possono adeguatamente sviluppare questo settore basandosi però principalmente sulla valorizzazione dei sottoprodotti locali anche dell'agro-industria e di colture mediterranee.

Uno studio condotto da Althesys sul potenziale di sviluppo delle regioni meridionali, ha stimato una capacità di produzione di 2.1 - 3.1 miliardi di Nm³ di biometano entro il 2030 [6].

I substrati utilizzabili (pastazzo di agrumi, sansa di olive, etc.) hanno caratteristiche diverse da quelli impiegati nel nord, quindi il processo di DA va adattato e ottimizzato per massimizzarne le rese, sono già stati prodotti prototipi di impianti adatti alla digestione di questi "scarti" agroalimentari.

Le potenzialità del biogas in Italia sono di 25 TWh/anno di EE o 8 miliardi di Nm³ di metano/anno [14].

Esistono infine notevoli opportunità nel centro e sud Italia per lo sviluppo della DA integrata con il compostaggio della FORSU. L'utilizzo sostenibile del digestato come ammendante e fertilizzante può contribuire ad abbassare i costi di produzione e alla sostituzione dei fertilizzanti di origine fossile.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale della DA nel settore agricolo dipende fortemente dal tipo di substrato, dalla tecnologia utilizzata e dalle pratiche operative di gestione della filiera. Una corretta valutazione della sostenibilità ambientale del biogas per produrre elettricità è complessa, a causa del notevole numero di variabili in gioco quali i diversi tipi di substrato, di digestori, di gestione del suolo.

La tipologia di biomassa impiegata determina le differenze più consistenti nella valutazione dell'impatto ambientale, in termini di GHG, con le deiezioni animali che producono maggiori risparmi di CO₂ equivalente emessa e le colture dedicate, con valori di GHG emessi in alcuni casi confrontabili con quelli della produzione media del parco elettrico italiano/europeo. Anche all'interno di quest'ultima tipologia di substrato, le diverse rese e tecniche culturali (coltivazione intensiva o estensiva, irrigazione, richiesta di azoto) determinano grosse variabilità. Il contributo percentuale all'impatto ambientale della realizzazione e demolizione dell'impianto di digestione è modesto, tanto più è lunga la vita e la produttività dell'impianto [15] [16] [17].

La DA è caratterizzata dalla produzione di digestato di cui è problematica la gestione in quelle aree, come le aree zootecniche pianura padana, dove è difficile gestire le deiezioni zootecniche presenti sul territorio rispettando i limiti imposti dalla Direttiva Nitrati dell'UE. Nelle analisi LCA, in base agli indicatori emissione atmosferica di N e S, eutrofizzazione delle acque, inquinamento acque superficiali, la produzione di EE da biogas risulta meno sostenibile del mix elettrico italiano [18].

Per gli altri parametri di impatto ambientale (acidificazione, particolato, emissioni di ozono, potenziale di eutrofizzazione, ecc.), la produzione di energia elettrica da biogas risulta meno sostenibile di quella del mix medio italiano, ma ci sono elevati margini di miglioramento nel processo di digestione, nell'adozione di pratiche culturali sostenibili e nella riduzione di emissioni (NOx e slip di CH₄) dai motori.

Diverse ricerche attribuiscono un contributo positivo della DA nel ciclo integrato di gestione dei rifiuti organici da raccolta differenziata, confrontandola con l'opzione del solo compostaggio o dello smaltimento diretto. Su tutti gli indicatori energetici/ambientali (consumo/risparmio di risorse energetiche, potenziale di riscaldamento globale, assottigliamento della fascia di ozono, acidificazione delle acque, eutrofizzazione, smog fotochimico) l'opzione integrata digestione+ compostaggio è indicata come migliore soluzione [19][20].

Emissioni CO₂/MWh

I dati relativi alle emissioni di CO₂ equivalente (CO₂ eq) o di Greenhouse gas - gas serra (GHG) presentano, anche a parità di substrato considerato, una forte variabilità.

Le emissioni di CO₂eq in impianti di biogas agricoli per la generazione di EE (unità funzionale) valutate attraverso studi LCA dell'intero ciclo di vita si collocano tra -0,388 a + 0,408 kg CO₂eq/kWh, range che include le emissioni evitate sostituendo le normali pratiche di gestione dei reflui zootecnici [15][16][18][22-23]. I maggiori valori di emissione sono relativi ad impianti con colture dedicate e includono le emissioni connesse alla coltivazione e all'insilamento.

Per la DA della FORSU le emissioni variano tra -0,375 a + 0,111 kg CO₂eq/t (unità funzionale tonnellata di rifiuto trattato). Il bilancio è normalmente negativo [21].

Emissioni CO₂/MWh evitate

La produzione di biometano rappresenta una valida alternativa per la sostituzione dei combustibili fossili e per la valorizzazione del contenuto energetico del biogas. Il risparmio rispetto ai combustibili fossili in termini GHG è quantificabile in 1,15 kg CO₂ eq/kg biometano [24].

La copertura degli stoccaggi finali del digestato abbatte ulteriormente le emissioni di metano. La valorizzazione dell'energia termica prodotta in cogenerazione è fra le strategie migliori per diminuire le emissioni.

L'impiego di sottoprodotti in luogo delle colture dedicate e la valorizzazione degli elementi fertilizzanti del digestato porta a raggiungere elevati crediti sino a -1,72 kg CO₂eq/kWh [25].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della conversione energetica dipende dalle caratteristiche fisiche e biochimiche della biomassa in ingresso ed è molto variabile in funzione del tipo di processo applicato (es. mesofilia o termofilia). Nel caso della FORSU da raccolta differenziata le rese attese di biogas possono variare da 0,6 a 0,9 Nm³/kg SV [21].

I rendimenti elettrici dei cogeneratori variano da 36% a 42% in funzione della taglia mentre il tempo di vita è di 20 anni per i digestori anaerobici e 8 anni per i motori alternativi cogeneratori.

I produttori di impianti di digestione anaerobica per agricoltura forniscono dati di disponibilità dell'ordine del 90-100%, con interruzioni di servizio limitate alla manutenzione ordinaria con un numero medio di ore annue di lavoro tra 7000 e 8000.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas in ambito agricolo (impianti con potenza da 100 a 999 kW) si collocano da 14 €/kWh a 17,5 €/kWh. Sino alla fine del 2012, l'energia elettrica era incentivata con una tariffa onnicomprensiva di 28 c€/kWh ed erano quindi possibili tempi di ritorno dell'investimento dai 3 ai 6 anni.

I costi di investimento per impianti con potenza di 200-500 kW sono di 4.500 €/kW, che si abbassano a 3.000 €/kW per impianti intorno a 1 MW di potenza. Questi costi comprendono: digestori anaerobici, stoccaggi biomasse, attrezzature per i pretrattamenti e i post-trattamenti e il cogeneratore [26] [27] [28]. I costi di generazione da FORSU, pur in presenza di impianti più complessi e quindi a costi di investimento superiori, sono inferiori grazie agli introiti derivanti dalle tariffe di conferimento del rifiuto, che variano da 80 a 120 euro/t.

I costi di produzione di EE da discarica sono stati stimati attorno 5,9 c€/kWh [27].

La ricerca applicativa sul tema biogas/biometano può avere ritorni commerciali in tempi dell'ordine di qualche anno.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas a partire da colture dedicate non sono competitivi con quelli della generazione tradizionale. L'alimentazione dei digestori con mix di colture e deiezioni animali o scarti del reparto agroalimentare o FORSU, permette di generare elettricità a costi competitivi, specialmente negli impianti di taglia maggiore, oltre a ridurre l'impatto ambientale. L'utilizzo di queste materie prime genera tuttavia problemi logistici legati alla loro dispersione sul territorio e alla gestione di grandi volumi di limitato valore energetico unitario (deiezioni zootecniche). Altra problematica è legata alla reperibilità, con alcune materie prime stagionali mentre altre prodotte in modo continuo.

La competizione nell'uso della superficie coltivabile e della risorsa idrica destinata a produzioni alimentari, soprattutto se lo sviluppo del biogas viene orientato con modalità a limitata sostenibilità (DA esclusivamente da colture dedicate) necessitano azioni sinergiche tra attività agricole e biogas per una loro adeguata integrazione.

L'allacciamento alla rete elettrica nazionale può rappresentare un costo significativo nel sud-Italia e procedure complesse.

La normativa per l'immissione del biometano nella rete di distribuzione del gas naturale è ancora incompleta. I ritardi della legislazione nazionale hanno ostacolato lo sviluppo del settore. Anche la politica di incentivazione è stata incerta. Gli attuali meccanismi di incentivazione dell'EE da biogas e delle rinnovabili stanno esaurendo le quote previste dai programmi nazionali (PAN e SEN) e si sta raggiungendo l'ammontare massimo degli incentivi erogabili. Dati i costi di generazione dell'EE da biogas, le ulteriori possibilità di sviluppo del settore sono legate alla produzione di biometano o alla realizzazione di impianti che raggiungano la parity grid con le altre fonti energetiche. Migliori prospettive di espansione esistono per gli impianti di DA che trattano rifiuti grazie all'apporto delle tariffe di conferimento del rifiuto organico.

Vincoli autorizzativi limitano l'impiego di alcuni sottoprodotti. Per alcune tipologie di biomasse residuali, esiste sovrapposizione con il settore dei rifiuti. E' necessario migliorare l'inquadramento normativo di queste risorse [13][29].

La gestione biologica degli impianti di DA è il punto chiave per la filiera della digestione anaerobica. Sono fondamentali adeguati servizi di assistenza tecnica e di formazione al momento poco sviluppati.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Il Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB) sta sviluppando il concetto della "biogas refinery" secondo il quale la DA, in un'azienda agricola combinata con altre pratiche industriali e agricole, può divenire una piattaforma tecnologica per la produzione di biometano, fertilizzanti, produzione di CO₂ commerciabile, materiali e semi-lavorati per l'industria, con benefici per il processo agricolo [30].

Altre possibilità sono: i) lo stoccaggio del carbonio nei suoli agricoli attraverso produzione di biochar ottenuto con la pirolisi dalla frazione solida del digestato con l'obiettivo di prolungare la presenza del carbonio nel suolo: ii) la produzione di prodotti industriali derivati da CO₂ e H₂ (materie plastiche, fertilizzanti, sostanze chimiche, ecc.).

Attualmente il 75% del mercato italiano del biogas è coperto da aziende e operatori italiani e occupa 12000 addetti[31].

Secondo il CIB, le prospettive nel medio termine per il settore del Biogas porterebbero a raggiungere il 40% (3,2 miliardi di Nm³) del potenziale italiano, creando 13 mila nuovi occupati, che andrebbero ad aggiungersi agli attuali 12 mila addetti, e 15 mila occupati temporanei con un aumento del PIL dell'agricoltura del 5% circa (2 miliardi di euro/annui) [31].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Una crescita significativa è attesa nei mercati della DA a livello globale. La presenza di un cospicuo parco di impianti di DA in Italia è un elemento propulsivo per lo sviluppo di tecnologie esportabili da parte delle imprese italiane e rappresenta un vantaggio competitivo.

Ad oggi sono diversi gli esempi di esportazione delle tecnologie all'estero da parte di imprese italiane. Imprese quali Austep, BTS e Biotec hanno realizzato impianti o parti di impianti di DA all'estero (Spagna, Stati Uniti, Romania, Bulgaria, Corea).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La gestione sostenibile della FORSU realizzata attraverso DA e compostaggio collegato allo sviluppo della raccolta differenziata porta a porta può contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di riciclaggio, diminuendo gli oneri per la comunità.

Il trasporto della FORSU verso gli impianti di trattamento incide in misura non trascurabile sul bilancio GHG dell'impianto (oltre il 50% delle emissioni). Ne consegue che la collocazione baricentrica degli impianti per minimizzare i trasporti sia un fattore importante per mitigare le emissioni [32].

Il biometano può essere impiegato, senza limitazioni tecniche e nessuna modifica tecnologica, nei veicoli già funzionanti a metano per il trasporto leggero e pesante, nella distribuzione urbana delle merci, nel trasporto pubblico e a breve anche nella meccanizzazione agricola. Il parco auto e di distributori a metano è già molto sviluppato in Italia. Sotto forma di bio-LNG, biometano liquefatto, consentirebbe di sostituire in parte l'uso del biodiesel che, in Italia, costituisce il 92% dei biocarburanti impiegati, ma è prodotto quasi totalmente a partire da materie prime importate [33].

L'impiego delle biomasse residuali, sottoprodotti e soprattutto di deiezioni zootecniche in impianti biogas consente di abbattere, in modo significativo, le emissioni connesse alle normali pratiche agricole.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende agricole e zootecniche

- Industrie agroalimentari
- Municipalizzate operanti nelle filiere di valorizzazione della FORSU
- ESCO - Energy Service Company
- CIB – Consorzio Italiano Biogas, Associazione italiana riunisce aziende agricole impianti biogas e produttori di tecnologie per il settore)
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori, Associazione Italiana per la produzione di compost e biogas riunisce le aziende con impianti di DA da rifiuti
- FCA IVECO - utilizzo del biogas/biometano nei motori di veicoli agricoli e commerciali
- ITABIA – Italian Biomass Association, Associazione indipendente nel settore della bioenergia
- EBA European Biogas Association.

Sviluppo della tecnologia

- Università e Centri di ricerca.
- ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
- CIB – Consorzio Italiano Biogas
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori
- Aziende impiantistiche italiane e filiali italiane di ditte straniere; molte aziende sviluppano soluzioni tecnologiche proprietarie
- Austep S.p.A. -Milano
- BTS Biogas– Brunico
- Ies Biogas Srl– Pordenone
- SEBIGAS S.p.A.- Bologna
- Ecomembrane Srl– Cremona
- Envitec Biogas Srl - Verona
- Gruppo AB Energy S.p.A – Orzinuovi
- Rota Guido Biogas Srl– Piacenza, Cremona
- Schmack Biogas Srl – Bolzano
- Ladurner Srl - Bolzano
- Pioneer Hi-Bred Italy – Università di Padova (Tecnologie NIR per analisi potenzialità biomasse).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA)** – Reggio Emilia: (Progetto BioMethER <http://www.biometer.it>, e Progetto SEBE <http://sebe.crpa.it>)
- **Università Milano** - Gruppo RICICLA - Università degli Studi di Milano: DA a due fasi, micro alghe, monitoraggio biologico
- **Politecnico di Milano**: Processi biologici di depurazione del digestato, Fabbrica della bioenergia, DA dei sottoprodotti lattiero-caseari
- **ENEA**: Atlante Biomasse, Laboratorio Biomasse e Biotecnologie per l'Energia, sviluppo processi DA e digestori innovativi, biogas upgrading, recupero terreni marginali con produzione di biomasse per l'energia.
- **CREA**: Progetto Sottoprodotti, sviluppo colture da biomassa
- **CNR**: colture da biomassa, Progetto Duckweed, progetto RIBIO, DA nell'ambito della depurazione delle acque
- **Hysitech Srl**: Biometano
- **Austep S.p.A.**: Impianti DA FORSU e sottoprodotti agro-industriali, impianti pretrattamento FORSU
- **Biotec** - Genova (impianti di pretrattamento FORSU)
- **BTS**: pretrattamenti biomassa
- **FCA IVECO**: motori a biogas e biometano
- **Envipark**: parco scientifico tecnologico per l'ambiente: impianti pilota di pretrattamento e di fermentazione (sistema bistadio prototipale oggi unico in Italia); biocarburanti e biochemicals,
- **RSE**: processi innovativi, basati su sorbenti solidi, per l'upgrading di biogas a biometano
- **Università di Bologna**: Progetto HyTime, produzione di idrogeno da biomassa di II generazione
- **Università degli Studi di Milano**: Progetto AgrIdEn – produzione di bioidrogeno ed energia rinnovabile da residui agro zootecnici.

BEST PRACTICES

Diversi sono gli impianti tedeschi, mentre in Danimarca sono attualmente funzionanti impianti centralizzati di co-digestione che trattano reflui zootecnici, residui organici industriali e FORSU (es. impianto di Studsgard, Herning, Impianto Maabjerg Biogas Plant, 2014). Altro caso interessante è l'impianto termofilo di Solrød: nato per risolvere il problema del cattivo odore prodotto dalla fermentazione delle alghe accumulate sulla spiaggia, tratta alghe, deiezioni animali, prodotti di scarto di industrie alimentari (10).

In Italia la maggior parte degli impianti di produzione di biogas è realizzata in ambito agricolo, accoppiata a cogeneratori (tipicamente motori a combustione interna) con taglia inferiore al MW elettrico e alimentata, tipicamente, con mix di colture dedicate, scarti agricoli e deiezioni animali. Esistono diverse realtà di DA di FORSU e legate ad attività agroalimentari:

Impianti agricoli

Società Agricola Lanfredi Acquanegra Cremonese (CR) – piccolo impianto 100 kW - Esempio integrazione zootecnia – biogas (azzeramento concimi chimici, impianto interrato, distribuzione digestato, tecniche di agricoltura conservativa e di precisione)

Azienda Agricola Sant'Anna Bagnoli di Sopra (PD)- impianto di digestione anaerobica di 990 kW_e – 1.310 kW_t con cogenerazione basato su motore alternativo integrato con cogeneratore ORC per il recupero energetico del calore residuo.

Società Agricola Iraci Borgia Bevagna (PG) – 999 kW_e Alimentazione con insilati, sanse e acque di vegetazione olearie, riscaldamento serre.

DA collegata ad attività agroalimentari:

Cremonini – UNIPEG - Austep (impianti di DA per trattamento scarti di macellazione).

CAVIRO – Ciclo integrato trattamento rifiuti produzioni vitivinicole.

Digestione anaerobica della FORSU

Acea Pinerolese - Polo integrato gestione rifiuto organico (depurazione acque, biogas da FORSU, discarica). Primo impianto italiano di produzione di biometano da trattamento rifiuti.

Montello Energia Bergamo – Impianto DA e compostaggio -Forsu 210.000 t/anno

Ecoprogetto DA Albairate (MI). Rappresenta un esempio di evoluzione e di ottimizzazione, tecnica e gestionale, dei tradizionali impianti di compostaggio. Tratta 68.000 t di rifiuti organici differenziati. Ha una potenza elettrica installata di 2 MW produce 15.000 t/anno di ammendante compostato misto.

Acqua&Sole / Ecodeco (bioessiccazione del rifiuto organico, discarica bioattivata).

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] APAT (2005). Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi. Manuali e linee guida APAT 13/2005
- [2] Bordoni A., Romagnoli E., Foppa Pedretti E., Toscano G., Rossini G., Cozzolino E., Riva G. (2010). La filiera del biogas Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive. ASSAM - Agenzia Servizi Settore Agroalimentare delle Marche
- [3] CIC Gruppo di Lavoro sulla Digestione Anaerobica (2011). Biogas e compost da rifiuti organici selezionati
- [4] Gerli A., Merzagora W. (2000) L'evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica di rifiuti solidi urbani- relazione presentata al Convegno "Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento rifiuti", Itabia 2000, Padova, 31/03/2000
- [5] EurObserv'ER, 2015. 15th annual overview barometer (<http://www.eurobserv-er.org/15th-annual-overview-barometer/>)
- [6] EBA Biogas Report 2015 (<http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>)
- [7] GSE (2013). Rapporto statistico 2013. (<http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Pubblicato-Il-Rapporto-Statistico-degli-impianti-a-fonti-rinnovabili-del-2013.aspx>)
- [8] Buck, J. (2016). Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016
- [9] LCICG - Low Carbon Innovation Coordination Group. (2012) Technology Innovation Needs Assessment (TINA) Bioenergy Summary report
- [10]. Solrød Biogas –Towards A Circular Economy- A Case History. IEA BIOENERGY TASK 37 "Energy from Biogas"- dicembre 2015
- [11] Comparetti A., Febo P., Greco C., Orlando S. (2015). Italian Potential Biogas and Biomethane Production from OFMSW. agusa SHWA 2015, IV International Conference on Safety, Health and Welfare in Agriculture Agro-food and Forestry Systems-September 2-5, 2015 HyblaCampus, Ragusa, Sicily –Italy
- [12] Paina A., Piccinini S., Rossi L. (2010). Studio sull'utilizzo di biomasse combustibili e biomasse rifiuto per la produzione di energia. ISPRA, Rapporti Ispra 111/2010
- [13] Progetto Extravalore (2013). I sottoprodotti di interesse del DM 6.7.2012 – Inquadramento, potenzialità e valutazioni Atti Convegno "Sottoprodotti Agroforestali e industriali a base rinnovabile Normativa, recupero, conservazione, impiego, trasformazione e aspetti economici", Ancona - Università Politecnica delle Marche.
- [14] Piccinini, S. (2013). Situazione-trend di crescita del biogas in Italia e prospettive per il biometano, BIOGAS E BIOMETANO: una filiera bioenergetica sostenibile, Ravenna, 14 Marzo 2013
- [15] Giuntoli J., Agostini A., Edwards R., Marelli L., (2015). Solid and gaseous bio energy pathways: input values and GHG emissions, JRC Science and policy reports
- [16] Agostini A., Battini F., Giuntoli J., Tabaglio V., Padella M., Baxter D., Marelli L., Amaducci S., (2015) Environmentally Sustainable Biogas? The Key Role of Manure Co-Digestion with Energy Crops", *Energies*, 8, 5234-5265
- [17] Hijazi O., Munro S., Zerhusen B., Effenberger M., (2016) Review of lifecycle assessment for biogas production in Europe, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54, 1291–1300
- [18] Fusi A., Bacenetti J., Fiala M., Azapagic A. (2016). Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 4: 26
- [19] Malpei F., Rigamonti L., Grosso M. (2008). Il bilancio energetico ed ambientale di alcuni scenari di digestione anaerobica della FORSU, in "Biogas da rifiuti solidi urbani" (a cura di R. Vismara, F. Malpei, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 29-78
- [20] Blengini G.A., Fantoni M. (2009). Analisi LCA di alcuni scenari di trattamento della FORSU, in "Compost ed energia da biorifiuti" (a cura di R. Vismara, M. Grosso, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 433-456
- [21] Cecchi F., Bolzonella D., Pavan P., Mata-Alvarez J. (2011). Anaerobic digestion of organic fraction of Municipal Solid Waste: research and industrial application. In book: *Comprehensive Biotechnology*, pp.463-472
- [22] Bacenetti, J., Fiala, M. (2015), 'Carbon Footprint of Electricity from Anaerobic Digestion Plants in Italy, *Environmental Engineering and Management Journal* 14(7), 1495--1502
- [23] Ingraio C., Rana R., Tricase C., Lombardi M. (2015) Application of Carbon Footprint to an agro-biogas supply chain in Southern Italy. *Applied Energy* 149: 75–88
- [24] Pöschl, M., Ward, S., Owende, P., (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy Journal* 87: 3305 - 3321
- [25] Boulamanti AK, Maglio SD, Giuntoli J, Agostini A. (2013) Influence of different practices on biogas sustainability *Biomass and bioenergy* 53: 149-161
- [26] Biomass Energy Executive Report (2012) Politecnico di Milano
- [27] Lorenzoni A. , Bano L. (2010). I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Università Padova
- [28] Regazzoni A. (2013). Biogas, analisi della redditività al variare di taglia e dieta. Supplemento a *L'Informatore Agrario* 11:17-21
- [29] Enama (2011). Caratteristiche tecniche delle biomasse e biocombustibili. Progetto Biomasse
- [30] CIB (2015) Biogasdoneright – Digestione Anaerobica e sequestro del carbonio nel suolo
- [31] Buck, J(2016) Convegno "biogas per la produzione di biometano" Mantova 03/03/2016
- [32] Bianchini D., Castelli S. (2015). Linee guida per una nuova filiera del biorifiuto. Maggioli Editore
- [33] Maggioni, L. (2016). "Biomethane in Italy: state of the art and potential development", Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016

L. Genesio, C. Nati, G. Picchi - CNR
P. Garzone - ENEA
F. Armanasco, V. Fantini - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

La combustione diretta di rifiuti è realizzata negli impianti di termovalorizzazione. A valle della raccolta differenziata il rifiuto indifferenziato in forma tal quale o trasformato in Combustibile Solido Secondario (CSS), a seguito di un Trattamento Meccanico Biologico (MBT) e termico, è incenerito in forni a griglia nella maggior parte dei casi (84%) e in misura minore (12%) e solo per il CSS, in impianti a letto fluido[1]. I termovalorizzatori moderni sono dotati di recupero energetico (impianti Waste to Energy – WtE) attuato con un ciclo a vapore, che opera solitamente a temperatura e pressione che sono limitati dalle problematiche di corrosione dei materiali causati dalla combustione di rifiuti. I termovalorizzatori possono disporre anche di un ciclo cogenerativo in cui l'energia termica di recupero è utilizzata per il teleriscaldamento urbano o per altri utilizzi industriali e civili (es. riscaldamento serre, piscine, ecc.). Il trattamento dei fumi prodotti dalla combustione è attuato con una catena ormai standard di impianti che nella maggior parte dei casi comprendono l'abbattimento degli ossidi di azoto tramite un impianto DeNOx di tipo non catalitico (SNCR) che utilizza urea o ammoniaca iniettata in caldaia, o catalitico (SCR) che fa uso di un catalizzatore operante ad alta o bassa temperatura posto alla fine della catena di depurazione (tail end), l'abbattimento ossidi zolfo (DeSO_x) e dei gas acidi (HCl, HF), attuato con reattori a secco, semisecco o umido che utilizzano calce, latte di calce o soda, l'abbattimento di diossine e furani, attuato con reattori a carboni attivi e impianti SCR e l'abbattimento del particolato con presenza di metalli tossici in traccia, realizzato con depolverizzatori a elettrofiltro e/o a filtri a maniche.

Una delle maggiori criticità è la corrosione dei componenti della caldaia causata dalla combustione dei rifiuti urbani, che contengono cloro e metalli alcalini. Per ridurre la corrosione si utilizzano riporti di leghe a base nichel (es. lega 625) saldati sulle pareti membranate della caldaia o sui tubi dei banchi del passo convettivo, che sono i componenti più esposti alla corrosione. Grazie alla loro flessibilità gli impianti di termovalorizzazione sono in grado di accettare anche combustibili diversi. Tra questi, vi è la biomassa lignocellulosica, che può essere mescolata in proporzioni variabili assieme ai rifiuti. La biomassa legnosa vergine (non chimicamente trattata) è una materia prima che può essere utilizzata come combustibile in normali impianti di combustione (stufe, caldaie) poiché considerata non inquinante in termini di emissioni (alla stregua dei combustibili fossili) nella cosiddetta co-combustione.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Gli impianti di termovalorizzazione di rifiuti urbani con recupero energetico ("Waste to Energy", WtE) sono molto diffusi in Europa.

Nel 2012 in Europa erano presenti 480 impianti WtE per lo più di media taglia [2] [3], con un input di 59 Mton, pari al ca. 24% del totale dei RU prodotti [1].

La produzione di energia elettrica, atteso che la produzione specifica media è di ca. 0,75 MWh/ton, è stata di ca. 44 TWh, corrispondente ad una potenza media installata di ca. 5,5 GW.

Germania e Francia gestiscono, attraverso la termovalorizzazione, ca. il 50% dei rifiuti avviati a tale pratica in Europa [1].

Nazionale

Nel 2014, in Italia erano operativi 44 impianti di incenerimento per rifiuti urbani, 29 dei quali localizzati al Nord (13 nella regione Lombardia), 8 al Centro (5 in Toscana e 3 nel Lazio) e 7 al Sud [1]. Gli inceneritori di Statte e Tolentino non sono più operativi, e gli impianti di Vercelli, Venezia e Bolzano (costruito nel 1988) hanno trattato rifiuti solo per alcuni mesi del 2014. I rifiuti urbani, comprensivi della frazione secca e del CSS di origine urbana, avviati a incenerimento, sono stati nel 2014 oltre 5,1 milioni di tonnellate [1], con una flessione, rispetto al 2013, del 4,5%. La percentuale di incenerimento in relazione alla produzione di rifiuti urbani è stata, nel 2014, il 17,4% contro il 18,2% del 2013 [1]. Dei 44 impianti operativi in Italia, nel 2014, 12 sono dotati di ciclo cogenerativo; questi ultimi hanno trattato 2,2 milioni di tonnellate di rifiuti con un recupero sia di energia termica che elettrica di quasi 1,6 milioni di MWh. I 32 impianti dotati di sistemi di recupero energetico elettrico hanno incenerito oltre 4 milioni di tonnellate di rifiuti, recuperando quasi 3 milioni di MWh di energia elettrica [1].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La termovalorizzazione dei rifiuti è una tecnologia matura e consolidata a livello commerciale.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Rifiuti Urbani (RU) e speciali (RS).

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- Raccolta differenziata rifiuti urbani
- Teleriscaldamento aree urbane
- Teleriscaldamento per usi industriali e civili (es. serre, piscine, edifici pubblici)
- Recupero di materiali ferrosi e non ferrosi.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La diffusione della tecnologia di termovalorizzazione dei rifiuti urbani sarà influenzata in modo opposto da diversi fattori. La produzione di rifiuti è normalmente correlata al PIL di un Paese. In Italia nel 2010 il rapporto tra la crescita della produzione annua di rifiuti e la crescita del PIL era pari a 1, mentre l'obiettivo fissato per il 2020 è di portare questo rapporto a 0,95. L'aumento del riciclo dei materiali a seguito della crescita della raccolta differenziata, che è prevista per i prossimi anni, tenderà a ridurre la quantità di rifiuto indifferenziato che alimenta i termovalorizzatori e nel medio-lungo termine il fabbisogno di incenerimento richiesto. D'altro canto la riduzione del conferimento in discarica dei rifiuti indifferenziati, ancora molto elevato in Italia se confrontato con la media dei paesi europei di riferimento, porterà ad un incremento del rifiuto da incenerire nei termovalorizzatori. Il decreto "Sbocca Italia" del 2014, convertito poi dalla legge 164/2014, ha espresso la necessità di individuare dei siti dove localizzare nuovi impianti di incenerimento per soddisfare il fabbisogno di trattamento di rifiuti non riciclabili. Nel medio periodo il fabbisogno di incenerimento che sarà richiesto in Italia dipenderà da quale dei fattori sopra menzionati prevarrà, influenzando di conseguenza sulla costruzione o meno di nuovi impianti e sulla ricerca e sviluppo di soluzioni tecnologiche. In un'ottica prudenziale dal punto di vista dell'utilizzo energetico di questa fonte, si può assumere che i due effetti si compensino e che, in un orizzonte temporale al 2030, l'energia primaria disponibile come rifiuto si mantenga costante e che si verifichi un lieve aumento di produzione elettrica, grazie al miglioramento tecnologico sia in termini di efficienza elettrica che di fattore di disponibilità degli impianti.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Il principale impatto ambientale dei termovalorizzatori è legato alle emissioni gassose. I moderni termovalorizzatori sono dotati di sistemi di filtrazione dei gas acidi, del particolato e delle diossine/furani all'avanguardia, che consentono di raggiungere livelli di emissione ben inferiori ai limiti richiesti dalla normativa nazionale e da alcune normative regionali più stringenti. I principali rifiuti solidi dell'impianto sono costituiti dalle scorie della combustione dei rifiuti, che sono in parte riutilizzate per fini civili (es. sottofondi stradali) e dalle ceneri volanti catturate dai depolverizzatori, che sono stoccate nelle discariche per rifiuti speciali con impatti inesistenti o trascurabili sul territorio.

Emissioni CO₂/MWh

Rifiuti: 1,27 tCO₂/ MWh, al lordo della CO₂ che verrebbe emessa a causa della decomposizione dei rifiuti stessi [5].

Emissioni CO₂/MWh evitate

L'impiego efficace delle fuel cell come tecnologia di Rifiuti: 0,82÷1,33 tCO₂/MWh evitate, al lordo della CO₂ che viene emessa nella termovalorizzazione [4][5].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il parco dei termovalorizzatori attualmente esistenti sul suolo nazionale ha un'efficienza media di recupero energetico del 20-30%. I termovalorizzatori più recenti hanno un'efficienza superiore al 25% con una punta di eccellenza del 29% del termovalorizzatore di Brescia.

La vita di progetto degli impianti di termovalorizzazione è di 20 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Payback dell'investimento: 9-10 anni [6]

Costo specifico di investimento:

- termovalorizzatori di media taglia (380.000 t rifiuto incenerito/anno) con ciclo cogenerativo 4970 €/MWh [6]
- termovalorizzatori di grande taglia (615.000 t rifiuto incenerito/anno) senza ciclo cogenerativo 3870 €/MWh [7]

Costo O&M/costo investimento: 8÷10% [6].

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Generale carenza nella preparazione universitaria ingegneristica integrata energetica e chimica specifica per il settore, che è necessaria per la progettazione e la conduzione moderna ed efficiente degli impianti di incenerimento dei rifiuti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

In Italia esistono diverse potenzialità di ricerca per lo sviluppo tecnologico del settore schematicamente riconducibili alle seguenti tematiche:

- sviluppo di nuovi cicli a vapore a più alta efficienza per i termovalorizzatori
- sviluppo di nuovi materiali a basso costo e di tecniche di applicazione per la protezione dalla corrosione della caldaia dei termovalorizzatori
- sviluppo di nuovi sistemi integrati di filtrazione dei fumi efficienti e a basso costo (es. integrazione dei catalizzatori per l'abbattimento delle diossine nei filtri a maniche di depolverizzazione).

Il decreto "Sbocca Italia" del 2014, convertito poi dalla legge 164/2014, ha espresso la necessità di individuare dei siti dove localizzare nuovi impianti di incenerimento per soddisfare il fabbisogno di trattamento di rifiuti non riciclabili. Il 29/07/2015 è stata emanata una bozza di Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri [8] in cui è ipotizzata la realizzazione di dodici nuovi impianti di incenerimento sul territorio nazionale in grado di trattare il fabbisogno residuo totale di 2,5 Mt/anno. Considerando i termovalorizzatori di ultima generazione con alta efficienza di recupero energetico (ca. 30%), la potenza elettrica complessiva che potrà essere installata nei prossimi anni (in Italia intercorrono tipicamente 8-10 anni tra l'autorizzazione alla costruzione e l'inizio dell'esercizio dell'impianto) in questo settore sarà pari a circa 375 MWe con un corrispondente aumento di occupati negli impianti di circa 700 unità a cui sommare un ulteriore 20% dell'indotto.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

L'industria italiana è presente nel settore principalmente con la progettazione e la costruzione di caldaie (Ansaldo Caldaie, Ruths) per inceneritori, con la realizzazione di rivestimenti anticorrosione nelle caldaie e con la realizzazione di alcuni sistemi di trattamento degli effluenti gassosi e liquidi degli impianti.

Le tecnologie di realizzazione di caldaie ad alta efficienza per termovalorizzatori e di sviluppo e applicazione di rivestimenti innovativi per la protezione dalla corrosione sono esportabili all'estero.

