AIRI - ASSOCIAZIONE ITALIANA PER LA RICERCA INDUSTRIALE

LE INNOVAZIONI DEL PROSSIMO FUTURO

XI EDIZIONE 2025

ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE





Airi
ASSOCIAZIONE ITALIANA PER LA RICERCA INDUSTRIALE
50 1974-2024

AGRA

AIRI - ASSOCIAZIONE ITALIANA PER LA RICERCA INDUSTRIALE

Airi – Associazione Italiana per la Ricerca Industriale, rappresenta da 50 anni un punto di riferimento per il sistema italiano della ricerca industriale.

Dal 1974 opera come associazione senza scopo di lucro con l'obiettivo di sostenere la ricerca, l'innovazione, lo sviluppo tecnologico e il relativo trasferimento di conoscenze e promuove un'innovazione che contemperi il valore economico, il valore ambientale e quello sociale.

Rappresenta e supporta un'ampia rete di soci tra Industrie, PMI, Enti di ricerca pubblici, Università, Organismi di ricerca e Società di consulenza, permettendo lo scambio di esperienze e di buone prassi nella ricerca industriale.

Questa significativa rappresentatività fa di Airi opinion leader e interlocutore autorevole per gli orientamenti tecnologici nelle politiche della ricerca, per l'adeguata gestione e attuazione del sostegno pubblico, e più in generale per la più ampia diffusione della cultura della ricerca industriale italiana.

www.airi.it

LE INNOVAZIONI DEL PROSSIMO FUTURO

XI EDIZIONE

UNA PUBBLICAZIONE DEL GRUPPO DI LAVORO AIRI TECNOLOGIE PRIORITARIE

ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE

PARTE 1: PROFILO DI SETTORE
PARTE 2: SCENARI TECNOLOGICI

AIRI - ASSOCIAZIONE ITALIANA PER LA RICERCA INDUSTRIALE

LE INNOVAZIONI DEL PROSSIMO FUTURO
XI edizione Settore: Energia e decarbonizzazione

ISBN 978-88-98935-69-7
copyright © 2025 Airi
Associazione Italiana per la Ricerca Industriale
viale Aventino, 102 00153 Roma tel +39 068848831 e-mail info@airi.it www.airi.it

finito di stampare
nel mese di marzo 2025
Realizzazione editoriale
Airi
progetto grafico
Goodlab srl (www.goodlab.it)



Edizioni:
Agra Editrice srl, Roma (www.agraeditrice.it)



Disponibile in versione online su
www.airi.it



Attribuzione-Non Commerciale-Non Opere Derivate 4.0
https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/

indice - profilo di settore

PREFAZIONE 9

INTRODUZIONE 10

MEMBRI DEL GRUPPO DI LAVORO 15

INTRODUZIONE 19

SCENARIO INTERNAZIONALE 23

SCENARI FUTURI DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA 31

EFFETTI SULL'OCCUPAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIE RINNOVABILI 35

LE STRATEGIE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE E DECARBONIZZAZIONE IN EUROPA ED IN ITALIA 37

L'INNOVAZIONE ITALIANA NEL SETTORE ENERGIA RINNOVABILE E DECARBONIZZAZIONE 41

GLI SCENARI TECNOLOGICI 43

indice - scenari tecnologici

RINNOVABILI **51**

1 Sistemi a concentrazione solare (CSP, CST) **53**

2 Minieolico **61**

3 Eolico Floating Offshore **69**

ACCUMULO DELL'ENERGIA **79**

4 Serbatoi di idrogeno gassoso in composito di tipo V per la mobilità sostenibile **81**

5 BESS (Battery Energy Storage Systems) **89**

6 Accumulo di energia termica alimentato da solare a concentrazione e altra fonte energetica rinnovabile **97**

7 Stoccaggio e Trasporto H2 **105**

8 Stazioni di rifornimento dell'idrogeno (Hydrogen Refuelling Stations, HRS) **113**

9 Pompe di calore ad alta temperatura **119**

SOLUZIONI DIGITALI **127**

10 Smart Grid **129**

PRODUZIONE PER USO DI IDROGENO **139**

11 Elettrolizzatori a bassa temperatura per la produzione di idrogeno "verde" **141**

12 Produzione di idrogeno "verde" attraverso l'applicazione della tecnologia solare a concentrazione **147**

13 Waste-to-Hydrogen (WtH) **153**

14 Membrane di Separazione Idrogeno **163**

15 Celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabili **169**

indice - scenari tecnologici

MATERIALI AVANZATI E SOSTENIBILI PER L'ENERGIA **177**

16 Celle solari tandem perovskite/silicio **179**

USI FINALI **183**

17 Produzione di Low Carbon Fuels **185**

18 Cattura della CO_2 post-combustione **193**

19 Cattura diretta della CO2 dall'aria (Direct Air Capture, DAC) **199**

20 Stoccaggio e Trasporto CO2 **205**

21 Robot di Ispezione e Manutenzione degli Impianti **215**

22 Droni a idrogeno **229**

23 Turbine a gas alimentate con miscele combustibili a elevato contenuto di idrogeno **237**

24 I motori bifuel **247**

25 Micro-cogeneratori a Celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabili **263**

26 Forni industriali a idrogeno **269**

Prefazione

Da oltre 25 anni, Airi coinvolge manager e ricercatori provenienti da alcune delle principali imprese, centri di ricerca e università Italiane per discutere su quali siano le tecnologie ad alto impatto socioeconomico destinate a trasformare il sistema paese.

Giunto alla XI edizione, il lavoro Airi "Le Innovazioni del Prossimo Futuro" è uno studio di *technology assessment* e *foresight* unico a livello nazionale: un quadro aggiornato degli scenari tecnologici che contribuiranno, nel breve-medio periodo e in maniera trasversale e abilitante, all'innovazione nei principali settori produttivi nazionali.
Dieci settori e 130 scenari tecnologici che fotografano la ricerca industriale italiana, che da sempre ha una significativa vocazione all'esportazione della propria tecnologia nel mondo.
Il presente volume monografico è dedicato al settore dell'energia e decarbonizzazione, a metà del 2025 sarà pubblicato il volume complessivo.

La tecnologia è oggi un fattore determinante per la competitività del sistema paese. L'impegno continuo in Ricerca e Innovazione aiuta le imprese ad adattarsi alle rapide dinamiche del contesto socioeconomico.
Lo studio si propone come una guida per i *decision-maker* di istituzioni, industrie, investitori per anticipare e comprendere quale sarà il nostro futuro tecnologico e gli impatti più significativi attesi su tutta la nostra società.
Molte le tecnologie ad alto impatto identificate nel tempo dalla analisi Airi. Si ricordano ad esempio gli impieghi avanzati delle biomasse per uso industriale ed energetico, le tecnologie di riciclo delle materie prime, automazione e tecnologie digitali per il monitoraggio ambientale e l'efficienza energetica, le tecnologie di conversione e valorizzazione della CO2, già presenti a partire dal 2012 e che si ritrovano anche in questa edizione, in forma più avanzata e diversificata.

Le scelte di oggi determineranno la posizione del sistema paese nelle diverse catene del valore globali per i prossimi anni (leader o follower). L'obiettivo è stimolare una riflessione puntuale sulle priorità, le risorse, gli strumenti più opportuni per promuovere uno sviluppo sostenibile a livello sociale, ambientale ed economico. Per un futuro tecnologico significativo è necessario lavorare insieme - istituzioni, imprese e ricerca pubblica – per comprendere e condividere gli asset e le risorse su cui investire.

In conclusione, vorrei fare un sentito ringraziamento ai coordinatori di settore, ai numerosi esperti, ai soci e non soci, ed allo staff Airi, che hanno messo a disposizione il loro tempo e le loro competenze. Senza di loro, la loro apertura e le loro intuizioni non sarebbe stato possibile realizzare questo studio.

Andrea Bairati, Presidente Airi

Introduzione

Il Rapporto «Le Innovazioni del prossimo futuro», giunto all'undicesima edizione, riporta a cadenza regolare dal 1995 le previsioni tecnologiche che Airi elabora grazie al contributo delle imprese, degli enti di ricerca, delle istituzioni finanziare associati, in collaborazione con qualificati partner pubblici e privati. È uno studio di *technology assessment* e di f*oresight* che svolge un'analisi di tecnologie e famiglie di tecnologie ad alto impatto socioeconomico su dieci settori produttivi di rilievo per l'economia nazionale. L'analisi di tipo verticale (per settore) viene poi integrata da una valutazione complessiva (orizzontale) delle sinergie, convergenze e trasversalità delle tecnologie selezionate lungo tutti i settori produttivi.

Come nella precedente edizione, pur mantenendo la tradizionale impostazione per settori produttivi, abbiamo diviso il rapporto in due parti: nella prima analizziamo la posizione della ricerca industriale italiana rispetto alla competitività globale e la relazione tra sviluppo tecnologico e sostenibilità; nella seconda illustriamo le azioni e gli investimenti che il nostro sistema industriale sta definendo, anche in collaborazione con gli attori più significativi della ricerca pubblica.

I settori che analizziamo in questa edizione sono dieci: Ambiente e transizione circolare, Costruzioni, Chimica e Materiali, Energia e Decarbonizzazione, Farmaceutica, Meccatronica, Microelettronica e semiconduttori, Tecnologie Digitali, Trasporti e Mobilita, Spazio.

Per ogni settore, sono riportati il quadro o profilo generale che lo caratterizza (imprese, mercato, occupazione, tendenze e criticità, impatti socioeconomici, investimenti in R&S) e gli scenari tecnologici (descrizione, motivazioni per lo sviluppo, stato dell'arte, risorse economiche necessarie) sui quali il sistema della ricerca industriale italiana intende concentrare risorse economiche e intellettuali nel breve-medio periodo.

La definizione di tecnologie prioritarie

Le tecnologie prioritarie sono definite come tecnologie ad alto impatto socioeconomico per il tessuto imprenditoriale e l'economia nazionale. Sono tecnologie abilitanti e sistemiche su catene del valore legate a uno o più settori produttivi, caratterizzate da un rilevante impatto rispetto a una o più delle seguenti dimensioni:

industriale (investimenti, capacità abilitante), politico ed economico (es. competitività, lavoro, politiche di investimento), sostenibilità etico, sociale e ambientale, implicazioni legali (es. necessità o capacità di rispondere a sfide e driver normativi).

I criteri di selezione

Abbiamo individuato oltre 130 tecnologie su dieci settori produttivi analizzati , quasi sempre presentate e raggruppate in scenari tecnologici che fungono da famiglia di riferimento o cluster, attraverso i seguenti criteri:

- Impatto politico ed economico
- Impatto industriale
- Innovatività e time to market
- Impatto etico, legale, sociale e ambientale

Il nostro obiettivo è stato di identificare tecnologie e famiglie di tecnologie con un carattere abilitante per una o più catene del valore e sistemi dell'innovazione. L'orizzonte applicativo o di lancio della ricerca che mette a punto la tecnologia è nel breve medio termine (indicativamente 1 -3 anni, anche a seconda delle caratteristiche del settore), pur non trascurando eventuali tecnologie dirompenti con un ciclo di sviluppo più lungo.

Le tecnologie individuate nelle precedenti edizioni sono state utilizzate come uno dei riferimenti iniziali dello studio, riconoscendo il valore che hanno i dati storici nella validità e affidabilità degli studi *foresight* (la presenza di un ambito tecnologico nel corso di più edizioni dello studio, nelle sue diverse declinazioni e livelli di sviluppo, ne conferma l'importanza).

A chi è rivolto lo studio?

La pubblicazione è rivolta a direttori e manager della ricerca pubblici e privati, ricercatori, istituzioni, investitori, *opinion leader*. Il nostro obiettivo è fornire una guida per le strategie e gli investimenti privati e pubblici in ricerca e innovazione e stimolare una riflessione sulle priorità, le risorse, gli strumenti più opportuni per promuovere uno sviluppo sostenibile a livello sociale, ambientale ed economico.

La metodologia

Lo studio è realizzato mediante l'impegno diretto di esperti della rete Airi, soci e non soci, che nel loro insieme hanno competenze approfondite e riconosciute in relazione

sia ai settori produttivi sia alle diverse tecnologie trattate.

Le attività iniziano con la scelta dei coordinatori dello studio, indicativamente due per settore, nominati in accordo con il Consiglio Direttivo di Airi. Viene costituito quindi il Board dei coordinatori settoriali, che rappresenta il primo nucleo del Gruppo di Lavoro (GdL) Tecnologie Prioritarie. Il coordinamento del GdL è a cura di Airi.

Prima fase: Gruppo di Lavoro e selezione delle tecnologie

Il Gruppo di Lavoro, composto inizialmente dai coordinatori, svolge una prima analisi delle tecnologie da trattare. Vengono considerate diverse fonti, quali piani strategici di sviluppo a livello industriale e politiche per la ricerca e innovazione europee e nazionali. Come dato storico si utilizza il catalogo delle tecnologie trattate nell'edizione precedente (2020). Il coinvolgimento della compagine associativa permette di raccogliere suggerimenti per definire il nuovo catalogo delle tecnologie e gli esperti da coinvolgere.

Vengono riviste le definizioni, la struttura, i modelli da utilizzare per lo svolgimento dello studio.

I risultati della prima fase sono un primo catalogo di tecnologie suddivise per settore, un elenco di esperti collegati a tali tecnologie e settori, delle linee guida condivise per la preparazione dello studio.

Seconda fase: Elaborazione dei profili di settore e degli scenari tecnologici.

I lavori vengono svolti principalmente a livello settoriale. Sulla base del catalogo di tecnologie selezionate nella prima fase, coordinatori ed esperti di ciascun settore si incontrano ed elaborano una versione sintetica degli scenari tecnologici. Il Board dei coordinatori supervisiona regolarmente il programma di attività e fornisce eventuali suggerimenti sulle scelte prese a livello settoriale. Il processo è iterativo, durante l'analisi è possibile rivedere, eliminare o aggiungere tecnologie ed includere, ove necessario, altri esperti.

Il risultato della seconda fase è una prima versione del profilo di settore e degli scenari tecnologici.

Terza fase: Revisione ed integrazione

Il GdL svolge un'attività di revisione complessiva dal punto di vista sia tecnico-scientifico sia editoriale. L'obiettivo è di arricchire ed integrare i singoli scenari e

valutare sovrapposizioni e sinergie tra i diversi settori. Si cerca inoltre, per quanto possibile data la diversità dei temi affrontati e le diverse esigenze settoriali in termini di granularità e di tempi, di dare uniformità al lavoro nel suo complesso.
Il profilo di settore e gli scenari tecnologici vengono rivisti e finalizzati. Il risultato sono le bozze finali del lavoro. Viene infine svolta una revisione editoriale dei singoli capitoli e preparato l'impaginato finale.
Il processo sopra riportato è indicativo e alcune fasi del lavoro sono svolte in parallelo. I lavori di preparazione dell'intero volume, comprensivo dei dieci settori produttivi, si svolgono in un periodo di circa due anni.
Questa edizione dello studio Airi ha coinvolto oltre 180 esperti, tra coordinatori e membri dei gruppi di lavoro settoriali, che sono riportati nelle prime pagine dei capitoli relativi a ciascuno dei diversi settori.
Per la presente edizione, si è scelto di pubblicare in anteprima alcuni dei settori nella forma di volume monografico.

Le limitazioni dello studio

Il lavoro è il risultato delle competenze e della visione di Airi e degli esperti coinvolti nello studio, che determina la tipologia e ampiezza degli ambiti trattati, tra cui in particolare la scelta dei settori e degli scenari tecnologici.
A titolo di esempio, in questa edizione non viene trattato in maniera approfondita il settore agroalimentare (se non come ricaduta di alcune tecnologie settoriali), che invece è di evidente rilievo per l'economia nazionale.
L'approfondimento dei temi trattati è limitato dalla necessità di contenere sia la lunghezza sia l'impegno richiesti dallo studio, anche considerata la partecipazione a carattere volontario di tutti gli esperti coinvolti.
Sono utilizzati dati provenienti da un numero selezionato e limitato di fonti bibliografiche, sia pubbliche sia provenienti da dati interni delle aziende e centri di ricerca coinvolti, che coprono l'intero spettro dei settori selezionati ma che non si possono considerare esaustive.
I contenuti e le opinioni espresse sui possibili scenari di sviluppo tecnologico per il sistema paese rimangono un esercizio di analisi, deduzione e previsione, come tale soggetto a variabilità ed imprecisioni.

I contenuti

Lo studio analizza una parte rilevante del portafoglio tecnologico del sistema paese. Per ogni settore, viene riportato il quadro o profilo generale che lo caratterizza (imprese, mercato, occupazione, tendenze e criticità, impatti socioeconomici, investimenti in R&S) e gli scenari tecnologici (descrizione, motivazioni per lo sviluppo, stato dell'arte, risorse economiche necessarie) sulle quali il sistema della ricerca industriale italiana intende concentrare risorse economiche ed intellettuali nel breve-medio periodo.

È prevista la pubblicazione delle analisi dei dieci settori sia in forma integrale in due volumi (volume 1, profilo di settore; volume 2, scenari tecnologici), sia in pubblicazioni monografiche (per settore).

Il presente volume rappresenta la pubblicazione settoriale dello studio relativa al settore Energia e Decarbonizzazione.

ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE

MEMBRI DEL GRUPPO DI LAVORO

COORDINATORI

ENEA	**Giulia Monteleone, Giovanni Francesco Lista**
FONDAZIONE BRUNO KESSLER	**Luigi Crema**

ESPERTI

ENEA	**Nadia Cerone, Simona De Iuliis, Ramiro dell'Erba, Paola Delli Veneri, Antonio Di Pietro, Antonio Donatelli, Walter Gaggioli, Eugenio Giacomazzi, Michela Lanchi, Giuseppe Messina, Michele Migliarese Caputi, Salvatore Paolini, Valeria Russo, Vincenzo Sabatelli, Giovanni Sau, Carlo Tebano, Luca Turchetti, Maria Valenti, Francesco Vellucci**
CETMA	**Alessandro Marseglia**
CNR ITAE	**Antonino Aricò**
FONDAZIONE BRUNO KESSLER	**Matteo Testi, Edoardo Gino Macchi**
INNOVHUB SSI	**Angelo Lunghi**
POLITECNICO DI MILANO	**Luca Lietti**
POLITECNICO DI TORINO	**Andrea Lanzini, Daniele Ferrario, Antonio De Padova, Romano Borchiellini**
RINA CONSULTING	**Natalia Pierozzi, Luigi Francesco Di Vito, Filippo Cirilli**
SNAM SPA	**Dina Lanzi**
UNIVERSITÀ DI PISA	**Lorenzo Ferrari, Guido Francesco Frate, Chiara Galletti, Isabella Pecorini**
AIRI	**Francesco Salvato, Andrea Porcari**



SETTORE

ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE

PROFILO DI SETTORE

INTRODUZIONE

Dal 1992, Summit della Terra di Rio, alla COP 29, tenutasi in Azerbaijan nel novembre 2024, le varie conferenze internazionali hanno dimostrano l'attenzione dei Governi e della società ai cambiamenti climatici e per l'impatto che tali cambiamenti comportano, in primis sulla qualità della vita delle specie viventi del pianeta.

In questo quadro la produzione sostenibile di energia a supporto di tutte le attività umane è un problema di vitale interesse come mostrato in fig. 1 per la EU ed in fig. 2 nel mondo. La produzione di energia rappresenta, da sola, circa un terzo delle emissioni globali e in modo indiretto ma sostanziale concorre alle emissioni degli altri settori economici.

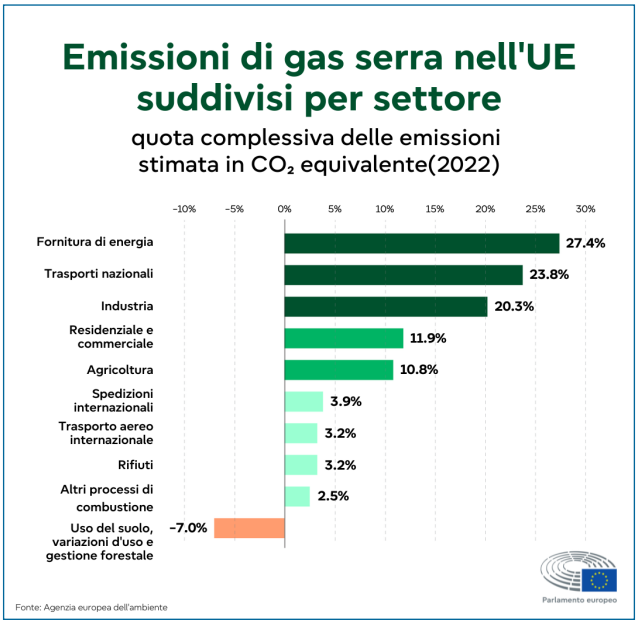


Figura 1: Emissioni globali di gas serra per settore in EU

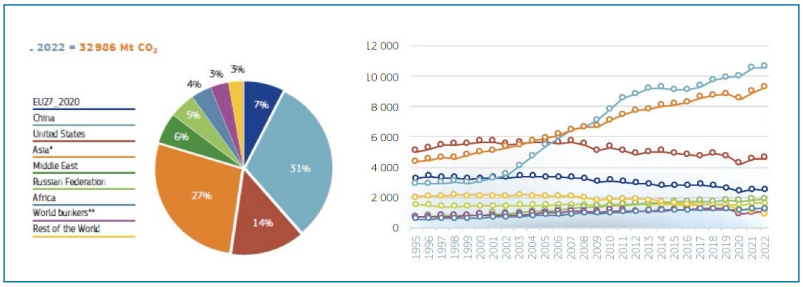


Figura 2: Emissioni di CO2 nel mondo per regione. Fonte: EU Energy Statistical Pocketbook 2024

La grande sfida è quella di ridurre l'emissione in atmosfera di gas serra[1], cioè di quei gas che determinano accumulo di energia, proveniente dal sole, all'interno dell'atmosfera terrestre e ne impediscono la fuoriuscita determinando un aumento della temperatura. Nel 2022, le emissioni di gas serra generate dalle attività economiche hanno raggiunto 32.9 B tonnellate di CO2 equivalente, il 48% in più rispetto al 2000 nonostante l'attenzione posta per la loro riduzione (vedi fig. 2) in cui le rinnovabili hanno però ancora un ruolo marginale a livello globale (fig. 3).

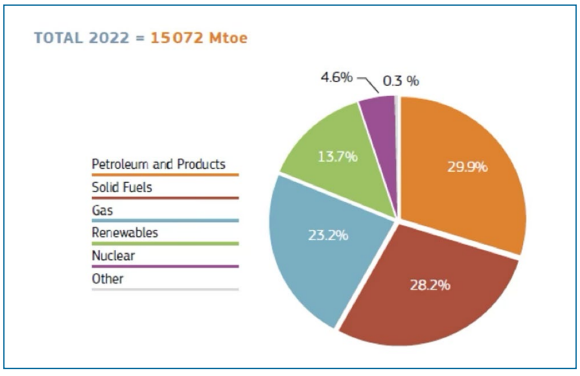


Figura 3: Produzione di energia nel mondo per tipo di sorgente. EU Energy Statistical Pocketbook 2024

[1] *https://www.europarl.europa.eu/topics/it/article/20230316STO77629/cambiamento-climatico-gas-a-effetto-serra-che-causano-il-riscaldamento-globale per la EU ed anche https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-overview*

La quota di emissioni CO2 equivalenti della EU sul totale mondiale era del 14% nel 2000 per diventare del 7.6% con una riduzione in termini assoluti di circa il 30% indice che mostra come gli sforzi intrapresi sono stati efficaci.
La legge sul clima[2] approvata dal Parlamento Europeo il 24 giugno 2021, ha reso giuridicamente vincolante l'obiettivo di ridurre le emissioni del 55%, rispetto al 1990, entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2050 ed il regolamento che recepisce agli accordi Parigi sul clima[3]. Questo implica delle conseguenze molto importanti e delle sfide tecnologiche molto impegnative nel campo della produzione, distribuzione e uso dell'energia nonché nei settori industriali che ne fanno uso, cioè tutti, che richiedono una costante attenzione da parte delle Autorità coinvolte.
La severità della sfida è evidente anche esaminando i soli dati nazionali come esempio. I dati ultimi del PNIEC 2024 (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima)[4] risultano per alcuni versi meno performanti rispetto ai dati del PNIEC 2019, ciò evidenzia che per perseguire gli obiettivi indicati nella legge europea sul clima, occorrono investimenti molto consistenti per le attività di R&S al fine di realizzare nuove tecnologie e rendere sempre più performanti quelle esistenti.

[2] *https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_it*

[3] *Regolamento EU 2018/1999 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/ALL/?uri=CELEX:32018R1999*

[4] *https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf*

SCENARIO INTERNAZIONALE

Il conflitto Russia-Ucraina ha messo in evidenza come la forte dipendenza delle forniture di fonti energetiche da un solo paese possa determinare gravi disagi anche a paesi non coinvolti direttamente nel conflitto. È sicuramente il caso dei Paesi Europei che hanno visto diminuire le forniture di gas russo e di contro aumentare i prezzi generando non poche difficoltà all'interno della società europea[5].
Quindi in un contesto così complesso ed interdipendente, è assolutamente necessario un incremento della diversificazione sia delle aree di produzione delle fonti energetiche sia delle fonti stesse proprio per evitare, o comunque contenere in limiti accettabili, i possibili rischi di dipendenza energetica e di sicurezza delle forniture.
Il progresso tecnologico che accompagna questa nostra era, consente di incrementare la produzione dell'energia proveniente da fonti energetiche rinnovabili, grazie soprattutto ai progressi nell'efficientamento dei dispositivi di produzione, ed allo stesso tempo di incrementare le possibili riserve di petrolio e gas, grazie alle continue scoperte, anche in aree cosiddette di frontiera – quali acque ultra profonde, zone artiche, bacini non convenzionali – costose e tecnicamente più complesse da sfruttare.
I dati contenuti nel rapporto concernente il "Monitoraggio globale dell'estrazione di petrolio e gas"[6] indicano che nel 2023 sono stati approvati almeno altri 20 giacimenti autorizzando l'estrazione di 8 miliardi di barili di petrolio equivalente (boe). Entro la fine di questo decennio, alle compagnie mirano ad avere il benestare per l'estrazione di un valore totale pari a 4 volte quello del 2023 e precisamente 31.2 miliardi di barili di petrolio equivalente in 64 nuovi centri di estrazione.
Le fonti rinnovabili, pur contribuendo ancora in modo limitato al soddisfacimento della domanda globale di energia, hanno registrato una tendenza in continuo aumento del loro contributo.
Nel 2023, secondo dati IRENA[7] contenuti nel rapporto Renewable Capacity Statistics, pubblicato da IRENA il 27 marzo 2024, i maggiori aumenti si sono registrati in Asia, in Europa ed USA.

[5] *Un'analisi recente sulle sfide EU in tema di energia è contenuta in https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?filename=The%20future%20of%20European%20competitiveness_%20In-depth%20analysis%20and%20recommendations_0.pdf*

[6] *https://globalenergymonitor.org/it/press-release/fourfold-increase-in-new-oil-and-gas-fields-to-push-climate-further-from-1-5c-pathway/#:~:text=I%20dati%20in%20Monitoraggio%20globale,di%20petrolio%20equivalente%20(boe)*

[7] *https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2024.pdf*

Il rapporto riporta che alla fine dell'anno 2023 a livello globale si produceva energia da fonti rinnovabili pari a 3870 GW, con un aumento di energia rinnovabile di 473 GW, vale a dire del 13,9%. Complessivamente, le energie solare ed eolica dominano la classifica mondiale della produzione di energia rinnovabile ed insieme rappresentano il 97,6% di tutti gli aumenti netti di rinnovabili nel 2023.

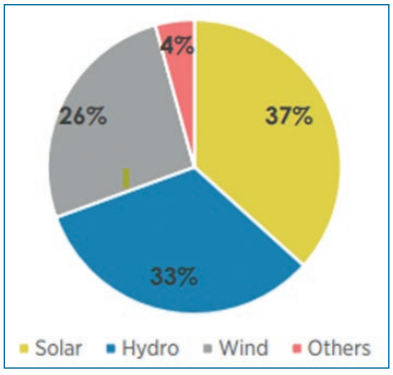


Figura 4: Tipi di produzione energia da fonti rinnovabili[8]

In particolare, gli incrementi delle rinnovabili hanno visto un aumento di 71,2 GW (+10%) in Europa mentre in Nord America di 34,9 GW (+7%). In Africa c'è stato un aumento di 2,7 GW (+4,6%). L'Asia ha realizzato il maggior incremento anche durante il 2023 pari al 69,3% del totale, incrementando la sua produzione di 327,8 GW. In Sud America si è registrato un aumento della capacità totale di 22,4 GW (+8,4%). L'Oceania ha avuto un'espansione pari a 5,5 GW (+9,4%).
Riguardo agli incrementi delle varie fonti di energia rinnovabili, lo stesso rapporto IRENA del 2024 riporta che gli aumenti più significativi si sono avuti per l'Energia Solare (+346 GW pari a 32,2%) per l'Energia Eolica (+116 GW pari al +12,9%) per l'Energia idroelettrica (+7,0 GW pari al + 0,6%).
Per la Bioenergia si è avuto un aumento di 4,4 GW marcando un rallentamento della crescita rispetto agli anni precedenti quando si era avuto un aumento di 8,1

[8] *Fonte IRENA https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2024.pdf*

e 7,6 GW rispettivamente. L'elettricità rinnovabile off-grid ha visto un incremento di 0,6 GW nel 2023 (+4,6%) raggiungendo nel 2023 la capacità totale di 12,7 GW Più modesto l'incremento di energia geotermica pari a 0,2 GW.

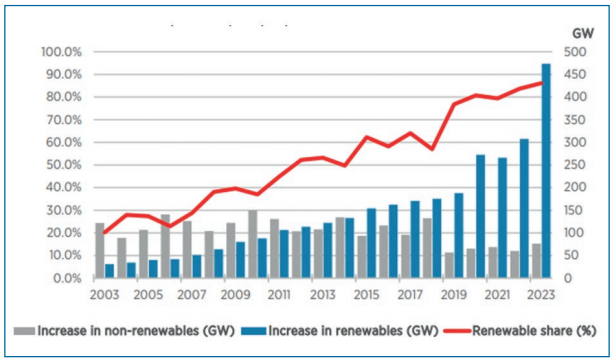


Figura 5: Variazione della produzione di energia rinnovabili[9]

Il tema correlato all'utilizzo delle varie fonti energetiche è ovviamente quello delle emissioni in atmosfera dei cosiddetti gas climalteranti e delle conseguenze sull'andamento climatico.

L'implementazione delle tecnologie pulite sta accelerando in diversi settori ed oggi in un numero crescente di paesi, l'elettricità proveniente da rinnovabili è più economica rispetto all'elettricità da fossili (fig. 6).

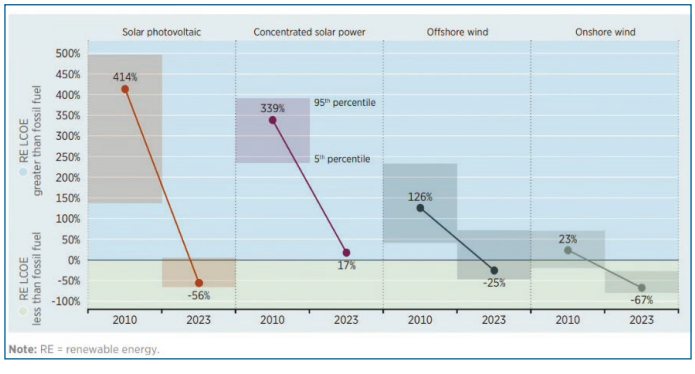


Figura 6: Costi energia rinnovabile rispetto alle fonti fossili[10]

[9] Fonte IRENA https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2024.pdf

[10] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewabl_power_generation_costs_in_2023.pdf

L'aumento della capacità energetica dovuta alle rinnovabili è passato dal 37% del 2010 all'86% del 2023. La collaborazione a livello internazionale sarà fondamentale per raggiungere l'obiettivo prefissato.

- Attualmente il solare e l'eolico si stanno espandendo raddoppiando la propria produzione ogni 3,5 anni. Se questa tendenza sarà mantenuta, si raggiungerà, per le due tipologie, una capacità installata di 8 TW entro il 2030. Gli scenari per "zero emissioni" prevedono una capacità totale di 11 TW[11].
- L'energia idroelettrica è la principale fonte rinnovabile di energia elettrica prodotta al mondo e si prevede che resterà tale per il prossimo decennio quando la sua produzione sarà superata dalla produzione di energia eolica e fotovoltaica. Attualmente la produzione di energia idroelettrica è pari alla somma della produzione di energia da parte di tutte le altre rinnovabile messe insieme. La produzione idroelettrica nel 2022, ha raggiunto i 4.185 TWh. Nello scenario NZE[12], energia idroelettrica mantiene un tasso di crescita medio annuo della generazione di circa il 4% nel 2023-2030 per fornire circa 5.500 TWh di elettricità all'anno. E' fondamentale riconoscere le centrali idroelettriche come il fulcro della produzione di energia pulita del futuro e per questo bisognerebbe intervenire in particolare nel settore delle autorizzazioni al fine di rendere le procedure affidabili ma più snelle e garantire la sostenibilità dei progetti[13].
- L'energia geotermica è una forma di energia poco sfruttata ma che ha delle caratteristiche molto importanti. Andando in profondità nella crosta terrestre si troverà un aumento di temperatura pari a 30 °C/Km (gradiente geotermico), l'energia geotermica viene resa in modo naturale attraverso i geyser o i soffioni oppure attraverso i pozzi geotermici. Attualmente solo l'1% della produzione mondiale di energia è di tipo geotermico. Si ritiene che con adeguate politiche di sostegno, tale forma di energia potrà essere incrementata per dare un contributo significativo alla produzione globale di energia pulita.

[11] *IEA, IRENA e UN Climate Change High-Level Champions (2023), Breakthrough Agenda Report 2023, IEA, Parigi*

[12] *Net Zero Emissions by 2050 della IEA*

[13] *https://www.hydropower.org/publications/2024-world-hydropower-outlook*

Si fa notare come in questa pubblicazione non sono stati previste contributi specifici riguardanti queste due forme di energia poiché il loro sviluppo è legato principalmente a scelte su investimenti volti ad aumentare il numero delle installazioni ma usando sostanzialmente tecnologie esistenti.

In questo già complesso scenario, il gruppo di lavoro Airi ha ritenuto opportuno non trascurare per completezza una ulteriore fonte energetica ampiamente dibattuta in questi ultimi anni, il nucleare. A causa della complessità della sfida, richiederebbe una trattazione approfondita in un documento dedicato che dibatta gli scenari e le tecnologie innovative specifiche atte a rendere possibile il suo uso esteso, la sua produzione e trasporto con scelte tecniche e decisioni politiche molto rilevanti.
La scelta del gruppo di lavoro è stata di fornire per il nucleare solo un sintetico approfondimento delle peculiarità della scelta.

Le tecnologie nucleari

Le analisi modellistiche mostrano che in uno scenario di decarbonizzazione il nucleare permetterebbe di realizzare un sistema elettrico economicamente competitivo grazie alla sua la capacità -dispacciabilità- di contribuire alla regolazione e distribuzione dell'energia elettrica nella rete, garantendo che la produzione e il consumo di energia siano sempre bilanciati.
Le difficoltà di garantire la sicurezza del sistema elettrico aumentano infatti in modo non lineare quando la quota coperta dalle fonti rinnovabili variabili supera una certa soglia. Oltre quella soglia aumentano in modo non lineare anche i costi totali di sistema. Il "value-adjusted LCOE"[14], che include il "valore di sistema" delle tecnologie (contributo in termini di adeguatezza e flessibilità), nel caso di solare ed eolico tende a salire con l'aumento della loro quota nel sistema, per via dell'incremento dei costi di sistema da esse determinato, mentre tende a scendere nel caso di introduzione nel mix energetico del nucleare e di altre risorse simili a basse emissioni di CO_2.

[14]Il costo livellato dell'elettricità (LCOE) è il rapporto tra l'energia totale prodotta dal sistema energetico per costruirlo e gestirlo durante il suo ciclo di vita e il costo totale medio del sistema durante tale ciclo di vita.

I grandi investimenti, sia pubblici che privati, che stanno convergendo sulla tecnologia della fusione, potrebbero dare un'accelerazione allo sviluppo ed accorciare sensibilmente i tempi di commercializzazione delle centrali a fusione rispetto alla previsione attuale, che secondo la maggioranza degli esperti del settore, va ben oltre la metà del secolo. La Road Map europea per l'energia da fusione[15] prevede la realizzazione del primo prototipo di reattore a fusione (DEMO) all'inizio della seconda metà del secolo. L'Italia è uno dei principali membri del Consorzio ed è presente con una compagine di 20 soggetti, fra università, consorzi, istituti di ricerca e industrie, coordinata da ENEA. In Italia, inoltre, si sta costruendo la DTT Facility, un impianto da 600 M€ previsto dalla Road Map europea, che, assieme a ITER, permetterà di risolvere le problematiche ancora aperte e di progettare e realizzare nei tempi previsti il reattore dimostrativo DEMO. Ciononostante, la maggioranza della comunità scientifica internazionale ritiene che i reattori a fusione potranno diventare impianti commerciali che possano essere gestiti con affidabilità e continuità solo nella seconda parte del secolo.

Nel 2022 la fissione nucleare è stata la seconda fonte di produzione di energia elettrica carbon free nel mondo, superata solo dall'idroelettrico. Di recente la EU ha incluso l'energia nucleare nella tassonomia per le tecnologie energetiche per far parte della spina dorsale di un mix energetico a emissioni zero con un dispiegamento che potrebbe aver luogo nel prossimo decennio. Tutti i concetti oggi sviluppati hanno in comune la taglia, più piccola se confrontata con le centrali nucleari convenzionali (da pochi, a qualche centinaio, di MWe), e una progettazione che si pone come obiettivo la realizzazione di gran parte dell'impianto in una fabbrica per il successivo trasporto in sito (modularità). Le tecnologie nucleari avanzate possono essere classificate in 2 gruppi:

- Small Modular Reactors (SMR), che sfruttano la tecnologia dell'attuale flotta LWR (Gen III) su scala ridotta.
- Advanced Modular Reactor (AMR), derivati dalle tecnologie di quarta generazione, con nuovi sistemi di raffreddamento o combustibili innovativi per offrire prestazioni migliori e nuove funzionalità

[15] https://euro-fusion.org/eurofusion/roadmap/

(cogenerazione, produzione di idrogeno, gestione più semplice dei rifiuti nucleari).

In questa complessa prospettiva tecnica e politica, avranno ruoli chiave l'adozione dell'approccio di economia circolare, la pervasività della digitalizzazione e l'Internet of Things, la crescente diffusione di fonti rinnovabili e l'aumento della loro efficienza, la capacità di gestire reti elettriche complesse che collegano fonti di produzione elettrica diverse per taglia e tipo, lo storage della CO_2 o il suo impiego attraverso la conversione a e-fuel, lo storage di energia e la collaborazione internazionale mirata alla diffusione e sviluppo delle tecnologie pulite onde favorire una più rapida transizione verso un mondo carbon neutral.

La situazione italiana

L'invasione dell'Ucraina da parte della Russia ha determinato un cambio dello scenario dell'approvvigionamento energetico anche in Italia che ha dovuto far fronte alla riduzione delle importazioni di gas russo (dai 30 miliardi di m3 del 2021 agli 11 miliardi di m3 del 2022 fino ad arrivare ai 2.9 miliardi nel 2023, passando quindi da un valore pari al 40% del totale (2021) fino al 5% del 2023. Attualmente il maggior fornitore di gas è l'Algeria seguito dall'Azerbaijan, anche le importazioni di GNL, trasportato via nave ai rigassificatori, sono leggermente aumentate.

Riguardo ai consumi, nel 2023 il consumo di energia primaria è stato di 157 Mtep, in riduzione del 2,5% rispetto al 2022. Le fonti di energia primaria hanno subito anch'esse una variazione in funzione del calo dei consumi. In particolare, il consumo di gas naturale è diminuito di -5,6 Mtep, il consumo di carbone di -2,2 Mtep e di petrolio di -1 Mtep, questi valori sono stati parzialmente compensati da un aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili pari a +3,3 Mtep e maggiori importazioni di energia elettrica pari a +1,8 Mtep.
Complessivamente le fonti fossili hanno coperto il 71% del fabbisogno (minimo storico) mentre le rinnovabili il 22% ed un valore pari al 7% è stato coperto da importazione di energia elettrica.

Riguardo agli investimenti pubblici in ricerca energetica, i valori in Italia sono abbastanza contenuti, nel 2021 l'aumento della spesa pubblica è stata dello 0,6% con aumenti significativi nel settore dell'idrogeno (+160%), del nucleare (+40%) e delle tecnologie per la conversione, trasmissione e stoccaggio di energia (+16%). Con l'approvazione del PNRR, le risorse destinate alla transizione energetica sono aumentate considerevolmente fino a comprendere il 40% dello stanziamento totale. In particolare, il 31,05% delle risorse, pari a 59,5 B€, sono state destinate alla Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica" al fine di raggiungere gli obiettivi fissati dal Gran Deal Europeo.

Nel complesso quindi, pur rimanendo elevata la dipendenza dal mix di fonti fossili, è da rilevare come l'andamento dell'utilizzo di tali fonti è in costante diminuzione, rispetto al 2010 (82,6%) la differenza è pari all'11,6%.

SCENARI FUTURI DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA

Il "Fit for 55 package" della EU[16] ha stabilito un pacchetto di norme che prevedono una copertura del fabbisogno energetico del 55% da fonti rinnovabili fino ad arrivare alla neutralità climatica nel 2050.
Per quanto riguarda l'Italia, i dati riportati nel PNIEC 2024 consentono di fare un confronto tra le tendenze in atto in Italia e le traiettorie che i diversi indicatori dovrebbero seguire per raggiungere gli obiettivi 2030. È evidente un generale rallentamento delle azioni in essere per cui gli obiettivi al 2030 risultano più lontani e molti degli indicatori richiedono variazioni decisamente più ambiziose rispetto all'ultimo quinquennio (fig. 7 e 8).

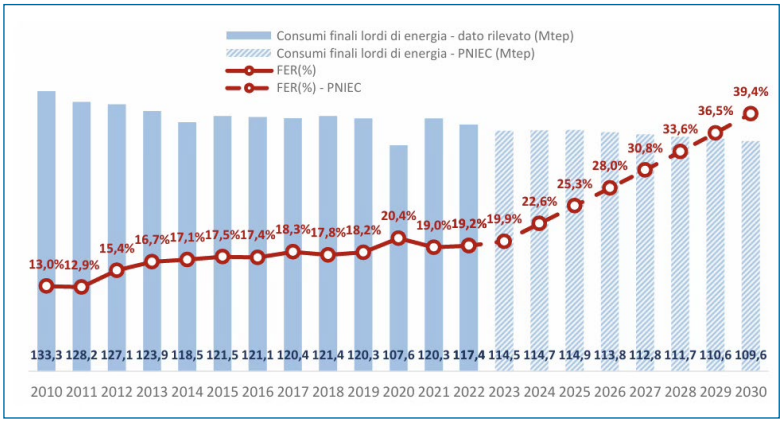


Figura 7: raiettoria della quota energia rinnovabile complessiva[17]

Un confronto tra i dati del PNIEC 2019 e quelli del PNIEC 2024, dimostra che gli obiettivi 2030 erano più facilmente raggiungibili partendo dalla situazione 2019 rispetto ai dati pubblicati nel 2024.

[16] *IEA, Ill pacchetto "Fit for 55" di luglio e dicembre 2021 è stato progettato per realizzare gli obiettivi della legge europea sul clima: neutralità climatica entro il 2050 e una riduzione del 55% delle emissioni nette di gas serra (GHG) entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990*
https://globalenergymonitor.org/it/press-release/fourfold-increase-in-new-oil-and-gas-fields-to-push-climate-further-from-1-5c-pathway/#:~:text=I%20dati%20in%20Monitoraggio%20globale,di%20petrolio%20equivalente%20(boe)

[17] *Fonte: PNIEC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – giugno 2024*
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf

	Obiettivi 2030			Dati storici			Variazione media annua				
	Ft55 (+REPowe r EU)	PNIE C 2024 / Pol. Agg.	PNIE C 2019	2019	2023	2024 (proiez .)	2019 -202 4	2024- 2030 Ft55	2024 -2030 PNIEC'2 4	2019- 2030 PNIEC'1 9	
Quota FER[18] su consumi finali lordi di energia (criteri RED3)	38,4/39 %	39,4%	30%	18,1%	19,7%	20,5%	0,5%	3,2%	3,2%	1,1%	La quota FER dovrebbe salire del 3% ogni anno, negli ultimi 5 anni è salita dello 0,5%
Quota FER su consumi finali lordi di energia elettrica		63%	55%	35%	39%	40%	1%	3,3%	3,8%	1,8%	PNIEC più ambizioso dello scenario EC Ft55. La quota di FER elettriche dovrebbe salire del 3,8% ogni anno, negli ultimi 3 anni è salita dell'1%
Quota FER su consumi finali lordi di energia nei trasporti	29%	34%	22%	9%	11%		0,5%	2,9%	3,3%	1,2%	PNIEC più ambizioso dello scenario EC Ft55. La quota di FER nei trasporti dovrebbe salire del 3,3% ogni anno, nel 2019-2023 è salita dello 0,5%
Quota FER su consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento	29,6%	36%	34%		20%	22	0,7%	2,1%	1,9%	1,3%	La quota di FER dovrebbe salire del 2% ogni anno, nel 2019-2023 è salita dello 0,7%
Quota idrogeno da FER sul totale H2 nell'industria		54%									

Figura 8: Situazione FER rispetto ad obiettivi in Italia (elaborazione ENEA)

In questo quadro generale molto sfidante per l'Italia nei prossimi anni la tabella in fig. 8 mostra però un dato qualificante: il 40% dei consumi lordi reali di energia elettrica sono coperti da fonti rinnovabili, percentuale ben superiore a quella mondiale nel 2023 mostrata in fig. 9a ed in linea con quelli EU in fig. 9b.

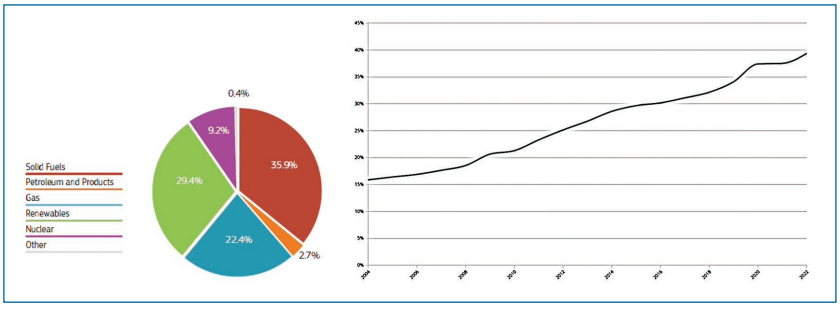


Fig 9a Fig 9b

Figura 9: Energia elettrica prodotta da rinnovabili nel mondo e in EU. Fonte Eurostat e EU Energy Statistical Pocketbook 2024

Alla luce di questi dati e del relativo minore contributo delle FER ai consumi finali di energia per trasporti, riscaldamento e raffrescamento (vedi dati in fig. 8), la discussione seguente esamina il contributo delle FER alla produzione di elettricità in Italia.

Lo scenario di policy elaborato nel PNIEC prevede che al 2030 siano installati complessivamente circa 132 GW di impianti a fonti rinnovabili (di cui 80 GW fotovoltaici e 30 GW eolici), con un incremento di circa 75 GW rispetto al 2021 (di cui +57 GW da fotovoltaico e +19 GW da eolico) e circa 230 TWh di generazione complessiva (19 Mtep). L'attuale tendenza di aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico risulta ampiamente insufficiente per raggiungere i target 2030:

- nei primi otto mesi del 2024 la traiettoria di crescita della capacità fotovoltaica si è avvicinata a quella coerente con il target 2030;
- resta più problematico il trend dell'eolico, per il quale la più recente previsione di Wind Europe per l'Italia stima una capacità installata al 2030 pari a 17,6 GW, ben 11 GW in meno del target PNIEC.

Con riferimento ai suddetti obiettivi, gli stessi, seppure ambiziosi, risultano inferiori rispetto al reale potenziale di installazione e produzione del settore elettrico, come evidenziato da numerose associazioni ed aziende di settore, e risultano non allineati con gli impegni assunti.

Per il raggiungimento dei target definiti sarà necessario, in ogni caso, non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti rinnovabili, seguendo un approccio ispirato alla riduzione del consumo di territorio. Per il fotovoltaico, si dovrà promuovere l'installazione innanzitutto su edificato, privilegiare l'installazione a terra in zone improduttive, non destinate ad altri usi produttivi (ad esempio agricoltura).

Questa situazione è una chiara indicazione del fatto che per raggiungere gli obiettivi 2030, bisogna introdurre azioni e strumenti che possano garantire un deciso miglioramento delle performance di tutti gli indicatori.

Adeguati investimenti che spingano nella direzione dello sviluppo di nuove tec-

nologie e un maggior efficientamento di quelle esistenti sarà la via maestra per traguardare gli obiettivi prefissati.
La Strategia Italiana di lungo termine del PNIEC sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra prevede che al 2050 la produzione di energia elettrica da FER sia pari all'80-90 % con un eventuale residuo da gas. Il tutto legato alla evoluzione della domanda di energia elettrica.
Tale domanda sarà in sostanza influenzata da due fattori, da una parte l'aumento di efficienza energetica nell'utilizzo di elettricità, dall'altra il maggior utilizzo di energia elettrica e di dispositivi più efficienti rispetto agli equivalenti a gas, che comporterà un aumento di richiesta di energia elettrica ma in compenso una minore richiesta di energia totale.
Nello scenario di decarbonizzazione al 2050 descritto nella Strategia è prevista un più ampio ricorso all'energia elettrica nei consumi ed all'idrogeno sia come combustibile che per lo stoccaggio dell'energia. Il cosiddetto scenario di decarbonizzazione a basso profilo prevede un valore di generazione di energia elettrica da FER pari al 95% mentre in quello ad alto profilo si arriva al 100%.
Attualmente, nella relazione di accompagno al DEF del 2023, si afferma che, grazie anche all'adozione delle misure previste dal PNRR, l'obiettivo di ridurre al 2030 le emissioni del 33%, rispetto al 2005, nei settori non-ETS, secondo quanto previsto dalle norme del cosiddetto "Effort Sharing Europeo", sarà vicino ai risultati raggiunti ma non sarà conseguito. La relazione mette anche in evidenza come le attuali norme permettano sicuramente un incremento delle rinnovabili senza purtuttavia avere efficacia sul fronte dell'abbattimento dei consumi determinando quindi un risultato contenuto per le riduzioni di emissioni climalteranti rispetto a quanto previsto nei settori di competenza dell'"Effort sharing". Sarà necessario intervenire nel settore trasporti, favorendo il trasporto pubblico rispetto alla mobilità privata e nell'ambito del trasporto pubblico favorire il passaggio dal trasporto su gomma a quello su ferro e marittimo, sia per le persone che per le merci, e nel settore civile favorendo la riduzione del fabbisogno energetico degli edifici ed incrementando l'utilizzo di tecnologie a bassa emissività.

EFFETTI SULL'OCCUPAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIE RINNOVABILI

Il "Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2023[18] pubblicato da IRENA, riporta che gli occupati globalmente nel solo settore delle Energie rinnovabili erano, a fine del 2022, pari a 13,7 milioni, un numero quasi raddoppiato rispetto al 2012 quando il settore occupava un numero di addetti pari 7,3milioni. La maggior parte degli addetti sono concentrati in Cina, Usa, UE ed UK, con la Cina che fa la parte del leone.

Nel settore energetico, a livello globale, per quanto indicato nel secondo rapporto "World Energy Employment[19] di IEA, lavoravano a fine anno 2022 quasi 67 milioni di persone con un incremento di 3,4 milioni rispetto ai livelli di pre-pandemia. Il maggior incremento rispetto ai livelli pre-pandemici si è avuto nei settori dell'energia pulita mentre nel settore dei combustibili fossili la ripresa dell'occupazione è stata più lenta con un numero di circa 1,3 milioni di addetti in meno rispetto allo stesso periodo.

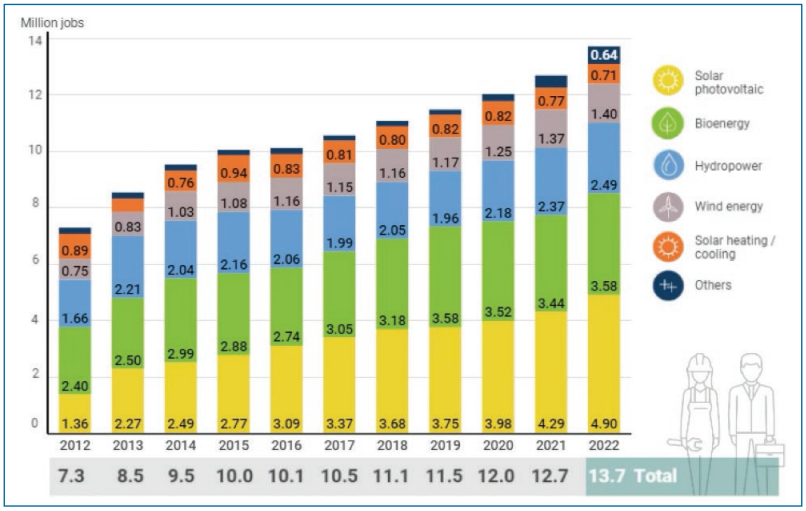


Figura10: Evoluzione dell'occupazione globale nelle energie rinnovabili in base alla tecnologia, 2012-2022[20]

[18] https://www.irena.org/Publications/2023/Sep/Renewable-energy-and-jobs-Annual-review-2023

[19] https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2023/executive-summary

[20] Fonte: IRENA https://www.irena.org/Digital-content/Digital-Story/2023/Sep/A-decade-of-progress-Renewables-jobs-on-the-rise/detail

L'incremento dei lavoratori nel settore dell'energia pulita trova un notevole ostacolo nella carenza di manodopera specializzata oltre che di personale laureato. Nel settore energetico, il 36% dei posti disponibili rientrano nella definizione di "occupazioni altamente qualificate", secondo la definizione dell'Organizzazione Mondiale del Lavoro, rispetto al 27% dell'economia totale.
Il settore più performante nell'ambito dell'energia pulita è stato il settore fotovoltaico che, anche per il futuro, rappresenta uno dei settori più promettenti.
Il Rapporto 2022 sull'occupazione nel settore solare nell'EU (SolarPower Europe, 2022)[21] stima che siano 465 600 i lavoratori a tempo pieno dipendenti nel 2021, in aumento rispetto ai circa 357.000 nel 2020. Ciò include circa 205.000 posti di lavoro diretti e 261.000 posti di lavoro indiretti, nella lavorazione dei materiali e nella logistica. Altri paesi leader includono la Germania (circa 86 900 posti di lavoro), la Spagna (65 600), Paesi Bassi (36 400), Grecia (33 700), Francia (33 200) e Italia (24 300). Tutti quanti hanno guadagnato significativamente in termini di occupazione rispetto all'anno precedente, riflettendo la crescita di nuove implementazioni.

Sarà fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo "zero emissioni" che i governi, oltre a favorire la possibilità di accedere a programmi di formazione sull'energia pulita, si facciano anche carico dei costi sostenuti dai lavoratori che cercano la qualificazione. I Paesi che vorranno essere competitivi in futuro nel settore delle FER dovranno avere come obiettivo, sin da subito, quello di creare un numero adeguato di personale qualificato impegnandosi ad attirare anche un numero crescente di donne che attualmente rappresentano solo il 15% del totale.

[21] *Fonte: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2023.pdf*

LE STRATEGIE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE E DECARBONIZZAZIONE IN EUROPA ED IN ITALIA

Già nel luglio 2020 la EC ha adottato[22] due strategie ritenute di riferimento per delineare le misure necessarie per la transizione verso un sistema energetico decarbonizzato: la "strategia per l'integrazione del sistema energetico (Smart sector integration)" e la "strategia sull'idrogeno". La prima prevede sei azioni principali volte a garantire l'efficienza, la resilienza e la sicurezza del sistema energetico futuro, puntando su: (i) un sistema energetico più circolare ed efficiente; (ii) utilizzo diffuso di energia elettrica rinnovabile; (iii) promozione di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio; (iv) sviluppo di nuovi mercati; (v) realizzazione di nuove infrastrutture resilienti e sicure; (vi) digitalizzazione.
La strategia sull'idrogeno prevede una traiettoria graduale per accelerare la penetrazione dell'idrogeno "verde" -prodotto da energia rinnovabile-, in tutti quegli ambiti in cui l'uso diretto del vettore elettrico rinnovabile non è perseguibile, attraverso tre fasi strategiche da implementare nel periodo 2020-2050.

Il piano RePower EU[23] presentato dalla Commissione Europea il 18 maggio 2022, rafforza gli impegni e gli obiettivi già definiti e mira a sostituire le fonti fossili importate dalla Russia in un orizzonte temporale di 5 anni, riducendo già di 2/3 le importazioni di gas russo entro un anno. Le misure contenute nel piano ribadiscono il necessario ricorso alle seguenti linee di intervento: (i) risparmio energetico; (ii) diversificazione dell'approvvigionamento energetico; (ii) rapida diffusione delle energie rinnovabili (capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile 1.236 GW entro il 2030, pari al 45% di rinnovabili sul consumo finale).