L'impatto sul PIL nazionale è stimato in 0,03÷0,05%.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I termovalorizzatori, dotati di ciclo di recupero energetico cogenerativo, possono avere un forte impatto sulle emissioni del settore residenziale urbano in quanto, grazie alla rete di teleriscaldamento collegata all'impianto, riducono drasticamente le emissioni gassose inquinanti e non filtrate degli impianti di riscaldamento residenziali e consentono un risparmio energetico ed economico.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- A2A – gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani (n° 4) di media e grande taglia, gestione della raccolta differenziata, di discariche e di reti di teleriscaldamento
- Gruppo HERA - gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani di media taglia (n° 7), gestione della raccolta differenziata e di discariche
- ACEA - gestione di termovalorizzatori di rifiuti urbani e scarti industriali (media taglia)
- REA - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- Gruppo Falck - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- TRM - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia
- IREN - gestione di termovalorizzatore rifiuti urbani di media taglia.

Sviluppo della tecnologia

- ANSALDO CALDAIE – costruzione di caldaie per termovalorizzatori di rifiuti urbani
- RUTHS - costruzione di caldaie per termovalorizzatori di rifiuti urbani
- Turboden Costruzione di turbogeneratori di tipo Rankine a Fluido Organico.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: processi e tecnologie di termotrattamento (pirolisi, gassificazione e combustione) per il recupero di materia ed energia da rifiuti, costi di investimento e di gestione dei termovalorizzatori nazionali, modelli di gestione integrata dei rifiuti, studi su trattamenti finalizzati al recupero/riciclaggio dei prodotti a fine vita

Politecnico di Milano - Laboratorio Energia Ambiente Piacenza (LEAP): studi su nuovi modelli impiantistici per lo smaltimento dei rifiuti e il recupero energetico, studi sui combustibili da biomasse e rifiuti

Politecnico di Torino: studi su nuove configurazioni impiantistiche per la termovalorizzazione dei rifiuti

2° Università di Napoli, Dipartimento di Scienze Ambientali: studi sugli impianti a letto fluido e di gassificazione dei rifiuti urbani e industriali

RSE: Sviluppo di metodi diagnostici per la corrosione.

BEST PRACTICES

Il termovalorizzatore di Brescia è in esercizio dal 1998, incenerisce 750.000 t/anno di rifiuti e biomassa, produce 600 GWh elettrici/anno e 800 GWh termici/anno per il teleriscaldamento della città. E' considerato uno degli impianti più avanzati e ha conquistato l'Industry Award come miglior inceneritore del mondo assegnatogli nel 2006 dal Waste to Energy Research and Technology Council (Columbia University, New York). L'efficienza del recupero energetico è del 29 % ed è tra le più alte nel settore a livello mondiale.

L'inceneritore di Amsterdam, in esercizio dal 2007, è tra i più grandi e moderni inceneritori a livello mondiale. Incenerisce 530.00 t/anno di rifiuti urbani e detiene il record (30,6%) di efficienza del recupero energetico [4], che è ottenuto sia con un ciclo a vapore (125 bar, 440-480 °C) molto efficiente per i termovalorizzatori, sia con una notevolissima protezione anticorrosione, attuata con un riporto di circa 1000 m² di superlega base nichel (Inconel 625) sulle superfici interne della caldaia.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani – Edizione 2015
- [2] CoolSweep - D 1.2 Global analysis of the Waste-to-Energy field (2014)
- [3] Frost & Sullivan (<http://www.environmental.frost.com>), intitolata "European Waste to Energy Plant Market" (2013)
- [4] M. van Berlo, "Value from Waste", Amsterdam's 4Year Experience with High-Efficiency Waste-to-Energy, marzo 2011
- [5] A. Bonomo, "La termovalorizzazione dei rifiuti in Italia: l'esperienza di esercizio e l'applicazione delle nuove tecnologie", Milano 22 settembre 2006
- [6] S. Consonni, G. Lozza, E. Macchi, C. Dainese, "Benefici dei sistemi integrati Termovalorizzatori - Cicli a combustione fossile", LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza, 2007
- [7] S. Malvezzi, L. Zaniboni, "The first years of activity of a large-scale WTE unit in Acerra, Italy", Sardinia 2013, S. Margherita di Pula, ottobre 2013
- [8] Schema di decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri di individuazione della capacità nazionale di trattamento dei rifiuti da parte degli impianti di incenerimento ai sensi dell'art. 35, comma 1, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modifiche dalla legge 11 novembre 2014, n.164

SISTEMI DI ACCUMULO ENERGETICO

F. Cernuschi - RSE



DESCRIZIONE TECNICA

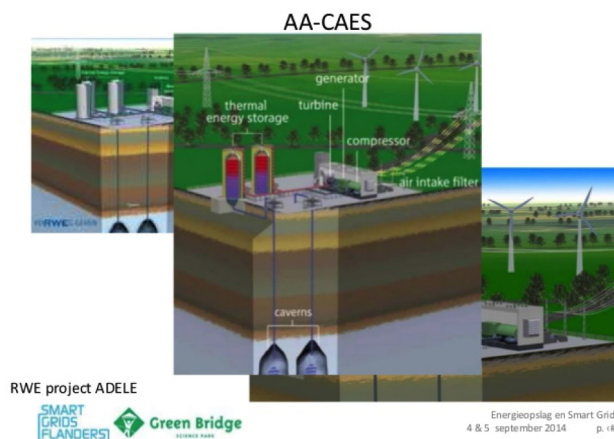
L'immagazzinamento di aria compressa, o CAES (Compressed Air Energy Storage), è una delle tecnologie potenzialmente più interessanti per accumulare quantità considerevoli di energia a basso costo specifico d'investimento. Unitamente agli impianti idroelettrici di pompaggio, gli impianti CAES sono gli unici in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche dei grandi impianti di produzione di energia elettrica (100 – 1000 MW). In un impianto CAES, l'aria compressa accumulata (tipicamente in un serbatoio geologico) dopo essere stata riscaldata, è fatta espandere all'interno di una turbina a gas, a sua volta connessa a un generatore. Poiché in un impianto CAES le fasi di compressione ed espansione sono differite temporalmente, rispetto a una turbina a gas convenzionale, nella fase di generazione è disponibile tutta la potenza dell'espansore, con un incremento rilevante dell'energia prodotta in concomitanza con i picchi di domanda, a parità di taglia della turbomacchina. Nel corso degli anni sono state proposte differenti configurazioni impiantistiche con diverso grado di complessità e relative prestazioni. Ad oggi, sono operativi solo due impianti di grossa taglia ad aria compressa CAES, uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh- Alabama). Mentre La New Energy Foundation giapponese sta sperimentando dal 1990 la tecnologia CAES in Giappone mediante la realizzazione di un piccolo impianto da 2 MW che utilizza una miniera abbandonata di carbone come serbatoio di accumulo [1]. Si ricorda che già negli anni '80 ENEL sperimentò la tecnologia CAES presso Sesta (Si), realizzando una piccola unità da 25MW.

Entrambi gli impianti di grossa taglia ad oggi operativi adottano una configurazione che prevede un treno di compressori con stadi d'inter- e post- refrigerazione, una caverna d'accumulo (realizzata in una formazione salina posta a parecchie centinaia di metri sotto la superficie terrestre), una camera di combustione ove l'aria accumulata è convogliata come comburente del gas naturale, un espansore e un generatore. Nell'impianto più recente (McIntosh-USA 1991) l'aria compressa prima di entrare nella camera di combustione è preriscaldata in uno scambiatore (recuperatore) dai gas di scarico della turbina.

Tra i progetti in corso nel mondo, oltre a quelli basati sul CAES "convenzionale" (quali Matagorda Texas USA e Norton, Ohio USA) che utilizzano combustibili fossili, si menzionano quelli che considerano l'opzione adiabatica. In questo caso, il calore generato durante la compressione è accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di generazione, consentendo di eliminare l'impiego di combustibili. In questo tipo di ciclo l'energia termica può essere accumulata sotto forma di calore latente, o sfruttando oli termici, o ancora materiali ceramici. L'aria così raffreddata è poi accumulata in un serbatoio geologico, analogamente alle altre tipologie di impianto. I progetti di CAES adiabatici sono: Near Term Energy Storage Program 94 di EPRI (Electric Power Research Institute), che prevede di studiare anche impianti che escludano, o quasi, l'impiego di combustibile, il progetto svizzero di Airlight Energy in collaborazione con Alstom Power e il progetto europeo ADELE (Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply).

Si evidenzia che sebbene spesso indicata come una possibile opzione, l'impiego di una formazione geologica porosa come serbatoio di accumulo dell'aria, ad oggi, è un concetto mai utilizzato. L'unico progetto avviato nei primi anni 2000 al fine di sperimentare questa soluzione (IOWA-USA) è stato chiuso all'inizio del 2012 perché il sito geologico, precedentemente selezionato tra oltre venti, con una spesa di alcuni milioni di dollari, dopo alcune prove preliminari non è risultato idoneo allo scopo, gettando peraltro seri dubbi sulla reale convenienza economica della soluzione sperimentata.

Recentemente è in corso di studio la possibilità di downsize di impianti in quello che viene chiamato il micro-CAES, che renderebbe il sistema più flessibile e quindi applicabile in diversi ambiti tra cui il residenziale e commerciale [2].



STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

L'impianto di Huntorf, nei pressi di Brema, risale al 1978. È un impianto da 290 MW che utilizza una coppia di caverne saline realizzate a una profondità variabile tra i 650 e 800 metri aventi un volume complessivo pari a circa 300.000 m³. La costruzione dell'impianto da parte di ABB richiese circa trenta mesi di lavoro con un costo specifico d'investimento (al 2002) pari a circa 400\$/kW. In condizioni operative normali, l'avviamento dell'impianto richiede circa undici minuti, che in caso di necessità possono essere dimezzati. La pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata a 66 bar. Nella fase di espansione la pressione del serbatoio scende sino a 46 bar. Al fine di garantire una pressione costante (42 bar) in ingresso turbina è utilizzato un riduttore di pressione. A valle della turbina di alta pressione è posto un secondo combustore e un secondo stadio d'espansione. L'impianto di McIntosh, da 110 MW, realizzato da Dresser-Rand, è operativo dal 1991. Esso è stato progettato per garantire una produzione di energia elettrica continua per 26 ore a pieno carico. Analogamente all'impianto precedente, il serbatoio è costituito da una caverna salina del volume di 560.000 m³. I costi specifici d'investimento indicati da EPRI attualizzati al 2010 sono circa 1000 – 1250 \$/kW. Stime per nuovi impianti oscillano tra i 400€/kW e i 1000€/kW, a seconda della condizione e tipologia di serbatoio ipotizzato. L'affidabilità di entrambi gli impianti risulta compresa tra 95% e 99%.

Nazionale

Non esistono impianti CAES in Italia.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Nella configurazione convenzionale si può ritenere che la tecnologia sia consolidata e quindi disponibile sul mercato, come dimostrato dalla realizzazione attualmente in corso di impianti analoghi a quello di McIntosh-USA.

Nell'accezione micro-CAES i sistemi sono ancora in fase di ottimizzazione.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Nella configurazione "convenzionale" la fonte energetica utilizzabile è il gas naturale mentre, nelle configurazioni adiabatiche e isoterme, non è necessario ricorrere a fonti energetiche. Tuttavia la tecnologia si propone come una soluzione per l'accumulo energetico e come tale può essere vista in relazione a qualunque situazione di intermittenza della fonte energetica primaria, particolarmente con quella eolica. Infatti, l'energia elettrica prodotta da fonti intermittenti può essere utilizzata per alimentare il compressore, l'aria compressa viene immagazzinata nelle cavità sotterranee e si rende disponibile per essere utilizzata in un secondo momento; si va così a costituire una riserva di energia particolarmente utile per esempio nei periodi estivi quando si ha una maggiore richiesta da parte delle utenze.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Gli impianti CAES, per le loro particolari caratteristiche, si prestano bene in numerose applicazioni. Essi vengono normalmente impiegati per ridurre i picchi di potenza richiesti alla rete di alimentazione effettuando il peak-shaving, inoltre vengono impiegati per realizzare una riserva rotante e come supporto per la produzione di potenza reattiva. Lo sviluppo di sistemi micro-CAES utilizzabili sia per l'accumulo elettrico che termico renderebbe questa tecnologia applicabile sia al residenziale che al terziario (hotel, centri commerciali, aree di servizio ecc.).

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Sulla base dell'esperienza maturata negli USA è da escludersi almeno nella prima fase l'impiego di serbatoi geologici porosi. Le uniche possibili alternative sono costituite dall'uso di miniere abbandonate che abbiano le caratteristiche necessarie, eventuali depositi salini profondi presenti nel territorio nazionale o serbatoi sottomarini (soluzione in fase di studio in UK ma a livello di micro impianto pilota). Un'ulteriore alternativa praticabile (e praticata dal progetto svizzero) è costituita dalla realizzazione di una caverna scavata nella roccia, a patto che quest'ultima sia molto compatta, non friabile né porosa. Queste condizioni sicuramente possono limitare significativamente la diffusione di questa tecnologia d'accumulo in ambito nazionale.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Nella configurazione convenzionale il CAES ha un impatto sull'ambiente analogo a quello di una turbina a gas a ciclo semplice dotata di un recuperatore e alimentata con gas naturale. Nella configurazione adiabatica, escludendo le opere necessarie per installare l'impianto e la realizzazione del serbatoio, non si prevedono impatti emissivi nel corso dell'esercizio.

Emissioni CO₂/MWh

A parità di energia elettrica generata, gli impianti CAES convenzionali emettono molta meno CO₂ rispetto ad una turbina a gas in ciclo semplice in quanto il lavoro di compressione si presume sia stato effettuato utilizzando un surplus di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili caratterizzate da emissioni nulle. Si può valutare un'emissione specifica, nella fase di esercizio, di circa 1/3 rispetto ad un turbogas a ciclo aperto allo stato dell'arte, dell'ordine di 150 – 200 gCO₂/kWh.



Sistema di accumulo CAES adiabatico (Progetto europeo ADELE)

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Sulla base delle date di costruzione dei due impianti CAES esistenti si può affermare che la vita utile potrebbe superare i 35 – 40 anni. La round trip efficiency (definita come il rapporto tra l'energia elettrica che l'impianto è in grado di restituire durante la fase di generazione e quella consumata complessivamente per lo stoccaggio e la generazione stessa) degli impianti di Huntorf e di McIntosh risulta rispettivamente pari a 42% e 54%. Analoghe stime per futuri impianti CAES adiabatici oscillano tra 70 – 73%.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Uno degli ostacoli principali allo sviluppo della tecnologia è la dipendenza dalle formazioni geologiche (strati acquiferi naturali, caverne di sale o caverne costruite nella roccia), che limita la possibilità d'installazione degli impianti solo a determinate aree. Inoltre la tecnologia allo stato attuale viene considerata non sempre economicamente vantaggiosa.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Non valutabili.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Non valutabili.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I Sistemi CAES possono essere integrati con sistemi convenzionali (per esempio Diesel) per fornire un sistema di accumulo efficiente in aree isolate, permettendo una migliore gestione dei carichi energetici e offrendo la possibilità di sfruttare il calore disperso.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Sviluppo della tecnologia

L'unico attore italiano attualmente coinvolto nello sviluppo della tecnologia è NP (GE Oil&Gas) che ha partecipato al progetto europeo ADELE-Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply [3].

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Attività di ricerca in ambito di CAES è compiuta da GE Oil&Gas (progetto ADELE), da RSE che ha effettuato, in particolare, studi di fattibilità tecnico-economica di CAES in Italia e dall' Università di Perugia.

BEST PRACTICES

Si vedano gli impianti e i progetti precedentemente menzionati.



Impianto CAES entrato in funzione nel 1991, McIntosh, Alabama



Impianto CAES entrato in funzione nel 1978, Kraftwerk Huntorf

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] M. Budt, D. Wolf, et al, Applied Energy,170, (2016), 250–268
- [2] A. Tallini, A. Vallati, L. Cedola, Energy Procedia 82 (2015) 797 – 804
- [3] <http://www.adel-energy.eu>
- [4] RSEView “L'accumulo di energia elettrica” scaricabile dal sito di RSE <http://www.rse-web.it/monografie/rseview001.page>
- [5] P. Savoldelli, Indagine su tecnologie e materiali per accumulo termico in impianti CAES RSE 12005740, 2012. Rapporto Ricerca di Sistema
- [6] L. Augello, F. Cernuschi, G. Agate, R. Guandalini, M. Benini, Progetto di fattibilità tecnico-economica di un sistema CAES mediante stoccaggio geologico di aria compressa e con palloni sommersi RSE 12000973, 2011. Rapporto Ricerca di Sistema

DESCRIZIONE TECNICA

I volani sono sistemi di accumulo con prestazioni in potenza che si basano sull'energia cinetica. Generalmente sono sistemi cilindrici (perché semplici da fabbricare) costituiti da due parti meccaniche, una fissa (statore) e una rotante (rotore), e una parte elettrica, che deve svolgere la funzione sia di generatore che di motore. La quantità di energia accumulabile dipende dall'inerzia meccanica del rotore e dalla velocità angolare massima che può raggiungere. Durante la fase di carica la velocità di rotazione aumenterà mentre durante la fase di scarica diminuirà. In entrambi i casi la variazione di velocità (trascurando le perdite per attrito) è dovuta alla coppia fornita/assorbita dalla macchina elettrica.

I volani sono affetti da due sorgenti di perdite principali. La prima è dovuta all'attrito aerodinamico tra il rotore e il gas presente nella camera che lo circonda. La seconda all'attrito meccanico che si realizza sui cuscinetti che sono sottoposti al peso del rotore. L'attrito viene parzialmente compensato utilizzando una bassa pressione all'interno della camera e un sistema di cuscinetti avanzati. Sebbene teoricamente il volano dovrebbe lavorare in vuoto, spesso viene lasciata una piccola pressione per consentire la trasmissione del calore che si genera all'interno della camera. Per quanto riguarda i cuscinetti, sono principalmente magnetici o superconduttivi e in molti casi è utilizzata la levitazione magnetica.

Questa tecnologia è dedicata alle applicazioni in potenza con cariche/scariche brevi [1].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa sono ad oggi installati più di 8 MW distribuiti su una decina di impianti, escludendo le installazioni dei volani che saranno utilizzati per i progetti di fusione nucleare (i quali hanno potenze installate dell'ordine delle centinaia di MW) [2].

Nazionale

In Italia non sono presenti sistemi di accumulo rilevanti con questa tecnologia.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il TRL della tecnologia è tra 5 e 6 con alcuni dispositivi già in fase di test in ambiente rilevante. Sono tuttavia ancora da investigare tutti i vantaggi e gli svantaggi della tecnologia mentre la ricerca e sviluppo è focalizzata ad aumentare l'energia accumulabile e diminuire l'autoscarica.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Essendo una tecnologia di accumulo, i volani possono interagire con qualsiasi sistema di produzione energetica, sia rinnovabile che non rinnovabile.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Grazie alle prestazioni in potenza che caratterizzano la tecnologia, una delle possibili applicazioni è nel *power quality* dove essa può portare un beneficio all'utente elettrico, soprattutto nelle zone della rete soggette a forti variazioni di tensione (buchi di tensione o *flickers*). Questo beneficio si traduce in un vantaggio economico per il distributore (soggetto a eventuali sanzioni se non rispetta certi livelli di qualità dell'energia fornita) o dal punto di vista della qualità della vita per l'utente (che riceverebbe un servizio migliore). Inoltre questa tecnologia è anche utilizzata negli impianti sperimentali per la ricerca sulla fusione nucleare, dove sono necessari enormi picchi di potenza.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'installazione dei volani richiede la disponibilità di poter scavare nel suolo; infatti, la macchina rotante è solitamente installata nel sottosuolo per motivi di sicurezza. La diffusione della tecnologia è quindi possibile in terreni non ancora edificati o non abitati (nel caso in cui l'impianto non sia già installato sottoterra).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia dei volani non ha nessun impatto ambientale nella fase di esercizio.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nell'ambito dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili, le emissioni di CO₂/MWh evitate con la tecnologia dei volani potrebbero corrispondere alle emissioni di CO₂/MWh prodotte da altre fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza ciclica dei volani attualmente disponibili in commercio si attesta sull'80%. Tale valore è dovuto alle perdite energetiche che si hanno sulla macchina elettrica (in minima parte) e sulla parte meccanica (per la maggior parte). Il numero di cicli vita è molto elevato, superiore a 500000.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I volani, avendo un numero di cicli vita molto elevato, hanno un costo di Maintenance praticamente nullo. L'unico costo di Operation è dovuto all'autoscarica e dipende fortemente dal costo dell'energia elettrica necessaria per ricaricarli.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il principale ostacolo allo sviluppo è il costo elevato per unità di potenza.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

I volani potrebbero essere utilizzati nel residenziale per migliorare la qualità dell'energia elettrica. Nel settore dei trasporti potrebbero essere impiegati nelle sottostazioni per recuperare l'energia ceduta dai treni in rete durante la fase di frenatura mantenendo la tensione di linea entro valori accettabili.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

In Italia non sono presenti attori che utilizzano tale tecnologia.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

RSE: in anni precedenti, ha progettato e realizzato un prototipo di volano ad alta densità di energia. Attualmente si occupa di monitorare lo stato dell'arte e contribuire all'attività normativa relativa alla tecnologia dei volani utilizzati come sistema di accumulo.

BEST PRACTICES

Wind-Storage Hybrid Study è un progetto, avviato in Irlanda da Mainstream Renewable Power e Enterprise Ireland, che coinvolge vari sistemi di accumulo tra cui i volani per limitare i picchi di potenza generati dall'eolico [3].

Il progetto Store in cui è coinvolta Endesa prevede l'installazione di 500 kW di volani con autonomia di 18 secondi a Alajeró per effettuare regolazione di tensione [4].

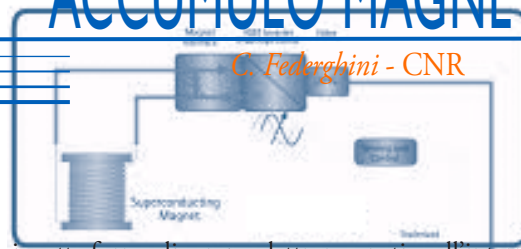
Il primo impianto commerciale di volani di taglia significativa (20 MW – 5 MWh), costruito dalla Beacon Power per conto della NYISO (New York Independent System Operator) per svolgere la funzione di regolazione di frequenza, è entrato in servizio nel 2011 a Stephentown (New York).



Impianto di volani (20 MW – 5 MWh) entrato in funzione nel 2011, Stephentown (New York)

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview (2011). L'accumulo di energia elettrica. IL MELOGRANO
- [2] <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- [3] <http://mainstreamrp.com/mainstream-to-test-large-scale-battery-storage-at-irish-wind-farm/>
- [4] <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project>



DESCRIZIONE TECNICA

La possibilità di accumulare significative quantità di energia sotto forma di campo elettromagnetico all'interno di un avvolgimento diventa una soluzione energeticamente favorevole grazie all'impiego di cavi superconduttivi. L'assenza di resistenza elettrica di quest'ultimi consente di realizzare avvolgimenti in grado di mantenere l'energia immagazzinata al loro interno con perdite trascurabili. In tali dispositivi, chiamati per brevità SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), l'energia immagazzinabile risulta proporzionale al quadrato dell'intensità del campo magnetico e al volume occupato da quest'ultimo. Varie sono le geometrie possibili per gli avvolgimenti. Per confinare in modo ottimale il campo elettromagnetico, risulta vantaggiosa la soluzione a magnete toroidale per la quale il volume occupato dal campo è sostanzialmente delimitato al volume compreso all'interno degli avvolgimenti stessi.

Nel corso degli anni '90, alcune aziende hanno avviato la commercializzazione di sistemi SMES basati su superconduttori tradizionali (leghe del niobio, denominati LTS, Low Tc Superconductor) raffreddati in bagno di elio liquido. Tali dispositivi furono progettati con la funzione di operare come gruppi di continuità UPS (Uninterruptible Power Supply), con il vantaggio di poter erogare una notevole potenza istantanea anche se per una durata di tempo piuttosto limitata.

Per il diffondersi dell'applicazione risulta fondamentale il poter disporre di un sistema facilmente utilizzabile, in grado di sopportare un numero di cicli elevatissimo e che richieda una limitata manutenzione. I recenti sviluppi relativi ai superconduttori ad alta temperatura (i cosiddetti HTS, High Tc Superconductor), potendo operare ad una temperatura superiore a quella dell'elio liquido, rappresentano il materiale di base ideale per la realizzazione di SMES che soddisfino tutte le caratteristiche richieste dai potenziali utilizzatori.

L'avvolgimento superconduttivo, posto all'interno di una camera a tenuta stagna e in vuoto, si comporta a tutti gli effetti come un'induttanza che può essere caricata e scaricata un numero idealmente infinito di volte senza comprometterne le caratteristiche. La velocità di carica e scarica, ossia la potenza che lo SMES può erogare o assorbire dalla rete rispettivamente, viene controllata attraverso una opportuna elettronica di potenza, ma è anche un parametro che interviene già in fase di progettazione del sistema magnetico stesso, in quanto può essere grandemente influenzato da fattori geometrici sia della bobina che del cavo superconduttivo selezionato. Proprio le potenze di carica e scarica, largamente più modulabili che per altri sistemi di accumulo, e la durata di vita virtualmente infinita dello SMES ne fanno un componente che ha sicuramente un ruolo fondamentale nel panorama delle differenti tecnologie di accumulo di energia.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

La tecnologia SMES è implementata in prodotti industriali da parte di aziende con sede negli Stati Uniti e in Giappone (AMSC, Bruker e Chubu Electric Power Company). Ulteriori installazioni a livello pre-commerciale sono presenti in Europa. I sistemi SMES finora realizzati utilizzano avvolgimenti costruiti con superconduttori tradizionali LTS raffreddati mediante elio liquido. Sono attualmente impiegati per la protezione di processi industriali critici. Di particolare rilievo sono le installazioni Giapponesi utilizzate, all'interno degli stabilimenti Sharp nell'area di Nagoya, per la produzione di sistemi a semiconduttore in grado di fornire una potenza di 10 MW. A livello internazionale sono in corso una serie di programmi di ricerca e prototipazione della tecnologia SMES basata sui superconduttori HTS. I programmi principali sono quello statunitense, che coinvolge le aziende ABB e Superpower, e quello giapponese, che coinvolge numerose aziende sotto l'egida dell'organizzazione NEDO.

Nazionale

A livello nazionale sono numerose le iniziative legate allo sviluppo e implementazione di SMES. Un progetto finalizzato alla realizzazione di uno SMES in elio liquido con superconduttori tradizionali è stato realizzato da un consorzio di aziende italiane guidato da Ansaldo Energia e installato presso il Sincrotrone di Trieste. Il dispositivo è in grado di erogare una potenza in uscita di 1 MW ed è stato utilizzato per garantire un'adeguata protezione della fornitura di energia elettrica al sito scientifico. Vi sono ulteriori iniziative che hanno portato alla prototipazione di micro-SMES realizzati con superconduttori di moderna generazione (HTS) da un consorzio guidato da Ansaldo CRIS. Attualmente ENEA è impegnata attivamente nel perseguire lo sviluppo di tali dispositivi, così come le principali aziende nazionali interessate alla superconduttività e all'energy storage (ASG Superconductors, Columbus Superconductors e EEI). Recentemente è stata intrapresa una nuova iniziativa, con la partecipazione di partner industriali e istituti di ricerca, che ha come obiettivo la costruzione di un prototipo di SMES della taglia di 50-100 kW utilizzando per la prima volta il superconduttore MgB2 raffreddato a secco.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La fattibilità della tecnologia SMES per l'accumulo di energia è stata ampiamente dimostrata a livello pratico. La maturità tecnologica di tali dispositivi è pienamente compiuta. La tecnologia SMES finora implementata in prodotti industriali prevede l'utilizzo di superconduttori tradizionale (LTS) in combinazione con raffreddamento all'elio liquido. Tale metodo è confrontabile con quello della risonanza magnetica medicale, l'applicazione principale della superconduttività ad oggi. Entrambe le tecnologie sono pienamente affermate, ma si stanno muovendo verso soluzioni cryogen-free, ossia in assenza di liquidi criogenici, grazie alla progressivo sviluppo di superconduttori di moderna generazione (HTS) in grado di operare a temperature maggiori e compatibili con un raffreddamento cryogen-free. Il livello di maturità tecnologica dei sistemi SMES cryogen-free è classificabile tra il 5 e il 6 (prototipi di scala significativa installati e funzionanti). I sistemi criogenici necessari all'operatività in condizioni cryogenic-free sono sistemi prodotti industrialmente e con provata affidabilità da svariate aziende internazionali. L'elettronica di potenza necessaria al suo controllo e interfacciamento con l'esterno non risulta significativamente diversa da quella già sviluppata per altri dispositivi di accumulo, ed è disponibile presso svariate aziende presenti sul territorio nazionale.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Lo SMES, essendo un sistema di accumulo di energia in grado di accumulare e/o rilasciare l'energia in modo estremamente rapido, può essere integrato con qualunque fonte di energia, in particolare rinnovabile, allo scopo di renderla maggiormente fruibile.

Le caratteristiche tecniche dei sistemi SMES sono complementari rispetto a quelle degli altri sistemi di accumulo. Sono caratterizzati da una minore capacità di stoccaggio dell'energia ma sono in grado di erogare/assorbire notevoli potenze in tempi estremamente rapidi. Una ulteriore caratteristica è la possibilità di compiere un numero di cicli di carica e scarica praticamente illimitato. Lo SMES è quindi particolarmente adatto per l'utilizzo all'interno di sistemi ibridi (Energy Intensive + Power Intensive) economicamente vantaggiosi ed estremamente prestanti. Il costo e le dimensioni dei sistemi energy intensive (ad esempio batterie) sono strettamente legati alla potenza che questi debbono erogare. Se il sistema deve erogare una potenza elevata, anche per un tempo molto ristretto, il suo dimensionamento deve essere effettuato sul picco di potenza altrimenti la richiesta non può essere soddisfatta. La combinazione di un sistema energy intensive con uno SMES, che è un sistema power intensive, consente di soddisfare il temporaneo surplus di potenza senza eccessivi sovradimensionamenti del primo.

I principali contributi della tecnologia SMES (anche all'interno di sistemi ibridi) allo sfruttamento delle risorse rinnovabili sono:

- maggiore penetrazione della generazione distribuita. Lo SMES è un tecnologia in grado di controllare affidabilmente i flussi di potenza anche in presenza di fluttuazioni estremamente rapide e di notevole entità. Rappresenta quindi uno strumento congeniale per l'integrazione affidabile delle risorse distribuite non programmabili nella rete elettrica (eolico, fotovoltaico, energie marine, ecc.)
- stabilizzazione di micro-grid o impianti off-grid. Sono diffusi sistemi elettrici di dimensioni significative (microgrid, isole, miniere, ecc.) che non sono interconnessi ad un sistema elettrico esteso. Tali sistemi integrano al loro interno risorse rinnovabili. Una riserva di potenza rapidamente disponibile è necessaria per un esercizio affidabile. Ulteriori applicazioni dei sistemi SMES riguardano il miglioramento della Power quality e il livellamento dei carichi impulsivi. L'ottimizzazione di flussi di potenza nella rete elettrica accresce la sua efficienza contribuendo alla riduzione del consumo energetico complessivo.

Si evidenzia che lo SMES è utilizzabile molto vantaggiosamente in combinazione con la tecnologia dell'idrogeno. Oltre alla sinergia di tipo elettrico (sistema di accumulo ibrido) vi è la possibilità di trarre notevole vantaggio dal punto di vista del raffreddamento se l'idrogeno è stoccato in forma liquida. La temperatura dell'idrogeno liquido è 20 K e tale temperatura è compatibile con l'esercizio di tutti i superconduttori HTS di interesse tecnico.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia SMES può trovare naturale applicazione in settori differenti da quello specificatamente energetico. Può essere ugualmente impiegata in supporto a processi industriali (applicazioni di tipo power quality e/o livellamento di carichi impulsivi quali, ad esempio, laminatoi, estrusori, presse), ma anche in ambito Difesa, a supporto di attrezzature richiedenti un impulso di potenza istantanea significativo. Lo sviluppo di magneti superconduttivi cryogenic-free consente applicazioni in tutta una serie di dispositivi innovativi ad alte prestazioni ed efficienza, come ad esempio magneti per la separazione magnetica, motori e generatori ad elevata efficienza, limitatori di corrente superconduttivi.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La tecnologia SMES è da considerarsi una delle più pulite tecnologie di accumulo di energia. Essendo immagazzinata sotto forma di campo elettromagnetico nel vuoto non comporta nessun tipo di degrado del sistema di accumulo col tempo. I materiali utilizzati per la realizzazione di ciascun componente del sistema SMES complessivo non presentano alcuna problematica di sicurezza (esplosione/incendio), tossicità, degradazione e smaltimento.

Emissioni CO₂/MWh

La produzione di uno SMES non prevede tecnologie che sviluppino CO₂ così come il criogeneratore. L'unica fonte di produzione di CO₂ è nella produzione delle leghe metalliche che lo costituiscono.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Durante la fase di funzionamento non verrà prodotta CO₂ così come nessun'altro inquinante essendo il processo puramente elettromagnetico e il criogeneratore a ciclo chiuso.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza complessiva dello SMES durante un ciclo completo di carica e scarica (round trip efficiency) è molto elevata (>97%). Ciò è dovuto al fatto che l'energia è direttamente immagazzinata in forma elettrica (dal punto di vista elettrico lo SMES è schematizzabile come un induttore). Le uniche perdite avvengono nei convertitori elettronici necessari per gestire lo scambio di potenza tra lo SMES e la rete. Occorre però considerare che per mantenere in esercizio lo SMES è necessario raffreddarlo costantemente. La potenza degli apparati di raffreddamento è notevolmente inferiore rispetto alla potenza in ingresso o in uscita dallo SMES (indicativamente < 1 %), per cui non ne penalizza in modo importante il rendimento. In fase di stand-by è necessario assicurare sempre la circolazione della corrente nell'induttore attraverso una componente esterna a stato solido nella quale si verifica comunque una dissipazione di potenza. Tale dissipazione è modesta, tuttavia se la fase di stand-by si protrae a lungo il suo impatto sull'energia complessivamente accumulata nello SMES può essere apprezzabile. Lo SMES non è dunque un sistema adatto per la tipologia di accumulo in cui sia prevista una fase di stand-by di lunga durata.

Durante l'esercizio dello SMES non esistono fenomeni di degradazione intrinseca (i fenomeni coinvolti sono esclusivamente elettromagnetici). Non esiste quindi un limite nel numero di cicli di carica e scarica che il sistema può sostenere. Non esistono inoltre fenomeni di invecchiamento di tipo termico (come negli apparati elettrici convenzionali) poiché il sistema opera permanentemente a temperatura costante. L'unica causa che determina l'invecchiamento del sistema sono le sollecitazioni meccaniche di origine elettromagnetica. Dato un esercizio ciclico si ha un invecchiamento di tipo a fatica. Con un opportuno dimensionamento meccanico e una opportuna manutenzione degli apparati di raffreddamento (in particolare dei compressori delle macchine frigorifere) la durata di vita può comunque raggiungere tempi molto lunghi (diversi decenni).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il payback della tecnologia SMES dipende in modo significativo dall'impiego specifico che se ne prevede. Nel caso di utilizzo dello SMES con funzionalità di miglioramento della power quality, ove si verifica un costante transito di energia attraverso il dispositivo nelle due direzioni (carica/scarica), il payback dipende dal dimensionamento del dispositivo. Per un sistema con capacità di immagazzinamento di 10 MJ, quindi di taglia medio/piccola, il payback previsto si raggiunge nell'arco di 2/3 anni di utilizzo. I costi di manutenzione sono trascurabili in quanto vertono solo sulla regolare assistenza al compressore che garantisce il raffreddamento del sistema da effettuare ogni 2 anni.

Il payback dello SMES impiegato in configurazione UPS è di più difficile valutazione in quanto dipendente in modo più critico dallo scopo di impiego. Tipicamente per processi industriali critici, come nella produzione della carta, la fornitura di potenza istantanea dello SMES garantisce la continuità produttiva, e raggiunge quindi un livello di payback valutabile in funzione del numero di interventi che è chiamato a compiere nell'arco della sua vita, che può essere comunque molto lunga (> 10 anni), vista l'assenza di componenti deperibili.

Non sono necessari interventi particolari per lo sviluppo di infrastrutture in quanto il sistema è direttamente compatibile in termini di peso e ingombro con l'ambiente tipico di una sottostazione elettrica o di un sito industriale, specialmente per una configurazione di SMES toroidale.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Esistono competenze e professionalità ben radicate in Italia e nel mondo nello sviluppo e nella manutenzione di magneti superconduttori. I principali ostacoli allo sviluppo della tecnologia SMES cryogen-free sono il costo e la disponibilità dei superconduttori HTS. Nel breve termine è comunque possibile adoperare il superconduttore MgB₂, già disponibile a livello industriale e a costi competitivi. L'Italia è leader nella sua produzione. La disponibilità industriale, attesa nel medio termine, di ulteriori materiali HTS (YBCO coated conductors), caratterizzati da maggiori prestazioni, consentirà di accrescere ulteriormente la competitività degli SMES.

Un altro ostacolo allo sviluppo della tecnologia è legato alla necessità di utilizzare elio liquido per il raffreddamento del magnete. Il ciclo termodinamico per la liquefazione dell'elio ha un rendimento di 1,5% e questo incide sull'efficienza globale dell'impianto. L'elio è un gas sempre più raro e costoso ed è indispensabile in prospettiva prevedere un suo utilizzo ridotto.

Ad oggi sono disponibili nuovi materiali superconduttori che consentono di avere prestazioni eccellenti a temperature molto più alte: 20K per MgB₂ e 77K per YBCO. L'efficienza del raffreddamento aumenta allora di un fattore 5 per magneti costruiti con fili realizzati in MgB₂ e di un fattore 18 per quelli costruiti in YBCO.

Mentre la tecnologia del MgB₂ è matura e consente la preparazione di fili lunghi a sufficienza a costo moderato per la costruzione di grandi magneti, quella dell'YBCO non lo consente ancora.

Inoltre, a parità di energia immagazzinata, la riduzione dei volumi e quindi del costo di impianto e di energia spesa per il suo costante raffreddamento passa per l'aumento del campo magnetico di esercizio del magnete e, quindi, per l'aumento delle prestazioni del filo superconduttore ad alti campi e temperature.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Rispetto agli altri paesi europei, l'Italia parte da una situazione di vantaggio. Si ritiene che in una fase di avvio della commercializzazione, le prime installazioni possano avvenire sul territorio nazionale, per diffondersi poi rapidamente su scala globale. La capacità di integrare il sistema all'interno di uno o più container modulari consentirà una facile trasportabilità del dispositivo. In aree industrialmente evolute e con presenza di fonti rinnovabili di energia se ne ipotizza una rapida diffusione, come nell'Estremo Oriente (Cina, Corea del Sud), oltre che in molti paesi emergenti.

Come si è evidenziato l'Italia è leader nella produzione di fili in MgB₂.

Attualmente ci sono nel mondo circa 105 sistemi MRI medicali, la metà dei quali raffreddati in elio liquido e del costo di circa 106 \$, gli altri a basso campo e risoluzione. Nei prossimi dieci anni dovranno per deficit di elio essere sostituiti con sistemi cryogen-free. Il costo del magnete rappresenta circa un terzo dello strumento.

Se i magneti venissero prodotti in Italia il valore complessivo sarebbe di circa 30 G\$.

E in futuro? Gli Stati Uniti hanno circa 35 MRI per milione di abitanti. La popolazione mondiale è cresciuta oggi a 7.4 miliardi.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La tecnologia SMES trova immediato impiego in applicazioni industriali, sia come UPS sia per la fornitura di elevata potenza istantanea a processi produttivi di tipo impulsivo. In ambito residenziale, la tecnologia SMES potrebbe avere utilizzo nella gestione dell'energia di piccole aree residenziali, soprattutto se dotate di generazione da fonti rinnovabili. Lo SMES consentirebbe di bilanciare in modo ottimale l'utilizzo dell'energia, favorendo il risparmio energetico. Nell'ambito dei trasporti, vi sono già esempi prototipali di applicazione in velivoli e in ambito navale, sia per scopi civili che per finalità strategiche.

La disponibilità di grandi SMES accoppiati termicamente a serbatoi di idrogeno alimentati da fonti discontinue di energia rinnovabile costituiranno in futuro la soluzione di una rete energetica globale a basso impatto ambientale che interesserà tutti i settori coinvolti nell'uso dell'energia.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Lo sviluppo della tecnologia SMES coinvolge:

- Industria elettrica manifatturiera
- Società di servizio energetico
- Società coinvolte nella componentistica accessoria (sistemi di raffreddamento, sistemi da vuoto, sistemi elettronici per l'interfacciamento SMES/rete).

La disponibilità di sistemi SMES per il controllo della power quality e per la gestione dei carichi critici è inoltre di notevole interesse per vari settori industriali quali quello metallurgico, o per tutte le applicazioni in cui la continuità del servizio secondo standard elevatissimi sia un requisito indispensabile (ad esempio, data center).

Sviluppo della tecnologia

Lo sviluppo della tecnologia SMES richiede attività di tipo trasversale che coinvolgono alcuni dei maggiori enti di ricerca nazionali (CNR, INFN, ENEA) e Università in sinergia con le principali aziende in superconduttività (ASG Superconductors, Columbus Superconductors).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Sul territorio nazionale è possibile individuare tutte le competenze necessarie al pieno sviluppo della tecnologia SMES basata su superconduttori HTS, sino alla sua commercializzazione. Lo sviluppo di materiali superconduttori HTS è portata avanti in ambito CNR e ENEA, dove si concentrano le maggiori competenze. I materiali trattati sono sia l'MgB2 che i superconduttori 2G a base di YBCO sia, a livello esplorativo, i nuovi materiali a base di Ferro. A livello industriale, Columbus Superconductors è l'azienda italiana che attualmente produce conduttori HTS e che collabora da anni con entrambi gli enti di ricerca. Per quanto riguarda lo sviluppo dei magneti superconduttivi, INFN e ENEA hanno competenze e attività in corso miranti all'ottimizzazione di magneti superconduttivi che impiegano anche materiali HTS. ASG Superconductors è l'azienda italiana che rappresenta il market leader nel settore e che più naturalmente rappresenta il player industriale per tali componenti. Per quanto riguarda lo studio/ottimizzazione del sistema SMES, l'Università di Bologna e RSE sono gli attori che maggiormente dedicano tempo e risorse su queste tematiche. Partners industriali che completano il quadro delle competenze sono le aziende dell'elettronica di potenza, come OCEM, EEI, Elettronica Santerno, per citarne solo alcune, e quelle per lo sviluppo di sistemi di raffreddamento e da vuoto come, ad esempio, Criotec e Rial.

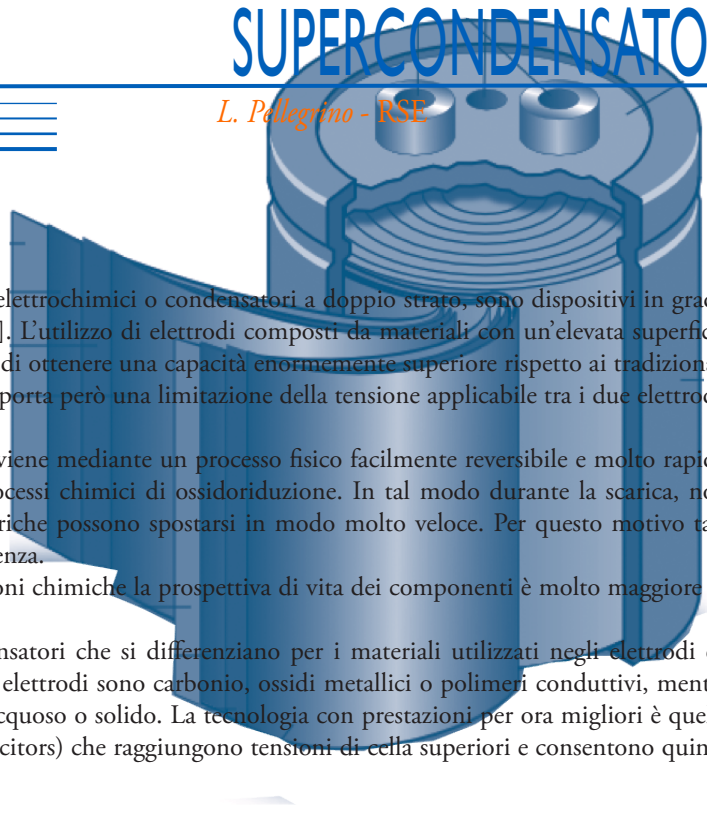
BEST PRACTICES

Per i sistemi SMES basati su superconduttori tradizionali a bassa temperatura critica le installazioni più evolute sono quelle sviluppate dalla utility elettrica Chubu Electric Power Company in Giappone. Tali sistemi hanno consentito di risolvere il ricorrente problema delle brevi interruzioni di potenza negli stabilimenti Sharp per la produzione di semiconduttori dell'area di Nagoya. Nonostante la loro breve durata (< 1 s) tali interruzioni provocavano puntualmente l'arresto della produzione con notevoli impatti a livello economico. Il problema è stato risolto mediante l'installazione, nel 2006 e nel 2010, di due sistemi SMES in grado di erogare una potenza di 5 MW e 10 MW rispettivamente. I due SMES sono tuttora in esercizio e durante questi anni sono intervenuti più di 40 volte. Si noti che il raggiungimento della potenza richiesta, sebbene possibile, è notevolmente complesso e costoso se si utilizzano altre tecnologie di accumulo (e.g. batterie).

Attualmente sono in fase di prototipazione sistemi SMES basati sull'utilizzo combinato di superconduttori di moderna generazione (HTS) e tecnologie di raffreddamento cryogen free. Un prototipo da 100 kW è stato recentemente completato e testato con successo in Cina. L'avvento della tecnologia cryogen free consentirà di ridurre drasticamente i costi legati all'utilizzo dell'elio liquido e contribuirà ad accrescere la competitività dei sistemi SMES.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] 1. Morandi A 2015 Energy storage (SMES and flywheels) Applied Superconductivity: Handbook on Devices and Applications ed P Seidel (Weinheim: Wiley) p 660–74
- [2] L. Ren et al., “Development of a Movable HTS SMES System,” in IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 25, no. 4, pp. 1-9, Aug. 2015.
- [3] Shigeo Nagaya, Naoki Hirano, Toshio Katagiri, Tsutomu Tamada, Koji Shikimachi, Yu Iwatani, Fusao Saito, Yusuke Ishii, The state of the art of the development of SMES for bridging instantaneous voltage dips in Japan, Cryogenics, Volume 52, Issue 12, December 2012, Pages 708-712
- [4] Ottonello L et al 2006 The largest italian SMES IEEE Trans. Appl. Supercond. 16 602–7
- [5] Boenig H J and Hauer J F 1985 Commissioning tests of the Bonneville power administration 30 MJ superconducting
[6] magnetic energy storage unit IEEE Trans. Power Appar. Syst. 104 302–12
- [7] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding, Progress in electrical energy storage system: A critical review, Progress in Natural Science, Volume 19, Issue 3, 10 March 2009, Pages 291-312
- [8] Antonio Morandi, Babak Gholizad and Massimo Fabbri, Design and performance of a 1 MW-5 s high temperature superconductor magnetic energy storage system, 2015, Superconductor Science and Technology, Volume 29, Number 1
- [9] MISE progetto DRYSMES4GRID: dimostratore SMES (con cavi di MgB2) per stabilizzare la rete di distribuzione energia elettrica su territorio nazionale. Partecipanti: Columbus superconductors S.p.a., ICAS S.c.r.l., UniBo, RSE S.p.a., CNR-Spin. Stato: approvato in attesa di finanziamento
- [10] Siri A S, Vignolo M (2010) “A process for producing optionally doped elemental boron” EP Patent 2,199,258”
- [11] Bovone G, Matera D, Bernini C, Magi E and Vignolo M (2015) “Manufacturing process influence on superconducting properties of MgB2 wires prepared using laboratory made boron” Superconductor Science and Technology, 28 (6), 065006.
- [12] Vignolo, Maurizio; Romano, Gennaro; Martinelli, Alberto; Bernini, Cristina; Siri, Antonio S. A Novel Process to Produce Amorphous Nanosized Boron Useful for MgB2 Synthesis on IEEE TRANSACTIONS ON APPLIED SUPERCONDUCTIVITY 22(4)
- [13] Vignolo, Maurizio; Bovone, Gianmarco; Matera, Davide; Nardelli, Davide; Bernini, Cristina; Siri, Antonio Sergio “Nano-sized boron synthesis process towards the large scale production “ on CHEMICAL ENGINEERING JOURNAL 256 (2014)
- [14] E. Petrillo, M. Ariante, V. Cavaliere, M. Cioffi, U. Gambardella, M. Mariani, G. Masullo, A. Matrone, S. Pace, R. Quarantiello, M. Sannino, E. Sorrentino, “Conduction cooled MgB2 magnet for SMES application”, CryoPrague 2006 - 21st International Cryogenic Engineering Conference/9th Cryogenics Conference (ICEC21), Prague, Czech Republic, July 17-21, 2006.



DESCRIZIONE TECNICA

I supercondensatori (SC), spesso chiamati condensatori elettrochimici o condensatori a doppio strato, sono dispositivi in grado di accumulare energia elettrica in forma elettrostatica [1]. L'utilizzo di elettrodi composti da materiali con un'elevata superficie utile e la minima distanza tra i due elettrodi permettono di ottenere una capacità enormemente superiore rispetto ai tradizionali condensatori. La limitata distanza tra i due elettrodi comporta però una limitazione della tensione applicabile tra i due elettrodi, quindi una riduzione dell'energia immagazzinabile.

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene mediante un processo fisico facilmente reversibile e molto rapido di carica e scarica del doppio strato e non si hanno processi chimici di ossidoriduzione. In tal modo durante la scarica, non realizzandosi un processo chimico lento, le cariche elettriche possono spostarsi in modo molto veloce. Per questo motivo tale tecnologia è utilizzata in applicazioni prettamente in potenza.

Non essendo gli elettrodi direttamente coinvolti in reazioni chimiche la prospettiva di vita dei componenti è molto maggiore di quella degli accumulatori elettrochimici.

Allo stato attuale sono presenti vari tipi di supercondensatori che si differenziano per i materiali utilizzati negli elettrodi ed elettrolita. I materiali di cui possono essere composti gli elettrodi sono carbonio, ossidi metallici o polimeri conduttivi, mentre l'elettrolita può essere composto da materiale organico acquoso o solido. La tecnologia con prestazioni per ora migliori è quella dei supercondensatori litio-ioni (LIC, Lithium-Ion Capacitors) che raggiungono tensioni di cella superiori e consentono quindi di avere una densità di energia maggiore.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Secondo il database del DOE [2] in Europa, ad oggi, sono presenti più di 4.65 MW installati di supercondensatori distribuiti su 4 differenti impianti ([3]-[6]). La maggior parte della potenza installata è situata in Spagna.

In tutti i casi i supercondensatori fanno parte di un sistema di accumulo ibrido più grande, costituito in parte da batterie.

Nazionale

- A livello nazionale non sono attualmente presenti sistemi di accumulo di grossa taglia che utilizzano la tecnologia dei supercondensatori ma sono presenti piccoli progetti (dell'ordine delle decine di kW) per applicazioni ferroviarie.
- Terna sta progettando un impianto pilota da 1 MW che sarà realizzato nei prossimi anni.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il livello di TRL dei supercondensatori è tra 5 e 6. I sistemi di accumulo che utilizzano tale tecnologia sono di nuova costruzione, spesso parte di progetti pilota, e devono essere ancora valutati i vantaggi per la rete o per l'utente.

Lo sviluppo di questa tecnologia dipende fortemente dalla ricerca che si effettua sui materiali utilizzati per gli elettrodi ed elettrolita.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

I supercondensatori come tecnologia di accumulo sono potenzialmente integrabili dal punto di vista elettrico con tutte le fonti energetiche. Sono spesso integrati ad un altro sistema di accumulo per sopperire alle forti variazioni di produzione o carico elettrico (dovute all'aleatorietà) in tempi molto rapidi.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Una delle applicazioni della tecnologia è nella Power Quality in zone della rete soggette a forti variazioni di tensione (buchi di tensione o flickers). Il beneficio apportato risulta importante non solo per il distributore (soggetto a eventuali sanzioni se non rispetta certi livelli di qualità dell'energia fornita) ma anche per la qualità della vita per l'utente (miglior servizio).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La tecnologia non è potenzialmente legata al territorio nazionale, ma può essere considerata più redditizia in aree con forti flussi energetici puntuali.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Le potenzialità di impatto ambientale della tecnologia sono essenzialmente legate alla produzione di sistemi e all'eventuale leakage di materiali pericolosi in utilizzo o dismissione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Nell'ambito dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili, le emissioni di CO₂/MWh evitate con la tecnologia di supercondensatori potrebbero corrispondere alle emissioni di CO₂/MWh prodotte da altre fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa.

Un altro caso è il recupero dell'energia di frenatura dei mezzi di trasporto che anziché essere dissipata può essere accumulata dai supercondensatori per poi essere riutilizzata. In questo caso le emissioni di CO₂/MWh evitate sono pari a quelle che si avrebbero acquisendo l'energia accumulata dai supercondensatori da altre fonti (come ad esempio la benzina in un veicolo a combustione interna).

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I supercondensatori hanno un'efficienza energetica che può variare dall'85% al 98% in funzione di ogni particolare tecnologia. L'efficienza amperometrica è circa 100% perché le correnti di autoscarica possono essere trascurate nel periodo di un ciclo di carica e scarica a corrente nominale. Il numero di cicli vita attesi, considerando una variazione di tensione tra il valore massimo e la sua metà, è superiore a 500000.

La capacità faradica può arrivare a migliaia di Farad, numerosi ordini di grandezza superiore a quella dei condensatori normali. L'energia specifica è relativamente piccola (fino a qualche decina

di Wh/Kg) ma la potenza specifica è molto più elevata rispetto alle batterie (da 300 a 10000 W/Kg).

Dai dati forniti si deduce che le applicazioni per cui sono utilizzati i supercondensatori sono tipicamente in potenza.

■ PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I supercondensatori, avendo cicli di vita molto elevati, hanno un costo di Maintenance praticamente nullo. L'unico costo di Operation è dovuto all'autoscarica (che scarica completamente i supercondensatori in qualche giorno) e dipende dal costo dell'energia elettrica necessaria per ricaricarli.

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- costo ancora elevato della tecnologia
- assenza di un quadro regolatorio che riconosca i benefici di servizi di inerzia sintetica e di Power Quality.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro ecc. Le applicazioni dei supercondensatori nel settore dei trasporti sono molto promettenti. Sono in corso numerosi studi per applicazioni su veicoli elettrici o a combustione interna, treni, metro ecc. [7].

L'obiettivo è di recuperare l'energia dissipata durante la frenata. I supercondensatori, in questo caso, sono la tecnologia più adatta grazie alla loro caratteristica di potenza specifica.

L'utilizzo dei supercondensatori potrebbe contribuire a ridurre le emissioni di CO₂ prodotte dai veicoli a combustione interna, massimizzare l'efficienza dei veicoli elettrici ed evitare sovratensioni sulle linee ferroviarie quando l'energia recuperata viene reimpressa in linea.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Attori italiani che hanno utilizzato recentemente la tecnologia in alcuni piccoli progetti sono le RFI (Rete Ferroviaria Italiana SpA) e Ferrovie Nord per il recupero di energia durante le frenate dei treni nelle sottostazioni.

Sviluppo della tecnologia

- EAS SpA è impegnata nello sviluppo di moduli LIC (capacitori litio-ioni) con prestazioni in potenza e autonomia superiore ai supercondensatori.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

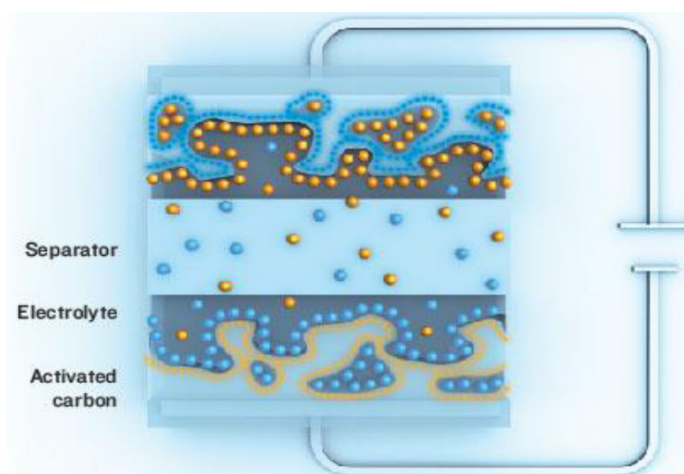
Gli enti di ricerca presenti nel territorio nazionale che si occupano di sviluppo e ottimizzazione della tecnologia sono vari:

- **RSE**: studio delle caratteristiche prestazionali, prove di vita, integrazione in sistemi di accumulo [8].
- **ENEA**: studio di sistemi avanzati per applicazioni industriali e di sistemi di accumulo misti (batterie + supercondensatori); sviluppo di nuovi materiali e componenti innovativi per mezzi di trasporto
- **CNR**: studio e ottimizzazione di materiali e sistemi

La ricerca è compiuta anche da alcuni centri Universitari tra cui si annovera l'Università di Padova e il Politecnico di Milano.

BEST PRACTICES

Endesa ha installato un sistema di supercondensatori da 4 MW per 5 secondi sull'isola La Palma (Canarie). Il sistema è integrato in un sistema di accumulo più grande composto da varie tecnologie come le batterie litio-ioni e i volani. L'obiettivo di questo progetto dimostrativo è quello di migliorare l'affidabilità del sistema elettrico e la Power Quality su una porzione di rete particolarmente critica come può essere appunto un'isola.



Struttura della cella di un supercondensatore

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview (2011). L'accumulo di energia elettrica. IL MELOGRANO
- [2] <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- [3] <http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project>
- [4] <http://www2.schneider-electric.com/sites/corporate/en/products-services/energy-distribution/r-d-projects/ferro-smart-grid.page>
- [5] <http://old.wininertia.es/en/ferrolinera-2/>
- [6] http://www.renewable-energy-industry.com/press-releases/press-releases_detail.php?changeLang=en_GB&newsid=4986
- [7] M. Brenna, F. Foadelli, E. Tironi, and D. Zaninelli, "Ultracapacitors application for energy saving in subway transportation systems", IEEE 2007
- [8] R. Lazzari, E. Micolano, L. Pellegrino, "Sviluppo di un sistema per la stima dello stato di carica (SOC) e dello stato di salute (SOH) di una batteria litio-ioni, procedura di gestione ottimale delle batterie litio-ioni", Rapporto RdS 15000247, RSE, 2015

DESCRIZIONE TECNICA

Gli accumulatori elettrochimici sono in grado di trasformare in modo diretto energia chimica in energia elettrica. L'elemento base di un sistema di accumulo elettrochimico è la cella elettrochimica, in grado di generare una tensione in CC (Corrente Continua) variabile e dell'ordine di pochi volt, che può essere combinata in serie e/o parallelo per ottenere un accumulatore di dimensioni maggiori, chiamato comunemente batteria. Il sistema di accumulo elettrochimico completo può comprendere, oltre alla batteria, un sistema elettronico di gestione e monitoraggio, ausiliari (pompe, sistemi di ventilazione e/o climatizzazione, ecc.) ed eventualmente un convertitore elettronico nel caso in cui il sistema di accumulo debba essere interfacciato verso la rete elettrica. Le caratteristiche peculiari dei sistemi di accumulo elettrochimico sono: la modularità (con possibilità di sistemi da pochi kW a decine di MW) e flessibilità; tempi di risposta alle variazioni di carico veloci; elevato rapporto potenza/energia e si prestano a lavorare in applicazioni "ibride" che richiedono autonomie dell'ordine dell'ora ma anche capacità di erogare picchi di potenza. Un altro vantaggio è la rapidità di installazione e, potenzialmente, la possibilità di spostare il sistema in un altro punto della rete o di riconfigurarli in caso di necessità. Gli impianti di stoccaggio di energia (e quelli elettrochimici in particolare) possono essere situati in vari punti della rete elettrica e fornire numerosi servizi al fine dell'implementazione di una Smart Grid con servizi ancillari che vanno da servizi di balancing di rete, di riserva energetica strategica e di compensazione del disaccoppiamento temporale tra picchi di produzione e picchi di consumo (Figura 1).

Le numerose tipologie di accumulatori si differenziano per la coppia di specie elettrochimiche tra cui avviene la reazione, per il tipo di elettrolita e per le caratteristiche costruttive, mentre le caratteristiche funzionali dei dispositivi per uso stazionario dipendono dalle specifiche tecniche di applicazione. Le principali tipologie di accumulatori elettrochimici sono:

- gli accumulatori con elettrolita acquoso, che comprendono l'accumulatore al piombo acido, nichel/cadmio e nichel/metal idruro
- le batterie a circolazione di elettrolita
- le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel)
- le batterie litio-ioni.

La tecnologia più promettente è quella delle batterie litio-ioni, con una vita attesa molto lunga (fino a 10000 cicli di carica/scarica a DOD 80%), rendimento energetico molto elevato (generalmente superiore al 90%), alta energia e potenza specifica.

Lavorano bene sia in potenza che in energia, adatte quindi a coprire quasi tutte le applicazioni, sia quelle tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico, e sono le più utilizzate per la trazione elettrica.

Le batterie ad alta temperatura (sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel), che lavorano ad una temperatura interna di circa 300 °C, si caratterizzano per una elevata energia specifica, elevati rendimenti energetici, buona vita attesa. Hanno tuttavia prestazioni generalmente inferiori rispetto al litio, ma con il vantaggio di essere totalmente indipendenti dalla temperatura ambiente. Questa caratteristica, unita al fatto di essere completamente riciclabili e avere una sicurezza intrinseca un po' più alta, le rende una buona alternativa per le applicazioni stazionarie. Due tecnologie molto promettenti sono le batterie a flusso di elettrolita e le batterie metallo-aria. Caratteristica principale della prima (di cui il maggior livello di maturità è stato raggiunto dalla batteria redox al vanadio, VRB) è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è legata alla quantità di elettrolita totale e quindi alla capienza dei serbatoi, pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Nel caso della metallo-aria (la più nota a base zinco) per il suo meccanismo intrinseco, la maggior parte dell'interno della batteria può essere destinata all'alloggio dell'elettrodo negativo, facendo sì che le batterie metallo-aria abbiano grandi capacità specifiche (l'energia specifica e volumetrica possono raggiungere più di 500 Wh/Kg e 1000 Wh/L rispettivamente). È possibile descrivere le prestazioni delle possibili opzioni tecnologiche per ES (Energy Storage) su un grafico potenza-tempo di risposta (Figura 2) al fine di discriminare le tecnologie utili per l'accumulo massivo da quelle genericamente definite di "supporto alla rete" [1-2]. A differenza dai sistemi ES per applicazioni veicolari (trasporto elettrico), che devono rispettare stringenti requisiti in termini di densità volumetrica e gravimetrica di energia stoccata, quelli per applicazioni stazionarie non devono seguire questi severi limiti. Devono raggiungere un'eccellente efficienza energetica e avere una lunga vita operativa con bassi costi operativi e di

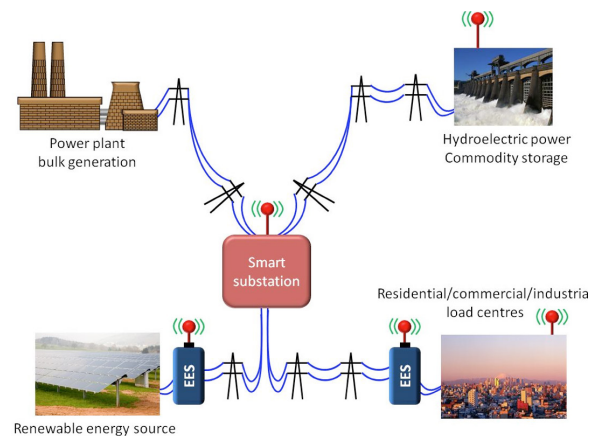
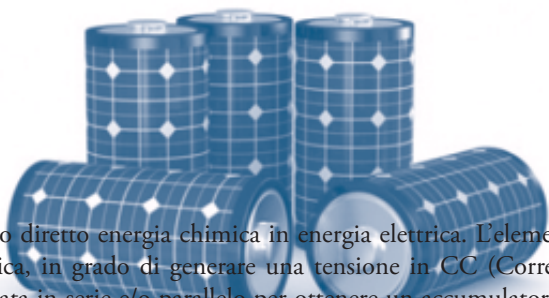


Figura 1 Possibili integrazioni dei sistemi di accumulo elettrochimico all'interno di una Smart Grid

manutenzione. Per l'implementazione di reali servizi di Smart Grid, gli ES stazionari devono essere in grado di operare con brevissimi tempi di risposta per supportare le necessità della rete nella scala di tempo dei secondi [2].

L'accumulo elettrochimico (batterie) è attualmente lo stato dell'arte per i sistemi ES di taglia medio-piccola che forniscono servizi di rete e riserve strategiche su scala locale. Quattro differenti tipologie di batterie (al piombo, al litio, al nickel e al sodio) possono fornire specifici e differenti funzioni alle Smart Grid. Inoltre almeno 2 delle 4 tecnologie (batterie al litio e al sodio) sono ancora in uno stadio molto iniziale di sviluppo specifico e quindi hanno un notevole potenziale di miglioramento nel breve-medio periodo sia in termini di prestazioni che di costi [3].

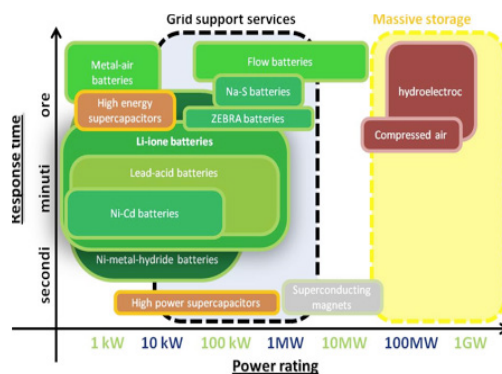


Figura 2 Tempi di risposta di stoccaggio in funzione della potenza installata

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Per quanto riguarda le applicazioni stazionarie per il sistema elettrico, secondo il database del DOE (<http://www.energystorageexchange.org/>) in Europa sono ad oggi installati circa 240 MW - 460 MWh di impianti di accumulo elettrochimico (circa 170 impianti di diversa taglia e tecnologia), per applicazioni varie quali la regolazione primaria, il time-shift, il differimento di investimenti di rete, la regolazione di tensione, e varie applicazioni in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile. Toyota e BMW hanno stretto un accordo per la progettazione e lo sviluppo di una batteria ultra-efficiente a base di Litio-Aria. La batteria Litio-Aria ha una densità massima teorica di 3450Wh/kg con costi molto elevati. Per intenderci, le attuali batterie agli ioni di litio hanno una densità di soli 200 Wh/kg. Grazie alla partnership nippto-tedesca (Toyota+BMW) i tempi sono imminenti ma i dispositivi dovrebbero essere piuttosto costosi.

La Citroen sta testando batterie Alluminio-aria, così come Phinergy, azienda israeliana, che sta lavorando con il colosso dell'alluminio Alcoa Canada.

La batteria zinco-aria ad alto potere BA-8180/U è commercializzata sin dal 2002 dalla Electric Fuel Battery Corporation di Auburn nello stato dell'Alabama, in USA.

tecnologie competitive. Sono particolarmente adatte (anche a confronto con tecnologie più mature di grande taglia quali il pompaggio) perché sono modulari e scalabili su varie taglie, da qualche kW per impianti fotovoltaici di tipo domestico a decine di MW per accoppiamento con parchi eolici, hanno un tempo di risposta molto veloce (meno di 1 s), il tempo di installazione dell'impianto è breve e possono essere installate ovunque, anche in prossimità dei generatori e/o carichi cui sono asserviti. Tutte le tecnologie possono inoltre fornire oltre al classico servizio ES anche servizi di rete utili agli operatori delle Smart Grid.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Le batterie sono utilizzate prevalentemente per applicazioni non connesse alla rete e molto diversificate (avviamento dei veicoli ICE, alimentazione di strumenti elettronici, UPS e sistemi di emergenza). Le applicazioni a supporto del sistema elettrico coprono in realtà solo una percentuale molto ridotta del totale (meno del 5% della capacità installata totale).

Nazionale

In Italia sono installati o in fase di installazione 37 impianti, per un totale di 82 MW-310 MWh. Le applicazioni riguardano il supporto di tensione, la risoluzione di congestioni di rete su linee con elevata presenza di generatori eolici, la regolazione primaria di frequenza e il time-shift.

In Italia le batterie metallo-aria, nelle dimensioni, tipologia e voltaggio (~ 12 V) necessari per l'autotrazione, vengono studiate e costruite dalla Edison di Trofarello, in provincia di Torino, mentre è di una controllata FIAMM (FZSonic) la produzione di batterie ZEBRA (a nickel cloruro).

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

I sistemi ES possono essere accoppiati con tutte le fonti rinnovabili e non rinnovabili di generazione elettrica grazie alla loro estrema flessibilità di prestazione [1]. L'esistenza di un cospicuo numero di opzioni tecnologiche consente un adattamento e una flessibilità alle specifiche applicative assolutamente ineguagliato dalle altre

Oltre a ciò, le batterie sono utilizzate per la trazione elettrica stradale, in questo momento in fase di crescita. In Europa le auto elettriche immatricolate tra il 2012 e il 2015 sono oltre 200000 (con un aumento del 78% dal 2014 al 2015), corrispondenti a 4 GWh di capacità totale (stima effettuata considerando una capacità media per auto di 20 kWh).

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale delle batterie è variabile con la tecnologia. Lo smaltimento degli accumulatori elettrochimici è obbligatorio, di responsabilità del produttore (o del system integrator); il costo dello smaltimento incide sul prezzo di vendita del prodotto e cambia a seconda della tecnologia.