In parallelo alla produzione di energia, i paesi dell'EU si sono impegnati a conseguire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 rispettando gli impegni internazionali assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi un piano strategico che mira a contrastare il cambiamento climatico e il surriscaldamento globale tramite l'adozione di misure specifiche e decisive capaci di instaurare un nuovo modello di sviluppo sostenibile e circolare. In particolare, la EC si è posta l'obiettivo di conseguire entro il 2050 la neutralità climatica e di ridurre entro il 2030 le emissioni

[22] *EU strategy for energy system integration https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN*

[23] *https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en*

di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. L'idea alla base è che un'Europa a impatto climatico zero potrà garantire un'economia più moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva a livello internazionale. La transizione verso la neutralità climatica offrirà, quindi, un potenziale di crescita economica, di sviluppo tecnologico e competitivo, l'introduzione di nuovi modelli di business, la creazione di nuovi mercati e migliori condizioni di vita.

Il PNIEC 2030 (Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima)[24] ha dato l'avvio al percorso di transizione energetica dell'Italia verso la totale decarbonizzazione da conseguire entro il 2050 in accordo alla strategia ed agli indirizzi EU. Esso riproduce l'attuale scenario di policy italiano che consente di traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione, copertura rinnovabile ed efficienza energetica previsti al 2030 dalla EU. L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili fossili alle fonti rinnovabili, promuovendo l'abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. La concretizzazione di tale transizione è subordinata alla programmazione e alla realizzazione delle tecnologie innovative e delle necessarie infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione.

La produzione sostenibile di energia in quantità sufficiente alle esigenze della società è alla base della transizione verso una economia a basse emissioni di carbonio necessaria per mitigare i cambiamenti climatici, ma al tempo stesso è essenziale la preservazione della competitività delle imprese per garantire sviluppo e stabilità economica e sociale. È dunque richiesto un approccio olistico che bilanci i rischi e le opportunità associate al processo di decarbonizzazione con la necessità di produrre energia in quantità sufficiente a sostenere i bisogni della società. Uno dei principali rischi è rappresentato dalle potenziali perdite di competitività delle industrie tradizionalmente ad alta intensità di energia o con elevate emissioni di carbonio (settori che rientrano nello Emission Trading System o ETS[25]). Infatti, l'adozione di nuove fonti energetiche a basse emissioni

[24] *https://www.mase.gov.it/energia/energia-e-clima-2030*

[25] *https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en*

ma a costi più elevati o con maggiori complessità di uso ovvero di nuovi processi e tecnologie per la riduzione delle emissioni delle fonti energetiche tradizionali potrebbe aumentare i costi di produzione e ridurre la redditività. Al tempo stesso la transizione verso le energie rinnovabili e le tecnologie a basse emissioni di carbonio può generare nuove fonti di crescita economica e occupazione. Settori come quelli delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica, dei nuovi vettori energetici puliti, della mobilità sostenibile e di tutte le tecnologie green associate offrono opportunità di investimento e innovazione, promuovendo la creazione di nuovi mercati e l'emergere di imprese competitive in settori ad alto potenziale di sviluppo.

A fronte di tale contesto la capacità di innovazione dell'industria italiana deve cambiare passo. Lo sviluppo di tecnologie innovative riveste dunque un ruolo di assoluta preminenza nel quadro del percorso di produzione, distribuzione ed uso di fonti energetiche a basso impatto ambientale e decarbonizzazione.

Il tema è anche direttamente collegato a tutti gli altri settori industriali ed alla società nel suo complesso in quanto fornitore delle fonti di approvvigionamento energetico necessarie al loro funzionamento. In tale ottica rivestono particolare importanza le strategie energetiche e di sostenibilità di quei settori cui il settore energetico deve fare fronte e seguire fornendo soluzioni.

Nel campo industriale la competitività si dovrà fondare sul Net Zero Industry Act[26], approvato in via definitiva dal Parlamento Europeo nell'aprile 2024, che individua otto gruppi di tecnologie strategiche per la transizione Net Zero industriale della produzione di energia: solare fotovoltaico e termico, energia eolica onshore e rinnovabili offshore, batterie/stoccaggio, pompe di calore e tecnologie dell'energia geotermica, elettrolizzatori e celle a combustibile, biogas/biometano sostenibile, cattura e stoccaggio del carbonio, tecnologie di rete.

[26] *https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en*

Altro pilastro per la definizione degli obiettivi di competitività è rappresentato dal Critical Raw Material Act[27]. Questa normativa EU punta a ridurre la dipendenza dalle importazioni da singoli Paesi fornitori, ponendo le basi dell'autonomia strategica dell'Europa, rafforzando le capacità lungo tutte le fasi della catena del valore delle diverse tecnologie ed aumentare le resilienze nazionali riducendo le dipendenze e promuovendo la sostenibilità e la circolarità della catena di approvvigionamento strategica delle materie prime. La strategia di rafforzamento della specializzazione industriale italiana nelle tecnologie energetiche che proceda di pari passo con la strategia di miglioramento della indipendenza europea sui materiali critici.

[27] *https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2748*

L'INNOVAZIONE ITALIANA NEL SETTORE ENERGIA RINNOVABILE E DECARBONIZZAZIONE

L'attuale quadro dell'innovazione dell'Italia nelle tecnologie del settore energia rinnovabile e decarbonizzazione segnala una situazione di sostanziale despecializzazione dell'industria italiana (indice di specializzazione tecnologica basato sull'attività brevettuale inferiore all'unità) per tutti i gruppi di tecnologie strategiche per la transizione Net Zero di cui sono disponibili dati (fotovoltaico, eolico, batterie/stoccaggio, tecnologie dell'idrogeno), con l'unica eccezione del solare termico. La despecializzazione tecnologica trova, peraltro, riscontro nell'emergere di crescenti passivi sul fronte dell'interscambio commerciale. La situazione indica, dunque, la necessità di riequilibrare la specializzazione italiana nelle tecnologie strategiche per l'energia rinnovabile e la decarbonizzazione, in modo da superare nel medio periodo l'attuale situazione di despecializzazione relativa e, nel lungo periodo, raggiungere una adeguata situazione di specializzazione in almeno alcune di esse.

n questo scenario si segnalano alcuni aspetti rilevanti per l'innovazione italiana nel settore dell'energia rinnovabile e decarbonizzazione:

- Il nuovo sistema energetico EU sarà caratterizzato sempre di più da una quota significativa di fonti energetiche rinnovabili e di sistemi per la decarbonizzazione e dalla diffusione di sistemi sempre più decentralizzati, digitalizzati e interconnessi. Appare evidente che esso dovrà essere dotato di maggiore flessibilità per integrare la massiccia e rapida diffusione della generazione discontinua e non programmabile da fonti rinnovabili e la graduale sostituzione dei generatori a combustibili fossili, garantendo al tempo stesso la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, elevata resilienza e una transizione energetica a prezzi accessibili.
- L'accumulo dell'energia svolgerà un ruolo cruciale nel sistema energetico attuale e futuro, contribuendo ad aumentare l'efficienza e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e consentendo di:
  (i) abbassare i prezzi dell'elettricità durante le ore di punta,
  (ii) ridurre le fluttuazioni dei prezzi, (iii) adattare il consumo energetico dei consumatori alle proprie esigenze (promuovendo così il ruolo attivo degli utenti finali). In tale contesto la disponibilità di tecnologie per l'accumulo,

di breve o lunga durata, economicamente e ambientalmente sostenibili, diventa sempre più necessaria.

- La generazione di dati da parte del sistema energetico ad esempio con il miglioramento delle tecnologie e infrastrutture di misura e il demand side management (insieme di azioni volte a gestire in maniera efficiente il consumo di energia riducendo i costi), l'aumento della capacità di trasmissione dati delle reti di telecomunicazioni (banda larga) e l'accessibilità a una enorme mole di dati generati al di fuori del sistema energetico (ad esempio IoT - Internet of Things) ma di rilievo anche per il settore, richiedono che gli operatori si dotino di capacità di calcolo e analisi (Big Data) e di strumenti di Intelligenza Artificiale sia per migliorare la propria operatività, sia per offrire nuovi servizi.

Di conseguenza il rafforzamento della struttura scientifica e produttiva nazionale richiede un programma di investimenti in attività di R&S e innovazione prioritariamente nei seguenti settori in accordo alla partizione proposta nel Net Zero Industry Act:

i. rinnovabili che includono il solare fotovoltaico e termico, energia eolica onshore e rinnovabili offshore;
ii. tecnologie e sistemi di accumulo dell'energia con batterie o con produzione e stoccaggio di idrogeno, pompe di calore;
iii. soluzioni digitali e di automazione legati ai servizi di rete;
iv. produzione di idrogeno che includono elettrolizzatori e celle a combustibile;
v. materiali avanzati e sostenibili per l'energia.

Dal punto di vista industriale, anche nella prospettiva di sviluppo su mercati esteri, questi investimenti potranno permettere di creare filiere tecnologiche e industriali su: produzione di batterie e accumuli elettrochimici, tecnologie per il fotovoltaico e per l'eolico, impiantistica legata alla produzione e all'impiego dell'idrogeno e dei gas rinnovabili, tecnologie per la penetrazione negli usi finali dei vettori energetici rinnovabili (pompe di calore, celle a combustibile, ecc.) e digitalizzazione.

GLI SCENARI TECNOLOGICI

Le tecnologie proposte coprono gli otto gruppi di tecnologie strategiche individuati dal Net Zero Industry Act nelle cinque aree prima definite cui si aggiunge un'area dedicata agli usi finali dell'energia ed alle infrastrutture e strumenti necessari per il migliore utilizzo sia operativo sia in termini di maggiore efficienza energetica delle tecnologie.
In particolare, gli scenari tecnologici nelle aree ii), iii) iv) e v) comprendono le tecnologie per la produzione, stoccaggio e trasporto del vettore idrogeno che a giudizio del gruppo di lavoro sarà uno dei protagonisti dell'azione globale di decarbonizzazione. Ad esse si aggiungono alcune applicazioni per l'uso finale dell'Idrogeno sia in ambito civile che in ambito industriale atte a rendere operativo il suo uso nel breve-medio periodo.
Analoga attenzione è posta nei confronti della CO2 che, come detto, è responsabile dell'80% dei volumi di emissione dei gas serra. Si trattano i metodi di cattura della CO2, del suo stoccaggio e trasporto, nonché delle sue applicazioni per la produzione dei cosiddetti carburanti sintetici (e-fuel).

Gli scenari tecnologici presentati in questo volume sono:

i. Rinnovabili:
1. Sistemi a concentrazione solare (CSP, CST)
2. Minieolico
3. Eolico Floating Offshore

ii. Accumulo dell'energia:
4. Serbatoi di idrogeno gassoso in composito di tipo v per la mobilità sostenibile
5. BESS (battery energy storage systems)
6. Accumulo di energia termica alimentato da solare a concentrazione e altra fonte energetica rinnovabile

7. Stoccaggio e trasporto H2
8. Stazioni di rifornimento dell'idrogeno (hydrogen refuelling stations, HRS)
9. Pompe di calore ad alta temperatura

iii. Soluzioni digitali: automazione e servizi di rete;
11. Smart grid

iv. Produzione e uso di idrogeno:
12. Elettrolizzatori a bassa temperatura per la produzione di idrogeno "verde"
13. Produzione di idrogeno "verde" attraverso l'applicazione della tecnologia solare a concentrazione
14. Waste-to-Hydrogen (wth)
15. Membrane di separazione idrogeno
16. Celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabil

v. Materiali avanzati e sostenibili per l'energia.
17. Celle solari tandem perovskite/silicio

vi. Usi finali
18. Produzione di low carbon fuels
19. Cattura della CO2 post-combustione
20. Cattura diretta della CO2 dall'aria (Direct Air Capture, DAC)
21. Stoccaggio e trasporto CO2
22. Robot di ispezione e manutenzione degli impianti
23. Droni a idrogeno

24. Turbine a gas alimentate con miscele combustibili a elevato contenuto di idrogeno
25. I motori bifuel
26. Micro-cogeneratori a celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabili
27. Forni industriali a idrogeno



SETTORE

ENERGIA E DECARBONIZZAZIONE

SCENARI TECNOLOGICI

indice - scenari tecnologici

RINNOVABILI **51**

1 Sistemi a concentrazione solare (CSP, CST) **53**

2 Minieolico **61**

3 Eolico Floating Offshore **69**

ACCUMULO DELL'ENERGIA **79**

4 Serbatoi di idrogeno gassoso in composito di tipo V per la mobilità sostenibile **81**

5 BESS (Battery Energy Storage Systems) **89**

6 Accumulo di energia termica alimentato da solare a concentrazione e altra fonte energetica rinnovabile **97**

7 Stoccaggio e Trasporto H2 **105**

8 Stazioni di rifornimento dell'idrogeno (Hydrogen Refuelling Stations, HRS) **113**

9 Pompe di calore ad alta temperatura **119**

SOLUZIONI DIGITALI **127**

10 Smart Grid **129**

PRODUZIONE PER USO DI IDROGENO **139**

11 Elettrolizzatori a bassa temperatura per la produzione di idrogeno "verde" **141**

12 Produzione di idrogeno "verde" attraverso l'applicazione della tecnologia solare a concentrazione **147**

13 Waste-to-Hydrogen (WtH) **153**

14 Membrane di Separazione Idrogeno **163**

15 Celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabili **169**

indice - scenari tecnologici

MATERIALI AVANZATI E SOSTENIBILI PER L'ENERGIA **177**
16 Celle solari tandem perovskite/silicio **179**

USI FINALI **183**
17 Produzione di Low Carbon Fuels **185**
18 Cattura della CO_2 post-combustione **193**
19 Cattura diretta della CO2 dall'aria (Direct Air Capture, DAC) **199**
20 Stoccaggio e Trasporto CO2 **205**
21 Robot di Ispezione e Manutenzione degli Impianti **215**
22 Droni a idrogeno **229**
23 Turbine a gas alimentate con miscele combustibili a elevato contenuto di idrogeno **237**
24 I motori bifuel **247**
25 Micro-cogeneratori a Celle a combustibile alimentate con idrogeno e combustibili rinnovabili **263**
26 Forni industriali a idrogeno **269**

RINNOVABILI

1) SISTEMI A CONCENTRAZIONE SOLARE (CSP, CST)

Nella tecnologia solare a concentrazione la radiazione solare diretta viene concentrata da opportune superfici riflettenti su un sistema ricevitore, dove viene assorbita da un fluido termovettore sotto forma di calore ad alta temperatura. Tali sistemi di generazione includono diverse tipologie di impianto, raggruppabili in tre macro-categorie: impianti con campo specchi e torre centrale (Solar Tower), in grado di generare energia termica per applicazioni centralizzate e distribuite nell'intervallo di temperatura 590-1000°C; impianti con collettori solari lineari (Parabolic Through, Linear Fresnel Reflector), idonei alla generazione di energia termica per applicazione centralizzate e distribuite nell'intervallo di temperatura 120-590°C; impianti con collettori parabolici circolari (Dish), in grado di generare energia termica per applicazioni distribuite, nell'intervallo di temperatura 500-900°C.

La caratteristica peculiare dei sistemi CSP/CST (Concentrating Solar Power/ Concentrating Solar Thermal) è la possibilità di immagazzinare il calore solare attraverso sistemi convenzionali di accumulo (Thermal Energy Storage, TES), consentendo di programmare la produzione di energia elettrica/termica e di allinearla alla richiesta dell'utenza. Inoltre, il loro ciclo produttivo può essere integrato con l'apporto di energia da diverse fonti rinnovabili (PV, Eolico, Biomasse), contribuendo a perseguire l'obiettivo della dispacciabilità energetica (la capacità di produrre energia elettrica in maniera disaccoppiata a livello temporale dalla disponibilità della fonte) a costi ridotti. Negli impianti CSP, l'energia termica ad alta temperatura prodotta dal campo solare alimenta un ciclo termodinamico per la produzione di energia elettrica, mentre nei sistemi CST l'energia termica viene direttamente utilizzata tal quale in un processo produttivo. In questo caso i collettori solari sono installati in aree prossime all'utenza di energia termica finale o integrati nel sito stesso (es. installazione su tetti). In quest'ultimo caso sono utilizzati micro-collettori PTC.

Negli impianti CSP/CST il fluido termovettore che attraversa il ricevitore solare può coincidere con il fluido che evolve nel processo energetico alimentato dall'impianto solare (configurazione compatta con accumulo diretto) o può

cedere il calore al materiale per l'accumulo (accumulo indiretto), a sua volta coincidente o interfacciato con il fluido di processo.
Attualmente, i sistemi a collettori lineari, più diffusi a livello commerciale, sono caratterizzati da efficienze medie annue di conversione dell'energia solare in energia elettrica compresa tra il 9% ed il 15%, mentre l'efficienza media annuale di conversione da solare a elettrico dei sistemi a torre è pari a circa il 14–18%. I sistemi Dish, a causa dell'elevato costo, attualmente non hanno trovato applicazioni di rilievo a livello commerciale.

Motivazioni per lo sviluppo

I sistemi a concentrazione solare sono previsti nel PNIEC in quanto funzionali alla diversificazione dell'approvvigionamento energetico e ad una più rapida diffusione delle energie rinnovabili non programmabili, oltre che alla generazione di calore termico rinnovabile per sostituire i combustibili fossili nel residenziale e nell'industria (con particolare riferimento ai settori in cui è più difficile abbattere le emissioni). Il loro impiego potrà essere rilevante per lo sviluppo di comunità energetiche, per decarbonizzare i processi industriali e come abilitante di sistemi smart per la generazione di energia elettrica. Il PNIEC prevede l'installazione di 80 MW in Italia entro il 2030.
Le tecnologie del solare termico a concentrazione, oltre che per la produzione di energia elettrica rinnovabile, hanno un potenziale significativo per accelerare la decarbonizzazione dei processi industriali e dei consumi civili che richiedono calore. Tali sistemi di generazione termica rinnovabile hanno infatti il vantaggio di fornire calore on-demand e a costi stabili, oltre alla capacità di operare in sinergia con altre fonti energetiche. Considerando che il 70% dei consumi di energia dei processi industriali è di tipo termico, il potenziale impatto dell'utilizzo della tecnologia solare a concentrazione in questo settore è sicuramente rilevante.
Le tecnologie abilitanti dei sistemi a concentrazione solare sono oggi largamente disponibili[1] anche se la loro integrazione in impianti presenta ancora numerosi aspetti da ottimizzare e la normativa di riferimento è ancora in fase di elaborazione[2].

La costruzione di un impianto pilota di grandi dimensioni (almeno pari a 10 MW) potrà permettere di raccogliere una serie di input operativi, prestazionali e di processo utili ad una definizione più precisa della normativa di riferimento da usarsi nelle future applicazioni industriali.

Rilevanza

Il "Green Deal europeo" punta a trasformare l'Europa nel primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Questa ambiziosa visione richiede una profonda trasformazione del sistema energetico, responsabile, tra la produzione e l'utilizzo di energia, del 75% delle emissioni di gas serra nell'UE. In questo contesto, lo sviluppo di tecnologie per una rapida decarbonizzazione del sistema energetico italiano è fondamentale, garantendo al contempo un approvvigionamento energetico sicuro e conveniente per i consumatori. Nel settore elettrico, sono stati compiuti notevoli progressi nella decarbonizzazione della produzione. Tuttavia, permangono ostacoli significativi che impediscono ai settori civili e industriali di adottare alternative energetiche più pulite. Una delle principali sfide è la mancanza di tecnologie di sistema che consentano l'integrazione efficace di diverse fonti di energia rinnovabile. Questa integrazione deve coinvolgere vari settori, non solo quello elettrico, e includere la poligenerazione distribuita. Tra le fonti rinnovabili, il solare a concentrazione termico e termodinamico, abbinato a sistemi di accumulo termico efficienti, economici e con capacità elevate, può svolgere un ruolo cruciale nell'integrazione energetica intelligente e nella decarbonizzazione di processi e sistemi energetici.

[1] *Di seguito una serie di brevetti applicati negli impianti pilota di Partanna e Stromboli: Molten Salts Insulated Storage Tank. - EP 13159796.5; Back-up Boiler System for a Solar Thermal Power Plant Based on Molten Salt Technology, a Solar Thermal Power Plant, and a Method for Operating a Solar Thermal Power Plant. - EP 12160187.6; Serbatoio di Accumulo di Energia Termica con Generatore di Vapore Integrato. - RM2010A000660; Procedimento per la Gestione delle Fasi di Start-Up e Shut-Down di Impianti Solari a Collettori Parabolici Lineari Utilizzanti Miscele di sali fusi come fluido termovettore. - RM2011A000212; Rivestimento Assorbitore Spettralmente Selettivo per Ricevitori Solari Operanti in Aria 102022000012065; Assorbitore Solare Selettivo a Base di Materiali Cermet del Tipo Doppio Nitruro, e Relativo Procedimento di Fabbricazione. RM2011A000308; Metodo per la Fabbricazione di un Rivestimento Spettralmente Selettivo a Base Cermet per il Tubo Ricevitore di un Concentratore Solare, e Materiale Così Ottenuto RM2008A000113; Rivestimento Superficiale del Tubo Collettore di un Concentratore Solare Parabolico Lineare. RM2001A000349; Rivestimento Assorbitore Solare Spettralmente Selettivo 102020000018676; Rivestimento Superficiale Spettralmente Selettivo del Tubo Ricevitore di un Concentratore Solare, e Metodo per la Sua Fabbricazione. RM2004A000279; Sistema di Riscaldamento del Campo Solare per Impedenza. RM2010U000172; Specchio Concentratore Secondario per Impianti Solari Termodinamici ad Elevato Angolo di Accettanza. RM2010A000437; Method for Modifying a Solar Thermal Power Plant Operating on Conventional Oil Based Technology into a Hybrid Solar Thermal Power Plant, and Such a Hybrid Solar Thermal Power Plant. EP 12167509.4; Perfezionamento nei Dispositivi di Misura dell'Assorbimento Ottico nei Materiali in Forma di Strati Sottili, Utilizzanti la Tecnica Spettroscopica a Deflessione Fototermica 48405A/89; Metodo e Sistema di Ispezione Visiva per il Controllo di Qualità della Forma di Riflettori Concentratori. RM2008A000151*

[2] *Conto termico e Decreti Fonti Energetiche Rinnovabili FER1, FER 2, Si veda in particolare il DM FER 2, 19 giugno 2024, Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica – "Incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio"*

Su larga scala, i sistemi solari a concentrazione con accumulo termico possono contribuire a stabilizzare la rete elettrica nazionale in presenza di un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (come l'eolico e il fotovoltaico). Sulla piccola scala, questi sistemi possono integrare le fonti rinnovabili locali per produrre vettori energetici e supportare la poligenerazione distribuita, anche in settori produttivi dove la decarbonizzazione è più complessa. In particolare, tra le tecnologie del solare a concentrazione i sistemi mini-CSP/CST e, soprattutto, micro-CSP/CST si prestano particolarmente allo scopo, potendo essere inseriti, a livello locale e anche in contesti fortemente antropizzati, nel "district heating" contribuendo significativamente alla riduzione dei consumi di gas nei settori industriali e civili.

Inoltre, il CSP può favorire la graduale decarbonizzazione delle centrali termoelettriche convenzionali attraverso l'integrazione o la sostituzione della caldaia a combustibili fossili degli impianti termoelettrici con il campo solare, in una logica di retro-fitting delle centrali.

Stato dell'arte

La capacità mondiale degli impianti CSP operativi ammonta a circa 6,6 GW[3], ed attualmente sono in costruzione altri impianti per un totale 1,5 GW[4]. La maggior parte degli impianti operativi sono localizzati in Spagna, USA e Cina (rispettivamente 33%, 23% e 9% della potenza complessiva installata). Negli ultimi anni questa tecnologia sta interessando anche nuovi mercati, come testimoniato dai nuovi impianti realizzati e in costruzione in Marocco, Sud Africa, India, Emirati Arabi e Cile.

La maggior parte dei degli impianti operativi (circa il 76%) è costituita da sistemi solari a collettori parabolici lineari che impiegano come fluido termovettore olio diatermico e sali fusi come materiale di accumulo, e da sistemi a torre che da soli rappresentano rispettivamente il 76% ed il 21% del totale degli impianti ad oggi operativi. Nel caso dei sistemi solari a concentrazione a torre, circa il 60% degli

[3] https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-projects-around-the-world

[4] https://www.solarpaces.org/worldwide-csp/csp-projects-around-the-world

impianti impiega i sali fusi come fluido termovettore e di accumulo, mentre la restante frazione impiega vapore come fluido termovettore. In Italia il PNIEC prevede che entro il 2030 siano installati in Italia 80 MW di CSP per perseguire i target di decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale. Nel corso del 2021 è entrato in funzione in Italia il primo impianto solare a concentrazione commerciale (fig. 1a). Questo impianto, situato presso Partanna (provincia di Trapani), ha una potenza nominale di 4,26 MW ed è dotato di un accumulo di 15 ore. Esso impiega collettori lineari di tipo Fresnel come sistemi concentratori ed utilizza i sali fusi come fluido termovettore e materiale di accumulo termico. Un secondo impianto della stessa taglia e tipologia (fig. 1b) è in fase di realizzazione, sempre nella provincia di Trapani, mentre un terzo impianto della potenza di 1 MW, che impiega collettori Fresnel ed olio diatermico come fluido termovettore, è in fase di commissioning.

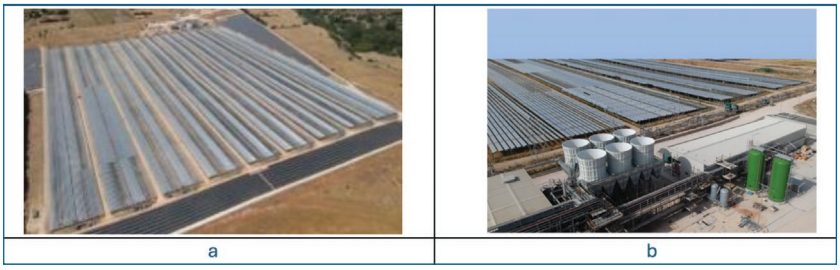


Figura 1: a) Impianto CSP di Partanna (Tp); b) Impianto CSP di Stromboli (Tp)

Questi impianti possono essere realizzati anche in siti caratterizzati da una radiazione annua compresa tra 1000 e1800 kWh/m2/anno e pertanto possono trovare applicazione anche in aree dell'Europa caratterizzate da valori di radiazione solare non performanti, come dimostrano l'impianto Aalborg CSP in Danimarca e l'impianto CST di Port of Antwerp in Belgio. Con riferimento agli impianti CST per la fornitura di calore di processo all'industria, in ambito nazionale è possibile citare l'impianto pilota della società FMI S.r.l. di Forlì (fig. 2a) che, con una potenza di 1.400 kW, alimenta una rete di teleriscaldamento connessa ad una adiacente

area industriale, o l'impianto della Absolicom (fig. 2b), della potenza di 460kW termici, che produce vapore a 155°C e acqua calda a 90°C per alimentare le utenze termiche dello stabilimento della birra Peroni di Bari. In questo settore è operativa anche la ENI S.p.A.



Figura 2: a) Impianto CST FMI (Forlì); b) Impianto CST Absolicom (Bari)

La ricerca italiana in questo settore, sin dagli anni 60 del secolo scorso, è sempre stata all'avanguardia. Negli anni 2000 ENEA ha sviluppato un'originale linea di ricerca che prevede l'impiego dei sali fusi come fluido termovettore e di accumulo in sistemi CST/CSP che impiegano concentratori solari lineari di tipo parabolico. Questa soluzione permette di aumentare la massima temperatura operativa del campo solare fino a 550°C, e quindi incrementare l'efficienza di conversione della radiazione solare in energia termica/elettrica, oltre a consentire la riduzione della dimensione degli accumuli termici usati per immagazzinare l'energia solare captata. Tale soluzione è stata recentemente scelta dalla società tedesca TSK Flagsol e dall'ente di ricerca tedesco DLR per sviluppare una nuova generazione di impianti solari termici CSP a collettori solari parabolici lineari.

A livello internazionale, le aziende del settore, in collaborazione con università e centri di ricerca, stanno investendo ingenti risorse in progetti di ricerca e sviluppo al fine di migliorare la tecnologia e individuare soluzioni tecniche e configurazioni di impianto che consentano di agevolare l'ibridizzazione dei sistemi CSP/CST con altre fonti energetiche e di favorire l'utilizzo del calore prodotto ad alta temperatura per la produzione di *solar fuels*[5]. Questi ultimi sono combustibili sintetici

[5] *Rodat, Sylvain; Abanades, Stéphane; Boujjat, Houssame; Chuayboon, Srirat (1 October 2020). "On the path toward day and night continuous solar high temperature thermochemical processes: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 132: 110061. doi:10.1016/j.rser.2020.110061. ISSN 1364-0321. S2CID 221803670.*

prodotti a partire da acqua o matrice organica attraverso reazioni termochimiche alimentate da energia solare (ovvero l'energia solare viene convertita in energia chimica immagazzinata nei legami chimici, tipicamente riducendo protoni a idrogeno o anidride carbonica a composti organici).

A livello di tecnologia, l'obiettivo è aumentare l'efficienza di conversione della fonte solare e ridurre il costo dei componenti, al fine di rendere più competitivo il costo dell'energia elettrica/termica prodotta: ciò si traduce nello sviluppo di materiali più performanti (coating più efficienti e stabili, superfici riflettenti autopulenti ed integrate con sensori), nell'individuazione di processi di fabbricazione meno costosi, nella smartizzazione dei componenti e nell'automazione dei processi di controllo, nello sviluppo di fluidi termovettori a basso impatto ambientale, basso costo ed elevate prestazioni.

Nel settore dei m-PTC[6], lo sforzo di innovazione è focalizzato sull'individuazione di soluzioni economicamente sostenibili che consentano l'applicazione della tecnologia del solare a concentrazione in sistemi integrati con gli edifici residenziali ed industriali. Nel settore delle torri solari, la sfida risiede nell'individuazione di fluidi termovettori e sistemi di accumulo operativi ad alte temperature, nonché nell'incremento delle prestazioni del sistema ricevitore.

Risorse economiche necessarie

Il panorama prima descritto di opportunità di perfezionamento tecnologico e di costruzione di impianti pilota di dimensioni significative a supporto della definizione della normativa e degli aspetti operativi più critici, richiede investimenti a TRL medi, medio-alti e alti.
Per il TRL alto, nell'arco dei prossimi 3-5 anni si stimano necessari circa 12 M€ per la realizzazione di un impianto pilota da 10 MWe utilizzante la tecnologia dei collettori lineari a sali fusi, con accumulo termico di 8 ore. Per gli impianti di taglia inferiore (1-5 MWe), destinati alla generazione distribuita, l'investimento richiesto

[6] *micro-parabolic trough collector*

è compreso nel range 1.5-7.5 M€. Nel caso di sistemi per la sola generazione termica, asserviti ad utenze industriali a bassa e media temperatura (200-500°C), il costo capitale di impianto risulta inferiore, non essendo incluso il power block. Pertanto, per impianti di taglia pari a 10 MWth, l'investimento iniziale può essere valutato pari a circa 9 M€, mentre per impianti di taglia compresa tra 1 e 5 MWth, il costo è compreso tra 1 e 5 M€.

Per i TRL medi e medio-alti, gli investimenti dedicati a studiare nuove configurazioni di impianto e relativi sistemi di controllo, nuovi fluidi vettori, miglioramento dell'efficienza di conversione, riduzione dei costi dei componenti richiedono un complesso di circa 15 M€. A questo proposito, vale la pena menzionare i fondi per la ricerca e innovazione stanziati dal MASE attraverso il Piano Triennale di Realizzazione della Ricerca di Sistema Elettrico – Progetto 1.9 "Solare termodinamico", che nel triennio 2022-2024 ha messo a disposizione di ENEA e di diverse Università italiane 2.3 M€ per lo sviluppo di soluzioni a basso e medio TRL al fine di ridurre il costo di generazione dell'energia elettrica/termica degli impianti solari a concentrazione tal quali ovvero ibridizzati con altre tecnologie da fonti energetiche rinnovabili, oltre allo sviluppo e sperimentazione di componenti e sistemi innovativi per la produzione e fornitura di calore a media e alta temperatura all'industria. Nell'ambito dello stesso programma, per il triennio 2025-2025 è previsto uno stanziamento di circa 2.5 M€ per rendere disponibili materiali, componenti, dispositivi, sistemi, soluzioni tecniche e metodologie avanzate (i) idonee all'efficace ibridizzazione del solare a concentrazione con altre tecnologie da fonti energetiche rinnovabili, (ii) funzionali alla digitalizzazione degli impianti CSP/CST e (iii) per l'integrazione degli impianti CSP/CST con le reti energetiche e con utenze industriali e/o civili, sia in applicazioni di generazione e co-generazione centralizzata che distribuita.

2) MINIEOLICO

Lo sfruttamento dell'energia eolica è ormai una tecnologia consolidata sia nella sua versione *onshore* che *offshore*. La tendenza generale è quella di sviluppare macchine sempre più grandi e potenti, ma c'è un crescente interesse verso i piccoli generatori, particolarmente adatti per lo sfruttamento locale della fonte e la generazione distribuita. Indicativamente, anche se non c'è una distinzione rigida, si parla di *microeolico* quando la potenza nominale della macchina eolica è inferiore ai 20 kW e di *minieolico* quando questa è compresa fra i 20 ed i 200 kW. Sopra i 200 kW si parla di eolico.

Esistono molte tipologie di aereogeneratori con caratteristiche differenti, ma, in termini generali, la classificazione principale è in base a:

- Orientazione dell'asse di rotazione: si parlerà quindi di turbine ad asse orizzontale o ad asse verticale
- Tipologia di interazione fra il vento ed il profilo aerodinamico della macchina: si parlerà quindi di machine a *lift* in cui le pale generano una portanza che viene convertita in coppia dal rotore, o macchine a *drag* in cui le pale sono spinte dall'azione del vento
- Velocità di rotazione: si parlerà quindi di macchine veloci, caratterizzate da un basso numero di pale ed utilizzate per produrre potenza elettrica, e macchine lente caratterizzate da avere un elevato numero di pale ed essere utilizzate quasi esclusivamente per la produzione di coppia meccanica, ad esempio per il pompaggio di acqua da pozzi artesiani.

La maggior parte delle turbine minieoliche sono macchine a portanza, ad asse orizzontale e dotate di tre pale. Esistono anche configurazioni a due pale, ma sono molto rare; soluzioni ad una pala e contrappeso, sono limitate a pochi esemplari di turbine di grossa taglia ed assenti nel comparto minieolico. Al diminuire della taglia cominciano ad apparire soluzioni ad asse verticale basate sul lift (macchine di tipo Darrieus, con predominanza di macchine con geometria denominata ad H) e, per taglie molto basse, anche turbine ad asse verticale basate sul *drag* (macchine di tipo Savonius). Le turbine ad asse orizzontale con tre pale sono

quelle che presentano il maggior coefficiente di potenza (inteso come potenza prodotta rispetto a quella disponibile nella vena fluida intercettata) e questo giustifica la maggiore diffusione di questa tipologia (fig. 3)[7].

Le turbine mini e microeoliche sono generalmente progettate per operare con una velocità di rotazione variabile con la velocità del vento. Sfruttano poi un convertitore (inverter) per connettersi alla rete alla giusta frequenza ed immettere potenza.
Le caratteristiche tecniche delle macchine dipendono molto dalla taglia: mentre le macchine di potenza più elevata hanno una complessità prossima a quelle delle turbine di grossa taglia, per le basse potenze le soluzioni costruttive tendono ad essere più semplici, allo scopo di ridurre i costi e semplificare la gestione. Nelle macchine di taglia superiore l'orientamento è controllato attivamente in base alla direzione di provenienza del vento (misurata con un anemoscopio o banderuola), è presente il controllo attivo della potenza erogata, ad esempio tramite variazione del pitch delle pale, e la tipologia più diffusa è quella con tre pale ad asse orizzontale[8].

Nelle macchine ad asse orizzontale di taglia inferiore, l'orientamento viene gestito in modo passivo tramite una *tailvane* o sfruttando soluzioni *downwind* (sottovento), dove le pale sono collocate a valle del pilone di sostegno (fig. 4). La regolazione della potenza avviene generalmente attraverso sistemi non comandati, basati sul progressivo stallo delle pale o sul disallineamento graduale della macchina rispetto alla direzione del vento.

Per quanto riguarda le macchine ad asse verticale, queste possono essere configurate sia come macchine a trascinamento (come le macchine Savonius) sia a portanza (come le macchine Darrieus); si veda fig. 5[9] per alcuni esempi. Sono caratterizzate da prestazioni inferiori rispetto alle turbine ad asse orizzontale (quindi, a parità di potenza generata e vento disponibile, richiedono dimensioni maggiori

[7] *Hau, E.; Renouard, H. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2013.*

[8] *Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, 2011*

[9] *Eriksson, Sandra & Bernhoff, Hans & Leijon, Mats, 2008. "Evaluation of different turbine concepts for wind power," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 12(5), pages 1419-1434, June.*

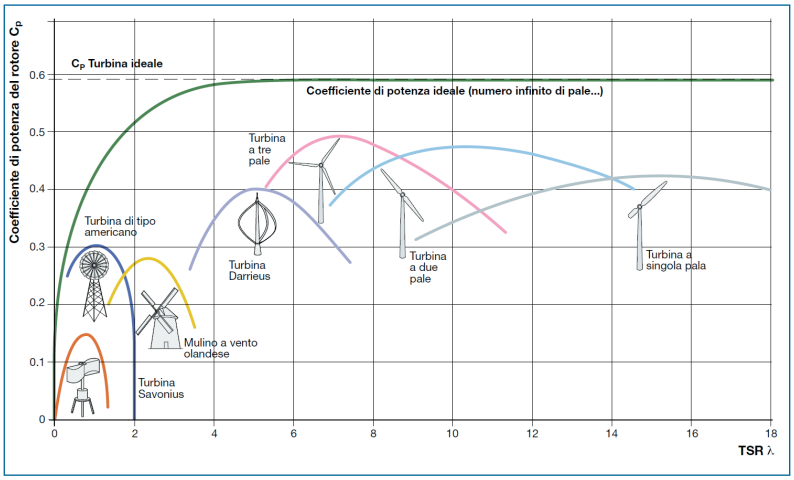


Figura 3: Coefficiente di potenza tipico di varie tipologie di aerogeneratori al variare della velocità di rotazione periferica della pala normalizzata con la velocità del vento (TSR)
Fonte: ABB - Quaderni di applicazione tecnica N.13 - Impianti eolici
https://library.e.abb.com/public/ca72690859c50914c1257937002944c0/1SDC007112G0901.pdf.

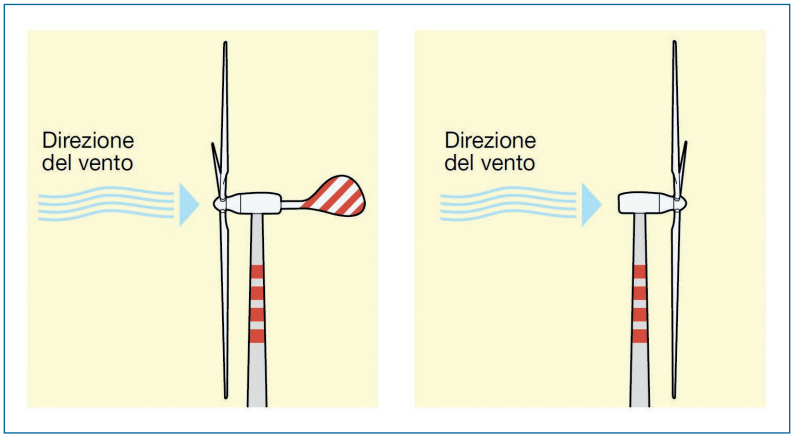


Figura 4: C Schema di turbine: sopravento con pinna direzionale (sx), sottovento senza pinna direzionale (dx).
Fonte: ABB - Quaderni di applicazione tecnica N.13 - Impianti eolici
https://library.e.abb.com/public/ca72690859c50914c1257937002944c0/1SDC007112G0901.pdf

rispetto a macchine ad asse orizzontale), ma sono caratterizzate da una maggiore semplicità di funzionamento ed affidabilità. Sono insensibili, ad esempio, alla direzione del vento e, quindi, non necessitano di un apparato di orientazione. Inoltre, grazie alle loro velocità di rotazione più basse rispetto alle macchine ad asse orizzontale, risultano molto più silenziose di queste. Grazie alla loro particolare geometria, in condizioni di vento inclinato e non perpendicolare al piano delle pale, possono avere un miglioramento delle prestazioni. Questo beneficio è legato ad un aumento dell'area equivalente spazzata al contrario delle macchine ad asse orizzontale, in cui un vento inclinato porta sempre ad un peggioramento delle prestazioni[10]. Queste caratteristiche rendono questi aerogeneratori particolarmente interessanti per l'installazione in contesti di generazione distribuita o in ambienti abitati dove la direzione del vento potrebbe essere perturbata dalla presenza di ostacoli locali.

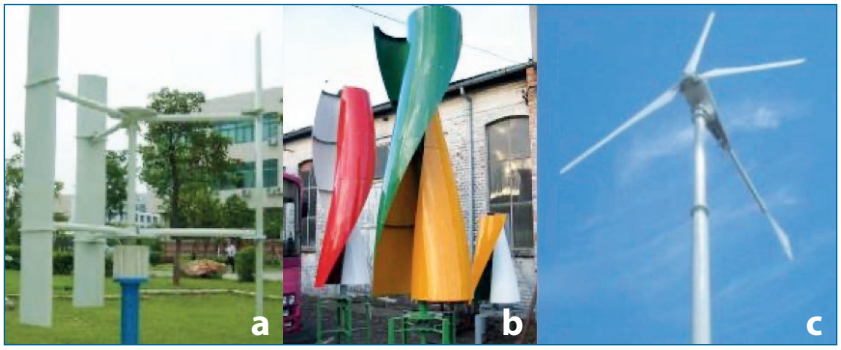


Figura 5: Schema semplificato di un rotore Savonius (a sinistra), di un rotore Darrieus (al centro) e di un rotore Darrieus ad H (a destra). Eriksson, Sandra & Bernhoff, Hans & Leijon, Mats, 2008. "Evaluation of different turbine concepts for wind power," Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 12(5), pages 1419-1434, June.

Motivazioni per lo sviluppo

Gli impianti minieolici potranno avere un impatto significativo nel panorama energetico del prossimo futuro con una ricaduta diretta sulla produzione di

[10] *F. BALDUZZI, A. BIANCHINI, E. A. CARNEVALE, L. FERRARI, S. MAGNANI, 2012, "Feasibility analysis of a Darrieus vertical-axis wind turbine installation in the rooftop of a building", Applied Energy 97 (2012) 921–929; doi: 10.1016/j.apenergy.2011.12.008*
F. BALDUZZI, A. BIANCHINI, L. FERRARI, 2012, "Microeolic turbines in the built environment: influence of the installation site on the potential energy yield", Renewable Energy 45 (2012) 163-174, ISSN 0960-1481/$, DOI: 10.1016/j.renene.2012.02.022

energia rinnovabile e sulle politiche nazionali aumentando la sostenibilità ambientale e sociale. Nell'ottica della transizione energetica verso una maggiore penetrazione delle rinnovabili, avrà sempre più importanza la generazione locale di energia nelle comunità energetiche, la produzione locale di idrogeno green o la generazione distribuita.
Infatti, il minieolico può contribuire, insieme ad altre tecnologie come quella fotovoltaica, a decarbonizzare la produzione di energia e ridurre le emissioni locali di anidride carbonica. Il minieolico può giocare un ruolo chiave nella decarbonizzazione di settori difficili da elettrificare, come l'agricoltura e le piccole industrie. Attraverso l'autoproduzione di energia pulita, queste attività possono ridurre la loro impronta di carbonio e contribuire agli obiettivi globali di riduzione delle emissioni. Il minieolico, inoltre, può contribuire all'accessibilità energetica in molte aree remote o in via di sviluppo in cui l'accesso all'elettricità sia limitato o inesistente. Le turbine minieoliche, essendo relativamente economiche da installare e mantenere, possono rappresentare una soluzione efficiente per portare energia pulita a comunità isolate, migliorando la qualità della vita e favorendo lo sviluppo economico locale.

Stato dell'arte

Sebbene la tecnologia di base delle turbine minieoliche sia ben sviluppata e benefici dell'avanzamento tecnologico del settore eolico di grande taglia, alcuni aspetti specifici presentano ampi margini di miglioramento e sviluppo. Dato che le altezze dei piloni di sostegno sono generalmente contenute, le turbine di piccola taglia operano più vicine al suolo ed in contesti con maggiore incidenza degli ostacoli sulle condizioni del vento. Il vento con cui interagiscono, quindi, tende ad essere più debole e più disturbato rispetto alle soluzioni di grossa taglia, con un impatto sfavorevole sulle prestazioni. Se a questo si aggiunge che alcuni costi non scalano con la taglia in modo lineare, il Levelized cost of Energy (LCOE) può essere più elevato rispetto a quello delle turbine di grandi dimensioni (fino anche a 5-6 volte) e comunque molto dipendente dalla specifica installazione[11].

[11] *2022 Cost of wind energy review Tyler Stehly, Patrick Duffy, and Daniel Mulas Hernando National Renewable Energy Laboratory https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf*

I temi di ricerca e sviluppo per questa tecnologia sono legati al miglioramento delle prestazioni, alla riduzione dei costi specifici ed alla ricerca di geometrie e soluzioni innovative che possano combinare un aumento delle prestazioni ed una riduzione dei costi. Ad esempio, molti studi si orientano verso la *power augmentation*, ossia l'aggiunta di appendici aerodinamiche in grado di aumentare la velocità locale del vento sulle pale, con evidenti benefici per la potenza prodotta. Oltre ai temi legati specificatamente alle turbine, emergono altri filoni di sviluppo altrettanto importanti, quali l'integrazione e l'interazione con gli edifici, l'installazione in contesti urbani, e la gestione della produzione in combinazione con stoccaggi.

Il panorama nazionale ed internazionale e molto ricco di produttori di turbine micro e minieoliche che propongono soluzioni molto diversificate. Purtroppo, i costi e le condizioni di vento non sempre favorevoli all'installazione possono rendere il mercato di queste macchine molto fluttuante con conseguente elevato ricambio dei produttori. Quindi, diversamente dal settore eolico di grande taglia, caratterizzato da pochi produttori consolidati, il mercato mini e microeolico è molto più variegato e dinamico. L'investimento in nuove soluzioni e tecnologie potrebbe permettere di consolidare il mercato di queste macchine e renderlo più attrattivo. Occorre ricordare che le turbine minieoliche, seppure di piccola taglia, devono rispettare i criteri di normative specifiche ne assicurano la sicurezza di funzionamento (ad esempio la CEI EN 61400-2).

Risorse economiche necessarie

La produzione di energia elettrica con minieolico nei prossimi tre anni avrà bisogno di investimenti per circa 50 M€ a livello nazionale. L'investimento dovrà riguardare la ricerca e lo sviluppo di nuovi materiali (iEolico Floating Offshoretorno al 10%), componenti e sistemi di controllo a più basso costo e più lunga durata (intorno 10%), l'integrazione con sistemi di accumulo (intorno 15%), per la realizzazione di impianti pilota e di dimostrazione con varie configurazioni adatte ai

diversi casi applicativi (40%) e per la definizione di normative e incentivi specifici per il settore (25%).
A livello di filiera, si stima che ogni organizzazione interessata alla tecnologia debba investire tra i 1.000 ed i 3.000 €/kW per l'acquisto e l'installazione di un generatore minieolico, a seconda della potenza, della tipologia e della localizzazione. Si prevede che il ritorno sull'investimento possa avvenire in un arco di tempo variabile tra i 5 e i 10 anni, a seconda delle condizioni climatiche e del regime tariffario applicato e di eventuali incentivi.

3) EOLICO FLOATING OFFSHORE

Con il termine Eolico offshore flottante (o galleggiante), o più semplicemente eolico flottante, ci si riferisce all'insieme di quelle soluzioni tecnologiche in cui una turbina eolica è installata su piattaforme galleggianti posizionate in mare o, più in generale, in bacini di acqua. La loro adozione è necessaria quando i fondali raggiungono altezze elevate, superiori a 60 metri, che non consentono il posizionamento della turbina con fondazioni fisse (bottom-fixed). L'intero sistema dell'eolico flottante si compone di quattro elementi principali: turbina eolica, torre ed elemento di transizione, piattaforma galleggiante e sistema di ormeggio.

- **Turbina eolica**: è composta essenzialmente da un rotore tripala ad asse orizzontale, una navicella che contiene la componentistica necessaria per la conversione di energia cinetica del vento dapprima in energia meccanica e quindi in energia elettrica, assieme al sistema di controllo che assicura il buon funzionamento della turbina.
- **Torre ed elemento di transizione:** la torre è la struttura verticale che si erge fino al rotore e che in basso si collega ad un elemento di transizione che svolge il compito di ancorare stabilmente l'intera turbina alla piattaforma galleggiante.
- **Piattaforma galleggiante:** diverse soluzioni di piattaforme galleggianti sono state finora sviluppate, in attesa di una standardizzazione della tecnologia che allo stato attuale è ancora in fase prototipale (fig. 6).

Le principali soluzioni adottate e i relativi valori di TRL sono:

- *Semi-sommergibile/Barge*, costituiti da uno scafo in acciaio ancorato al fondale marino con linee di ormeggio generalmente a catenaria o assimilabili. È una tecnologia già provata, con almeno 70 MW di installazioni operative: il suo TRL è maggiore di 7;
- *Spar,* costituita da una colonna quasi completamente immersa e ancorata al fondale con un sistema di ormeggio. È una tecnologia già provata, con almeno 30 MW di installazioni operative: il suo TRL è mag-

giore di 7;
- *Tension Leg Platform (TLP)*, ancorata al fondale marino tramite lunghi cavi verticali tesi che ne assicurano la stabilità. Non è una tecnologia ancora provata in ambiente reale: ad oggi il suo TRL è tra 4 e 5.

• **Sistema di ormeggio:** il sistema di ormeggio consente l'ancoraggio della piattaforma flottante al fondale. Le principali configurazioni adottate sono quelle provenienti dall'esperienza nel campo dell'offshore Oil&Gas: sistema catenaria e sistema a 'gamba tesa'.

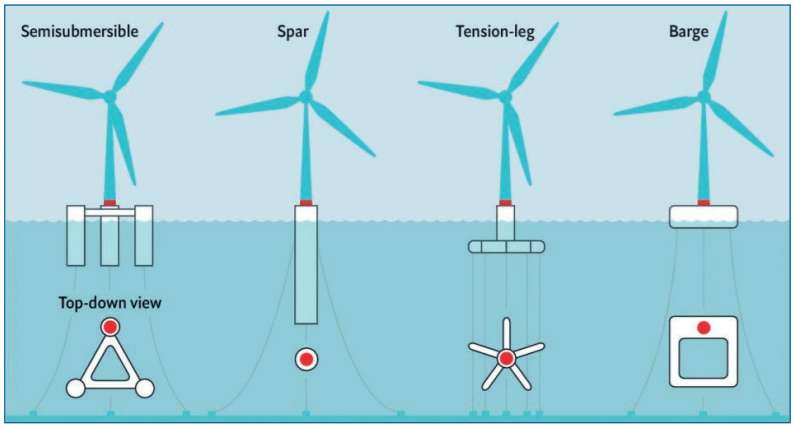


Figura 6: Tipologie di piattaforme galleggianti[12]

L'energia elettrica prodotta in loco viene poi trasmessa sulla terraferma e connessa all'infrastruttura terrestre attraverso alcuni passaggi chiave. L'energia elettrica prodotta dal gruppo di turbine costituenti il parco eolico viene inviata ad una prima sottostazione elettrica, anche essa posizionata in mare, per mezzo di alcuni cavi interrati nel fondale marino (array cables). Nella sottostazione l'energia elettrica è portata a un voltaggio superiore, per mezzo di trasformatori, pronta per essere inviata a terra tramite cavi ad alta tensione (export cables). La conversione si rende necessaria per ridurre le perdite di potenza lungo la linea di trasmissione. A terra, una seconda sottostazione regola nuovamente la tensione in modo che

[12] *F. Barooni M, Ashuri T, Velioglu Sogut D, Wood S, Ghaderpour Taleghani S. Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects. Energies. 2023; 16(1):2*

l'energia elettrica possa essere immessa nella infrastruttura terrestre e quindi distribuita alle utenze (fig.7).

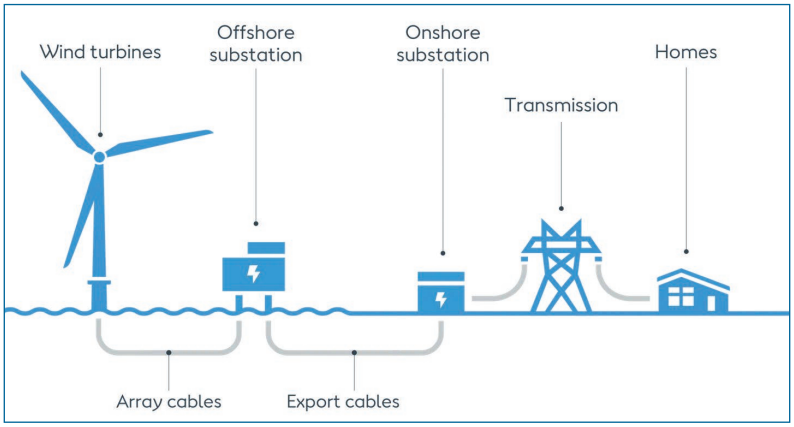


Figura 7: Schema di invio a terra dell'energia elettrica prodotta da una turbina eolica offshore[13]

Motivazioni per lo sviluppo

Il perseguimento degli obbiettivi di neutralità climatica al 2050 (Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo) e di innalzamento, al 2030, fino a un minimo del 42,5% del contributo di energie rinnovabili nel consumo energetico dell'EU (direttiva RED III) passa anche attraverso un incremento delle capacità da eolico sul territorio nazionale. Il potenziale tecnico italiano della tecnologia eolica consente di stimare il raggiungimento di oltre 55 TWh nel 2030, partendo da una produzione di 23,4 TWh nel 2023, per crescere infine fino a 184 TWh nel 2050. Con una previsione di produzione energia elettrica in Italia al 2050 pari a 600-700 TWh, l'eolico rappresenterebbe pertanto fino al 26% dell'elettricità totale generata[14].

La tecnologia dell'eolico flottante consente l'installazione di aerogeneratori su piattaforme galleggianti posizionate in aree marine con profondità dei fondali

[13] https://us.orsted.com/renewable-energy-solutions/offshore-wind/what-is-offshore-wind-power/how-do-offshore-wind-turbines-work

[14] *Scenari elettrici al 2050: potenzialità e criticità del caso italiano", Laboratorio REF Ricerche*

superiori a 60 metri (gran parte del bacino Mediterraneo). Si garantisce pertanto l'esercizio di parchi eolici in aree estremamente vaste finora precluse allo sfruttamento dell'energia dal vento consentendo di sbloccare l'enorme potenziale delle aree marine con fondali profondi del mar Mediterraneo. Inoltre, l'installazione in mare, caratterizzato da una superficie 'meno rugosa' rispetto alla terraferma, assicura una maggiore e più regolare ventosità e, quindi, una più alta producibilità specifica. Infine, la lunga distanza dalla costa li renderebbe appena percettibili all'occhio umano, riducendone enormemente l'impatto visivo e di conseguenza facilitandone l'accettazione.

Per quanto riguarda l'Italia, lo sfruttamento delle potenzialità dell'eolico offshore fino a raggiungere il traguardo di 20 GW di capacità installata consentirebbe di generare fino a oltre un quarto dell'elettricità totale generata nel 2050.

Rilevanza

Dal punto di vista ambientale l'energia elettrica generata dall'eolico offshore galleggiante ha performance migliori rispetto al mix energetico medio della rete elettrica nazionale. 1 GWh generato dall'eolico offshore galleggiante ha un potenziale impatto ambientale medio 67% inferiore rispetto a quello causato dall'energia elettrica prelevata dalla rete elettrica italiana nel 2013 (studio Politecnico di Torino).

Il collegamento al fondale attraverso ormeggi e tiranti è enormemente meno impattante su fondali ed ecosistema marino rispetto alle installazioni offshore bottom-fixed. Recenti studi mettono anzi in evidenza che la presenza di piattaforme galleggianti può fornire superfici di protezione e la creazione di zone di sicurezza che escludono imbarcazioni e pesca, costituendo pertanto un rifugio per le popolazioni ittiche.

Dal punto di vista occupazionale ed economico, il coinvolgimento delle filiere industriali legate alla produzione di acciaio, l'industria navalmeccanica e il complesso di infrastrutture portuali, consente la creazione di un indotto nazionale, con importanti ripercussioni di carattere economico ed occupazionale. Grazie alla sua posizione centrale nel Mare Mediterraneo, l'Italia può ambire a diventare un hub strategico per la produzione e l'installazione delle turbine eoliche offshore galleggianti, a condizione che vengano effettuati investimenti di rinnovamento e adattamento dei porti a disposizione. Si stima che per ogni euro di valore aggiunto generato nella filiera dell'eolico offshore galleggiante in Italia, se ne genererebbero ulteriori 1,9 € nel resto dell'economia italiana, grazie all'attivazione di filiere sul territorio nazionale[15].
Dal punto di vista occupazionale, si stima che il raggiungimento dell'obbiettivo di 20 GW al 2050 genererebbe 27000 nuovi occupati in Italia.

Stato dell'arte

Sebbene la tecnologia dell'eolico offshore galleggiante possa essere considerata ancora nella sua prima fase, recenti sviluppi e applicazioni lasciano ben sperare in una rapida crescita nei prossimi anni.

Il raggiungimento di una piena maturità tecnologica sta concentrando gli investimenti sulla ottimizzazione di turbine per ambienti marini e sul completamento dello sviluppo delle piattaforme galleggianti e dei sistemi di ancoraggio, mentre a livello di intero impianto sono numerosi gli esempi di impianti pilota funzionanti o in preparazione.

Le prime installazioni a livello mondiale risalgono al 2015, e nel 2022 la capacità mondiale raggiunta è stata di 124 MW. In questa prima fase l'Europa occupa una posizione di leadership, potendo contare su una potenza installata di 113 MW al 2022, quindi oltre il 90% delle installazioni mondiali[16].