Le batterie al piombo hanno un costo di smaltimento molto ridotto, a fine vita devono essere conferite gratuitamente al COBAT (consorzio che gestisce il riciclo e lo smaltimento delle batterie), e vengono riciclate quasi interamente (si riesce a recuperare oltre il 90% del materiale costituente la batteria, che può essere riutilizzato per costruirne altre).

La tecnologia nichel/cadmio è quella con il peggior impatto ambientale, in quanto il cadmio è un materiale altamente inquinante, e per questo motivo è in parte stata sostituita dalle batterie nichel/metal idruri. Entrambe le tecnologie, avendo un costo molto elevato, sono destinate ad applicazioni settoriali e in ambito prevalentemente industriale/militare.

Entrambe le batterie a base sodio non hanno problemi di smaltimento in quanto sono ritirate gratuitamente dalla casa costruttrice, che provvede al riciclaggio della batteria in quanto il recupero dei materiali di cui è costituita è economicamente conveniente.

Per quanto riguarda le batterie litio-ioni, nonostante siano state sviluppate procedure di riciclaggio dei materiali strategici di cui sono costituite, come le terre rare, i metalli e lo stesso litio (ad esempio, l'azienda belga Umicore ha messo a punto un processo di recupero del litio che anziché essere riutilizzato nella fabbricazione di nuove batterie viene addizionato al cemento sotto forma di LiCO_3), non sono generalmente applicate e le batterie vengono smaltite senza essere riciclate (è comunque obbligatorio il conferimento al produttore o al COBAT per la gestione del processo). Questo perché il prezzo attuale sul mercato dei materiali non è sufficientemente elevato da rendere conveniente il riciclo, a differenza di quanto avviene per altre tecnologie. Un tema di ricerca importante potrebbe essere proprio la messa a punto di procedure di riciclaggio economicamente convenienti. Un altro aspetto da considerare, in particolare per l'uso nella mobilità elettrica, è che la vita attesa di una batteria litio-ioni veicolare è superiore a quella del veicolo (una batteria può superare i 5000 cicli mentre l'uso veicolare ne richiede al massimo 2000). Si devono sviluppare procedure per il suo riutilizzo in altre applicazioni (ossia una seconda vita), in particolare in applicazioni a supporto del sistema elettrico.

Le batterie a flusso di elettrolita al vanadio sono composte prevalentemente da materiali plastici (stack, tubature dell'impianto idraulico, serbatoi) completamente riciclabili. Lo smaltimento dell'elettrolita, che contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto all'accumulatore al piombo, deve seguire le modalità di trattamento dei rifiuti speciali. In ogni caso anche i due elettroliti possono essere riciclati e riutilizzati completamente.

Emissioni CO_2 /MWh evitate

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati in accoppiamento a generatori a fonte rinnovabile per permettere una maggiore penetrazione di questi generatori e svolgere servizi ancillari che questi non sono in grado di compiere. Le emissioni di CO_2 /MWh evitate con l'uso di questi sistemi corrispondono alle emissioni prodotte da fonti energetiche non rinnovabili che si avrebbero in alternativa, al netto del rendimento energetico del sistema completo (che si può assumere mediamente pari a circa l'80% in scarica e circa il 90% in carica, comprendendo anche quello dell'inverter). Non è possibile riportare un valore univoco, dal momento che è legato all'applicazione, ma in letteratura si trovano alcuni esempi di studi di fattibilità. A titolo di esempio, in [5] è riportato il calcolo delle emissioni GHG equivalenti di un generatore fotovoltaico da 50 kW che opera con un sistema di accumulo da 400 kWh, utilizzato per accumulare l'energia prodotta nelle ore di massimo irraggiamento e riutilizzarla quando non si ha produzione. L'emissione di CO_2 per kWh prodotto

risulta pari a 152 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ nel caso di FV con accumulo al piombo, e 138 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ nel caso di FV con accumulo redox. A titolo di confronto, il tasso di emissione medio italiano nel 2014 legato alla produzione da fonte termoelettrica fornito da Terna è pari a 551 $\text{gCO}_2\text{eq/kWhe}$ prodotto.

L'utilizzo di batterie nel caso di mobilità elettrica potrebbe consentire una riduzione molto elevata delle emissioni di CO_2 nel settore dei trasporti (come confermato dagli studi LCA riportati in [6]).

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Il rendimento energetico, per una batteria, è dato dal rapporto tra l'energia scaricata a potenza nominale, partendo da piena carica fino alla scarica completa, e l'energia fornita alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Nel caso di un sistema di accumulo completo, interfacciato in rete con un convertitore elettronico, è necessario comprendere nel calcolo il rendimento del convertitore e l'energia spesa per alimentare gli ausiliari (qualora non siano alimentati direttamente dalla batteria).

Tecnologia	Rendimento energetico [%]	Rendimento amperometrico [%]	Vita attesa (cicli) DOD 80%
Piombo	80	85	1000
Nichel/cadmio	65	75	1000
Nichel/metal idruri	65	75	1500
Sodio/cloruro di nichel	85	100	4000
Sodio/zolfo	85	100	4500
Litio-ioni	90	100	5000
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	75	85	10000

Il rendimento amperometrico, o faradico, è dato dal rapporto tra la carica estratta dalla batteria partendo piena carica (Stato di Carica-SOC pari a 100%) fino a piena scarica e la carica che è necessario fornire alla batteria per riportarla nello stato di carica iniziale. Avere un rendimento amperometrico unitario semplifica la gestione della batteria perché permette di stimare in modo più semplice lo stato di carica attraverso l'integrazione della corrente. Alcune tecnologie hanno rendimenti amperometrici inferiori al 100% perché sono presenti reazioni parassite (ad esempio l'elettrolisi dell'acqua che avviene nelle batterie ad elettrolita acquoso in fase di ricarica).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il costo di O&M di un sistema di accumulo con batterie dipende dagli interventi di manutenzione ordinaria (rabbocco dell'elettrolita nelle batterie al piombo, serraggio periodico dei morsetti, costo dell'energia per l'alimentazione di sistemi di climatizzazione/ventilazione, ecc.), cui si aggiunge il costo di sostituzione della batteria se raggiunge la condizione di fine vita prima dei 20 anni di durata dell'impianto (un valore di riferimento ritenuto ragionevole). La durata di vita della batteria, diversa per ciascuna tecnologia, dipende anche dal tipo di applicazione in quanto da questa dipende il numero di cicli di lavoro completati annualmente dall'impianto.

La tabella riporta i costi di installazione (espressi in euro/kWh) di un sistema di accumulo completo per tecnologia e i costi di O&M annuali. Per il calcolo dei costi di O&M variabili si è ipotizzato che il sistema compia un ciclo di scarica/carica a DOD 80% al giorno (come può accadere in applicazioni di time-shift). Altre applicazioni possono comportare dei valori differenti, ad esempio un sistema che svolge un servizio di regolazione primaria e regolazione di tensione, a seconda di come viene dimensionato, effettua giornalmente molti più cicli ma con una DOD non superiore al 20%.

Il payback time risulta fortemente dipendente dal tipo di applicazione. Con l'attuale sistema regolatorio italiano, per quasi tutte le applicazioni a supporto del sistema elettrico considerate in vari studi economici, il payback time è stimato superiore ai 10 anni e in alcuni casi si ipotizza che non venga mai raggiunto.

Tecnologia	Costo di installazione [euro/kWh di capacità]	Costi O&M fissi [euro/kWh di capacità*anno]	Costi O&M variabili [euro/kWh scaricati* anno]
Piombo	300	15	0,087
Nichel/cadmio	800	15	0,304
Nichel/metal idruri	800	15	0,304
Sodio/cloruro di nichel	560	10	0,034
Sodio/zolfo	500	10	0,031
Litio-ioni	500	10	0,023
Flusso di elettrolita al vanadio (VRB)	800	15	0,013

Un confronto tra il costo e la vita operativa per le varie opzioni tecnologiche esistenti è mostrato nella Figura 3 [7].

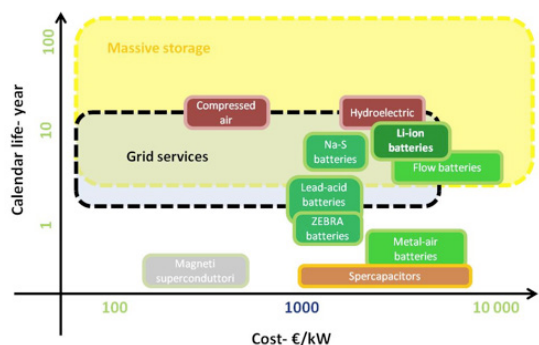


Figura 3 Anni di vita operativi di alcuni sistemi elettrochimici (calendar life) in funzione del costo specifico (espresso in euro per kilowattora)

in prospettiva è necessario sviluppare procedure per il recupero del materiale. I miglioramenti tecnologici dovranno riguardare specificamente la crescita dell'energia specifica e della durata in termini di cicli e in termini di vita operativa. La riduzione dei costi è uno dei limiti maggiori ad una pronta diffusione della tecnologia al litio negli ES stazionari. Questi aspetti possono essere affrontati e risolti mediante l'ulteriore sviluppo dello sforzo italiano di R&D, sostenuto da opportuni programmi nazionali. In questo ambito la "Ricerca di Sistema elettrico" si pone tra gli obiettivi anche quello di "armonizzare" e "coordinare" le attività svolte dai vari player dell'innovazione pubblica e privata. Infine le problematiche riguardanti la sicurezza e la compatibilità ambientale dei processi di produzione e de-commissioning sono un aspetto su cui ancora sono necessari studi e approfondimenti specifici.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le batterie sono un elemento fondamentale per la realizzazione delle auto elettriche, la cui diffusione potrebbe avere un impatto enorme nel settore dei trasporti. Le stime riportate in [6] dimostrano che con il mix energetico nazionale attuale un'auto elettrica ha meno emissioni di CO₂ rispetto a un'analoga auto a combustione interna. Per quanto riguarda il settore residenziale e terziario, l'uso di sistemi di accumulo elettrochimico, in accoppiamento ai generatori fotovoltaici, permetterebbe di aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, di ridurre la potenza installata e l'acquisto di energia da rete, riducendo anche le perdite di rete. Opportunamente gestiti, potrebbero anche svolgere contemporaneamente la funzione di UPS (in particolare nel settore terziario).

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

In Italia gli impianti più importanti sono di Terna ed Enel, nel database del DOE sono riportate le caratteristiche e funzionalità degli impianti installati. Sono inoltre citati anche gli impianti annunciati da Terna basati su nuove tecnologie quali batterie a flusso e supercondensatori.

Sviluppo della tecnologia

In Italia le principali aziende produttrici di accumulatori elettrochimici sono FZSonick, che produce batterie al piombo ed è il principale produttore mondiale di batterie sodio/cloruro di nichel, e FAAM (acquisita da FIB Srl, che è la detentrica del marchio, a sua volta integrata nel gruppo SERI SpA), che produce sia batterie al piombo che litio-ioni. Lithops Srl, che è stata recentemente acquisita da FAAM, rappresenta il primo sviluppatore e fornitore di tecnologie Li-Ione in Italia. Le sue batterie puntano sulla tecnologia ad alta potenza in quanto sono completamente ricaricate in meno di 5 minuti.

A queste si aggiungono numerosi "system integrator", che comprano celle elettrochimiche da altre aziende e realizzano sistemi di accumulo per varie applicazioni, ad esempio Loccioni Group, SAET SpA, Tecno-Lario SpA.

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Il Sistema Italiano di R&D nel campo delle tecnologie per l'accumulo elettrochimico di energia è principalmente concentrato nel settore pubblico (Università, CNR, ENEA). Molti eccellenti gruppi di ricerca e laboratori nazionali contribuiscono a questo specifico campo, ispirato soprattutto dalla pionieristica attività del Prof. Bruno Scrosati (Università di Roma La Sapienza, ora all'IIT). FZSonick produce batterie sodio/cloruro di nichel ed è impegnata nello sviluppo della tecnologia (nuove geometrie, miglioramento dei materiali, sistemi ibridi con supercondensatori), collaborando con diversi centri di ricerca nazionali quali RSE, ENEA e CNR. Gli stessi centri si occupano sia di caratterizzazione, diagnostica, integrazione in rete e ottimizzazione della gestione delle tecnologie esistenti (sviluppo di BMS innovativi), sia di ricerca di base sulle celle elettrochimiche (nuove geometrie, nuovi materiali elettrodici ed elettroliti), anche in collaborazione con gruppi di ricerca di varie università. A questi enti è affidata anche la "Ricerca di Sistema elettrico" un programma nazionale che prevede una serie di attività volte a ridurre i costi dell'elettricità per gli utenti finali, migliorare l'affidabilità del sistema e la qualità del servizio e garantire al paese le condizioni per uno sviluppo sostenibile.

■ BEST PRACTICES

Significativa è l'esperienza tedesca. Nel Maggio del 2013 la Germania ha introdotto un sistema di incentivi (25 milioni di euro) volto al supporto diretto di impianti fotovoltaici di piccola/media taglia (< 30 kW) che contenessero un sistema di ES elettrochimico [3]. In Italia l'esempio più significativo è costituito dagli impianti di Terna [8]: la società ha installato 35 MW (245 MWh) di batterie Na/S per applicazioni Energy Intensive, con lo scopo di risolvere le congestioni di rete e differire gli investimenti su linee con grande penetrazione di impianti eolici. Ulteriori 13 MW-19 MWh di impianti Power Intensive, realizzati con 5 diverse tipologie di batterie litio-ioni e due tecnologie di batterie sodio/cloruro di nichel sono stati installati in Sardegna e Sicilia, con varie funzioni tra cui la regolazione primaria. La regione Lombardia ha fornito incentivi per l'acquisto e la relativa installazione di sistemi di accumulo di energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici, sia collegati alla rete di distribuzione sia ad isola. I contributi sono stati concessi a fondo perduto fino al 50% delle spese sostenute per gli interventi, con un tetto massimo di 5.000 € per ogni intervento ammesso.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Alessandrini, F., Appetecchi, G.B., Conte, M. Report RdS/2010/233 ENEA-MSE, 2010.
- [2] Zhenguo Yang, Jianlu Zhang, Michael C. W. Kintner-Meyer, Xiaochuan Lu, Daiwon Choi, John P. Lemmon and Jun Liu. Electrochemical energy storage for green grid.. Chem. Rev. 2011, 111, 3577–3613
- [3] EUROBAT 2013 report - http://www.eurobat.org/sites/default/files/eurobat_smartgrid_publication_may_2013_0.pdf
- [4] Arunachalam, V. S. Fleischer, E. L. MRS Bull. 2008, 33, 264
- [5] ECW Report Number 223-1 (2003) "Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems"
- [6] RSEview (2014) E...muoviti! Mobilità elettrica a sistema
- [7] Report, Smart Grid System e Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, U.S. Department of Energy, Washington, DC, 2009
- [8] TERNA, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico consuntivo Dicembre 2015

DESCRIZIONE TECNICA

I sistemi avanzati di accumulo termico si distinguono in tre diverse tecnologie: sistemi a calore sensibile, sistemi a calore latente e sistemi termochimici [1][2].

I **sistemi di accumulo termico a calore sensibile** (SHTES, Sensible Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore attraverso una variazione di temperatura di un mezzo di accumulo sia solido che liquido. Questa tecnologia è la più matura e commerciale delle tre e largamente utilizzata sia a bassa che alta temperatura per applicazioni civili e industriali o in impianti solari per la produzione di energia elettrica (CSP, Concentrated Solar Power).

I **sistemi di accumulo termico a calore latente** (LHTES, Latent Heat Thermal Energy Storage) sono basati sull'assorbimento e il successivo rilascio di calore durante la transizione di fase subita dal mezzo di stoccaggio. Le transizioni di fase possono essere del tipo solido/liquido o solido/solido (transizioni allotropiche) e realizzate con materiali comunemente definiti PCM, Phase Change Materials. La tecnologia è in evoluzione soprattutto per quanto riguarda l'applicazione per uso domestico e industriale, sia da un punto di vista dello sviluppo dei materiali che dei sistemi.

I **sistemi di accumulo termochimico** (Thermochemical Energy Storage) [3] si basano sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e la formazione dei legami chimici o fisici durante una reazione completamente reversibile. Tali sistemi sono in fase di sviluppo, particolarmente per l'accumulo termico stagionale. Esistono piccole applicazioni già commercializzate per l'ottimizzazione energetica di processi [4].



Sistema di accumulo termico da 80MWh a due serbatoi e sali fusi dell'impianto dimostrativo "Archimede" realizzato da ENEL/ENEA a Priolo Gargallo.



Serbatoio di accumulo termico per riscaldamento di distretto in Austria con capacità termica di 2 GWh



Scambiatore di calore per una unità di accumulo termico a cambio di fase, con alettature fatte con fogli di grafite, prima del caricamento del materiale a cambiamento di fase.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel campo delle basse temperature, la diffusione dei sistemi di accumulo a calore latente e termochimici è ancora limitata a pochi esempi in particolari settori di applicazione. Ad esempio, sono impiegati e commercializzati per il mantenimento di temperature controllate per il trasporto di beni deperibili (e.g. vaccini, medicine, derrate alimentari), sia di piccola taglia sia per container di grandi dimensioni. Per quanto riguarda l'accumulo in grandi impianti, sono stati realizzati sistemi alimentati da energia solare sperimentali sia per applicazioni in impianti a concentrazione CSP (capacità accumulo 200 kWh) [5] che per applicazioni domestiche (nel range della decina di kWh). Nel caso dei sistemi termochimici, sono stati realizzati impianti pilota di accumulo stagionale domestico e per District Heating. A livello commerciale è disponibile una lavastoviglie capace di sfruttare un piccolo sistema di accumulo termochimico per limitare i consumi di energia elettrica [4]. Notevole invece lo sforzo di ricerca fatto per sviluppare sia i sistemi a calore latente che quelli termochimici per le medie ed alte temperature dove sistemi di accumulo di capacità termica importante necessitano di mezzi di accumulo con densità di energia elevata.

Nazionale

La diffusione di sistemi di accumulo termico a calore latente e termochimici a livello nazionale è ancora limitata ad alcuni esempi sviluppati nell'ambito di progetti di ricerca, per applicazione nei settori del riscaldamento e raffrescamento solare domestico.

Elevato anche lo sforzo di ricerca nello studio e sviluppo di sistemi di accumulo a medio-alta temperatura in grado di avere costi contenuti e/o elevata densità di energia accumulata. Per quanto riguarda i mezzi a calore sensibile si stanno valutando soluzioni ingegneristiche innovative basate sull'uso di sali fusi o mezzi di accumulo di tipo cementizio al fine di ridurre il costo capitale del sistema. Alternativamente, si stanno sviluppando nuove soluzioni[7] per sistemi a calore latente per sfruttare l'elevata densità di energia accumulata (sistemi compatti) e incrementarne le prestazioni termiche, anche con l'aggiunta di eventuali nanoparticelle[8].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I sistemi di accumulo SHTES sono commerciali e quindi a TRL 8-9. I più innovativi si trovano ad un TRL 6-7.

A bassa temperatura la tecnologia è già commercializzata in sistemi portatili per la conservazione di alimenti, vaccini ecc. e in piccoli apparati domestici (e.g. lavastoviglie con sistema di accumulo integrato). In generale per l'accumulo termico a calore latente si considera un TRL da 5 ad 8, mentre per l'accumulo termico termochimico, TRL da 4 a 8. Sistemi di taglia domestica e industriale sono in fase di sviluppo, anche per accumulo stagionale.

Per i sistemi TES a medio-alta temperatura il TRL è 5-6 per gli LHTES e 3-4 per quelli termochimici.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Accumulo di energia termica da fonte rinnovabile solare, per applicazioni domestiche e di solar district heating
- Recupero ed accumulo di energia termica di scarto, con particolare riferimento alle applicazioni industriali.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I sistemi di accumulo termico risultano di fondamentale importanza in qualunque settore produttivo al fine di incrementarne l'efficienza energetica. Inoltre sono necessari nell'ottica di una diffusione capillare di impianti alimentati da energia termica da fonte rinnovabile.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

L'elevata disponibilità di fonte solare e dunque di energia termica da fonte rinnovabile sul territorio nazionale può rappresentare un importante stimolo allo sviluppo di sistemi di accumulo termico avanzati ad elevata densità di accumulo di energia. Tali sistemi risultano di primaria importanza al fine di incrementare la capacità di sfruttamento delle fonti rinnovabili la cui disponibilità risulta essere intrinsecamente variabile nel tempo. Inoltre, la spinta del governo verso un maggiore efficientamento energetico del settore civile ed industriale costituisce un ulteriore stimolo allo sviluppo.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale dei sistemi di accumulo a calore latente e termochimici è limitato. Infatti, i materiali impiegati (e.g. zeoliti, Sali, paraffine) non presentano particolari problematiche dal punto di vista del consumo di materie prime e tantomeno del rilascio di elementi inquinanti. Al contrario, tali sistemi permettono di incrementare la capacità di sfruttamento di fonti rinnovabili di energia termica, contribuendo alla riduzione di emissioni da fonti fossili tradizionali.

Emissioni CO₂/MWh

Le emissioni di CO₂ dei sistemi di accumulo termico risultano nulle.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni di CO₂ evitate dipendono dalle condizioni operative. Un esempio, nel caso della lavastoviglia commercializzata recentemente, è che, in una prospettiva di impiego di 10 anni, si potrebbero limitare le emissioni per un totale di 526500 ton di CO₂ grazie al risparmio energetico indotto dall'implementazione dell'accumulo termochimico [4].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I sistemi di accumulo a calore latente consentono, a parità di condizioni, di incrementare la densità di accumulo dei classici sistemi a calore sensibile di quantità variabili fra il 20 e l'80%. I PCMs attualmente in commercio hanno dimostrato elevate stabilità a centinaia di migliaia di cicli.

I sistemi di accumulo termochimici possono garantire densità di accumulo fino ad un ordine di grandezza superiore ai classici sistemi sensibili. Possono essere impiegati per accumuli di tipo stagionale, non soffrendo di degradazione della capacità di accumulo nel tempo. Anche in questo caso, i materiali impiegati garantiscono cicli di carica e scarica sufficienti per l'applicazione pratica, come dimostrato dai primi sistemi in commercio.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il payback tecnologico risulta difficilmente stimabile in quanto fortemente dipendente dall'applicazione e dalla tecnologia impiegabile. Essendo necessaria ancora attività di ricerca di base, è stimabile in tempistiche superiori ai 10 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- Necessità di ulteriore attività di ricerca al fine di ottimizzare tali tecnologie sia a livello di materiali che di sistemi
- Necessità per medi-grandi impianti di sistemi "compatti" ovvero ad elevata densità di energia accumulata
- Pay-back time attualmente non competitivo
- Assenza di divulgazione sociale; mancanza di conoscenza tecnica da parte degli impiantisti.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Le potenzialità di sviluppo tecnologico sono basate sulla disponibilità di fondi per l'avvio di programmi di ricerca congiunta fra settore pubblico e privato al fine di ottimizzare ulteriormente la tecnologia nell'ottica di una pre-industrializzazione che miri a ridurre il gap tecnico-economico con le tecnologie attualmente commercializzate.

Le ricadute coinvolgono sia il settore della produzione di tali tecnologie, come anche il settore di produzione, installazione e manutenzione di impiantistica domestica (per impianti a fonte solare termica) e industriale (per impianti di recupero e stoccaggio di cascami termici).

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Le potenzialità di esportazione della tecnologia sono strettamente legate alla velocità di raggiungimento di una maturità tecnologica tale da renderla commercializzabile. Ciò garantirebbe il posizionamento in un mercato con un numero di attori attualmente limitato.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

- Settore industriale: incremento dell'efficienza dei processi mediante recupero, accumulo e riutilizzo di cascami termici
- Settore residenziale e terziario: incremento della diffusione dell'impiego di fonti di energia rinnovabile termica, sia mediante sistemi di accumulo giornaliero che stagionale
- Settore produzione energia elettrica: aumentare la dispacciabilità degli impianti solari CSP per ridurre o annullare la necessità di backup a combustibile fossile

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Settore residenziale
- Teleriscaldamento
- Settori industriali ad elevata intensità di energia termica di scarto (e.g. alimentare, chimico, metallurgico)
- Impianti industriali che utilizzino calore a temperatura medio-alta: Solare Termodinamico e da Fonti rinnovabili, Calore per Processi Industriali, Refrigerazione/Raffreddamento edifici/distretti, Disalazione, ecc.

Sviluppo della tecnologia

- Riello
- Aziende del settore HVAC
- ENEA
- Nuova Steim (meccanica, recipienti in pressione ed alta temperatura).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

CNR: sviluppo di materiali, componenti e sistemi di accumulo termico latente e termochimico

Università di Padova: modellazione di sistemi di accumulo termico a calore sensibile con cementi (trasporto massa e calore, danneggiamento, spalling) ed a calore latente incapsulati.

Politecnico di Bari: modellazione di sistemi di accumulo termico a calore latente. Modellazione CFD con analisi dei moti convettivi in fase fluida, Modellazione semplificata per analisi di integrazione d'impianto.

Università della Calabria: studio di materiali innovativi per l'accumulo termico latente

Università di Perugia: integrazione sistemi accumulo termico latente in ambito domestico. Sintesi e caratterizzazione di nuovi mezzi di accumulo basati su PCM e nanoparticelle addizionate per medie-alte temperature

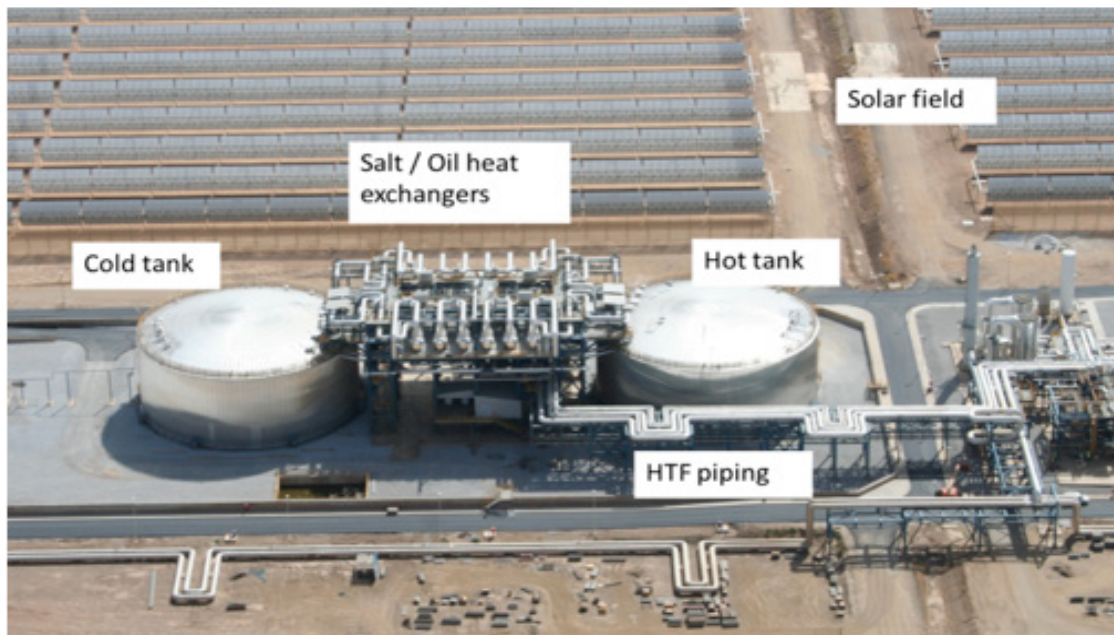
Università di Trento: sintesi di nuovi mezzi di accumulo basati sull'uso di miscele cementizie funzionanti fino a più di 500 °C.

ENEA: vanta una esperienza significativa nello sviluppo di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura applicati principalmente a sistemi solari a concentrazione (CSP). Sono stati sviluppati sistemi di accumulo a sali fusi in grado di operare fino 550°C. Una classica applicazione a doppio serbatoio è stata realizzata in Sicilia da ENEL con il supporto di ENEA nell'impianto Archimede da 5 MWe ed è operante dal 2010. Attualmente, l'ENEA sta sviluppando sistemi innovativi di accumulo a sale fuso mono-serbatoio termoclino, in cui può anche essere presente una carica di materiale solido a basso costo (progetto europeo RESLAG), a calore sensibile in particolari cementi e a calore latente con materiali a cambiamento di fase (PCM), al quale possono essere addizionate piccole quantità di nanoparticelle (NEPCM).

Università di Cagliari: sistemi di accumulo termico latente per sistemi solari a concentrazione

■ BEST PRACTICES

- Impianto dimostrativo CSP "Archimede" di Priolo Gargallo (SR) con SHTES a sale fuso, doppio serbatoio, a 550°C e capacità di circa 30 MWh
- Impianto CSP con accumulo termico a calore latente da 200 kWh dimensionato e realizzato dal centro DLR di Stoccarda in un impianto installato a Carbonesa (Spagna) [5]
- Lavastoviglia operante con piccolo sistema di accumulo termochimico per la riduzione dei consumi energetici durante il ciclo operativo [4]
- Sistema di recupero, accumulo termochimico e trasporto di energia termica in siti industriali [6].



Sistema di accumulo termico da 1 GWh a due serbatoi e sali fusi dell'impianto solare Andasol (Spagna) da 150 MW.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalba, L. F. Cabeza, State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modellization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (31-35), Elsevier, 2010
- [2] I. Dincer, M. A. Rosen, *Thermal Energy Storage – Systems and Applications*, John Wiley and Sons, Eastbourne UK, 2002.
- [3] N. Yu, R.Z. Wang, L.W. Wang, Sorption thermal storage for solar energy, *Progress in Energy and Combustion Science*, Volume 39, Issue 5, October 2013, Pages 489-514.
- [4] A. Hauer, F. Fischer, Open Adsorption System for an Energy Efficient Dishwasher, *Chemie Ingenieur Technik Special Issue: Adsorption – Delving into the Molecular Scale* Volume 83, Issue 1-2, pages 61–66, January, 2011.
- [5] *Solar Thermal Energy Storage Technologies Doerte Laing*, German Aerospace Center (DLR) ENERGY FORUM, 10,000 Solar GIGAWATTS Hannover, 23. April 2008
- [6] Industrial waste heat recovery and efficient use of energy in the industry - Illustrative Examples from Germany Richard Gurtner, *Conference on Renewables in the industry*, Kolding, September 29, 2015
- [7] A. Miliozzi, M. Chieruzzi, L. Torre, J.M. Kenny, *Nanofluids with Enhanced Heat Transfer Properties for Thermal Energy Storage*, *Intelligent Nanomaterials*, 2nd Edition, Wiley, pp.295-360, ISBN: 978-1-119-24248-2, November 2016
- [8] M. Chieruzzi, G.F. Cerritelli, A. Miliozzi, J.M. Kenny, L. Torre, Heat capacity of nanofluids for solar energy storage produced by dispersing oxide nanoparticles in nitrate salt mixture directly at high temperature, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 167, August 2017, Pages 60-69

DESCRIZIONE TECNICA

Le tecnologie basate sulla radiazione solare diretta e indiretta per la produzione delle due principali forme di energia finale (combustibili ed elettricità) sono largamente consolidate a livello di mercato per la produzione elettrica (fotovoltaico, eolico, idroelettrico). La produzione di combustibili su scala industriale rimane invece allo stato embrionale nonostante la domanda di combustibili per il trasporto, il riscaldamento e i processi industriali rappresenti oltre il 70% del consumo energetico finale e quasi il 90% del consumo primario in molti paesi industrializzati, tra cui l'Italia [1].

Si producono combustibili solari convertendo CO_2 e acqua in quella che viene chiamata convenzionalmente raffineria solare (Figura 1). In essa l'energia proveniente dal sole catturata da opportuni sistemi di conversione viene utilizzata per la produzione di combustibili tramite la riduzione diretta della CO_2 oppure la sua parziale attivazione e successiva conversione catalitica (via Fischer-Tropsch, Water gas shift, ecc.) .

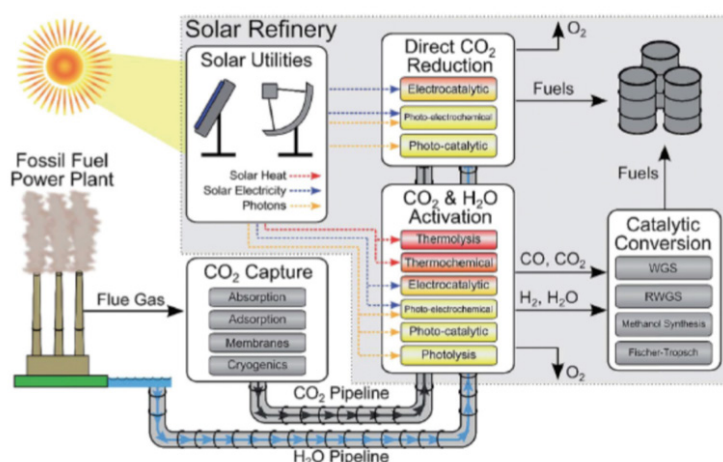


Figura 1 Schema di una raffineria solare (Fonte: Energy Environ Sci. 2015,8,126)

In questo modo non è solo possibile catturare la CO_2 , impedendone il rilascio in atmosfera, ma anche utilizzarla direttamente come materia prima. Analogamente è possibile sfruttare l'energia del sole per produrre idrogeno mediante sistemi che simulino la fotosintesi clorofilliana migliorandone la resa (in natura al 1%). Attualmente l'efficienza di conversione luce/ H_2 in sistemi fotosintetici artificiali modello è dell'ordine del 10%, con dispositivi di pochi cm^2 che hanno una durata di decine di ore. Il principio è ampiamente dimostrato, ma occorre ulteriore ricerca per entrare nella fase di produzione industriale. D'altro canto, la fotoriduzione della CO_2 è ancora più complessa da realizzare e gli studi sono in una fase meno matura. Quest'ultimo processo sarebbe un risultato ancora più importante del primo, poiché permetterebbe di trasformare la CO_2 da una minaccia per la stabilità climatica della biosfera ad una materia prima in grado di sostituire i fossili non solo come carburante ma anche come materia prima per l'industria chimica [2].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Non sono ancora disponibili impianti produttivi a livello internazionale. Tuttavia diversi sono i progetti finanziati sia da ARPA-E (Advanced Research Projects Agency-Energy) del Dipartimento Energia (DOE) degli Stati Uniti che dalla Comunità Europea per lo sviluppo della tecnologia (soprattutto per la conversione di CO_2 in combustibili e raw chemicals).

Nazionale

Non sono ancora disponibili impianti produttivi a livello nazionale tuttavia diverse sono le attività di ricerca già intraprese su questa tecnologia (sia per la produzione di H_2 solare che per l'utilizzo di CO_2).

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Tecnologia validata in laboratorio: TRL 4.

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Questa tecnologia utilizza esclusivamente, come fonte primaria, energia solare. L'idrogeno prodotto dalla fotosintesi artificiale può essere utilizzato come vettore energetico per la produzione di elettricità (celle a combustibile) o come reattivo in processi chimici (es. Fischer-Tropsch) per la produzione di idrocarburi sintetici, in combinazione con CO a sua volta prodotto con la fotoriduzione della CO₂.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I settori più direttamente interessati sono l'industria chimica e quella dei combustibili. La produzione di idrogeno da fonti rinnovabili è il complemento ideale per la filiera della cattura e conversione della CO₂ (CCU-Carbon Capture and Utilisation), per realizzare il mutamento di paradigma nell'industria chimica di base: dalla materie prime esauribili (combustibili fossili → economia lineare) all'utilizzo e al riciclo di prodotti di scarto o praticamente inesauribili tramite l'energia del sole (CO₂, acqua → economia circolare) (Figura 2).

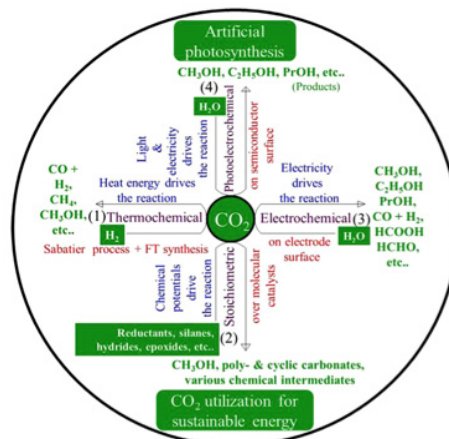


Figura 2 Principali metodi per utilizzi della CO₂ (Fonte: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.019>)

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il potenziale tecnico è enorme data la grande disponibilità di irraggiamento solare in Italia e la presenza di eccellenze industriali in tutti i settori interessati allo sviluppo e di attività industriali che emettono grandi quantità di CO₂ (termoelettrica, chimica, siderurgica, ceramica e vetro). Il territorio non presenta particolari impedimenti ma la CCU ovviamente sarebbe ottimizzata laddove i sistemi di produzione di combustibili solari fossero vicini a grandi impianti emettitori di CO₂. Naturalmente le regioni a maggiore insolazione sarebbero le candidate naturali per ospitare questo tipo di impianti.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

La sostenibilità ambientale della tecnologia è ai massimi livelli: l'unico rifiuto è il dispositivo stesso a fine vita utile; consumo e non produzione di CO₂; l'acqua è una materia prima del processo stesso, ma i quantitativi necessari non costituiscono rischio competitivo concreto per gli altri impieghi essenziali (residenziale, agricoltura, industria). L'unica potenziale criticità è l'uso di materie prime rare nei catalizzatori o negli elettrodi. Questo aspetto è attualmente in fase di intenso studio.

Emissioni CO₂/MWh

In fase di funzionamento la tecnologia è completamente carbon free. La stima delle emissioni connesse alla fabbricazione dei dispositivi (approccio LCA) è in fase di definizione.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La quantità di emissioni evitate deve essere collegata alla quantità di CO₂ che può essere catturata e poi convertita in prodotti chimici e combustibili (chemicals and fuels) senza la necessità di utilizzare ulteriori fonti fossili.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

I dispositivi fotoelettrochimici più semplici hanno un'efficienza teorica massima del 30%. Facendo un parallelo con la tecnologia fotovoltaica al silicio, si può ragionevolmente stimare che un obiettivo raggiungibile nel prossimo decennio sia un'efficienza del 15%, su superfici dell'ordine dei dm². Sono previsti tempi di vita dei dispositivi dell'ordine di 5-10 anni. L'efficienza di conversione della CO₂ in prodotti utili risente ancora di limiti tecnologici e non può essere al momento stimata. Tuttavia è da valutare come l'utilizzo di tecnologie di cattura (e soprattutto di separazione) della CO₂ da impianto, impatta sull'efficienza dello stesso e di conseguenza sulle emissioni (nel caso di impianti di produzione energetica).

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Non stimabile al livello attuale di sviluppo della tecnologia.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Gli attuali ostacoli sono dovuti alla necessità di studi più approfonditi e alla realizzazione di dimostratori in situazioni reali. Non solo è necessario sviluppare dispositivi sempre più efficienti per la produzione di H₂ ma anche sistemi di separazione (soprattutto ad alta T) che forniscano CO₂ con elevato grado di purezza e sistemi catalitici in grado di convertirla in modo efficiente in combustibili e composti chimici.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Non stimabile in modo preciso al livello attuale di sviluppo della tecnologia ma potenzialmente enorme.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Non stimabile in modo preciso al livello attuale di sviluppo della tecnologia ma potenzialmente enorme.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Accumulo dei picchi di produzione elettrica fotovoltaica/eolica a livello di installazioni residenziali/commerciali/ industriali sotto forma di combustibile idrogeno (energia chimica) da utilizzare per produzione elettrica in celle a combustibile e/o per i trasporti.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Attualmente la tecnologia non è ancora utilizzata.

Sviluppo della tecnologia

Attori coinvolti nello sviluppo della filiera:

- Enti di ricerca e università
- Industria chimica (sensibilizzatori, catalizzatori)
- Industria elettronica (semiconduttori, componentistica)
- Industria energetica (idrocarburi, settore elettrico)
- Industria dei gas (H₂, CO₂, CO).

■ ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Vari istituti del CNR lavorano nel campo della sintesi di sensibilizzatori e catalizzatori, nella modellizzazione delle strutture più appropriate per i vari componenti, nella caratterizzazione chimica e fotochimica dei materiali, nella messa a punto di dispositivi prototipo con i vari possibili approcci per la produzione di H₂ solare e il riutilizzo della CO₂.

Alcune università tra cui Milano, Bologna, Messina, Padova, Trieste, Torino sono attive nello studio dei solar fuels (produzione di idrogeno solare e riutilizzo CO₂).

■ BEST PRACTICES

Alcuni laboratori in università e centri di ricerca in USA, Giappone, Cina, Corea del Sud, Europa hanno realizzato prototipi avanzati. La ricerca sul water splitting è ad uno stadio più avanzato di quella sulla riduzione della CO₂.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] H.L. Tuller "Solar to Fuels Conversion Technologies" MITEI-WP-2015-03 (2015)
- [2] N. Armaroli, N.; V. Balzani, Chem.-Eur. J. 2016, 22, 32-57
- [3] L. Hammarström, Acc. Chem. Res. 2015, 48, 840-850
- [4] C. R. Cox, J. Z. Lee, D. G. Nocera, T. Buonassisi, Ten P. Natl. Acad. Sci. U. S. A. 2014, 111, 14057-14061
- [5] F. F. Abdi, L. Han, A. H. M. Smets, et al, Nat. Commun. 2013, 4, 2195
- [6] D. G. Nocera, The Artificial Leaf, Acc. Chem. Res. 2012, 45, 767
- [7] R. E. Blankenship, D. M. Tiede, et al, Science 2011, 332, 805
- [8] N. Armaroli, V. Balzani, Energy for a Sustainable World. From the Oil Age to a Sun Powered Future, Wiley VCH, Weinheim, Germany, 2011
- [9] J. Barber, Photosynthetic Energy Conversion: Natural and Artificial, Chem. Soc. Rev. 2009, 38, 185-196.
- [10] J.A. Herron, J. Kim et al, Energ. Envir. Sci, 2015, 8, 126

DESCRIZIONE TECNICA

La produzione di combustibili a basso tenore di carbonio rappresenta uno degli ambiti di ricerca maggiormente investigati per attuare una significativa de-carbonizzazione del sistema energetico, con una notevole riduzione nello sfruttamento delle risorse di tipo fossile e una conseguente diminuzione delle emissioni di CO₂.

Tra i processi tecnologici più promettenti in termini di riduzione di CO₂ si segnalano:

Produzione di idrogeno da elettrolisi e fotoelettrolisi

I sistemi di elettrolisi dell'acqua consentono di produrre idrogeno di qualità elevata (5N) compatibile con l'utilizzo in sistemi automotive a celle a combustibile di nuova generazione. Sono commercialmente disponibili quelli di tipo alcalino o PEM mentre sistemi di elettrolisi ad ossidi solidi sono in via di sviluppo. I sistemi di elettrolisi per la generazione di idrogeno sono utilizzati in processi power-to-gas per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili, per utilizzare al meglio il surplus di energia dovuto ai fenomeni di intermittenza delle fonti rinnovabili. Gli impianti installati variano da qualche centinaio di kW a più di 10 MW. L'idrogeno prodotto può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo complessivo per la produzione di idrogeno e il suo utilizzo nei trasporti quasi nulle. Grande importanza rivestono anche i sistemi di accumulo di idrogeno. Dei tre possibili modi di immagazzinare l'idrogeno, cioè come gas compresso, come liquido (a -20 K a pressione ambiente) o in forma di idruri nei solidi, questo ultimo appare come il più promettente a causa della rilevante capacità di accumulo e per il fattore sicurezza, anche se a livello automotive, l'interesse principale è per bombole a 700 bar.

Conversione elettrochimica della CO₂

I sistemi di conversione elettrochimica della CO₂ sono di diversa natura e includono sistemi a bassa ed alta temperatura. I sistemi di co-elettrolisi ad alta temperatura hanno già raggiunto lo stadio di applicazione industriale. Il processo richiede due differenti stadi di reazione: uno stadio ad alta temperatura che riguarda la co-elettrolisi di CO₂ e acqua in un sistema ad ossido solido con la produzione di syngas e un processo catalitico a temperatura intermedia 300 °C di conversione del syngas in metanolo. Come per l'elettrolisi classica, i sistemi di co-elettrolisi per la generazione di feed-stock chemicals possono essere impiegati per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica e per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili in combustibili liquidi.

Produzione di biocombustibili e gas di sintesi

Gas di sintesi da biogas. Il biogas è tra i più diffusi combustibili rinnovabili, prodotto da biomasse di diversa provenienza settoriale (zootecnico, agro-industriale, rifiuti organici) [5-6]. Viene usato in motori a combustione interna a bassa efficienza (18-25%) con elevate emissioni inquinanti (VOCs, NO_x, CO, SO₂) per la produzione di calore e/o energia elettrica [7] oppure per la produzione di syngas (H₂-CO), attraverso processi di reforming, utilizzato poi come combustibile in impianti di generazione elettrica oppure come materia prima per la produzione di combustibili sintetici a basso impatto ambientale (come idrogeno, metanolo, dimetiletere e benzine sintetiche) o altri chemicals [8]. Il livello di maturità delle tecnologie di reforming per la generazione di idrogeno/syngas è elevato per la produzione centralizzata industriale (450 - 18,000 kg/h H₂) da combustibile fossile ma si può considerare buono anche per la produzione distribuita su piccola scala (50-500 kg/giorno H₂) utilizzando il biogas e in generale i biocombustibili (bio-etanolo, bio-metanolo) [9]. Tuttavia è necessaria un'attività di ricerca e sviluppo per rendere i sistemi più compatti e affidabili.

Biocombustibili. I biocombustibili, in quanto fonti di energia rinnovabile, forniscono un contributo positivo al bilancio della CO₂ nell'atmosfera: la maggior parte della CO₂ prodotta durante la combustione dei biofuels viene utilizzata per la crescita delle biomasse da cui sono originati, secondo il ben noto ciclo Well-To-Wheel. La biomassa può essere convertita in carrier energetici (combustibili liquidi e gassosi, vapore ed elettricità) impiegati a loro volta per la produzione di energia, elettricità e/o per il trasporto.

La ricerca ad oggi è indirizzata verso lo sviluppo e/o l'ottimizzazione dei seguenti processi:

- produzione di combustibili liquidi, quali metanolo e/o dimetiletere, mediante idrogenazione della CO₂
- produzione di biodiesel mediante alcolisi catalitica di oli di scarto o grassi animali
- produzione di bio-metano mediante gassificazione di reflui agro-industriali in condizioni supercritiche.

I biocombustibili ottenuti da processi di trasformazione delle biomasse sono considerati come combustibili alternativi per motori a combustione interna. La ricerca è finalizzata verso lo sviluppo di nuovi processi catalitici eterogenei per la produzione di biodiesel mediante alcolisi di oli vegetali non "agganciati" alle tradizionali filiere alimentari. Il trattamento di reflui acquosi in fase supercritica o surriscaldata consente di poter processare matrici molto umide evitando di doverle preventivamente essiccare; il processo produce gas di sintesi ad elevate pressioni, consentendo operazioni di recupero energetico per espansione e di ottenere sostituti del gas naturale con pressioni idonee all'immissione in rete nazionale di distribuzione. Le materie prime consentono di ottenere differenti bio-prodotti come il metano, l'idrogeno, bio-crude oil, biodiesel e biogas, tutti utilizzabili su scala commerciale con le infrastrutture esistenti.

Internazionale

Gli impianti europei a biogas hanno prodotto nel 2014 circa 30 TWh di elettricità. Più della metà della produzione deriva da impianti alimentati con materie prime di origine agricola, zootecnica e/o agroindustriale.

Il numero di impianti basati sulla tecnologia di produzione di syngas/idrogeno da biocombustibili (biogas, bio-etanolo, bio-metanolo) su piccola scala è principalmente legato a sistemi realizzati nell'ambito di progetti europei (BIO-HYDROGEN, BIOGAS2PEM-FC, EUWAK, BIOROBUR) per cui la loro produzione non supera 100kg/giorno.

Il mercato per i sistemi di elettrolisi riguarda potenze installate che variano da qualche centinaio di kW a più di 10 MW, per applicazioni di grid-balancing e per l'accumulo di energia da rinnovabili. Il mercato si sta sviluppando principalmente in Europa e negli Stati Uniti, in Asia con diverse migliaia di unità installate.

Il mercato per i sistemi di co-elettrolisi riguarda potenze installate inferiori al MW. L'azienda leader in questo campo è la Topsoe (Danimarca).

La tecnologia dell'immagazzinamento a stato solido di idrogeno ampiamente studiata in Europa e nel resto del mondo non ha ancora raggiunto uno stadio avanzato per una larga produzione industriale, soprattutto per applicazioni non stazionarie, come il settore automotive, per il quale i requisiti per i materiali assorbitori sono più stringenti. Nonostante ciò, nel campo stazionario si possono annoverare alcune eccellenze europee, come la ditta francese McPhy, che commercializza grandi serbatoi a base di MgH_2 , che possono contenere fino a 100 Kg di idrogeno (3.3 MWh) lavorando in modo non adiabatico, oppure fino a 24 kg di idrogeno (830 kWh) con esercizio in modo adiabatico [4]. La ditta bulgara Labtech commercializza serbatoi a base di leghe derivate dal $LaNi_5$ che assorbono e desorbono 1.4 wt% di idrogeno a pressioni contenute (<10 bar) in un intervallo di temperature compreso tra 0 e 200 °C. La ditta è in grado di fornire serbatoi contenenti da 5 a 10000 N litri di idrogeno[5].

Nazionale

Il nostro Paese si avvale di una pluralità di materie prime e della disponibilità di tecnologie mature e affidabili per la produzione di combustibili a basso tenore di carbonio.

In Italia sono operanti oltre 2000 impianti in grado di convertire biomasse di diversa natura in biocombustibili, con una potenza installata superiore a 4000 MWe [Fonte: GSE, 2015]. Circa la metà sono impianti di produzione di biogas nel settore agro-zootecnico, con una potenza elettrica installata di circa 700 MWh.

Il numero di impianti basati sulla tecnologia di produzione di syngas/idrogeno da biocombustibili (biogas, bio-etanolo, bio-metanolo) su piccola scala è principalmente legato a sistemi realizzati nell'ambito di progetti europei e nazionali (SOFCON, BIOROBUR, PON-SEB), le taglie non superano 100kg/giorno.

Il Piano di Azione Nazionale sulle rinnovabili (PAN) affida un ruolo fondamentale alle biomasse: queste andranno a coprire, rispetto al totale delle FER, il 19% del totale di consumi di elettricità (18.780 GWh), il 54% delle richieste di energia per calore e raffrescamento (5.670 ktep) e l'87% per il settore dei trasporti (2.530 ktep).

Nell'ambito dei processi elettrolitici, le installazioni in Italia sono state effettuate nell'ambito di progetti Europei e raggiungono i 2 MW installati per impianto e prevalentemente orientate all'attività di ricerca finanziata nell'ambito di progetti Europei e progetti PON.

Nel campo dell'immagazzinamento di idrogeno, la concreta persecuzione degli obiettivi del Progetto Industria 2015 "HYDROSTORE"[6,] hanno permesso di realizzare alcuni prototipi di serbatoi su scala pilota e preindustriale, sia di serbatoi operanti a temperatura ambiente, sia di serbatoi operanti tra i 250 e i 300 °C.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La produzione distribuita di syngas/idrogeno attraverso processi di reforming da biocombustibili su piccola scala si può considerare commerciale con un TRL pari a 9 (ci sono aziende italiane e europee che commercializzano sistemi per la produzione di syngas e/o idrogeno da biogas e bioetanolo). Per gli aspetti legati alla ricerca e sviluppo di sistemi più compatti e efficienti il TRL è compreso tra 5 e 6.

Per rappresentare il livello di maturità tecnologica derivante dai processi di produzione di combustibili liquidi alternativi è necessario distinguere tra biocombustibili derivati da colture su terreni agricoli (prima generazione), biocombustibili derivati da residui legnosi e lignocellulosici, rifiuti vari, oli di scarto e nuove fonti come le alghe (seconda generazione), biocombustibili da microalghe ad alto tenore lipidico e zuccherino (terza generazione).

- **Biocombustibili di prima generazione** (TRL 7-8): impianti dimostrativi e di grande taglia, soprattutto riferiti alla produzione di biometano

- **Biocombustibili di seconda generazione** (TRL 4-5): tecnologia già validata in laboratorio, ma ancora in fase pre-industriale, con impianti di piccola taglia in fase di sperimentazione
- **Biocombustibili di terza generazione** (TRL 2-4): tecnologia dimostrata, ma solo a livello di laboratorio.

Per i processi elettrolitici: TRL da 6 a 9 (varia con la configurazione).

I sistemi di co-elettrolisi hanno raggiunto TRL 8 e potrebbero raggiungere a breve l'applicazione su larga scala.

Le tecnologie di immagazzinamento di idrogeno tradizionali (gas compresso-liquido) sono perlopiù in fase commerciale mentre l'utilizzo di materiali di accumulo solidi è a livello di dimostrazione in ambiente operativo (TRL 7).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

Lo sviluppo della tecnologia di produzione di combustibili a basso tenore di carbonio porta con sé la possibilità di integrare tra loro diverse risorse energetiche, quali: sole, vento (produzione di energia elettrica utilizzabile, ad esempio, nell'elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno, a sua volta utilizzabile in altri processi di trasformazione delle biomasse); fonti fossili (nella misura in cui si vuole riutilizzare la CO₂ emessa nei processi di trasformazione dei combustibili fossili).

Il biogas si può considerare in Europa come la principale risorsa rinnovabile da utilizzare in sistemi di reforming per la produzione di syngas/idrogeno. I sistemi di elettrolisi dell'acqua consentono di produrre idrogeno di qualità elevata (5N) e compatibile con l'utilizzo in sistemi automotive a celle a combustibile di nuova generazione.

L'idrogeno prodotto da questi sistemi può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo produzione di idrogeno e uso nei trasporti quasi nullo. Il consumo di energia è di circa 60 kWh/kg H₂, e la capacità produttiva per impianto maggiore di 100 kg H₂/day. Le efficienze migliori raggiungono il 70%. I costi sono attualmente di circa 3,7 M€/t/d) e le emissioni praticamente nulle. Per la durata si ha una media di 20 anni con una sostituzione di stack durante il periodo completo di funzionamento del sistema. Possono trovare applicazione in processi power-to-gas per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili sotto forma di feedstock chemicals ecc.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

L'utilizzo efficiente di biocombustibili come il biogas può promuovere l'imprenditorialità innovativa nel settore delle energie rinnovabili e in quello delle nuove tecnologie a basso impatto ambientale, allo stesso tempo contribuisce alla crescita e al rafforzamento di quelle aziende che già operano in questo settore. Lo sviluppo di queste tecnologie porta a seguito un nutrito indotto manifatturiero (componentistica, sensoristica, lavorazione di acciai, sviluppo di material, sistemi di controllo ecc.).

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La produzione di syngas/idrogeno da biogas potrebbe essere significativa considerando i numerosi impianti di digestione anaerobica (1491) presenti sul territorio italiano [10]. La taglia di questi impianti è tale da fornire biogas per la produzione distribuita di idrogeno o syngas. Per quanto riguarda la produzione elettrolitica di idrogeno, non vi sono ostacoli per la diffusione della tecnologia. I costi si stanno riducendo notevolmente con l'aumentare del fattore di scala. Benché il territorio nazionale non ponga fondamentale alcun vincolo allo sviluppo della tecnologia, sia per la produzione di H₂ che per la co-elettrolisi di CO₂, è indispensabile la presenza di fonti rinnovabili che forniscano energia a basso costo. Lo sviluppo delle due tecnologie è quindi strettamente legato alla presenza principalmente di impianti eolici e fotovoltaici.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'utilizzo della tecnologia di reforming per la produzione di idrogeno e syngas da impiegare in celle a combustibile ad alta efficienza per applicazioni stazionarie o mobili così come la produzione elettrolitica o fotoelettrolitica di idrogeno non produce emissioni inquinanti. Poiché la produzione di biocombustibili di prima generazione ha sollevato perplessità sullo sfruttamento a fini energetici di terreni agricoli tradizionalmente utilizzati per colture destinate al consumo umano, recentemente l'Unione europea ha definito i criteri per evitare la coltivazione di materie prime, destinate alla realizzazione di biocombustibili, nei terreni erbosi ad alta biodiversità.

L'uso dei biocombustibili consente una riduzione significativa di emissioni inquinanti rispetto ai combustibili di origine fossile. A titolo di esempio, alcune stime riportano che nel ciclo di vita di 1 ton di biocombustibile si producano 0,9 ton di CO₂ contro le 3 ton prodotte da benzina e diesel. Fermo restando che il corretto calcolo dei benefici ambientali, in

termini di riduzione delle emissioni inquinanti, è complesso e dipende da diversi fattori (tipologia di motori, condizioni di utilizzo, composizione qualitativa dei carburanti, ecc.), ci sono molti vantaggi rispetto ai combustibili di natura fossile, tra cui: annullamento delle emissioni di SO_x ; diminuzione dell'emissioni di monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NO_x) e diminuzione delle polveri sottili e del particolato incombusto; assenza di benzene o altri componenti cancerogeni, quali idrocarburi policiclici aromatici (PAH); elevata biodegradabilità; assenza di metalli pesanti nocivi.

Da non sottovalutare la necessità di reperire ampie aree coltivabili interamente destinate alla produzione di biocombustibili.

Emissioni CO_2 /MWh

- Idrogeno prodotto da biogas = 5.59 kg CO_2 -eq/kg H_2
- Idrogeno prodotto da gas naturale = 13,7 kg CO_2 -eq/kg H_2
- Produzione elettrolitica di H_2 : emissioni nulle.

Per quanto attiene le biomasse il loro trasporto per lo sfruttamento in luogo diverso da quello di produzione va a peggiorare nettamente la sostenibilità ambientale a causa del pesantissimo tributo che il trasporto (spesso e volentieri su gomma) impone al bilancio della CO_2 emessa dall'intero processo.

Emissioni CO_2 /MWh evitate

Emissioni di CO_2 evitate mediante reforming di biogas = 8.11 kg CO_2 -eq/kg H_2

Utilizzando la combustione di idrogeno in veicoli a fuel cells si può ridurre fino al 100% il livello di emissioni inquinanti rispetto agli altri veicoli a combustione interna. La combustione elettrochimica di idrogeno produce unicamente acqua come prodotto di reazione. Il processo avviene a 60-80 °C.

Con la co-elettrolisi si possono ridurre fino al 60% le emissioni di CO_2 di un comune processo di combustione.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Le efficienze fornite dai costruttori di reformer per la produzione di idrogeno e syngas sono del 70% calcolate sul LHV del combustibile. L'idrogeno prodotto dai sistemi elettrochimici può essere completamente rinnovabile e le emissioni del processo complessivo per produzione di idrogeno e il relativo uso nei trasporti quasi nullo.

Il consumo di energia è di circa 60 kWh/kg H_2 , e la capacità produttiva per impianto anche maggiore di 100 kg/day. Le efficienze migliori raggiungono il 70%. I costi sono attualmente di circa 3,7 M€/t/d) e le emissioni praticamente nulle. Per la durata si ha una media di 20 anni con una sostituzione di stack durante il periodo completo di funzionamento del sistema.

I combustibili e i prodotti organici ottenuti da co-elettrolisi possono essere considerati completamente rinnovabili e il processo contribuisce alla riduzione delle emissioni. Il consumo di energia è attualmente superiore a 100 kWh/kg CH_3OH , e la potenza installata può raggiungere il MW. Le efficienze migliori raggiungono il 60%. I costi sono attualmente maggiori di 5 M€/t/d). Per una durata media di 10 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Per la produzione elettrolitica di idrogeno, il payback tecnologico è compreso tra 2 e 5 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I costi legati ai processi elettrolitici di produzioni di H_2 risultano più alti rispetto alle tecnologie competitive di *steam reforming* del metano, ma la purezza è significativamente maggiore (5N) e l'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili è una tecnologia completamente sostenibile. Per le tecnologie di co-elettrolisi di CO_2 , i costi sono legati alle tecnologie di produzione degli elettrolizzatori e non risultano al momento competitivi con le altre tecnologie.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Una misura dell'influenza di queste tecnologie sul PIL potrebbe essere data dal rapporto tra emissioni (calcolate sulla base della potenza installata) e totale dell'energia consumata (una misura del PIL). A parità di energia consumata, il rapporto si riduce se aumenta la quota delle fonti rinnovabili sul totale dell'energia oppure se si modifica la composizione delle fonti fossili, in modo tale da tener conto del contenuto di carbonio per fonte. Considerata la possibilità di riconversione degli attuali impianti di produzione di combustibili in bioraffinerie, l'effetto netto sul PIL (determinato dall'emissioni di CO_2 evitate) potrebbe essere nei prossimi cinque anni superiore al 2%. Per i processi elettrolitici, le potenzialità di impatto sul PIL possono essere notevoli una volta raggiunta la diffusione su larga scala. Attualmente il dato non è quantificabile.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

In considerazione dell'attuale interesse mondiale legato a fattori geopolitici, socio-economici e ambientali, queste tecnologie rappresentano una opportunità per realizzare filiere energetiche virtuose, in grado di influenzare positivamente anche il PIL. Le tecnologie di sviluppo nazionale, possono essere esportate anche in paesi terzi contribuendo al PIL nazionale. Esempio in tal senso è rappresentato dalla Solid Power, azienda italiana di sviluppo elettrolizzatori allo stato solido che già presenta sistemi demo distribuiti fuori dal territorio nazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La produzione di combustibili a basso tenore di carbonio può avere un impatto determinante nel sistema industriale e dei trasporti. Nel settore industriale esiste la possibilità di sequestrare la CO₂ prodotta dagli impianti di potenza di grossa taglia, utilizzandola come un reagente per la produzione di combustibili puliti alternativi.

Altro impatto significativo è atteso nel settore dei trasporti, viste le caratteristiche chimico-fisiche presentate dai biocarburanti che ne consentono un utilizzo nei motori con un minore impatto ambientale rispetto ai combustibili tradizionali e soprattutto nell'utilizzo di idrogeno come combustibile per autotrazione.

L'applicazione riguarda processi *power-to-gas* per il bilanciamento della rete di distribuzione dell'energia elettrica, per l'accumulo di energia da fonti rinnovabili, per utilizzare al meglio il surplus di energia dovuto all'intermittenza che caratterizza il funzionamento delle fonti rinnovabili.

I sistemi di co-elettrolisi di CO₂ e acqua trovano applicazione in processi *power-to-fuel* o *power to chemicals*, in cui, oltre a sequestro di CO₂ è possibile la produzione di prodotti chimici ad alto valore aggiunto.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Oltre a riscuotere l'interesse industriale di grandi imprese (compagnie petrolifere, in primis), lo sviluppo della tecnologia risulta di notevole risonanza anche per le PMI. Si possono creare zone autosufficienti energeticamente, che sfruttano le risorse rinnovabili del territorio locale, creando piccoli impianti decentralizzati di produzione di energia in grado di limitare gli oneri economici di un utilizzo delle biomasse su larga scala (trasporto e stoccaggio).

Non ci sono attori italiani che utilizzano la tecnologia di reforming di biocombustibili su scala commerciale.

Le principali aziende che invece usano la tecnologia del reforming di gas naturale sono:

- Air liquid (Milano)
- SAPIO (Monza)

Nel settore dell'elettrolisi, sono coinvolte le industrie chimiche e i gestori di rete anche su scala locale.

La fornitura di H₂ riguarda applicazioni industriali (silicio, ammoniaca, processi chimici ecc.) e le fuel cell.

Sviluppo della tecnologia

Le aziende maggiormente interessate allo sviluppo della tecnologia sono:

- Air liquid (milano)
- SAPIO (Monza)
- SOL (Monza)
- Meridionale impianti (Catania)
- PMI interessate allo sviluppo della tecnologia a livello locale, con costruzione di impianti locali di piccola taglia.

In Italia operano alcuni tra i più importanti produttori mondiali di sistemi elettrolisi PEM (De Nora, Sol ecc.) e una tra le aziende più importanti per la produzione di sistemi elettrolitici SOEC (Solid Power, Trento). L'interesse per l'idrogeno è in genere collegato ai sistemi a celle a combustibile.

Tra gli end user che hanno dedicato risorse significative al processo si cita Italcementi.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

A livello industriale, ENI SpA rappresenta un riferimento nazionale di rilievo. Esistono, tuttavia, numerose aziende operanti nel settore della produzione di biocombustibili che puntano ad uno sviluppo della tecnologia per una completa riconversione del settore energetico. Accanto a queste realtà industriali, vi sono gli enti di ricerca, tra cui il CNR e l'ENEA, assieme alle università che sono impegnati nelle attività e in programmi di ricerca riguardanti lo sviluppo di nuove tecnologie (elettrolizzatori e sistemi catalitici) per la produzione di combustibili a basso tenore di carbonio.

Nel settore idrogeno sono presenti diversi poli attivi nel settore, tra cui “Hydrogen Park”, un Consorzio per l’Idrogeno di Venezia che nasce a Porto Marghera su iniziativa dell’Unione Industriali veneti. e il Parco Tecnologico della Regione Piemonte, l’“Environment Park”, che include le attività sull’idrogeno e ha istituito lo HySyLab (Hydrogen System Laboratory), centro per le tecnologie ad idrogeno, cofinanziato dall’EU, e avviato con il Gruppo Sapio, la Provincia di Torino, il Politecnico di Torino, con il supporto della Regione Piemonte e della Città di Torino. La Regione Lazio infine ha finanziato la realizzazione del “PoloIdrogeno” di Civitavecchia che, con il coordinamento tecnico-scientifico del CIRPS, avrà come attività principali la ricerca, il trasferimento tecnologico e la formazione nei settori della utilizzazione e della produzione dell’idrogeno da fonti rinnovabili. In tema di stoccaggio, diverse sono le attività compiute dal CNR in tema di stoccaggio solido di idrogeno.

BEST PRACTICES

Lo sviluppo della tecnologia ha portato negli ultimi anni ad una progressiva riconversione dei siti industriali meno recenti in vere e proprie bioraffinerie.

A Porto Marghera la società ENI S.p.A. sta realizzando un importante progetto denominato Green Refinery che prevede la conversione della storica Raffineria di Venezia nata nel 1926 in “bio-raffineria” per la produzione di bio-carburanti innovativi, di elevata qualità e a impatto ambientale più basso. Il progetto costituisce il primo caso europeo di riconversione di una raffineria convenzionale in bio-raffineria. Nel 2014 è iniziata la produzione del biocarburante ricavato dall’olio di palma.

Recentemente, a Crescentino (VC) è stato inaugurato il primo impianto al mondo per la produzione di biocarburanti di II generazione (etanolo da residui legnosi e lignocellulosici), di proprietà di Beta Renewables, joint venture tra Biochemtex, società di ingegneria del gruppo Mossi Ghisolfi, il fondo americano TPG (Texas Pacific Group) e il leader mondiale della bio-innovazione, la danese Novozymes.

Per l’utilizzo di biogas per la produzione di idrogeno/syngas, si segnalano seguenti progetti europei:

- Progetto SOFCOM, sviluppo di un reformer da biogas proveniente da un impianto di waste water treatment (Torino) da circa 2 Nm³/h
- Progetto BIOROBUR, sviluppo di un reformer da biogas da circa 46 Nm³/h
- BIO-HYDROGEN, sviluppo di un reformer da biogas da circa 4.3 kg/giorno.

I progetti più significativi nel settore dell’elettrolisi e dei sistemi di co-elettrolisi, finanziati dall’UE riguardano un numero limitato di installazioni.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] European Commission Communication (2010) “EUROPE 2020 A strategy for smart, sustainable and inclusive growth”.
- [2]k. Mollersten, J. Yan, J. R. Moreira, , Biomass Bioenergy, 2005;25:273-2
- [3]Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council 23 April 2009. Official Journal of the European Union, 5/6/2009;L 140/16: 1-47
- [4]Commission Regulation (EC) No 185/2007 of 20 February 2007. Official Journal of the European Union 01/03/2007;L63:4-5
- [5] B. Kretschmer, S. Bennett, Analysing Bioenergy Implementation in EU Member States: Results from the Biomass Futures, IEEP report 2011
- [6]W. Edelmann, Biogas production and usage, in: M. Kaltschmitt, H. Hartmann (Eds.), Energy from biomass: basic principles, technologies and processes, Springer, Leipzig, Germany, 2001
- [7]Van Herle, Y. Membrez, O. Bucheli, , Journal of Power Sources 127 (2004) 300-312
- [8]C.S. Lau, A. Tsolakis, M.L. Wyszynski, Biogas upgrade to syn-gas (H₂-CO) via dry and oxidative reforming int. j. hydrogen energy 36 (2011) 397- 404
- [9] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) and HincioS.A., Study on hydrogen from renewable resources in the EU, Final Report, July 2015
- [10] Biomethane & Biogas Report, European Biogas Association, 2015
- [11] A.S. Aricò, V. Baglio, N. Briguglio, G. Maggio and S. Siracusano Proton Exchange Membrane Water Electrolysis in Fuel Cells: Data, Facts and Figures, Detlef Stolten, Dr. Remzi C. Samsun and Nancy Garland Editors, Wiley, 2016
- [12] A. S. Aricò, S. Siracusano, N. Briguglio, V. Baglio, A. Di Blasi, V. Antonucci, Journal of Applied Electrochemistry, 2013, 43, 2, 107-118.