[15] *Eolico Offshore Galleggiante: opportunità nel percorso di decarbonizzazione e ricadute industriali per l'Italia, 2024, The European House Ambrosetti.*

[16] *Global Wind Report 2024, GWEC*

La prima installazione europea risale al 2017, con la messa in esercizio del parco eolico Hywind al largo delle coste scozzesi: un parco eolico composto da 5 turbine posizionate su piattaforme galleggianti di tipo Spar da 6 MW l'una, ognuna delle quali in grado di generare energia sufficiente per alimentare 4000 case del Regno Unito.

Numerose altre installazioni e progetti sono presenti o in fase di sviluppo e realizzazione in tutta Europa, tra cui:

- Parco galleggiante di Kincardine Offshore Wind, a 15 chilometri dalla costa di Aberdeen, con una potenza complessiva di 50 MW, suddivisa su 5 turbine installate su piattaforme semi-sommergibili in grado di fornire energia a 55000 abitazioni in un anno;
- il progetto WindFloat Atlantic, situato al largo della costa di Viana do Castelo, in Portogallo, e collegato alla rete dal 2019, con una potenza complessiva di 25 MW, suddivisa su 3 turbine. Nell'anno 2023 ha prodotto 80 GWh in grado di alimentare 25000 abitazioni all'anno nella nazione;
- La Norvegia ha installato ulteriori 4 turbine al parco eolico denominato Hywind Tampen, raggiungendo la potenza complessiva di 94 MW e risultando a oggi il più grande parco eolico offshore flottante al mondo;
- In Germania si lavora al progetto Arcadis Ost 1, di capacità 257 MW da installare nelle acque del Mar Baltico, a nord-est dell'isola di Rügen.

Entro il 2024 si stima che l'Europa avrà in esercizio 330 MW di energia eolica galleggiante e non è irragionevole aspettarsi che disporrà di oltre 10 GW di capacità totale in funzione entro il 2030.

In Italia al 2024 non risulta installato nessun impianto con tecnologia offshore galleggiante. Si contano però vari progetti in Sicilia: *Med Wind* che porta la firma di Renexia e prevede l'installazione di 190 turbine al limite delle acque territoriali

italiane a circa 60 chilometri dalla costa, ma anche la danese Copenhagen Offshore Partners col consorzio *7SeasMed* sta lavorando a un parco galleggiante da 250 MW al largo di Marsala. L'impianto *Med Wind* sarà realizzato in tre sezioni da circa 1 GW ciascuna tra il 2024 ed il 2030 con un tempo di costruzione di due anni per ogni sezione.

Diversi grandi progetti galleggianti sono in fase di sviluppo anche al largo della Sardegna, della Sicilia e della Puglia, con i progetti *Kailia* e *Odra*, al largo delle coste adriatiche. Sono quelle suddette le aree marittime italiane con maggiore ventosità e produzione specifica. Nel complesso l'Italia ha un obbiettivo stabilito dal PNIEC 2023 di 2,1 GW di capacità eolica offshore flottante al 2030.

Importanti players nazionali e internazionali nel settore dell'eolico flottante sono: *Renexia* e *Nadara*, prodotto della fusione nel 2023 di *Renantis* e *Ventient*, entrambi leader nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di grandi impianti nel settore fotovoltaico, eolico offshore e sistemi di accumulo energetico, e *BlueFloat*, sviluppatore di progetti eolici offshore.

Nel resto del mondo si annoverano pochi esempi, entrambi in Cina dove, nel 2023, una turbina "anti-tifone" da 7,25 MW e una turbina eolica da 4 MW sono state installate su piattaforme galleggianti semisommergibili a tre colonne.

L'Italia può contare inoltre su importanti competenze nell'industria correlata all'eolico offshore flottante. Difatti il nostro Paese:

i. è il secondo maggior produttore di acciaio in UE-27[15] (dopo la Germania), in un contesto in cui c'è forte impiego di acciaio. Si stima infatti che una piattaforma che ospita una turbina da 15 MW contenga fino a 4000 tonnellate di acciaio;

ii. è leader nei settori della meccanica avanzata e della cantieristica navale, con una produzione di navi e imbarcazioni del valore di 6,6 B€,

[15] *Eolico Offshore Galleggiante: opportunità nel percorso di decarbonizzazione e ricadute industriali per l'Italia, 2024, The European House Ambrosetti.*

possedendo quindi il necessario know-how per la gestione di progetti complessi di produzione e assemblaggio di piattaforme eoliche galleggianti, di sottostazioni, di navi specifiche per le operazioni di Operations and Maintenance (O&M);

iii. dispone di numerosi grandi porti in prossimità di potenziali siti eolici offshore, sebbene sia necessario intraprendere uno sforzo di investimento nella creazione di un sito in grado di soddisfare tutti i requisiti necessari per realizzare un intero progetto eolico offshore galleggiante.

In questa ottica, importanti players nazionali sono: *Fincantieri* e *Acciaierie* Italia.

Risorse economiche necessarie

Ad oggi l'installazione di un impianto eolico offshore galleggiante in Italia richiede dei costi piuttosto elevati e un tempo di costruzione di circa 6 anni. I valori di CAPEX sono dell'ordine 5,1 B€/GW, contro i 3,3 B€/GW di un impianto a fondazione fissa. Cinque volte maggiori anche i valori di OPEX di un impianto eolico offshore galleggiante rispetto a quelli riscontrabili in un impianto a fondazione fissa.

La non raggiunta maturità tecnologica nelle aree di ottimizzazione delle turbine per ambienti marini e sul completamento dello sviluppo delle piattaforme galleggianti e relativi sistemi di ancoraggio, richiede investimenti in R&S nei prossimi anni a livello nazionale. Considerati i suddetti valori di CAPEX e un target fissato dal PNIEC 2023 di 2,1 GW di capacità eolica offshore flottante da installare in Italia entro il 2030, si stima un investimento attorno a 10,7 B€. Ipotizzando una quota media da destinare alle attività R&S pari al 5%, allora i relativi investimenti in attività di ricerca si attestano attorno a 0,54 B€ nei prossimi 5 anni.

Essendo una tecnologia relativamente nuova, il costo livellato dell'energia (LCoE) per l'eolico offshore galleggiante rimane molto alto, dell'ordine di 180-200 $/MWh. Tuttavia, il raggiungimento di economie di scala, la standardizzazione e

l'apprendimento esperenziale consentono di stimare il raggiungimento dei valori di LCoE pari a 67 $/MWh nel 2050[17], in linea con i valori oggi raggiunti con altre tecnologie di produzione da fonti rinnovabili quali il Geotermico (71 $/MWh), e il solare termico a concentrazione (117 $/MWh) e poco distante da altre tecnologie più mature quali il fotovoltaico (44 $/MWh) e l'idroelettrico (57 $/MWh)[18].

Inoltre, la non raggiunta maturità tecnologica si traduce in un maggiore profilo di rischio e quindi in valori elevati di costo medio ponderato del capitale (WACC), che in generale per l'eolico offshore risulta fino al 9% più alto di quello associato all'eolico onshore[19].

La migliore stima nazionale delle risorse economiche necessarie all'installazione ed esercizio di un parco eolico flottante, fa riferimento al progetto in fase più avanzata del suo iter di realizzazione: il parco eolico Med Wind che con molta probabilità sarà completato per il 2030.

L'investimento complessivo del parco Med Wind è di circa 9000 M€, cui si aggiungono circa 150 M€/annui per 25 anni, ossia il previsto periodo di esercizio dell'impianto, come costi di gestione e manutenzione del parco. In rapporto alla potenza installata ciò si traduce in un investimento di 3,2 B€/GW e costi di gestione e manutenzione di 54 M€/GW all'anno

Per il prossimo futuro, l'adozione di politiche che adottino misure di sostegno e possano mettere a disposizione della tecnologia delle adeguate risorse economiche può essere il percorso giusto per attivare un processo di de-risking di finanziamento dei progetti, attraverso la riduzione dei valori di WACC, e quindi LCoE. Misure adeguate includono l'introduzione di tariffe incentivanti idonee ad attrarre investimenti: il Decreto FER II[20] prevede una tariffa incentivante di 185 €/MWh, ritenuta piuttosto bassa rispetto ad altri Paesi. La Gran Bretagna, ad esem-

[17] *Floating Wind: Turn ambition into action, DNV 2023*

[18] *Renewable Power Generation Costs in 2023 – IRENA*

[19] *"Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis, 2021, Aures.*

[20] *DM FER 2, 19 giugno 2024, Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica – "Incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio"*

pio, ha previsto un incremento della tariffa incentivante da 167 €/MWh a 254 €/MWh [15]. Altre proposte di policy della Floating Offshore Wind Community lanciata da The European House-Ambrosetti, in collaborazione con i Partners Renantis, BlueFloat Energy, Fincantieri e Acciaierie Italia per incentivi economici sono: aggiornare le tariffe d'asta in linea con l'inflazione e gli andamenti di mercato; maggiori incentivi per i primi progetti al fine di favorire la localizzazione di una filiera nazionale; fornire sovvenzioni CAPEX per gli investimenti infrastrutturali di nuovi progetti; promuovere l'utilizzo di fondi PNRR a favore dello sviluppo della supply chain del settore eolico offshore galleggiante.

ACCUMULO DELL'ENERGIA

4) SERBATOI DI IDROGENO GASSOSO IN COMPOSITO DI TIPO V PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE

Lo stoccaggio è uno di limiti tecnologici che, al momento, limitano l'utilizzo dell'idrogeno. L'idrogeno è un gas difficile da maneggiare perché, avendo una bassa densità energetica, deve essere molto compresso ad alte pressioni (circa 700 bar) per essere stipato in un serbatoio in quantità sufficienti per alimentare una vettura.

I compositi in fibra di carbonio (Carbon Fiber-Reinforced Polymer – CFRP) sono i materiali di riferimento per la produzione di serbatoi per stoccaggio di idrogeno gassoso adatti alla mobilità di superficie, di tipo IV con strato interno in materiale polimerico (liner), e di tipo V senza liner interno. I serbatoi di tipo V sono sviluppati al momento solo a livello prototipale e comportano un maggior rischio di riduzione della pressione nel tempo a seguito del possibile aumento di permeabilità del materiale, dovuto alla mancanza dello strato interno di materiale omogeneo ma hanno grandi vantaggi dal punto di vista produttivo (minori costi e maggiore produttività) e in fase d'uso (sono più leggeri). Il TRL attuale di questo tipo di serbatoi è 3.

Motivazioni per lo sviluppo

L'idrogeno rappresenta una possibile fonte di energia pulita per il raggiungimento dell'obiettivo dei veicoli ad emissioni zero. Nonostante i notevoli sforzi a livello politico ed economico in termini di investimenti, di ricerca e sviluppo industriale, l'utilizzo di tale soluzione stenta a decollare a causa di una serie di limiti tecnologici per superare i quali occorre introdurre soluzioni specifiche, tra cui i serbatoi.

Una di queste soluzioni è l'uso del composito rinforzato con fibra di carbonio che consente di avere serbatoi con pesi molto contenuti. In particolare, un serbatoio di tipo V è generalmente 10-20% più leggero rispetto a un serbatoio di tipo IV di pari volume e pressione.

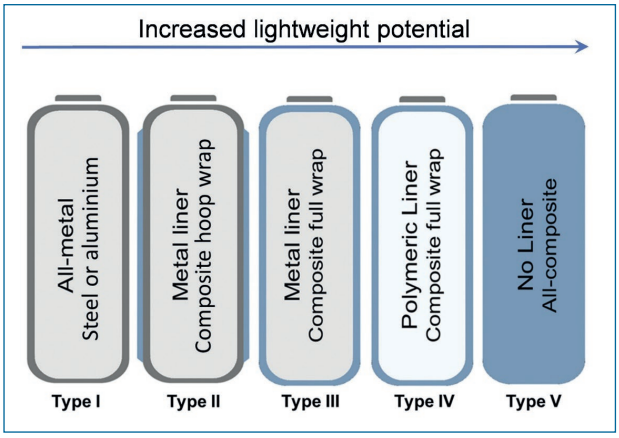


Figura 8: Classificazione dei serbatoi per idrogeno (fonte www.compositesworld.com)

Le previsioni di crescita sull'utilizzo di serbatoi in composito, che hanno trovato conferma a livello globale, ritengono che il segmento dei trasporti con mezzi pesanti farà un forte ricorso all'uso dell'idrogeno in sostituzione del diesel e sarà preferito all'uso delle batterie che, per veicoli di grandi dimensioni, implicano peso, dimensioni e tempi di ricarica che le rendono antieconomiche. Il segmento dei trasporti pesanti è infatti caratterizzato da mezzi con un elevato payload (carico utile) e destinati a lunghi tragitti operativi.

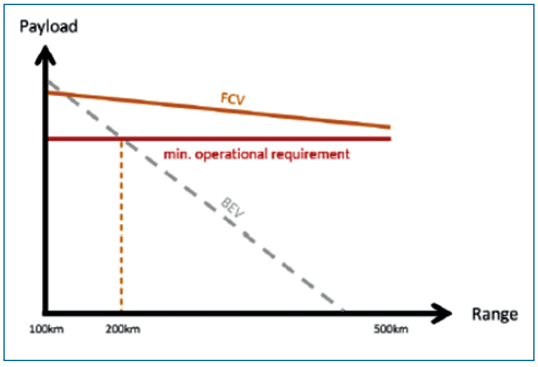


Figura 9: Autonomia Fuel Cell Vehicle /Battery Electric Vehicle (Fonte: Corporate incubations Post DHL Group). Per range superiori a 200 km si stima che le BEV non raggiungono il minimo requisito.

In Europa la legislazione impone che gli OEM (Original Equipment Manufacturer) produttori di camion raggiungano il target di riduzione del 30% di CO_2 entro il 2030 rispetto ai livelli del 2019. Se per contribuire al raggiungimento di tale target anche solo il 5% dei camion passasse all'uso dell'idrogeno in Europa a partire dal 2026-'27, il settore del trasporto pesante potrebbe richiedere nel giro di 10 anni 100.000 serbatoi all'anno[21]. La società francese Plastic Omnium, fornitore del settore automotive, fornisce previsioni anche più significative, prevedendo che la richiesta di veicoli ad idrogeno passerà dai 200.000 nel 2025 ai 2 milioni nel 2030, di cui 500.000 saranno rappresentati da veicoli pesanti e veicoli commerciali (bus, camion) e sarà il primo segmento interessato alla crescita, mentre 1,5 milioni saranno le automobili per le quali la crescita è prevista a partire dal 2027/2028[22].

Rilevanza

Il settore gode del sostegno di molti governi. Germania e Giappone vogliono mettere su strada rispettivamente 1,8 milioni e 0,8 milioni di veicoli ad idrogeno, con rispettivamente 1000 e 900 stazioni di rifornimento entro il 2030. La Cina punta a 50.000 veicoli e 300 stazioni entro il 2025 e ad 1 milione di veicoli e 1.000 stazioni entro il 2030. In stretta collaborazione con il settore industriale, gli Stati Uniti vogliono costruire 1000 stazioni e aumentare le vendite fino ad un milione di veicoli entro il 2030. Per la sua autonomia, che permette lunghe tratte senza approvvigionamento, il sistema a celle a combustibile offre molte opportunità soprattutto per il traffico pesante. Hyundai ha già messo su strada il primo autocarro ad idrogeno, con l'obiettivo di realizzarne 1.600 entro il 2025, mentre il gruppo industriale francese Alstom ha ottenuto l'omologazione per la produzione di 41 treni ad idrogeno in Germania ed Olanda.

Nonostante il mercato dei veicoli ad idrogeno si trovi ancora in una fase embrionale, esso si sta espandendo in modo veloce, catalizzato dal forte sviluppo in Asia (Giappone, Cina e Corea). Nel 2019 lo stock di veicoli ad idrogeno, 25.210 unità, è quasi raddoppiato rispetto all'anno precedente e le vendite sono passate da

[21] *G. Gardiner, Hydrogen is poised to fuel composites growth, Part 1, CompositesWorld, 9/24/2021*

[22] *Plastic Omnium, Leading the Way to the Future of Mobility, 25/11/2020*

5.800 unità nel 2018 a 12.350 unità un anno dopo.

Stato dell'arte

Ad oggi l'uso dei serbatoi sui veicoli è regolamentato dalle disposizioni contenute nel Regolamento n. 134 UNECE [23] cui i serbatoi si dovranno uniformare. Allo stato dell'arte il processo produttivo più diffuso per la produzione di serbatoi in composito è quello del filament winding (FW) che prevede l'avvolgimento di filamenti continui di fibra di rinforzo (di dimensioni tra 3 e 13 mm) impregnati in resina su un mandrino rotante, la cui forma determinerà la geometria del componente da realizzare. Il mandrino è un elemento fondamentale, esso può essere sia fisso, cioè parte integrante della struttura, sia rimovibile o solubile. Il consolidamento del componente avviene tramite la reazione di polimerizzazione della resina ad alte temperature. L'avvolgimento del filamento è un processo controllato da computer e un manipolatore posiziona accuratamente le fibre di rinforzo nell'orientamento designato. Le ultime evoluzioni del processo di FW prevedono un livello di automazione sempre maggiore, volto a ridurre i tempi ciclo.

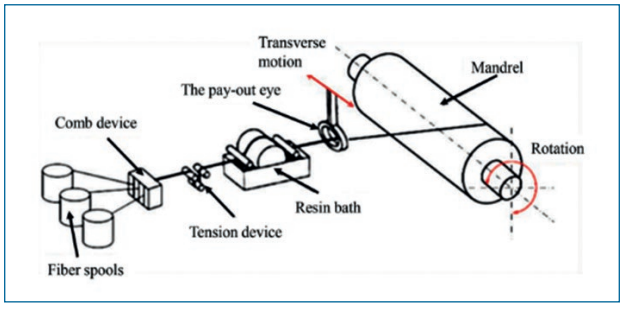


Figura 10: Schema del processo di filament winding per la produzione di serbatoi in composito (fonte:M. Azeem et al. "Application of Filament Winding Technology in Composite Pressure Vessels and Challenges: A Review", Journal of Energy Storage, Volume 49, May 2022, 103468)

Negli ultimi anni per i serbatoi si sta prendendo in considerazione una tecnologia alternativa denominata Automated Fiber Placement – AFP - che consiste nel deporre strisce di fibra continua (tows) preimpregnata con la resina, che vengono

[23] *Commissione economica per l'Europa delle Nazioni Unite (UNECE) - Disposizioni uniformi concernenti l'omologazione dei veicoli a motore e dei relativi componenti per quanto riguarda le prestazioni in termini di sicurezza dei veicoli alimentati a idrogeno (HFCV) (2019/795)*

compattati mediante applicazione di pressione e riscaldamento localizzato nel punto in cui i tows vengono deposti sul mandrino. Il processo è altamente automatizzato e permette la deposizione di più strisce contemporaneamente. L'AFP può essere utilizzata anche deponendo fibre secche (non preimpregnate), con lo scopo di realizzare la "preforma" secca del componente, che sarà successivamente impregnata con resina per mezzo di tecniche opportune come, ad esempio, il Resin Transfer Moulding – RTM.

Una variante dell'AFP è l'Automated Tape Laying – ATL – caratterizzato dall'uso di una singola striscia per volta (tape) di larghezza maggiore (fino a 300mm) ed utilizzabile solo per raggi di curvatura più elevati.

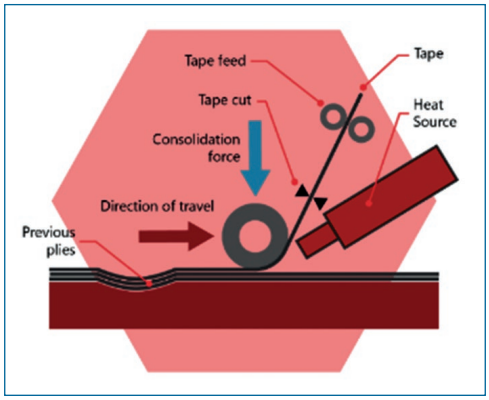


Figura 11: Schema dei processi di AFP e ATP; nel caso dell'AFP il tape è più stretto e di possono depositare più tape contemporaneamente, nel caso dell'ATP il tape è più largo.
(fonte: https://compositesevolution.com/resources/what-is-automated-fibre-placement-afp/)

La necessità sempre più incalzante di disporre di serbatoi in composito per lo stoccaggio di idrogeno gassoso in pressione sta richiamando sempre più l'attenzione dei tecnologi e dei gruppi di ricerca verso lo sviluppo di soluzioni innovative, che permettano di aumentare i tempi ciclo, la ripetibilità e quindi l'affidabilità dei processi produttivi. Una tecnologia innovativa è stata presentata

dalla società macedone Mikrosam, leader nello sviluppo di soluzioni innovative per FW. Tale tecnologia prevede una soluzione ibrida tra AFP e FW, permettendo così di sfruttare i vantaggi di entrambe le tecnologie. La testa AFP, equipaggiata con dispositivo di riscaldamento a infrarossi, è progettata per ottenere un lay-up bidirezionale, l'avvolgitore per FW provvedere a deporre i filamenti di fibra secchi o preimpregnati.

Tutti e tre i processi, FW, AFP e ATL nascono per compositi a matrice termoindurente, tipicamente resine epossidiche, per i quali è possibile usare resina non curata, quindi liquida, durante l'impregnazione che può avvenire anche a temperatura ambiente.

Negli ultimi anni sta aumentando sempre di più l'attenzione verso i compositi a matrice termoplastica, soprattutto a seguito delle loro maggiori potenzialità di riciclo. I vantaggi dell'uso di compositi a matrice termoindurente rispetto a quelli a matrice termoplastica possono essere così sintetizzati:
- maggiore facilità di impregnazione,
- minori temperature di processo,
- minori problemi di compatibilità tra fibra e matrice,
- maggiore resistenza alle alte temperature,
- processi ormai standardizzati che hanno raggiunto la fase di industrializzazione.

I compositi a matrice termoplastica presentano invece, rispetto ai compositi a matrice termoindurente:
- maggiore tenacità e resistenza a impatto,
- maggiore resistenza alla corrosione,
- possibilità di ridotti tempi ciclo,
- possibilità di stoccare la materia prima a temperatura ambiente (e non in ambiente refrigerato come per i termoindurenti) per un tempo teoricamente infinito,
- maggiori potenzialità di riciclo. Risorse economiche necessarie

Circa 3 M€ per passare da TRL3 a TRL6 (con prototipo dimostratore in scala reale) in 4 anni, tra costo dei ricercatori impiegati, nuove attrezzature di processo e testing, materiali per lo sviluppo. Lo sviluppo dovrà tener conto della normativa relativa alla sicurezza dei veicoli alimentati a idrogeno (HFCV [2019/795]).

5) BESS(BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS)

Nel contesto dell'evoluzione del panorama energetico, i sistemi di accumulo a batteria (BESS) stanno emergendo come elementi cruciali per affrontare le sfide della decarbonizzazione e soddisfare le esigenze del mercato energetico. Questi sistemi sono in grado di immagazzinare energia durante i periodi di sovrapproduzione da fonti rinnovabili e rilasciarla durante i picchi di domanda, oltre a fornire un backup affidabile durante le interruzioni di corrente. Essi giocano un ruolo essenziale nella riduzione delle emissioni di gas serra, equilibrando l'offerta e la domanda di energia elettrica e facilitando l'integrazione delle fonti rinnovabili. Con il passaggio verso fonti energetiche più pulite, la domanda di BESS è destinata a crescere. I BESS sono impiegati in una varietà di applicazioni, sia a livello di rete che per utenti privati, contribuendo alla stabilità e all'efficienza del sistema energetico. Applicazioni residenziali, commerciali e industriali traggono vantaggio dall'utilizzo dei BESS, ottimizzando il consumo di energia, riducendo i costi e garantendo un'alimentazione continua.

Le tecnologie emergenti nel settore, come le batterie a flusso, le batterie al sodio e altre batterie basate su zinco, offrono alternative più sicure ed ecologicamente sostenibili alle tradizionali batterie agli ioni di litio. Questa diversificazione del panorama tecnologico mira a migliorare le prestazioni, ridurre i costi e promuovere la sostenibilità ambientale nel settore degli accumuli di energia. Infine, la ricerca e l'innovazione nel settore dei BESS oltre allo sviluppo di batterie sostenibili e a basso costo si concentra su sistemi di gestione avanzati. L'obiettivo è migliorare la sicurezza, le prestazioni e la durata delle batterie, riducendo i costi e garantendo una catena di approvvigionamento sostenibile.

Motivazione per lo sviluppo

L'imperativo globale di ridurre le emissioni di carbonio e di passare a fonti energetiche più pulite richiede l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete elettrica. Tuttavia, le fonti rinnovabili come il solare e l'eolico sono intrinsecamente intermittenti, con conseguenti problemi di corrispondenza tra domanda e offerta di energia.

I sistemi di stoccaggio di energia stazionari supportano il sistema elettrico svolgendo molti scopi, dall'accumulo a livello di rete all'alimentazione di riserva (back-up), assicurando l'accesso ininterrotto all'energia per le comunità e le infrastrutture critiche, in particolare nelle aree remote o insulari che fanno particolare affidamento sulle fonti rinnovabili. I BESS favoriscono la stabilità della rete immagazzinando l'energia rinnovabile in eccesso durante i periodi di bassa domanda e rilasciandola durante i picchi, riducendo la dipendenza da costose centrali elettriche basate sui combustibili fossili. Inoltre, mitigano le fluttuazioni della domanda di energia attraverso il peak-shaving, migliorando così l'efficienza della rete. I BESS forniscono anche un backup affidabile durante le interruzioni di corrente, fondamentale per i servizi e le infrastrutture essenziali. Inoltre, le tecnologie di accumulo di energia a lunga durata (Long Duration Energy Storage, LDES), se abbinate alle energie rinnovabili, offrono una soluzione pratica per la decarbonizzazione industriale, consentendo l'energy-shifting su base giornaliera o multi-giornaliera, la regolazione della frequenza di rete e una maggiore resilienza delle infrastrutture. Importanti operatori industriali come Tata Steel, ENI e Microsoft stanno già sperimentando le tecnologie LDES per la riduzione delle loro emissioni[24]. Inoltre, integrando tecnologie complementari in un sistema di accumulo ibrido (Hybrid Energy Storage System, HESS), per esempio combinando dispositivi di accumulo a lunga durata con altri a risposta rapida, è possibile fornire una gamma ancora più ampia di servizi alla rete. Oltre alle soluzioni di accumulo stazionario per la rete, i BESS trovano ampio impiego anche in applicazioni per utenti privati. I settori residenziale, commerciale e industriale traggono tutti vantaggio dalle applicazioni dei BESS, specialmente se adottati assieme a fonti rinnovabili, poiché ottimizzano il consumo di energia, riducono i costi legati all'approvvigionamento, garantiscono un'alimentazione ininterrotta e aumentano l'autoconsumo[25].

I BESS si traducono in una possibilità di guadagno nell'arbitraggio energetico, nella fornitura di servizi ancillari per la rete, nella gestione della domanda e nell'integrazione delle fonti rinnovabili. Tramite i BESS, le aziende hanno la possibilità di ottimizzare i loro costi energetici sfruttando i differenziali di prezzo dell'elettricità.

[24] *Driving to Net Zero Industry Through Long Duration Energy Storage (ldescouncil.com)*

[25] *Wüllner, J., Reiners, N., Millet, L. et al. Review of Stationary Energy Storage Systems Applications, Their Placement, and Techno-Economic Potential. Curr Sustainable Renewable Energy Rep 8, 263–273 (2021). https://doi.org/10.1007/s40518-021-00188-2*

Inoltre, i BESS supportano la rete attraverso la regolazione della frequenza, il controllo della tensione e il bilanciamento della potenza reattiva, creando ulteriori flussi di reddito e migliorando la stabilità della rete. Inoltre, aiutano a gestire i picchi di domanda e facilitano l'integrazione delle fonti rinnovabili immagazzinando l'energia in eccesso, ottimizzando l'autoconsumo e riducendo la dipendenza dalla rete[26].

Rilevanza

Si prevede che il mercato globale dei BESS registrerà una crescita significativa entro il 2030, con proiezioni che indicano una capacità cumulativa di 411 gigawatt (o 1.194 gigawattora) entro la fine del decennio, segnando un notevole aumento rispetto ai 27GW/56GWh di capacità di stoccaggio attivi alla fine del 2021[27]. Si prevede che entro il 2030 saranno aggiunti a livello globale 387GW/1.143GWh di nuova capacità di stoccaggio dell'energia. Nonostante nuove tipologie di batterie stiano emergendo, le batterie agli ioni di litio dominano ancora il mercato. Gli Stati Uniti e la Cina sono destinati a mantenere le loro posizioni come i due mercati più grandi, rappresentando collettivamente oltre la metà delle installazioni globali di stoccaggio previsti entro il 2030, mentre l'Europa, il Medio Oriente e l'Africa (EMEA) rappresenteranno il 24%. La maggior parte dei progetti di accumulo di energia costruiti entro la fine del decennio, pari al 61% della potenza, si concentrerà sul trasferimento di energia da periodi di sovraproduzione a periodi di scarsa produzione (energy-shifting). Parallelamente, in tutto il mondo si sta assistendo a una crescente diffusione di progetti di co-locazione di energie rinnovabili più accumulo, in particolare di progetti con l'integrazione di BESS e impianti di produzione da fotovoltaico[28].

I BESS stanno diventando sempre più importanti in Italia, soprattutto nel contesto delle energie rinnovabili e degli sforzi per la decarbonizzazione. L'Italia, al terzo posto in Europa per consumo e generazione di energia rinnovabile, è in una posizione strategica per sfruttare il potenziale delle tecnologie legate all'accumulo stazionario. Con una potenza installata totale da fonti rinnovabili di 58 GW, i BESS

[26] *Malhotra, A., Battke, B., Beuse, M., Stephan, A., & Schmidt, T. (2016). Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56, 705-721. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.085*

[27] *https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030*

[28] *https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage*

sono destinati a svolgere un ruolo fondamentale nella gestione dell'intermittenza delle fonti rinnovabili. I sistemi di accumulo di energia a batteria sono indispensabili nel percorso dell'Italia verso un futuro energetico sostenibile e resiliente. L'Italia mira a ridurre del 30% le emissioni di carbonio del settore energetico entro il 2030, il che richiede l'integrazione di ulteriori 70 GW di fonti rinnovabili connesse alla rete elettrica. Per raggiungere questo obiettivo, è necessario installare almeno 60 GWh di sistemi di accumulo su larga scala, tra cui i BESS giocano un ruolo fondamentale[29]. Le recenti modifiche normative in Italia hanno contribuito alla crescita del mercato dell'accumulo elettrico. L'ARERA consente ora a Terna, l'operatore di trasmissione energetica italiano (Transmission System Operator, TSO), di gestire aste per lo stoccaggio di energia su larga scala, creando nuove opportunità di business. L'asta di Terna per il mercato della capacità del 2022 è stata accolta dagli operatori di BESS con ottime offerte, il che indica un mercato solido. Le installazioni sono raddoppiate nel primo semestre del 2023, a dimostrazione di un crescente interesse e di un mercato in crescita. Terna, in linea con gli obiettivi UE, prevede ora un fabbisogno di 8,9GW/71GWh di stoccaggio entro il 2030. La recente pubblicazione di procedure di autorizzazione semplificate per l'installazione di BESS[30] e i crescenti incentivi per progetti di installazione di rinnovabili riflettono un ulteriore cambio di passo nel percorso di affermazione di queste tecnologie.

Stato dell'arte

Storicamente basato sulle batterie al piombo, il settore dell'accumulo di energia elettrica sta evolvendo rapidamente. I sistemi di batterie agli ioni di litio (Lithium-Ion Battery, LIB) attualmente dominano il mercato grazie alla loro elevata densità energetica, ai tempi di ricarica rapidi e ai prezzi in calo. Tuttavia, la ricerca di opzioni più sicure ed ecologicamente sostenibili sta guadagnando slancio, mettendo in luce tecnologie alternative come le batterie a flusso al vanadio (Vanadium Redox Flow Battery, VRFB), le batterie al cloruro di nichel e sodio (Na-NiCl2), le batterie a flusso al ferro (FeRFB) e le batterie agli ioni di sodio (Na-ion). Queste alternative si stanno ritagliando una nicchia di mercato rispondendo alle

[29] https://www.trade.gov/market-intelligence/italy-energy-growth-renewables

[30] https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Archivio_Energia/Energia_Elettrica/autorizzazioni_uniche/guida_operativa_procedimenti_BESS.pdf

principali esigenze di sicurezza, scalabilità, costo, durata e impatto ambientale. Le batterie a flusso (RFB) si distinguono per la loro scalabilità e ciclabilità, che le rende ideali per applicazioni di rete su larga scala con i tempi di scarica più lunghi (>6h). Le batterie NaNiCl2 superano la maggior parte delle tecnologie disponibili per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e sostenibilità, anche se soffrono di una lenta autoscarica e sono quindi adatte ad applicazioni con ciclabilità almeno giornaliera. Con un grado di maturità inferiore, le batterie agli ioni di sodio offrono un'alternativa più economica e sostenibile alle LIB, con prestazioni comparabili ma sfruttando le più abbondanti risorse di sodio. Inoltre, le batterie a base zinco, le RFB a base ferro e le RFB organiche stanno emergendo come opzioni valide per le applicazioni grid-scale, apprezzate per la loro sicurezza, l'efficienza dei costi e la minore impronta ambientale. Con l'aumento della domanda di soluzioni di accumulo di energia, si prevede che l'innovazione continua e i progressi nella tecnologia delle batterie diversificheranno ulteriormente il panorama dei sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS). Questa evoluzione mira a migliorare le prestazioni, ridurre i costi e migliorare la sostenibilità, ampliando la gamma di opzioni disponibili per l'accumulo di energia e il supporto alla rete[31].

Le attività di ricerca e innovazione sui BESS sono attualmente rivolte alle problematiche di integrazione e controllo nei BESS di nuove batterie sostenibili e a basso costo, particolarmente adatte allo stoccaggio stazionario e all'accumulo di energia di lunga durata.
Le batterie adatte allo scopo sono molte: dalle chimiche a base di Litio, economicamente vantaggiose e appositamente sviluppate per applicazioni stazionarie ad alta potenza, alle nuove batterie per LDES (ad esempio metallo-aria, RFB, ecc.). Sono necessari investimenti significativi in ricerca e sviluppo (R&S) delle batterie per esplorare nuovi materiali che possano migliorare la sicurezza, le prestazioni e la durata, riducendo al contempo i costi e garantendo una catena di approvvigionamento sicura e sostenibile. Ciò include lo sviluppo di batterie con densità energetiche più elevate, durate di scarica più lunghe e velocità di carica/scarica più elevate, con particolare attenzione alla sostenibilità ambientale e al costo. È

[31] https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage

inoltre fondamentale ridurre i costi attraverso l'ottimizzazione della produzione e del riciclo, migliorare la sicurezza e potenziare le capacità di stoccaggio a lungo termine. Mentre i finanziamenti pubblici sostengono già l'implementazione di sistemi di stoccaggio commerciali per migliorare la stabilità e l'affidabilità del sistema energetico, gli sforzi della ricerca dovrebbero mirare ad allineare la produzione di batterie ai principi dell'economia circolare[32].

Gli sforzi ingegneristici relativi ai sistemi BESS invece sono diretti a migliorare renderli più efficienti e facilmente scalabili. È fondamentale accrescere la scala dei processi di produzione sia delle batterie sia dei sistemi BESS per trasformare le tecnologie in soluzioni commercialmente valide, così come condurre dimostrazioni su larga scala per validare queste tecnologie in scenari operativi reali.

Ad esempio, alcune iniziative di ricerca globali mirano a migliorare la riciclabilità dei componenti delle batterie per ridurre l'impatto ambientale e aumentare l'efficienza di utilizzo delle risorse. Questi sforzi sono essenziali non solo per soddisfare la crescente domanda di energia in modo sostenibile, ma anche per garantire che le tecnologie di stoccaggio dell'energia possano stare al passo con la crescente penetrazione delle fonti di energia rinnovabili nel mondo[33].

Essenziale per i sistemi BESS sarà il progresso dei sistemi di gestione delle batterie (Battery Management Systems, BMS) e dei sistemi di gestione dell'energia (Energy Management Systems, EMS). Ciò comporta lo sviluppo di algoritmi sofisticati per l'ottimizzazione delle prestazioni, la stima accurata della capacità utile, il rilevamento dei guasti e la garanzia di una perfetta integrazione con strategie di gestione energetica più ampie. La ricerca sugli EMS si concentra sull'ottimizzazione del dispacciamento dell'energia, sull'integrazione dello storage con i servizi di rete e sul coordinamento con le fonti di energia rinnovabili per una gestione efficiente del carico. Inoltre, gli studi sul dimensionamento, il posizionamento e le strategie operative ottimali dei BESS nei sistemi energetici sono fondamentali per

[33] *https://www.nrel.gov/storage/research.html*

massimizzare i benefici dello stoccaggio di energia[34].

Risorse economiche necessarie

100+M€ tenendo conto della diversa tipologia di attività e TRL e soprattutto dell'elevata competizione internazionale. Budget minimo 30-50M€ per anno in modo da poter lanciare progetti nazionali su diverse architetture di sistemi BESS associandoli a tecnologie di batterie a diversi TRL sviluppate da una catena del valore nazionale. Le batterie potranno poi anche traguardare applicazioni diverse dai sistemi BESS come trasporti o applicazioni digitali.

[34] *Lee, Jeong, Jun-Mo Kim, Junsin Yi, and Chung-Yuen Won. 2021. "Battery Management System Algorithm for Energy Storage Systems Considering Battery Efficiency" Electronics 10, no. 15: 1859. https://doi.org/10.3390/electronics10151859*

6) ACCUMULO DI ENERGIA TERMICA ALIMENTATO DA SOLARE A CONCENTRAZIONE E ALTRA FONTE ENERGETICA RINNOVABILE

Nell'ambito della tecnologia solare a concentrazione (CSP), i sistemi di accumulo termico (TES) consentono di disaccoppiare la produzione di calore/elettricità dalla disponibilità della sorgente solare (estendendo la produzione di calore/elettricità alle ore notturne) facendo uso di materiali non strategici, facilmente reperibili e a basso costo. I TES, inoltre, possono essere impiegati per fornire flessibilità alla rete e contribuire all'erogazione di servizi ancillari. La capacità di generare elettricità a costi competitivi fino a 15 ore può supportare la decarbonizzazione delle reti energetiche, principalmente attraverso la combinazione/ibridizzazione del CSP con altre fonti energetiche rinnovabili non programmabili (fotovoltaico/eolico)[35].

L'ibridizzazione del CSP con altre tecnologie rinnovabili (ad esempio eolico o PV) ad oggi è stata realizzata a livello di sistema, con gli impianti CSP e PV collegati ad uno stesso punto di accesso della rete e prevalentemente funzionanti in modalità autonoma e alternata, per beneficiare del basso costo dell'elettricità prodotta dal PV nelle ore diurne e della producibilità on-demand del CSP nelle ore notturne. Ciò consente di i) ridurre il costo di produzione della tecnologia CSP; ii) aumentare il fattore di capacità degli impianti fotovoltaici/eolici; iii) ridurre il costo dell'energia elettrica rinnovabile programmabile (anche rispetto all'energia elettrica generata da fotovoltaico integrato a batterie elettriche, in condizioni di elevata copertura del carico[36]); iv) estendere l'impiego della tecnologia del CSP ad aeree con una radiazione normale diretta (Direct Normal Irradiation) inferiore ai 1900 Kwh/m2/anno; v) ampliare l'utilizzo delle energie rinnovabili in mercati che ad oggi sono preclusi (ed es. mercato del giorno prima).

L'ibridizzazione del CSP con altre tecnologie rinnovabili può però essere realizzata anche attraverso l'utilizzo dei TES, integrando dispositivi per la conversione elettro-termica dell'elettricità in eccesso (ad es. resistenze elettriche) direttamente nei serbatoi di accumulo termico. In questa configurazione (fig. 12), il materiale per l'accumulo può essere infatti riscaldato in modo versatile e flessibile sia dal calore prodotto dagli impianti CSP, sia dall'elettricità in eccesso generata dagli impianti

[35] *AL Shaqsi AZ, Sopian K, Al-Hinai A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. Energy Rep 2020; 6:288–306. https://doi. org/10.1016/j.egyr.2020.07.028*

[36] *Pilotti L. et al, Simultaneous design and operational optimization of hybrid CSP-PV plants, Applied Energy 331 (2023) 120369 Inigo-Labairu J. et al. Integration of CSP and PV Power Plants: Investigations about Synergies by Close Coupling, Energies, 2022, 15, 710*

fotovoltaici e/o eolici (o disponibile sulla rete). Tali sistemi di accumulo possono perciò essere proficuamente impiegati anche come hub energetici, capaci di stoccare energia rinnovabile, sia termica che elettrica, generata da diverse fonti (accumuli ibridizzati e-TES) e di renderla disponibile on-demand per alimentare reti termiche e/o elettriche.

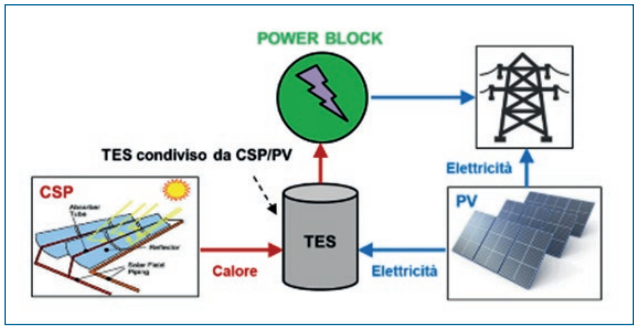


Figura 12: Configurazione ibridizzata del sistema di accumulo termico di impianti CSP

L'impiego dei sistemi di accumulo termico ibridizzati e-TES permetterebbe di realizzare una più stretta sinergia tra impianti CSP e PV/eolici, massimizzando i benefici derivanti dall'integrazione tra le diverse tecnologie rinnovabili e consentendo di stoccare l'elettricità in eccesso prodotta nelle ore di picco da PV/eolico mediante sistemi/materiali a basso costo, facilmente reperibili e intrinsecamente scalabili grazie alla disponibilità sul mercato dei principali componenti (serbatoi, resistenze elettriche, pompe, scambiatori di calore, etc.).

Inoltre, i sistemi di accumulo termico e-TES potrebbero essere direttamente alimentati dagli eccessi della rete, in configurazione stand-alone, consentendo di espletare la funzione di batterie "termiche" a basso costo, senza particolari limitazioni di capacità e durata, per compensare l'overgeneration da tecnologie energetiche rinnovabili ed erogare servizi ancillari.

Motivazioni per lo sviluppo

Lo sviluppo della tecnologia di accumulo e-TES avrà un elevato impatto industriale, favorendo la produzione di energia termica/elettrica come richiesto dall'utenza, e supportando la capillare decarbonizzazione dei processi industriali "hard to abate" attraverso la fornitura di calore e elettricità rinnovabile. A livello di reti energetiche, smart grids e comunità energetiche, verrà favorita la penetrazione di fonti rinnovabili di tipo intermittente.

La sua entrata in servizio dipende dalle soluzioni tecniche selezionate, e può essere i) breve-medio (circa 3 anni), nel caso dell'utilizzo di sistemi di accumulo che fanno uso di materiali, dispositivi e architetture più convenzionali (doppio serbatoio/serbatoio termoclino contenente sali fusi con resistenze elettriche immerse), ii) medio-lungo (4-6 anni), nel caso dell'impiego di dispositivi di riscaldamento elettrico dei sali fusi innovativi (micro-onde, induzione) o materiali innovativi (ad es. PMC, nuove mescole cementizie, etc).

L'attività di ricerca e sviluppo su sistemi innovativi di dissipazione elettro-termica è destinata a supportare la crescita di conoscenze multidisciplinari e interdisciplinari nel settore dei materiali e dell'ingegneria elettrica, incrementando la competitività dell'intera filiera nazionale (ricerca e industria) del CSP e favorendo la creazione di nuove collaborazioni tra aziende operative in settori diversi (fornitori di serbatoi di accumulo termico, fornitori di sistemi di riscaldamento elettrico resistivo, per induzione o micro-onde).

Rilevanza

Mediante l'ibridizzazione del CSP con altre tecnologie energetiche da fonti rinnovabili e, in particolare, mediante l'applicazione di innovativi sistemi di accumulo termico "alimentati" da CSP e da elettricità generata da fotovoltaico e/o da eolico, è possibile massimizzare l'immissione in rete di energia rinnovabile, limitando le criticità dovute alle fluttuazioni delle fonti rinnovabili non programmabili, con-

tribuendo, in prospettiva, alla stabilità e affidabilità della rete elettrica nazionale e del sistema energetico nel suo complesso, con evidenti benefici in termini di costi e qualità dei servizi. Inoltre, le attività di ricerca su sistemi di accumulo e-TES consentirebbero di rendere disponibili stoccaggi poco costosi e senza particolari limitazioni di capacità o durata, compatti, a basso impatto ambientale, con tempi di carica/scarica ridotti, che non facciano uso di materiali strategici e/o di elevato costo, e che possano contribuire significativamente alla riduzione del costo supplementare dell'energia rinnovabile (dovuto al necessario bilanciamento della rete) e a rendere il sistema elettrico più stabile e affidabile.

Uno studio congiunto di RSE e TERNA ha stimato che per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC al 2030 è necessario installare circa 6GW di accumuli centralizzati per mantenere l'overgeneration ad un livello di 1TWh. Lo sviluppo della tecnologia in esame consentirebbe di incrementare la capacità di accumulo degli impianti energetici rinnovabili, favorendo una generazione stabile e programmabile di energia elettrica, massimizzando l'immissione di energia rinnovabile nella rete elettrica e riducendo, al tempo stesso, le criticità dovute alle fluttuazioni della fonte primaria, che hanno impatti significativi sulle attività di gestione della rete elettrica in termini di possibili disservizi, regolazione della tensione e adeguatezza del sistema.

Stato dell'arte

Sebbene siano allo studio diverse soluzioni innovative per accumuli ibridizzati termici/elettrici, nel panorama attuale nazionale e internazionale sono rarissime le proposte commerciali di accumuli e-TES (quali il sistema MG-TES dell'azienda italiana Magaldi), che di fatto si configurano come prime iniziative imprenditoriali non ancora decollate sul mercato.
I benchmark di riferimento per questa nuova tecnologia possono essere gli accumuli su scala di rete, sempre più necessari per compensare la sovraproduzione di energia rinnovabile, quali lo stoccaggio idroelettrico (PHES) e lo stoccaggio ad

aria compressa (CAES), dimostrati in applicazioni di larga scala e implementati a livello commerciale[37], ma limitati da vincoli geografici. Le batterie elettrochimiche, come quelle agli ioni di litio e le batterie a flusso, sono più adatte ad applicazioni di piccola e media scala, con numerosi esempi recenti di implementazioni commerciali.

I sistemi di accumulo termico ibridizzati, collegati ad impianti CSP o in configurazione stand-alone, anche in un'ottica di applicazione prettamente elettrotermica (e-TES), possono rappresentare una soluzione complementare ai PHES e ai CAES grazie al loro basso costo, alla facilità di utilizzo e all'intrinseca scalabilità. In questo ambito, la sfida tecnologica risiede principalmente nello sviluppo di efficienti sistemi di riscaldamento elettrico, capaci di trasferire rapidamente grandi quantitativi di energia, e nella riduzione dei costi degli stessi sistemi di accumulo termico.

A questo proposito, nonostante le attuali tecnologie TES commerciali siano efficienti e facilmente integrabili negli impianti CSP (principalmente nella configurazione a due serbatoi con cali fusi come materiale per l'accumulo), le aziende del settore, in collaborazione con università e centri di ricerca (quali DLR e Fraunhofer (Germania), ENEA (Italia), CIEMAT (Spagna)), stanno esplorando nuove soluzioni per perseguire una sensibile riduzione dei costi, attraverso lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo compatti (ad es. del tipo termoclino, fig-28, TRL compreso tra 5 e 7), e nuovi materiali per l'accumulo termico (quali sistemi avanzati a calore latente, eventualmente additivati con nanoparticelle), con TRL compreso tra 3 e 5.

Riguardo ai sistemi di dissipazione elettro-termica, la soluzione tecnica di più rapida applicazione si basa sull'uso di resistenze elettriche immerse nel materiale di accumulo, capaci di trasferire e stoccare elettricità sotto forma di calore (TRL compreso tra 3 e 8, dipendentemente dalla tipologia di materiale utilizzato e dall'architettura di sistema). In ambito nazionale, è fondamentale menzionare l'iniziativa commerciale recentemente avviata da Magaldi, "MG-TES" Magaldi Green

[37] *Luo X, Wang J, Dooner M, Clarke J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Appl Energy 2015; 137:511–36. https://doi.org/10.1016/j. apenergy.2014.09.081*

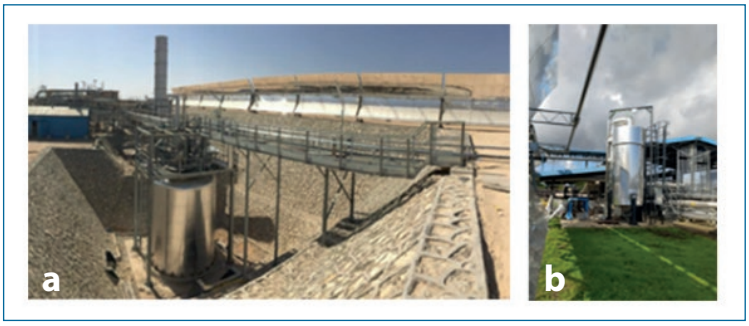


Figura 13: a) Serbatoio termoclino a Sali fusi con generatore di vapore integrato (Borg El Arab (Egitto) - Progetto EU MATS, coordinato da ENEA); b) Serbatoio termoclino impaccato (C.R. ENEA Casaccia, Progetto EU Reslag, coordinato da CIC energiGUNE)

Thermal Energy Storage"[38], fortemente innovativa e all'avanguardia anche a livello internazionale, basata sull'uso della tecnologia del letto di sabbia fluidizzato riscaldato da resistenze elettriche immerse. Progettato per applicazioni di accumulo di energia su larga scala, di breve (<4 ore) e lunga durata (4+ ore), il sistema MGTES è costituito da moduli isolati che contengono sabbia silicea, riscaldata a temperature superiori a 600°C.

Partendo da queste soluzioni tecniche che fanno uso di resistenze elettriche immerse, la ricerca si muove verso sistemi di riscaldamento elettrico che siano caratterizzati da elevata velocità di carica, per una maggiore flessibilità nel bilanciamento del binomio produzione-domanda. In ambito nazionale, ENEA, che è operativa nel settore del solare a concentrazione sin dal 2000, e che negli anni ha sviluppato e sperimentato diverse soluzioni innovative per l'accumulo termico basate sull'utilizzo di miscele di sali fusi, anche in collaborazione con diversi stakeholder nazionali, è attualmente impegnata nell'esplorazione di configurazioni ibridizzate ad alta flessibilità operativa, basate su meccanismi di riscaldamento elettrico volumico dei sali fusi (micro-onde, allo studio anche presso il CIEMAT) che siano idonei all'accumulo simultaneo di calore e elettricità da rinnovabili, oltre a studiare sistemi di riscaldamento di tipo resistivo da applicare a materiali di varia natura (sali fusi, cementi, sistemi termochimici).

[38] 6.3. https://www.magaldi.com/it/applicazioni/mgtes-magaldi-green-thermal-energy-storage

Risorse economiche necessarie

La realizzazione di un sistema pilota di accumulo termico ibridizzato con capacità di circa 200 kWht, facente uso di sali fusi (miscela binaria "solare" o altra composizione) e resistenze elettriche immerse, e accoppiato ad un impianto CSP già esistente, potrebbe richiedere un investimento pari a circa 500 k€ nell'arco temporale di tre anni, tenendo conto dei costi di progettazione, realizzazione ed esercizio sperimentale dell'apparato.

La realizzazione di un sistema di tipo commerciale (5 MWh), da accoppiare ad un impianto CSP già esistente (da 1MWe), potrebbe richiedere un investimento pari a circa 5-7 M€.

7) STOCCAGGIO E TRASPORTO H_2

Nel prossimo futuro è previsto un notevole aumento dell'uso dell'H_2 e conseguentemente sarà essenziale sviluppare un'infrastruttura logistica robusta, che includa sistemi di trasporto efficienti per spostare l'H_2 dalle aree di produzione ai centri di consumo energetico e sistemi di stoccaggio per bilanciare la domanda a fronte di un'offerta con fluttuazioni e non programmabile.

Le migliori tecnologie di stoccaggio e trasporto dipendono dal contesto di applicazione: distanza, quantità di H_2, utilizzo finale, presenza di un'infrastruttura esistente, prontezza della catena del valore.

Trasporto. L'H_2 può essere normalmente trasportato come gas compresso in condotte o in contenitori all'interno dei quali viene immagazzinato in forma gassosa, liquida o in carrier.

La rete di gasdotti è costituita da tubazioni, normalmente di grande diametro (diametro tipico di 26 pollici o superiore per le principali dorsali), con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale, formata dalla restante parte dei gasdotti a diametri e pressioni inferiori, che permette di movimentare e distribuire il gas in ambiti territoriali delimitati per la fornitura del gas ai consumatori. Attualmente la rete italiana consta di circa 35 mila km di condotte per il gas naturale (GN). Chiaramente il trasporto di H2 compresso tramite queste pipeline risulta vantaggiosa dal punto di vista economico, velocità di attuazione ed efficienza energetica. Una parte cospicua delle reti di trasporto e distribuzione del GN esistenti in Italia sono compatibili con il trasporto di miscele GN/H_2 con concentrazioni di H_2 fino al 10% di idrogeno. A causa della presenza di condotte non originariamente progettate per il traporto idrogeno e operanti in condizioni di pressione interna e conseguente tensione circonferenziale elevata in relazione alla tensione minima di snervamento dei materiali costituenti la condotta (coefficiente di utilizzo del materiale generalmente compreso fra il 60% e il 72%), non è possibile garantire

per tutta la rete la possibilità di utilizzo a maggiori concentrazioni di idrogeno nella miscela, a causa del rischio di innescare fenomeni di infragilimento da idrogeno dei materiali stessi. Vanno inoltre considerati la maggior fugacità dell'idrogeno in corrispondenza di tenute, flange e valvole, e la diversa valutazione del rischio in caso di perdite gas. Per quanto riguarda le possibili fughe o perdite di gas, c'è la necessità di considerare il ben più ampio intervallo di infiammabilità in aria dell'idrogeno (4-75 % v/v) rispetto al gas naturale (5-15 % v/v nel caso del metano). Inoltre, il comportamento di deflagrazione dell'idrogeno è maggiormente impulsivo rispetto alla deflagrazione di metano. Entrambi questi elementi portano ad innalzamento del livello di rischio nella sostituzione del gas metano con l'idrogeno nelle reti di distribuzione e trasporto italiane. D'altra parte, però, il contenuto energetico disponibile per un certo volume di gas idrogeno a una data pressione è largamente inferiore rispetto al contenuto disponibile per un pari volume di gas metano. Questo fattore rappresenta una sorta di compensazione rispetto ai fattori di aggravio del rischio precedentemente menzionati. In varie situazioni di valutazione del rischio, possono risultare le conseguenze di un incidente in servizio idrogeno equivalenti a quelle di analogo incidente in servizio gas naturale.

Stoccaggio. Attualmente l'idrogeno può essere immagazzinato utilizzando diverse soluzioni, fra cui: gas in pressione; gas liquefatto; usando un carrier solido, come i materiali adsorbenti o gli idruri metallici, o liquido (liquid organic hydrogen carriers, LOHC), come l'ammoniaca, e, in grandi quantità, all'interno di caverne e pozzi depletati.

Lo stoccaggio in forma gassosa è la tecnologia maggiormente diffusa, per la sua praticità e l'immediata disponibilità del gas. Tuttavia, la compressione dell'H_2 ad alta pressione consuma circa il 13-18% del potere calorifico inferiore dell'H_2. Inoltre, sovente, le limitazioni di ingombro volumetrico richiedono l'utilizzo di pressioni molto elevate (le bombole per il settore automobilistico leggero, ad esempio, sono operate ad una pressione massima di servizio di 700 bar). Le

tecnologie attuali vedono l'impiego di recipienti cilindrici che consentono di immagazzinare l'H_2 gassoso fino a 1100 bar che consentono in alcuni impianti, con immagazzinamenti modulari, fino a qualche decina di tonnellate di gas stoccato[39],[40]. Attualmente esistono quattro tipi di contenitori[41],[42].

Lo stoccaggio liquido consente di immagazzinare più H_2 rispetto al sistema compresso, ma richiede un dispendio energetico ancora maggiore per la liquefazione del gas e l'isolamento del recipiente, necessario per contenere l'ebollizione dell'H_2, con un contenuto energetico perso stimato al 40% rispetto al 10% di energia persa per gas compresso. La densità dell'H_2 liquido è quasi 1,5 – 2 volte quella ottenuta con l'H_2 compresso ad alta pressione, e conseguentemente tale metodo permette di trasportare più H_2 e richiede dimensioni del serbatoio ridotte se paragonate a quelle del gas compresso. Lo stoccaggio avviene a bassa pressione, quindi possono essere utilizzati serbatoi piuttosto sottili ed economici. Nella forma liquida l'H_2 non è corrosivo e per lo stoccaggio criogenico vengono utilizzati recipienti in acciaio inossidabile e lega di alluminio con isolamento sufficiente. Con tali tecnologie si possono immagazzinare fino a circa 5 tonnellate di H2 in un singolo contenitore.