TECNOLOGIE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

DESCRIZIONE TECNICA

Un sistema di illuminazione è composto principalmente da una sorgente luminosa, un apparecchio di illuminazione, componenti elettronici o di supporto, circuiti ausiliari unitamente ai dispositivi per la loro connessione al circuito di alimentazione e da eventuali dispositivi di controllo. Una sorgente di luce è in grado di emettere energia nello spettro del visibile (380-750 nm). I parametri che caratterizzano le sorgenti sono: il flusso luminoso (Lumen -lm) che esprime la quantità di luce erogata per unità di tempo; l'efficienza luminosa (lm/W) che esprime il flusso per unità di potenza fornita; dimensione e forma; tempo di accensione e riaccensione; temperatura di colore e resa cromatica, durata (valutata su lotti omogenei di sorgenti). La sorgente è ospitata in un apparecchio di illuminazione (detto anche armatura) che ha la funzione di indirizzare con modalità definite il flusso luminoso. Gli apparecchi sono distinti in: apparecchi diffusori (per es. schermature traslucide), apparecchi rifrattori (per es. pannelli rifrattori a prismi conici) e apparecchi riflettori (per es. involucri riflettori che dirigono il flusso luminoso in un determinato angolo solido). Le tecnologie delle sorgenti di illuminazione possono riguardare sia ambienti interni che esterni. Di seguito sono descritte le sorgenti di illuminazione maggiormente diffuse sul mercato.

Illuminazione ambienti interni

Alogene

Le lampade alogene sono disponibili in una notevole varietà di forme e di potenze. Il funzionamento avviene tramite il passaggio di una corrente che attraversa un filamento, riscaldandolo. Le normative europee hanno messo al bando diverse lampade di questa tipologia: oggi è consentito solo l'utilizzo delle più efficienti in termini energetici.

Le lampade alogene si suddividono in due grandi famiglie:

- **lampade a bassissima tensione** (i faretti) da 6-12-24V, richiedono un trasformatore per il collegamento alla rete di 230V. Ne esistono di due tipi, le capsule senza riflettore e le lampade con riflettore. Queste ultime sono disponibili anche nella versione IRC (Indice Resa Cromatica) a risparmio di energia con un riflettore che riporta parte del calore sul bulbo stesso, riducendo l'energia per avere il bulbo alla temperatura ideale di funzionamento. Rispetto alle alogene tradizionali consumano meno energia, disperdono meno calore, durano di più, hanno un flusso luminoso maggiore e costante nel tempo. Utilizzo: luce localizzata, riaccensioni frequenti, utilizzo discontinuo, immediata disponibilità di luce.
- **lampade a tensione di rete** possono essere installate senza l'impiego di trasformatori. Sono disponibili in varie potenze nei modelli con attacco a vite tipo Edison, che possono essere usate in sostituzione delle tradizionali lampade ad incandescenza; lineari con doppio attacco, che devono essere usate in apparecchi di illuminazione dotati di vetro frontale; e con riflettore.

Queste lampade hanno una vita di circa 2000 ore.

Fluorescenti

Sono le lampade, lineari o circolari, più diffuse in Europa. Presentano un tubo con la sezione con diametro di 26 mm T8. Hanno sostituito completamente quelle con tubo di sezione con diametro 38 mm (T12) vecchio tipo. T8 sono le fonti di luce fluorescente più efficienti delle T12. Il funzionamento è basato su un passaggio di corrente che sollecita i gas ad emettere radiazioni nell'ultravioletto. Il materiale fluorescente emette a sua volta una radiazione visibile. Queste sorgenti utilizzano principalmente tre tecnologie di rivestimento:

- rivestite con monofosfati: gli alofosfati, usati per vari anni ma attualmente fuori mercato, presentano lo svantaggio che la buona resa cromatica va a scapito dell'efficienza. L'Indice di Resa Cromatica varia tra 50 e 75. Sono soggette ad invecchiamento che ne riduce l'efficienza nel tempo.
- rivestite con trifosforo: con questo tipo di fosfati, si ha una buona resa cromatica, legata ad un'alta efficienza; tuttavia, sono più costose di quelle ad alofosfati. L'Indice di Resa Cromatica varia tra 80 e 85.
- rivestite di fosforo polivalenti: hanno un'ottima resa cromatica, ma a scapito di una diminuzione dell'efficienza, rispetto alle lampade a trifosforo. L'Indice di Resa Cromatica è maggiore a 90.

Le lampade a trifosforo T8 sono adatte in zone dove è richiesta una buona resa cromatica (per esempio uffici). Le lampade a polifosfati, ad alto indice di resa cromatica, sono adatte per gallerie d'arte, musei, negozi, ecc. e in tutte le applicazioni dove è richiesta un'alta resa cromatica ma vanno utilizzate per lunghe accensioni e non con accensioni e spegnimenti frequenti. Devono essere smaltite in impianti di raccolta differenziata autorizzati in quanto contengono piccole quantità di mercurio. Hanno una durata di circa 18000 ore.

Compatte

Conosciute come "lampade a risparmio di energia" hanno dimensioni e tonalità di luce simili a quelle delle lampade ad incandescenza, ma un'efficienza luminosa e una durata di vita notevolmente superiori. Esistono nella versione con reattore integrato e non integrato all'interno della lampada. Il reattore può essere del tipo convenzionale o elettronico che è più efficiente. Le lampade fluorescenti compatte con reattore integrato possono sostituire direttamente le lampade ad incandescenza in quanto sono fornite di attacco a vite tipo Edison E27 o attacco Mignon E14. Il flusso luminoso è regolabile

solo per alcuni modelli specifici e con regolatori specifici.

Vanno smaltite in impianti di raccolta differenziata autorizzati, in quanto contengono piccole quantità di mercurio. Hanno una durata di 10000 ore.

Compatte integrate CFL

Sono lampade fluorescenti con il reattore incorporato, l'attacco di queste lampade può essere a baionetta o a vite, come le normali lampade ad incandescenza.

Paragonando questo tipo di lampade alle normali lampade al tungsteno, si può produrre la stessa intensità luminosa con una potenza di alimentazione di circa il 20-30%; inoltre queste lampade hanno una durata in vita di 8 volte maggiore. I costi di manutenzione sono quindi ridotti anche se presentano un costo iniziale più alto.

La resa cromatica di queste nuove lampade fluorescenti compatte integrate è migliorata notevolmente rispetto alle tecnologie precedenti e ormai non vengono più considerate lampade per un'illuminazione grezza. La loro temperatura di colore va da 2700 K (simile al bianco caldo dell'illuminazione ad incandescenza) a 4000 K (luce bianca neutra).

FLED (Diodi luminosi)

I LED, Light Emitting Diodes, ovvero "diodi che emettono luce". I diodi sono sofisticati elementi semiconduttori le cui caratteristiche variano a seconda dei materiali che li compongono e del tipo di costruzione. Lo strato semiconduttore attivo, cioè quello che emette una radiazione, si trova in mezzo ad altri due strati con carica rispettivamente positiva e negativa. La luce che fuoriesce è sempre colorata e varia in funzione del materiale. Oggi è possibile ottenere emissione di luce bianca con opportune tecnologie di rivestimento dei LED. I LED sono utilizzati per l'illuminazione di ambienti sia interni sia esterni. Trovano applicazione anche per le luci semaforiche, in quelle di posizione e stop delle automobili, nei display di informazione e nell'illuminazione decorativa di piazze, palazzi e monumenti. Consentono di risparmiare, a parità di luce emessa, fino all'80% di energia elettrica rispetto a una normale lampada a incandescenza e hanno un tempo di vita che può arrivare fino a 100.000 ore, contro le 10.000 di una lampada a fluorescenza, se non soggetti a surriscaldamento. Le lampade con circuito integrato sono state progettate per essere montate sui portalampade usati per le normali lampade ad incandescenza di uso comune. Il loro prezzo è calato notevolmente negli ultimi anni, rendendo queste lampade ancora più vantaggiose.

Illuminazione ambienti esterni

Gli apparecchi di illuminazione per esterni devono rispondere alle applicazioni per cui sono progettati, in particolare:

- Illuminazione stradale
- Illuminazione arredo urbano
- Illuminazione di impianti sportivi
- Illuminazione di gallerie e sottopassaggi

Non si farà riferimento a sorgenti dichiarati fuori mercato per es. quelle a vapori di mercurio.

Lampade a ioduri metallici

Contengono un bruciatore in cui si forma un arco di luce ultracompatto. Dalla composizione dei gas dipende la qualità di luce. Per l'accensione serve un dispositivo di innesco (starter) e la corrente deve essere limitata da un reattore. Per le lampade di potenze contenute sono disponibili vantaggiosi reattori elettronici (EVG).

In termini di qualità della luce, di efficienza e durata le lampade migliori sono quelle con bruciatore ceramico.

Lampade a vapori di sodio ad alta pressione

La scarica avviene in un bruciatore ceramico di forma allungata contenente vapori di sodio. Ne risulta una luce di colore giallastro, indicata solo per poche applicazioni. La versione di colore migliorato (SDW di Philips) genera invece una luce bianca di ottima qualità, tanto da essere usata spesso nell'illuminazione dei negozi.

L'accensione delle lampade richiede quasi sempre un dispositivo d'innesco (starter) e la corrente deve essere limitata da un reattore.

Lampade a vapori di sodio a bassa pressione

Sono costituite da un tubo di scarica a forma di U contenente sodio liquido in forma di goccioline in un'atmosfera di neon (gas di innesco). La scarica avviene inizialmente attraverso il neon e, dopo un tempo di circa 12 minuti, esclusivamente attraverso i vapori di sodio. Queste lampade emettono un colore di tonalità giallo-arancio. Vengono utilizzate nell'illuminazione di svincoli stradali, gallerie, impianti sportivi e illuminazione urbana.

NOTA: dal 2012 sono uscite dal mercato: le lampade al sodio ad alta pressione e le lampade ad alogenuri metallici meno performanti (E27, E40, e PGZ12).

Dal 2015 sono uscite le lampade al mercurio ad alta pressione (E27, E40 e PGZ12) e le lampade al sodio ad alta pressione per sostituzione diretta di lampade al mercurio ad alta pressione (E27, E40 e PGZ12) progettate per funzionare con alimentatori per HPM (mercurio ad alta pressione).

Nell'aprile 2017 usciranno le lampade ad alogenuri metallici che non soddisfano i requisiti minimi $\leq 405W$ (E27, E40 e PGZ12).

Lampade ad induzione

Sono sorgenti a forma di bulbo molto affidabili. Il funzionamento si basa sulla generazione di campi elettromagnetici alternati da parte di un' antenna al centro del bulbo (avvolgimento) alimentato da un generatore elettronico ad alta frequenza. L'innescio di accensione è dato dalla bobina che genera un campo magnetico all'interno del bulbo. L'assenza di componenti sollecitati dal transito della corrente elettrica assicura una durata molto lunga (circa 60.000 ore). Attualmente poco utilizzate, potrebbero, in considerazione dell'efficienza e dei minori costi di gestione, avere possibilità di sviluppo soprattutto per la sostituzione di quelle a vapori di mercurio in dismissione. Questa tecnologia è "concorrente" a quella dei LED per potenze di circa 80W- 150 W, per potenze superiori queste lampade risultano molto convenienti. Vengono utilizzate per l'illuminazione di stazioni, aeroporti, impianti sportivi, officine e capannoni industriali.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Il consumo mondiale per l'illuminazione vale circa il 19% della produzione di energia elettrica. L'utilizzo di sorgenti ad alta efficienza si stima possa comportare una diminuzione dei consumi molto significativa al 2020. Nel 2005, i consumi globali per l'illuminazione ammontavano a circa 2.650 TWh [2]. Nel settore residenziale sono ancora in uso sorgenti ad incandescenza con filamento al tungsteno (GLS) e quelle alogene che rappresentano (dati 2010) circa l'84% del mercato degli Stati Uniti e circa il 72% di quello europeo dell'installato. Molti Paesi (per es. Australia, UE, Repubblica di Corea) hanno emanato leggi che hanno messo fuori commercio le sorgenti GLS e, la UE, quelle alogene poco efficienti. La chiave per accelerare il processo di sostituzione e uso di sorgenti efficienti è l'utilizzo di quelle ad alta efficienza offerte dal mercato con una vasta gamma di scelta. Tra queste, quelle delle sorgenti a LED rappresentano la tecnologia più importante per i settori residenziale, non residenziale, industria e infrastrutture, settori che registrano, secondo dati ENEA-CRESME, livelli di diffusione di circa il 46 %.

Nazionale

In Italia si registrano [1], per i singoli settori, i seguenti consumi di energia elettrica e per illuminazione:

Settori	Consumi elettrici (TWh)	Consumi illuminazione (TWh)
Agricoltura	5,6	0,5
Industria	122,4	13,4
Residenziale	64,2	9,4
Terziario	98,9	27,5
Illuminazione Pubblica		6,2

Si stima che con interventi di efficienza energetica, nella PA, nell'industria e nel civile, e con l'utilizzo di tecnologie di illuminazione efficienti si potrebbero raggiungere riduzioni di consumo di circa il 30-40% rispetto ai consumi attuali.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Il settore sta sviluppando ricerche per migliorare l'efficienza della tecnologia. Tali attività investono lo studio di nuove soluzioni mirate all'apparecchio nel suo insieme: corpo sorgente, componenti e corpo apparecchio.

In particolare, nel settore illuminazione ambienti interni, si sta sviluppando la tecnologia OLED (Organic LED), che presenta margini di sviluppo ancora più elevati rispetto ai LED e maggiore flessibilità di utilizzo. Le esperienze di laboratorio hanno permesso di ottenere performance energetiche sino a quasi 200 lumen/W rispetto ai circa 100 lumen/W di quelle a basso consumo.

L'innovazione riguarda anche sistemi ICT integrati di controllo e utilizzo dell'illuminazione. Uno degli ultimi esempi è il dual-inside che tramite smartphone permette il collegamento diretto con l'apparecchio luminoso.

Per il settore dell'illuminazione da esterno si prevede lo sviluppo di apparecchi che indirizzano meglio il flusso luminoso e i sistemi di controllo e gestione intelligenti.

Da tener presente che l'innovazione comporta anche un cambiamento nei comportamenti e nella conoscenza dei nuovi prodotti in sintesi: illuminiamo meglio e consumiamo meno.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia utilizza esclusivamente energia elettrica da rete. Negli ultimi anni si stanno realizzando apparecchi con integrazione da fonte rinnovabile (PV) e, in tal senso, si stanno sviluppando nuove soluzioni che prevedono delle tecnologie per l'accumulo.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La tecnologia impatta sempre più con i sistemi ICT e con quelli dei produttori dei componenti dei corpi illuminanti. In particolare, i sistemi ICT trovano soluzioni di integrazione nella gestione e controllo con ricadute significative anche nei costi per la manutenzione, dovute a prodotti con sempre maggiore qualità ed efficienza.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il settore dell'illuminazione artificiale ha un forte potenziale di applicazione e diffusione in tutti i settori (civile, industria, trasporti, agricoltura), nelle infrastrutture (gallerie, strade, piazze, ferrovie, aeroporti ecc.) e nel settore beni culturali. Ambiti che hanno una necessità comune, quella di illuminare, ma differenti esigenze e specificità che influenzano l'offerta di tecnologie sempre più "dedicate" alla domanda. A titolo indicativo facciamo tre esempi: per l'illuminazione stradale una tecnologia moderna di riflettori ad alta definizione oltre che illuminare in modo efficiente, aumentando la sicurezza della strada, dispone di soluzioni che frazionano la luce evitando il fenomeno dell'abbagliamento, può anche ospitare una sensoristica in grado di svolgere più funzioni tra cui il controllo del traffico, la sorveglianza, il risparmio energetico, il monitoraggio della qualità dell'aria; per i centri storici, molto presenti nel nostro territorio, nuove tecnologie offrono la possibilità di illuminare con diverse tonalità il contesto oltre che facilitare l'orientamento urbano e applicare soluzioni di design armonizzando gli apparecchi con le emergenze culturali presenti; per l'agricoltura in serra l'utilizzo delle sorgenti a LED possono favorire la crescita di prodotti ortofrutticoli, oltre i vantaggi derivanti dal risparmio energetico e quello di poter selezionare lunghezze d'onda in relazione al target della pianta. Da tener presente che la tecnologia è uno dei fattori che accompagnano il processo della Smart City.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Dal punto di vista ambientale ci sono da considerare diversi aspetti. Le riduzioni dei consumi energetici possono variare in un range tra il 30% e oltre il 60% e le emissioni CO₂ possono raggiungere, per l'illuminazione stradale, riduzioni fino all'80% rispetto ad una illuminazione tradizionale.

Per gli impatti ambientali dovuti alle materie prime utilizzate e alla fase di dismissione, si evidenzia che per i LED gli impatti sono trascurabili in quanto queste sorgenti non contengono sostanze dannose e sono prive di filamenti. Per le sorgenti compatte vi sono criticità in quanto contengono piccole quantità di mercurio, sostanza inquinante ad alta pericolosità per l'uomo e l'ambiente, e devono essere smaltite in raccolte separate o nei centri autorizzati.

La tecnologia a LED, secondo recenti studi ancora in fase di approfondimenti, potrebbero avere impatti negativi per la retina, in caso di lunghe esposizioni a causa dell'emissione, relativamente elevata, nella banda del blu.

Da tener presente che anche l'illuminazione deve rispettare quanto prescritto nella legge sui Criteri Minimi Ambientali in vigore dal 17 febbraio 2017.

Emissioni CO₂/MWh

Un dato di riferimento sulle emissioni specifiche evitate è quello del parco termoelettrico nazionale di produzione di energia elettrica pari a 513gCO₂/kWh.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia concorre indirettamente alla riduzione della CO₂ tramite la riduzione dei consumi che ottiene per mezzo della riduzione dei consumi elettrici.

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Nella tabella sono indicati i valori medi tipici delle diverse sorgenti.

Tipo sorgente	Efficienza LUMEN/Watt	Tempo di vita ore
Alogene	10-22	2000-4000
Fluorescenti	55-120	<u>10.000-24.000</u>
Fluorescenti compatte	70-90	<u>6.000-15.000</u>
Ioduri metallici	40-100	<u>6.000-20.000</u>
Vapori di Sodio AP	75-100	<u>12.000-20.000</u>
Vapori di sodio BP	125-200	<u>10.000-12.000</u>
Induzione Magnetica	80	60.000
LED	40-150	<u>12.000-50.000</u>

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il pay-back di investimento, vista la diminuzione dei prezzi dovuta alla sempre più grande diffusione di apparecchi ad alta efficienza, è nell'ordine dei 2-4 anni, in relazione alle tipologie di intervento e alle opere da realizzare.

Per quanto riguarda i costi di O&M, si possono ottenere significativi risparmi specialmente per quei sistemi integrati, come Smart Building. Ciò è dovuto alla maggiore efficienza e durata delle sorgenti, ad operazioni di sostituzione e/o manutenzione ottimizzate e ad efficienti modalità di gestione.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I principali ostacoli che incontra la tecnologia riguardano:

- carenza di informazioni e dei potenziali benefici per l'utente finale
- diffidenza dell'utente nel decidere sul cambiamento di tecnologia, dovuto ai costi non solo delle sorgenti ma spesso di nuovi apparecchi e accessori
- necessità di investimenti per migliorare processi e innovazione prodotti
- formazione e competenze personale specializzato

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il recente Regolamento 2015/1428/UE del febbraio 2016 sta accelerando la trasformazione del mercato degli apparecchi di illuminazione verso la tecnologia a LED. In questo panorama la capacità di innovazione e di fornire al mercato prodotti di qualità, a basso consumo e a basso impatto ambientale e integrabili con sistemi di ICT. Questi rappresentano i fattori su cui indirizzare lo sviluppo e integrare la tecnologia. Le nostre aziende sono, da questo punto di vista, un'eccellenza, ma dovranno essere in grado di investire risorse non solo in ricerca per le sorgenti luminose, vedi lo sviluppo LED OLED, ma soprattutto negli apparecchi con l'utilizzo di nuovi materiali e dispositivi, vedi per l'illuminazione pubblica i "pali intelligenti" per l'illuminazione esterna o gli apparecchi per l'illuminazione di beni culturali, illuminazione di gallerie ecc.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Il mercato, a livello internazionale, sta registrando una crescita delle vendite e installazioni di apparecchi ad alta efficienza molto interessante. Si stima, rispetto ai valori del 2010, un incremento superiore al 50% al 2020. Il trend tiene conto del fatto che ci sono ancora mercati in cui sono presenti sorgenti a bassa efficienza, circa il 72% dell'installato in Europa e 84% negli Stati Uniti (dato 2009), e che le sostituzioni di queste sorgenti dovranno avvenire per l'entrata in vigore di nuove leggi e per gli impegni di COP 21.

L'Italia è il sesto produttore mondiale e il quinto Paese esportatore ed è il principale esportatore europeo di apparecchi di illuminazione (44% esportazione oltre i confini europei nel 2015)[3].

Questa situazione porta a valutare, data la qualità tecnica e di design degli apparecchi prodotti in Italia, che ci sia un forte potenziale per esportare sui mercati internazionali i nostri prodotti.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le applicazioni della tecnologia impattano positivamente nei settori:

- civile (residenziale e non residenziale), con il miglioramento dell'efficienza energetica dei sistemi di illuminazione degli edifici e illuminazione pubblica e relativi consumi energetici ed emissioni di CO₂
- industriale, con incremento dell'efficienza e utilizzo ad integrazione con fonti rinnovabili
- trasporti con applicazioni nei veicoli (auto, bus, truck ecc.) di lampade a LED
- infrastrutture (gallerie, aeroporti, ferrovie ecc).

Gli interventi di efficienza energetica per l'illuminazione hanno impatti sulle emissioni in quanto riducono i consumi elettrici per la maggior efficienza della sorgente e dell'apparecchio. Gli impatti si riducono ulteriormente se il sistema di illuminazione è del tipo Smart ed è dimmerabile.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nella filiera sono:

- Pubblica Amministrazione
- Settore terziario (Centri commerciali, alberghi, uffici, scuole, impianti sportivi ecc.)
- ESCO
- Settore residenziale
- Aziende produttrici di settore
- Architetti e progettisti
- Energy manager.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

ENEA: ricerca e sviluppo di sorgenti LED OLED. Efficienza illuminazione pubblica e negli edifici. Sostenibilità

Università (Bocconi, POLIMI, POLITO, Univ. Padova, La Sapienza Roma ecc.): sorgenti luminose – apparecchi illuminanti-
impatto ambientale

RSE: efficienza energetica illuminazione pubblica

CNR: dispositivi e sistemi di illuminazione

Parco Scientifico e Tecnologico GALILEO: ricerca e sperimentazione di prodotti e tecnologie innovative

Consorzio Luce in Veneto Scarl, raggruppa 46 aziende del settore illuminotecnica presenti nelle province di Treviso, Padova e Venezia: opera in tutta la filiera assemblaggio delle materie prime (vetro, minuterie metalliche, legno e ceramica), sviluppo nuove soluzioni tecnologiche e commercializzazione

iGuzzini illuminazione S.p.A.: efficienza corpi illuminazione

FDV GROUP S.p.A.: sistemi di controllo e gestione illuminazione.

BEST PRACTICES

- **Comune di Ravenna:** sostituzione con tecnologia LED dei 37.000 corpi luminosi di illuminazione esterna. Riduzione consumi del 50%
- **Comune di Pastena:** sostituzione con tecnologia LED della illuminazione pubblica e sistema Smart di controllo. Riduzione di 175tonn di CO₂
- **Comune di Torrcra (SA):** sostituzione con tecnologia LED di 700 corpi luminosi di illuminazione esterna. Riduzione consumi del 65%
- **Comune di Trebesing:** in Carinzia (Austria), impianto illuminazione locale con lampade ad energia solare (PV)
- **Palazzo del ghiaccio ad Althofen:** in Carinzia, sostituzione del vecchio impianto di illuminazione con nuovo impianto a LED. Riduzione consumi 53% .

Sviluppo della tecnologia

Molti sono gli attori della filiera che comprendono i produttori di sorgenti, di apparecchi e di sistemi di gestione e controllo intelligenti. Di seguito se ne fornisce un elenco non esaustivo:

- ABB
- ACEA
- ARTEMIDE
- ENEL
- ENGY
- FDV GROUP
- HONEYWELL
- I- Guzzini illuminazione
- OSRAM
- PHILIPS
- SCHNEIDER
- SIEMENS.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] TERNA –Consumi elettrici (2015)
- [2] ETSAB Energy technology Systems 2012
- [3] ASSIL Il mercato mondiale degli apparecchi per illuminazione: il posizionamento competitivo della industria italiana” a cura di CSIL - 2016
- [4] ENEA –pubblicazioni su efficienza energetica – illuminazione
- [5] ENEA LUMIERE L’efficienza Energetica al servizio dell’Illuminazione Pubblica -2015
- [6] ISPRA Illuminazione a LED e sostenibilità Ambientale -2014
- [7] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report.

L. Molinaroli, M. Motta, T. Toppi
Dipartimento di Energia Politecnico di Milano
S. Freni - CNR
M. Borgarello, L. Croci - RSE

DESCRIZIONE TECNICA

La pompa di calore è una macchina comunemente usata per la climatizzazione degli ambienti (e/o la produzione di acqua calda sanitaria) in grado di trasferire calore da una sorgente termica a bassa temperatura ad un pozzo termico a temperatura maggiore. Questo processo, non essendo spontaneo in natura, richiede un certo apporto energetico comunemente rappresentato da energia elettrica, da energia meccanica, da combustibile o da altra fonte di calore ad alta temperatura.

In modalità riscaldamento una pompa di calore preleva calore dall'ambiente esterno a temperatura minore (dall'aria, dalle acque superficiali o di falda o dal terreno) e lo scarica all'interno dell'edificio, a temperatura maggiore. Le macchine reversibili, grazie alla possibilità di inversione del ciclo, possono funzionare anche in raffrescamento e in questo caso il calore viene prelevato dall'interno dell'edificio e trasferito all'aria esterna, all'acqua o al terreno.

In riferimento alla tipologia di sorgente termica utilizzata, le pompe di calore vengono classificate come aerotermiche, geotermiche o idrotermiche se sfruttano, rispettivamente l'aria, il terreno o l'acqua di superficie.

Grazie al loro principio di funzionamento, tali macchine vengono considerate fondamentali al fine di incrementare l'impiego di fonti energetiche rinnovabili.

In generale, si distinguono due principali tecnologie di pompe di calore: le macchine alimentate da energia elettrica, le quali attualmente dominano il mercato e le macchine alimentate da energia termica (ad abs/adsorbimento), le quali stanno progressivamente conquistando porzioni di mercato interessanti, nell'ottica di una diversificazione dell'impiego delle fonti energetiche, potendo sia essere alimentate da fonti fossili (e.g. gas naturale) che da fonti rinnovabili (e.g. solare termico)[1].

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

In Europa, la tecnologia delle pompe di calore ha visto una crescita consistente sia in termini di unità installate, sia in termini di vendite annuali. Recenti studi di mercato indicano che nel corso del 2015 sono state installate circa 890 000 pompe di calore, che hanno portato il totale installato a circa otto milioni.

Del venduto, la parte più consistente (circa 450 000) è costituita da pompe di calore aria-aria, usate sia per il condizionamento estivo sia per la climatizzazione invernale. Il venduto relativo a pompe di calore aria-acqua, che alimentano un impianto di riscaldamento a pavimento radiante, fan coil o caloriferi, ammonta a circa 300 000 unità, mentre le rimanenti sono macchine per la produzione di acqua calda sanitaria [2].

Le pompe di calore alimentate da energia elettrica risultano, allo stato attuale, una tecnologia affidabile e molto diffusa sul mercato.



Nazionale

Il territorio italiano ha caratteristiche favorevoli alla diffusione della tecnologia della pompa di calore. Tale tecnologia ha la possibilità di fornire sia il servizio di riscaldamento invernale, sia la climatizzazione estiva, coprendo, con un'unica macchina entrambe le funzioni.

In funzionamento invernale, le pompe di calore aerotermiche, le cui prestazioni sono fortemente influenzate dalla temperatura dell'aria esterna, traggono beneficio da condizioni climatiche (temperatura dell'aria) più favorevoli rispetto a quelle della maggior parte degli altri Stati Europei.

Uno dei freni all'acquisto di una pompa di calore elettrico, ovvero l'alto costo dell'energia elettrica, potrebbe essere superato con il nuovo regime tariffario in vigore dal 2018. Da superare anche le difficoltà a servire gli edifici esistenti ove sono presenti sistemi di emissione basati su radiatori, che richiedono temperature di alimentazione elevate (maggiori di 60 °C), difficilmente raggiunte da pompe di calore standard.

Nel 2015 in Italia sono state vendute circa 23 000 pompe di calore aria-acqua per il riscaldamento e circa 80 000 unità aria-aria [2][3].

Le pompe di calore a gas riescono più facilmente ad operare a temperature più elevate e sono più facilmente integrabili per il retrofit di edifici esistenti. L'opportunità di introdurre una quota di energia rinnovabile non è specifica delle PdC a gas, anzi la quota di FER elettriche è di gran lunga più rilevante di quella delle FER termiche. Inoltre la rete elettrica è sicuramente più diffusa di quella a gas. La diffusione di questa tecnologia è al momento limitata, in quanto solo recentemente ha trovato il supporto della grande industria e l'interessamento dei gestori della rete gas nazionale.

■ TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

La tecnologia delle pompe di calore a compressione di vapore è matura, applicata diffusamente da anni e in continua evoluzione. (TRL9).

La tecnologia delle pompe di calore a gas è stata introdotta recentemente sul mercato e sta vedendo una forte crescita di investimenti nello sviluppo da parte di molti produttori. (TRL8-9).

La tecnologia sul mercato da qualche decina di anni (ad assorbimento), o da pochi anni (ad adsorbimento), è caratterizzata da buone performance ma è oggetto di attività di ricerca e sviluppo ancora in essere al fine di incrementarne la competitività.

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

- Elettricità
- Gas (GPL, biogas e accumulo di energia rinnovabile tramite la tecnologia power-to-gas)
- Energia rinnovabile dall'ambiente
- Possibilità di recupero di energia di scarto

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

- riduzione consumi e costi per la produzione di potenza termica e frigorifera di processo in molti settori industriali (es. agro-alimentare, condizionamento di centri elaborazione dati, industria chimica di processo, industrie di verniciatura)
- automotive (riscaldamento e condizionamento di veicoli elettrici con pompe di calore reversibili in sostituzione delle resistenze elettriche attualmente in uso; condizionamento dell'aria tramite utilizzo del calore di recupero dai gas di scarico sia su veicoli commerciali che autobus)
- ottimizzazione delle reti di distribuzione del gas (preriscaldamento del gas nelle sottostazioni di decompressione)
- produzione di ghiaccio a bordo dei pescherecci (tramite calore di recupero dei gas di scarico del motore di propulsore).

Lo sviluppo della tecnologia rappresenta una opportunità rilevante per il raggiungimento di elevati livelli di comfort e benessere mediante sfruttamento di fonti rinnovabili.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

In Italia ci sono circa 24 milioni di abitazioni. Il potenziale teorico di applicazione delle pompe di calore può arrivare a circa 10 milioni di applicazioni al 2050, a patto che la totalità degli edifici di nuova costruzione venga equipaggiata con una pompa di calore elettrica o a gas e che una parte degli edifici esistenti, con sistema di emissione a radiatori, venga riscaldata con una pompa di calore a gas.

L'Italia presenta condizioni favorevoli per un'ampia diffusione delle pompe di calore, già a partire dal breve termine, grazie a:

- un clima favorevole, che consente di ottenere buoni valori di efficienza anche dalle macchine aeroterme (le più economiche), senza la necessità, presente in climi più freddi, di ricorrere a sorgenti geotermiche, molto più costose, o idrotermiche, soggette a vincoli di disponibilità e a limitazioni di prelievo di acqua
- necessità, soprattutto al sud, di garantire il doppio servizio riscaldamento/raffrescamento. Con una pompa di calore reversibile, entrambi i servizi sono fruibili da un'unica macchina, con un costo di investimento inferiore
- una rete gas diffusa molto capillarmente, che garantisce un vantaggio economico, e non solo energetico, che favorirà un'ampia diffusione delle pompe di calore a gas.

La possibilità di sfruttare il suolo come fonte a bassa temperatura può ulteriormente stimolare l'applicazione in zone con minore disponibilità di fonte solare durante l'anno.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Da un'analisi del ciclo di vita di una pompa di calore, condotto durante il progetto di ricerca Heat4U, è emerso che la quasi totalità dell'impatto ambientale di una pompa di calore è nel consumo di energia, mentre i costi ambientali, legati alla produzione e smaltimento, rappresentano una quota molto piccola.

Il discorso può essere esteso facilmente anche alle altre tecnologie di produzione, per cui il primo indicatore di sostenibilità ambientale sono le emissioni di CO₂. In quest'ottica, le pompe di calore, tendono ad avere un fabbisogno di energia primaria inferiore alle possibili alternative.

Inoltre, anche le emissioni di inquinanti (ossidi di zolfo, azoto e CO) sono inferiori alle tecnologie tradizionali (caldaie).

Dal punto di vista dell'impatto ambientale dei refrigeranti, le pompe di calore a gas usano acqua e ammoniaca, fluidi naturali senza potenziale di riscaldamento globale né di danneggiamento dell'ozono (sono pertanto esentate dalle restrizioni in essere sui refrigeranti fluorinati). Alcuni modelli, tuttavia, impiegano fluidi di lavoro (frigorigeni) dannosi per lo strato d'ozono, i quali possono essere rilasciati in ambiente a seguito di rottura dei circuiti o di leggera perdita.

Le pompe di calore elettriche spesso usano refrigeranti sintetici, che sono andati via via modificandosi per adattarsi alle norme ambientali progressivamente più stringenti, mirate a ridurre l'impatto sul clima e sullo strato d'ozono. In base ai recenti regolamenti europei, tutti i fluidi refrigeranti dannosi per l'ambiente sono in fase di dismissione e sono/saranno sostituiti con fluidi ad impatto ambientale bassissimo o nullo, siano essi fluidi di sintesi o fluidi naturali.

Emissioni CO₂/MWh

Le pompe di calore che utilizzano energia elettrica hanno emesso di anidride carbonica per MWh di energia termica prodotta comprese nell'intervallo 60 - 120 kgCO₂/MWh in funzione della sorgente (aerotermica, geotermica o idrotermica) utilizzata.

Per le pompe di calore a gas l'intervallo è compreso tra 120 e 145 kgCO₂/MWh.

Per il calcolo sono stati usati i seguenti dati:

- 352.4 kgCO₂ per MWh elettrico prodotto in centrale (Terna 2010)
- 200 kgCO₂ per MWh termico dalla combustione del gas.

Emissioni CO₂/MWh evitate

Le emissioni evitate di CO₂ per MWh di energia termica prodotta sono stimabili in 120 - 170 kgCO₂/MWh con pompe di calore elettriche e in 80 - 100 kgCO₂/MWh con pompe di calore a gas.

Il riferimento usato per il calcolo dei risparmi è una caldaia a metano con:

- Rendimento 0.9
- Totale 222 kgCO₂/MWh termico prodotto.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Efficienza: le pompe di calore elettriche hanno SCOP (Seasonal Coefficient Of Performance) compresi tra 3÷6 in funzione della località, della sorgente di calore utilizzata (aria, acqua, suolo) e della temperatura del fluido vettore.

Per le pompe di calore a gas il GUE (Gas Utilization Efficiency) è pari a circa 1.3 ÷ 1.8.

In termini di energia primaria, si ha:

- Pompa di calore elettrica: rendimento = 1.2-2.8.
- Pompa di calore a gas: rendimento = 1.2 - 1.6

Confrontati con caldaie a gas a condensazione: rendimento = 0.85-0.90.