Nello stoccaggio tramite carrier l'H_2 viene fatto interagire con una sostanza (carrier) in grado di legarsi con esso, al fine di formare una interazione reversibile, più o meno forte.[43] La carica e scarica dell'H_2 viene tipicamente regolata mediante uno scambio termico. Tale tecnologia permette l'immagazzinamento di H_2 a basse pressioni e a temperature prossime all'ambiente, abbattendo i costi di compressione o liquefazione. Sono note da tempo diverse sostanze, sia allo stato liquido che allo stato solido, in grado di agire come carrier per l'H_2. Tale tecnologia permette di ottenere elevate densità volumetriche di stoccaggio dell'H_2, ma tipicamente basse densità gravimetriche: il peso complessivo del sistema di stoccaggio è elevato rispetto al peso di idrogeno stoccato. Sono commercialmente disponibili unità di stoccaggio che possono contenere fino a qualche decina di kg di H_2.

[39] *Muhammad R. Usman, Renewable and Sustainable Energy Reviews 167 (2022) 112743*

[40] *Ramin Moradi, Katrina M. Groth, International journal of hydrogen energy 44 (2019) 12254-12269*

[41] *Zhenzhou Wang et all., Int. journal of hydrogen energy 4 6 (2021) 6151-6179*

[42] *H. Barthelemy, M. Weber, F. Barbier, Int Journal of Hydrogen Energy, 42, 2017, 7254-7262, 8*

[43] *L. Schlapbach, A. Züttel, Nature 414 (2001) 353–358; A. Züttel, Mitig. Adapt. Strat. Glob. Change 12 (2007) 343–365*

Lo stoccaggio in caverne o pozzi depletati[44] è finalizzato allo stoccaggio di elevate quantità di H_2, tipicamente destinate all'immagazzinamento dell'energia su base stagionale. L'H_2 viene immagazzinato in fase gassosa in cavità sotterranee di origine artificiale a pressioni generalmente inferiori a quelle adottate dalle altre tipologie di stoccaggio. Con le tecnologie attuali sono possibili immagazzinamenti di H_2 fino a qualche migliaio di tonnellate in una singola unità; il possibile sviluppo di giacimenti depletati e acquiferi porterebbe allo stoccaggio di quantità di H_2 ancora superiori. Si noti che gli stoccaggi in pozzi depletati vengono già oggi effettuati, in Italia, utilizzando il gas naturale. La conversione di tali stoccaggi da gas naturale ad idrogeno, pertanto, non rappresenta una sfida tecnologica insormontabile e sono invece le problematiche di compatibilità materiali tipiche del servizio idrogeno che devono invece essere principalmente affrontate.

Motivazioni per lo sviluppo

Lo sviluppo di una rete di trasporto/distribuzione idonea all'H_2, così come soluzioni per lo stoccaggio a breve e lungo termine risultano fondamentali per conseguire l'obiettivo di abbattimento del 100% delle emissioni entro il 2050 e parallelamente rafforzare il mercato interno e incrementare la sicurezza energetica producendo la quantità di energia necessaria al paese. L'utilizzo dell'idrogeno permetterà di ridurre le emissioni in diversi settori, in particolare è stato stimato che l'uso dell'H_2 nella infrastruttura gas può ridurre le emissioni di CO2 del 80% in 20 anni.[45]. Lo stoccaggio dell'H_2 permetterà di ottimizzare il sistema energetico facilitando l'integrazione e l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

Va notato che la International Energy Agency (IEA) ha esteso la scala TRL[46] inserendo altri due livelli oltre il 9. Il TRL 10 in cui la tecnologia è commerciale e competitiva ma necessita di ulteriori sforzi di innovazione affinché la tecnologia possa essere integrata nei sistemi energetici e nelle catene del valore e TRL 11 in cui la tecnologia ha raggiunto una crescita prevedibile. Conseguentemente, nella fase di messa a punto di una tecnologia sono da considerare attività che precedente-

[44] *Marcogaz Guidance "Injection of Hydrogen/natural gas admixtures in Underground Gas Storage (UGS)" 8th May 2017*

[45] *A. Arrigoni, L. Bravo Diaz, Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact, JRC130362*

[46] *https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation/innovation-needs-in-the-sustainable-development-scenario*

mente erano svolte ma non considerate come "ricerca".

La valutazione e l'eventuale riconversione delle infrastrutture gas esistenti per il trasporto di H_2 e sue miscele possono essere implementate a breve termine (3-5 anni), mentre la realizzazione di nuovi gasdotti richiede chiaramente un tempo più lungo (10-20 anni). Analoga valutazione può essere fatta per lo stoccaggio geologico del gas. Le tecnologie innovative di stoccaggio tramite carrier richiedono un periodo più lungo (7-10 anni) per la maturazione commerciale e industriale, a causa delle sfide di sviluppo, testing e regolamentazione.

Un ulteriore motivazione che giustifica gli investimenti in ricerca sul trasporto e stoccaggio dell'H_2 risiede nel fatto che attualmente l'Italia non ha una normativa specifica per il design e la conversione di gasdotti per il trasporto idrogeno. È possibile fare riferimento al rapporto tecnico UNI CEN/TR 17797:2022 che fornisce una guida sull'impatto dell'immissione dell'idrogeno nelle infrastrutture del gas, dal punto di ingresso nella rete di trasmissione al punto di ingresso degli apparecchi di utilizzazione, fornendo valutazioni per concentrazioni di idrogeno progressive dal 2% fino al 100%. Altrimenti, ci si potrebbe riferire alla ASME B31.12 e ad alcune linee guida a livello internazionale. Inoltre, al momento in Italia la concentrazione massima ammissibile di H_2 in rete è del 2%, stabilito con DM 3.06.2022. Manca una standardizzazione dei requisiti funzionali e tecnici nella rete di trasporto (immissione, impiantistica, trasporto, regolazione, stoccaggio, misuratori) in caso di utilizzo dell'idrogeno.

Per quanto concerne il trasporto e lo stoccaggio di idrogeno vi è una mancanza normativa estesa. Per esempio, per quanto concerne non esiste una normativa per lo stoccaggio in unità geologiche e l'H2 liquido, mentre per lo sviluppo di recipienti di H2 gassoso esistono norme di riferimento[47]. In tutti casi l'Italia si dovrà dotare di un insieme di norme di riferimento, coerenti con la normativa europea e globale intanto in sviluppo, basate su evidenze scientifiche, dati di campagne di

[47] *UNI EN 17533:2020 Idrogeno gassoso - Bombole e tubi per l'immagazzinamento stazionario*
UNI EN 17339:2020 Bombole per gas trasportabili - Bombole e tubi completamente avvolti in composito di carbonio per l'idrogeno
UNI EN ISO 11114-1:2023 Bombole trasportabili per gas - Compatibilità dei materiali della bombola e della valvola con i gas contenuti -Parte 1: Materiali metallici
UNI EN ISO 11114-2:2022 Bombole trasportabili per gas - Compatibilità dei materiali della bombola e della valvola con i gas contenuti- Parte 2: Materiali non metallici
UNI ISO 16111:2022 Dispositivi trasportabili di stoccaggio del gas - Idrogeno assorbito in idruro metallico reversibile
UNI ISO 19881:2022 Idrogeno gassoso - Contenitori di carburante per veicoli terrestri

prove estese aggiornate e funzionali sia a garantire la sicurezza sia per consentire di applicare in modo profittevole le nuove soluzioni.

Stato dell'arte

In Italia, per quanto concerne il trasporto e la distribuzione gas via gasdotti, l'attenzione si concentra principalmente sulla valutazione della attuale infrastruttura e sul suo adeguamento per il trasporto di H2 e sue miscele. Infatti, ad oggi sono in corso numerose attività per la valutazione della possibilità di riconvertire a servizio misto GN/H2 i gasdotti esistenti per verificare la massima percentuale di H2 che può essere veicolata in sicurezza nelle strutture esistenti, guidate dai principali player nazionali, fra i quali i principali trasportatori di gas (SNAM S.p.A.) e i principali gestori delle reti di distribuzione gas (Italgas Reti S.p.A., INRETE Distribuzione Energia S.p.A., Gruppo HERA etc.)

Dal punto di vista della ricerca e del testing, enti come il RINA e diverse Università stanno collaborando con i suddetti player su diversi studi ed attività di testing per la valutazione della compatibilità dei materiali facenti parte dell'attuale infrastruttura gas italiana, per lo sviluppo di laboratori e procedure di test idonee per detta valutazione, ed anche per lo sviluppo di sistemi di stoccaggio basati su carrier solidi e liquidi (PNRR – Novel Materials for Hydrogen storage (NoMaH). In aggiunta, detti soggetti stanno portando avanti diversi progetti di ricerca che prevedono la sperimentazione dell'uso di miscele gas naturale/idrogeno in materiali diversi dagli acciai presenti nelle reti gas, per i quali si hanno pochi riferimenti in merito alla compatibilità con H2 (CANDY-Compatibility Assessment of Non-steel metallic Distribution gas grid materials with Hydrogen-HORIZON-JTI-CLEANH2-2022-02-01).

A livello internazionale, diversi sono i progetti nell'ambito del trasporto idrogeno nelle reti gas esistenti: Hydrogen in Gas Grids (HIGGS), HyDeploy2, Testing Hydrogen admixture for Gas Applications (THyGA), HyDelta, H21 Leeds City Gate. Utilizzando vari approcci (valutazione di un'intera rete di gas o di un raccordo

dopo l'altro; svolgimento di test in laboratorio o all'aperto; durata delle prove breve o lunga) i diversi progetti stanno valutando la questione dei tassi di perdita di idrogeno, potenzialmente più elevati rispetto agli attuali tassi di perdita di metano ammissibili sulle reti di distribuzione del gas, e la compatibilità di materiali/componenti all'idrogeno tramite test sia statici, esponendo la rete e/o i componenti ad una miscela in pressione per un tempo fissato, che dinamici, esponendo la rete e/o i componenti ad un flusso continuo di miscela per un periodo fissato.

In ambito stoccaggio, diversi player (STO.G.IT S.p.A., SNAM S.p.A.) stanno lavorando sia sulla valutazione della compatibilità all'H2 di impianti di stoccaggio esistenti che sullo sviluppo di sistemi di stoccaggio alternativi, tramite uso di carrier solidi.

Risorse economiche necessarie

Per sviluppare ulteriormente le tecnologie indicate sono necessari investimenti significativi sia a livello di ricerca e sviluppo che di implementazione. Le stime di investimento a livello globale includono:

- Conversione di una rete gas naturale in idrogeno: La conversione dell'attuale gasdotto per l'idrogeno potrebbe essere tecnicamente possibile e ciò potrebbe comportare notevoli risparmi. È stato stimato a livello europeo che i costi per la conversione della infrastruttura di trasporto gas variano da 0.2 a 133 B€ per percentuali di H2 da 2 a 100%, mentre per quella di distribuzione variano da 0.4 a 38 B€ per le stesse percentuali. I costi di conversione consistono nella ristrutturazione di compressioni, guarnizioni, valvole, sistemi di misurazione, rilevamento delle perdite e pulizia dei gasdotti[48].
- Ricerca e Sviluppo per lo stoccaggio di idrogeno in unità geologiche: per tale attività stimati vanno da 0.06 a 20 B€ per contenuti di H2 dal 2 al 100%.
- Sviluppo e realizzazione di sistemi di stoccaggio idrogeno

[48] *MARCOGAZ, Cost estimation of hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use (2023)*

compressi, liquidi e innovativi: Attualmente non si hanno stime precise sui costi per la realizzazione di unità di stoccaggio, esistono diversi lavori che effettuano delle stime tenendo conto della componentistica necessaria e da cui si evince che i costi possono oscillare da un minimo di 150 M€ per sistemi a carrier liquidi ad un massimo di 900 M€ per sistemi ad idrogeno liquido[49].

- Formazione e Aggiornamento delle Competenze: Contemporaneamente agli investimenti in tecnologie, è necessario destinare risorse (circa 0,5-1 M€ all'anno) per la formazione e l'aggiornamento del personale.

[49] *Z.ainul Abdin et al, iScience 24, 102966, September 24, 2021.*

8) STAZIONI DI RIFORNIMENTO DELL'IDROGENO (HYDROGEN REFUELLING STATIONS, HRS)

Le stazioni di rifornimento di idrogeno (o Hydrogen Refuelling Stations, HRS) (fig. 14) sono aree destinate allo stoccaggio e alla distribuzione dell'idrogeno, utilizzato per alimentare veicoli a zero emissioni. A differenza dei distributori di carburanti convenzionali, è possibile produrre anche localmente l'idrogeno, riducendo in questo modo anche le emissioni legate al trasporto dello stesso. Rappresentano, di fatto, i terminali dell'infrastruttura di distribuzione e rifornimento di idrogeno per applicazione in ambito mobilità, prevalentemente stradale.

Motivazioni per lo sviluppo

Il settore dei trasporti contribuisce circa per il 25% al totale delle emissioni di gas climalteranti in Italia. In particolare, i trasporti su strada rappresentano circa il 93% di questa quota. La realizzazione di una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno, opportunamente dimensionate e distribuite sul territorio, rappresenta una condizione necessaria per la diffusione di veicoli alimentati ad idrogeno sul mercato, con conseguente riduzione delle emissioni di gas serra legate al trasporto su strada.

Trattandosi di infrastrutture costituite da numerosi componenti e vista la natura altamente infiammabile dell'idrogeno, è necessario prestare particolare attenzione alle sue condizioni di stoccaggio, all'efficienza dei sistemi di erogazione ed alle misure di sicurezza dell'impianto, soprattutto in fase di rifornimento del veicolo. Per questi motivi si tratta di infrastrutture caratterizzate da elevati costi realizzativi ed operativi, cui si accompagna una scarsa utilizzazione in fase iniziale, dato il basso numero di veicoli a idrogeno attualmente circolanti.



Figura 14: Area di servizio H2 a Bolzano Sud per rifornimento idrogeno, gestita da "IIT HYDROGEN srl".

Rilevanza

La possibilità di alimentare veicoli con idrogeno verde, cioè, prodotto da fonti rinnovabili e quindi con zero emissioni, costituisce un'importante opportunità per abbattere significativamente l'impronta carbonica del settore dei trasporti. In particolare, l'utilizzo di idrogeno per la decarbonizzazione risulta interessante per le applicazioni in cui i veicoli a batteria non costituiscono un'alternativa sufficientemente funzionale, come ad esempio il trasporto pesante su lunghe distanze. A differenza di ciò che accade per i veicoli elettrici a batteria, infatti, tipicamente la durata di un rifornimento è dunque molto breve (tra i 3 e i 20 minuti, a seconda delle dimensioni del serbatoio del veicolo) ed è possibile percorrere distanze elevate (400 – 500 km e, in ottica futura, anche più) con un singolo pieno.

Stato dell'arte

Una stazione di rifornimento ad idrogeno non differisce molto dalle stazioni di rifornimento convenzionali, con il combustibile stoccato in un serbatoio ed erogato attraverso un distributore. Tuttavia, l'idrogeno può essere anche prodotto localmente in una HRS. È possibile dunque distinguere diverse configurazioni di HRS, principalmente secondo due parametri, vale a dire la produzione in loco o meno dell'idrogeno e lo stato fisico di stoccaggio dello stesso (gassoso o liquido).

Sebbene sia preferibile produrre localmente l'idrogeno, con conseguente diminuzione delle perdite e delle emissioni legate al trasporto, questa soluzione richiederebbe l'installazione di una serie di componenti aggiuntivi (ad esempio, l'elettrolizzatore) che aumentano notevolmente l'investimento necessario per la realizzazione della stazione, per cui si tratta di una soluzione attualmente preferibile soprattutto per gli hub di piccola-media taglia.

Lo stoccaggio sotto forma di gas è una soluzione semplice, che consente però di raggiungere densità volumetriche relativamente basse, per cui sono necessari volumi elevati. Ad esempio, per stoccare 1 kg di idrogeno a 1 bar e 25°C sono necessari circa 13 m3, per cui solitamente le pressioni di stoccaggio in stazione si attestano sui 500 bar. Al contrario, lo stoccaggio sotto forma di liquido sottoraffreddato a -253°C consente di raggiungere densità volumetriche circa tre volte superiori rispetto ad una compressione a 350 bar.

I componenti di una stazione sono tipicamente:

- Compressori, generalmente multistadio con unità di raffreddamento intermedie;
- Serbatoi di stoccaggio per idrogeno in formato gassoso o liquido;
- Un'unità di raffreddamento a -40°C durante la fase di rifornimento per ragioni di sicurezza;
- Sistemi di controllo e sicurezza (valvole, sensori, ecc.) per rilevare perdite o malfunzionamenti;

- Dispenser per l'erogazione del combustibile nel serbatoio del veicolo.

Il Decreto Ministeriale 23/10/2018, "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione" è il documento principale di riferimento per la costruzione delle stazioni di rifornimento d'idrogeno.

A fine 2023, in Europa risultavano presenti 178 stazioni di rifornimento di idrogeno, come osservato dalla Clean Hydrogen Partnership. La maggior parte di queste (96) sono in Germania, mentre in Italia, attualmente, ne è presente appena una operativa, a Bolzano. Quest'ultima, è nata come impianto pilota e dimostrativo per lo studio e lo sviluppo di questa tecnologia. L'impianto è in grado di produrre poco meno di 400 kg di idrogeno al giorno, ma se ne prevede un potenziamento nel breve periodo per raggiungere la quota di 4960 kg di idrogeno giornalieri. È da segnalare, inoltre, che in risposta al NextGen EU, 230 M€ sono stati destinati alla realizzazione di altre 48 stazioni entro il 2026 nell'ambito dell'Investimento 3.3 del PNRR, sulla "sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale". Si prevede, infatti, una penetrazione dei veicoli a idrogeno del 5-7% a partire dal 2030 nel settore del trasporto pesante.

Dal punto di vista tecnico, l'indicatore più rilevante è il costo energetico specifico richiesto per l'erogazione del combustibile. Questo valore si attesta sui 2.50 kWh/kg per l'idrogeno gassoso compresso, e appena sui 0.40 kWh/kg per l'idrogeno liquido sottoraffreddato dal momento che le unità di compressione non sono richieste, comportando un risparmio energetico significativo. Considerando l'intera filiera, invece, e quindi tenendo anche conto dell'energia specifica per trasporto e distribuzione, il fabbisogno energetico specifico è di 4.30 kWh/kg per l'idrogeno gassoso, mentre per l'idrogeno liquido si arriva a 8.60 kWh/kg. Per questo motivo, tendenzialmente la soluzione con idrogeno compresso risulta essere attualmente la più utilizzata. In ogni caso, economicamente questa spesa

energetica si traduce in un impatto significativo sul prezzo finale del combustibile, espresso in €/kg, che arriva a contribuire fino al 50% del prezzo finale dell'idrogeno al distributore.

Risorse economiche necessarie

Mediamente il costo d'investimento necessario per una stazione di rifornimento dell'idrogeno è di circa 2-5 M€. Il costo è fortemente influenzato dalle caratteristiche della stazione, quali, tra gli altri, capacità giornaliera in kg/giorno, produzione in sito dell'idrogeno o meno, stato fisico di stoccaggio (liquido o gassoso), numero di erogatori. I finanziamenti stanziati nell'ambito dell'Investimento 3.3 del PNRR per la realizzazione di 48 stazioni di rifornimento sul territorio nazionale variano tra 1 e 5.75 M€.

9) POMPE DI CALORE AD ALTA TEMPERATURA

Le pompe di calore ad alta temperatura (in inglese HTHP, cioè, high temperature heat pumps) sono dispositivi che trasferiscono calore da una sorgente a temperatura inferiore ad un pozzo termico a temperatura più elevata utilizzando un ciclo termodinamico. Esse sono progettate per produrre calore a temperature superiori a 90°C (fig. 15), rendendole adatte per usi industriali, per la produzione di calore in settori come la produzione alimentare, la chimica, il trattamento delle acque reflue e l'industria cartaria[50].

Queste pompe di calore utilizzano refrigeranti e componentistica dedicati per generare energia termica in maniera più sostenibile rispetto ai tradizionali sistemi di riscaldamento alimentati da combustibili fossili. Sono fondamentali per il passaggio a un'economia più sostenibile, grazie alla loro capacità di ridurre significativamente le emissioni di CO2 rispetto alla produzione di energia termica da fonte fossile[51].

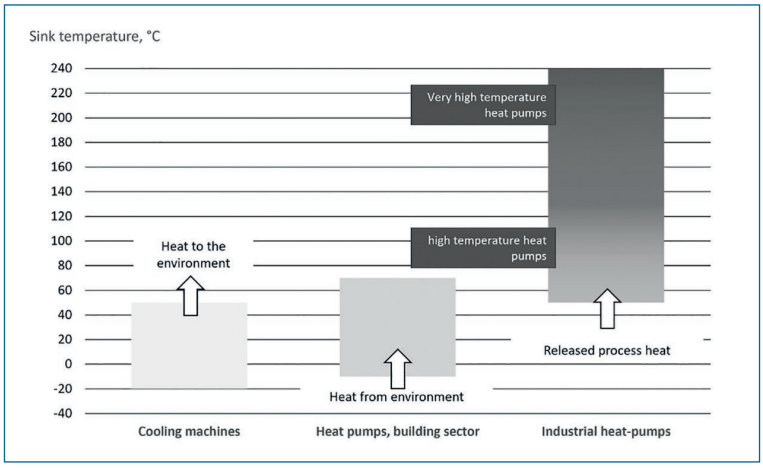


Figura 15: Utilizzo delle HTHP in ambito industriale per la produzione di energia termica a media e alta temperatura. Da Bever, Michael, Frédéric Bless, Cordin Arpagaus, and Stefan S. Bertsch. "High-Temperature Heat Pumps for Industrial Use." Chemie Ingenieur Technik 96, no. 8 (2024): 1071-1084. Accessed February 25, 2025. https://doi.org/10.1002/cite.202300241.

[50] *Arpagaus, C.; Bless, F.; Uhlmann, M.; Schiffmann, J.; Bertsch, S.S. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. Energy 2018, 152, 985–1010, doi:10.1016/j.energy.2018.03.166.*

[51] *Bever, P.M.; Bless, F.; Arpagaus, C.; Bertsch, S.S. High-Temperature Heat Pumps for Industrial Use. Chemie-Ingenieur-Technik 2024, 96, 1071–1084.*

Le pompe di calore ad alta temperatura possono essere utilizzate in due modi:

- Per il recupero di calore di scarto. In questa configurazione, la pompa di calore assorbe all'evaporatore calore di scarto a bassa temperatura, tipicamente fra 30 e 90°C, e produce calore al condensatore a temperature tipicamente pari o inferiori a 150°C, se utilizzata da sola, o a temperature pari o superiori a 200°C se utilizzata in concomitanza di sistemi di compressione meccanica del vapore (Mechanical vapor recompression, MVR)[52]. In questa modalità di funzionamento, il COP[53] della pompa varia da 2 a 5 in funzione delle temperature di esercizio[54].
- Per la produzione di energia termica industriale, sotto forma di olio di diatermico o vapore saturo, partendo da temperatura ambiente. In questa configurazione, la pompa di calore non assorbe calore da fonti di scarto, ma direttamente dall'ambiente e, perciò, opera con differenze di temperatura maggiori e, quindi, COP tendenzialmente inferiori. In questa modalità di funzionamento, il COP della pompa varia da 1.2 a 2 in funzione delle temperature di esercizio[55].

Motivazioni per lo sviluppo

Nonostante l'esistenza di numerose tecnologie già commerciali, le direzioni di ricerca e sviluppo per le HTHP sono molteplici, sebbene gli obiettivi rimangano sostanzialmente due: l'aumento di prestazione a parità di temperature operative (fig. 16) e la diminuzione dei costi capitali (vedi Tabella 5 che ad oggi sono ancora alti e relegano l'utilizzo profittevole delle HTHP a specifiche nicchie[56]. Entrambi questi obiettivi possono essere perseguiti con i medesimi approcci:

- Studiando molteplici layout e soluzioni impiantistiche per incrementarne l'efficienza, ridurre i costi e aumentarne la flessibilità.

[52] *IEA HPT TCP Annex 58 Task 1: Technologies - State of the art and ongoing developments for systems and components; 2023*

[53] *Il COP (Coefficient of Performance) è il rapporto della quantità di calore utile prodotto rispetto all'energia di input*

[54] *Schlosser, F.; Jesper, M.; Vogelsang, J.; Walmsley, T.G.; Arpagaus, C.; Hesselbach, J. Large-scale heat pumps: Applications, performance, economic feasibility and industrial integration. Renew. Sustain. Energy Rev. 2020, 133, 110219, doi: 10.1016/j.rser.2020.110219*

[55] *Walden, J.V.M.; Bähr, M.; Glade, A.; Gollasch, J.; Tran, A.P.; Lorenz, T. Nonlinear operational optimization of an industrial power-to-heat system with a high temperature heat pump, a thermal energy storage and wind energy. Appl. Energy 2023, 344, 121247, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121247.*

[56] *Ciambellotti, A.; Frate, G.F.; Baccioli, A.; Desideri, U. High-Temperature Heat Pumps for Electrification and Cost-Effective Decarbonization in the Tissue Paper Industry. Energies 2024, 17, 4335, doi:10.3390/en17174335.*

- Valutando le tecnologie e le configurazioni più adatte all'integrazione con specifici processi industriali preesistenti al fine anche di promuovere una standardizzazione.
- Valutando l'adozione di soluzioni impiantistiche basate su cicli avanzati[57], ad es. la compressione parallela, o con sorgenti di calore multiple[58].
- Valutando l'integrazione con accumuli termici per minimizzare la mancanza di contemporaneità fra il calore di scarto e il calore di processo, o fra le fonti rinnovabili elettriche e termiche utilizzate per alimentare le pompe di calore.
- Studiando le logiche di controllo di questi impianti che permettano di quantificare la flessibilità in fase di accensione ed in fase di regolazione[59].
- Sviluppando nuovi componenti, per estendere le condizioni operative ed incrementare le prestazioni di macchine volumetriche e dinamiche adatte ad operare con i fluidi e le temperature tipici di queste tecnologie[60].

Le linee di ricerca e sviluppo sopra elencate rispondono anche alla necessità di superare le attuali barriere all'utilizzo generalizzato delle HTHP in ambito industriale che sono principalmente legate ai fattori tecnici ed economici sopra citati (COP e costo capitale) ma anche alla mancanza di normative dedicate, della consapevolezza da parte degli utenti finali e dalle difficoltà di standardizzazione della tecnologia. Il time-to-market delle HTHP dipende dalle taglie e dai livelli di temperatura considerati (fig.17) e si attesta sui 5 anni.

[57] *Il Mateu-Royo, C.; Arpagaus, C.; Mota-Babiloni, A.; Navarro-Esbrí, J.; Bertsch, S.S. Advanced high temperature heat pump configurations using low GWP refrigerants for industrial waste heat recovery: A comprehensive study. Energy Convers. Manag. 2021, 229, 113752, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113752*

[58] *Arpagaus, C.; Bless, F.; Schiffmann, J.; Bertsch, S.S. Multi-temperature heat pumps: A literature review. Int. J. Refrig. 2016, 69, 437–465, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2016.05.014.*

[59] *Pettinari, M.; Frate, G.F.; Tran, A.P.; Oehler, J.; Stathopoulos, P.; Kyprianidis, K.; Ferrari, L. Impact of the Regulation Strategy on the Transient Behavior of a Brayton Heat Pump. Energies 2024, 17, 1020, doi:10.3390/en17051020*

[60] *Meroni, A.; Zühlsdorf, B.; Elmegaard, B.; Haglind, F. Design of centrifugal compressors for heat pump systems. Appl. Energy 2018, 232, 139–156, doi:10.1016/j.apenergy.2018.09.210*

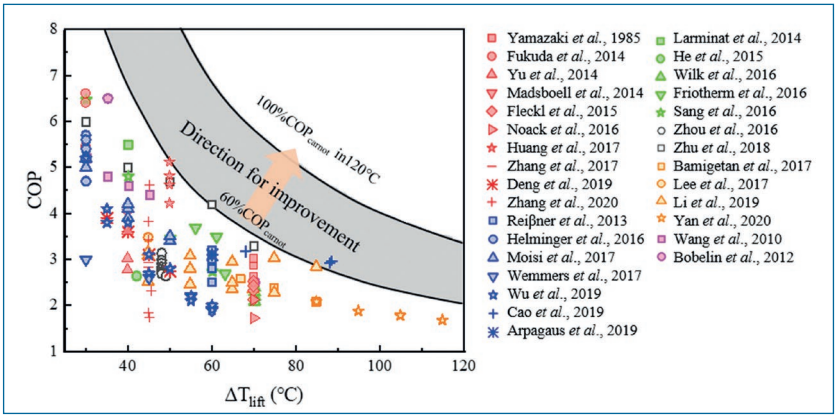


Figura 16: Prestazioni attuali delle HTHP in funzione della differenza di temperatura fra sorgente e pozzo termico e direzioni di miglioramento. Fig. tratta da [61].

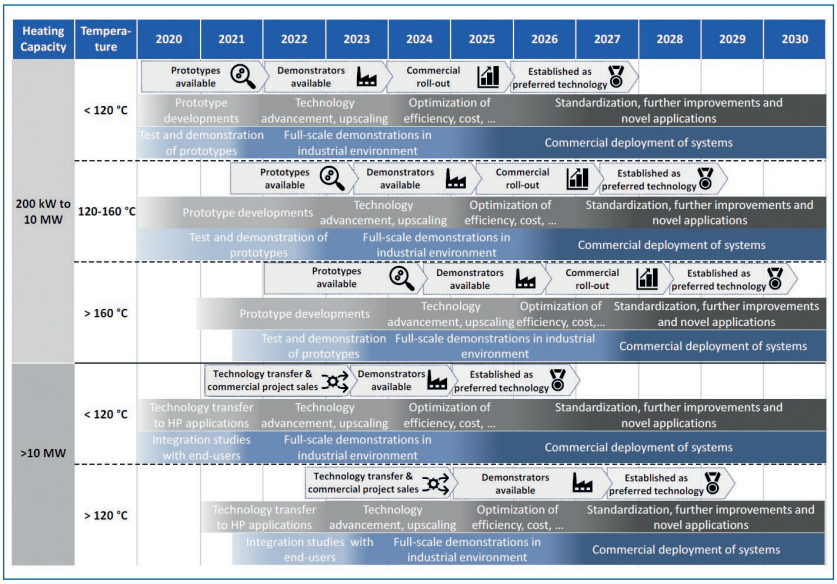


Figura 17: Time-to-market per le HTHP in funzione di taglia e temperature operative. Fig. tratta da [62].

[61] *Jiang, J.; Hu, B.; Wang, R.Z.; Deng, N.; Cao, F.; Wang, C.-C. A review and perspective on industry high-temperature heat pumps. Renew. Sustain. Energy Rev. 2022, 161, 112106, doi:10.1016/j.rser.2022.112106.*

Stato dell'arte

A livello internazionale, le pompe di calore ad alta temperatura stanno vedendo una rapida diffusione, soprattutto nei paesi dell'Europa settentrionale e in Giappone. In Italia, la ricerca e lo sviluppo sono sostenuti da università e centri di ricerca, in collaborazione con aziende leader del settore, come Mitsubishi Heavy Industries e Turboden[62]. Le tematiche di ricerca spaziano da soluzioni innovative per scambiatori di calore, sviluppo e ottimizzazione di cicli termodinamici operanti con fluidi innovativi, accoppiamento HTHP ed accumuli, integrazione di HTHP in specifici processi industriali e tecnologie e logiche di controllo avanzate. Il livello di TRL si attesta intorno al 9 per soluzioni con T operative fino a 120 °C, varia tra 7 e 9 per soluzioni che producono calore fino a 200°C, con varie combinazioni di HTHP e MVR, mentre TRL più bassi caratterizzano le soluzioni operanti a T superiori, con alcune tecnologie già sul mercato e altre in fase di sperimentazione in progetti pilota (vedi Tabella1).

[62] *Turboden Large Heat Pump Available online: https://www.turboden.com/solutions/2602/large-heat-pump (accessed on Sep 12, 2024)*

Tabella 1: Produttori, capacità, temperature operative e TRL per diverse HTHP

Supplier	Capacity [MW]	$T_{max, supply}$ [°C]	TRL indication	Spec. invest. cost [€/kW]
Fuji Electric	0.03	120	9	n/a
Emerson	0.03	120	6	n/a
Mayekawa	0.1	100	8-9	n/a
Mayekawa	0.1	120	9	n/a
Skala Fabrikk	0.3	115	7	500-700
Kobelco	0.37	120	9	n/a
Mitsubishi Heavy Ind.	0.6	130	9	n/a
Kobelco	0.624	175	9	n/a
ecop	0.7	150	6-7	700
Mayekawa Europe	0.75	120	7	450
Kobelco	0.8	175	9	n/a
Mayekawa Europe	1.0	145	5	720
GEA Refrigeration	0.1-1.2	130	8	200-300
Fenagy	0.3-1.8	120	5-6	250-425
Rank	0.12-2.0	160	7	200-400
SRM	0.25-2.0	165	5	n/a
COMBITHERM GmbH	0.3-3.3	120	9	200-400
Sustainable Process Heat	0.3-5.0	165	6-8	150-1000
Johnson Controls	0.5-5.0	120	7-8	n/a
Hybrid Energy	0.5-5.0	120	9	200-600
ToCircle	1.0-5.0	188	6-7	250-430
Weel & Sandvig	1.0-5.0	160	4-9	150-250
Olvondo	5.0	200	9	1200
Heaten	1.0-6.0	200	7-9	250-350
Enerin	0.3-10.0	250	6	600-800
Aneo Industry	1.2-10.0	150	7-8	n/a
Enertime	2.0-10.0	160	4-8	300-400
Spilling	1.0-15.0	280	9	100-400
Epcon	0.5-30.0	150	9	200-400
Turboden	3.0-30.0	200	7-9	300-700
MAN Energy Solutions	10.0-50.0	150	7-8	300-500
Piller	1.0-70.0	212	8-9	850
Siemens Energy	8.0-70.0	160	5-6	250-800
Qpinch	> 2.0	230	9	1000-2000

Risorse economiche necessarie

Si stima che ingenti investimenti pubblici (centinaia di milioni di euro) siano necessari per sviluppare e diffondere su larga scala le tecnologie di elettrificazione e decarbonizzazione del calore di scarto industriale. Questi fondi, erogati in parte a fondo perduto e in parte come investimenti, copriranno diverse aree di intervento:

1. Incentivi e Sostegni Economici. Sussidi e finanziamenti, diretti o agevolati, per l'acquisto e l'installazione di pompe di calore ad alta temperatura. Sono previsti anche crediti d'imposta e detrazioni fiscali per le imprese che investono nell'elettrificazione industriale.

2. Tariffe agevolate per l'elettricità. Poiché l'elettrificazione del calore industriale lega i costi dell'energia termica a quelli dell'elettricità, i prezzi elevati del kWh in Italia rendono necessarie agevolazioni tariffarie per le aziende che usano fonti rinnovabili. Tra le misure possibili figurano contratti per differenza, già sperimentati in Europa, che stabilizzano i costi operativi dell'elettrificazione rispetto alle fonti fossili.

3. Infrastrutture energetiche. Il potenziamento della rete elettrica è essenziale per gestire la maggiore domanda derivante dall'uso di pompe di calore industriali, soprattutto in concomitanza con l'elettrificazione dei trasporti. Sarà inoltre cruciale continuare l'integrazione delle fonti rinnovabili, dato il loro ruolo nel ridurre i costi energetici e garantire la sostenibilità della transizione. Infine, è necessaria l'introduzione di sistemi di accumulo, come batterie e soluzioni di stoccaggio, per ottimizzare la gestione della domanda e ridurre i picchi di consumo.

4. Regolamentazione e Normative. Servono nuovi standard di efficienza ed emissioni per incentivare la sostituzione delle caldaie a gas e carbone con soluzioni elettriche. Altre misure includono obblighi di elettrificazione per determinati settori o soglie di consumo e l'aggiornamento dei certificati di efficienza energetica per incentivare le aziende a adottare soluzioni elettriche.

Tutte queste misure si basano su un forte sostegno alla ricerca e innovazione, essenziale per migliorare le tecnologie esistenti e favorirne la diffusione. Ciò include finanziamenti per nuove tecnologie adatte ai diversi settori industriali, progetti pilota per testare le soluzioni in condizioni reali e partnership pubblico-private tra aziende, centri di ricerca e università per ridurre il rischio tecnologico e accelerare l'adozione delle pompe di calore ad alta temperatura.

SOLUZIONI DIGITALI

10) SMART GRID

Negli ultimi decenni, la ricerca tecnologica si è focalizzata sullo sviluppo di soluzioni innovative per potenziare la generazione da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di ridurre le emissioni climalteranti e la dipendenza dai combustibili fossili. Tuttavia, è emersa la necessità di ampliare gli studi ad aspetti cruciali legati alla loro integrazione nelle reti di distribuzione. L'adozione su larga scala di fonti intermittenti, infatti, può compromettere la stabilità della rete elettrica a causa della loro variabilità e "non programmabilità". Per garantire un equilibrio tra produzione e domanda, è essenziale ottimizzare la gestione della rete, anche attraverso un uso efficiente dei sistemi di accumulo. Inoltre, un'eccessiva generazione da rinnovabili a livello locale può causare sovraccarichi e problemi che, se non adeguatamente gestiti, rischiano di estendersi a porzioni significative della rete. Per questo, è fondamentale modernizzare l'infrastruttura elettrica con tecnologie intelligenti che rendano le reti in grado di integrare grandi quantità di rinnovabili, minimizzando il rischio di blackout e inefficienze. Da questa esigenza è nato il paradigma della Smart Grid, una rete elettrica intelligente in grado di ottimizzare la produzione, la distribuzione e il consumo di energia.

La Smart Grid da un lato contribuirà alla decarbonizzazione del comparto energetico, dall'altro indurrà ad una maggiore decentralizzazione e democratizzazione dell'energia, includendo anche il miglioramento dell'accesso all'energia in aree meno servite e la riduzione dei costi per i consumatori finali.

Le Smart Grid possono essere concepite come sistemi multilayer, in cui diversi livelli collaborano per garantire un funzionamento efficiente, sicuro e flessibile della rete energetica. Il layer di comunicazione costituisce l'infrastruttura digitale della rete, consentendo lo scambio continuo di dati tra dispositivi, produttori, consumatori e operatori. Grazie a tecnologie come IoT, sensori intelligenti e protocolli avanzati, questo livello permette il monitoraggio in tempo reale e una gestione dinamica dell'energia. Il layer di gestione, l'intelligenza della Smart Grid, si occupa del controllo e dell'ottimizzazione della rete, sfruttando algoritmi

avanzati, intelligenza artificiale e machine learning per prevedere la domanda e la generazione, bilanciare l'offerta e garantire la stabilità del sistema. Questo livello coordina l'integrazione di fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e carichi flessibili, migliorando l'efficienza globale. Infine, il layer di distribuzione del vettore energetico gestisce il trasporto fisico dell'energia attraverso le reti, assicurando che la produzione e il consumo siano bilanciati in modo sicuro ed efficiente. L'interazione sinergica di questi livelli consente alle Smart Grid di adattarsi in tempo reale alle variazioni della domanda e dell'offerta, rendendo il sistema più resiliente, sostenibile e affidabile. In particolare, le aree tecniche da studiare comprenderanno:

- Contatori intelligenti (Smart Meter) con sensori e dispositivi IoT (Internet of Thing);
- Sistemi di accumulo energetico (Energy Storage Systems - ESS);
- Software per la gestione della rete (Energy Management Systems - EMS), microgrid, controllo della Domanda Energetica (Demand Response) in una generazione distribuita;
- Tecnologie digitali quali blockchain per la gestione energetica e digital twin (DT) e tecnologie di cybersecurity.

L'intelligenza intrinseca delle Smart Grid apre la strada alla creazione di reti multivettore, in grado di integrare diverse fonti e vettori energetici, come elettricità, calore, gas e idrogeno. Questa interconnessione migliora l'efficienza nell'utilizzo delle risorse, rafforzando l'autosufficienza, la sicurezza e la stabilità del sistema energetico. La capacità di bilanciare e redistribuire l'energia tra più vettori ne aumenta la resilienza, riducendo il rischio di interruzioni e ottimizzando l'uso delle fonti rinnovabili e convenzionali. In questo contesto, l'ottimizzazione integrata dei vari fabbisogni energetici è fondamentale, poiché consente una gestione coordinata della generazione distribuita e delle fonti fossili, anche su piccola scala, massimizzando l'efficienza complessiva del sistema.

Non secondario sarà lo sviluppo di una normativa di riferimento con standard tecnici globali di riferimento data l'intrinseca generalità delle soluzioni perseguite con le smart grid. Ad oggi è possibile individuare un insieme di norme di riferimento che coprono diversi aspetti relativi ai livelli di rete di distribuzione, comunicazione e sicurezza, gestione intelligente dell'energia che bisognerà rivedere ed armonizzare. Ad esempio si citano:

- IEC 61850 – Standard internazionale che definisce i requisiti per l'automazione delle sottostazioni e la comunicazione nelle reti elettriche intelligenti, con particolare attenzione all'interoperabilità e alla gestione dei dispositivi di rete
- IEC 61968 – Standard per l'integrazione dei sistemi di gestione delle reti di distribuzione, in particolare per la comunicazione tra i sistemi di controllo e le reti di distribuzione;
- IEC 62351 – Norma che stabilisce i requisiti per la sicurezza delle informazioni e la protezione delle comunicazioni nelle reti elettriche intelligenti, affrontando problemi come la protezione contro gli attacchi informatici e la sicurezza dei dati;
- ISO/IEC 27001 – Norma internazionale per la gestione della sicurezza delle informazioni, applicabile alle Smart Grid per proteggere i dati sensibili e garantire la sicurezza delle comunicazioni;
- ISO 50001 – Norma che fornisce un quadro per la gestione dell'energia, utile nell'ottimizzazione dell'uso delle risorse energetiche e per l'efficienza nelle Smart Grid;
- IEEE 1547 – Standard che definisce i requisiti tecnici per l'interconnessione dei sistemi di generazione distribuita (come pannelli solari e turbine eoliche) alla rete elettrica, un aspetto cruciale per l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle Smart Grid;
- NIST Cybersecurity Framework – Quadro di riferimento per la gestione

della sicurezza informatica nelle infrastrutture critiche, incluse le reti intelligenti, che guida le organizzazioni nella protezione contro le minacce cyber;

- EU Directive 2009/28/EC – Direttiva europea sulle energie rinnovabili che stabilisce gli obiettivi di produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili, influenzando lo sviluppo delle Smart Grid in Europa;
- EU Directive 2019/944 – Direttiva europea che riguarda il mercato interno dell'energia elettrica, la quale promuove lo sviluppo delle reti intelligenti e l'integrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica;
- IEC 62056 – Norma che tratta dei sistemi di misurazione e lettura dei contatori, inclusi quelli intelligenti, per raccogliere dati sulla produzione e il consumo di energia nelle Smart Grid.

Motivazioni per lo sviluppo

La Smart Grid intende intrinsecamente favorire la penetrazione di energia rinnovabile pur garantendo una generazione e distribuzione stabile e programmabile di energia elettrica, una gestione ottima delle reti energetiche ed erogazione dei servizi ancillari; il tutto automatizzando quanto possibile i processi attraverso tecnologie digitali avanzate e sostenibili.

Si stima che il roll-out globale delle Smart Grid avverrà progressivamente entro i prossimi 10-20 anni, principalmente nei paesi che stanno investendo massicciamente nella transizione energetica con politiche energetiche e piani di sviluppo come la EU, Cina e USA. Il tempo necessario per implementare le Smart Grid su larga scala dipende da diversi fattori: i) lo sviluppo delle tecnologie chiave necessario per migliorarne l'affidabilità e ridurre i costi, ii) l'adozione di politiche di supporto, incentivi economici e normative, iii) la consapevolezza e l'accettazione pubblica.

Rilevanza

Per rendere le Smart Grid una realtà consolidata nel sistema energetico nazionale, è fondamentale avviare un processo di ristrutturazione e ammodernamento delle reti, assicurando al contempo sostenibilità economica e tempi di attuazione ragionevoli. È necessario investire in ricerca e sviluppo con un elevato livello di maturità tecnologica (TRL), al fine di trasformare le reti elettriche, seguite da quelle termiche e a gas, in un sistema integrato più efficiente, interconnesso e resiliente. Solo attraverso questi sforzi, sarà possibile creare una rete capace di affrontare e rispondere alle sfide energetiche del futuro in modo sostenibile e innovativo.

L'implementazione delle Smart Grid include necessariamente anche aspetti socioeconomici, in quanto potrà favorire la creazione di nuovi modelli di mercato e di business; l'energia non è più un bene statico distribuito in modo unidirezionale, ma diventa un sistema dinamico e interattivo. L'introduzione di meccanismi di scambio peer-to-peer tra produttori e consumatori (prosumer), grazie anche all'uso della blockchain, potrà dare impulso a nuove logiche del mercato energetico, permettendo, a livello globale, una riduzione dei costi energetici per gli stakeholder e per i consumatori finali.

L'impatto industriale delle Smart Grid può essere considerato sostanziale ed estensivo in quanto correlato alla trasversalità dei comparti/settori che coinvolge: (i) il settore energetico (intendendo l'insieme di produttori di energia, produttori di sistemi di conversione e accumulo di energia, produttori della sensoristica intelligente; (ii) i settori dell'elettronica, dell'informatica, delle telecomunicazioni e IoT nonché gli sviluppatori degli algoritmi di gestione; (iii) il settore dei trasporti (per ciò che concerne Vehicle-to-Grid e le stazioni di ricarica). Ciò promuoverà attività di ricerca e sviluppo per know-how multidisciplinare, potrà essere di stimolo per incrementare la competitività delle aziende italiane e sarà stimolo per nuove sinergie tra gli stakeholder di settore.

Stato dell'arte

Come evidenziato dall'analisi del database JRC[63], fino ad oggi, la maggior parte dei progetti è stata focalizzata su ambiti specifici delle reti elettriche digitalizzate, con particolare attenzione a soluzioni per la gestione intelligente delle reti, il controllo attivo della domanda, l'integrazione delle energie rinnovabili e dei sistemi di accumulo, la cybersecurity delle reti e le problematiche di mercato e regolamentazione. Più nel dettaglio, un ampio numero di progetti ha riguardato lo studio e l'implementazione di sistemi avanzati di automazione e controllo a livello di cabine o sottostazioni, l'analisi dell'integrazione dei veicoli elettrici nella rete e il loro impiego come sistema di stoccaggio distribuito dell'energia, lo sviluppo di soluzioni ICT e di controllo per facilitare la partecipazione attiva degli utenti ai mercati dei servizi ancillari e il consumo consapevole dell'energia. Un numero significativo di progetti si è anche concentrato sulla creazione di strumenti per agevolare la condivisione dell'energia rinnovabile all'interno di sistemi aggregati, oltre a soluzioni per rendere il sistema energetico più flessibile, efficiente e sicuro, migliorando la qualità della fornitura di energia elettrica.

Tuttavia, va sottolineato che, nella quasi totalità dei casi, i progetti che prevedevano lo sviluppo di dimostratori di reti o microreti intelligenti si sono limitati a porzioni isolate di reti elettriche. Solo raramente i dimostratori hanno incluso anche reti termiche e analizzato le problematiche di integrazione tra le reti in un'ottica di gestione integrata dei vettori energetici. Inoltre, le realizzazioni di Smart Grid, sia su larga scala (per esempio a livello di nazioni, regioni o città) che su piccola scala (come distretti industriali o quartieri), sono ancora scarse, un limite dovuto anche al ridotto interesse degli stakeholder e alla mancanza di studi preliminari per valutare la fattibilità economica, prendendo in considerazione le esternalità sia positive che negative.

Alcuni esempi di progetti si hanno in diverse parti del mondo. Negli Stati Uniti, Chicago ha implementato una rete intelligente avanzata che include oltre 4 mi-

[63] *Joint Research Centre Data Catalogue - Smart Grid Projects Outlook Inventory: https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00176*

lioni di contatori intelligenti, consentendo una gestione dinamica della domanda e una migliore integrazione delle energie rinnovabili (U.S. Department of Energy, 2014). In Giappone, la Tokyo Electric Power Company ha sviluppato il progetto "Smart Community", che integra soluzioni come i veicoli elettrici e i sistemi di accumulo per ottimizzare la distribuzione dell'energia (TEPCO Smart Community, 2018). In Europa, il progetto Grid4EU ha coinvolto diversi paesi (Francia, Germania, Spagna, Italia), testando tecnologie avanzate per la gestione della domanda e l'integrazione di fonti rinnovabili nelle reti intelligenti (Grid4EU, 2015). Inoltre, il Brooklyn Microgrid a New York ha utilizzato la tecnologia blockchain per consentire il trading locale di energia rinnovabile tra residenti e aziende, dimostrando come le Smart Grid possano operare in modo decentralizzato e autonomo (Brooklyn Microgrid, 2016). Questi esempi, insieme ad altri progetti in Italia e nel Regno Unito, evidenziano come le Smart Grid stiano diventando fondamentali per migliorare la gestione dell'energia, ridurre i costi operativi e aumentare la resilienza delle reti elettriche (SmarGrid, 2017; Northern Powergrid, 2020). In Italia, realizzazioni di Smart Grid sono state effettuate presso il Campus di Savona (Smart Polygeneration Microgrid) e sono in corso di realizzazione nell'ambito del progetto Mission Innovation[64].

Il progetto MISSION Smart Grid prevede la creazione di due dimostratori di microreti energetiche intelligenti presso il Centro Ricerche ENEA di Portici e le sedi RSE di Milano e Piacenza. Questi dimostratori, che saranno di taglia microrete e su scala quasi reale, sono destinati a testare infrastrutture avanzate per la ricerca, l'innovazione e la sperimentazione di tecnologie legate alle microreti energetiche intelligenti. I sistemi sviluppati non si limiteranno a rappresentare semplici reti elettriche intelligenti, ma saranno concepiti come esempi di sistemi energetici multienergetici avanzati, in cui l'interazione e il coordinamento tra vettori energetici elettrici e termici, così come tra fonti rinnovabili e convenzionali, si adatteranno alla domanda e alle previsioni di generazione per ottimizzare il funzionamento complessivo della microrete. I dimostratori, già progettati e in fase

[64] *https://mission-innovation.it/*

di realizzazione, presentano un approccio modulare, comprendendo sottoreti smart di dimensioni nano o micro, in grado di operare autonomamente o essere interconnesse. Questa configurazione consente di esplorare i vantaggi di una gestione centralizzata e integrata dei vettori energetici, con l'obiettivo di incrementare l'utilizzo di energie rinnovabili nei consumi finali. La sperimentazione si concentra su due livelli distinti: la gestione ottimizzata su singola utenza, come nel caso di una microrete o area sperimentale, e la gestione ottimizzata su più utenze, per testare e promuovere l'adozione delle comunità energetiche locali.

Risorse economiche necessarie

"Smartizzare" il sistema energetico richiede un ampio investimento in diverse aree chiave delle reti elettriche per renderle intelligenti, digitalizzate e sicure e lo sviluppo di soluzioni di accumulo e la gestione dinamica della domanda.

- L'investimento in batterie e sistemi di accumulo avrà una crescita significativa con oltre 250 B$ previsti per il 2030.
- Le spese globali per la cybersecurity nelle reti elettriche potrebbero superare i 12 B$ entro il 2025.
- Gli investimenti in ricerca e sviluppo per il test di soluzioni ad elevato TRL in ambiente rilevante ma "controllato"
- Sarà essenziale, come evidenziato anche dall'IEA, investire nella formazione, in modo da preparare i professionisti e le istituzioni alle sfide future e creare un mercato del lavoro pronto a rispondere alle esigenze emergenti nel settore energetico.

Il Piano d'azione dell'EU per le infrastrutture di rete[65], pubblicato a seguito del Forum sul "Futuro delle nostre reti" nel settembre 2023, si concentra sullo sviluppo intelligente delle reti. In particolare, il piano enfatizza l'importanza della modernizzazione, espansione e trasformazione delle reti di distribuzione in infrastrutture più intelligenti, digitalizzate, automatizzate, monitorate in tempo reale e sicure

[65] *Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids, novembre 2023:* *https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A757%3AFIN*

dal punto di vista informatico. La Commissione stima che entro il 2030 saranno necessari circa 583,8 B€ in investimenti nelle reti elettriche, pari al 15% degli investimenti complessivi previsti per il raggiungimento degli obiettivi di RePowerEU.

L'Italia, in qualità di membro di Mission Innovation, l'iniziativa di cooperazione multilaterale globale nata a Parigi nel 2015, si è impegnata a investire nella ricerca e sviluppo nel settore delle Smart Grid. Nel 2021, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ha destinato 9,7 milioni di euro al progetto Microreti e sistemi smart, multivettore e integrati per accelerare la transizione energetica (Multivector Integrated Smart Systems and Intelligent Microgrids for Accelerating the Energy TransitiON - MISSION). L'obiettivo del progetto è sperimentare soluzioni avanzate per la smartizzazione delle reti con un alto Technology Readiness Level (TRL). I completamento del progetto è previsto per maggio 2026.

Attualmente, i fondi per la smartizzazione delle reti sono inseriti in programmi più ampi, in linea con le strategie e i piani d'azione europei. Le risorse sono infatti destinate ad aree strategiche trasversali, come la digitalizzazione, la flessibilità delle reti e l'innovazione tecnologica.

In particolare, con il DM n. 386 del 17 novembre 2023, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha previsto il finanziamento di progetti di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica nell'ambito delle missioni "Green Powered Future" (GPFM) e "Clean Hydrogen" (CHM) di Mission Innovation 2.0. I finanziamenti complessivi sui temi connessi alla smartizzazione ammontano a: 6 M€ per l'area strategica Elettrolizzatori e reti; 182 M€ suddivisi nelle seguenti tre aree strategiche chiave: Flessibilità e accumulo energetico; Dati e digitalizzazione delle reti; Fonti rinnovabili non programmabili

PRODUZIONE E USO DI IDROGENO

11) ELETTROLIZZATORI A BASSA TEMPERATURA PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO "VERDE"

I sistemi power-to-gas (P2G), attraverso l'elettrolisi dell'acqua, trasformano l'energia da fonti rinnovabili (preferibilmente il surplus di energia che non può essere immesso in rete) in idrogeno "verde" che può essere ampiamente utilizzato per decarbonizzare diversi segmenti del settore industriale. Ad esempio, i settori hard-to-abate come acciaierie, cementifici, i poli petrolchimici, le industrie chimiche che operano nel settore della sintesi della ammoniaca, del metanolo, dei processi di idrogenazione etc., della mobilità con particolare riferimento ai cosiddetti "heavy duty vehicles" quali bus, camion, treni, navi etc., e della generazione stazionaria in particolare i sistemi co-generativi distribuiti.
Gli elettrolizzatori per la generazione di idrogeno verde possono fortemente incrementare la diffusione delle fonti rinnovabili secondo il principio dell'"addizionalità legata all'idrogeno" promosso dalla EC contribuendo sia alla stabilità e bilanciamento della rete elettrica, sia favorendo la diffusione dei veicoli a celle a combustibile e la decarbonizzazione in generale.

Motivazioni per lo sviluppo

Gli attuali costi economici per l'implementazione delle tecnologie dell'idrogeno appaiono ancora non facilmente sostenibili, rispetto ai rendimenti attesi. Ciò richiede di promuovere ulteriormente la ricerca in questo settore al fine di implementare soluzioni convenienti ed affidabili. D'altro canto, i notevoli benefici, in termini di ambiente, salute, riduzione dell'inquinamento globale e locale, miglioramento della qualità della vita forniscono un'idea chiara dell'impatto positivo delle tecnologie dell'idrogeno. Nel contesto italiano appaiono necessari un maggiore sostegno alla ricerca, l'attuazione di programmi dimostrativi mirati, incentivi specifici e politiche di sostegno pubblico in grado di promuovere un mercato competitivo. Questi aspetti dovranno poi essere combinati con una visione strategica di lungo termine volta a fare dell'idrogeno verde un futuro vettore energetico.
Ad esempio, sarà necessario realizzare, a livello globale, un'infrastruttura di produzione e trasporto adeguata alle tecnologie dell'idrogeno verde che consenta

un elevato grado di interconnessione ed anche la eventuale dislocazione in paesi diversi della produzione e degli usi finali.

Stato dell'arte

Le tecnologie maggiormente diffuse, a livello commerciale, per la produzione di idrogeno verde, riguardano l'elettrolisi a bassa temperatura in sistemi alcalini, in sistemi ad elettroliti polimerici e con membrane a scambio anionico. L'impatto industriale sarà alto quando il costo dell'idrogeno prodotto si stima possa ridursi a 2-3 €/kg. Attualmente il costo dell'idrogeno verde dipende soprattutto dal costo dell'energia rinnovabile e dal tempo di funzionamento annuo dell'elettrolizzatore oltre che dai costi capitali. Tali tecnologie rispondono alla ben sviluppata normativa europea sul tema[66].

1. Elettrolisi alcalina: L'elettrolisi alcalina con elettrolita liquido idrossido di potassio (KOH) (7-10 M) è una tecnologia matura per la produzione di idrogeno con potenze di diversi megawatt e costituisce, a livello mondiale, la tecnologia elettrolitica meno costosa e più estesa a livello commerciale La ragione principale della prevalenza di questa tecnologia risiede nel fatto che i sistemi alcalini sono attualmente caratterizzati da un minor costo delle materie prime tra le diverse tecnologie di elettrolisi e da una elevata efficienza e durata (consumo di energia 50 kWh/kg, costi capitali 1000 €/(kg/d), durata stack >7-10 anni, densità di corrente 0.6 A cm-2). La tecnologia si presta bene per la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate e per fornire idrogeno per la mobilità sostenibile. Il TRL della tecnologia ha già raggiunto nel 2023 un valore pari a 9 con alcune migliaia di unità già dimostrate nel corso di vari decenni e con la dimostrazione di sistemi multi-MW (fino a 100 MW) per applicazioni "hard-to-abate". I sistemi di elettrolisi alcalina risultano attualmente i più economici e non richiedono metalli nobili ma sono caratterizzati da basse prestazioni.
L'obiettivo della ricerca in questo settore è di incrementare la densità di corrente mantenendo l'elevate caratteristiche di efficienza.