Per quanto riguarda il tempo di vita, una pompa di calore elettrica e a gas hanno tipicamente una vita utile pari a circa 10-15 anni, mentre una pompa di calore a gas può operare per oltre 15 anni. Per entrambe le tecnologie, se soggette ai necessari controlli periodici e alle operazioni di manutenzione, le pompe di calore mantengono le prestazioni praticamente inalterate.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Il tempo di ritorno dipende dall'applicazione (residenziale, commerciale, terziario o industriale), dalle caratteristiche dell'impianto e dalla località. I tempi di ritorno tipici per pompe di calore, in assenza di incentivi, sono inferiori ai 5÷10 anni, con tendenza a scendere man mano che la tecnologia si diffonde.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

- Barriere informative, in particolare per le pompe di calore a gas.
- Barriere economiche, in particolare per le pompe di calore a gas, legate agli attuali volumi limitati di produzione
- Barriere applicative/installative, in particolare per le pompe di calore elettriche, legate alla maggiore adattabilità al mercato del nuovo (con pavimento radiante)
- Tariffazione elettrica (barriera in via di superamento)
- Tempi di ritorno in alcuni casi elevati
- Efficienza stagionale bassa con sistemi di emissione ad alta temperatura (radiatori) per le pompe di calore elettriche.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

La tecnologia della pompa di calore a gas, impone un prodotto integrato verticalmente che consente quindi un prodotto sviluppato con 100% contenuto “made in Italy” (capitali, tecnologie, materia prima, componenti, produzione, assemblaggio). Questo può avvenire anche nel caso delle pompe di calore elettriche, con esempi di prodotti sviluppati e realizzati completamente in Italia, ma il mercato per la parte preponderante utilizza componenti chiave (compressori, scambiatori e controlli) prodotti nel Far East.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Nel settore delle pompe di calore elettriche le aziende italiane sono largamente riconosciute all'estero come aziende produttrici di pompe di calore dagli elevati standard di qualità e affidabilità e pertanto sono (e, auspicabilmente, saranno) numerose le applicazioni in paesi esteri.

Per quanto concerne le pompe di calore a gas, sono particolarmente indicate per i mercati nord europei in particolare quelli con una rete gas sviluppata (DE, NL e UK) e quelli con un prolungato utilizzo del riscaldamento (CH, BE, AT). I mercati cinesi che stanno aprendosi al gas naturale possono rappresentare un ulteriore mercato di sbocco. La leadership italiana in questa tecnologia è riconosciuta internazionalmente. Il mercato delle pompe di calore a gas è caratterizzato da “elevatissime barriere di ingresso” (competenze di prodotto, di processo, necessità di integrazione verticale spinta). Per questo motivo si svilupperà fin da subito con un ristretto numero di players a livello mondiale. In questo contesto, l'Italia ha un'opportunità unica, detenendo i maggiori esperti e le più importanti infrastrutture di sviluppo e test della tecnologia.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Le pompe di calore consentono una riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti nei settori in cui sono impiegate. Estremamente importante è il contributo che le pompe di calore possono dare alla riduzione delle emissioni del patrimonio edilizio (sia nuovo che esistente) fin da subito. Determinante è l'apporto che le GAHP possono fornire nel ridurre le emissioni del patrimonio esistente senza implicare nuovi adeguamenti alle infrastrutture esistenti (generazione, trasmissione e distribuzione) già alle prese nei prossimi anni con l'introduzione della mobilità elettrica).

L'impiego delle pompe di calore è possibile in tutti i settori, ovunque vi sia una richiesta di potenza termica e/o frigorifera a temperature inferiori ai 90 °C.

In particolare:

- nell'industria possono essere usate per produrre potenza termica o frigorifera di processo in modo efficiente e con minori emissioni rispetto alle caldaie usate tradizionalmente
- pompe di calore elettriche possono essere usate per il riscaldamento di mezzi di trasporto elettrici (treni, auto e bus elettrici), con consumi molto inferiori rispetto all'uso di resistenze
- pompe di calore endotermiche possono essere usati per il condizionamento, recuperando energia dall'acqua di raffreddamento del motore o dai fumi, riducendo così il consumo di carburante e le relative emissioni
- nel settore residenziale e terziario le pompe di calore garantiscono una riduzione dei consumi energetici e delle emissioni per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nell'utilizzo della tecnologia sono:

- Progettisti di edifici e impianti per riscaldamento e condizionamento, termotecnici (rif. Ordini professionali, AICARR)
- Installatori (rif. Assisital)
- Costruttori edili (ANCE)
- Fornitori e rivenditori di sistemi impiantistici (rif. Angaisa)
- Proprietari di edifici/abitazioni (tutti i settori)
- Settore pubblico (scuole, ospedali, uffici)
- ESCO
- Industria (agroalimentare, di processo manifatturiera)
- Settore privato a carattere Residenziale, Commerciale, Ricettivo
- In generale ovunque ci sia bisogno di potenza termica a temperature < 90 °C.

Il mercato di riferimento per la pompa di calore, quello del riscaldamento, in Italia, ammonta a circa 650 000 all'anno, includendo tutte le tecnologie.

Sviluppo della tecnologia

Per quanto riguarda le pompe di calore elettriche:

- Aermec
- Argoclima
- Ariston Thermo
- BlueBox
- Climaveneta
- Clivet
- Ferroli
- Galletti
- Hidros
- Hiref
- Mc Quay
- Olimpia Splendid
- Politecnico di Milano (RELab)
- RC Group
- Rhoss
- RSE (monitoraggio, sviluppo di impianti sperimentali su PdC e su sistemi di climatizzazione)
- Systemair
- Thermocold

Per quanto riguarda le pompe di calore alimentate a gas:

- Ariston Thermo
- Centro Biomasse Perugia (integratore di sistema)
- CNR ITAE
- ENEA
- Politecnico di Milano, Dip. di Energia (RELab)
- RSE (monitoraggio e scenari)
- Robur.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Eccezioni tecnologiche presenti nel territorio nazionale: Si indichino e descrivano i principali attori nazionali di ricerca (e rispettive attività) impegnati nello sviluppo e ottimizzazione della tecnologia

Politecnico di Milano: impegnato nella ricerca sia su pompe di calore elettriche, sia su pompe di calore alimentate a gas attraverso progetti di ricerca finanziati (dalla Commissione Europea, dalla Regione Lombardia, dal MATTM) e/o attraverso progetti di collaborazione con partner industriali). Le attività di ricerca vertono sia sull'analisi sperimentale e modellistica di architetture di macchina avanzate (ad esempio, utilizzo della tecnologia dell'eiettore) o non convenzionali (ad esempio, integrazione con fonte solare), sia su attività di prova in laboratorio di componenti e/o macchine complete, entrambe per pompe di calore elettriche e a gas. Il laboratorio RELab (www.relab.polimi.it) presso il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano rappresenta un'infrastruttura chiave per la certificazione delle pompe di calore secondo gli standard europei, ma anche per la ricerca. E' attivo nella creazione di competenze nel settore e per lo sviluppo, in collaborazione con l'industria, di nuovi prodotti. RELab è il primo laboratorio pubblico accreditato per prove certificate di pompe di calore sul territorio nazionale ed è l'unico (al momento) laboratorio accreditato per prove certificate di pompe di calore a gas (EN 12309) in Europa.

CNR ITAE: impegnato nello sviluppo della tecnologia ad adsorbimento e ad assorbimento.

ENEA: numerose attività portate avanti negli ultimi decenni sulle pompe di calore ad assorbimento e, più recentemente, su pompe di calore elettriche con fluidi non convenzionali (anidride carbonica) o tecnologie avanzate (eiettore).

RSE: svolge indagini tecnologiche e prove su impianti rappresentativi, realizza impianti sperimentali e sviluppa sistemi integrati con impiego di pompe di calore elettriche e della fonte solare. Dispone di tre laboratori sperimentali (Milano, Piacenza e Terni).

Università di Firenze: sviluppo di sistemi a pompa di calore/chiller alimentati termicamente

Università di Padova: ottimizzazione di componenti e sistemi per pompe di calore/chiller alimentati da energia elettrica e da energia termica

Robur: impresa leader mondiale nel settore delle pompe di calore alimentate a gas di taglia piccola e media, per le quali detiene numerosi brevetti. Da anni ha a portafoglio pompe di calore di dimensioni adatte a edifici pubblici, centri commerciali e alberghi. Recentemente, grazie anche al progetto Heat4U, finanziato dalla Commissione Europea, ha sviluppato un'unità di piccole dimensioni adatta al settore residenziale.

Ariston Thermo: produttore sistemi di riscaldamento e produzione acqua calda sanitaria in ambito residenziale. Da tempo attiva nello sviluppo, produzione e commercializzazione di pompe di calore elettriche, recentemente ha iniziato un'attività di ricerca e sviluppo mirata a portare sul mercato una pompa di calore a gas per il settore residenziale, con un prezzo competitivo, destinata al mercato europeo. Gli obiettivi del progetto puntano a trasformare una tecnologia di provata efficacia in una soluzione economicamente conveniente anche nel mercato residenziale, particolarmente attento al valore dell'investimento iniziale. Raggiungere volumi di produzione importanti è una delle chiavi per rendere questa tecnologia economicamente conveniente e quindi a sua volta viabile per un più ampio mercato.

Tutte le altre aziende, attive da anni nella produzione di pompe di calore elettriche, incentrano le proprie attività di ricerca sull'impiego di componenti (fluidi, compressori, scambiatori di calore) efficienti e logiche di regolazione sofisticate al fine di incrementare le prestazioni puntuali e stagionali delle macchine anche in rispetto dei dettami imposti dalla legislazione vigente.

BEST PRACTICES

Per quanto riguarda le pompe di calore elettriche, tra i principali produttori con sede in Italia si citano Aermec, Argoclima, Ariston Thermo, BlueBox, Climaveneta, Clivet, Mc Quay, RC Group, Rhoss, Systemair e Thermocold quali aziende che competono nello scenario internazionale delle EHP.

Ariston è l'indiscusso leader europeo (in termini di volumi, prezzo e tecnologia) nelle pompe di calore per produzione di acqua calda sanitaria.

A livello europeo i principali attori che lavorano sullo sviluppo della tecnologia EHP sono Atlantique, Ariston Thermo, Bosch, Carrier, Daikin, Eltron, Johnson Control, Mitsubishi, Nibe, Stiebel, Thermea, Trane, Vaillant e Viessmann.

L'attività di ricerca e sviluppo nel settore delle pompe di calore elettriche condotta dalle aziende nazionali è tesa a migliorare le prestazioni di tali macchine sfruttando tecnologie avanzate di compressore (ad esempio, iniezione di vapore), fluidi refrigeranti di ultima generazione (ad esempio, anidride carbonica e propano) o architetture di macchina complesse (sistemi polivalenti), accorgimenti che portano ad efficienze energetiche superiori rispetto a quelle usualmente raggiungibili con tecnologie standard di pompe di calore elettriche.

L'Italia detiene inoltre la posizione di assoluta leadership mondiale nella tecnologia di pompa di calore a gas per riscaldamento. Il progetto HEAT4U (heat4u.eu, 10 milioni di euro di budget) assegnato dalla Commissione Europea ad un consorzio di aziende europee è stato coordinato da un'azienda italiana (Robur, <http://www.robur.it>), ha visto il coinvolgimento del Politecnico di Milano e ha prodotto investimenti la cui parte preponderante ha avuto ricaduta sul territorio nazionale, incrementandone la leadership tecnologica e industriale.

Aristo Thermo ha recentemente intrapreso un'attività di ricerca e sviluppo che porterà alla realizzazione di una pompa di calore a gas per riscaldamento residenziale, andando, quindi, a rafforzare la posizione dell'Italia su questa tecnologia.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Strategic research priorities for cross-cutting technology – European technology platform on renewable heating and cooling, Secretariat of the THC-platform, April 2012
 - [2] EHPA, European Heat Pump Market and Statistics Report 2016
 - [3] Indagine statistica sul mercato dei componenti per impianti di condizionamento dell'aria, Ufficio Studi ANIMA, Marzo 2015
- RSEview, “La pompa di calore per comfort sostenibile”; RSE 2013
 - Confindustria, Rapporto Efficienza Energetica, 2017

DESCRIZIONE TECNICA

L'isolamento termico delle chiusure opache degli edifici, cioè facciate, coperture e solai, si raggiunge attraverso specifiche tecniche di isolamento e l'utilizzo di materiali isolanti.

La grandezza che permette di definire isolante un materiale è la **conduttività termica**, espressa in $W/m^{\circ}K$. Un materiale è definito isolante se la sua conduttività è inferiore a $0.065 W/m^{\circ}K$, è debolmente isolante se tale grandezza è compresa tra 0.065 e $0.09 W/m^{\circ}K$, se è maggiore non si parla più di materiale isolante.

Gli isolanti sono una categoria di materiali molto ampia. La scelta del materiale è legata a molteplici parametri di natura economica (costo), prestazionale (in termini energetici ma anche di altra natura, ad esempio meccanica), di durabilità e sostenibilità ambientale (in particolare il loro impatto in fase di processo).

Di seguito sono presentate le applicazioni più diffuse adottate per l'isolamento delle chiusure opache verticali e orizzontali degli edifici.

Isolamento a cappotto dall'esterno

Il sistema di isolamento a cappotto è costituito da un materiale isolante incollato e/o fissato meccanicamente attraverso tasselli o profili alla parete esterna dell'edificio. I tasselli o i profili vengono successivamente ricoperti usualmente con un intonaco oppure con altri materiali di rivestimento speciale, al fine di costituire la nuova finitura superficiale della facciata. Nel caso di impiego di intonaco, esso è costituito da almeno due strati applicati in opera, uno di base, applicato direttamente sui pannelli isolanti e contenente una rete di armatura di rinforzo, e uno di finitura.

Isolamento dall'interno

L'isolamento dall'interno può essere realizzato con l'applicazione di pannelli o intonaci isolanti. I pannelli di materiale coibente possono essere singoli o preaccoppiati e vengono applicati tramite incollaggio o su struttura metallica con fissaggi meccanici. I pannelli singoli sono solitamente prodotti rigidi e porosi che vengono incollati e rasati. Nei sistemi preaccoppiati il posizionamento avviene sul muro esterno perimetrale e vengono protetti all'interno da materiali in fibrocemento o gesso. Raramente si predispone una controparete con sottili tavole in laterizio. Tali prodotti devono avere una buona capacità di accumulo e rilascio dell'umidità.

Isolamento in intercapedine con insufflaggio

L'isolamento delle intercapedini prevede la messa in opera di materiali isolanti sfusi che possono essere di diversa densità e tipologia. Se lo spessore da riempire è superiore ai 5 cm si possono inserire materiali granulari, come la vermiculite e l'argilla espansa; se invece lo spessore è inferiore si possono utilizzare materiali liquidi che una volta iniettati si espandono e solidificano, come le resine poliuretatiche. Il sistema consiste nell'esecuzione di piccoli fori sulle pareti perimetrali (dall'esterno o dall'interno) attraverso i quali iniettare con la macchina insufflatrice a pressione il materiale isolante all'interno della cassa vuota. terminate le iniezioni, i fori vengono opportunamente ripristinati.

Isolamento del solaio di sottotetto dall'estradosso

L'isolamento termico del solaio di sottotetto con intervento dall'estradosso, è costituito da pannelli o feltri in materiale isolante posati direttamente sul solaio. L'isolamento può essere di tipo calpestabile (quando le caratteristiche meccaniche dell'isolante lo consentono) oppure non calpestabile. In quest'ultimo caso, qualora debba essere garantito l'accesso al sottotetto, occorre realizzare al di sopra dell'isolante una pavimentazione autoportante. L'isolamento può essere realizzato anche tramite spruzzo di materiale fuso (ad esempio in fiocchi) o in schiuma, fino ad ottenere lo spessore isolante progettato.

Isolamento del solaio di sottotetto dall'intradosso (o di un solaio intermedio)

L'isolamento di un solaio di sottotetto o di un solaio intermedio dall'interno dell'appartamento (vale a dire dall'intradosso) può essere realizzato con l'applicazione di pannelli o intonaci isolanti. I pannelli possono essere singoli o preaccoppiati e vengono applicati tramite incollaggio o collegati ad una struttura metallica con fissaggi meccanici. L'utilizzo di intonaci isolanti invece prevede l'applicazione mediante macchina intonacatrice o a mano. Tali intonaci sono costituiti di una componente isolante, che può essere fornita da materiali minerali espansi o da materiali minerali fibrosi o ancora da sostanze sintetiche in granulometria opportuna e costante, di leganti idraulici e di speciali resine addittivate. Questi intonaci, una volta applicati, sono protetti da rivestimenti con funzioni di rinforzo alle effrazioni, oppure da uno strato di finitura.

Isolamento della copertura esistente con struttura in cemento armato

Nel caso di struttura in cemento armato e/o laterocemento, vengono posate direttamente le tegole o altre tipologie di rivestimento esterno (es. lamiere). Se non si è in presenza di orditura di sostegno, l'isolamento avviene sotto forma di pannelli rigidi da fissare meccanicamente attraverso tasselli alla struttura esistente; oppure in forma di pannelli semirigidi o feltri se è presente l'orditura di sostegno.

Il miglior risultato si ottiene se viene realizzata anche un'intercapedine ventilata al di sotto del manto di copertura, in quanto consente di garantire uniformità di temperatura e smaltimento del vapore acqueo.

Sostituzione di copertura in legno

In presenza di una copertura in legno esistente, specie se ammalorata, deformata o non adatta ai carichi legati ad una ristrutturazione, usualmente viene rifatto completamente l'intero tetto. Nel caso si opti per riproporre una soluzione in legno, avremo di nuovo una struttura portante con travi in legno e assito sempre in legno. Al di sopra dell'assito viene posato uno strato di materiale isolante eventualmente fissato meccanicamente attraverso tasselli o viti autofilettanti all'assito stesso. La protezione dei pannelli isolanti avviene con un secondo assito in legno, sopra il quale vengono posate le tegole o altre tipologie di rivestimento esterno tipo lamiera.

Intonaci Isolanti

Per l'isolamento delle pareti verticali vi sono i recenti intonaci termoisolanti, la cui stesura consente di risolvere i ponti termici creati dall'accostamento di materiali differenti e conseguentemente con conducibilità diverse. Tali intonaci sono composti da leganti aerei o idraulici, sostanze aeranti e una composizione di inerti che caratterizzano il prodotto a seconda della funzione richiesta. Nella scelta degli inerti, oltre ad una percentuale convenzionale di sabbie, sono aggiunti i cosiddetti inerti leggeri come inerti minerali espansi che garantiscono all'intonaco una struttura microporosa capace di soddisfare i requisiti di isolamento. Questi realizzano isolamenti termici, del tipo a cappotto, sono in grado di assicurare rivestimenti monolitici, di assoluta stabilità dimensionale, fonoassorbenti resistenti al fuoco e con valori di conduttività termica di circa $0.20 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Cool Material

Con Cool Material sono materiali e tecniche che consentono di ridurre notevolmente la temperatura superficiale delle coperture degli edifici, e di conseguenza i consumi elettrici per la climatizzazione estiva e la riduzione del fenomeno Isola di Calore Urbana a livello di territorio. Le loro caratteristiche principali sono una elevata riflettanza alla radiazione solare, per ridurre gli apporti durante le ore notturne, e un'elevata emittanza all'infrarosso, per favorire la cessione del calore accumulato verso la volta celeste durante le ore notturne. I cool material trovano applicazione anche per le pavimentazioni di spazi urbani aperti (strade, piazze etc.) con elevate potenzialità di risparmio energetico conseguibili a scala urbana e di edificio.



Esempio applicativo di cool material (Fonte: ENEA-Ricerca Di Sistema)

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Involucro edilizi ad alte prestazioni energetiche e di tenuta all'aria concorrono fortemente alla riduzione del fabbisogno energetico e della domanda di energia per entrambe le stagioni. Per questo a livello internazionale e nei Paesi della UE si sono promossi e prescritti standard prestazionali sempre più stringenti e procedure di calcolo rigorose per gli interventi, nel nuovo e nell'esistente, tenendo conto anche del fattore costo/beneficio. C'è da considerare che, mentre per gli edifici di nuova costruzione i problemi sono relativi a scelte tecnologiche e convenienze costruttive, negli edifici esistenti, tenendo conto dell'eterogeneità delle tipologie edilizie, della bassa qualità energetica, dei vincoli normativi e del contesto urbano, delle soluzioni costruttive e altro, i problemi sono molto più complessi e vanno studiati caso per caso.

I mercati più significativi interessati dal miglioramento dell'isolamento energetico degli edifici sono la Cina, seguita dagli Stati Uniti e dall'Europa

Si consideri che i consumi energetici dovuti al riscaldamento e raffrescamento degli edifici in Cina è superiori di 2-3 volte, per unità di superficie condizionata, rispetto a quello dei Paesi più sviluppati, facendo riferimento ad edifici in zone climatiche comparabili. Questo è causato principalmente dalle criticità dell'isolamento dell'involucro edilizio.

Nazionale

Il mercato dei materiali isolanti per l'edilizia a livello nazionale ha un volume di affari che supera i 600 mln di €. L'andamento del mercato dei materiali isolanti ha subito un andamento fortemente legato al mercato dell'edilizia di nuova costruzione e a quello della riqualificazione.

L'indicatore di riferimento per questa categoria si identifica con il trend del fatturato del mercato (vedi Figura 1).

Il mercato nazionale è un mercato estremamente frammentato poiché i produttori di materiale isolante sono costituiti da multinazionali che agiscono a livello sovranazionale e da piccole medie imprese che agiscono a livello locale producendo e commercializzando o solo commercializzando.

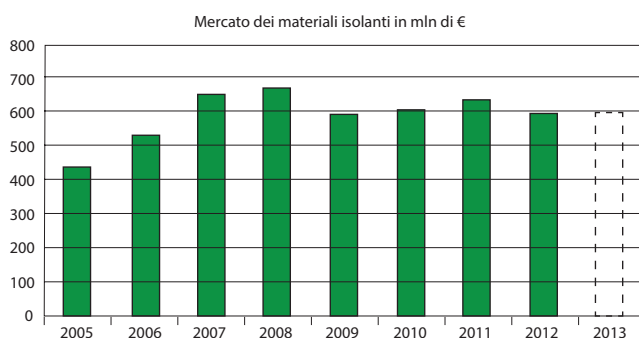


Figura 1 Andamento del fatturato del mercato dei materiali isolanti in Italia 2005-2013 [2]

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I prodotti isolanti termici sono prodotti per l'edilizia e quindi soggetti alle regole comunitarie della direttiva 89/106 e s.m.i. per la corretta e uniforme commercializzazione dei prodotti da costruzione. Le principali tipologie di materiali isolanti sono quindi soggette alle regole della marcatura CE del materiale per mezzo di norme di prodotto o di benessere tecnici europei ETA. Esistono in commercio tuttavia anche prodotti senza marcatura CE di materiali che attualmente non hanno norme di riferimenti. Il settore dei materiali isolanti termici è quindi maturo in termini di dichiarazioni di prestazione e di idoneità all'uso a livello di produzione e commercializzazione. Meno maturo è il corretto impiego dei materiali e l'idoneo grado di isolamento termico delle strutture.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

Trattandosi di interventi passivi sull'involucro edilizio non ci sono elementi che possano soddisfare questa relazione. Si evidenzia tuttavia che i materiali isolanti trovano applicazione nella realizzazione di pannelli solari termici per la produzione di acqua calda, per quella sanitaria e per impianti termici a bassa temperatura.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

I materiali isolanti, soprattutto quelli naturali e bio-compatibili, impattano positivamente sull'ambiente in termini di: recupero, riuso, riciclabilità e contributo al processo di de-carbonizzazione.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il patrimonio edilizio in Italia registra oltre 13,6 milioni di edifici di cui circa 87% a destinazione d'uso residenziale [3] con un consumo di circa 25 Mtep/anno negli ultimi anni. Oltre il 65% di questi edifici ha più di 40 anni e, in particolare, quelli costruiti nel periodo 1950-1980 hanno forti criticità in termini di efficienza energetica.

Il potenziale di interventi sull'isolamento termico degli edifici è, quindi, molto alto e pertanto le Istituzioni, MiSE e MATTM, stanno promuovendo misure e strategie per accelerare la realizzazione di interventi per l'efficienza energetica. Il MiSE, in riferimento a quanto previsto dal DLgs 102/2014, ha attivato i piani STREPIN - Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale, PREPAC - Piano Riqualificazione Energetica Pubbliche Amministrazioni Centrali, PANZEB - Piano d'azione per gli edifici ad energia quasi zero, per la promozione degli interventi di efficientamento energetico degli edifici.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

I materiali isolanti, dal punto di vista chimico, si possono distinguere in organici e inorganici, che a loro volta possono essere naturali e sintetici. In letteratura sono presenti molti studi, sviluppati dal mondo scientifico e dai settori interessati, sugli impatti ambientali e la rispondenza ai criteri di sostenibilità di questi prodotti utilizzando la metodologia LCA. I risultati di questi studi, che hanno riguardato in particolare la famiglia degli isolanti sintetici e quelli naturali inorganici portano a conclusioni per cui questi prodotti hanno un impatto ambientale e una sostenibilità "accettabile". Gli impatti e la sostenibilità ambientale di quelli "naturali" sono a basso impatto rispetto a quelli "sintetici", che sono derivati dal petrolio. C'è da tener conto che anche per alcuni di quelli naturali si possono avere impatti dovuti al ciclo produttivo del prodotto, come ad esempio l'argilla espansa, di origine naturale-minerale, ma che richiede un ciclo di lavorazione di cottura che avviene in forni rotativi a 1200 °C, con elevati consumi di energia e conseguenti emissioni in ambiente.

Una particolare attenzione è quella che investe i cool material per quanto riguarda il fenomeno isola di calore. L'effetto isola di calore urbana è un fenomeno che affligge in maniera sempre più persistente i centri abitati. Gli studi condotti (vedi AdP Ricerca di Sistema Elettrico) evidenziano le potenzialità dell'uso dei cool material al fine di mitigare alcuni pericolosi aspetti legati al surriscaldamento globale e locale. L'applicazione su scala urbana dei suddetti materiali è stata analizzata tramite un software di simulazione, l'ENVI-met. Esso ha permesso di quantificare l'effettiva influenza che questi ultimi hanno sulla temperatura dell'aria esterna di una zona di Roma presa a campione, evidenziandone una diminuzione considerevole. L'utilizzo in larga scala di cool material con proprietà sempre migliori unito a un'estensione delle aree vegetative in ambiente urbano è un fattore importante che contribuisce a migliorare le condizioni di comfort termico esterno, ridurre i fabbisogni di climatizzazione degli edifici e la qualità urbana.

Emissioni CO₂/MWh

Per questa categoria di materiali risulta difficile poter dare una valutazione univoca in quanto diversi fattori, come ad esempio il vettore utilizzato (gas, elettrico, diesel ecc.) nel ciclo produttivo del prodotto, concorrono a determinare i consumi energetici e le emissioni di CO₂ evitate per unità di prodotto e se questo è ottenuto da processi di recupero/riciclo. Ad esempio, per i prodotti di sintesi EPS l'energia utilizzata per unità di prodotto può variare da un 7,4% a 47,2%, mentre il trasporto può variare tra lo 0,8% a 5% [10]. Per le valutazioni si fa riferimento a diversi indicatori energetici e ambientali tra cui: il GER (Gross Energy Requirement), Il GWP (Global Warming Potential), ODP (Ozone Depletion Potential) EP (Eutrophication Potential, POCP (Photochemical Ozone Creation Potential). Tali indicatori variano molto nel ciclo di produzione dei

singoli materiali: da evidenziare che alcuni di questi non sono prodotti solo per il mercato dell'edilizia ma anche per altre funzioni (package-edilizia, imballi, ecc.). A titolo esemplificativo si possono fornire i risparmi ottenibili per un appartamento da 100 m² riqualificato con isolamento a cappotto: in termini ambientali, circa 1000 kg di CO₂ per anno.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia di produzione è differenziata per ciclo di produzione e utilizzo della materia prima che, già come evidenziato, risulta molto variegata. La tecnologia, comunque, presenta un margine di mitigazione dovuto al miglioramento dell'efficienza del ciclo di produzione e all'applicazione di modelli quali l'economia circolare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia è fortemente legata all'innovazione di processo/prodotto e alle condizioni operative di impiego. Si possono stimare rendimenti variabili dal 30% ad oltre il 60%, dipendenti dalla variabilità della stagione climatica, dalla zona climatica in cui viene fatto l'intervento, dai profili di utenza e dalle prestazioni dell'edificio. Il tempo di vita di tale tecnologia è maggiore, mediamente, ai 20 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa sull'efficienza energetica e di quello della tecnologia si può stimare mediamente, considerando la eterogeneità del parco edifici e delle destinazioni d'uso, che il payback tecnologico, valutando le misure di incentivazione, possa variare tra un minimo di 10 anni a più di 20 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Il mercato dei materiali isolanti e della loro applicazione si può definire maturo a livello di proposte, un po' meno a livello di realizzazione e progettazione. I principali ostacoli allo sviluppo sono:

- alti costi di investimento
- investitori con scarsa conoscenza con prodotti e tecnologie ad alta efficienza
- alti rischi di esposizione finanziaria
- tassi di sconto elevati
- incertezza nel quantificare i benefici raggiungibili
- procedure e quadro normativo poco stabili
- Patto di stabilità per interventi in edifici della PA

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Le potenzialità di sviluppo sono principalmente legate allo sviluppo di applicazioni efficienti e a basso impatto ambientale. Fra le tematiche di R&S, da sviluppare all'interno delle associazioni di categoria e istituti di ricerca, produttori e progettisti, rientrano i prodotti e/o sistemi integrati da applicare nelle diverse tipologie di edifici.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

C'è una forte competitività sul mercato di questi prodotti. La potenzialità di esportazione risulta essere strettamente condizionata dai costi per unità di prodotto, dalle modalità di posa e dal livello di innovazione di prodotto raggiunto. Per poter competere con i mercati di produzione di massa risulta necessario uno sforzo di R&S a livello di materiali, componenti e processi al fine di incrementare la qualità dei prodotti a un costo competitivo con il mercato internazionale.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Settore industriale: incremento dell'efficienza dei processi di produzione anche mediante integrazione con fonti rinnovabili. Miglioramento dei processi per il riutilizzo dei prodotti da dismissione.

Settore residenziale e terziario: miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici residenziali e non residenziali e riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Costruttori edili
- Aziende produttrici di materiali isolanti
- Professionisti (architetti, ingegneri, geometri ecc.)
- ESCO
- Gestori di parchi immobiliari
- Proprietari di edifici/abitazioni (tutti i settori).

Sviluppo della tecnologia

- ANAB Associazione bio architettura www.anab.it
- ANIT Associazione produttori materiali isolanti www.amit.it
- AIPE, Associazione aziende poliuretano espanso www.epssas.it
- ANPE Associazione poliuretano espanso www.anpe.it
- ASSOVETRO www.assovetro.it
- FINCO Federazione Industrie Prodotti Impianti Servizi ed Opere Specialistiche per le costruzioni www.fincoweb.org
- BASF www.basf.com
- FIVRA Associazione lana di roccia www.fivra.it
- SAINT GOBAIN www.saint-gobain.it

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **ENEA:** sviluppo, caratterizzazione e qualificazione dei cool material, pareti/tetti verdi, qualificazione pareti/tetti verdi, sviluppo materiali innovativi.
- **RSE:** analisi e studi su materiali, consumi e prestazioni energetiche degli edifici.
- **ITC- CNR:** qualificazione materiali isolanti, qualificazione materiali isolanti per la sostenibilità.
- **UNIVERSITA'** (POLITO, POLIMI, Università di Modena e Reggio Emilia, IUAV, Università di Bari e altre): sviluppo e caratterizzazione dei cool material, qualificazione pareti/tetti verdi, sviluppo materiali innovativi.
- **Stazione Sperimentale del Vetro:** indagini, studi, ricerche e analisi per il progresso tecnico dell'industria vetraria nazionale <http://www.spevetro.it/>
- **Istituto Metrologico:** ricerca nel campo della scienza delle misure e dei materiali e sulle tecnologie innovative

BEST PRACTICES

- **Scuola media T.M. Plauto** (Cesena): riqualificazione edificio esistente (anni '60). Oltre gli interventi che hanno interessato gli impianti (nuovi generatori a condensazione, valvole termostatiche, PV ecc.) sono state applicate misure sull'involucro: isolamento termico della copertura, parziale isolamento termico del solaio di base, isolamento a cappotto delle facciate e sostituzione dei serramenti. Il risparmio energetico ottenuto è stato di circa l'80% rispetto ai consumi ante-intervento.
- **Social Housing La Clairière Benthny** (Francia): edificio nuovo residenziale con 13 unità abitative isolato con cappotto esterno che registra un consumo per il condizionamento invernale di circa 15kWh/m² per anno.
- **Quartiere Compagnoni ACER** (Reggio Emilia): intervento di riqualificazione su edifici del social housing con applicazione di isolamento termico con cappotto esterno. Risparmi conseguiti medi circa 40% rispetto ai consumi ante intervento.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] RSEview RIFLESSIONI SULLENERGIA, Edifici Energeticamente Efficienti: un'opportunità, Giugno 2015
http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE%20Monografia%20Efficienza%20Edifici/files/extfiles/downloadURL.pdf
- [2] Rapporto ANIT 2013, il mercato dei materiali isolanti in Italia, Febbraio 2014.
- [3] Censimento generale della popolazione e delle abitazioni – Censimento 2011, ISTAT.
- [4] ISTAT, i consumi energetici delle famiglie, Dicembre 2014
- [5] European Commission, EUROSTAT, Statistics Database, 2013,
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database
- [6] ENEA, "Piano d'Azione italiano per l'Efficienza Energetica PAEE 2014"
- [7] Bazzocchi et al., definizione di politiche e misure volte a stimolare la riqualificazione energetica del settore civile, Rapporto RSE 15000305, 2015
- [8] ENEA, "Rapporto Annuale Efficienza Energetica RAEE 2015"
- [9] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- [10] EPS: Impatto Ambientale e ciclo di vita AIPE, www.epssas.it

DESCRIZIONE TECNICA

Le chiusure trasparenti dell'involucro edilizio assolvono a diverse funzioni (energetica, visibilità, acustica ecc.) e hanno una incidenza ben diversa da quelle opache, contribuendo al bilancio energetico dell'edificio in modo più complesso. Sono di diversa forma e realizzate con componenti diversi sia nel telaio che nel pannello trasparente. Di seguito si illustrano le tipologie più diffuse di infisso, vetro, materiali trasparenti e sistemi schermanti.

Tipologie di infisso

Infissi in legno

sono utilizzati da secoli e rappresentano ancora oggi la maggiore quota parte di mercato per l'edilizia residenziale. Le caratteristiche termo-fisiche sono legate al tipo di legno utilizzato e allo spessore dell'infisso. Con l'introduzione di nuovi prodotti di finitura è migliorata la stabilità e la curabilità del prodotto, così come l'utilizzo di guarnizioni sintetiche e naturali ha consentito di ridurre l'elevata permeabilità all'aria. I valori di trasmittanza termica U degli infissi in legno è funzione della densità del legno e dello spessore e della geometria dell'infisso e tipicamente variano tra 1.35 ed $1.5 \text{ W/m}^2\text{K}$ (UNI EN ISO 100077).