[66] *Commission Delegated Regulation (EU) Delegated regulation on Union methodology for Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs), 10.2.2023 Direttiva rinnovabili RedII - Direttiva UE 2018/2001, art. 27(3) requisiti idrogeno rinnovabile. Gas Hydrogen package Direttiva UE 2009/73, Regolamento UE 2009/715*



Figura 18: Stazione di rifornimento di idrogeno, basata su elettrolizzatore alcalino con sistema di compressione a 350 bar, nel sito di sperimentazione del CNR-ITAE a Capo D'Orlando, Sicilia (progetto I-NEXT).

2. Elettrolisi con elettrolita polimerico a scambio protonico - PEM: L'elettrolisi dell'acqua con membrana a scambio protonico mostra diversi vantaggi rispetto all'elettrolisi dell'elettrolita liquido alcalino convenzionale, tra cui una densità di corrente e una pressione di uscita dell'idrogeno significativamente più elevate, una maggiore purezza dell'idrogeno, un migliore comportamento dinamico sia in termini di risposta rapida che di intervallo di carico. L'ambiente acido fornito dalla membrana a scambio protonico e dallo ionomero è però altamente corrosivo e richiede l'uso di materiali speciali e allo stesso tempo costosi. Questi includono catalizzatori di metalli nobili in particolare Ir, Pt e Ru, piatti bipolari e strati diffusivi in Ti e membrane perfluorurate. Le prestazioni consistono in un consumo di energia di 50 kWh/kg, costi capitali 1500 €/(kg/d), durata stack ~10 anni, densità di corrente 2.5 A cm-2. Si ritiene che la quantità disponibile di Ir non sia sufficiente a soddisfare l'elevata richiesta per fabbricare elettrolizzatori PEM considerato l'elevato contenuto attualmente utilizzato. Le celle PEM a bassa temperatura utilizzano oltre ai metalli nobili, anche PFAs come il Nafion®. Come per i sistemi alcalini, la tecnologia si presta bene per la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate e per fornire idrogeno per la mobilità sostenibile. Il TRL della tecnologia ha già raggiunto nel 2023 un TRL 7-8 con alcune centinaia di unità già dimo-

strate e con la dimostrazione di sistemi multi-MW per applicazioni "hard-to-abate e per stazioni di rifornimento ad idrogeno.

Le aree di ricerca e le priorità di sviluppo delle celle ad elettrolisi PEM riguardano lo sviluppo di catalizzatori ad elevata stabilità e a basso contenuto di metalli nobili, lo sviluppo di elettroliti polimerici con ridotto contenuto di PFAs, il design innovativo di stack ed ausiliari ad alte prestazioni (esempio resine a scambio ionico per produrre acqua ultra-pura di cui necessità l'elettrolizzatore PEM).



Figura 19: Impianto power-to-gas HPEM2GAS a Emden, Germania.
A destra, l'elettrolizzatore ad alte prestazioni da 200 kW sviluppato da ITM Power basato su membrana Solvay Aquivion® ed elettrocatalizzatori CNR-ITAE (progetto HPEM2GAS). Tecnologia sviluppata per iniettare idrogeno verde nella rete locale del gas naturale.

3. Elettrolisi con membrane a scambio anionico - AEM: Gli elettrolizzatori con membrana a scambio anionico rappresentano un compromesso tra la tecnologia PEM e quella ad elettrolita alcalino liquido. Utilizzano una membrana di separazione sottile che consente di raggiungere una densità di corrente maggiore e una minore permeazione gas rispetto agli elettrolizzatori alcalini. L'elettrolisi AEM inoltre utilizza materiali meno costosi rispetto alla tecnologia PEM, in particolare utilizza catalizzatori a base di Ni quindi non contenenti metalli preziosi e membrane con catena principale di idrocarburi e gruppi funzionali per la conduzione di ioni idrossilici. Le prestazioni consistono in un consumo di energia di 53 kWh/kg, costi capitali 1200 €/(kg/d), durata stack ~5 anni, densità di corrente 1.0 A cm^{-2}. La tecnologia ha già raggiunto nel 2023 un TRL 7 in alcune centinaia di unità con

potenze che variano da qualche kW fino a 1 MW per unità modulari. Pur essendo una tecnologia abbastanza giovane rispetto agli altri sistemi a bassa temperatura, i costi dei sistemi AEM risultano già competitivi.

Risorse economiche necessarie

La ricerca nel settore elettrolisi in Italia, a livello europeo e mondiale è molto vasta: in EU è soprattutto finanziata dalla Clean Hydrogen JU, dal DOE in USA, dal NEDO in Giappone etc. In Italia la ricerca è soprattutto finanziata dal PNRR: il finanziamento per l'idrogeno verde nella sola missione M2C2 del PNRR supera i 3.64 B€ per la dimostrazione nel mondo reale e l'implementazione della ricerca dei sistemi ad idrogeno.

Si stimano degli investimenti necessari di 1-5 B€ per l'elettrolisi alcalina oltre che per il relativo impianto pilota a scala reale, di 1-5 B€ per l'elettrolisi PEM e per l'impianto pilota e di 1 B€ per l'elettrolisi AEM per lo sviluppo della tecnologia delle membrane e dell'impianto pilota che le userà.

12) PRODUZIONE DI IDROGENO "VERDE" ATTRAVERSO L'APPLICAZIONE DELLA TECNOLOGIA SOLARE A CONCENTRAZIONE

La produzione in continuo di idrogeno rinnovabile da fonte solare, realizzata mediante una vasta gamma di processi termochimici o termo-elettrochimici, può essere efficacemente accoppiata con gli impianti solari termici a concentrazione (CST).

Gli impianti solari termici a concentrazione (CST) consentono di produrre calore ad alta temperatura e/o elettricità rinnovabili, grazie alla disponibilità di soluzioni commerciali consolidate per lo stoccaggio di energia termica di lunga durata (si veda scheda Sistemi a concentrazione solare (CSP, CST)). Tali processi potranno essere affiancati all'elettrolisi dell'acqua per soddisfare la crescente domanda di idrogeno, permettendo di sfruttare appieno la versatilità di questo vettore energetico, a beneficio della sostenibilità, flessibilità e resilienza dei sistemi energetici.

Esistono due principali approcci per la produzione di idrogeno verde assistita dalla tecnologia solare a concentrazione.

Il primo è basato sulla scissione della molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno (water splitting) tramite cicli di reazioni reversibili che avvengono assorbendo calore ad alta temperatura (cicli termochimici), eventualmente includendo stadi che richiedono l'uso di elettricità (cicli ibridi). Tali cicli lavorano a temperature massime anche al di sotto dei 900°C, raggiungibili con le odierne tecnologie CST a concentrazione puntuale. Tra i cicli termochimici maggiormente studiati ci sono quelli basati su materiali redox non volatili, che prevedono due stadi che si ripetono ciclicamente: ossidazione di un materiale solido con vapore a temperature intorno ai 500-600 °C con formazione di idrogeno, seguita da riduzione termica ad alta temperatura (dipendente dallo specifico materiale redox utilizzato) con produzione di ossigeno e chiusura del ciclo. Un'altra importante classe di processi di questo tipo è la cosiddetta "famiglia dello zolfo", che raggruppa processi basati sull'uso di composti solforati liquidi (anidridi solforica e solforosa, acido solforico) come intermedi, e possono essere utilizzati anche per co-produrre idrogeno e acido solforico (fig. 20).

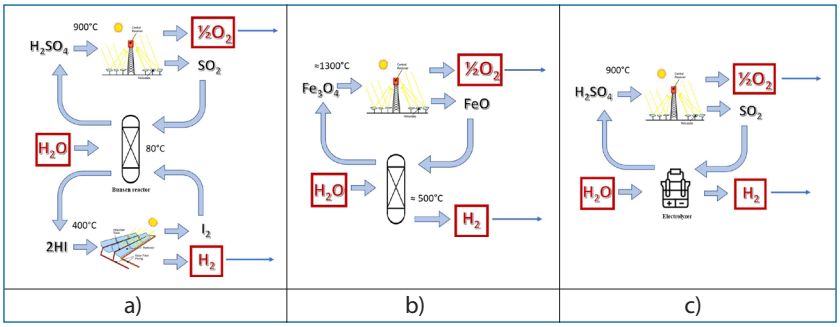


Figura 20: Esempio di cicli termochimici e ibridi:
a) Ciclo Zolfo-Iodio, b) Ciclo Ossido di ferro, c) Ciclo Zolfo Ibrido

Un secondo approccio si basa sull'uso del calore solare per alimentare processi di conversione termochimica di matrici carboniose rinnovabili, come biomasse o combustibili da esse derivati (e.g., biogas, biometano). Si tratta, in questo caso, di processi analoghi a quelli oggi utilizzati per produrre idrogeno a partire da combustibili fossili, ma basati sull'uso di feedstock e fonti energetiche rinnovabili e pertanto pienamente sostenibili. Alcuni esempi dei processi maggiormente studiati includono lo steam reforming e la pirolisi del biogas o del biometano e la gassificazione di biomasse. Le temperature operative di questi processi possono essere abbassate con l'integrazione di stadi di separazione dell'idrogeno, scendendo a temperature anche al di sotto dei 600 °C e permettendo l'accoppiamento con impianti CST a concentrazione lineare.



Figura 21: Impianto sperimentale per la produzione di idrogeno da steam reforming di metano e biogas, accoppiabile ad impianti solari CST a sali fusi, realizzato presso il centro ricerche ENEA Casaccia.

Motivazioni per lo sviluppo

L'uso dell'idrogeno quale ponte energetico che non emette CO_2 è di rilevante interesse per i settori "hard to abate" come industria chimica e petrolchimica, produzione di combustibili rinnovabili per il trasporto (terrestre, marittimo, aviazione) e per l'uso in processi industriali. Questo richiede una produzione continua di idrogeno da fonti rinnovabili potenzialmente basata su una catena del valore italiana o europea.

Per questi motivi, l'idrogeno rientra tra gli otto ambiti tecnologici prioritari definiti dal PNIEC per il sistema di ricerca italiano, con obiettivi per le attività R&S nazionali allineati con quelli europei definiti dal Joint Research Programme on Fuel Cells and Hydrogen technologies di EERA e Hydrogen Europe Research (HER) (con riferimento al documento "Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027"). In questo contesto, le tecnologie descritte rientrano tra le cosiddette "other routes of renewable hydrogen production".

Inoltre, Il PNIEC individua chiaramente l'idrogeno come un elemento fondamentale della strategia per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico, con contributi significativi nel settore termico in modo particolare per applicazioni nei settori industriali hard-to-abate e dei trasporti. La diversificazione dei processi di produzione di idrogeno verde, includendo opzioni diverse dall'elettrolisi dell'acqua, può inoltre contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza energetica. Le tecnologie qui presentate permettono di diversificare le opzioni per la produzione dell'idrogeno verde.

A livello internazionale, la produzione scientifica negli ultimi 20 anni è stata relativamente estesa, anche se l'argomento risulta ancora di nicchia rispetto ad altri approcci alla produzione di idrogeno verde. A livello nazionale, ENEA è il centro di riferimento sul tema ed ha maturato, a partire dai primi anni 2000, un considerevole know-how, documentato da circa 70 pubblicazioni scientifiche e dalla produzione di diversi brevetti.

Stato dell'arte

Diversi processi termo(elettro)chimici accoppiati a sistemi CST per la produzione di idrogeno verde o a basso tenore di carbonio sono stati studiati nell'ambito di progetti di ricerca internazionali e nazionali. Specifici programmi sono stati dedicati a queste tecnologie dal DoE degli Stati Uniti e dalla Clean Hydrogen Partnership in Europa; diversi sono stati negli anni anche i progetti di ricerca nazionali in Spagna, Francia e Germania. In Italia, negli ultimi anni, il tema è stato trattato nell'ambito della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale (RdS) ed in alcuni PRIN, con finanziamenti MISE e MUR. Alcuni dei principali player di ricerca a livello internazionale sono i National Laboratories NREL e SNL (USA), CIEMAT (Spagna), CNRS (Francia), DLR (Germania), ENEA (Italia), CSIRO (Australia).

Le principali sfide per la ricerca riguardano attualmente lo sviluppo di materiali reattivi e catalizzatori con requisiti di attività, stabilità e ciclabilità, sviluppo di membrane stabili e permeabili per la separazione dell'idrogeno dall'ambiente di reazione. Inoltre, l'accoppiamento con i sistemi CST richiede lo sviluppo di configurazioni reattoristiche e di processo innovative che consentano l'integrazione efficace dell'impianto chimico con quello solare.

In generale, il livello di maturità tecnologica raggiunto, diverso per le diverse tipologie di processi, è ancora relativamente basso e va da 3 a 6. La società Synhelion sta realizzando in Germania il primo impianto di scala industriale per testare processi di produzione di combustibili solari in un sistema CST a concentrazione puntuale.

Risorse economiche necessarie

La priorità per lo sviluppo della tecnologia è promuovere iniziative che supportino l'avanzamento della TRL attraverso lo sviluppo di impianti dimostrativi e pre-commerciali. Gli investimenti necessari vanno dai 3-5 M€ per lo sviluppo di impianti dimostrativi a TRL 6, fino a 10 M€ per impianti pre-commerciali di

piccola taglia.
È inoltre necessario sostenere la ricerca a più bassi TRL con due obiettivi principali: sviluppare materiali con migliori prestazioni in termini di attività e stabilità e ottimizzare le configurazioni reattoristiche e di processo, per migliorare l'integrazione dell'impianto chimico con quello solare (2 M€ nei prossimi 3 anni).

13) WASTE-TO-HYDROGEN (WTH)

Waste-to-Hydrogen (WtH) è una divisione specifica del concetto di Energy from Waste (EfW) con particolare attenzione alla produzione di idrogeno da materiali di scarto.

I rifiuti adatti al WtH comprendono i rifiuti di biomassa legnosa (ad esempio, rifiuti dell'industria del legname o della carta), i rifiuti solidi urbani (RSU), i fanghi di depurazione, gli imballaggi e le materie plastiche, i combustibili solidi recuperati (SRF) e il combustibile derivato dai rifiuti (CDR) derivato dai rifiuti solidi urbani. I rifiuti solidi urbani comprendono normalmente rifiuti biodegradabili, materiali riciclabili, rifiuti inerti, rifiuti elettronici, rifiuti pericolosi e tossici che vengono scartati dal pubblico.

I metodi di conversione del WtH possono essere suddivisi in tecniche termochimiche e biochimiche che differiscono per fabbisogno energetico, condizioni operative (temperature e pressioni), input di materie prime, efficienza, tempi di reazione e rese finali. In generale, i processi termochimici, cioè la gassificazione e la pirolisi sono più veloci di quelli biochimici (ad esempio, la fermentazione), hanno rese stechiometriche di idrogeno più elevate, maggiori efficienze di conversione e tempi di reazione più brevi. Tuttavia, i processi biochimici sono meno energivori in quanto operano in condizioni energetiche moderate che portano a rendimenti di idrogeno inferiori (mol H / mol materia prima).

Il processo di gassificazione è la conversione di materiale solido tra le temperature di 500 °C e 1200 °C in un ambiente in difetto di ossigeno.

La pirolisi è un processo termochimico che può convertire materiali carboniosi in prodotti a valore aggiunto come bio-olio, biochar e gas prodotto a temperature di 350-550 ° C e pressioni di 0,1-0,5 MPa in assenza di ossigeno. La mancanza di aria mitiga la formazione di diossine. La pirolisi può essere eseguita prima della gassificazione per generare biochar per la gassificazione per migliorare il conte-

nuto energetico delle materie prime di gassificazione.

I processi biochimici per la produzione di idrogeno (bioidrogeno) utilizzano microrganismi per decomporre prodotti di scarto contenenti materiale organico, biomassa o acque reflue come substrati per produrre idrogeno. I processi tipici includono la fermentazione fotoassistita o al buio (dark fermentation) o un sistema ibrido. La maggior parte dei processi biochimici sono meno energivori dei processi termochimici in quanto si verificano a temperature e pressioni ambiente; tuttavia, hanno basse rese di idrogeno e basse velocità di reazione. La Dark fermentation (con batteri anaerobici su substrati ricchi di carboidrati in condizioni anossiche e di oscurità) è caratterizzata dalla sua capacità di trattare una varietà di materie prime (ad esempio rifiuti alimentari, rifiuti di carta, fanghi attivi di scarto) a basso fabbisogno energetico e la possibilità di integrarsi con altri processi come quelli della produzione di metano. La fermentazione scompone la biomassa ricca di carboidrati e biodegradabile per formare acidi organici, alcoli, acetone e quindi idrogeno e CO_2.

Esistono colli di bottiglia che limitano o rallentano lo sviluppo in tutto il sistema di produzione dell'idrogeno, dalla fornitura di rifiuti alle tecnologie di conversione, allo stoccaggio e alla domanda da parte dei clienti. Tutte le parti del processo richiedono supporto e innovazione tecnologica per aumentare e incoraggiare la crescita nei settori dell'idrogeno, del recupero e della gestione dei rifiuti. Le tecnologie applicabili nei processi WtH, inclusi i principali colli di bottiglia sono anche riportati in tabella 2.

Tabella 2: Sintesi dei principali confronti tra le tecnologie di lavorazione citate e le influenze per questi parametri

Tecnologia di lavorazione	Questioni principali	Influenze
Gassificazione a vapore	Elevato costo del pretrattamento	Essiccazione, macinazione e triturazione per migliorare la densità energetica dei rifiuti
	Costo elevato della pulizia del syngas	Il catrame/composti indesiderati causano l'incrostazione delle apparecchiature senza pulizia.
	Bassa efficienza termica	Composizione e carattere variabile dei rifiuti
Gassificazione aria/ossigeno	Elevato costo del pretrattamento	Essiccazione, macinazione e triturazione per migliorare la densità energetica dei rifiuti
	Bassa efficienza termica	L'elevato contenuto di azoto dell'agente atmosferico riduce il contenuto energetico del syngas
	Costo elevato della pulizia del syngas	Il catrame/composti indesiderati causano l'incrostazione delle apparecchiature senza pulizia.
	Bassa efficienza termica	Composizione e carattere variabile dei rifiuti
Pirolisi	Costo elevato della pulizia del syngas	Il catrame/composti indesiderati causano l'incrostazione delle apparecchiature senza pulizia.
	Bassa efficienza termica	Composizione e carattere variabile dei rifiuti
Fermentazione al buio	Bassa efficienza di conversione	I microrganismi possono soffrire di inibizione dovuta all'aumento della pressione parziale dell'idrogeno, alla presenza di altri organismi che causano condizioni improduttive
	Tempi di reazione lenti	Affidarsi al metabolismo dei microrganismi che è più lento rispetto ai metodi termochimici
	Bassa resa di idrogeno	Microrganismi limitati dai rifiuti (substrati) che possono consumare
Fotofermentazione	Rese imprevedibili	I microrganismi richiedono condizioni specifiche (leggera, pressione parziale), i cambiamenti influenzeranno la resa
	Tempi di reazione lenti	I microrganismi attuali hanno ritmi di lavoro lenti
	Bassa resa di idrogeno	Microrganismi limitati dai rifiuti (substrati) che possono consumare

Motivazioni per lo sviluppo

Il processo di WtH ha un ruolo importante da svolgere in futuro nella fornitura di energia rinnovabile e nella sostituzione dei combustibili fossili ad alta intensità di emissioni di CO2, che coincide con l'obiettivo della prossima generazione di combustibili puliti. Le ricerche e le analisi finora condotte hanno mostrato risultati positivi. Attraverso il processo di gassificazione delle materie prime miste, i rifiuti possono produrre fino a 33,6 moli/kg di idrogeno e concentrazioni di idrogeno dell'82%, mentre i metodi biochimici possono produrre idrogeno fino a 18.7 moli/kg. Tecniche di pretrattamento come la torrefazione delle materie prime possono migliorare l'efficienza termica della gassificazione fino a 4 MJ/kg. Questo tipo di miglioramento e miglioramento delle rese e dei tassi di produzione dell'idrogeno è legato alla lavorazione delle materie prime e ai processi avanzati di efficienza energetica. Ulteriori progressi si basano su investimenti, riconoscimento e sostegno della necessità di sostituire i combustibili fossili con un'alternativa a basse emissioni di carbonio, nonché sul duplice vantaggio di utilizzare i rifiuti e convertirli in una risorsa preziosa. È stata evidenziata l'importanza di decarbonizzare il sistema di trasporto, trovando un sostituto del carburante a emissioni zero per benzina, diesel e gas naturale. Il tasso di cambiamento e sviluppo è stato più lento di quanto si possa sostenere per i benefici del WtH. Le possibili spiegazioni includono la concorrenza dell'industria petrolifera e la lenta velocità di riduzione dei costi.

I colli di bottiglia nella tecnologia e nei sistemi di gestione ostacolano lo sviluppo della catena WtH. Costi elevati di produzione e operazioni, materie prime incoerenti, bassa efficienza, gestione e logistica inadeguate e supporto politico sono alcuni dei colli di bottiglia discussi. La trasformazione da rifiuti in idrogeno dovrebbe far parte di una soluzione combinata per il futuro fabbisogno energetico, le tecniche di produzione di idrogeno pulito e il previsto aumento dei rifiuti legato all'aumento della popolazione e allo sviluppo economico.

Rilevanza

Il Waste-to-Hydrogen rappresenta un'opportunità strategica per rendere più sostenibile il sistema energetico e la gestione dei rifiuti. Le tecnologie termochimiche sono più vicine alla scalabilità industriale, mentre quelle biochimiche offrono prospettive promettenti ma richiedono ulteriori sviluppi. L'Italia dispone di competenze significative in entrambi gli ambiti e può giocare un ruolo rilevante nel panorama internazionale grazie alla sinergia tra università, enti di ricerca e player industriali innovativi.

Sul fronte industriale, si distinguono player come SNAM, che investe nello sviluppo di infrastrutture per l'idrogeno, Hysytech, specializzata in tecnologie per la conversione dei rifiuti in idrogeno, e il Gruppo Hera, che esplora soluzioni integrate per la produzione di idrogeno da rifiuti. L'impegno italiano è rafforzato dai programmi strategici del MASE e dal PNRR, che sostengono progetti per la decarbonizzazione e l'innovazione energetica.

A livello internazionale, l'Europa si posiziona come leader nello sviluppo di tecnologie avanzate di gassificazione, con la Germania e i Paesi Bassi all'avanguardia nella realizzazione di impianti dimostrativi. Negli Stati Uniti, la California è un esempio di integrazione del Waste-to-Hydrogen nei distretti energetici sostenibili. Il Giappone si distingue per l'innovazione nella separazione dell'idrogeno e nella gestione avanzata dei rifiuti tramite pirolisi. Tra i principali attori globali figurano Air Liquide, Linde e Waste Management, tutti coinvolti in progetti pionieristici di produzione di idrogeno

Stato dell'arte

Il Waste-to-Hydrogen (WtH) rappresenta un settore tecnologico promettente per la transizione energetica e con un crescente interesse sia in Italia che a livello internazionale, con due approcci principali: le tecnologie termochimiche e quelle biochimiche. Entrambi i metodi mirano a valorizzare i rifiuti trasformandoli in una risorsa energetica pulita, offrendo risposte concrete alle sfide della decar-

bonizzazione e della gestione sostenibile dei materiali di scarto. Le tecnologie termochimiche si basano sulla conversione dei rifiuti, inclusi quelli solidi urbani e biomasse non riciclabili, in idrogeno attraverso processi innovativi come la gassificazione e la pirolisi. Questi approcci consentono di ottenere un syngas ricco di idrogeno, che può essere separato e purificato per diversi impieghi energetici. La ricerca nel settore si concentra su diverse priorità tecnologiche. Tra queste ci sono l'ottimizzazione dei processi termochimici per massimizzare la resa dell'idrogeno contenuto nel syngas e ridurre le emissioni, lo sviluppo di tecniche avanzate per la pulizia del syngas e per la separazione e purificazione dell'idrogeno e l'integrazione di questi processi con strategie di economia circolare. L'obiettivo è rendere sempre più sostenibile la gestione dei rifiuti, trasformandoli in una risorsa energetica preziosa.

Le tecnologie termochimiche, come gassificazione e pirolisi, sono quelle attualmente più avanzate e promettenti. La gassificazione consente la conversione dei rifiuti in gas di sintesi a partire da alte temperature e condizioni controllate, mentre la pirolisi, a temperature più basse e in assenza di ossigeno, produce idrogeno insieme a bio-oli utili per altre applicazioni energetiche. La pirolisi avanzata, pur essendo meno matura della gassificazione, rappresenta un'area di grande interesse per la ricerca. Le sfide attuali riguardano principalmente il miglioramento dell'efficienza dei processi e la purificazione del syngas. Particolare attenzione si sta rivolgendo ai sistemi di conversione termocatalitica del tar per il trattamento e la riduzione dei tar, ovvero l'insieme dei composti organici complessi, condensabili e indesiderati generati durante i processi di gassificazione. La presenza di tar costituisce una sfida significativa per i processi industriali, poiché possono danneggiare le apparecchiature meccaniche a valle compromettendo la continuità operativa e la stabilità degli impianti. Inoltre, i tar riducono l'efficienza dei sistemi di conversione energetica e contengono sostanze tossiche e talvolta cancerogene. A differenza dei metodi fisici come la condensazione e la separazione meccanica, che si limitano a catturare il tar senza trasformarlo, il cracking catalitico del tar

consente una vera e propria valorizzazione energetica del sottoprodotto in gas più leggeri e combustibili utili, come idrogeno, monossido di carbonio e metano, aumentando l'efficienza complessiva del sistema. La purificazione del syngas lo rende adatto alla produzione di idrogeno, di carburanti sintetici, alla generazione di energia tramite celle a combustibile e la sintesi di prodotti chimici, come il metanolo. Un ulteriore vantaggio risiede nella riduzione dei costi di manutenzione, prevenendo l'accumulo di tar nelle apparecchiature si limitano i tempi di fermo impianto e le spese per gli interventi tecnici.

A livello di maturità tecnologica, il Waste-to-Hydrogen presenta un livello di TRL compreso tra il 4 e il 6 per le soluzioni più innovative, come la pirolisi avanzata e i processi con cattura di CO_2. Tuttavia, alcune tecnologie consolidate di gassificazione sono già in fase pre-commerciale, con TRL 7-8, e operative in impianti pilota sia in Europa che negli Stati Uniti

.In Italia, il settore sta acquisendo sempre maggiore rilevanza, grazie a una combinazione di investimenti pubblici e privati. Sono stati avviati progetti sperimentali per integrare impianti di trattamento rifiuti con sistemi per la produzione di idrogeno, soprattutto in regioni come Lombardia, Emilia-Romagna e Veneto. Il panorama accademico vede il coinvolgimento di istituzioni come: il Politecnico di Torino è impegnato nello sviluppo di tecnologie avanzate per la pirolisi; l'Università di Bologna si concentra sull'ottimizzazione dei sistemi di purificazione del syngas; mentre l'Università "La Sapienza" di Roma è focalizzata sulla riduzione del contenuto di tar attraverso processi termici e catalitici. Un ruolo centrale è svolto dall'ENEA, che partecipa a numerosi progetti per la produzione di idrogeno da biomasse e rifiuti. L'agenzia sta sviluppando tecnologie avanzate per la purificazione del syngas, con particolare attenzione a processi catalitici sia in-bed sia out-of-bed, migliorando così l'efficienza energetica e la qualità del syngas per la produzione di idrogeno.

Parallelamente, le tecnologie biochimiche offrono prospettive promettenti soprattutto per la valorizzazione dei rifiuti umidi, sebbene il loro livello di maturità sia inferiore rispetto alle soluzioni termochimiche. Questi processi si basano sull'attività di microrganismi per convertire materiali organici presenti nei rifiuti in biogas contenente idrogeno. Tra le principali tecnologie rientrano la dark fermentation, la fermentazione fotoassistita e la digestione anaerobica, che rappresenta il processo biochimico più consolidato. La ricerca si concentra sul miglioramento dell'efficienza dei bioprocessi, attraverso l'ingegnerizzazione di ceppi microbici più performanti e l'ottimizzazione delle condizioni operative, come temperatura e pH.

Attualmente, la dark fermentation si colloca a un livello TRL compreso tra il 3 e il 5, con attività sperimentali prevalentemente a scala di laboratorio. La digestione anaerobica ha raggiunto livelli più elevati di maturità tecnologica, con applicazioni già operative per la produzione combinata di biometano e idrogeno. In Italia, l'ENEA è attivamente coinvolta nella sperimentazione di soluzioni biochimiche per la valorizzazione dei rifiuti organici e istituzioni come l'Università di Bologna e il CNR stanno conducendo studi avanzati per integrare questi processi con impianti di trattamento dei rifiuti umidi. A livello internazionale, il Giappone e la Corea del Sud sono pionieri nella ricerca sulla fermentazione microbica per la produzione di idrogeno, mentre gli Stati Uniti stanno esplorando l'applicazione industriale di processi biochimici avanzati.

Risorse economiche necessarie

Le stime dei costi di investimento e di esercizio delle tecnologie Waste to Hydrogen sono caratterizzate da molte incertezze che dipendono da diversi fattori, tra cui il luogo di installazione, la qualità e la disponibilità del waste, nonché i processi di pretrattamento della materia prima, la purificazione del gas prodotto, le dimensioni dell'impianto e il tipo di tecnologia adottata. Per l'idrogeno da biomassa prodotto utilizzando un impianto di pirogassificazione da 1t/h in alimentazione,

il costo stimato dell'idrogeno prodotto è di 4.8 €/kg, di cui il CAPEX è pari al 60%. Utilizzando waste non rinnovabili, tipo le plastiche, il costo dell'idrogeno è stimato leggermente superiore ossia 5,00 €/kg ma con un CAPEX che incide solo per il 36%[67].

L'impianto FUREC che trasforma rifiuti solidi non riciclabili in idrogeno mediante un processo di gassificazione, in costruzione nell'ambito del progetto FUREC finanziato dall'Innovation Fund, prevede un costo CAPEX di 1.27 €/kg di idrogeno prodotto, basandosi su una produzione annua di 54.000t di idrogeno e un costo di impianto di 685 M€[68].

[67] https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf1.

[68] https://climate.ec.europa.eu/document/download/56f84d0e-488e-4c87-8feb-95b0ef6a2027_en?filename=if_pf_2022_furec_en.pdf

14) MEMBRANE DI SEPARAZIONE IDROGENO

La miscelazione di idrogeno al gas naturale rappresenta una delle soluzioni tecnico-economiche che andranno a favorire la transizione energetica, già nel prossimo futuro per i) assorbire l'over-generation elettrica derivante dalle fonti rinnovabili; ii) garantire una forma di storage efficace per l'energia da FER; iii) favorire il trasporto dell'energia dalle aree di alta produzione (Sud e Isole) alle aree di alto consumo (Centro-Nord).

È tuttavia fondamentale avere la capacità di separare l'idrogeno dal gas naturale al punto di consumo, in maniera sicura ed affidabile ed a costi adeguati.

La tecnologia proposta riguarda lo sviluppo di membrane al palladio o membrane elettrochimiche per separare l'idrogeno dalla miscela di idrogeno e gas naturale (H2NG). Le nuove membrane hanno l'obiettivo di rendere più efficiente e selettivo il processo di separazione e quindi permettere l'iniezione di percentuali maggiori di idrogeno nelle reti del gas rispetto a quanto ad oggi possibile.

La purezza dell'idrogeno ottenuto varia al variare della tecnologia utilizzata, così come il consumo specifico della tecnologia stessa a basse concentrazioni di idrogeno.

Motivazioni per lo sviluppo

In Italia abbiamo un patrimonio molto vasto di reti di trasporto e distribuzione gas metano, che rispondono ad oltre un terzo del fabbisogno energetico nazionale. L'Italia rappresenta inoltre un ovvio nodo di scambio nelle infrastrutture europee, e potrebbe diventare un hub per la distribuzione di idrogeno prodotto (anche) in paesi extra europei.

La sostituzione progressiva del metano con gas quali l'idrogeno può quindi avere un forte impatto a livello socioeconomico ed ambientale.
Tale passaggio non potrà che essere graduale e passare da diverse percentuali di miscelazione metano/idrogeno (blending).

Lo scenario ipotizzabile grazie allo sviluppo di membrane di separazione selettive ed efficaci e la possibilità di abilitare l'utilizzo di miscele H_2-CH4 in corrispondenza dei punti di prelievo (city gate) della rete gas, dei distributori di metano localizzati sul territorio nazionale, delle industrie hard-to-abate.

Per abilitare il pieno potenziale della tecnologia la percentuale di H2 miscelabile alla rete gas dovrebbe essere alzata rispetto a quanto oggi permesso dalla normativa (concentrazione massima di idrogeno del 2%), fino ad un valore limite del 10% volume.

In questo scenario si prevede, la necessità di circa 5000 membrane l'anno (considerando l'attuale capacità di separazione delle membrane) nei primi anni di applicazione, per poi aumentare fino ad oltre 10000 membrane l'anno in scenari più futuristici, in corrispondenza di un previsto aumento della quantità di idrogeno in rete. Si stima che tale scenario permettere di abbattere oltre 800 Mton di CO2 durante l'arco temporale di utilizzo delle membrane.

Stato dell'arte

La separazione dell'idrogeno dal gas naturale può essere azionata dalla pressione o dall'elettricità. Le membrane azionate dall'elettricità non necessitano di compressione meccanica per la reiniezione dell'idrogeno separato. Un'ulteriore classificazione può essere fatta in base alla porosità dello strato selettivo, al materiale della membrana e allo specifico meccanismo di permeazione.

Le membrane polimeriche (polymeric membrane) rappresentano oggi una tecnologia matura (TRL 9) per la separazione dell'idrogeno dal gas naturale: le soluzioni industriali sono disponibili sin dagli anni '80. Il loro principio di funzionamento si basa sul meccanismo di diffusione della soluzione. Tra i vantaggi di questa tecnologia, il basso costo e la possibilità di ottenere un elevato rapporto superficie-volume con soluzioni a fibra cava o avvolte a spirale, che ne spingono

la competitività. Sono stati riportati miriadi di studi su materiali polimerici per applicazioni di separazione del gas tramite membrana e la maggior parte di essi sono disponibili in commercio, come acetato di cellulosa, polisulfone, ossido di polifenilene e poliimmide. Inoltre, sono state sviluppate nuove classi di polimeri microporosi, polimeri riarrangiati termicamente e polimeri con microporosità intrinseca.

Le membrane a base di palladio (palladium membrane) non sono lontane dal raggiungere la maturità rispetto ad altre tecnologie (TRL 6-7). Il principio di funzionamento è la capacità del palladio (Pd) di dividere la molecola di H2 in protoni ed elettroni, che poi permeano il denso strato selettivo e si ricombinano in H2 sul lato del permeato. Sebbene le membrane a base di Pd offrano le più elevate prestazioni di separazione tra le tecnologie studiate, come selettività infinita e alta permeabilità, soffrono di importanti preoccupazioni per quanto riguarda il loro costo. Non solo il palladio stesso è un materiale costoso, ma i metodi utilizzati per produrre membrane di Pd, come la placcatura chimica, la deposizione chimica da vapore, la deposizione fisica da vapore e l'elettrodeposizione, sono complicati e richiedono molto tempo. Sono necessari sforzi considerevoli per trovare precursori del Pd di qualità adeguata e con condizioni adeguate alla preparazione. La deviazione dalle condizioni ottimali può comportare una deposizione non uniforme o variazioni della struttura reticolare che influiscono sulle prestazioni della membrana. Tutti fattori che tendono ad aumentare il costo del prodotto finale. Il palladio, solitamente legato ad altri elementi metallici, deve essere puro per prevenire la transizione di fase che può verificarsi ad alta temperatura, necessaria per aumentare le prestazioni della membrana.

La membrana a setaccio molecolare al carbonio (carbon molecular sieve membrane) è una tecnologia abbastanza matura (TRL 5-6), nonostante siano possibili miglioramenti riguardo alla riduzione dei costi. La permeazione selettiva di H_2 è ottenuta grazie all'effetto setacciamento dello strato selettivo poroso su mole-

cole con diametro cinetico diverso, come la coppia H_2-CH4. Per quanto riguarda le prestazioni, le membrane a setacci molecolari al carbonio sono superiori alle membrane polimeriche perché è possibile una migliore coppia selettività-permeabilità. Tuttavia, il costo è notevolmente maggiore, in parte a causa del livello di sviluppo relativamente basso. È stata sviluppata e testata una varietà di metodi di fabbricazione, la cui scelta è guidata dalla necessità di personalizzare le caratteristiche della membrana, come i pori e la struttura del canale, per un'applicazione specifica. Inoltre, è possibile regolare diversi parametri di processo per ottimizzare le proprietà desiderate, come la concentrazione del precursore polimerico, il tipo e il materiale di supporto, la velocità di riscaldamento, la temperatura di pirolisi e l'ambiente di carbonizzazione. Sono disponibili diverse opzioni per il rivestimento del precursore sul supporto e le tecniche più citate sono il rivestimento a immersione, il rivestimento a rotazione, il rivestimento a spruzzo e la deposizione di vapori chimici.

Le membrane ceramiche (ceramic membrane) sono una tecnologia non ancora matura il cui meccanismo di trasporto di H2 si basa sulla capacità di dividere la molecola di H_2 in protoni ed elettroni, che vengono trasportati separatamente sul lato del permeato dove si ricombinano per dare H2, in modo simile alle membrane a base di Pd. Nonostante siano stati dimostrati conduttori protonici ceramici nelle celle a combustibile, negli elettrolizzatori e nei reattori a membrana, la separazione dell'H_2 dal gas naturale presenta preoccupazioni specifiche che devono essere affrontate. Per questa applicazione non sono mai state proposte membrane ceramiche guidate dalla pressione, mentre la configurazione guidata dall'elettricità è stata recentemente suggerita, ma il problema della deposizione di carbonio sugli elettrodi e sulla membrana deve essere ulteriormente studiato. La preoccupazione principale riguardo all'uso di conduttori protonici ceramici è legata alla necessità di umidificazione per aumentare le prestazioni. Tuttavia, se è presente acqua sul lato di alimentazione, è possibile che venga avviato il reforming del vapore di idrocarburi a causa dell'elevata temperatura operativa

(700-900°C per il sistema a pressione e superiore a 350°C per il sistema a energia elettrica), producendo ulteriore idrogeno indesiderato. Inoltre, le membrane a pressione non sono mai state testate con una differenza di pressione totale attraverso lo strato selettivo. Per questi motivi, il TRL delle membrane a pressione per la separazione dell'H_2 dal CH4 è 2, mentre quello delle membrane a comando elettrico è 3.

Altre tecnologie a membrana, attualmente in fase di sviluppo iniziale (TRL 2-4), potrebbero essere disponibili in una prospettiva di medio-lungo termine. Si fa riferimento a materiali nanostrutturati per membrane di grafene, membrane a struttura organica covalente, membrane di zeoliti, membrane a struttura metallo-organica, membrane lamellari e membrane di silice.

Risorse economiche necessarie

A scala (sul totale della rete italiana di trasposto NG) ci si aspettano un numero di impianti > 200, pertanto l'investimento atteso è superiore a 100M€

15) CELLE A COMBUSTIBILE ALIMENTATE CON IDROGENO E COMBUSTIBILI RINNOVABILI

Si descrivono di seguito tre tipi di celle a combustibile, due la cui maturità è molto avanzata che pertanto sono già largamente usate in numerose applicazioni reali nel trasporto o generazione di energia; una terza tecnologia oggi a basso TRL promette interessanti applicazioni nella cogenerazione in un prossimo futuro.

1. Celle a combustibile PEMFC: Le celle a combustibile con membrana a scambio protonico offrono elevata densità di potenza (> 1-2 W/cm2 MEA e > 5 kW/lstack per applicazioni automotive) ed efficienze che si avvicinano al 60%. Si basano sull'utilizzo di membrane perfluorurate ovvero contengono elettroliti solidi polimerici con catena perfluoro-sulfonica (es. Nafion®). Richiedono una elevata purezza per l'idrogeno alimentato (5N) ed offrono un elevato comportamento dinamico sia in termini di risposta rapida che di intervallo di carico. L'ambiente acido fornito dalla membrana a scambio protonico e dallo ionomero richiede l'uso di Pt come catalizzatore, mentre i piatti bipolari e gli strati diffusivi possono essere in grafite, materiali carboniosi o in Ti. Le prestazioni consistono in una densità di potenza >1-2 W cm-2 (area attiva), costi capitali di 500 €/kW, durata 20.000 ore, contenuto di metalli nobili <0.3 g/kW ed efficienza elettrica prossima al 60%. Le celle a combustibile PEM sono soprattutto utilizzate nei settori della mobilità sostenibile ad idrogeno, del back-up power, della ri-elettrificazione etc.

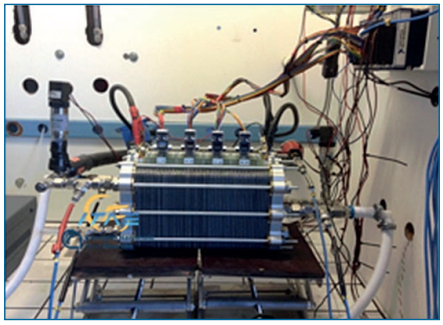


Figura 22: Prototipo di stack di celle a combustibile con elettrolita polimerico sviluppato dal CNR-ITAE durante test di laboratorio.



Figura 23: Autobus a celle a combustibile a idrogeno sperimentati dal CNR-ITAE su percorsi urbani (progetti I-NEXT, H-bus).

2.Celle a combustibile ad ossidi solidi, SOFC: Le celle a combustibile ad ossidi solidi operano ad alta temperatura (circa 750°-800°C). Sono dispositivi di conversione di energia chimica in energia elettrica e calore basati su materiali ceramici ed interconnettori (stack housing) in acciai ferritici. Operando ad alta temperatura sono caratterizzate da elevata efficienza elettrica e termica arrivando al 60 % di efficienza elettrica e al 90% di efficienza complessiva (elettrica e termica) nei sistemi di cogenerazione (CHP, combined heat and power). Gli svantaggi riguardano il ridotto numero di cicli termici e procedure di avviamento e di spegnimento relativamente lente. La grande flessibilità riguarda la possibilità di essere alimentate con una grande varietà di combustibili, tra cui gas naturale, idrogeno, biogas etc. È comunque richiesto un processo di desolforazione dei combustibili organici attraverso filtri in carbone attivo. Nel caso del gas naturale o del biogas, il sistema comprende una unità di pre-reforming o di ossidazione parziale. Nel caso dell'idrogeno il sistema è più semplice. Il principale elemento utilizzato nelle celle è il nichel. Tra gli altri elementi utilizzati vi sono lantanio, zirconio, cobalto e terre rare. I costi capitali variano in funzione della potenza es. 1000 €/kWel per sistemi con potenza < 5 kWel e 100 €/kWel per sistemi con potenza > 500 kWel; le celle SOFC sono caratterizzate da una durata superiore a 10 anni.
In Italia vi è un grande interesse a sviluppare tecnologie SOFC alimentate con biocarburanti, utilizzando processi carbon-neutral o carbon-negative secondo lo schema di seguito delineato:

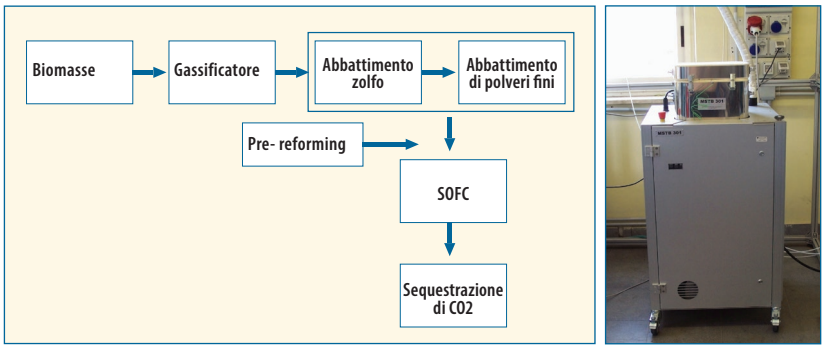


Figura 24: Sperimentazione unità SOFC

3. Celle a carbonati fusi: Le celle a combustibile a carbonati fusi (Molten Carbonate Fuel Cells, MCFC) rientrano nella famiglia delle fuel cell ad alta temperatura; lavorano infatti nel range dei 600-700°C. Data l'alta temperatura, questo tipo di celle a combustibile utilizza elettrodi rivestiti da materiali non-nobili. L'anodo dell'MCFC è costituito da nichel, tipicamente legato con Cr o Al per stabilità microstrutturale, mentre il catodo è costituito da ossido di nichel litiato. Le MCFC impiegano un elettrolita composto da una miscela di sali di carbonati fusi sospesi in un elettrolita solido a matrice ceramica chimicamente inerte e poroso (solitamente l'elettrolita utilizzato è una miscela di carbonato di potassio (K2CO3) e carbonato di litio (Li2CO3) mentre la matrice separatrice costituita da LiAlO2). Sebbene il loro grado di maturità sia ad oggi basso, presentano alcuni notevoli vantaggi e punti di forza: l'efficienza elettrica è nell'ordine del 50%, possono lavorare con diversi combustibili (dall'idrogeno a idrocarburi leggeri) garantendo un'ottima flessibilità del sistema e non utilizzano metalli nobili come catalizzatori. Questi ultimi aspetti rendono le MCFC ideali per l'integrazione con turbine a gas in cicli ibridi per la produzione di energia elettrica e termica. Sono però da considerare anche alcuni svantaggi quali ad esempio la sensibilità ad impurità (sebbene siano praticamente insensibili a CO e CO_2), la bassa densità di potenza ed i lunghi tempi di accensione/spegnimento che ne limitano la risposta dinamica.

Motivazioni per lo sviluppo

La sicurezza è una preoccupazione fondamentale nello sviluppo e nel funzionamento dei sistemi di celle a combustibile per la cogenerazione e per applicazioni come il trasporto stradale e l'aviazione.

Nel caso PEMFC, le sfide includono i potenziali pericoli dell'idrogeno sia gassoso ad alta pressione sia liquido, come la sua esplosività e infiammabilità, soprattutto durante processi come il riempimento. Per affrontare questi rischi, vengono proposte varie misure di sicurezza, tra cui strategie di rilevamento e protezione durante il riempimento dell'idrogeno, il controllo di parametri come la velocità di rifornimento, la pressione in ingresso e l'implementazione del preraffreddamento dei serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno. Inoltre, le strategie di controllo della sicurezza prevedono il monitoraggio in tempo reale tramite sensori, osservatori dello stato interno e la convalida tramite test su banchi di prova dedicati[69,70].

Le SOFC presentano alcuni vantaggi in termini di sicurezza rispetto ad altre tecnologie, ad esempio il fatto che non coinvolgono la combustione, ma è comunque necessario gestire con attenzione la produzione, stoccaggio e utilizzo dei carburanti, tra cui l'idrogeno quando utilizzato.

Non ci sono particolari vincoli e aspetti critici legati alla sicurezza nell'uso di MCFC rispetto le tecnologie SOFC, in particolare nel caso in cui il combustibile utilizzato sia gas naturale. Contrariamente ad una classica cella SOFC, in cui un combustibile a base di carbonio alimenta un reattore dove viene convertito in H_2 (ed altri prodotti, CO e CO_2, per esempio), e poi ossidato elettrochimicamente, in una MCFC non c'è la necessità di un reattore separato per il reforming del combustibile (per esempio metano) che reagisce direttamente in cella. Con questa tecnologia è possibile usare anche il metanolo dato che il catalizzatore anodico a base di Ni è sufficientemente attivo.

Le principali aree di ricerca e le priorità di sviluppo relativamente alla tecnologia delle celle a combustibile PEM riguardano lo sviluppo di catalizzatori ad elevata stabilità e a basso contenuto di metalli nobili, in particolar modo catalizzatori PGM-free; lo sviluppo di elettroliti polimerici in grado di operare a temperature

[69] *Stefan Kazula et al 2023 J. Phys.: Conf. Ser. 2526 012063*

[70] *Abg Shamsuddin, D. S. N., Muchtar, A., Nordin, D., Khan, F., Lim, B. H., Irwan Rosli, M., & Takriff, M. S. (2022). Dynamic Hazard Identification on SOFC system using Bayesian Network. International Journal of Integrated Engineering, 14(2), 93-105.*

intermedie (fino a 120°C per applicazioni automotive o fino a 180-200°C per applicazioni stazionarie); la riduzione del contenuto di PFAs nello stack; il design innovativo di stack e ausiliari ad alte prestazioni (es. serbatoi per lo stoccaggio ad alta pressione di idrogeno) per applicazioni automotive e di tecnologie per l'automazione della manifattura dei componenti e dei sistemi. Il TRL varia a seconda delle applicazioni. Nel settore automotive, le celle a combustibile PEM hanno già raggiunto nel 2023 un TRL di 7-9 con una diffusione di diverse migliaia di unità in termini di auto, camion e bus. Mentre le unità di treni, navi e velivoli dimostrate sono ancora in numero sostanzialmente ridotto con un TRL che varia tra 6 e 7.

Il TRL raggiunto dalla tecnologia delle celle SOFC è di 7 con diverse azioni in grado di produrre stack per unità modulari di diversa potenza da 1.5 kWel fino a varie centinaia di kW per applicazioni cogenerative, con una produttività che ha già raggiunto alcuni MW/anno.

Le principali aree di ricerca e le priorità di sviluppo relativamente alla tecnologia delle celle a combustibile SOFC riguardano:

- l'aumento della taglia delle pile e dei moduli per raggiungere i valori di potenza richiesti negli impieghi industriali
- l'incremento della durata delle tecnologie SOFC con migliore stabilità rispetto ai cicli termici e redox.
- la dimostrazione di affidabilità e durabilità delle tecnologie SOFC dove le sollecitazioni meccaniche o ambientalii rendono più sfidante l'impiego di celle a combustibile SOFC
- la riduzione del contenuto di critical raw materials ovvero di terre rare e cobalto utilizzati nelle celle SOFC.

Rilevanza

L'uso delle tecnologie a cella a combustibile contribuisce a vari SDGs delle Nazioni Unite, come l'accesso all'energia pulita (SDG 7), la promozione della salute e del benessere (SDG 3) attraverso la riduzione dell'inquinamento dell'aria e lo svi-

luppo di tecnologie energetiche pulite, la crescita economica (SDG 8) attraverso l'efficienza energetica e l'innovazione tecnologica, nonché l'industrializzazione sostenibile (SDG 9). Tuttavia, ci sono sfide sociali da affrontare, come la necessità di formare personale qualificato per lavorare con le celle a combustibile e l'accesso equo a queste tecnologie, soprattutto nei paesi in via di sviluppo.

Le celle a combustibile rivestono grande rilevanza per gli usi finali dell'idrogeno verde come identificato nelle priorità identificate dal PNIEC come pure tra le linee strategiche del PNRR.

L'idrogeno verde consente di decarbonizzare progressivamente diversi segmenti, tra cui mobilità sostenibile, la cogenerazione distribuita e il back-up power. Lo sviluppo della ricerca nel settore fuel cell ed idrogeno verde in Italia, a livello europeo e mondiale ha raggiunto un livello elevato di diffusione con finanziamenti istituzionali consistenti della Clean Hydrogen JU, del DOE, del NEDO etc. In Italia la ricerca è soprattutto finanziata dal PNRR. Il finanziamento per l'idrogeno verde nella sola missione M2C2 del PNRR, per la dimostrazione e l'implementazione della ricerca dei sistemi ad idrogeno, supera i 3.64 B€.

La diffusione su larga scala delle celle a combustibile è tuttavia legata allo sviluppo di una infrastruttura diffusa per l'idrogeno verde e alla riduzione del costo dell'idrogeno "green" che è fortemente correlato al costo dell'energia rinnovabile impiegata per produrlo.

In particolare, le celle a combustibile SOFC risultano più promettenti per la cogenerazione distribuita rispetto alla co-generazione tramite motori a combustione interna, turbine a gas e centrali a ciclo combinato, tenendo conto delle perdite di trasmissione nella rete nonché dell'impossibilità spesso di impiegare il calore prodotto negli impianti centralizzati. Il risparmio di energia primaria ottenibile con le celle ad ossidi solidi è compreso tra il 30 e il 50%, rispetto ai sistemi tradizionali di generazione separata di energia elettrica e calore, con un payback compreso tra 5 e 8 anni. La tecnologia SOFC, infine, è particolarmente attrattiva per il settore marittimo. In primo luogo, la capacità di utilizzare diversi tipi di combustibile, non soltanto idrogeno, ma anche LNG, ammoniaca e/o metanolo con elevata densità

di energia, nonché infrastrutture di distribuzione interessanti per impieghi navali. In secondo luogo, l'elevata efficienza elettrica di conversione consente di ridurre il consumo di combustibile, liberando spazio ad alto valore aggiunto a bordo nave per altri impieghi o per un aumento dell'autonomia di viaggio.

Risorse economiche necessarie

Si stimano investimenti necessari nell'ordine di 1-5 B€ per ciascuna delle due tecnologie PEMFC e SOFC.

MATERIALI AVANZATI
E SOSTENIBILI PER L'ENERGIA

16) CELLE SOLARI TANDEM PEROVSKITE/SILICIO

La penetrazione del fotovoltaico nel sistema elettrico, che contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050 fissati dal Green Deal Europeo e in vista degli obiettivi nazionali indicati per il 2030 dal Piano nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), richiede celle fotovoltaiche a maggiore efficienza di conversione ed a basso costo di realizzazione. Queste celle, basate su materiali ed architetture di dispositivo innovative, permettono la riduzione degli spazi necessari per le installazioni fotovoltaiche, in applicazioni utility-scale e per l'integrazione negli edifici o in contesti rurali.

Le perovskiti ibride (materiale organico-inorganico) hanno già consentito di realizzare in laboratorio, su piccola area, celle solari a basso costo a film sottile caratterizzate da efficienze iniziali prossime a quelle record ottenute per le celle in silicio cristallino, materiale con cui vengono realizzati oggi la quasi totalità dei moduli fotovoltaici installati. Variando la composizione chimica della perovskite si possono modulare le proprietà ottiche così da utilizzarla in dispositivi fotovoltaici più complessi ma con prospettive migliori in termini di prestazioni. La perovskite può, ad esempio, essere utilizzata in accoppiamento col silicio in celle tandem perovskite/silicio, fig. 25, dove i due materiali assorbono in maniera ottimale specifiche porzioni dello spettro solare; proprio con questa architettura di cella solare è stato dimostrato in vari laboratori al mondo il superamento del 30% di efficienza (oltre il limite teorico delle celle singole al silicio).

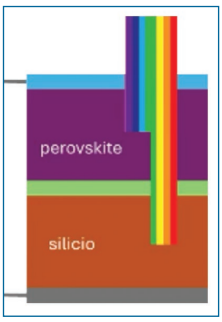


Figura 25: Schema di una cella tandem perovskite silicio. La cella frontale in perovskite è cresciuta direttamente sulla cella in silicio a cui è connessa da uno strato ricombinante (schematizzato in verde nella figura), Le cariche fotogenerate nel dispositivo sono condotte verso gli elettrodi esterni tramite dei contatti di tipo trasparente (in azzurro nello schema) e opachi (in grigio nello schema). La cella tandem è progettata in modo che la luce a bassa lunghezza d'onda (blu, verde) sia assorbita dalla cella frontale e quella ad alta lunghezza d'onda (rosso e infrarosso) sia assorbita dalla cella posteriore.

Motivazione per lo sviluppo

Il fotovoltaico è al centro delle politiche di decarbonizzazione del settore energia sia nella pianificazione Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) e delle azioni strategiche del PNRR[71]. Il fotovoltaico è tra le fonti rinnovabili a più bassa impronta di carbonio, favorendo la decentralizzazione della generazione elettrica e l'ottimizzazione della gestione e dell'uso finale dell'energia prodotta. In questo ambito un rilevante sforzo di ricerca sulla tecnologia tandem perovskite/silicio potrà individuare materiali, tipologia di dispositivo e processi di fabbricazione (Fig.26) e industrializzazione che, in un periodo più lungo, potranno contribuire a mettere a punto le tecnologie abilitanti per strutturare filiere high-tech a livello nazionale e impostare sviluppi di spazi produttivi caratterizzati da grandi volumi (Gigafactory). Nonostante siano state annunciate le prime iniziative industriali per lo sviluppo di moduli a film sottile di perovskiti e di moduli fotovoltaici realizzati con celle tandem perovskite/silicio, ci sono ancora molte questioni e sfide da affrontare per dimostrare la possibilità di portare sul mercato questi prodotti innovativi, assicurandone l'affidabilità in termini di prestazioni per almeno 30 anni.

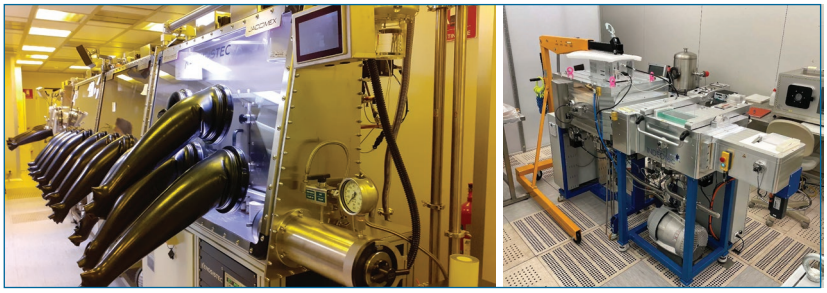


Figura 26: Laboratorio di fabbricazione di celle solari in perovskite (sinistra) e sistema per la deposizione PECVD di film sottili di silicio per lo sviluppo di celle solari in silicio (destra).

[71] *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). D.M. 04/07/2019 (FER1). D.L. 8/11/2021, n. 199 (RED II) Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001. PNRR: D.L. 152/2021; D.L. 36/2022; D.L. 13/2023. D.L. "Energia" 17/2022*

Rilevanza

La possibilità di sviluppare celle ad alta efficienza che concorrano a migliorare le prestazioni dei moduli FV attualmente in commercio (mediamente caratterizzati da efficienze intorno al 22%) può determinare una riduzione dei costi di Balance of System delle installazioni, determinati in buona parte dall'area occupata dall'impianto. La conseguente riduzione del costo dell'energia elettrica e la possibilità di realizzare impianti su spazi ridotti grazie alle migliori performance dei moduli FV sono aspetti molto rilevanti e che potranno favorire la diffusione del FV e promuovere il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Dagli studi promossi potranno maturare competenze di rilievo nell'ambito della scienza dei materiali e dello sviluppo di dispositivi e processi innovativi che potranno generare benefici per l'industria del settore FV nel breve/medio termine.

Stato dell'arte

Le celle solari tandem, realizzate combinando un materiale assorbitore a film sottile ad alto gap di energia nella componente frontale e il silicio nella componente posteriore del dispositivo, sono la nuova frontiera dell'alta efficienza grazie alla possibilità di utilizzare in maniera ottimale lo spettro solare. Una delle architetture di cella tandem più promettente è quella in cui la componente frontale è realizzata con un film sottile di perovskite e quella posteriore è realizzata col silicio. LONGI ha annunciato a giugno 2024 un record di efficienza per una cella tandem perovskite/silicio pari a 34,6%[72], migliorando il suo precedente record del 33,9% ottenuto alla fine del 2023. In Italia ENEA e Università di Tor Vergata hanno recentemente dimostrato un'efficienza del 31% su una cella tandem perovskite/silicio, ottenuta connettendo meccanicamente le due celle componenti. Questi risultati sono stati dimostrati su aree dell'ordine del cm2 ma necessitano di essere validati su aree maggiori -significative dal punto di vista industriale, dei processi di fabbricazione dei casi applicativi reali- con processi e materiali poco costosi e che possano sostenere i volumi di produzione necessari all'industria fotovoltaica.

[72] *Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2025; 33:3–15 3 https://doi.org/10.1002/pip.3867*

Risorse economiche necessarie

L'applicazione della tecnologia proposta presuppone la dimostrazione che è possibile un processo di produzione delle celle a dimensione vicina a quelle dei moduli industriali (decine di cm2) raggiungendo un TRL 5-6 per poi passare a TRL superiori che dimostrino sia le capacità di celle e moduli fotovoltaici tandem perovskite/silicio stabili nel tempo in ambiente operativo reale sia la messa a punto di un processo di produzione industrialmente rilevante. Sono necessarie risorse economiche, circa 5-10 M€, per portare le celle dall'attuale TRL circa 3 fino ad un TRL 5-6 nei prossimi 3 anni e risorse intorno a 15-20 M€ per realizzare una linea pilota di celle tandem nei successivi 3 anni. La realizzazione di una linea pilota sarà determinante per portare la tecnologia ad una maturità adeguata alle applicazioni reali, aprendo la strada alla creazione di una filiera nazionale con un forte grado di innovazione tecnologica.

USI FINALI

17) PRODUZIONE DI LOW CARBON FUELS

È ben noto che le enormi emissioni di CO2 prodotte dai processi di combustione sono responsabili del cambiamento climatico antropogenico, così da diventare una delle principali preoccupazioni collettive e degli organi di governo. La riduzione delle emissioni di CO2 è un target che necessariamente la società moderna dovrà quindi raggiungere nei prossimi anni. La EC intende rendere l'Unione climaticamente neutra entro il 2050 (net-zero emissions by 2050), raccomandando una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 90% entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990. In tale ambito, la EC ha proposto nuove misure per gestire le emissioni di carbonio dell'industria: oltre allo sviluppo di processi più efficienti dal punto di vista energetico, in grado di ridurre la quantità di combustibili necessari per produrre la stessa quantità di energia, sono previsti investimenti in tecnologie in grado di catturare e stoccare l'anidride carbonica, o di riutilizzarla (fig. 27).

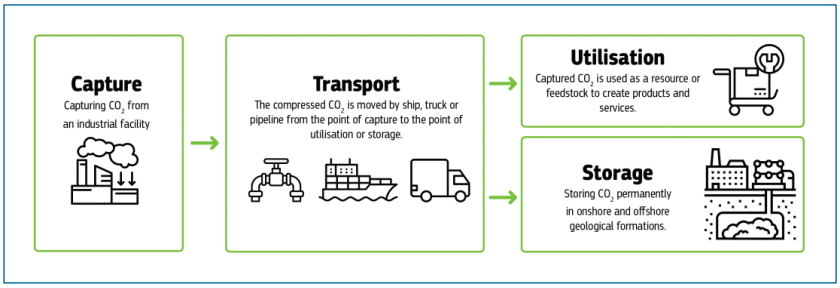


Figura 27: Industrial carbon management
(fonte: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management_en?prefLang=it)

Per raggiungere gli obiettivi fissati non si intravvede al momento una unica soluzione vincente, ma verosimilmente più strade dovranno essere perseguite. Tra queste, la valorizzazione della CO2 –mediante energia rinnovabili – e la sua trasformazione in chemicals e fuels è una strada promettente nell'ambito della transizione energetica in corso, soprattutto in quei settori dove non si intravvedono al momento soluzioni facilmente percorribili per affrancarsi dall'utilizzo dei combustibili fossili (i settori cd. hard-to-abate).

La trasformazione della CO_2 in prodotti ad elevato contenuto energetico –come, ad esempio, combustibili sintetici– costituisce anche una strada per immagazzinare l'energia elettrica (rinnovabile o nucleare) quando presente in eccesso nella rete. Si tratta dei cd. processi Power-to-X (PtX) in cui l'elettricità viene utilizzata per produrre H2 tramite elettrolisi dell'acqua; l'H2 così prodotto viene a sua volta utilizzato per idrogenare la CO_2 in prodotti ad elevato valore economico ed energetico quali chemicals (i cd. e-chemicals) e/o combustibili (e-fuels) (fig-18). In una variante di tali processi, non si idrogena la CO_2 ma l'azoto, ottenendo così carbon-free e-fuels quali e-NH3, che presenta oggi un grosso interesse come combustibile, soprattutto in ambito marittimo. Gli e-fuels possono costituire un vettore energetico preferibile rispetto all'impiego diretto dell'H2 in tutte quelle applicazioni in cui non sia possibile stoccare l'idrogeno prodotto per elettrolisi e/o evitare l'utilizzo dei combustibili fossili tradizionali, come ad esempio nel settore avio.

Gli e-fuels, carburanti sintetici liquidi e gassosi di origine non biologica (Renewable Fuels of Non Biological Origin, RFNBO), rappresentano dunque un'importante soluzione al problema dello stoccaggio su lungo periodo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili intermittenti. I RFNBO, regolati dalla RED II (Direttiva EU 2018/2001) e dal Regolamento (UE) 2023/802, devono rispettare criteri di addizionalità, ridurre le emissioni del 70% rispetto ai fossili e garantire tracciabilità. La RED III punta al 14,5% di energie rinnovabili nei trasporti entro il 2030. L'Italia li regola tramite il D.Lgs. 199/2021 e incentiva la loro produzione. stagioni per mezzo di uno stoccaggio di lunga durata, integrando così i tradizionali sistemi di immagazzinamento dell'energia e fornendo una soluzione di decarbonizzazione per i settori.

Motivazioni per lo sviluppo

Tra le vie per l'utilizzo della CO_2, che portano a prodotti di interesse commerciale e caratterizzati da grossi volumi di produzione, significativi rispetto ai volumi di

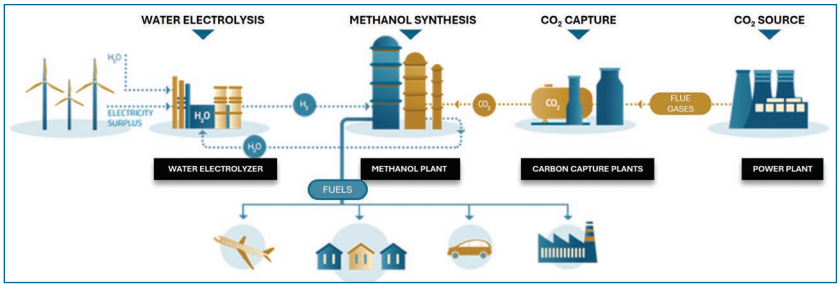


Figura 28: Schema di processo power-to -X per la conversione della CO 2 in chemicals e fuels, con metanolo come intermedio.

CO_2 in gioco, sono oggi di estremo interesse la produzione di metanolo e di combustibili avio (jet fuel) di origine non-fossile, i cd. Sustainable Aviation Fuel (SAF).

e-methanol - Il metanolo è uno dei principali prodotti petrolchimici con una produzione di ca. 100 Mt/anno, con una crescita prevista di oltre il 3,5% sino al 2030. Con un valore di mercato di circa 30 B$/anno, è ampiamente utilizzato nell'industria chimica sia tal quale, sia come intermedio per sintetizzare un'ampia gamma di prodotti quali olefine leggere, benzina, materie plastiche, gomme sintetiche, solventi, additivi per i carburanti per autotrazione, farmaci, cosmetici, detergenti, ecc. Inoltre, il metanolo è impiegato come carburante in alcuni paesi del mondo: per questa applicazione, viene solitamente utilizzato all'interno di motori a combustione interna, ma può anche essere utilizzato come reagente all'interno di celle a combustibile con reforming (Reformed-Methanol Fuel Cell, RMFC) e celle a combustibile a metanolo diretto (Direct-Methanol Fuel Cell, DMFC). Il metanolo, inoltre, può essere utilizzato per la sintesi di altri combustibili sia direttamente attraverso i processi (disponibili si scala industriale) MTG (Methanol to Gasoline), sia indirettamente attraverso la sintesi di olefine leggere (processo MTO, Methanol to Olefins) seguita da olimerizzazione. Ad oggi, il metanolo è prodotto principalmente da gas di sintesi (syngas) ottenuto da fonti fossili; l'utilizzo in alternativa di miscele CO_2/H_2, ove l'idrogeno è prodotto da energia rinnovabile (green H_2), è

quindi particolarmente attraente. Il metanolo così prodotto (il cd. e-methanol o green methanol) rappresenta un esempio virtuoso di produzione chimica sostenibile e carbon neutral.

e-SAF – Anche la trasformazione di CO_2 in combustibili avio (jet fuels) è di estremo interesse. Secondo Boeing, la domanda di nuovi aeromobili – e quindi i consumi di jet fuel - continuerà a crescere nei prossimi decenni: alcune stime indicano che, entro il 2040, la flotta globale di aeroplani aumenterà dell'80% rispetto al 2019. Contrariamente ad altri comparti, per il settore dell'aviazione non si intravvedono a breve soluzioni tecnologiche alternative all'utilizzo dei motori a turbina alimentati a jet fuel. Tale settore non è infatti facilmente elettrificabile, né risulta adatto l'impiego di idrogeno come vettore energetico. Questo implica che gli idrocarburi liquidi, verosimilmente, continueranno ad essere per molti anni gli unici combustibili utilizzati sia negli aeromobili attualmente in circolazione, sia in quelli che verranno introdotti sul mercato nei prossimi anni. Non è infatti pensabile l'impiego di nuove tecnologie, non adeguatamente collaudate, in un settore dove gli standard di sicurezza sono elevatissimi. Ciò non significa che il settore dell'aviazione non dovrà confrontarsi con le esigenze di decarbonizzazione quali le «net-zero emissions by 2050» prima citate, ma che andranno trovate soluzioni differenti. Ad oggi, una possibilità è lo sviluppo di processi per la sintesi di jet fuel di origine non-fossile, il cd. SAF. La maggior parte dell'attuale fornitura di SAF è costituita dai cd. HEFA, Hydrogenated Esters and Fatty Acids, che utilizzano olii e grassi vegetali e animali, ma le quantità di queste materie prime sono limitate. Pertanto, il raggiungimento degli obiettivi di basse emissioni di carbonio del settore richiederà un mix di percorsi diversi per produrre SAF, inclusa la crescita degli e-SAF. Questi ultimi, essendo carburanti sintetici derivati da CO_2 ed idrogeno rinnovabile garantiscono la neutralità carbonica in quanto il loro utilizzo porta all'emissione della stessa quantità di carbonio precedentemente catturata dalle emissioni esistenti di altri settori industriali. La legislazione consente attualmente di utilizzare l'e-SAF in miscela fino al 50% con il jet fuel fossile, ma tecnicamente può essere utilizzato anche puro. Può essere facilmente immagazzinato, traspor-

tato e distribuito utilizzando l'infrastruttura esistente, avendo caratteristiche del tutto compatibili agli attuali jet fuel di origine fossile (carburante drop-in, utilizzabile cioè senza alcuna modifica delle infrastrutture esistenti).

La proposta dell'Unione Europea "Fit for 55" include obiettivi ambiziosi per l'impiego di e-SAF a partire dal 2030, con un tenore dello 0,7% nei carburanti per aerei, fino a raggiungere il 28% nel 2050 (fig-29).

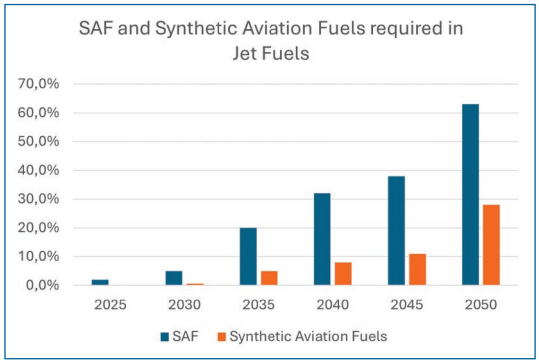


Figura 29: quantitativi di SAF nei jet fuels previsti dal Regolamento ReFuelEU entro il 2050. I carburanti sintetici (e-saf) sono mostrati in colore arancione.

Rilevanza

La conversione diretta della CO_2 con idrogeno rinnovabile in e-chemicals ed e-fuels rappresenta un'opportunità di grande rilevanza per diversi settori industriali. Nel settore chimico, consente la produzione sostenibile di prodotti chimici (green chemicals), mentre in quello energetico permette di ottenere combustibili a zero emissioni nette di carbonio (carbon-neutral fuels), il cui impiego è sempre più incentivato dalle normative europee.

La disponibilità di tecnologie per la produzione di e-fuels può risultare determinante sia nei settori coinvolti nella transizione energetica in corso – permettendo l'uso delle infrastrutture esistenti senza emissioni di CO_2 – sia nei comparti Hard-to-Abate, dove la sostituzione con tecnologie elettriche non è attuabile nel medio-lungo termine.

L'importanza e l'interesse per queste tecnologie sono confermati dal loro riconoscimento come strategiche all'interno di numerose iniziative e progetti del PNRR, nonché da molteplici proposte presentate in ambito comunitario, come i programmi Horizon dell'Unione Europea.

Stato dell'arte

Le reazioni di idrogenazione della CO_2 a chemicals e combustibili sono studiate ormai da numerosi anni.

Nel caso della sintesi del metanolo da CO_2/H_2, analogamente a quanto avviene nel caso della sintesi del metanolo da syngas, si tratta di una reazione limitata all'equilibrio e pertanto un riciclo è essenziale per massimizzare la produzione di metanolo e rendere il processo industriale economicamente fattibile. Rispetto al syngas, l'utilizzo di CO_2 implica però la produzione di quantità stechiometriche di acqua, che ha un impatto negativo sulla termodinamica, sulla cinetica e sulla resistenza idrotermale dei catalizzatori. Tra questi, i classici catalizzatori Rame-Zinco-Allumina (CZA), utilizzati fin dagli anni '60 per la sintesi del metanolo da syngas, possono essere utilizzati anche per l'idrogenazione della CO_2 a metanolo, ma la loro effettiva attività e stabilità in applicazioni su scala reale deve ancora essere pienamente dimostrata. Le prime esperienze in tal senso sono della società Carbon Recycling International (CRI) che gestisce, dal 2012, il primo impianto dimostrativo di e-metanolo al mondo basato su un catalizzatore contenente Cu e Zn (Johnson Matthey KATALCO™) operante a 250°C e 100 bar. L'impianto, progettato da Jacobs e situato nei pressi della Laguna Blu islandese (Svartsengi), converte 5,5 kt/anno di CO_2 di scarto dalla centrale geotermica di Svartsengi e 1200 Nm3/h di idrogeno rinnovabile (prodotto in un elettrolizzatore alcalino da 6 MWel alimentato con energia rinnovabile dalla rete islandese) in 4 kt/anno di metanolo rinnovabile, commercializzato da CRI con il marchio Vulcanol®. Inoltre, dal 2022, CRI sta gestendo: i) un impianto da 110 kt/anno (Shunli plany, città di Anyang, provincia di Henan, Cina), partendo da 160 kt/anno di CO_2 e 20 kt/anno

di H_2 prelevati dal gas di forno a coke e dal forno a calcare; ii) un impianto da 100 kt/anno (Sailboat plant, Lianyungang, provincia di Jiangsu, Cina). Entrambi questi impianti sono noti per funzionare con un catalizzatore a base di CuZn.

Anche la società Highly Innovative Fuels (HIF) è anche molto attiva nello sviluppo di nuove tecnologie per la sintesi di e-metanolo. A dicembre 2022 è stato commissionato l'impianto dimostrativo Haru Oni nella punta meridionale del Cile (Tehuel Aike Estate. Punta Arenas, Regione di Magallanes), sfruttando la CO_2 catturata dall'aria (DAC) e l'H_2 verde dall'elettrolisi dell'acqua (capacità di 1,2 MW). L'impianto, progettato da Siemens Energy, è alimentato da una turbina eolica da 3,4 MW e sfrutta un reattore di sintesi del metanolo, con una capacità di 600 t/anno, di MAN Energy Solutions. Il catalizzatore adottato è ancora KATALCO™ di Johnson Matthey.

Per quanto riguarda invece la sintesi di e-SAF, partendo da anidride carbonica e idrogeno verde sono disponibili diverse filiere che prevedono l'accoppiamento di diversi stadi, singolarmente dimostrati ad elevato TRL; l'intera tecnologia deve però essere ancora dimostrata a livello commerciale. Una possibilità, dimostrata fino alla scala pilota, è quella di sfruttare la reazione di Reverse Water-Gas Shift (RWGS) per produrre gas di sintesi da CO_2/H_2, e quindi procedere con la tecnologia di sintesi Fischer-Tropsch (FT) (ad esempio su catalizzatori a base di Cobalto supportato) per ottenere una miscela di idrocarburi sintetici (syncrude), da cui può separarsi una frazione di e-SAF, eventualmente dopo un ulteriore stadio di upgrading per massimizzare la resa a jet fuel.

Un'altra possibilità prevede uno stadio iniziale di sintesi del metanolo (sintesi diretta da CO_2 o da syngas dopo uno stadio di RWGS), seguito da uno stadio di conversione del metanolo su zeoliti per ottenere una miscela di idrocarburi, in cui si cerca di massimizzare la resa a jet fuel; o ancora il metanolo può essere convertito ad olefine leggere, oligomerizzate ad un taglio idrocarburico ricco (dopo

upgrading) in jet fuel. Recentemente, sono stati anche proposti –a TRL bassi- processi one-pot (a singolo stadio) che, impiegando un catalizzatore multifunzionale (generalmente a base di ferro promosso con alcali ed altri additivi), sono in grado di convertire H_2/CO_2 in una miscela idrocarburica ricca in jet fuel. Tale via a stadio singolo, eliminando l'energivoro stadio di reverse water gas shift, riduce in linea di principio CAPEX e OPEX ed aumenta l'efficienza atomica ed energetica rispetto alle soluzioni multistadio.

Sono oggi documentati a livello mondiale svariati progetti su scala pilota di sintesi di SAF da CO_2 e H_2 secondo le diverse vie sopra delineate, aspetto che è sintomatico delle notevoli risorse che molte compagnie stanno attualmente investendo in questo ambito.

Per quanto sopra riportato, lo sviluppo dei processi CCU (o Power-to-X) sopra menzionati (e-methanol ed e-SAF) presenta notevole interesse ed ampi spazi di miglioramento. Nello sviluppo di tali processi occorre coniugare conoscenze di base ad esperienze industriali, le ricerche in questi settori ben si prestano ad essere inserite in un quadro di collaborazione strategica tra ricerca accademica ed industriale. La tematica è stata infatti considerata strategica anche nell'ambito di numerosi progetti PNRR, nei quali si è cercato di favorire la nascita di cordate che comprendessero parti industriali ed accademiche. Numerosi sono anche i progetti che vengono presentati in ambito comunitario, ad esempi all'interno dei programmi Horizon della comunità europea.

Risorse economiche necessarie

La taglia dei progetti in tali contesti, volti a dimostrare l'efficacia delle tecnologie su scala pilota/dimostrativo in ambiente rilevante, si attesta tipicamente nel range 10-20 M€ con tempi di maturazione medi o lunghi a seconda della innovatività della soluzione.

18) CATTURA DELLA CO_2 POST-COMBUSTIONE

Le tecnologie di cattura della CO_2 post-combustione (PCCC, Post-Combustion Carbon Capture) sono sistemi innovativi complementari alla produzione di energia in grado di ridurre sensibilmente le emissioni di CO_2 da impianti tradizionali tramite la separazione della CO_2 dai fumi di combustione, producendo un gas ad alta purezza di CO_2. L'adozione di PCCC è in grado di portare a riduzioni dell'80-90% delle emissioni a fronte di una riduzione delle performance energetiche di impianto dovuti ai consumi energetici (termici o elettrici) legati all'unità di cattura. Si stima che l'integrazione di sistemi ad ammine, che ad oggi rappresentano lo stato dell'arte, in centrali termoelettriche tradizionali comporta una riduzione dell'efficienze elettriche tra il 25% e il 42 %.

La CO_2 prodotta viene quindi compressa e trasportata solitamente via gasdotto fino al sito di stoccaggio. Il sequestro permanente della CO_2 avviene infatti tramite iniezione del gas in formazioni geologiche naturali sotterranee come giacimenti di petrolio o gas naturale esausti o in falde acquifere saline (CCS, Carbon Capture and Storage). In alternativa la CO_2 può essere riutilizzata per la produzione di composti sintetici alternativi utilizzabili in sostituzione ai tradizionali prodotti di derivazione fossile, come ad esempio combustibili sintetici (CCU, Carbon Capture and Utilization).

Queste tecnologie di cattura si suddividono, a seconda del processo utilizzato, in sistemi ad assorbimento, ad adsorbimento, e sistemi a membrane[73].

I sistemi ad assorbimento utilizzano un sorbente liquido, solitamente una soluzione di acqua e ammine, e sono composti da una colonna di assorbimento ed una di strippaggio. Nella colonna di assorbimento il sorbente cattura la CO_2 dei fumi tramite processi chimici e fisici, mentre nella colonna di strippaggio, il solvente ricco di CO_2 viene rigenerato in una torre di strippaggio consumando energia termica fornita solitamente sotto forma di vapore.

[73] *C. Chao et al., "Post-combustion carbon capture," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 138, no. 7, p. 110490, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110490.*

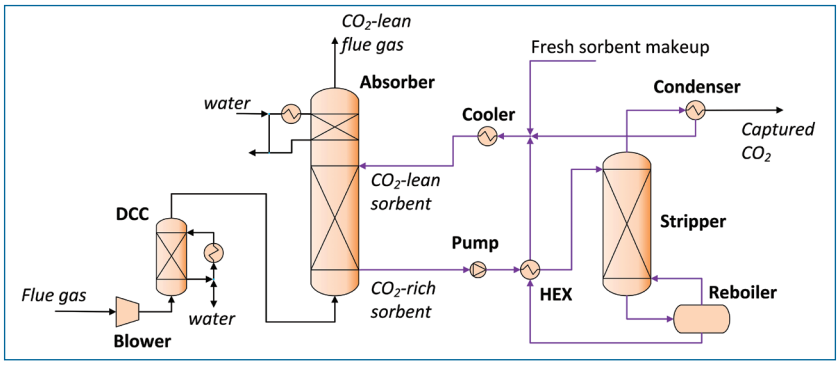


Figura 30: Schema di impianto di un tipico sistema di cattura della CO2 ad assorbimento.

I sistemi ad adsorbimento sfruttano, invece, sorbenti solidi, quali carboni attivi, zeoliti o supporti porosi funzionalizzati, utilizzati in reattori a letto fisso o reattori a letto fluido, che subiscono ciclicamente fasi di adsorbimento e rigenerazione. Tali sistemi si suddividono ulteriormente in base al processo di rigenerazione utilizzato che può avvenire tramite l'incremento di temperatura (TSA, Temperature Swing Adsorption), l'incremento di pressione (Pressure Swing Adsorption), formazione di vuoto (Vacuum swing Adsorption), o elettricità (Electric Swing Adsorption), consumando quindi energia termica (vapore) e/o elettrica. Tra i sistemi ad adsorbimento sono compresi anche i sistemi di calcium-looping che sono basati sulla reazione reversibile di carbonatazione di materiali a base di ossidi di calcio (o simili) con la CO_2. Questi impianti sono composti da due reattori a letto fluido o, più raramente, a letto trascinato, uno dedicato alla carbonatazione degli ossidi di calcio (carbonature) ed un secondo utilizzato per la reazione inversa di calcinazione. Tale reazione richiede calore ad alta temperatura che è normalmente fornita tramite processi di ossi-combustione.

I sistemi a membrane, infine, utilizzano speciali membrane solitamente polimeriche, in grado di separare selettivamente la CO_2 dai fumi.

Motivazioni per lo sviluppo

Le tecnologie di cattura, riutilizzo e stoccaggio della CO_2 sono considerate tecnologie strategiche per la riduzione delle emissioni antropiche di CO_2. Secondo l'IEA (International Energy Agency) queste tecnologie dovranno essere uno dei quattro pilastri a base della transizione energetica dei prossimi anni, insieme a elettrificazione e produzione di elettricità da rinnovabili, biomasse e idrogeno[74,75].
Le tecnologie PCCC, possono essere installate a valle dei processi produttivi senza apportare nessuna modifica agli impianti esistenti, e sono quindi più facilmente utilizzabili come tecnologie di retrofit di impianti industriali esistenti.
Le principali applicazioni previste per queste tecnologie riguardano la cattura di CO_2 da centrali termoelettriche (impianti a carbone o gas naturale) e da industrie pesanti hard-to-abate quali acciaierie e cementifici.

Rilevanza

Le tecnologie PCCC possono essere utilizzate su larga scala per i seguenti scopi:

- Riduzione delle emissioni di CO_2 tramite la sua rimozione da fumi industriali;
- Generare emissioni negative, quando vengono utilizzate per trattare fumi da biomasse o combustibili caratterizzati da un contenuto di carbonio di origine biologico, come ad esempio cattura da fumi di centrali elettriche a biomassa o cattura da fumi da inceneritori.
- Favorire lo sviluppo di un'economia circolare. La CO_2 catturata può essere riutilizzata tale e quale all'interno di processi industriali stessi come gas tecnico oppure può essere riconvertita e riutilizzata per la produzione di idrocarburi sintetici a ridotto impatto ambientale rispetto ai tradizionali prodotti di origine fossile.
- Per produzione di CO_2 utilizzata per Enhanced oil recovery.
  In queste applicazioni la CO_2 prodotta dai sistemi di cattura viene iniettata in giacimenti di petrolio e gas naturale a fine vita per aumentarne la produttività.

[74] *IEA, "ETP 2020 special report on carbon capture utilisation and storage: CCUS in clean energy transitions," 2020. Accessed: Jan. 26, 2024. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/.*

[75] *La Direttiva n. 31 del 23 Aprile 2009, recepita in Italia con il decreto legislativo n. 162 del 14 settembre 2011.*

Poiché i sistemi di cattura, ed in particolare i sistemi ad assorbimento, richiedono grandi quantità di calore, dal punto di vista tecnico il principale indicatore di performance utilizzato è il consumo di energia termica (vapore) per quantità di CO_2 catturata solitamente espresse in GJ/tCO_2 o MJ/kgCO_2. I principali indicatori di impatto ambientale utilizzati invece sono il rateo di cattura, ovvero la percentuale di CO_2 sequestrata dai fumi, l'effettiva riduzione percentuale delle emissioni di CO_2 al netto della CO_2 emessa per la produzione di energia termica ed elettrica utilizzate nel processo di cattura ed il consumo di energia primaria per quantità di CO_2 evitata (espressa in GJ/t o MJ/kg di CO_2 equivalente).

Dal punto di vista economico i principali indicatori che determinano l'applicabilità su larga scala della tecnologia di cattura in esame è il costo della CO_2 catturata ed il costo della CO_2 evitata entrambi espressi solitamente in €/tCO_2.

Questi indici sono piuttosto variabili a seconda dell'applicazione in esame (cementerie, acciaierie, centrali di potenza, ecc.) e dipendono fortemente dalla concentrazione della CO_2 nei fumi e dalla scala del sistema di cattura da installare.

Considerando le concentrazioni di CO2 tipiche di fumi industriali, i consumi di energia per le tecnologie di cattura ad ammine riportati in letteratura sono di circa 3.2-4.0 GJ/tCO2 (per tonnellata di CO2 catturata)[76], con ratei di cattura di circa il 90 %..

I costi di cattura, ovvero i costi legati solo alla realizzazione e operazione dell'impianto di cattura, sono compresi tra i 25 e 80 €/tCO_2 [77], in base a tipo di impianto scelto e applicazione.

[76] *D. Ferrario, T. Pröll, S. Stendardo, and A. Lanzini, "Cost and environmentally efficient design of an absorption-based post-combustion carbon capture unit for industry applications," Chem. Eng. J., vol. 494, p. 152900, Aug. 2024, doi: 10.1016/J.CEJ.2024.152900.*
S. Roussanaly, C. Fu, M. Voldsund, R. Anantharaman, M. Spinelli, and M. Romano, "Techno-economic Analysis of MEA CO2 Capture from a Cement Kiln - Impact of Steam Supply Scenario," in Energy Procedia, 2017, vol. 114, pp. 6229–6239, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.
S. Laribi, L. Dubois, G. De Weireld, and D. Thomas, "Study of the post-combustion CO2 capture process by absorption-regeneration using amine solvents applied to cement plant flue gases with high CO2 contents," Int. J. Greenh. Gas Control, vol. 90, p. 102799, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.102799.
I. Sreedhar, T. Nahar, A. Venugopal, and B. Srinivas, "Carbon capture by absorption – Path covered and ahead," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 76. Pergamon, pp. 1080–1107, Sep. 01, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.109.

[77] *GLOBAL CCS INSTITUTE, "State of the Art: CCS Technologies 2022," 2022*

Stato dell'arte

Attualmente i sistemi ad assorbimento basati su solventi ad ammine (monoethanolamone) hanno raggiunto un'elevata maturità tecnologica e sono l'unica tecnologia disponibile sul mercato per la cattura di CO_2 da fumi industriali[78].
Attualmente sono in opera 45 impianti industriali di cattura della CO_2 in tutto il mondo per una capacità complessiva di circa 50 Mt CO_2 anno, tuttavia numerosi altri impianti sono stati correntemente commissionati o sono attualmente in fase di studio per una quantità complessiva di CO_2 catturata al 2030 di circa 205 $MtCO_2/y$. Nonostante questi recenti sviluppi, il tasso di crescita attuale di questa tecnologia è ancora di moto inferiore a quello necessario previsto per il raggiungimento di emissioni zero entro il 2050[79].

É interessante notare, inoltre, che la maggior parte della CO_2 catturata attualmente proviene dai processi di raffinazione e trattamento delle industrie petrolifere e del gas e viene rivenduta come gas tecnico oppure viene utilizzata per effettuare enhanced oil recovery82.

Risorse economiche necessarie

La realizzazione di un impianto commerciale di cattura della CO_2 ad ammine richiede costi di investimento significativi. Ad esempio, l'istallazione di un tale sistema in un cementificio richiede un investimento dell'ordine delle centinaia di milioni di €[80] . Inoltre, considerando le tecnologie di cattura ad ammine, buona parte dei costi finali è determinato dai costi operativi dell'impianto e in particolare dovuto al fabbisogno di energia termica del processo. Dal momento però che già la tecnologia ha raggiunto la maturità tecnologica, sempre più realtà industriali stanno cercando di realizzare progetti commerciali su larga scala.
Da un punto di vista di ricerca, si sta continuando ad investigare soluzioni alternative, il che richiede la verifica delle tecnologie studiate in ambiente industriale

[78] *IEA, "ETP Clean Energy Technology Guide," 2022. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide (accessed Mar. 04, 2024).*

[79] *IEA, "Carbon Capture, Utilisation and Storage - Energy System". https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage (accessed Jul. 08, 2024)*

[80] *Ferrario et all, 2024, Roussanaly et all 2017*

tramite realizzazione di impianti pilota. Dare una stima dei costi per realizzazione di tali impianti, è difficile, in quanto dipende dalla tecnologia scelta, applicazione e taglia dell'impianto.

19) CATTURA DIRETTA DELLA CO_2 DALL'ARIA (DIRECT AIR CAPTURE, DAC)

La cattura della CO_2 dall'aria (Direct Air carbon Capture DAC) è una tecnologia complementare alla produzione di energia che permette la rimozione di anidride carbonica in modo distribuito, e potenzialmente direttamente nelle vicinanze del sito di stoccaggio della CO_2. Diversamente dalla di cattura di CO_2 da sorgenti concentrate (quali i fumi di combustione da centrali termoelettriche o alcune industrie pesanti), questa tecnologia prevede la rimozione della CO_2 presente nell'atmosfera in concentrazioni ridotte.

Il processo è estremamente energivoro in quanto richiede la rigenerazione dei solventi utilizzati per l'assorbimento e cattura dell'anidride carbonica.

Motivazione per lo sviluppo

Le tecnologie per la cattura, riutilizzo e stoccaggio della CO_2 (CCUS) come già detto sono considerate tecnologie strategiche per la riduzione delle emissioni di CO_2 antropiche. Secondo l'IEA (International Energy Agency) queste tecnologie dovranno essere uno dei quattro pilastri a base della transizione energetica dei prossimi anni, insieme a elettrificazione e produzione di elettricità da rinnovabili, biomasse e idrogeno[81]. Tra le varie tecnologie CCUS, la DAC, ovvero la rimozione di CO_2 dall'aria, e il successivo sequestro geologico, rappresenta una delle opzioni tecnologiche più promettenti per la mitigazione del cambiamento climatico in quanto la tecnologia potrebbe essere applicata su larga scala e virtualmente in modo diffuso sul territorio[82].

Rilevanza

La tecnologia DAC ha diverse applicazioni:

- Emissioni negative: la DAC può essere utilizzata per generare emissioni negative tramite la cattura e lo stoccaggio della CO_2 contenuta nell'aria. In questa applicazione, può svolgere un ruolo cruciale per compensare le emissioni di CO2 provenienti dai settori industriali più difficili da decarbonizzare come l'aviazione o l'industria pesante.

[81] *IEA, "ETP 2020 special report on carbon capture utilisation and storage: CCUS in clean energy transitions," 2020. Accessed: Jan. 26, 2024. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/*

[82] *IEA, "Direct Air Capture: A key technology for net zero," 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/.*

- Utilizzo del carbonio: la CO2 catturata può essere utilizzata in var i processi industriali, come la produzione di combustibili sintetici, prodotti chimici o materiali da costruzione. Utilizzando la CO2 prodotta da DAC con l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile, la DAC può favorire la diffusione di prodotti sintetici a basse emissioni (come e-fuel) a sostituzione dei tradizionali prodotti di origine fossile.

Dal punto di vista tecnico, l'indicatore più rilevante è il costo energetico della cattura, solitamente espresso in GJ di energia (somma di energia elettrica e termica) richiesta per catturare un'unità di massa (tonnellata) di CO_2. I consumi di energia dei valori riportati in letteratura per Solid-DAC (s-DAC) e Liquid-DAC (l-DAC) sono molto variabili in quanto dipendenti dal layout di impianto, tipo di sorbente utilizzato, e altro. Per la tecnologia s-DAC i consumi riportati in letteratura variano tra i 4.8 GJ/tCO2 a 13.6 GJ/tCO_2 [83] , e sono particolarmente dipendenti dal tipo di materiale sorbente utilizzato. I consumi di energia stimati per impianti l-DAC possono invece raggiungere i 10 GJ/tCO_2 [84], mentre i consumi previsti dal fornitore della tecnologia sono intorno ai 6.6 GJ/tCO_2 (tonnellata di CO_2 catturata) [85].

Dal punto di vista ambientale, è importate considerare le emissioni di CO_2 dovute al processo di cattura, solitamente espressa in kg di CO_2 emessa per tonnellata di CO_2 catturata dall'aria, e la risultante quantità di CO_2 evitata netta, espressa come percentuale della CO_2 catturata dall'aria. La produzione di energia termica ed elettrica, infatti, comporta emissioni "a monte" del processo di cattura, che riducono l'efficacia complessiva del processo. In tale riguardo, soprattutto quando sistemi s-DAC sono considerati, è importate utilizzare fonti di energia a basse emissioni di CO_2, ovvero fonti rinnovabili.

La scalabilità del processo è inoltre un indicatore tecnico rilevante. Quest'ultimo si riferisce alla capacità della tecnologia DAC di essere implementata su varie scale, dalle applicazioni su piccola scala alle grandi installazioni industriali. Considera

[83] *F. Sabatino, A. Grimm, F. Gallucci, M. van Sint Annaland, G. J. Kramer, and M. Gazzani, "A comparative energy and costs assessment and optimization for direct air capture technologies," Joule, vol. 5, no. 8, pp. 2047–2076, 2021, doi: 10.1016/j.joule.2021.05.023.*

[84] *"R. Socolow et al., "Direct Air Capture of CO2 with Chemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs," 2011*

[85] *"D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo, and K. Heidel, "A Process for Capturing CO2 from the Atmosphere," Joule, vol. 2, no. 8, pp. 1573–1594, 2018, doi: 10.1016/j.joule.2018.05.006*

fattori come le dimensioni delle apparecchiature, il design modulare e la facilità di replicazione.
Dal punto di vista economico, gli indicatori più rilevanti sono:

- Costo per tonnellata di CO_2 catturata: questo è un indicatore economico cruciale che quantifica l'efficacia in termini di costi della tecnologia DAC. Rappresenta il costo totale sostenuto (costi di capitale più costi operativi) per tonnellata di CO_2 catturata.
- Valore della CO_2 catturata: questo indicatore considera il valore potenziale o la domanda di mercato per la CO_2 catturata, attraverso l'utilizzo nei processi industriali o attraverso meccanismi di tariffazione del carbonio. Il valore della CO_2 catturata può aiutare a compensare i costi associati alla tecnologia DAC.

Stato dell'arte

La tecnologia DAC permette di estrarre la CO_2 direttamente dall'atmosfera, per lo stoccaggio o l'utilizzo della CO_2. Ad oggi, secondo fonte IEA, 27 impianti DAC sono stati commissionati in tutto il mondo, catturando quasi 0,01 $MtCO_2$/anno. Inoltre, attualmente ci sono al mondo circa 130 impianti di grossa taglia (sopra i 1000 tonnellate di CO_2 catturata l'anno) in fase di studio e sviluppo, per una capacità annua di cattura di circa 65 $MtCO_2$/anno, poco al di sotto della quantità prevista per il raggiungimento di emissioni zero entro il 2050. Tuttavia, solamente 15 impianti su 130 sono ad oggi in fase di commissioning o in costruzione per una capacità al 2030 di solamente 3 $MtCO_2$/anno.

Il più grande impianto DAC ad oggi operativo, si trova in Islanda con una capacità di cattura di circa 36000 tonnellate di CO_2 all'anno. In Italia (Troia, FG) è stato realizzato un impianto pilota nel 2018 da circa 150 tonnellate di CO_2 all'anno, nell'ambito del progetto europeo Store&GO.

Attualmente, le tecnologie leader utilizzano due processi differenti. Quella at-

tualmente utilizzata nel maggior numero di impianti è il processo solid-DAC (s-DAC) sviluppato dall'azienda Climework, fig. 31. s-DAC è una tecnologia basata su sorbenti solidi che richiede l'apporto di energia termica a bassa temperatura (80-120°C) necessario alla rigenerazione dei solventi. Questa tecnologia è caratterizzata da sistemi modulari ed è attualmente considerata a TRL 7[86]. Questi impianti utilizzano reattori a letto fisso che subiscono ciclicamente una fase di adsorbimento e rigenerazione, la quale viene effettuata in condizioni di vuoto per ridurre la quantità di energia termica necessaria che viene solitamente fornita tramite vapore a bassa temperatura. I consumi di energia totali di tali impianti sono stimati intono tra i 4.8 GJ/tCO2 a 13.6 GJ/tCO2, e risultano molto variabili con il tipo di sorbente utilizzato. A tal riguardo, molti dei sorbenti attualmente più promettenti sono ancora in fase di ricerca e sviluppo. In ogni caso, il volume di mercato, anche per i sorbenti commerciali, è molto inferiore a quello richiesto per una elevata penetrazione della s-DAC sul mercato[87].

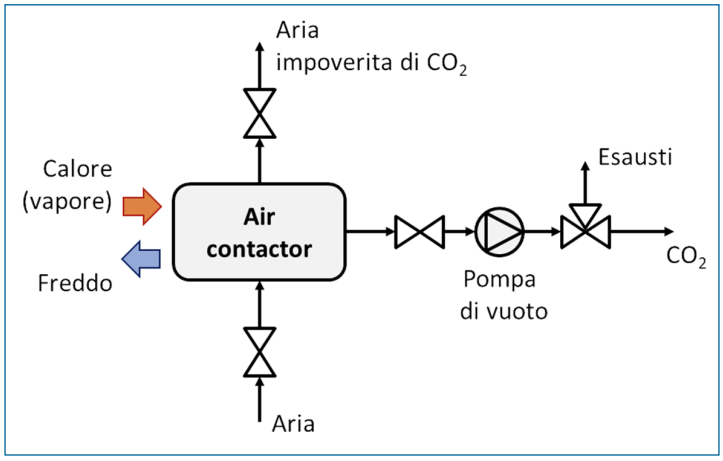


Figura 31: Schema semplificato del processo s-DAC.

[86] *SIEA, ETP Clean Energy Technology Guide, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide*

[87] *S. Deutz and A. Bardow, "Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption," Nat. Energy, vol. 6, no. 2, pp. 203–213, Feb. 2021, doi: 10.1038/s41560-020-00771-9.*

La tecnologia concorrente è la liquid-DAC (L-DAC) sviluppata dall'azienda Carbon Engineering, fig. 32. La l-DAC è basata sulla cattura della CO2 tramite un processo di assorbimento ed è composta da due cicli chimici, il ciclo di cattura e ciclo di rigenerazione. La cattura della CO2 avviene nel primo ciclo tramite lavaggio con una soluzione acquosa basica (come l'idrossido di potassio o idrossido di sodio). La CO2 catturata dalla soluzione acquosa viene quindi trasferita in carbonato di calcio in un componente apposito (pellet reactor) che viene a sua volta rigenerato in un calcinatore, processo che richiede calore ad alta temperatura (sopra i 900°C), che viene fornito tramite ossi-combustione di gas naturale[88]. l-DAC è attualmente considerata a TRL 6, tuttavia è particolarmente promettente per applicazioni su larga scala poiché è utilizza diversi componenti tuttora già utilizzati in industria, con costi stimati per un impianto di dimensioni minori rispetto a quelli per un impianto s-DAC.

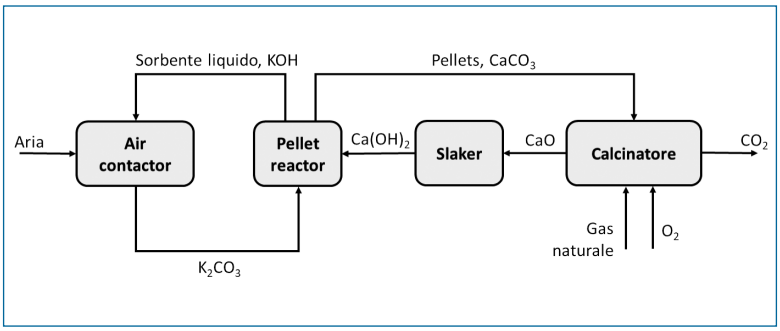


Figura 32: Schema semplificato del processo l-DAC.

Risorse economiche necessarie

Al momento le imprese che stanno sviluppando tali tecnologie su dimostratori e impianti pilota di grandi dimensioni (TRL 6-7) stanno acquisendo finanziamenti dell'ordine di centinaia di milioni di € [89]. Attualmente ci sono 27 impianti

[88] *D. Keith et al., "A Process for Capturing CO2 from the Atmosphere", Joule, 2018, DOI: https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006*

[89] *IEA, Direct Air Capture, https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture*

commissionati nel mondo secondo fonti IEA. Oltre 100 impianti sono in fase di sviluppo.

Il paese che sta maggiormente investendo nella DAC sono gli Stati Uniti, i quali hanno recentemente stanziato 3.5 B$ per finanziare impianti di cattura situati in Texas e Louisiana per una capacità di cattura di circa 2 Mt di CO2 anno.

L'unione Europea, invece, si è imposta di raggiungere l'obiettivo di 5 Mt di CO2 anno catturata e stoccata dall'atmosfera entro il 2030. Uno dei meccanismi principali che l'EU ha creato per finanziare l'adozione di tecnologie per la riduzione delle emissioni di CO2, tra cui anche la DAC, è rappresentato dall'Innovation Fund che stanzierà circa 38 B€ dal 2020 al 2030[90].

[90] *Sancher et al," The Role of Direct Air Capture in EU's Decarbonisation and Associated Carbon Intensity for Synthetic Fuels Production", Energies, 2023, DOI: https://doi.org/ 10.3390/en16093881*

20) STOCCAGGIO E TRASPORTO CO_2

Il trasporto e lo stoccaggio di CO_2 sono focali nell'ottica della decarbonizzazione del sistema energetico italiano ed europeo poiché la completa eliminazione delle emissioni di CO_2 richiederà tempo per l'introduzione delle nuove tecnologie e considerevoli cambiamenti di processo nei settori industriali. Si ravvede pertanto la necessità di sequestrare la CO_2 prodotta durante il processo di combustione, ad esempio in caso di produzione di energia elettrica in certale termica a combustione, o altro processo industriale che abbia un considerevole rilascio di anidride carbonica. Fra questi spiccano per importanza e volumi di CO_2 generata, la produzione di cemento e la produzione convenzionale di acciaio da minerale (ciclo integrale). Un'ulteriore fonte di CO_2 che ci si troverà a dover sequestrare prima della sua immissione in atmosfera, è quella relativa alla produzione del cosiddetto idrogeno blu. Questo codice di colore, infatti, identifica convenzionalmente l'idrogeno prodotto da trasformazione di idrocarburi fossili alla cui trasformazione, però, non corrisponde un rilascio in atmosfera di anidride carbonica perché preventivamente sequestrata. La CO_2 sequestrata tramite vari processi ha diversa qualità in termini di impurezze ed altri elementi presenti nella miscela sequestrata. La presenza di impurezze è un fattore molto rilevante rispetto alle principali problematiche tecnologiche legate al trasporto della CO_2 via gasdotto, come sarà illustrato nel seguito.

Una volta separata dagli altri elementi dei gas combusti, la CO_2 viene compressa per il trasporto. Il traporto via autobotte o cisterna ferroviaria comporta un impegno energetico a sua volta quantificabile in anidride carbonica equivalente paragonabile, come ordine di grandezza, alla quantità stessa di anidride carbonica trasportata. Pertanto, tali soluzioni non sono viste come viabili per un efficace sistema di Carbon Capture and Storage (CCS). Di conseguenza, il trasporto via gasdotto risulta essere un elemento essenziale ed imprescindibile per la CCS.

Motivazioni per lo sviluppo

La condotta destinata al trasporto di CO2 vede un'importante sfida tecnologica relativa al controllo della frattura propagante. I moderni gasdotti sono progettati

per avere una intrinseca resistenza alla propagazione di frattura. Infatti, diversi decenni fa sono avvenuti degli incidenti su gasdotti per il trasporto gas su grande distanza che hanno portato alla rottura del gasdotto stesso, generando una frattura longitudinale nel tubo. In tali casi la frattura ha proceduto a grande velocità sospinta dalla pressione interna del gas (driving force). La velocità di propagazione della frattura era più elevata della velocità di decompressione del tubo; pertanto, questa frattura è propagata in maniera indefinita coinvolgendo decine, quando non centinaia, di chilometri di condotta. Oggi le normative per la progettazione di gasdotti richiedono di prevenire questo fenomeno assicurando che la tenacità del materiale tubo (resisting force) sia sufficiente a garantire l'arresto della frattura propagante o, in alternativa, siano previsti dispositivi di interruzione della propagazione della frattura (crack arrestor) installati lungo il gasdotto stesso.

Oggi sono disponibili delle formulazioni analitiche che permettono di garantire, anche grazie alla loro validazione su un ampio set di prove in scala reale, le condizioni di arresto di frattura propagante in determinate condizioni di esercizio (pressione del gas, la sua composizione e le proprietà di resistenza del materiale: tensili e di tenacità). Fra le varie formulazioni implementate in normative internazionali, vale la pena menzionare il metodo delle Due Curve di Battelle, schematicamente illustrato in fig.33. Sul diagramma pressione versus velocità di propagazione della cricca, si riporta la curva relativa alla driving force della propagazione di frattura, strettamente legata alle caratteristiche di decompressione del gas, e la curva di resisting force, o curva di resistenza alla propagazione, questa, invece, legata alla tenacità del materiale. Le condizioni di un gasdotto sono considerate non sicure rispetto al rischio di propagazione della frattura quando la curva driving force si trova, anche in parte, al disopra o in tangenza con la curva resisting force.

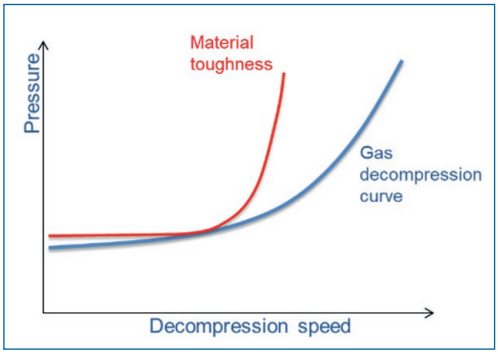


Figura 33: Schema del metodo delle Due Curve di Battelle per il controllo della propagazione di frattura.

Parlando specificatamente della curva driving force, per la progettazione convenzionale di gasdotti, sono disponibili in letteratura tecnica, ad ogni pressione del gas e sua composizione, le formulazioni utili alla costruzione della curva in presenza di gas naturale anche quando questo è ricco, ossia c'è una significativa presenza percentuale di propano, butano e altri idrocarburi in miscela con il metano. La presenza dei composti secondari in miscela è particolarmente importante nei confronti del comportamento di frattura propagante perché questi possono condizionare il comportamento di decompressione del gas stesso, generando dei cambi di fase a cui possono corrispondere dei comportamenti di decompressione più severi rispetto ad un gas che non vede cambi di fase (vedi curva verde in fig.34 confrontata alla curva blu schematicamente rappresentativa del metano puro, dove la pressione scende meno rapidamente in corrispondenza del cambio di fase). Tale comportamento di decompressione è particolarmente severo nei confronti della propagazione di frattura, perché mette a disposizione della propagazione della frattura un importante riserva di driving force (pressione) nonostante stia avvenendo l'espansione. Tale transizione di fase può essere particolarmente importante nel trasporto di CO_2 in fase densa, con un ampio plateau di pressione costante durante la decompressione del gas (vedi fig.35) in corrispondenza della transizione da fase densa (liquida o supercritica) a fase gassosa.

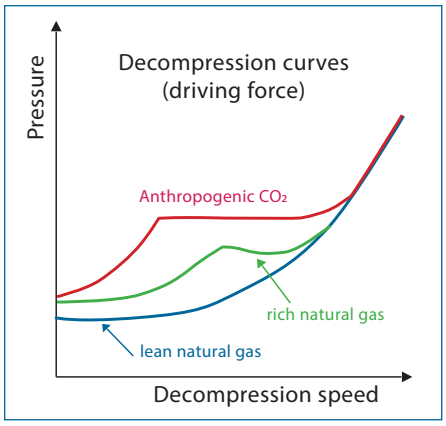


Figura 34: Decompressione in propagazione di frattura.

D'altra parte, per un efficace trasporto di CO_2, è necessario che questa sia trasportata in fase densa, ossia ad una pressione che può corrispondere a fase liquida o supercritica a seconda delle condizioni di temperatura come illustrato in fig.35. Infatti, come illustrato in fig. 36, i costi energetici per il trasporto di CO_2 in fase gassosa possono essere più di dieci volte maggiori dei corrispondenti costi per il trasporto in fase densa. Dalla presenza del plateau di decompressione della CO_2 in fase densa, deriva la severità precipua delle condizioni di propagazione di frattura per un gasdotto operato in CO_2. Si noti, altresì, che le caratteristiche di questa transizione di fase sono fortemente condizionate dalla presenza di contaminati nella CO_2 trasportata, quali le impurezze tipicamente associate alle pratiche di Carbon Capture and Storage, che, come detto, sequestrano prevalentemente CO_2 prodotta con processi di combustione.

Rilevanza

Il trasporto dell'anidride carbonica fino ai pozzi esausti e la successiva immissione di questa all'interno del giacimento è una tecnica già utilizzata nell'ambito delle tecniche di Enhanced Oil Recovery. Pertanto, ci si può avvalere di tutta la

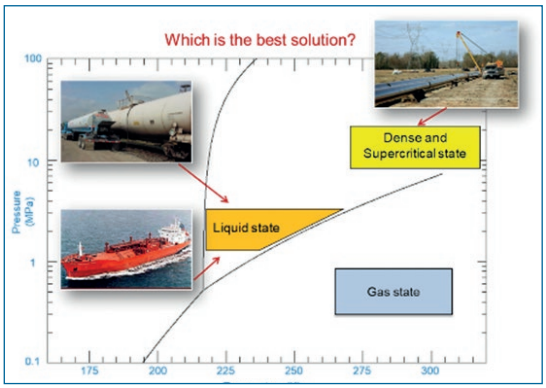


Figura 35: Diagramma di stato della CO2 e possibili condizioni ottimali per il trasporto

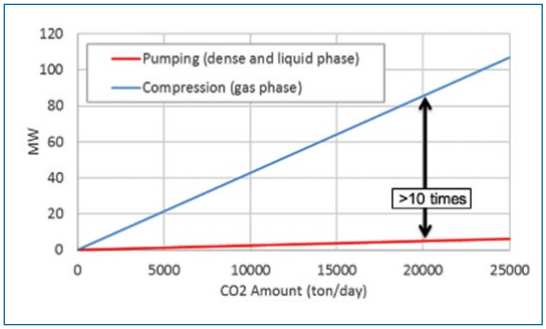


Figura 36: Power requirement for pipeline CO2 transportation

tecnologia sviluppata nel settore petrolifero e gasiero, includendo la tecnologia dei gasdotti per il trasporto e la tecnologia di pozzo per lo stoccaggio geologico. Il trasporto su lunga distanza e su larga scala della CO_2 per finalità ambientali, d'altra parte, può avere il suo miglior sviluppo tramite l'utilizzo di gasdotti ottimizzati, in termini di materiali utilizzati, diametro e spessore del tubo e tecnologia di installazione. D'altra parte, molte compagnie energetiche stanno sviluppando progetti pilota per il trasporto e lo stoccaggio della CO_2 avvalendosi in parte della

riconversione di strutture esistenti e, in parte, costruendo nuovi gasdotti e nuovi pozzi per l'immissione nei giacimenti esausti.

La riconversione di strutture esistenti così come la costruzione di nuovi gasdotti dedicati al trasporto dall'anidride carbonica solleva delle sfide tecnologiche relative alla specificità del trasporto in gasdotto dell'anidride carbonica. Le principali problematiche che un gasdotto preesistente riconvertito o costruito ex novo allo scopo del trasporto CO_2 riguardano la propagazione di frattura duttile e il comportamento a corrosione del materiale. Alla luce dei progetti pilota in corso e delle ultime sfide tecnologiche in via di risoluzione, il TRL per il trasporto CO_2 via gasdotto per CCS è generalmente considerato essere fra 8 e 9.

Stato dell'arte

Queste condizioni specifiche dei gasdotti per il trasporto di CO_2 non sono coperte esaustivamente dalla modellistica disponibile per il controllo della propagazione di frattura e, cosa ancor più importante, dalla raccolta di prove sperimentali che validano i modelli usati. Pertanto, per i più importanti progetti di trasporto CO_2, si rendono necessarie delle verifiche sperimentali attraverso prove di propagazione di frattura duttile in piena scala. Tali prove sperimentali possono essere eseguite da pochi centri specializzati nel mondo. Uno di questi pochi centri di testing è in Italia presso la stazione prove in piena scala di RINA a Perdasdefogu in Sardegna. Queste prove consistono nella costruzione di un segmento di gasdotto lungo circa 300 metri per permettere il corretto studio del fenomeno di propagazione e arresto della frattura nella parte centrale di tale linea. Una volta immessa la CO2 nelle condizioni di pressione, temperatura e presenza di contaminanti rappresentative delle condizioni di servizio attese, una frattura longitudinale sul tubo viene innescata tramite carica esplosiva, sulla posizione centrale della linea. Il comportamento di propagazione e di arresto della frattura viene osservato in entrambe le direzioni di propagazione. In fig. 37, è riportato un esempio di queste prove di scoppio. Si può vedere, sul lato sinistro, la nube di CO_2 rilasciata durante l'esplosio-

ne del gasdotto e la successiva propagazione della frattura, mentre sul lato destro si può osservare il gasdotto fratturato su una lunga distanza, in conseguenza della propagazione della frattura.



Figura 37: Prova di scoppio in scala reale per lo studio della propagazione di frattura in gasdotto per il trasporto di CO2.