Infissi in PVC

(polivinilcloruro) sono costituiti da profilati cavi a più camere, uniti mediante saldatura e rinforzati con profilati metallici. La loro diffusione è legata alle buone caratteristiche termiche, alla bassa manutenzione e alla molteplicità di soluzioni geometriche. I valori standard di questo tipo di infisso sono di circa $2.2 \text{ W/m}^2\text{K}$ nel caso di profilo a 2 camere e di $2 \text{ W/m}^2\text{K}$ per profili a 3 camere (UNI EN ISO 100077). Esistono, seppure a diffusione limitata, infissi in poliuretano. Nel caso di spessore dell'infisso superiore a 5 millimetri, il valore di riferimento, secondo le norme EN, della trasmittanza termica è di $2.8 \text{ W/m}^2\text{K}$.

Infissi in alluminio

rappresentano una notevole fetta di mercato nel settore residenziale e la maggior parte del volume di vendita nel terziario. Le caratteristiche termiche dei serramenti metallici sono piuttosto limitate per i prodotti tradizionali, mentre diventano più interessanti con le soluzioni a taglio termico. Negli infissi tradizionali, la povertà delle prestazioni dipende dalla elevata conduttività dei metalli in genere, che non offrono grossa resistenza al trasferimento del calore (trasmittanza compresa tra 6 e $7 \text{ W/m}^2\text{K}$). Negli infissi a taglio termico, tutto ciò viene evitato realizzando dei profilati cavi per sfruttare le capacità isolanti delle camere d'aria, e spezzando la continuità del metallo con degli elementi isolanti, in genere di materiale plastico. La trasmittanza termica di riferimento dipende da: dimensione delle camere d'aria dei profili, eventuali vernici riflettenti all'interno dei profili, tipo di materiale utilizzato per il taglio termico, caratteristiche geometriche dell'infisso ecc., ed è compresa tra i $2,2$ e $3,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ (UNI EN ISO 100077).

Le soluzioni di stratigrafie proposte nella riqualificazione energetica, tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa, prevedono usualmente la soluzione con doppia lastra, intercapedine d'aria o di gas argon e rivestimento basso emissivo. Le soluzioni con tripla lastra e doppia intercapedine sono impiegate maggiormente in località con alti valori di gradi giorno (zone climatiche E/F).

Tipologie di vetro

Vetri a controllo solare e con rivestimenti basso-emissivi

non propriamente innovativi perché introdotti con una tecnologia risalente ai primi anni '80, i vetri a controllo solare integrati con rivestimenti basso-emissivi rappresentano prodotti efficienti dal punto di vista energetico. Infatti, alcune innovazioni le introducono effettivamente. Usualmente vengono accorpate sia per alcune similitudini produttive, sia per risolvere la dicotomia che esiste riguardo a tali materiali. Infatti, esiste la percezione di una sorta di dualismo tra vetri a controllo solare, per i climi caldi e a bassa emissività, per i climi freddi; in realtà i due tipi vanno ad agire su proprietà differenti, ma, mentre i vetri a controllo solare sono efficaci solo in zone calde, i basso-emissivi lo sono in qualsiasi condizione, migliorando in assoluto le prestazioni della finestra.

Vetri a controllo solare riflettenti

rappresentano il primo vero miglioramento rispetto ai tradizionali vetri chiari, e sono in commercio già da parecchi anni con l'obiettivo di ridurre i carichi termici (oltre ad un eccessivo illuminamento) dovuti alla radiazione solare entrante attraverso le aperture vetrate. L'obiettivo è perseguito con l'utilizzo di vetri colorati nella massa o con depositi superficiali. Nel primo caso parte della radiazione incidente è assorbita dal materiale e parzialmente riemessa verso l'esterno, nel secondo è direttamente riflessa all'esterno. I due procedimenti utilizzati sono la pirolisi e la polverizzazione. Prestazioni migliori si hanno con rivestimenti selettivi, i quali lasciano passare la radiazione visibile ma non quella dell'infrarosso vicino, in tal modo si riducono gli apporti solari senza pregiudicare la qualità della visione. Questo tipo di prodotti, dal costo ancora elevato, è realizzato mediante deposizione di film metallici, tipicamente l'argento, che conferiscono caratteristiche di elevata visione e riflessione quasi totale nell'infrarosso vicino.

Doppi vetri evacuati

sono composti da almeno due lastre di vetro, nella cui intercapedine è stato praticato il vuoto. Il vantaggio di questa soluzione è di eliminare il trasferimento termico dovuto alla conduzione e alla convezione del gas presente nell'intercapedine. Le prestazioni energetiche diventano molto interessanti se accoppiate all'uso di vetri basso emissivi, con i quali si riduce anche lo scambio di tipo radiativo. Altri due vantaggi tipici delle finestre evacuate sono l'indipendenza delle proprietà isolanti dallo spessore dell'intercapedine, con la possibilità di avere componenti non ingombranti, e l'aspetto della finestra, identico a quello di un vetro camera tradizionale.

Materiali trasparenti

I materiali trasparenti rappresentano probabilmente il settore dell'involucro edilizio a maggior grado di innovazione. Numerosi prodotti hanno trovato negli ultimi anni applicazione in edilizia. In alcuni casi, si tratta di soluzioni mature, già sul mercato, in altri si è ancora in fase di sviluppo o precompetitiva. È comunque interessante fornire delle indicazioni di base per soluzioni tecnologiche che potrebbero essere, in tempi brevi, adottate in edifici residenziali e, soprattutto, commerciali.

L'aerogel

è un materiale costituito da particelle di silice, e, grazie a particolari procedimenti produttivi, è caratterizzato da una struttura porosa aperta trasparente in grado di fornire ottime prestazioni sia ottiche sia energetiche.

Cromogenici

sono così definiti quei materiali in grado di modificare le loro caratteristiche ottiche in funzione di stimoli esterni, quali: temperatura, radiazione solare, differenza di potenziale elettrico. I componenti trasparenti così realizzati sono noti anche come "finestre intelligenti". Per i materiali cromogenici esiste una fase di ricerca in pieno sviluppo e, sebbene alcuni prodotti siano già in commercio, nei prossimi anni si auspica di raccogliere i frutti consistenti dell'attività di laboratorio, in corso già da molto tempo.

Elettrocromici

hanno la capacità di modificare le proprie caratteristiche in modo reversibile in funzione di uno stimolo elettrico ad essi applicato: la variazione di tensione, la quale induce la trasmittanza a passare da valori elevati (bleached state) a valori più bassi (coloured state), con effetti sia luminosi che energetici. Le prospettive di applicazione sono promettenti, tuttavia, esistono problemi sia di natura gestionale sia tecnologica legati principalmente al fatto che le prestazioni di edifici equipaggiati con sistemi di questo tipo sono fortemente dipendenti dalle tecniche, le strategie e gli algoritmi di controllo.

Materiali termotropici

in questo caso la grandezza che determina il cambio di colore è la temperatura che induce nel materiale una reazione chimica o una transizione di fase tra due stati. Le loro applicazioni principali sono, allo stato attuale: indicatori di temperatura, vernici speciali e inchiostri da utilizzare per documenti riservati. Dal punto di vista teorico è evidente che una loro applicazione in edilizia porterebbe a notevoli risparmi energetici.

Materiali Trasparenti Isolanti (TIM)

questi materiali sono anche chiamati geometric media, poiché utilizzano delle strutture geometriche per limitare le dispersioni termiche per convezione e irraggiamento. In pratica, con del materiale plastico (ultimamente sono in fase di sviluppo alcuni prototipi anche in vetro) trasparente nel visibile e nel vicino infrarosso, ma opaco nel lontano, si realizzano delle pareti divisorie atte a bloccare i moti convettivi dell'aria e ridurre lo scambio radiativo.

Esistono, inoltre, speciali **pellicole** per il risparmio energetico con proprietà isolanti, che, se applicate alle vetrature esistenti, creano una barriera ai raggi del sole. Un vetro senza pellicola fa passare l'82% dell'irraggiamento solare che lo colpisce, lo stesso vetro trattato con pellicola solo il 20%, riducendo anche il fenomeno dell'abbagliamento.

Sistemi schermanti

La possibilità di schermare la radiazione solare ha una grandissima importanza nelle moderne costruzioni, dove si registra un sempre maggiore aumento dei carichi di climatizzazione estiva. L'ombreggiamento può essere garantito dal punto di vista termico con elementi trasparenti, vetri a controllo solare o cromogenici. Per garantire il comfort visivo è necessario, però, prevedere ulteriori sistemi schermanti, generalmente opachi.

Essi possono essere classificati in funzione di:

- gestione: fissi e orientabili;
- struttura: omogenei e non omogenei;
- posizione rispetto alla superficie vetrata;
- geometria: verticali o orizzontali.



Finestra con vetri elettrocromici
(Fonte: ENEA)

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

A livello internazionale (USA), europeo (GB e D) e nazionale l'industria sta investendo sulla ricerca e sviluppo di componenti per migliorare le prestazioni degli infissi[2]. Le attività si indirizzano sia sul miglioramento delle prestazioni del telaio e sulle sigillature, sia sui vetri.

Per i vetri elettrocromici si stanno sviluppando ricerche per risolvere problemi di natura tecnologica, in relazione soprattutto alla possibilità di realizzare vetri di dimensioni sufficienti per le finestre, senza pregiudicare l'uniformità e la transizione da uno stato all'altro.

Anche per i sistemi schermanti il settore è molto impegnato in attività di sviluppo e ricerca.

Nazionale

Il mercato attualmente è fortemente indirizzato su lavori di riqualificazione energetica degli edifici piuttosto che sulle nuove realizzazioni. Nonostante il periodo di grande difficoltà economica il settore, pur avendo registrato una significativa contrazione, rimane tra quelli più attivi grazie alle misure di incentivazione. Questi interventi, con l'applicazione della misura del 55% - 65%, hanno comportato una maggiore efficienza dell'edificio con un risparmio di circa 3.000 kWh/anno. (Fonte ENEA)

L'installazione di nuovi infissi interessa soprattutto quello della riqualificazione.

Per quanto investe il mercato dei sistemi schermanti questo si sta riprendendo anche grazie all'export. Si stima, per i nostri climi, che, mediamente, si possa ottenere una riduzione globale dei consumi energetici di circa il 10% per il riscaldamento invernale e circa il 30% per il raffrescamento estivo.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

I prodotti di questa categoria sono soggetti al rispetto delle normative nazionali ed europee per la loro corretta e uniforme commercializzazione. Sono soggetti alle regole della marcatura CE dei prodotti per mezzo di norme di prodotto o di benessere tecnici europei. Il labelling è a carattere volontario, al momento, ma il mercato nazionale si sta muovendo per produrre il labelling dei prodotti per avere maggiore competitività sul mercato europeo e nazionale, dato che gli altri Paesi offrono già prodotti energeticamente etichettati. Il settore è molto maturo e offre prodotti e soluzioni molto avanzate. Serve comunque promuovere la formazione degli operatori e dei professionisti per aumentare il TRL del settore.

RELAZIONI CON LE FONTI ENERGETICHE

L'integrazione con il solare fotovoltaico, al momento, è la tecnologia più utilizzata e su cui si stanno sviluppando attività di ricerca e sviluppo, anche con soluzioni integrate per la ventilazione degli ambienti.

VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

L'infisso è un prodotto complesso che coinvolge diversi produttori e operatori del mercato. Ci sono forti differenze tra le diverse tipologie di infisso, sopra descritte, per cui si si limita a fornire comunque una descrizione generale di riferimento ai principali aspetti che investo più settori. Si deve tener conto dei produttori di:

- materiali sigillanti, per l'assemblaggio vetro-telaio o per il montaggio dei vetro-camera, per la sigillatura all'aria
- elementi di supporto dell'infisso (parte fissa telaio - parte mobile), per soddisfare le tipologie di ancoraggio e movimentazione per le diverse tipologie di apertura
- nodi di ancoraggio alla struttura muraria, anche per evitare i ponti termici, e, per i materiali avanzati come gli elettrocromici, l'integrazione con sistemi di controllo e gestione
- componenti schermanti che possono essere fissi, mobili o inseriti all'interno del vetro camera e con soluzioni anche integrate con il solare termico fotovoltaico
- sistemi di ventilazione naturale o meccanica integrata nell'infisso
- profilati specifici per la realizzazione dei telai (alluminio, PVC, acciaio ecc.).

C'è da considerare, inoltre, l'impatto sul sistema per la distribuzione/consegna dei prodotti e del settore dei progettisti .

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

La vetustà del parco edilizio ha un forte potenziale di applicazione e sviluppo. In termini costo/beneficio, è molto più conveniente l'uso di finestre ad alte prestazioni con schermature: negli edifici nuovi e in quelli esistenti è ormai obbligatorio, per il rispetto

degli standard prescritti dalla normativa. Nel settore residenziale, la prestazione di questi componenti può ridurre di un fattore di circa 3 la domanda di condizionamento rispetto a soluzioni standard con costi aggiuntivi di pochi punti percentuali rispetto al costo totale dell'edificio, mentre per il non residenziale i costi possono variare diversamente in relazione alla tipologia e alla destinazione d'uso.

Si consideri, inoltre, che molti edifici realizzati prima degli anni ottanta hanno ancora infissi con vetro singolo e bassa prestazione energetica ($> 5 \text{ W/m}^2\text{°C}$) e che la tecnologia ha raggiunto un alto grado di sviluppo che permette gli interventi nella quasi totalità dei casi. Indicativamente i costi per la sostituzione degli infissi possono variare tra i 250 €/m² ad oltre i 430 €/m² in relazione alle prestazioni che si richiedono e al tipo di telaio utilizzato. Un infisso in legno ha un costo maggiore rispetto ad uno in alluminio a taglio termico.

Ai costi vanno aggiunti quelli per le opere di sigillatura per la tenuta all'aria che possono avere un'incidenza di circa 3-10€/m²

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Questi prodotti hanno un basso impatto ambientale e sono da considerarsi sostenibili. Dalla letteratura tecnica e dagli studi di settore, che hanno valutato gli impatti e la sostenibilità di questi materiali tenendo conto dell'LCA, si evidenzia che i prodotti principali impiegati quali il legno, l'alluminio, il PVC e il vetro, materiali con un alto grado di riciclabilità, sono sostenibili e con un basso impatto per l'ambiente.

Emissioni CO₂/MWh

Il settore è caratterizzato da un ciclo produttivo che vede diverse industrie che concorrono alla produzione dell'infisso. Per esempio, per gli infissi in alluminio i vari componenti sono prodotti da diverse aziende produttrici (profilati, vetro, sigillanti, ferramenta ecc.) che utilizzano diversi processi e combustibili, per cui risulta difficile poter definire valutazioni relative alla CO₂.

Inoltre, queste vanno elaborate tenendo conto di diversi indicatori energetici e ambientali tra cui: GER (Gross Energy Requirement), GWP (Global Warming Potential), ODP (Ozone Depletion Potential) EP (Eutrophication Potential), POCP (Photochemical Ozone Creation Potential) che rendono ancor più complessa una quantificazione rappresentativa delle emissioni.

Emissioni CO₂/MWh evitate

La tecnologia di produzione è differenziata per ciclo di produzione e utilizzo della materia prima che, già come evidenziato, risulta molto variegata. La tecnologia, comunque, presenta un margine di mitigazione dovuto al miglioramento dell'efficienza del ciclo di produzione e all'applicazione di modelli quali l'economia circolare.

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della tecnologia è fortemente legata all'innovazione di processo/prodotto e alle condizioni operative/installative. Si possono stimare prestazioni variabili dal 6% ad oltre 10% dipendenti dalla variabilità della stagione climatica, dalla zona

climatica in cui si trova l'edificio e dalla sua esposizione rispetto all'orientamento e al contesto urbano, dalla percentuale involucro opaco/involucro trasparente, dai profili di utenza e dalle prestazioni complessive dell'edificio.

Il tempo di vita di tale tecnologia è mediamente maggiore di 25 anni.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Tenendo conto degli standard prestazionali prescritti dalla normativa sull'efficienza energetica e di sviluppo della tecnologia si può stimare mediamente, considerando la eterogeneità del parco edifici e delle destinazioni d'uso, che il payback, valutando le misure di incentivazione, possa variare tra un minimo di 8 anni a più di 15 anni.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Questo settore ha raggiunto un buon livello di maturità come qualità prestazionale, tecnologica, di prodotto e di design. Attualmente un ostacolo molto critico potrebbe essere rappresentato dal fatto che il mercato nazionale si trova a competere con produttori europei che si stanno inserendo nel mercato nazionale con prodotti non sempre rispondenti alla qualità dichiarata anche in termini di labelling prestazionale.

Fatta questa premessa, si evidenziano alcuni ostacoli, che riguardano il settore degli infissi:

- Difficoltà di accesso al prestito finanziario
- Tassi di sconto elevati

- Incertezza nel quantificare i benefici raggiungibili
- Procedure e quadro normativo poco stabili
- Semplificazione delle procedure amministrative e per il ricorso agli incentivi, almeno per casi “semplici” che, per esempio, potrebbero essere gestiti con modelli o schede predisposte
- Patto di stabilità per interventi in edifici della PA.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE

Il mercato degli infissi si distribuisce, per le diverse tipologie, con quelli in alluminio 34,1 %, in legno 32,9 % e in PVC 33% [9]. Il trend degli ultimi anni registra un leggero incremento, inferiore alle potenzialità del mercato. Le potenzialità dello sviluppo tecnologico investono il settore del prodotto finito e dei componenti che lo costituiscono. Quello del prodotto finito riguarda le modalità e procedure per migliorare le prestazioni in fase di assemblaggio dei componenti al fine di mantenere nel tempo le prestazioni dell'infisso. Quello dei componenti riguarda lo sviluppo di soluzioni innovative che si scontrano, alle volte, con problemi di natura economica, costi di ricerca e prezzi dei prodotti innovativi per il mercato.

Una interessante potenzialità di questo prodotto risiede nella realizzazione di facciate dinamiche per l'involucro edilizio o per il controllo “dinamico” delle prestazioni nelle diverse situazioni climatiche.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

C'è una forte competitività sul mercato di questi prodotti che non sempre, per quelli non prodotti in Italia, rispondono alle caratteristiche prestazionali dichiarate dal produttore. La potenzialità di esportazione risulta essere condizionata dai costi, espressi per m² di infisso o per unità di prodotto, da fattori prestazionali, sicurezza, estetici e qualità. Per poter competere con maggior incisività sul mercato nazionale e sulla esportazione della tecnologia e dei prodotti le associazioni di categoria si stanno attivando per concordare e coordinare le azioni opportune.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

Il settore degli infissi trova la sua applicazione per quanto riguarda le emissioni nei settori:

- civile (residenziale e non residenziale), con il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici e relativi consumi energetici ed emissioni di CO₂
- industriale, con incremento dell'efficienza dei processi di produzione anche mediante integrazione con fonti rinnovabili e con il miglioramento dei processi per il riutilizzo dei prodotti da dismissione
- trasporti, con applicazioni di prodotti ad alte prestazioni energetiche, acustiche ed ambientali che migliorano il comfort e la qualità dell'utenza.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

I principali attori coinvolti nella filiera sono:

- Costruttori edili,
- Aziende produttrici del settore (serramenti, di vetro, sigillanti ecc.)
- Professionisti (architetti, ingegneri, geometri ecc.)
- Enti di ricerca
- ESCO
- Settore agricolo
- Organismi pubblici e privati, soggetti rivolti alla Formazione/Qualificazione/Certificazione
- Gestori e proprietari di edifici/abitazioni residenziali e non residenziali
- Banche e Istituti finanziari.

Sviluppo della tecnologia

- AIPE, Associazione aziende poliuretano espanso www.epssas.it
- ANFIT Associazione Nazionale per la Tutela della Finestra www.anfit.it
- ASSISTES Associazione Italiana Tendwe e Schermature solari www.assistes.it
- ANPE Associazione poliuretano espanso www.anpe.it
- ASSOVETRO www.assovetro.it
- FEDERLEGNO Federazione imprese settore mobile e arredamento www.federlegnoarredo.it
- FINCO Federazione Industrie Prodotti Impianti Servizi ed Opere Specialistiche per le costruzioni www.fincoweb.org
- MAPEI adesivi e sigillanti www.mapei.com/it
- UNICMI Unione Nazionale Industrie Costruzioni Metalliche Involucro e Serramenti www.unicmi.it
- Dupont–dow sigillanti e elastomeri www.dupont.com
- SSV Stazione sperimentale del vetro www.spevetro.it

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **ENEA:** qualificazione prestazioni energetiche e ottiche dei vetri, qualificazioni prodotti per schermature, partecipazione a progetti/azioni di innovazione del settore, sviluppo di SW per calcolare le proprietà termiche, solari e luminose dei serramenti e dei sistemi di schermatura solare.
- **Università:** POLITO, POLIMI, SAPIENZA Roma, IUAV,
- **Associazioni di categoria:** AIPE, ANFIT, ASSISTES, ASSOVETRO, UNICMI, ANPE, FEDERLEGNO, FINCO, MAPEI
- **Stazione Sperimentale del Vetro:** Ente pubblico economico di ricerca con il compito di promuovere il progresso tecnico dell'industria vetraria ed effettuare analisi e qualificazione prodotti.

BEST PRACTICES

- **Piramide** di vetro a Milano per la sede della Fondazione Feltrinelli e Microsoft .
- Sede **NESTLE** ad Assago realizzato con facciate a cellule con vetro a doppia camera con intercapedine riempita da gas argon e frangisole in vetro stratificato
- Sede **EUROPOOL** Opificio e palazzina uffici a Fidenza (PR), applicazione di infissi ad alta tecnologia con elementi schermanti integrati.
- **Fiorita** Passive House a Cesena, edificio residenziale riqualificato con infissi ad alta prestazione e schermi solari mobili.
- **Casa sul Parco** a Fidenza (PR), edificio residenziale passive House di 4-5 piani con serramenti e sistemi per serramenti ad alte prestazioni e schermature solari.
- **WALGREENS** Net Zero Store- Illinois edificio del terziario premiato dall'ASHRAE per le soluzioni innovative di progetto e l'uso di componenti ad altissima prestazione.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] UNICMI –Rapporto sul mercato italiano dell'involucro edilizio 2016
- [2] IEA, 2015. Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- [3] RAEE- ENEA- 2015
- [4] «Union Glass,» Agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.unionglass.it/>
- [5] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), Global market outlook for photovoltaic 2014-2018, 2014
- [6] CRESME- Rapporto RIUSO 003 -Febbraio 2014
- [7] RdS/2015/ 90 Analisi delle proprietà e delle prestazioni di vetrate isolanti con schermature in intercapedine M.Zinzi, S. Agnoli
- [8] Il mercato italiano delle finestre e delle superfici vetrate, CISL, 2013
- [9] Solar energy system in achitecture, IEA SHC Task 41 Solar energy and architecture, F. Frontini, M. Munari Probst, A. Scognamiglio, C. Roecker, K. Farkas, M. L. e I. Zanetti, 2012.
- [10] RdS/2012/109- Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto - Caratterizzazione del parco immobiliare ad uso residenziale
- [11] EPS ECOLOGICO AIPE www.aipe.biz

ALTRE TECNOLOGIE

DESCRIZIONE TECNICA

Il monitoraggio delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera è stato riconosciuto da tutti i Paesi firmatari del documento finale della Conferenza di Parigi 2015 (COP21) come il caposaldo per un effettivo controllo dei cambiamenti climatici, su scala planetaria, e delle catastrofi ambientali associate ad un eccesso di CO₂ in atmosfera. Anche il mercato delle quote di CO₂, che è stato predisposto per calmierare le emissioni, richiede una valutazione quantitativa precisa delle emissioni. E' possibile distinguere le emissioni di anidride carbonica da processi di combustione di combustibili fossili (petrolio, metano, carbone) da quelle derivanti da sostanze biologiche (legna, biomasse, ecc.) unicamente misurando l'anidride carbonica con ¹⁴C, ¹⁴CO₂, che è un isotopo radioattivo del normale carbonio. Il ¹⁴C ha una vita media di circa 5700 anni, per cui non è presente nei combustibili fossili di origine molto antica. E' stato ormai confermato che l'utilizzo massivo di combustibili fossili sta causando il riscaldamento globale, mentre l'utilizzo di fonti bio non altera in modo significativo l'equilibrio globale, essendo "fisiologico" e non essendoci la disponibilità di enormi quantità come per i combustibili fossili accumulati per decine di milioni di anni nel sottosuolo.

Tra le tecnologie di misurazione più comune si segnalano: i rilevatori termici (utili soprattutto per determinare perdite di CO₂ da serbatoi o giacimenti di confinamento), i monitor a emissione continua (CEM) per la valutazione dell'efficienza di cattura e i spettrometri laser a diodi per le misure atmosferiche.

Recentemente in Italia, nei laboratori CNR, è stata messa a punto una tecnologia basata sulla spettroscopia laser di altissima precisione che consente dall'analisi di campioni gassosi di misurare le minime quantità di ¹⁴CO₂ presenti in natura (1 molecola di ¹⁴CO₂ ogni mille miliardi di molecole di anidride carbonica ordinaria). La tecnologia è già stata scientificamente validata, ha a tutt'oggi una sensibilità almeno 1000 volte maggiore delle migliori tecnologie alternative esistenti al mondo e potrà consentire la portabilità di strumenti di misura di altissima precisione in tutto il mondo. Il CNR ha già approvato la creazione di una società spin-off per l'ulteriore sviluppo di questa tecnologia di frontiera e per una sua rapida commercializzazione. La prima fase di ingegnerizzazione è già stata effettuata, rendendo la strumentazione sufficientemente miniaturizzata per essere trasportabile.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Le principali tecnologie di monitoraggio di CO₂ si basano sull'utilizzo di opportuni sensori che sfruttano la Radiazione Infrarossa IR o acceleratori per spettrometria di massa AMS (Accelerator Mass Spectrometry). La tecnologia sviluppata dal CNR presenta potenzialità di rilevamento uniche e al momento non eguagliate.

Nazionale

La tecnologia sviluppata dal CNR presenta potenzialità di rilevamento uniche e al momento non eguagliate.

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Esistono tecnologie di monitoraggio ormai ben consolidate. La tecnologia di sviluppo proprietaria CNR è stata validata in laboratorio (TRL 4).

RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnica proposta consente la misura ad altissima precisione delle emissioni di anidride carbonica imputabili ai processi di combustione relative a tutte le fonti energetiche e agli impianti che prevedano utilizzo di combustibili, consentendo la discriminazione tra combustione di sostanze di origine biologica e fossile, tra cui:

- Centrali a carbone/olio combustibile/metano
- Impianti industriali che fanno uso di combustori
- Inceneritori
- Autoveicoli a motore.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

Oltre al settore Ambientale, la tecnologia proposta può trovare applicazione nei settori:

- Biomedicale, per la sperimentazione del metabolismo di farmaci marcati con ^{14}C
- Sicurezza, per la estrema sensibilità a sostanze gassose anche diverse dall'anidride carbonica e a processi di trasmutazione atomica che alterano i rapporti isotopici naturali
- Patrimonio Culturale, per l'assoluta novità di un sistema laser compatto e trasportabile per la radiodazione di reperti.

■ POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il territorio nazionale non ha influenza sulla tecnologia.

■ IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Parametro non applicabile.

Emissioni CO_2/MWh

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio.

Emissioni CO_2/MWh evitate

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio

■ EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

Non si applica a questa tecnologia che è di monitoraggio.

■ PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

Le tecnologie di controllo emissioni attuali disponibili hanno un costo di installazione e di mantenimento a seconda dell'applicazione prevista. Nel caso della tecnologia brevettata CNR, i costi di ulteriore sviluppo della tecnologia sono quantificabili in circa 5 milioni di Euro. Quando completamente sviluppata, richiederà solo l'intervento saltuario di un operatore per la gestione. Il costo di ciascuno spettrometro è stimabile in circa 0.5 milioni di Euro e il rientro dagli investimenti è previsto nell'arco di 3-5 anni.

■ PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

Non valido per le tecnologie tradizionali. Le principali difficoltà nella tecnologia CNR sono riconducibili all'attuale carenza, su scala europea ma anche internazionale, di produttori di componenti ottici con le caratteristiche richieste (soprattutto specchi ad alta riflettività e basse perdite per radiazione infrarossa).

■ POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Ci sono importanti prospettive di impiego in ambito nazionale per la tecnologia CNR, trattandosi di una tecnologia portatile e molto trasversale dal punto di vista tematico. Si tratta di una tecnologia al momento unica sullo scenario internazionale e, come tale, adatta per l'impiego soprattutto di personale ad alta qualificazione.

Si riporta una stima del mercato globale su cui si inserirebbe la tecnologia in oggetto.

Stima del mercato annuale globale esistente per le analisi di ^{14}C (*):

- 110 strutture AMS (al 2012)
- 3500 analisi di ^{14}C per ogni struttura AMS
- 600 \$ prezzo medio per analisi, $110 \times 3500 \times 600 \$ = 210$ milioni \$ di ricavi

Esempio di budget di spesa per le analisi di ^{14}C :

- National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA): ~5 milioni \$ nel 2014

Stima dell'espansione nei prossimi anni del mercato annuale globale per le analisi di ^{14}C (*):

- radiodatazione: ~ 1.5 miliardi \$
- monitoraggio ambientale: ~ 1.5 miliardi \$
- petrolio e gas: ~ 1.2 miliardi \$
- monitoraggio di impianti/scorie nucleari: ~ 1.0 miliardi \$
- scienze della vita / biomedicale: ~ 1.0 miliardi \$
- difesa: ~ 1.0 miliardi \$
- alimentare: ~ 0.1 miliardi \$
- cattura e sequestro del carbonio: ~ 10.0 miliardi \$

TOTALE: ~ 17.3 miliardi \$ / anno

(*) Stima effettuata per conto CNR da un'azienda americana interessata alla commercializzazione della tecnologia SCAR.

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

In aggiunta a quanto riportato per il mercato nazionale, si fa presente che è possibile la realizzazione di filiere produttive, su scala italiana e internazionale, che potranno implicare la realizzazione dei singoli componenti, dell'intero sistema, dell'ingegnerizzazione e dell'ulteriore sviluppo scientifico e tecnologico del prototipo attuale, nonché di aziende operanti nei vari settori citati che potranno incorporare questa tecnologia. I prodotti, in termini di strumenti completi o di servizi, sono sicuramente di interesse di tutti i paesi, specialmente di quelli firmatari degli accordi sull'Ambiente alla Conferenza di Parigi del 2015.

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La misura di concentrazione di radiocarbonio è fondamentale per vari tipi di applicazioni. Questa viene fatta da opportuni centri di analisi dotati di macchinari AMS (acceleratori per spettrometria di massa) oppure direttamente dagli utenti finali che si sono dotati di uno strumento capace di soddisfare le loro esigenze (AMS o scintillatori liquidi-LSC). La possibilità di effettuare questo tipo di misura ha fatto sì che l'uso del radiocarbonio sia sempre più diffuso a livello globale, aumentando in maniera esponenziale la richiesta di misure di concentrazione di ^{14}C da parte degli utenti finali.

Il tipo di utente finale è quindi divisibile in due categorie, uno che desidera dotarsi di uno strumento di rivelazione di radiocarbonio per poter fare le misure autonomamente, l'altro che non ha i mezzi per dotarsi di uno strumento e deve usufruire di centri di analisi. La prima categoria necessita di uno strumento che abbia, oltre a caratteristiche di analisi adeguate alla loro esigenza, costi di esercizio bassi, un ingombro relativamente piccolo e facilità di impiego. La seconda categoria ha necessità di risposte in tempi brevi, con costi bassi e possibilmente con vicinanza geografica, per rendere più agevole l'utilizzo dei campioni e la discussione dei risultati.

La stima del bacino potenziale degli utenti finali dello strumento commerciale è di oltre 9000 clienti. Tale stima è stata fatta da un'azienda americana interessata alla commercializzazione della tecnologia SCAR. Le caratteristiche di ^{14}C -SCAR rendono lo strumento ideale per coprire le esigenze dei potenziali utenti finali di svariate tipologie, come ad esempio medie/grosse imprese private, laboratori di ricerca e università.

I potenziali clienti della tecnologia ppqSense sono aziende di grosse dimensioni, come ad esempio le compagnie petrolifere che producono biocarburanti o le aziende leader nel settore della strumentazione scientifica e analitica, interessate alla produzione industriale di questa nuova classe di spettrometri e al nuovo bacino potenziale di applicazioni.

Potenziali utenti finali a livello nazionale di questa tecnologia sono gli attuali utilizzatori dei servizi di misura di concentrazione di radiocarbonio (tipicamente per la datazione di reperti) perché più competitiva rispetto ai centri di analisi ad oggi esistenti basati su grandi installazioni (AMS) con costi elevati e tempi lunghi di misura.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

- Industrie petrolifere interessate alla produzione e conseguente certificazione di biocarburanti o alle tecniche di segregazione dell'anidride carbonica
- Soggetti pubblici o privati interessati alla verifica delle emissioni in impianti di incenerimento dei rifiuti; al controllo delle emissioni in ambito urbano o industriale
- Aziende interessate allo sviluppo di sistemi di rivelazione di sostanze gassose ad altissima sensibilità
- Aziende legate al settore della Sicurezza
- Soggetti, operanti nel settore Patrimonio Culturale, interessati a sistemi portatili per la datazione di reperti.

Sviluppo della tecnologia

I settori potenzialmente coinvolti nella futura filiera di produzione sono:

- Lavorazioni meccaniche e sistemi per il vuoto
- Aziende per lo sviluppo di apparecchiature elettroniche
- Aziende che sviluppano sistemi laser compatti
- Aziende operanti nel campo dell'ottica, con particolare riguardo alla regione spettrale infrarossa.

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

Diversi sono gli attori impegnati in tecniche di rilevamento di anidride carbonica. Il CNR rappresenta in questo settore una sicura eccellenza sia per la sua capacità di sviluppare metodologie di analisi sia per le tante attività compiute all'interno dei suoi istituti nel campo della fisica e chimica dell'atmosfera.

BEST PRACTICES

La tecnologia brevettata CNR è un esempio di best practice internazionale su queste tematiche.

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] Molecular gas sensing below parts per trillion: radiocarbon-dioxide optical detection", Phys. Rev. Lett. 107, 270802 (2011)
- [2] The ν_3 band of $^{14}\text{C}^{16}\text{O}_2$ molecule measured by optical-frequency-comb-assisted cavity ring-down spectroscopy [Invited article]", Mol. Phys. 109, 2267 (2011)
- [3] All-optical radiocarbon dating", Opt. Photon. News 23, 52 (2012)
- [4] Optical detection of radiocarbon dioxide: first results and AMS intercomparison", Radiocarbon 55, 213 (2013)
- [5] Theory of saturated-absorption cavity ring-down: radiocarbon dioxide detection, a case study", J. Opt. Soc. Am. B 32, 2223 (2015)



ISBN 978-88-8286-349-4