La fattibilità del trasporto di CO_2 attraverso condotte di acciaio su lunghe distanze si deve confrontare con un'altra importante problematica che consiste nel rischio di corrosione. Infatti, in presenza di acqua, la CO_2 alle alte pressioni tipiche per il trasporto gas (80–100 bar) genera un ambiente altamente corrosivo, legato alla formazione di acido carbonico, tale da non permettere l'utilizzo di normali acciai al carbonio. L'utilizzo di leghe metalliche maggiormente resistenti alla corrosione è precluso visto il costo più elevato di tali leghe rispetto all'acciaio al carbonio (di uno o due ordini di grandezza), tanto da renderlo incompatibile con il trasporto sulle lunghe distanze che separano i luoghi di cattura della CO_2 e il sito per il suo stoccaggio. Tali distanze tipicamente sono dell'ordine delle centinaia di chilometri e, di conseguenza, portano il costo della infrastruttura gasdotto a livelli insostenibilmente più elevati.

D'altra parte, i rivestimenti interni al tubo con materiali polimerici sono anch'essi considerati eccessivamente costosi per la costruzione di una fattibile infrastruttura per il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Infatti, il materiale

polimerico può interagire chimicamente con la CO_2 trasportata e subire, quindi, dei meccanismi di degrado che ne limitano la durata nel tempo. Inoltre, un rivestimento interno alla condotta con finalità anticorrosive necessita della sua applicazione anche in corrispondenza delle saldature circonferenziali, poiché nessuna parte di acciaio può essere direttamente esposta al fluido trasportato. Tale applicazione può essere effettuata solo successivamente all'esecuzione della saldatura circonferenziale di unione tubo-tubo. Pertanto, tale applicazione, pur limitata alla zona della saldatura circonferenziale della condotta, deve necessariamente essere effettuata in campo, durante le operazioni di posa della linea complicando notevolmente le operazioni di posa e aumentandone il costo.

Per permettere, quindi, l'utilizzo di acciai al carbonio a diretto contatto con il fluido trasportato, si preferisce garantire la non corrosività della CO_2 trasportata. Le norme che si occupano di questo tema (DNV-PR-F104, Design and operation of carbon dioxide pipelines) indicano che la CO_2, in assenza di ulteriori contaminanti, non permette l'innesco di corrosione sull'acciaio quando il contenuto di acqua è ampiamente inferiore al limite di saturazione dell'acqua per prevenire la formazione di acqua libera (generalmente al disotto di 500 ppm di acqua nell'anidride carbonica). D'altra parte, però la CO_2 destinata al sequestro geologico può presentare, come già detto, una componente non trascurabile di contaminati (SOx, NOx, O2, H2S). Ad oggi, non sono completamente noti i limiti di contenuto di acqua che garantiscono la non corrosività del fluido in presenza di tali contaminanti. Sono in corso diverse campagne di prove sperimentali dove appositi apparati di prova sono stati costruiti per permettere di simulare le condizioni ambientali del trasporto CO_2 in condotta. Tali campagne sperimentali cominceranno a produrre i loro risultati nei prossimi anni, permettendo l'aggiornamento delle pratiche raccomandate tese a definire le composizioni sicure per il trasporto CO_2 in condotte di acciaio al carbonio, con particolare riferimento ai livelli tollerabili di contaminati e/o il livello tollerabile di contenuto di acqua in funzione del contenuto di contaminanti.

Oggi sono in fase di costruzione in Europa vari progetti pilota per testare la tecnologia di trasporto e stoccaggio della CO2 antropogenica. Fra questi, vale la pena citare i progetti dell'Hub di Ravenna, dove si utilizzeranno giacimenti esausti di gas con piattaforme off-shore nel mare a largo di Ravenna. Il trasporto in questo caso sarà principalmente effettuato tramite il ricondizionamento di condotte esistenti sia terrestri che marine. Un altro progetto pilota HyNet North West, anch'esso gestito da Eni, permetterà di catturare l'anidride carbonica prodotta dalle industrie sulla terraferma e di immagazzinarla nei campi a gas esauriti nel Mare d'Irlanda, nella Baia di Liverpool. In questo caso si utilizzano sia condotte istallate al proposito del trasporto CO2 che ricondizionando condotte già esistenti. Infine, si può citare il progetto Aramis, promosso da TotalEnergies, Shell, Energie Beheer Nederland (EBN) e Gasunie, prevede il trasporto e lo stoccaggio di CO2 proveniente da industria hard to abate, in giacimenti esausti off-shore a circa 200 chilometri dalla costa.

Risorse economiche necessarie

Per il trasporto e lo stoccaggio della CO_2, saranno necessari investimenti significativi nei prossimi tre anni per aumentare la scala e implementare efficacemente la tecnologia. A livello nazionale, i programmi di finanziamento esistenti possono coprire parte delle risorse necessarie, ma saranno comunque richiesti ulteriori investimenti per accelerare lo sviluppo dell'infrastruttura.

La costruzione di infrastrutture per il trasporto della CO_2 può avere un costo compreso tra 1 e 4 M€ per chilometro, a seconda del terreno e della lunghezza del gasdotto. Inoltre, la conversione di un pozzo petrolifero o del gas per l'iniezione di CO_2 può variare da 1 a 5 M€, esclusivamente per le valutazioni strutturali e tecniche. Questi costi possono includere anche eventuali adeguamenti necessari, che devono essere valutati caso per caso.

Ad esempio, la costruzione di un impianto pilota per lo stoccaggio della CO_2 richiede un investimento iniziale stimato tra 5 e 20 M€, a seconda della capacità e delle caratteristiche geologiche del sito. Il costo complessivo per sviluppare una rete di trasporto della CO_2 nel Nord Italia, collegata ai pozzi nell'Adriatico, potrebbe variare tra 600 e 1.000 M€, considerando la costruzione dei gasdotti e l'istituzione di hub di stoccaggio.

A livello di filiera o di singola organizzazione, le stime variano in base alla dimensione e alla portata del progetto. Per un impianto di stoccaggio su larga scala, gli investimenti potrebbero superare i 50-100 M€, con significativi costi operativi annuali, soprattutto nel caso di utilizzo di pozzi esistenti.

21) ROBOT DI ISPEZIONE E MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI

Lo sviluppo di sistemi robotici autonomi per l'ispezione e manutenzione degli impianti energetici è un aspetto fondamentale nel garantire l'efficienza e l'affidabilità, ridurre i costi e migliorare la sostenibilità delle reti energetiche, per loro natura diffuse sul territorio e spesso situate in zone remote e inaccessibili. Si riportano in questo studio due casi d'uso esemplificativi: gli interventi su infrastrutture sottomarine e quelli sugli impianti fotovoltaici. Impianti industriali terrestri, spece se dotati di ambienti strutturati, sono già ispezionati da robot in continua evoluzione.

Infrastrutture marine: Droni per intervento ed ispezione (UID)

I robot sottomarini, quali i veicoli autonomi subacquei (AUV- Autonomous Underwater Vehicles) e i veicoli telecomandati (ROV- Remote Operated Vehicles), si inquadrano nel contesto delle reti e dell'energia in tre diversi modi:

1. Parte di una rete distribuita: operano spesso in coordinamento con sensori fissi, boe intelligenti e stazioni di superficie, formando reti distribuite per il monitoraggio ambientale, l'esplorazione e la sicurezza marittima.
2. Supporto alle infrastrutture energetiche: per la manutenzione e nell'ispezione di infrastrutture per l'energia offshore, come piattaforme petrolifere, turbine eoliche sottomarine e reti di cavi per la trasmissione elettrica.
3. Reti intelligenti e comunicazione: La comunicazione subacquea avviene principalmente tramite onde acustiche, con limitazioni di velocità e latenza. Le nuove tecnologie puntano a migliorare la connettività tra robot e reti terrestri, facilitando operazioni autonome e cooperative.

Nel contesto delle operazioni in ambiente marino delle reti energetiche, insieme ai ROV e AUV sta rapidamente crescendo l'utilizzo di una nuova generazione di veicoli sottomarini ibridi dalle caratteristiche avanzate e uniche comunemente noti come "Underwater Intervention/Inspection Vehicles" (UID).



Figura 38: UV dell'ENEA in navigazione nel lago di Bracciano; ROV in servizio presso piattaforma petrolifera

Tra le caratteristiche più innovative troviamo:

- Modalità operativa duale: controllo remoto (ROV mode) o autonomia completa (AUV mode) con batterie e comunicazioni wireless subacquee.
- Capacità di ispezione e manutenzione autonoma su infrastrutture subacquee, adattando la missione alle condizioni ambientali anche in assenza di comunicazione.
- Dotazione di sensori avanzati per ispezioni e raccolta dati digitali, trasmessi a terra in modo sicuro.
- Lancio da infrastrutture offshore o dalla costa, con lunga autonomia e possibilità di ricarica su stazioni sottomarine per missioni continuative.

Nell'ambito marino, i veicoli sottomarini ibridi noti come UID combinano le funzionalità dei tradizionali ROV e AUV.
Vantaggi operativi: riduzione del rischio, impatto ambientale limitato, digitalizzazione marina, intervento rapido in emergenze, riduzione dei costi e promozione di tecnologie complementari abilitanti.
Questi veicoli all'avanguardia rappresentano una svolta nell'esplorazione e nell'intervento sottomarino, offrendo vantaggi significativi in termini di efficienza, sicurezza e sostenibilità ambientale.

Le tecnologie abilitanti correlate sono:

1. Acustiche: Sonar e imaging acustico utilizzato per mappare il fondale marino, individuare oggetti sommersi e fornire immagini ad alta risoluzione dell'ambiente subacqueo.

2. Imaging subacqueo: Telecamere e sensori ottici ad alta risoluzione per catturare immagini e video delle strutture subacquee.

3. Comunicazioni subacquee: Sistemi per la trasmissione di dati tra il drone e la superficie o altre piattaforme in mare. Modem acustici, ottici e ibridi

4. Navigazione subacquea: Sistemi di navigazione inerziale, sonar e GPS appositamente progettati per funzionare nel mezzo subacqueo. Struttura a sciame e navigazione cooperativa

5. Materiali e strutture subacquee: Materiali resistenti alla corrosione e alla pressione, oltre a design strutturali che possano sopportare le condizioni ambientali estreme delle profondità marine.

Impianti fotovoltaici (inclusi impianti flottanti): robot di ispezione

Gli impianti fotovoltaici (FV) rappresentano una colonna portante nella transizione globale verso fonti energetiche rinnovabili e sostenibili, come illustrato in altre sezioni del volume. Tuttavia, per garantire che questi impianti operino con la massima efficienza e mantengano una lunga durata, è indispensabile implementare programmi di ispezione e manutenzione regolari.

L'efficienza dei moduli FV può essere significativamente compromessa dall'accumulo di polvere, detriti, escrementi di uccelli e altri contaminanti ambientali. Studi hanno dimostrato che, in assenza di una pulizia adeguata, le perdite di efficienza possono superare il 20%, con un impatto diretto sulla produzione di energia e sul ritorno economico dell'investimento[91].

[91] *Enel Green Power, "Innovative Solutions for Photovoltaic Panel Cleaning", www.enelgreenpower.com*

In questo contesto, l'impiego di robot specializzati sta emergendo come una soluzione all'avanguardia. Questi robot sono progettati per automatizzare una vasta gamma di attività, tra cui la pulizia dei pannelli solari, l'ispezione visiva e termografica delle strutture, e la rilevazione precoce di anomalie. L'automazione di queste operazioni non solo riduce la necessità di interventi manuali, ma migliora anche la precisione e l'affidabilità delle ispezioni, consentendo una manutenzione predittiva e mirata.

Con la crescente diffusione degli impianti fotovoltaici flottanti (FPV), emerge la necessità di adattare le tecnologie robotiche alle specifiche sfide di questo ambiente. Gli impianti FPV, installati su specchi d'acqua come laghi, bacini idrici e mari, offrono vantaggi significativi in termini di utilizzo del suolo e raffreddamento dei pannelli, ma richiedono soluzioni di manutenzione specializzate.

Nel caso di utilizzo di robot in impianti fotovoltaici flottanti sono necessarie considerazioni aggiuntive[92] :

- Resistenza all'acqua e alla corrosione: I robot devono essere progettati per resistere all'ambiente acquatico, inclusa l'acqua salata e l'esposizione prolungata all'umidità.
- Navigazione e stabilità: I robot devono essere in grado di navigare in modo autonomo e sicuro sulla superficie dell'acqua, mantenendo la stabilità durante le operazioni di pulizia e ispezione.
- Gestione dei detriti acquatici: I robot devono essere in grado di rimuovere efficacemente alghe, sali e altri detriti acquatici dai pannelli solari.
- Integrazione con sistemi di monitoraggio: I robot devono essere integrati con sistemi di monitoraggio per fornire dati in tempo reale sulle prestazioni dei pannelli e sulle condizioni ambientali.

[92] *Bossi, S.; Blasi, L.; Cupertino, G.; dell'Erba, R.; Cipollini, A.; De Vito, S.; Santoro, M.; Di Francia, G.; Tina, G.M. Floating Photovoltaic Plant Monitoring: A Review of Requirements and Feasible Technologies. Sustainability 2024, 16, 8367. https://doi.org/10.3390/su16198367*

- Sicurezza e affidabilità: I robot devono essere progettati per operare in modo sicuro e affidabile in ambienti acquatici, minimizzando il rischio di danni alle strutture e all'ambiente.

Motivazioni per lo sviluppo

Infrastrutture marine: Droni per intervento ed ispezione (UID)

I droni sottomarini, tecnologicamente avanzati, offrono numerosi vantaggi indipendenti dal contesto operativo. Grazie alla loro autonomia o al controllo remoto, riducono il rischio per gli operatori e l'impatto ambientale, eliminando la necessità di navi di supporto e abbattendo le emissioni di gas serra. Abilitano la digitalizzazione dell'ambito marino, consentendo ispezioni frequenti e raccolta dati in tempo reale sullo stato delle infrastrutture offshore. La loro presenza permanente permette interventi rapidi in caso di emergenza, garantendo monitoraggio e risposta immediata a situazioni di rischio. Inoltre, riducono significativamente i costi operativi e favoriscono lo sviluppo di tecnologie complementari come navi autonome e sistemi di comunicazione wireless subacquei.

Le principali applicazioni includono:

- Ispezione e manutenzione di infrastrutture offshore (piattaforme petrolifere, turbine eoliche, ponti, porti), riducendo rischi e costi per il personale.
- Sorveglianza e sicurezza, con monitoraggio costante delle strutture critiche e rilevamento di minacce subacquee, comprese quelle asimmetriche.
- Ricerca e recupero di oggetti sommersi o risorse naturali senza esporre operatori a pericoli.
- Esplorazione scientifica, raccogliendo dati topografici, studiando fenomeni geologici e biologici e scoprendo nuove specie marine.

- Monitoraggio ambientale, per rilevare tempestivamente variazioni delle condizioni marine e proteggere gli ecosistemi.
- Sfruttamento sostenibile delle risorse marine, come minerali del fondale o energia dalle correnti marine.

L'utilizzo dei droni sottomarini porta a un aumento dell'efficienza nelle operazioni subacquee riducendo la necessità di impiegare personale umano nelle missioni più rischiose in un settore intrinsecamente pericoloso. Essi permettono il monitoraggio continuo delle infrastrutture energetiche in mare e quindi proteggono l'ambiente marino rilevando tempestivamente le variazioni ambientali e le potenziali minacce. Ciò supporta la conservazione degli ecosistemi marini. I droni sottomarini aprono nuove opportunità per la ricerca oceanografica e la scoperta di nuove specie marine e fenomeni geologici.

I droni sottomarini svolgono un ruolo significativo nella sorveglianza e nella difesa delle acque territoriali, consentendo di rilevare e rispondere a minacce subacquee per tempo. Infine, la loro capacità di esplorare e valutare le risorse naturali presenti sul apre opportunità per lo sviluppo economico sostenibile, ad esempio l'installazione e monitoraggio di impianti di energia rinnovabile offshore fino all'estrazione di minerali.

Impianti fotovoltaici (inclusi impianti flottanti): robot di ispezione

L'adozione di robot per l'ispezione e la manutenzione degli impianti fotovoltaici, inclusi quelli flottanti, offre vantaggi chiave:

- Efficienza operativa: La pulizia regolare è essenziale per mantenere alte prestazioni energetiche. Polvere, detriti e, nei contesti flottanti, alghe e sali riducono l'irraggiamento solare e aumentano la temperatura dei moduli, compromettendo l'efficienza.
  Robot come il SandStorm eseguono la pulizia a secco con spazzole

speciali, eliminando l'uso di acqua, particolarmente vantaggioso in ambienti acquatici.

- Riduzione dei costi: L'automazione minimizza i tempi di inattività e ottimizza le risorse, mentre la manutenzione predittiva previene guasti costosi. Nei sistemi flottanti, dove l'accesso è complesso, l'uso di robot è ancora più vantaggioso.
- Sicurezza: La manutenzione manuale espone il personale a rischi elevati (cadute, scosse elettriche, temperature estreme). I robot riducono la necessità di interventi umani, migliorando la sicurezza, soprattutto in ambienti difficili come gli impianti flottanti.
- Durata degli impianti: Una manutenzione efficace prolunga la vita dei pannelli, riducendo danni e costi di riparazione.

L'ispezione automatizzata rileva anomalie (hot spot, celle danneggiate, connessioni allentate), permettendo interventi tempestivi.
Nei contesti flottanti, previene problemi legati a corrosione e usura dovute all'ambiente acquatico.

Stato dell'arte

Infrastrutture marine: Droni per intervento ed ispezione (UID)
Lo stato dell'arte dei droni sottomarini è in continua evoluzione grazie ai progressi tecnologici e alla crescente domanda di soluzioni subacquee avanzate. Ecco alcuni degli sviluppi più rilevanti:

1. Avanzamenti tecnologici: Nuove tecnologie emergenti come l'intelligenza artificiale (AI), il machine learning e l'Internet delle cose (IoT), consentono una maggiore autonomia, capacità di decisione e interazione con l'ambiente circostante.
2. Miniaturizzazione e miglioramento delle prestazioni, sistemi sempre più compatti, leggeri e efficienti dal punto di vista energetico che consentono missioni più lunghe, maggiore manovrabilità e facilità di

trasporto e implementazione.

3. Sensori avanzati ad alta risoluzione e precisione (quali sonar a scansione multibeam, le telecamere ad alta definizione e i sensori di misurazione dell'ambiente) per il rilevamento di dati ambientali, i maging subacqueo e navigazione migliorano notevolmente le capacità di acquisizione dati dei droni sottomarini.

4. Efficienza delle comunicazioni subacquee, riguardo in particolare alla trasmissione dati in tempo reale dai droni sottomarini alla superficie o ad altre piattaforme di supporto, cruciale per il monitoraggio delle missioni e la ricezione di istruzioni o aggiornamenti in tempo reale.

5. Integrazione con piattaforme navali autonomamente guidate, come imbarcazioni senza equipaggio (USV), per consentire operazioni collaborative e estendere l'area di copertura delle missioni.
Robotica di sciame.

6. Robustezza e resistenza dei materiali e le strutture utilizzate, più resistenti alla corrosione, alla pressione e alle condizioni marine estreme, garantendo una maggiore durata e affidabilità operativa.

7. Applicazioni multi-settore, con impiego in una varietà di settori, tra cui l'industria petrolifera e del gas, la ricerca scientifica, la sicurezza nazionale, l'ambiente marino e le attività di esplorazione e sfruttamento delle risorse marine.

Gli indicatori di impatto dei droni sottomarini possono essere valutati attraverso diversi aspetti la cui scelta dipende dalle specifiche esigenze e obiettivi dell'organizzazione o dell'industria che impiega questa tecnologia subacquea:

1. Efficienza operativa: Misurare il tempo e le risorse risparmiate nell'esecuzione di operazioni subacquee grazie all'impiego dei droni sottomarini rispetto ai metodi convenzionali. Ad esempio, una riduzione dei tempi di ispezione delle infrastrutture offshore.

2. Riduzione dei rischi per la sicurezza: Monitorare il numero di incidenti o incidenti evitati grazie all'uso dei droni sottomarini per sostituire o supportare le operazioni umane in ambienti subacquei pericolosi.
3. Qualità dei dati e delle informazioni raccolte: Valutare la precisione, la completezza e la tempestività dei dati e delle informazioni ottenute tramite i droni sottomarini. Una migliore qualità dei dati può portare a decisioni più informate e migliori risultati nelle attività di monitoraggio ambientale, ricerca scientifica e gestione delle risorse.
4. Benefici ambientali: Misurare gli impatti positivi sull'ambiente marino derivanti dall'uso dei droni sottomarini, come la riduzione dell'impatto ambientale delle attività di esplorazione e produzione offshore, il monitoraggio e la conservazione degli ecosistemi marini, e la prevenzione dei danni ambientali causati da incidenti. Il drone, inoltre, impatta meno di una nave quando opera.
5. Benefici economici: Analizzare i costi e i benefici finanziari derivanti dall'impiego dei droni sottomarini, inclusi risparmi sui costi operativi, riduzione dei tempi di inattività, ottimizzazione delle risorse e nuove opportunità di business associate alla fornitura di servizi subacquei avanzati.
6. Sviluppo tecnologico e innovazione: Valutare il contributo dei droni sottomarini allo sviluppo tecnologico e all'innovazione nel settore marittimo, inclusa l'introduzione di nuove soluzioni, la creazione di posti di lavoro nell'ambito della ricerca e dello sviluppo e il miglioramento della competitività delle industrie collegate.

Le industrie italiane del settore dei veicoli sottomarini per l'intervento e l'ispezione sono rappresentate da aziende leader nel campo della navalmeccanica ad alta tecnologia, come Fincantieri e Saipem[93]. Queste aziende hanno firmato accordi per l'integrazione tra navi di superficie e sottomarini, con l'obiettivo di creare un nocciolo duro di competenze nel settore subacqueo e di esportare tecnologie all'estero. Fincantieri, in particolare, sta sviluppando batterie al litio per sommer-

[93] *https://www.civiltadellemacchine.it/it/news-and-stories-detail/-/detail/sottomarino-dimensione-estrema*

gibili in collaborazione con altri fornitori nazionali e internazionali. L'azienda ha anche espresso interesse per il mercato americano e ha partecipato a incontri con rappresentanti della Marina militare Usa e del dipartimento di Stato. Anche le Università Italiane e gli istituti governativi, come l'Enea, sono attivi nel campo della ricerca di tali sistemi[94].

Numerosi sono i brevetti italiano nel campo, vendo l'Italia una lunga tradizione nel campo della Robotica sia industriale che Accademica. Citiamo: il Drone Subacqueo Multifunzionale brevettato dall'Università di Firenze (UUV)[95] in grado di variare la propria configurazione per svolgere compiti molteplici, come ispezione, indagine subacquea e intervento (riparazione e manutenzione di strutture sommerse); il Radar con Droni[96] brevettato dall'Università di Firenze che integra un radar ad apertura sintetica a terra che collabora con droni per realizzare immagini, riducendo l'elettronica pesante a bordo dei velivoli.

Le iniziative di ricerca e sviluppo nazionali sul tema dovrebbero prevedere di stipulare collaborazioni e partnership con aziende e istituti di ricerca specializzati nel settore della robotica marina e la formazione di tecnici specializzati nella progettazione, costruzione e gestione di veicoli sottomarini. Oltre questo sono necessari infrastrutture e laboratori specializzati per lo sviluppo e il collaudo di veicoli sottomarini e acquisire capacità di prova dei veicoli sottomarini in condizioni reali e simulazioni.

Impianti fotovoltaici (inclusi impianti flottanti): robot di ispezione

In Italia, l'adozione di robot per l'ispezione e la manutenzione degli impianti fotovoltaici, inclusi quelli flottanti, sta guadagnando terreno. Progetti come ROBO&M[97] mirano a sviluppare soluzioni robotiche autonome per migliorare l'efficienza e ridurre i costi operativi. Aziende come Enel Green Power stanno collaborando con start-up innovative per sviluppare robot come il SandStorm

[94] https://www.enea.it/it/progetti/progetti-nazionali/progetto-lahke.htm

[95] https://www.knowledge-share.eu/it/brevetti/drone-subacqueo-riconfigurabile

[96] https://www.unifimagazine.it/brevetti-unifi-nella-piazza-dellinnovazione/

[97] European Commission, "ROBO&M Project: Robotics for Solar O&M", www.europa.eu

per la pulizia a secco dei pannelli solari e ARP (Autonomous Robot Platform for renewable plants) per la diagnostica avanzata.
L'Enea possiede e sviluppa piattaforme robotiche che potrebbero essere adattate allo scopo (Vedi Figura).



Figura 39: Barchino autonomo Enea

A livello internazionale, l'uso di robot per la manutenzione degli impianti FV è in continua espansione. L'impiego di droni equipaggiati con termocamere consente l'ispezione di vaste aree e l'acquisizione di dati termografici per individuare anomalie nei pannelli. Robot autonomi per la pulizia, come quelli sviluppati da Ecoppia, utilizzano una combinazione di spazzole e soffi d'aria per rimuovere la polvere dai pannelli. Altri esempi includono robot cingolati per la pulizia di impianti a terra e robot galleggianti per la pulizia di impianti galleggianti. Nei contesti flottanti, si stanno sviluppando robot specializzati per la pulizia e l'ispezione di strutture galleggianti, come quelli sviluppati da Ecoppia[98].

[98] *Ecoppia, "Autonomous Robotic Cleaning Systems for Large-Scale Solar Sites", www.ecoppia.com*

Risorse economiche necessarie

Infrastrutture marine: Droni per intervento ed ispezione (UID)

I veicoli sottomarini per l'intervento e l'ispezione stanno raggiungendo livelli di maturità tecnologica (TRL) elevati[99,100] con i veicoli piccoli e/o a bassa velocità che raggiungeranno più rapidamente alti livelli di TRL. Nello specifico, gli UID raggiungono almeno il TRL 5 ("validazione tecnologica in ambito industriale"). Questo indica che le tecnologie alla base di questi veicoli sottomarini avanzati, come le modalità di controllo flessibili (ROV e AUV), la raccolta e trasmissione di dati, e la versatilità di lancio e permanenza, hanno superato le fasi iniziali di sviluppo e sono pronte per l'implementazione industriale. L'elevato TRL raggiunto dai UID testimonia i progressi compiuti nel campo dell'intervento e ispezione subacquea, abilitati da tecnologie emergenti che permetterà un'adozione sempre più diffusa di questi veicoli per missioni critiche in ambiente marino.

Il budget varia a seconda della complessità e delle specifiche dei veicoli sottomarini da sviluppare, ma potrebbe richiedere diverse decine di milioni di euro per un progetto completo e ambizioso.

Impianti fotovoltaici (inclusi impianti flottanti): robot di ispezione

L'implementazione di robot per l'ispezione e la manutenzione degli impianti fotovoltaici, inclusi quelli flottanti, richiede un investimento iniziale significativo, legato all'acquisto delle apparecchiature e all'integrazione dei sistemi automatizzati. Tuttavia, nel medio-lungo termine, questi investimenti possono essere compensati dalla riduzione dei costi operativi e dall'aumento dell'efficienza energetica.
Le principali voci di spesa includono:

- Acquisto dei robot e dei droni per ispezione e pulizia, inclusi modelli specifici per ambienti acquatici.

[99] https://www.mur.gov.it/sites/default/files/2021-08/4.AllegatoEsteso_Digitale.pdf

[100] https://www.sistema.puglia.it/portal/pls/portal/sispuglia.ges_blob.p_retrieve?p_cname=TESTO&p_cname_mime=MIME_TYPE_TESTO&p_esito=0&p_rowid=AAAh67AB%2BAAOyfgAAA&p_tname=DOCUMENTI

- Software di gestione e monitoraggio, inclusi sistemi di navigazione e controllo per robot flottanti.
- Formazione del personale per l'utilizzo delle nuove tecnologie, inclusa la gestione di robot in ambienti acquatici.
- Infrastrutture di supporto, come piattaforme di ricarica galleggianti e sistemi di ancoraggio per robot.

22) DRONI A IDROGENO

I droni a idrogeno utilizzano celle a combustibile a idrogeno per la loro propulsione. Questa tecnologia converte l'energia chimica dell'idrogeno in energia elettrica attraverso una reazione elettrochimica con l'ossigeno, producendo acqua come sottoprodotto. La tecnologia delle celle a combustibile promette una densità energetica superiore rispetto alle batterie tradizionali, permettendo una maggiore autonomia e una capacità di carico migliorata che permetterà di mitigare le complicazioni installative e la necessità di un serbatorio di idrogeno.

Motivazione dello Sviluppo

L'interesse per i droni a idrogeno è motivato dalla necessità di soluzioni energetiche più sostenibili ed efficienti. Le batterie tradizionali ai polimeri di litio (LiPo) presentano limitazioni in termini di autonomia e tempo di ricarica, mentre l'idrogeno offre una soluzione promettente grazie alla sua elevata densità energetica e al tempo di rifornimento relativamente breve a prezzo di complicazioni per l'integrazione del serbatoio di idrogeno, la ricarica e le soluzioni per la sicurezza nell'uso di idrogeno che è materiale altamente infiammabile.
Nel luglio 2020 la EC ha definito la produzione e l'uso dell'idrogeno uno dei fattori prioritari per la strada verso la decarbonizzazione. Alla base di questa scelta non ci sono solo ovvie considerazioni green (sostenibilità ed economicità) ma anche considerazioni geopolitiche. La produzione di idrogeno su scala nazionale permetterebbe infatti di ridurre - almeno in parte - in Europa il fabbisogno di Litio che è sempre più alto e la cui estrazione, considerata ormai poco sostenibile dal punto di vista ambientale, per il 90% è attualmente gestita da Cina, Australia e Cile[101].

Di seguito vengono elencati le principali motivazioni dello sviluppo di questa tecnologia:
a) Densità Energetica Superiore: La principale caratteristica che conferisce ai droni a idrogeno un vantaggio competitivo rispetto ai droni alimentati a batteria è la loro elevata densità energetica. Le celle a combustibile a idrogeno possono immagazzinare più energia per unità di peso rispetto alle batterie tradizionali LiPo.

[101] https://forbes.it/2023/07/18/litio-petrolio-xxi-secolo-sfida-cina-europa/

Questo significa che i droni a idrogeno possono volare più a lungo e trasportare carichi più pesanti senza aumentare significativamente il peso totale del drone.

b) Tempi di Ricarica Ridotti: I droni a idrogeno possono essere riforniti in pochi minuti con la sostituzione, e il successivo riutilizzo, del serbatoio vuoto con uno pieno, analogamente ai veicoli a combustione interna al contrario delle batterie al litio che richiedono tempi di ricarica molto più lunghi, spesso ore.

c) Maggiore Autonomia: L'impiego dell'idrogeno riduce i tempi di inattività e aumenta efficacemente la disponibilità operativa dei droni, poiché vengono drasticamente ridotti i viaggi di A/R per il cambio batterie allungando in modo molto sensibile i tempi di permanenza in volo. La maggiore autonomia offerta dai droni a idrogeno consente quindi operazioni più prolungate senza la necessità di soste frequenti la sostituzione delle batterie. Questo è molto vantaggioso in settori come l'agricoltura di precisione, la sorveglianza e il monitoraggio ambientale, dove occorre coprire grandi aree senza interruzioni.

d) Capacità di Carico Migliorata: grazie alla maggiore densità energetica, i droni a idrogeno possono trasportare carichi utili più pesanti rispetto ai droni alimentati a batteria. Questo è un fattore determinante in applicazioni industriali come la logistica e il trasporto di merci, dove la capacità di carico è direttamente correlata alla produttività.

e) Versatilità Operativa: I droni a idrogeno possono operare in ambienti più estremi rispetto ai droni a batteria, che possono essere limitati dalle temperature e dalle condizioni meteorologiche. Le celle a combustibile a idrogeno funzionano bene anche a basse temperature, rendendole ideali per operazioni in climi freddi o in alta quota.

f) Minori Costi di Manutenzione: I droni a idrogeno tendono a richiedere meno manutenzione rispetto ai droni tradizionali alimentati con batterie LiPo, poiché hanno meno parti mobili e operano a temperature più basse. Questo riduce i costi di manutenzione a lungo termine aumentando l'affidabilità operativa.

g) Efficienza Energetica: L'uso dell'idrogeno come fonte di energia può portare a costi energetici più bassi, se l'idrogeno è prodotto da fonti rinnovabili. Con

l'aumento della produzione di idrogeno verde, i costi di rifornimento potrebbero diminuire significativamente, rendendo i droni a idrogeno una soluzione economica nel lungo periodo.

h) Sostenibilità Ambientale: Le batterie al LiPo (accumulatori Litio Polimero), comunemente utilizzate dai normali droni, presentano alcuni svantaggi: il costo elevato di ogni batteria (circa 800 € per il modello DJI Matrice 300) a fronte di un ridotto numero di cicli di ricarica (200 cicli); il costo di smaltimento di queste batterie una volta esaurito il loro ciclo di operatività è piuttosto alto tra i 4 e i 5 €/Kg e lo smaltimento richiede degli impianti specializzati. Il recupero/riutilizzo del materiale metallico contenuto nella batteria (rame, alluminio, nichel cobalto) non raggiunge mai il 100% con conseguente dispersione nell'ambiente.[102]

i) Incentivi e Finanziamenti: le politiche governative a favore delle energie rinnovabili e della sostenibilità ambientale possono portare a incentivi fiscali e finanziamenti per le aziende che adottano tecnologie a idrogeno. Questo può ridurre ulteriormente i costi iniziali e operativi, accelerando l'adozione dei droni a idrogeno.

j) Settori Interessati: 1) Logistica e Trasporto Merci: consegna di pacchi mediamente pesanti e voluminosi su lunghe distanze, o non facilmente accessibili, in tempi ridotti. Questo migliora l'efficienza della logistica e riduce i tempi di consegna nelle zone isolate o impervie; 2) Agricoltura di Precisione: In agricoltura, i droni a idrogeno possono coprire grandi superfici agricole senza bisogno di frequenti rifornimenti, permettendo un monitoraggio continuo e dettagliato delle colture, ottimizzando l'uso di pesticidi e fertilizzanti e migliorando la resa agricola; 3) Sorveglianza e Sicurezza: Per operazioni di sorveglianza, sicurezza e monitoraggio ambientale, la lunga autonomia dei droni a idrogeno consentirebbe pattugliamenti prolungati e operazioni di monitoraggio in aree remote, migliorando la capacità di risposta e la sicurezza.[103]

[102] *L'idrogeno, si presenta come una fonte di energia più sostenibile ed economica: il costo dell'idrogeno è minore, la produzione di 1Kg di idrogeno da elettrolisi richiede circa 9 litri di acqua, l'autonomia di volo per un drone a idrogeno è di 4 ore con 120 gr di idrogeno compresso a 350 bar (modello Hycopter anno 2015); inoltre non è richiesto nessun smaltimento. Esaurito l'idrogeno è necessario sostituire in pochi minuti il serbatoio con un altro già pieno, riutilizzando poi lo stesso serbatoio.*

[103] *Nell'ambito della sicurezza e della prevenzione degli incendi boschivi si ricorda l'operazione Tolleranza zero attuata dalla Regione Calabria nel 2023. L'impiego di droni convenzionali (alimentati a batteria) con autonomia massima di alcune decine di minuti ha consentito nel periodo estivo del 2023 di individuare 32 piromani https://www.rainews.it/tgr/calabria/articoli/2023/08/incendi-occhiuto-con-i-droni-beccati-32-piromani-anche-un-bambino--64d36f56-2c15-4942-ab6f-6989f1c9745a.html. L'iniziativa ha avuto un successo e un consenso tale che anche per il 2024 saranno utilizzati i droni per la lotta agli incendi boschivi https://www.corrieredellacalabria.it/2024/03/26/regione-la-lotta-agli-incendi-con-i-droni-presto-istituzionalizzata-con-una-legge/.*

Stato dell'arte

In Italia, vi è un crescente interesse verso l'idrogeno, con investimenti significativi da parte di enti pubblici e privati. I programmi di finanziamento europei, come Horizon Europe, stanno sostenendo attivamente progetti di ricerca sull'idrogeno. L'uso dell'idrogeno come carburante per i droni risale al 2015 con il primo volo sperimentale ad opera della Horizon Energy Systems di Singapore.[104]



Figura 40: Hycopter prototipo sperimentale di drone a idrogeno della Horizon Energy Systems (i serbatoi di idrogeno sono fissi e parte integrante del telaio).

A livello internazionale, aziende come Intelligent Energy, Ballard Power Systems e Plug Power sono leader nello sviluppo di celle a combustibile per droni.
La startup israeliana Heven Drones insieme all'americana Plug Power ha messo a punto nel corso del 2023, due modelli di droni alimentati a idrogeno: H2D200 e H2D250 in grado di trasportare rispettivamente Kg 4,5 e Kg 9 per 500 Km e 700 Km. [105]

In Italia, player come H2Boat stanno esplorando applicazioni di idrogeno nel settore aerospaziale e dei droni. Risale al 2021 un progetto di ricerca finanziato attraverso bando europeo PON (Ricerca e innovazione) e cofinanziato dal ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca. Attori principali del progetto sono le università di Napoli,Cassino,Messina,Reggio Calabria e l'INGV. Il progetto prevede lo sviluppo di un modello matematico che integra i dati vulcanologici e meteorologici. Nell'ambito di questo progetto, l'Università di Reggio Calabria, d'intesa con

[104] https://www.rinnovabili.it/featured/hycopter-drone-a-idrogeno-4-ore-666/

[105] https://hydrogen-news.it/7698-2/

la Società Eurodrone Flight System di Boves (Cuneo), coordina la progettazione e la realizzazione di due prototipi di droni a cellule di idrogeno con apertura alare di circa 4 m in grado di raggiungere i 6000 m di quota con un'autonomia di volo di sei ore per il trasporto di apparecchiature di misura e campionamento[106].

Recentemente, nel corso dello Space Meetings Veneto tenutosi a Venezia dal 19 al 21 maggio del 2024, è stato siglato l'accordo di collaborazione tra l'Enac (Ente Naz. per l'Aviazione Civile), la Regione Veneto e la Save S.p.A. (Società per la gestione dell'Aeroporto di Venezia) in materia di mobilità aerea avanzata (AAM Advanced Air Mobility). L'accordo, della durata di 18 mesi, prorogabile, servirà a gettare le basi per la mobilità aerea del futuro. Nel corso della riunione è stato simulato il trasporto di materiale biomedicale con un drone alimentato a idrogeno verde da Venezia all'ospedale di Mestre. In particolare, il drone utilizzato è in grado di coprire una distanza di 100 Km a una velocità massima 55 Km/h consumando circa 340 gr di idrogeno con una capacità di carico di 5 Kg [107].



Figura 41: Il drone a idrogeno verde utilizzato nel trasporto di materiale biomedicale da Venezia all'ospedale di Mestre. Il drone è stato sviluppato nell'ambito di una joint venture dalla società H2C e dalla società israeliana Gadfin.

Le principali aree di ricerca includono lo sviluppo di celle a combustibile più efficienti e durevoli e la miniaturizzazione dei sistemi di stoccaggio dell'idrogeno. La priorità è anche data alla sicurezza operativa e alla riduzione dei costi di produzione. La tecnologia delle celle a combustibile a idrogeno è attualmente in fase di

[106] https://www.lastampa.it/topnews/edizioni-locali/cuneo/2021/08/16/news/ecco-il-primo-drone-europeo-a-idrogeno-vola-a-6-mila-metri-e-arriva-dalla-provincia-di-cuneo-1.40601089/

[107] https://www.quotidianosanita.it/veneto/articolo.php?articolo_id=122279

sviluppo avanzato, con un Technology Readiness Level (TRL) che varia tra 6 e 8. I prototipi funzionanti esistono e alcune applicazioni commerciali sono già in uso, ma è necessaria ulteriore ricerca per ottimizzare la tecnologia.

Risorse economiche necessarie

Lo sviluppo dell'idrogeno nell'ambito dei droni rientra nei programmi della cosiddetta AAM (Advanced Air Mobility) che è rivolto specificatamente ai droni manned e unmanned (ossia con e senza equipaggio rispettivamente) e ai mezzi VTOL (Vertical Take Off and Landing aircraft) in grado di offrire servizi innovativi per il trasporto di beni e passeggeri, raccolta di dati e immagini e servizi aerei.

Uno studio condotto da Pwc Italia (Società di studio e consulenza per le imprese) e presentato in occasione della Rome Drone Conference nel 2022, ha stimato un forte incremento del mercato interno passando dagli attuali 363 M€ a 1,8 B€ nel 2030 coinvolgendo maggiormente il settore dell'acquisizione delle immagini e dei dati. Lo stesso report prevede, sempre per il 2030, ma nel settore della ricerca e sviluppo (R&S), l'aumento dei fondi passando dagli attuali 106 M€ ai 267 M€ di cui 93 M€ destinati alla sola raccolta di immagini e dati.

Settore	2022	2030
Acquisizione immagini e dati	44 milioni	93 milioni
Trasporto passeggeri	8 milioni	63 milioni
Movimentazione merci	16 milioni	38 milioni
Lavoro aereo	1 milioni	2 milioni
Difesa	37 milioni	71 milioni

Ripartizione dei fondi (in M€) nel settore R&S im ambito droni [108]

Nell'ambito della R&S dell'idrogeno occorre prendere come riferimento quanto pubblicato nel sito internet del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) dove, più in generale, per l'idrogeno troviamo un importo com-

[108] *https://www.spaceconomy360.it/competenze-e-lavoro/droni-il-mercato-italiano-a-18-miliardi-nel-2030/*

plessivo pari a 450 M€ attraverso i fondi del PNRR tutti rivolti alla costruzione e avviamento di un centro di produzione di idrogeno con capacità produttiva di 1 GW/anno al 2026[109].

Un deciso passo in avanti sul piano operativo è stato fatto dalla Società Aeroporti di Venezia (SAVE SpA) che nel giugno del 2023 ha annunciato l'investimento di 12,7 M€ per rendere operativo un vertiporto entro il 2037 per il trasporto su piccole tratte di beni e persone con droni a idrogeno[110]. L'idrogeno prodotto nell'impianto di Porto Marghera con un impianto di elettrolisi di 10 MW (progetto H2 Laguna), chiuderebbe così il ciclo della logistica relativo all'approvvigionamento. Al progetto H2 Laguna afferiscono tre partner: la San Marco Petroli che metterà a disposizione il sito, la Alpi società specializzata nel trasporto di energia elettrica verde e la Sinloc SpA società di consulenza e investimento operante in Italia e in Europa [111].

[109] https://www.mase.gov.it/pagina/investimento-5-2-idrogeno

[109] https://www.mase.gov.it/pagina/investimento-5-2-idrogeno

[110] https://www.qdpnews.it/veneto/droni-e-velivoli-a-idrogeno-il-futuro-del-traffico-aereo-per-enrico-marchi-di-save-gestore-del-marco-polo-dal-2026-lo-scalo-veneziano-sara-collegato-alla-ferrovia/

[101] https://www.adriaports.com/it/logistica/a-porto-marghera-idrogeno-verde-per-i-trasporti/

23) TURBINE A GAS ALIMENTATE CON MISCELE COMBUSTIBILI A ELEVATO CONTENUTO DI IDROGENO

Il raggiungimento della neutralità climatica richiede l'integrazione massiccia delle energie rinnovabili. In questo scenario, le turbine a gas rappresentano una tecnologia abilitante per la stabilizzazione delle reti elettriche, sempre più esposte alle fluttuazioni di potenza derivanti dalla crescente penetrazione delle rinnovabili che sono non programmabili. In questo contesto, l'idrogeno, incluso l'idrogeno verde prodotto dall'eccesso di solare ed eolico, rappresenta un vettore energetico versatile che può essere utilizzato nei sistemi di combustione tradizionali e, pertanto, una possibile soluzione per la decarbonizzazione della generazione elettrica basata sulle turbine a gas.

L'idrogeno può essere trasportato sfruttando la rete gas naturale esistente, dove studi e sperimentazioni hanno mostrato la fattibilità di una iniezione fino al 10% (test SNAM a Contursi Terme). Tuttavia, la spinta verso tenori superiori di idrogeno nella rete gas pone significativi problemi tecnologici e normativi mentre la sua liquefazione richiede condizioni severe (-252°C@1 atm). D'altronde un abbattimento sostanziale delle emissioni di CO2 necessita di alti contenuti di idrogeno come mostrato in fig. 42.

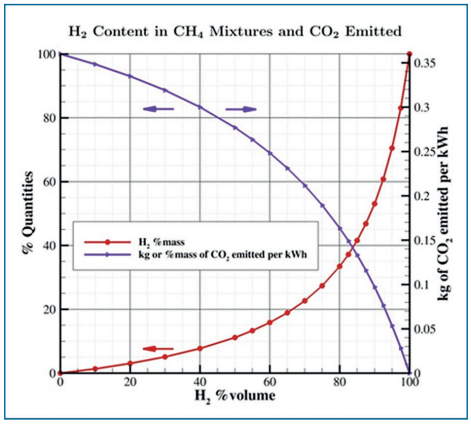


Figura 42: Relazione tra percentuali in volume e massa nelle miscele metano/idrogeno e impatto in termini di CO_2 emessa (ipotizzando un rendimento elettrico del 55%). Le quantità percentuali a sinistra sono rispetto al metano puro [E. Giacomazzi, G. Messina, "Hydrogen and the fuel-flexibility dilemma in gas turbines", Energia Ambiente e Innovazione | 3/2020, pagg 108 – 112 (2020)].

In questo contesto l'ammoniaca, come carrier di idrogeno, può rappresentare una soluzione in quanto condensa più facilmente (-33°C @1 atm, 20°C @10 atm) ed è meno infiammabile, semplificando notevolmente stoccaggio e trasporto. Inoltre, la rete logistica dell'ammoniaca è estesa e consolidata grazie al suo largo uso nell'ambito dei fertilizzanti agricoli. La fig. 426 mostra il bilancio energetico relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili via idrogeno e ammoniaca, rispettivamente. Si può notare come le perdite di energia nel processo di elettrolisi e stoccaggio/trasporto portino nel caso dell'idrogeno ad una resa energetica effettiva solo del 17% dell'energia iniziale. Nel caso dell'ammoniaca, sebbene parte dell'energia sia necessaria al processo Haber-Bosch, tale resa si innalza al 24%.

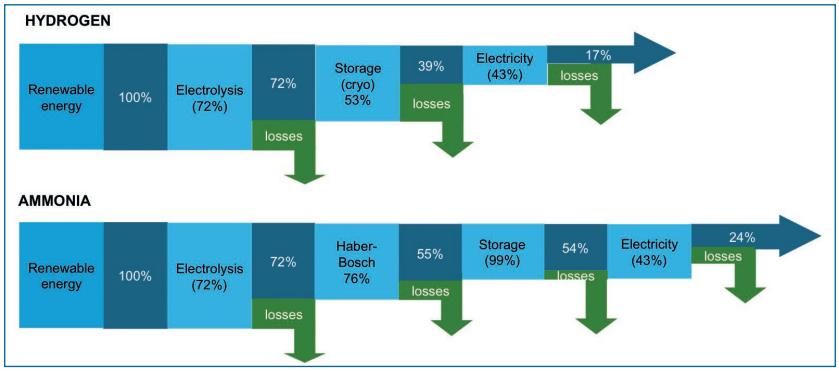


Figura 43: Restituzione energetica con step di efficienza relativi ai vettori idrogeno e ammoniaca da fonti rinnovabili (adattato da Dias et al. "Energy and economic costs of chemical storage. " Frontiers Mechanical Eng 6, 2020)

Motivazioni per lo sviluppo

Attualmente il gas naturale (GN) rappresenta gran parte della richiesta di combustibile per l'alimentazione delle turbine a gas nel settore della generazione di energia elettrica[112]. Il salto tecnologico verso turbine a gas alimentate con miscele di GN e idrogeno (H2) con tenori di H2 variabili (anche nel tempo) nell'intervallo 0-100% richiede notevoli sforzi tecnologici e il superamento di problematiche

[112] *L'utilizzo dell'idrogeno come combustibile per la generazione elettrica è inferiore allo 0.2% del mix di generazione globale.*

non ancora risolte. Infatti, l'idrogeno presenta caratteristiche fisiche e reattività estremamente diverse da quelle del gas naturale (Tabella 4).

Tabella 4: Proprietà fisiche di idrogeno, ammoniaca e gas naturale in condizioni standard (15°C, 1 atm) e caratteristiche di combustione in condizioni stechiometriche.

Proprietà	NH_3	H_2	GN
Massa molare [g/mol]	17.03	2.016	16.04
Densità [kg/m^3]	0.77	0.09	0.68
Capacità termica [J/mol K]	35.06	28.84	35.7
Temperatura ebollizione [°C]	-33.3	-253	-161.5
Pressione critica [MPa]	11-28	1.29	4.60
Potere calorifico superiore HHV [MJ/kg]	22.5	141.9	56.2
Potere calorifico inferiore LHV [MJ/kg]	18.6	120	50
Temperatura auto-ignizione [°C]	651	500	600
Limiti d'infiammabilità [%]	15-28	4-75	5-15
Energia minima ignizione [mJ]	680	0.019	0.30
Velocità laminare di fiamma [m/s]	0.07	2.1	0.37
Temperatura adiabatica [°C]	1780	2100	1950

L'idrogeno ha un potere calorifico su base massica superiore a quello del GN, 141,9 MJ per kg di H2 contro 55.5 MJ per kg di metano puro; tuttavia, questi numeri possono risultare fuorvianti se non si prende in considerazione il confronto su base volumetrica, dal quale risulta un potere calorifico pari a 10,05 MJ per m3 di H2 contro 32,56 MJ per m3 di metano puro. In termini più immediati, l'H2 ha un potere calorifico su base volumetrica oltre tre volte inferiore rispetto a quello del metano puro e ciò implica che le turbine a gas alimentate al 100% di H2 per competere con le omologhe alimentate a GN devono essere equipaggiate con combustori più ampi o sopportare pressioni di esercizio superiori o gestire velocità di efflusso maggiori o, più probabilmente, un compromesso tra le tre opzioni.

La sfida maggiore nell'utilizzo dell'idrogeno come combustibile per le turbine a gas consiste nel mantenere le emissioni di NOx entro gli attuali limiti normativi, senza compromettere l'efficienza e le prestazioni (de-rating) delle macchine attuali (Tabella 5). Infatti, l'H2 presenta una temperatura adiabatica di fiamma in condizioni stechiometriche di 2100°C, quindi molto più alta di quella del GN, che è di circa 1950°C. Questa differenza di temperatura rappresenta un aspetto

sfavorevole in termini di formazione di ossidi di azoto per via termica. L'incremento dell'eccesso di aria permette il contenimento della temperatura di fiamma, come mostrato nel grafico di fig. 44 che riporta il suo andamento in funzione del rapporto di equivalenza; tuttavia, la maggiore diluizione comporta una perdita di efficienza.

Tabella 5. Indicatori di performance per le turbine a gas equipaggiate con combustori Dry Low Emissions (DLE). NOx si riferisce a NO + NO2. La perdita di efficienza si riferisce alla condizione di piena velocità e pieno carico nelle turbine a gas in ciclo combinato. [Adattata da Giacomazzi E. et al. "Hydrogen Combustion: Features and Barriers to Its Exploitation in the Energy Transition" Energies, 16(20), 7174 (2023). https://doi.org/10.3390/en16207174]

KPI	Unità	SdA 2020	Obiettivo 2024	Obiettivo 2030
Contenuto di H_2	% in massa % in volume	0 - 5 0 - 30	0 - 23 0 - 70	0 - 100 0 - 100
NO_x emissions	ppmv al 15% O2 dry mg/MJ_{fuel}	< 25 al 30% vol. H_2 < 31 al 30% vol. H_2	< 25 al 70% vol. H2 < 29 al 70% vol. H2	< 25 al 100% vol. H2 < 24 al 100% vol. H2
Tenore H_2 all'avviamento	% in massa % in volume	0.7 5	3 20	100 100
Massima perdita di efficienza elettrica	%	10 al 30% vol. H_2	10 al 70% vol. H_2	10 al 100% vol. H_2
Minima velocità di rampa	% carico nominale/minuto	10 al 30% vol. H_2	10 al 70% vol. H2	10 al 100% vol. H_2
Fluttuazioni del tenore di H_2 tollerate	% in massa/minuto % in volume/minuto	±1.4 ±10	±2.21 ±15	±5.11 ±30

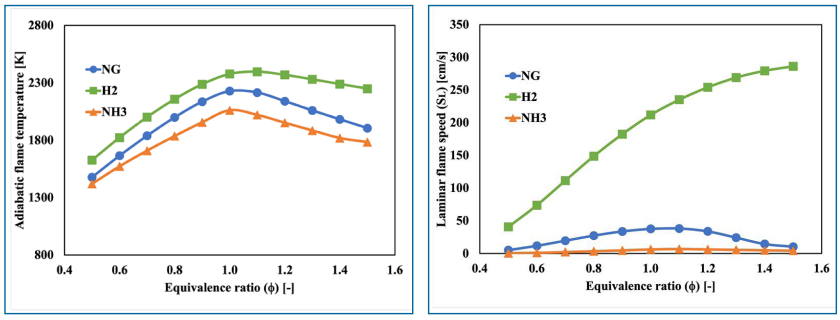
Altra sfida riguarda la diversa reattività dell'idrogeno, che presenta una velocità di propagazione laminare di fiamma di un ordine di grandezza maggiore di quella del GN. Infatti, in condizioni stechiometriche, la velocità di fiamma dell'idrogeno è 2.1 m/s, mentre quella del metano è 0.4 m/s. Occorre quindi prestare attenzione alle condizioni di lavoro e al design dei combustori al fine di garantire un'adeguata stabilizzazione della fiamma ed evitare, nel caso di configurazioni premiscelate, fenomeni potenzialmente pericolosi quali il flashback. L'andamento della velocità laminare di fiamma in funzione del rapporto di equivalenza, calcolato attraverso simulazioni numeriche di fiamme premiscelate libere utilizzando il codice open-source Cantera è mostrato in fig. 44.

Stato dell'arte

Gli investimenti in ricerca e sviluppo hanno subito una marcata accelerazione negli ultimi anni, consentendo ai costruttori il raggiungimento di risultati rag-

guardevoli in termini di tenori volumetrici di H_2 gestibili dalle turbine a gas senza detrimento delle prestazioni e dell'efficienza. Una delle macchine più avanzate sul mercato è la GT36 prodotta dall'italiana Ansaldo Energia, certificata per il funzionamento con miscele GN-H_2 fino al 70% in volume. Molti altri costruttori, inclusa Baker Hughes che ha base manufatturiera in Italia, hanno raggiunto risultati comparabili e in qualche caso superiori ma con tecnologie non ancora (2023) disponibili sul mercato. Tuttavia, per fornire un'indicazione sull'impatto della tecnologia sul sistema energetico, va notato che, per quanto elevata, una miscela GN-H_2 al 70% in volume consente un abbattimento delle emissioni di CO_2 che non raggiunge il 50%. Pertanto, lo sforzo in ricerca e sviluppo necessario per colmare il divario tecnologico 70%-100% di H2 in volume rappresenta un passaggio fondamentale per l'immissione sul mercato di una tecnologia a zero emissioni di CO_2. Di contro, questi sforzi dovrebbero essere sostenuti da stimoli di mercato sulla filiera dell'idrogeno che, attualmente, stenta a giustificare tenori di H2 così elevati nelle miscele combustibili delle turbine a gas per la generazione elettrica e da considerazioni, ben più ampie, sulle ricadute sistemiche derivanti dall'utilizzo dell'H2 in questo comparto industriale.

Considerazioni e problematiche diverse, ma non distanti, riguardano invece l'utilizzo dell'ammoniaca quale combustibile per l'alimentazione delle turbine a gas, tema che di recente ha acquisito un crescente interesse. L'ammoniaca (NH3)



a b

Figura 44: (a) Temperatura adiabatica e (b) velocità laminare di fiamma di gas naturale, idrogeno e ammoniaca in funzione del rapporto di equivalenza.

presenta attualmente alcune controindicazioni, come la significativa produzione di NOx relativa alla presenza di azoto nel combustibile stesso. Dal punto di vista delle reattività, la velocità laminare di fiamma del NH_3 è estremamente bassa, essendo solo 0.07 m/s in condizioni stechiometriche, implicando quindi problemi di ignizione e di residui incombusti. Gli andamenti della temperatura adiabatica e della velocità laminare di fiamma, calcolati attraverso simulazioni numeriche con il codice cinetico Cantera di fiamme premiscelate libere, sono confrontati con quelli dell'idrogeno e dell'ammoniaca in fig-43anche per condizioni di eccesso di aria diverse. Inoltre, e non ultimo, la tossicità della NH_3 ne complica sensibilmente la gestione operativa. Tuttavia, utilizzata in processi di co-combustione con l'idrogeno, l'ammoniaca ha il potenziale per attenuare le limitazioni attuali, e in prospettiva di migliorare le instabilità di combustione legate all'utilizzo dell'idrogeno puro e di limitarne l'eccessiva reattività. Infatti, il grafico di fig. 44 mostra l'andamento della velocità laminare di fiamma di miscele NH_3-H_2 in funzione del contenuto di idrogeno. Alcuni studi sperimentali e numerici hanno mostrato anche l'efficacia dell'utilizzo di tali miscele per ridurre le emissioni di NOx.

Lo stato di sviluppo attuale della tecnologia è però lontano dalla maturità con problematiche legate alla cinetica chimica non del tutto comprese. Infatti, i modelli cinetici disponibili per la descrizione dell'ossidazione dell'ammoniaca, eventualmente in miscela con idrogeno, sono ancora argomento di studio, con difficoltà dovute alla scarsa disponibilità di dati sperimentali per la validazione. Ad esempio, nella fig. 43 si possono notare non solo discrepanze tra predizioni numeriche della velocità laminare di fiamma di miscele NH3-H2 e dati sperimentali, ma anche tra diversi set di misure disponibili in letteratura. Argomentazioni simili valgono anche nel caso di NH3 pura, come illustrato in fig. 43 che riporta i dati sperimentali disponibili e le predizioni con diversi meccanismi cinetici.
Tuttavia, la maggiore disponibilità di dati sperimentali utile all'ottenimento di schemi cinetici validati, potrebbe permettere un'accelerazione dello sviluppo tecnologico attraverso strumenti di prototipazione virtuale, come quelli basati sulla fluidodinamica computazionale.

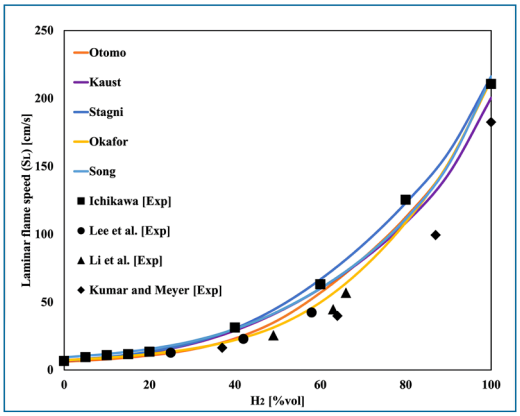


Figura 45: Velocità laminare di fiamma di miscele NH3-H2 in funzione del contenuto di idrogeno. Confronto tra dati sperimentati e predizioni ottenute attraverso diversi schemi cinetici: Otomo (32 specie, 213 reazioni), Kaust (38 specie, 263 reazioni) Stagni (31 specie, 203 reazioni) Okafor (59 specie, 256 reazioni) Song (29 specie, 149 reazioni).

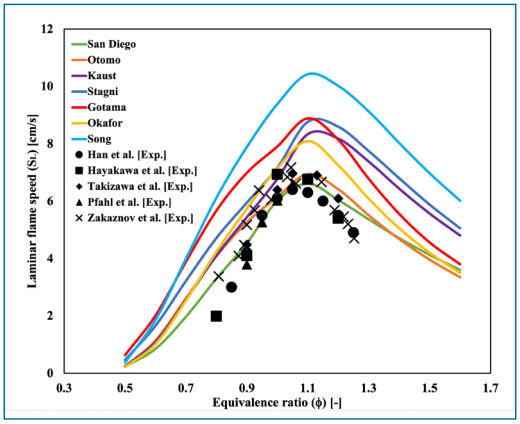


Fig. 46: Velocità laminare di fiamma di NH3 in aria in funzione del rapporto di equivalenza. Confronto tra dati sperimentati e predizioni ottenute con diversi schemi cinetici: San Diego (68 specie, 311 reazioni), Otomo (32 specie, 213 reazioni), Gotama (32 specie, 165 reazioni), Okafor (59 specie 256, reazioni), Stagni (31 specie, 203 reazioni), Kaust (38 specie, 263 reazioni), Song (29 specie, 149 reazioni). I dettagli in Mazzotta L et al. "Modeling Ammonia-Hydrogen-Air Combustion and Emission Characteristics of a Generic Swirl Burner", J Eng Gas Turbines Power 146, 2024, 091022. https://doi.org/10.1115/1.4064807.

IL MERCATO DELL'IDROGENO

Secondo stime del "Global Hydrogen Review 2023" della International Energy Agency (IEA), nel 2022 la domanda globale di idrogeno ha raggiunto le 95 milioni di tonnellate (Mt), con un aumento di quasi il 3% su base annua, con una forte crescita in tutte le principali regioni consumatrici ad eccezione dell'Europa, che ha risentito dell'aumento dei prezzi del gas naturale. La domanda rimane concentrata nell'industria e nella raffinazione, con meno dello 0,1% proveniente da nuove applicazioni nell'industria pesante, nei trasporti o nella produzione di energia. L'idrogeno a basse emissioni viene assorbito molto lentamente nelle applicazioni esistenti e rappresenta solo lo 0,7% della domanda totale, il che implica che le emissioni di CO2 correlate con la produzione e l'uso di idrogeno nel 2022 hanno raggiunto e superato 900 Mt. Tuttavia, la crescita dell'uso globale di idrogeno nel 2022 non è dovuta alle politiche sull'idrogeno, ma a tendenze energetiche globali consolidate, attribuibili principalmente ad applicazioni tradizionali come la raffinazione e il settore chimico. Di conseguenza, questa crescita non ha contribuito alla mitigazione del cambiamento climatico. L'adozione dell'idrogeno in nuove applicazioni, come l'industria pesante, i trasporti e la generazione di elettricità, è rimasta minima, attestandosi a meno dello 0,1% della domanda globale. Secondo lo Scenario NZE[113] della IEA aggiornato al 2023, l'uso di idrogeno dovrebbe crescere del 6% annuo fino al 2030, raggiungendo oltre 150 Mt, con quasi il 40% proveniente da nuove applicazioni. Attualmente sono in fase di sviluppo numerosi progetti per la produzione di idrogeno a basse emissioni, che includono l'utilizzo dell'elettrolisi dell'acqua con energia elettrica rinnovabile e dei combustibili fossili con cattura e stoccaggio geologico della CO2 (CCUS). Secondo lo stesso rapporto della IEA, la produzione annua di idrogeno a basse emissioni potrebbe superare le 20 Mt nel 2030, posto che tutti i progetti annunciati saranno realizzati. Secondo queste previsioni, la produzione di idrogeno elettrolitico dominerebbe, con oltre il 70% dei progetti previsti, con Europa e Australia che rappresenterebbero rispettivamente quasi il 30% e il 20% di tutti i progetti annunciati.

[113] *Net Zero Emissions by 2050*

Risorse economiche necessarie

Le aziende costruttrici di turbine a gas non forniscono dati dettagliati sugli investimenti in ricerca e sviluppo (R&S) per ragioni di riservatezza competitiva e reporting aggregato. General Electric, Siemens Energy e Mitsubishi Power, ad esempio, dichiarano investimenti globali in innovazione senza specificare cifre per le turbine a gas. Inoltre, parte dei finanziamenti proviene da enti pubblici e consorzi come Horizon Europe e il Dipartimento dell'Energia USA, rendendo difficile isolare le somme destinate alle turbine a idrogeno. Tuttavia, alcune stime indicano che General Electric investirà oltre 400 M$ per il miglioramento delle tecnologie a idrogeno[114],Siemens Energy oltre 500 M€[115] (e Mitsubishi Power circa 300 M$[116]. Ansaldo Energia ha ricevuto finanziamenti per oltre 200 M€ per lo sviluppo della combustione a idrogeno[117]. Complessivamente, il costo della R&S per la conversione delle turbine a gas all'idrogeno potrebbe variare tra 1,5 e 2,5 B$ nel prossimo decennio.

[114] https://www.ge.com/sites/default/files/ge_ar2023_annualreport.pdf

[115] https://www.siemens-energy.com/global/en/home/investor-relations.html

[116] https://power.mhi.com/news/2023/0123.html

[117] https://hydronews.it/ansaldo-energia-nel-nuovo-piano-industriale-confermato-il-focus-sulle-tecnologie-per-lh2/

24) I MOTORI BIFUEL

I motori bifuel, a differenza di quelli ibridi o dotati di un sistema di propulsione con due o più componenti, sono equipaggiati di un motore endotermico a combustione interna (MCI), a ciclo Otto o Diesel (rispettivamente benzina o diesel) che può essere alimentato con carburanti liquidi tradizionali oppure con carburanti gassosi. I combustibili gassosi utilizzati comunemente nei motori bifuel sono:

- Il GPL è composto da una miscela di propano e butano con la rara presenza anche di etilene e butilene. Il combustibile gassoso, all'interno del veicolo, viene compresso in bombole a pressione, fino ad un massimo di 8 bar, per essere stoccato allo stato liquido, al fine di aumentarne la densità rispetto allo stato gassoso. Il GPL non è tossico ma è estremamente infiammabile. La compressione fino a 8 bar ha il vantaggio di aumentare la densità della miscela fino a circa 250 volte rispetto allo stato gassoso, riducendo così il volume a parità di massa (e quindi di energia producibile). Questa logica rende possibile l'utilizzo di contenitori a pressione di dimensioni relativamente limitate. Il Potere Calorifico Inferiore (PCI) del GPL varia leggermente a seconda della composizione esatta del gas, ma solitamente si colloca nell'intervallo compreso tra 46 e 50 MJ/kg.
- Il Gas Naturale è una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano CH4. Sono inoltre presenti modeste percentuali di altri gas come, ad esempio, l'anidride carbonica (CO_2), l'azoto (N2), l'acido solfidrico (H2S), il mercurio e l'acqua. Viene utilizzato come carburante alternativo nel campo dell'autotrazione, per i veicoli leggeri gli autocarri e gli autobus, in forma compressa o liquida. In forma gassosa è noto con la sigla CNG (Compressed Natural Gas) mentre in forma liquida è noto con la sigla LNG (Liquid Natural Gas). Il CNG viene stoccato nei serbatoi dei veicoli a pressioni comprese tra i 200 e 250 bar con lo scopo di ridurne il volume occupato, rendendolo agevole per l'uso nei veicoli. La densità nell'intervallo di pressione tra 200 e 250 bar

varia approssimativamente tra i 160 e 200 kg/m^3.
Il Potere Calorifico Inferiore (PCI) del CNG può variare leggermente in base alla composizione esatta del gas naturale e alle condizioni specifiche di pressione e temperatura; si possono fornire stime generali che lo valutano nell'intervallo compreso tra 39 e 45 MJ/kg.

- Il LNG viene liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa -160°C; il processo di liquefazione riduce il volume del Gas Naturale di circa 600 volte, consentendo un efficiente stoccaggio e trasporto, rendendolo particolarmente adatto per applicazioni dove è richiesta una grande quantità di energia in uno spazio limitato. La sua densità è di circa 450 kg/m^3, il potere calorifico del LNG varia in base alla composizione esatta e alla purezza del metano, con una buona approssimazione il PCI può essere valutato nell'intervallo compreso tra 45 e 52 MJ/kg, leggermente superiore al PCI del CNG grazie alla maggiore purezza dell'LNG, ottenuta durante il processo di liquefazione del gas naturale (GN). I serbatoi per LNG sono progettati per mantenere il gas a temperature criogeniche, utilizzando materiali altamente isolanti per ridurre al minimo l'evaporazione del gas e sono dotati di sistemi di sicurezza avanzati per gestire la pressione e prevenire perdite.

Nei veicoli bifuel sono presenti due sistemi di alimentazione, che utilizzano due carburanti diversi, per alimentare un unico motore termico che è compatibile con entrambi i carburanti. Il conducente può scegliere quale dei due carburanti utilizzare, compatibilmente con la disponibilità di ciascuno, ad eccezione del transitorio iniziale in cui la mappatura del motore impone di norma l'avviamento con i carburanti tradizionali. La maggior parte dei veicoli bifuel presenti nel mercato sono alimentati con benzina e il secondo carburante è il GPL o il metano. Esistono tuttavia anche i veicoli diesel che dispongono della doppia alimentazione, sia essa a GPL o metano. La maggior parte dei costruttori hanno a catalogo i veicoli

bifuel. I veicoli immatricolati con alimentazione monofuel possono essere trasformati in bifuel previa una valutazione di compatibilità tecnica e un'opportuna analisi di costi/benefici in termini economici.

I veicoli bifuel alimentati con GPL e CNG emettono meno ossidi di azoto (NOx) e particolato (PM) rispetto ai veicoli a benzina e diesel, migliorando la qualità dell'aria e riducendo i rischi per la salute pubblica. I
l rifornimento di GPL avviene tramite un adattatore che si collega al serbatoio del veicolo. La procedura consiste nel collegare l'adattatore al serbatoio, assicurandosi che sia fissato correttamente, e poi avviare il flusso di gas premendo un pulsante sul distributore. Il rifornimento di CNG richiede l'uso di un connettore che si collega alla valvola del veicolo, permettendo al gas naturale compresso di essere pompato nel serbatoio ad alta pressione. Il processo prevede di collegare il connettore alla valvola del veicolo e di fissarlo saldamente, dopodiché si avvia il flusso di gas premendo un pulsante sul distributore. Il rifornimento di LNG richiede misure di sicurezza specifiche a causa delle basse temperature del gas liquefatto, che si trova a circa -160°C. Gli operatori devono indossare equipaggiamenti di protezione personale, come guanti criogenici e visiere per proteggersi dal freddo estremo; collegare la pistola di rifornimento al serbatoio del veicolo e verificare l'assenza di perdite attraverso una serie di controlli. Una volta accertata la sicurezza, si avvia il trasferimento del LNG dal distributore al serbatoio del veicolo, che è progettato per mantenere il gas a basse temperature. Il processo di rifornimento di LNG è altamente tecnico e richiede una formazione specifica per gli operatori, con un monitoraggio costante per garantire la sicurezza e l'efficacia del trasferimento.

In fig. 47 sono rappresentate i diversi sistemi di connessione veicolo distributore dei tre sistemi predetti.



Figura 47: Rifornimento di GPL, CNG e LNG

Motivazione per lo sviluppo

I veicoli bifuel offrono una significativa riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO_2) rispetto ai veicoli tradizionali alimentati esclusivamente a benzina o diesel. Questo contribuisce a mitigare l'impatto ambientale e a ridurre l'inquinamento atmosferico. La possibilità di utilizzare due tipi di carburante offre una maggiore versatilità e flessibilità per gli utenti. In caso di indisponibilità o aumento dei prezzi di uno dei carburanti, l'utente può facilmente passare all'altro, garantendo una maggiore sicurezza e continuità nell'uso del veicolo. Il costo del CNG e del GPL[118] è generalmente inferiore rispetto a quello della benzina e del diesel a prezzo di un'autonomia e prestazioni inferiori. Questo si traduce in un risparmio economico significativo per gli utenti, sia a livello individuale che per flotte aziendali, rendendo i veicoli bifuel una scelta conveniente sul lungo termine. Sviluppare e adottare veicoli bifuel incoraggia l'uso di fonti di energia alternative e più pulite. Questo è in linea con le politiche energetiche globali volte a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili tradizionali e a promuovere la sostenibilità[119]. I veicoli bifuel possono sfruttare le infrastrutture esistenti per il rifornimento di benzina, CNG e GPL, rendendo la transizione più semplice e meno costosa rispetto all'adozione di tecnologie completamente nuove, aspetto cruciale per facilitare l'adozione su larga scala. Nei paesi emergenti, dove le infrastrutture per i carburanti alternativi stanno crescendo, i veicoli bifuel possono rappresentare una soluzione intermedia ideale, favorendo l'adozione di tecnologie più pulite e sostenibili senza richiedere investimenti massicci in nuove infrastrutture.

[118] *Direttiva DAFI (Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure), formalmente nota come Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio*

[119] *Decreto Ecobonus auto 2024, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 121 del 25 maggio 2024*

INCENTIVI SULL'USO DELL'AUTO BIFUEL

In Italia, ci sono stati diversi incentivi e agevolazioni per promuovere l'uso delle auto bifuel. La misura più recente, denominata "bonus conversione GPL o metano", è una delle disposizioni degli incentivi introdotti dal Decreto Ecobonus auto 2024, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 121 del 25 maggio 2024. Questo decreto stabilisce vari incentivi volti a promuovere l'acquisto e l'uso di veicoli a basso impatto ambientale, inclusi quelli che possono essere convertiti per utilizzare GPL o metano come carburante: infatti, per la conversione di modelli con motori con omologazione Euro 4 o successiva sono previsti 400 € per l'installazione di un impianto GPL e 800 € per uno a metano. Il Decreto direttoriale del 3 giugno 2024 disciplina nel dettaglio l'attuazione dei benefici e degli incentivi previsti dal Decreto Ecobonus auto 2024, inclusa la modalità di applicazione del "bonus conversione GPL o metano".

Il bonus conversione GPL o metano mira a incentivare la conversione dei veicoli esistenti per utilizzare carburanti più puliti e meno inquinanti, contribuendo così alla riduzione complessiva delle emissioni di gas serra e migliorando la qualità dell'aria. In Italia, ci sono stati diversi incentivi e agevolazioni per promuovere l'uso delle auto bifuel tra cui: incentivi fiscali, agevolazioni fiscali sull'acquisto, incentivi ambientali, espansione infrastrutture e supporto;

Rilevanza

La direttiva DAFI (Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure)[120] formalmente nota come Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, riguarda l'infrastruttura per i combustibili alternativi. L'obiettivo principale della direttiva è ridurre la dipendenza dai combustibili fossili nel settore dei trasporti e mitigare l'impatto ambientale. Essa promuove lo sviluppo di un'infrastruttura per combustibili alternativi come l'elettricità, l'idrogeno, i biocarburanti, il gas naturale (sia liquefatto LNG che compresso CNG) e il GPL.
In Italia, la Direttiva 2014/94/UE è stata recepita tramite il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Il Decreto Legislativo prevede l'adozione del Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNIRE) che stabilisce gli obiettivi e le misure per sviluppare le infrastrutture necessarie per i carburanti alternativi conformemente agli obiettivi europei.

In Italia, la Direttiva 2014/94/UE è stata recepita tramite il Decreto Legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Il Decreto Legislativo prevede l'adozione del Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNIRE) che stabilisce gli obiettivi e le misure per sviluppare le infrastrutture necessarie per i carburanti alternativi conformemente agli obiettivi europei.

Il PNIRE stabilisce gli obiettivi e le misure per sviluppare le infrastrutture necessarie per i carburanti alternativi e promuove: l'installazione delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, nelle aree urbani periurbane e nelle principali reti di trasporto stradale; lo sviluppo di infrastrutture per il rifornimento per il rifornimento del GN sia esso compresso (CNG) e liquido (LNG) in particolare sulle reti transeuropee di trasporto (TEN-T); la costruzione di stazioni di rifornimento di idrogeno e il supporto all'adozione di incentivi e misure normative per la promozione di veicoli a combustibili alternativi alla benzina e al gasolio.

[120] *Decisione di esecuzione "(UE) 2021/488" della commissione del 22 marzo 2021*

Dalla sua introduzione, la Direttiva DAFI ha portato numerosi benefici, tra cui lo sviluppo di un'infrastruttura adeguata per i combustibili alternativi, la riduzione delle emissioni di gas serra, il miglioramento della qualità dell'aria, la promozione dell'innovazione tecnologica e l'incremento della consapevolezza dei consumatori. Questi benefici sono cruciali per la transizione verso un sistema di trasporto più sostenibile e contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Unione Europea. Il governo italiano, seguendo le indicazioni della Direttiva, ha introdotto vari incentivi per supportare l'acquisto di veicoli a combustibili alternativi, incluse agevolazioni fiscali e contributi diretti. Nonostante i progressi, è ancora necessario un ulteriore sviluppo delle infrastrutture, in particolare nelle aree meno servite e lungo le principali rotte di trasporto. Continuare a investire in ricerca e sviluppo per migliorare l'efficienza e la convenienza delle tecnologie per combustibili alternativi sarà cruciale per il futuro. Il recepimento della Direttiva DAFI ha rappresentato, e rappresenta ancora, un passo fondamentale per l'Italia verso un sistema di trasporti più sostenibile e meno dipendente dai combustibili fossili.

La guerra in Ucraina ha avuto un impatto significativo sui mercati globali dell'energia e sulle dinamiche dei combustibili fossili. L'invasione russa dell'Ucraina, iniziata nel febbraio 2022, ha scatenato una serie di reazioni e misure da parte di vari Paesi, con conseguenze profonde per l'approvvigionamento energetico, i prezzi e le politiche energetiche globali. L'aumento dei prezzi del gas naturale e del petrolio hanno visto un'impennata a causa delle incertezze legate alla guerra e alle sanzioni. Questo ha avuto un impatto diretto sui costi dell'energia per i consumatori e le industrie.

La volatilità dei prezzi ha portato a una maggiore instabilità economica in molti Paesi, influenzando l'inflazione e il costo della vita.

La guerra in ha evidenziato la vulnerabilità del sistema energetico globale e l'importanza di una strategia energetica diversificata e sostenibile. Se nel breve termine la crisi ha portato a un aumento dei prezzi e a interruzioni nelle forniture, a lungo termine potrebbe accelerare la transizione verso un sistema energetico più verde e resiliente. I governi e le industrie sono ora più motivati che mai a investire in energie rinnovabili e a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, con l'obiettivo di garantire sicurezza energetica e sostenibilità per il futuro.

Un ulteriore segnale di supporto alla crescita dell'utilizzo dei veicoli bifuel è stato dato dalla decisione di esecuzione (UE) 2021/488 della Commissione del 22 marzo 2021 che ha modificato le decisioni di esecuzione (UE) 2020/174 e (UE) 2020/1167 per quanto riguarda l'uso delle tecnologie innovative approvate in determinate autovetture e veicoli commerciali leggeri alimentabili a gas di petrolio liquefatto (GPL), gas naturale compresso (CNG) ed E85 (miscela, riferita ai volumi, composta dall'85% di etanolo e dal 15% di benzina o altri idrocarburi), permettendo l'utilizzo di tali carburanti sui veicoli ibridi elettrici non a ricarica esterna, (Veicoli elettrici mild hybrid), della categoria M1 e N1(veicoli commerciali leggeri).

Le decisioni (UE) 2020/174 e (UE) 2020/1167 mirano a promuovere la sostenibilità incentivando l'uso di tecnologie innovative per un trasporto più sostenibile e la riduzione delle emissioni di CO_2 creare standard uniformi per la valutazione delle tecnologie innovative facilitando la loro integrazione nei nuovi modelli di veicoli e aumentare la competitività dell'industria automobilistica europea attraverso l'innovazione e l'adozione di tecnologie avanzate.

Stato dell'arte

Attualmente, i motori bifuel sono classificati da un TRL compreso tra 8 e TRL 9: i veicoli bifuel sono ampiamente disponibili sul mercato e utilizzati quotidianamente da molti consumatori. Le tecnologie di rifornimento, le normative e l'infrastruttura di supporto sono ben sviluppate. Sono quindi una soluzione

pratica e affidabile per la riduzione delle emissioni e la diversificazione delle fonti di combustibile con vantaggi e svantaggi legati al tipo di combustibile utilizzato. quotidianamente da molti consumatori. Le tecnologie di rifornimento, le normative e l'infrastruttura di supporto sono ben sviluppate.

- Il GPL è generalmente più economico rispetto alla benzina e al diesel. Rispetto ai carburanti tradizionali, il GPL produce meno emissioni di CO_2, NOx e particolato, sebbene sia importante considerare i costi relativi alla maggiore manutenzione richiesta al veicolo e alla disponibilità di GPL nella propria zona geografica di riferimento. I veicoli a GPL generalmente offrono un'autonomia inferiore rispetto ai veicoli a benzina o diesel. La disponibilità e l'accessibilità degli impianti GPL variano significativamente da regione a regione e da Paese a Paese. Il GPL è altamente infiammabile, il che richiede misure di sicurezza rigorose durante la manipolazione e lo stoccaggio. il GPL è addizionato con composti odorosi per facilitare l'identificazione di eventuali perdite. I serbatoi per il GPL sono progettati per resistere a pressioni elevate e sono dotati di valvole di sicurezza per prevenire incidenti.
- Il costo del CNG è generalmente inferiore rispetto a quello della benzina e del diesel. I veicoli a CNG tendono a richiedere meno manutenzione del motore, in quanto il gas naturale brucia in modo più pulito e produce meno depositi carboniosi. I veicoli a CNG emettono meno CO_2, NOx e particolato rispetto ai veicoli a benzina o diesel, contribuendo a una minore inquinamento atmosferico. Il CNG è composto principalmente da metano, che produce meno CO_2 per unità di energia rispetto ad altri combustibili fossili.
- Il LNG offre diversi vantaggi in termini di riduzione delle emissioni e dei costi operativi rispetto ai combustibili tradizionali come il diesel. Il LNG è particolarmente indicato per veicoli pesanti come autocarri e autobus[121], che traggono vantaggio dalla sua maggiore densità

[120] *Fit for 55 "https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/"*

energetica rispetto al CNG. Questa caratteristica conferisce ai veicoli a LNG un'autonomia superiore rispetto a quelli alimentati a CNG.
I motori a LNG sono simili a quelli a gasolio, ma adattati per bruciare gas naturale. Offrono prestazioni comparabili a quelli a diesel, con una riduzione significativa delle emissioni di NOx, particolato e CO_2 (producono circa il 20% in meno di CO_2). Il LNG brucia in modo più pulito, riducendo drasticamente le emissioni di NOx e particolato, migliorando la qualità dell'aria120. I serbatoi dei veicoli devono essere periodicamente ispezionati e mantenuti per garantire l'integrità strutturale e la sicurezza operativa. L'espansione della rete di rifornimento di LNG richiede investimenti significativi in infrastrutture.

Le prospettive future risentono di diversi fattori, tra cui politiche ambientali, innovazioni tecnologiche e tendenze del mercato.

- Incentivi governativi e regolamentazione: molti governi europei, inclusa l'Italia, hanno introdotto incentivi per promuovere l'uso di carburanti alternativi e ridurre le emissioni.
- Regolamenti sulle emissioni: normative sempre più stringenti sulle emissioni di veicoli potrebbero favorire l'adozione di auto bifuel, che producono meno emissioni inquinanti rispetto ai veicoli a benzina o diesel.
- Sviluppo tecnologico: innovazioni nei sistemi di alimentazione bifuel potrebbero migliorare l'efficienza e le prestazioni di questi veicoli ampliando la loro gamma di veicoli bifuel, offrendo più opzioni ai consumatori.
- Integrazione con sistemi elettrici: potrebbe aumentare l'adozione di veicoli che combinano combustibili liquidi (benzina, GPL o metano) con l'energia elettrica.
- Riduzione dei costi di conversione: la diminuzione dei costi associati

alla conversione dei veicoli può incentivare più proprietari di auto a scegliere l'opzione bifuel.

- Espansione delle infrastrutture: l'espansione della rete di stazioni di rifornimento per GPL e metano è cruciale per la diffusione delle auto bifuel.
- Tecnologie di rifornimento: I miglioramenti, come le stazioni simili a quelle dei combustibili tradizionali possono rendere l'uso delle auto bifuel più pratico.
- Consapevolezza ambientale: la crescente attenzione verso le problematiche ambientali spinge consumatori e aziende a cercare soluzioni sostenibili.

La spinta verso carburanti alternativi non è limitata all'Europa. Molti paesi in tutto il mondo stanno adottando politiche simili, creando un mercato globale in crescita per i veicoli bifuel.

Ad esempio, in EU, il piano "Fit for 55" della EU prevede che entro il 2035 tutte le nuove auto e furgoni immatricolati nell'EU dovranno essere a zero emissioni, vietando di fatto la vendita di veicoli con motori a combustione interna (ICE). Per i veicoli pesanti come camion e autobus, il piano stabilisce nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni, con traguardi intermedi entro il 2030 e ulteriori riduzioni entro il 2040. Inoltre, il piano incoraggia investimenti in tecnologie emergenti come i camion a idrogeno e quelli elettrici a lungo raggio, e promuove lo sviluppo di carburanti alternativi come il gas naturale liquefatto (LNG) e l'idrogeno. Queste misure sono parte di un significativo passo verso la decarbonizzazione del settore dei trasporti in Europa, influenzando sia veicoli leggeri che pesanti.

La Direttiva DAFI, insieme al piano "Fit for 55" e al Green Deal Europeo, si integrano per creare un quadro normativo e finanziario che facilita la transizione verso una mobilità sostenibile e un'economia a basse emissioni di carbonio nell'UE. Inoltre,

il piano "Fit for 55" apre la strada all'uso dei combustibili sintetici, noti anche come e-fuel o synfuel, prodotti utilizzando CO_2 e idrogeno mediante processi chimici alimentati da energie rinnovabili. Questi combustibili rappresentano una potenziale soluzione sostenibile per il settore dei trasporti e contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica. In Fig 48 sono rappresentate le proposte del pacchetto Fit for 55 e le relazioni interconnesse nei diversi settori.[122]

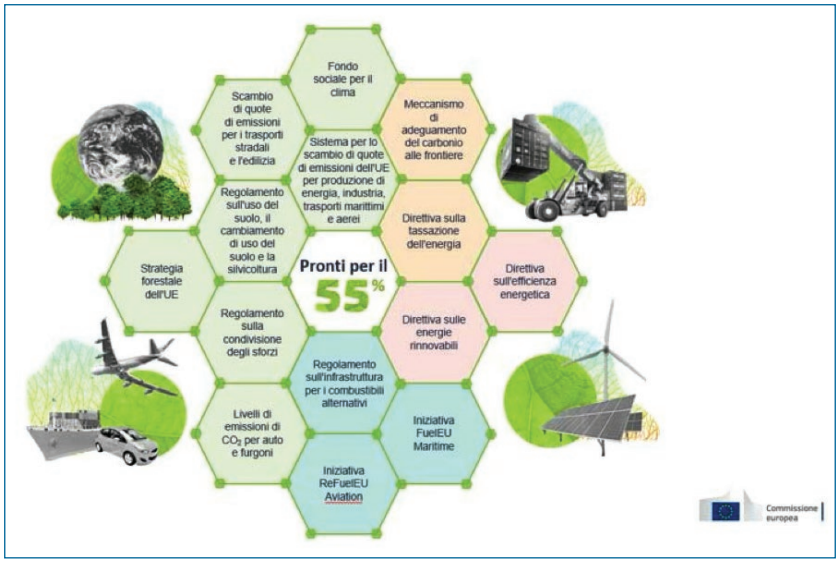


Figura 48: Proposte del pacchetto, "Fit for 55" e le relazioni strettamente interconnesse e complementari, nei settori: clima, energia e combustibili, trasporti, edilizia, uso del suolo e silvicoltura.
Fonte: "Pacchetto "Pronti per il 55%" (FIT for 55%): la revisione della normativa in materia di clima. Dossier n° 58 - 17 dicembre 2021 Camera dei Deputati"

[122] *https://documenti.camera.it/leg18/dossier/pdf/ES058.pdf*

MERCATO DELLE AUTO BIFUEL

Il mercato delle auto bifuel è in evoluzione[123]. L'Italia è uno dei mercati leader per le auto bifuel in Europa, grazie agli incentivi governativi e a una buona rete di infrastrutture per il rifornimento di GPL e metano. In Germania e Francia c'è una crescente adozione di veicoli bifuel, sebbene le infrastrutture e gli incentivi varino da regione a regione.

Nel continente asiatico, come ad esempio in India, il mercato delle auto bifuel è in espansione, grazie ai costi ridotti del carburante e alle politiche governative che incentivano l'uso di carburanti alternativi. La Cina sta investendo molto nelle infrastrutture per i carburanti alternativi, sebbene l'elettrico sia il focus principale.

Paesi come Brasile e Argentina hanno un'alta penetrazione di veicoli bifuel, principalmente a causa del costo più basso del GPL e del metano rispetto alla benzina.

Negli Stati Uniti il mercato bifuel è più di nicchia, ma ci sono programmi e incentivi in alcune regioni per promuovere l'uso di carburanti alternativi.

Le vendite di auto bifuel stanno crescendo, spinte dalla domanda di soluzioni di trasporto più economiche e sostenibili. Produttori come Fiat, Renault, Volkswagen e Hyundai offrono vari modelli bifuel, che vanno dalle utilitarie ai SUV. Con l'aumento della consapevolezza ambientale e la ricerca di opzioni di mobilità più economiche, le auto bifuel sono destinate a giocare un ruolo importante nel panorama automobilistico mondiale.

[120] *European GPL Association (AEGPL). "https://www.liquidgaseurope.eu/"*

Risorse economiche necessarie

Gli investimenti necessari per sostenere una tecnologia ad alto TRL, come quella dei motori bifuel, possono essere di diversi tipi, tra cui:

- fondi destinati alla continua innovazione e miglioramento della tecnologia per ottimizzare prestazioni, ridurre costi e aumentare l'efficienza;
- investimenti in stazioni di rifornimento per ampliare la capacità di produzione e distribuzione per soddisfare aumento della domanda di combustibili;
- fondi destinati a finanziare programmi di formazione che mirano a educare e preparare personale qualificato per gestire, operare e mantenere la tecnologia ad alto TRL, nonché a sensibilizzare gli utenti finali sui benefici collettivi derivanti dall'uso di combustibili meno inquinanti.

La proposta di regolamento COM (2021)568[124,125], prevede una revisione dei meccanismi che disciplinano la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, istituisce il fondo sociale per il clima per il periodo 2025-2032, con l'obiettivo generale di contribuire alla transizione verso la neutralità climatica affrontando l'impatto sociale dell'inclusione, nell'ambito di applicazione del sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea ETS (Emission Trading System).

Gli investimenti descritti abbracciano un vastissimo campo di interessi che va dalla produzione di combustibili alternativi (Fonti e Vettori), infrastrutture e logistica dedicata, miglioramenti incrementali e innovazioni sui motori bifuel e a seguire sui veicoli che li integrano con uno spettro di TRL amplissimo da 1-2 fino a 7-9. Una stima nazionale per l'innovazione ed il miglioramento della tecnologia è intorno a 3-5 M€ nei prossimi 4 anni. Gli investimenti sulle infrastrutture, sistemi di produzione e formazione professionale sono invece decisioni strategico politiche

che largamente esulano l'ambito della ricerca trattato in questo studio.
Ad esempio, se l'obiettivo è un impegno costante e crescente nella ricerca, si potrebbe considerare un finanziamento di **5 milioni di euro all'anno**, portando il totale a **20 milioni di euro nei prossimi quattro anni**.

Questi fondi potrebbero essere destinati a:

- Sviluppo di nuovi propulsori bifuel con maggiore efficienza e minori emissioni.
- Ottimizzazione della combustione e delle strategie di iniezione per migliorare l'integrazione tra combustibili liquidi e gassosi.
- Progettazione di sistemi di alimentazione avanzati per incrementare l'autonomia e la sicurezza.
- Ricerca su materiali innovativi per serbatoi e componenti, riducendo peso e costi.
- Test e validazione su prototipi con diversi livelli di maturità tecnologica (TRL 1-9).

Se invece l'investimento fosse più moderato e distribuito in maniera graduale, si potrebbe ipotizzare un range di 3-5 milioni di euro annui, portando il totale tra 12 e 20 milioni di euro nei quattro anni.

25) MICRO-COGENERATORI A CELLE A COMBUSTIBILE ALIMENTATE CON IDROGENO E COMBUSTIBILI RINNOVABILI

I Micro-cogeneratori domestici sono sistemi progettati per produrre energia e calore in ambienti residenziali. Questi dispositivi operano simultaneamente per fornire elettricità e riscaldamento alle abitazioni ed altri contesti (industriali, alberghieri, etc.). Nel settore dei Micro-cogeneratori, sono disponibili diverse tecnologie. Quelle più diffuse attualmente sono basate su motori a combustione interna, motori Stirling, microturbine a gas naturale etc. I sistemi innovativi di microcogenerazione si basano invece su celle a combustibile. Questi sistemi offrono rispetto ai Micro-cogeneratori tradizionali vantaggi come una maggiore efficienza energetica, la riduzione dei costi energetici e delle emissioni di CO_2 [126]. Spesso, l'installazione di Micro-cogeneratori domestici è incentivata da politiche governative e programmi di sconto fiscali.

Motivazioni per lo sviluppo

La micro-cogenerazione trova applicazione in diversi settori, con i principali campi di utilizzo che includono alberghi, piscine, case di cura e piccole e medie imprese (PMI). Questi settori presentano una costante richiesta di energia elettrica e termica durante tutto l'anno, rendendo la micro-cogenerazione una soluzione ideale per ottimizzare l'efficienza energetica[127].I principali business case per la micro-cogenerazione includono formule come "chiavi in mano" (turn-key), "servizio energia" e "servizio energia con revamping." La formula "chiavi in mano" offre un rapido periodo di ritorno sull'investimento, mentre la formula "servizio energia" consente ai fornitori di servizi di effettuare l'investimento iniziale e di rimanere proprietari dell'impianto, offrendo comunque tempi di ritorno competitivi. La generazione di potenza elettrica da gas verdi è un tassello chiave della futura strategia di penetrazione delle rinnovabili nel sistema energetico, abilitando la conversione di gas verdi (H_2, NH3, etc.) in potenza elettrica lì dove ce ne sia bisogno e completando lo schema P2P (Power-To-Power) allo scopo di supportare la transizione verde in particolare nella parte più profonda dell'elettrificazione.

[126] *Ryan J. Milcarek, Jeongmin Ahn & Jianshun Zhang (2017) Review and analysis of fuel cell-based, micro-cogeneration for residential applications: Current state and future opportunities, Science and Technology for the Built Environment, 23:8, 1224-1243, DOI: 10.1080/23744731.2017.1296301*

[127] *G. Di Marcoberardino, L. Chiarabaglio, G. Manzolini, S. Campanari, (2019) A Techno-economic comparison of micro-cogeneration systems based on polymer electrolyte membrane fuel cell for residential applications, Applied Energy, Volume 239, Pages 692-705, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.171.*

Rilevanza

La micro-cogenerazione con celle a combustibile è particolarmente adatta per la cogenerazione stazionaria di elettricità e calore e per la fornitura di energia distribuita[128]. Può funzionare sia con correnti di idrogeno puro sia con correnti di gas naturale; inoltre, numerosi studi hanno analizzato l'alto potenziale derivante dall'implementazione di questa tecnologia in accoppiamento con turbine a gas in cicli ibridi, in questo modo le celle riuscirebbero non solo a produrre energia elettrica aggiuntiva, ma anche a catturare la CO_2 generata dal bruciatore della turbina, abbassando notevolmente le emissioni di gas serra. Infine, questa soluzione consente il recupero di calore di scarto, potenzialmente utilizzabile nella produzione di vapore o acqua calda.

L'adozione diffusa della microcogenerazione può avere un impatto significativo sul mercato dell'energia, nella manifattura e nella catena del valore di questi sistemi. La tecnologia potrebbe contribuire a una maggiore efficienza energetica, riducendo i costi operativi sia per utenti residenziali che commerciali. Le richieste di energia elettrica degli edifici residenziali variano sostanzialmente e dipendono dalle dimensioni e dal tipo di costruzione edilizia, nonché dall' occupazione e dalla posizione geografica. Con sistemi micro-cogenerazione con efficienza elettrica di circa il 55%-LHV (efficienza CHP del 95%) per edifici residenziali in Europa, ad esempio, si è notato che si potrebbero ottenere riduzioni di energia primaria non rinnovabile di oltre il 45% se la produzione di energia termica della cella a combustibile corrispondesse alle richieste termiche dell'edificio. Notevoli miglioramenti di questi risultati sono osservati in caso di alloggi plurifamiliari o in applicazioni nei climi più freddi[129]. Altri studi hanno dimostrano come i sistemi micro-cogenerazione riducono il consumo di energia primaria per il fabbisogno elettrico e termico delle utenze domestiche. I vantaggi introdotti con questi sistemi sono principalmente legati alla loro elevata efficienza globale e alla possibilità di una produzione in loco, evitando le perdite di trasmissione.

[128] *Ibrahim Dincer, Yusuf Bicer,4.22 Electrochemical Energy Conversion, Editor(s): Ibrahim Dincer, Comprehensive Energy Systems, Elsevier, 2018, Pages 856-894, ISBN 9780128149256, https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00439-9.*

[129] *Braun, Robert & Kazempoor, Pejman. (2013). Application of SOFCs in Combined Heat, Cooling and Power Systems.*

l mercato della microcogenerazione sta vivendo una crescita significativa e si prevede che continuerà ad espandersi rapidamente nei prossimi anni. Il mercato globale delle celle a combustibile ha superato 1 B$ nel 2021 inclusa la cogenerazione. L'industria delle celle combustibili e la sua filiera hanno attratto diversi investimenti, con oltre 630 aziende e laboratori nei soli Stati Uniti che investono 1 B$ all'anno sul tema. Il settore della co-generazione e microgenerazione e uno dei più importanti tra i vari ambiti di applicazione delle celle a combustibile.

Stato dell'arte

In ambito micro-cogenerazione, diverse tecnologie sono utilizzate per generare contemporaneamente elettricità e calore da diverse fonti di energia. Queste tecnologie includono motori a combustione interna, motori Stirling, turbine a gas micro-cogenerative (MTG), celle a combustibile, macchine a ciclo inverso e macchine ad assorbimento. Ogni tecnologia ha le sue caratteristiche uniche, applicazioni e vantaggi specifici.

La microgenerazione basata su celle a combustile possiede caratteristiche di elevata efficienza se comparata con gli altri sistemi e quindi presenta le maggiori prospettive di sviluppo. Esiste una normativa di riferimento che già regola il loro uso[130]. Le caratteristiche tecniche delle celle a combustibile sono state già descritte nella sezione dedicata di questo settore con le seguenti aree tecniche maggiormente inerenti all'applicazione cogenerazione.

Attualmente sono disponibili diversi sistemi con tecnologia PEMFC con potenze dell'ordine del centinaio di kW. Le principali sfide riguardano soprattutto l'elevato costo dei catalizzatori utilizzati, la sensibilità di questi ultimi ad inquinanti ed impurità presenti nei flussi di alimentazione (che possono portare all'avvelenamento dei catalizzatori o alla corrosione degli strati in carbonio) e il delicato controllo del grado di umidità della membrana che, specialmente durante i processi di

[130] *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs, 10.2.2023*
Direttiva rinnovabili RedII – Direttiva UE 2018/2001, art. 27(3) requisiti idrogeno rinnovabile.
Gas Hydrogen package Direttiva UE 2009/73, Regolamento UE 2009/715
DL PNRR bis DL 36/2022 Art. 23 DM incentivi elettrolisi DM 21/09/2022

start-up e shut-down, potrebbero aumentare la degradazione del sistema[131].

Attualmente sono disponibili diversi sistemi di cogenerazione SOFC con potenze dell'ordine delle centinaia di kWel dato che possono lavorare con gas naturale. I principali temi di ricerca e lo sviluppo nella tecnologia delle celle a combustibile SOFC tendono a migliorarne l'efficienza, l'affidabilità mediante nuovi materiali e configurazioni. La durata e la stabilità sono temi estremamente importanti che richiedono la ricerca di materiali più resistenti e l'ottimizzazione dei cicli di accensione e spegnimento oltre che più avanzate strategia di controllo. Un altro aspetto considerevole è la riduzione dei costi e della manutenzione delle SOFC, cruciale per renderle più competitive sul mercato. Questo richiede l'ottimizzazione dei processi di produzione e l'identificazione di materiali meno costosi. Altro tema di R&D è lo sviluppo di sistemi per l'integrazione delle SOFC nella rete elettrica esistente, consentendo una produzione decentralizzata di energia elettrica, garantendo un elevato standard di sicurezza soprattutto quando si utilizzano carburanti come l'idrogeno. Va menzionata anche la caratteristica intrinseca delle SOFC di poter essere reversibili, e quindi la possibilità di produzione H_2 da fonte elettrica che abiliterebbe scambi tra rete elettrica e gas bidirezionali.

Attualmente sono disponibili diversi sistemi MCFC con potenze dell'ordine delle decine di MW presenti sul mercato dato che possono lavorare con gas naturale. Le celle a combustibile MCFC, infine, sebbene oggi in generale a basso TRL, possono lavorare con diversi combustibili che le rendono ideali per l'integrazione con turbine a gas in cicli ibridi per la produzione di energia elettrica e termica.

Le PEMFC, sfruttando idrogeno verde come combustibile, rappresentano una delle tecnologie chiave per ridurre il consumo di fonti fossili e, di conseguenza, ridurre le emissioni di gas serra. Rimangono, comunque, diversi punti aperti relativi all'utilizzo di Critical Raw Materials (CRMs) nelle PEMFC. L'anodo è infatti, generalmente realizzato in nerofumo rivestito di platino. Il platino funge da cata-

[131] *Veeresh Patil, P.V. Reshmi, S. Prajna, Yashaswi, Yashaswini, D. Haleshappa, A. Jayarama, Richard Pinto, Degradation mechanisms in PEM fuel cells: A brief review, Materials Today: Proceedings, 2023, ISSN 2214-7853, https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.03.603.*

lizzatore per accelerare le reazioni chimiche e si presenta sotto forma di particelle fini. Queste nanoparticelle sono finemente disperse in modo da massimizzare la superficie disponibile per le reazioni chimiche. Analogamente, anche il catodo è costituito da nerofumo rivestito con platino. Tuttavia, la reazione di riduzione dell'ossigeno procede molto più lentamente della reazione di ossidazione dell'idrogeno, quindi al catodo è necessaria una quantità di catalizzatore di platino circa dieci volte superiore. Tra l'anodo e il catodo c'è una membrana elettrolitica polimerica chiamata Nafion[132]. I materiali utilizzati nelle PEMFC e il modo in cui vengono ottenuti sono fattori estremamente importanti nella loro ricerca e sviluppo. Ad esempio, il nerofumo viene sintetizzato mediante pirolisi i combustibili fossili; la fibra di carbonio è fabbricata tramite trattamento termico di tessuti polimerici; il Nafion è un polimero perfluorato, e le guarnizioni sono generalmente in gomma o teflon. In quanto tali, questi sono tutti prodotti derivati dal petrolio. Il catalizzatore al platino rimane il materiale più rilevante, essendo uno dei principali CRM; di conseguenza, numerose attività di ricerca sono portate avanti per ridurre o eliminare completamente l'uso del platino.

Le SOFC contribuiscono alla sostenibilità ambientale attraverso la riduzione delle emissioni di gas serra, poiché sono notevolmente più efficienti rispetto ad alcune tecnologie di generazione convenzionali. Questo può supportare gli sforzi per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO_2 e il conseguimento di SDGs (Sustainable Development Goals) legati all'ambiente. Dal momento che le SOFC lavorano principalmente a temperature molto elevate rispetto, ad esempio, alle PEM, non sono necessari materiali catalizzatori particolarmente critici, quali il platino, per un funzionamento efficiente. Ad ogni modo, sono comunque necessari alcuni CRM per le SOFC; questi possono includere stronzio, cobalto, ittrio, zirconia e molti altri elementi noti come terre rare, sebbene gli elementi esatti e le quantità necessari dipendono dal design della cella. Inoltre, è da considerare anche che, qualora le applicazioni basate su SOFC dovessero aumentare, la richiesta di questi materiali potrebbe impattare in modo non indifferente la produzione mondiale.

[132] *Stropnik, R, Lotrič, A, Bernad Montenegro, A, Sekavčnik, M, Mori, M. Critical materials in PEMFC systems and a LCA analysis for the potential reduction of environmental impacts with EoL strategies. Energy Sci Eng. 2019; 7: 2519–2539. https://doi.org/10.1002/ese3.441*

Risorse economiche necessarie

Si assumono circa 40 M€ di progetti per anno (su un orizzonte temporale e una roadmap di almeno 7 anni) in modo da coprire progetti su diverse tecnologie di microcogenerazione H2 e a geometria variabile di TRL; inizialmente con forti contributi di attività a basso TRL (materiali e nuovi concept) e via via con attività sempre maggiori ad alti TRL (focalizzati su sistemi, integrazione e controllo) e supporto all'entrata nel mercato (azioni di dimostrazione) e con la dimostrazione del concetto tecnologico in siti pilota. Tema rilevante sono anche attività di ricerca legate allo sviluppo di normativa/standard per la tecnologia, oltre che alla sensibilizzazione del tema per il grande pubblico. Per analogia può essere presa ad esempio la strategia di finanziamento introdotto dalla Clean Hydrogen partnership Europea[133].

[133] https://www.clean-hydrogen.europa.eu/index_en

26) FORNI INDUSTRIALI A IDROGENO

Le tecnologie di combustione sono oggi insostituibili nella produzione di prodotti semilavorati e fabbricati (ad esempio caldaie, forni e altri riscaldatori di processo).

L'utilizzo di idrogeno come combustibile per alimentare i bruciatori montati sui forni, permette di ridurre drasticamente le emissioni di CO_2 prodotte nei processi di produzione alimentati a gas naturale. La combustione dell'idrogeno non presenta particolari problemi e dà luogo ad emissioni molto meno inquinanti rispetto ad altri combustibili. I prodotti della combustione con aria sono acqua, idrogeno incombusto e tracce di ammoniaca. In particolare, la combustione di 1 Nm3 di Gas naturale (composto per la quasi totalità da metano) porta alla formazione di circa 1.96 kg di CO_2. La sostituzione integrale del gas naturale con l'idrogeno (verde) porta all'azzeramento di queste emissioni. Miscelando idrogeno al gas naturale si possono ottenere riduzioni di CO_2 proporzionali alla quantità di GN sostituito. In fig. 49 sottostante si riportano, con riferimento alla potenza di 1 MW, i kg/h di CO_2 prodotti dalla combustione della miscela combustibile (curva rossa) e i kg/h di CO_2 "risparmiati" rispetto alla combustione del solo gas naturale (curva blu).

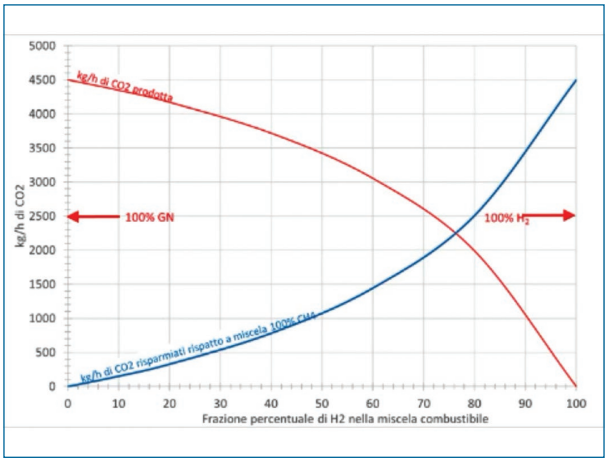


Figura 49: PEmissioni di CO2 e di H2 in forni industriali

I produttori di bruciatori e forni industriali stanno attualmente sviluppando bruciatori in grado di essere alimentati con miscele di GN e H_2 in concentrazioni variabili, fino al 100% di idrogeno.

Motivazione per lo sviluppo

I forni industriali sono componenti fondamentali nel processo di produzione di materiali come acciaio, alluminio, vetro, e ceramica. Essi giocano un ruolo cruciale nella transizione energetica e nella riduzione delle emissioni di gas serra, contribuendo alla decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica. Le attività di miglioramento dei forni industriali si concentrano su tre filoni principali:

- Miglioramento dell'efficienza dei forni esistenti, riducendo le perdite termiche, migliorando l'efficienza del trasferimento termico e implementando tecnologie di recupero dell'energia dai fumi.
  I sistemi di recupero rigenerativi offrono vantaggi significativi in termini di recupero del calore, ma presentano problemi di affidabilità legati all'accumulo di particolato nei rigeneratori. Queste tecnologie sono già in fase di dimostrazione industriale e implementazione commerciale. L'adozione è limitata solo da specifiche considerazioni economiche e dalla configurazione degli impianti esistenti. Il TRL corrispondente è 8-9.
- Adattamento dei sistemi di combustione esistenti per l'uso di miscele di gas naturale/idrogeno, garantendo prestazioni efficienti, sicurezza operativa e rispetto dei limiti emissivi, specialmente per quanto riguarda gli NOx. Si tratta di una soluzione di transizione, che richiede un'attenta gestione del rischio, modifica delle infrastrutture di trasporto del gas, e l'implementazione di sistemi di controllo avanzati per garantire la stabilità della fiamma e minimizzare le emissioni di NOx.
  Tali tecnologie sono in fase di validazione sperimentale e pilota. I risultati iniziali mostrano la possibilità di sostituire il 30-40% del gas naturale con

idrogeno, riducendo le emissioni di CO2 del 10-12%.

- Sviluppo di nuovi sistemi di combustione a idrogeno, capaci di operare in modo flessibile fino al 100% di idrogeno o miscele di biogas/metano, per un processo di combustione completamente decarbonizzato. La progettazione di bruciatori che possano operare con il 100% di idrogeno richiede anche lo sviluppo di nuovi materiali resistenti all'alta temperatura e alla corrosione. Il TRL può variare da settore a settore, con valori più bassi nell'ambito della produzione di alluminio, vetro. La messa a terra di queste tecnologie dipende, oltre che dalla maturità tecnologica, dalla disponibilità di idrogeno verde in futuro.

L'installazione di sensori e il ricorso all'automazione per il controllo puntuale della combustione è infine una delle ultime frontiere per il monitoraggio e l'ottimizzazione della combustione. Questi sensori devono avere caratteristiche di ingombro ridotto, basso costo affidabilità e abilità di lavorare in ambiente ad alta temperatura. I sensori sono in fase di dimostrazione industriale. L'implementazione richiede ulteriori sviluppi nella miniaturizzazione e nella loro capacità di operare in ambienti ad alta temperatura. Il TRL è 5- 6.

Inoltre, lo sviluppo di nuovi modelli di ottimizzazione basati sull'intelligenza artificiale può migliorare significativamente l'efficienza dei forni e ridurre ulteriormente le emissioni.

Rilevanza

Lo sviluppo e l'introduzione di forni industriali ad idrogeno, potrà portare a rilevanti e positive conseguenze

- Risparmio Energetico e Riduzione delle Emissioni: L'implementazione della pratica della "carica calda" nei forni di riscaldo per semilavorati di acciaio può portare a una riduzione del 20-30% del consumo di gas

naturale, traducendosi in un risparmio energetico significativo e riduzione delle emissioni di CO_2 di pari entità.

- Riduzione delle Emissioni di CO_2 con Miscele di Idrogeno: L'uso d i miscele di gas naturale/idrogeno nei forni esistenti può ridurre le emissioni di biossido di carbonio del 10-12%, sostituendo il 30-40% del gas naturale. Questo approccio rappresenta una soluzione di transizione, in attesa che l'idrogeno verde diventi più ampiamente disponibile.
- Decarbonizzazione Completa con Bruciatori a Idrogeno Puro: La sostituzione totale dei bruciatori a gas naturale con bruciatori progettati per funzionare al 100% con idrogeno potrebbe portare a una decarbonizzazione completa del processo di riscaldo e trattamento termico, a condizione della disponibilità di idrogeno verde.
- Efficienza Operativa Migliorata con Smart Sensors: L'adozione di sensori intelligenti per il monitoraggio della combustione può migliorare l'efficienza operativa dei forni, riducendo i consumi energetici e le emissioni di NOx e CO_2. Questi sensori forniscono dati in tempo reale e consentono una gestione automatizzata e ottimizzata del processo. Le soluzioni di miglioramento dell'efficienza (es. carica calda nei forni di riscaldo per acciaio) e l'uso parziale di idrogeno nei forni esistenti possono essere implementate a breve termine (3 - 5 anni). Le tecnologie innovative basate su combustione 100% idrogeno e sistemi avanzati di sensori, sono disponibili per alcuni settori (acciaio) e richiedono un periodo più lungo (7-10 anni) per la maturazione commerciale e industriale (settore vetro ad esempio), a causa delle sfide di sviluppo, testing e regolamentazione.
- Riduzione delle Emissioni: L'implementazione della pratica della "carica calda" nei forni di riscaldo per semilavorati di acciaio può portare a una riduzione del 20-30% del consumo di gas naturale, traducendosi

in un risparmio energetico significativo e riduzione delle emissioni di CO_2 di pari entità.

Le normative europee, come quelle relative alla riduzione delle emissioni di gas serra (ad esempio, il Regolamento EU 2019/631) e le direttive sull'efficienza energetica (Direttiva 2012/27/UE e successivi aggiornamenti), sono fondamentali per guidare lo sviluppo tecnologico dei forni industriali. Anche i limiti emissivi per gli NOx, stabiliti dalla Direttiva (UE) 2015/2193 per gli impianti di combustione medi, sono rilevanti, specialmente nel contesto dell'uso di idrogeno.

Stato dell'arte

In Italia, l'attenzione si concentra principalmente sul miglioramento dell'efficienza dei forni industriali esistenti attraverso tecnologie di recupero energetico e l'adozione di soluzioni di "carica calda" nei processi di riscaldo. Questi sviluppi riguardano principalmente applicazioni già in corso in settori come la siderurgia e la produzione di vetro. I principali player nazionali includono gruppi industriali come Tenova, Danieli, e Forgiatura A. Vienna, che hanno dimostrato competenze nell'integrazione di tecnologie di recupero energetico e nell'ottimizzazione del processo di combustione.

Dal punto di vista della ricerca e del testing, enti come il RINA e il Politecnico di Milano stanno lavorando su nuove tecnologie per migliorare l'efficienza energetica dei forni e la riduzione delle emissioni. I progetti comprendono la sperimentazione dell'uso di miscele gas naturale/idrogeno in forni esistenti, garantendo pari prestazioni del prodotto e del processo, la sperimentazione di bruciatori a idrogeno puro per la completa decarbonizzazione, così come lo sviluppo di sensori intelligenti e l'automazione del controllo. Da segnalare l'attuale implementazione da parte di RINA del primo impianto in Italia della riduzione diretta del ferro (Direct Reduction Iron, DRI) per la decarbonizzazione del settore acciaio, i.e., il progetto Hydra, finanziato dal MIMIT nell'ambito dell'IPCEI, NextGenEU.

A livello internazionale, le principali aree di sviluppo si concentrano sull'integrazione di idrogeno nei processi di combustione e sull'adozione di tecnologie digitali per il monitoraggio e l'ottimizzazione dei forni. In Germania, aziende come Thyssenkrupp e Siemens sono all'avanguardia nella sperimentazione di bruciatori per idrogeno e nella realizzazione di impianti pilota con tecnologie a basse emissioni di carbonio. Anche i Paesi Bassi e il Regno Unito stanno investendo nello sviluppo di tecnologie per la combustione di miscele di gas naturale/idrogeno, con il coinvolgimento di gruppi come Tata Steel e Shell.

La ricerca è fortemente supportata da iniziative pubbliche e private, come il programma europeo Clean Hydrogen Partnership e gli investimenti del Department of Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) nel Regno Unito.

Risorse economiche necessarie

Per sviluppare ulteriormente la tecnologia dei forni industriali in Italia nei prossimi tre anni, sono necessari investimenti significativi sia a livello di ricerca e sviluppo che di implementazione. Le stime di investimento includono:

- Impianti Pilota per Forni a Idrogeno Puro: La realizzazione di impianti pilota per bruciatori a idrogeno puro richiede un investimento compreso tra i 5 e i 10 M€ per singolo impianto. Questo costo copre la progettazione, la costruzione e i test su scala industriale. Si prevede che parte di questi costi possa essere coperta da programmi di finanziamento europei, come il Clean Hydrogen Partnership.
- Aggiornamento degli Impianti Esistenti per la Combustione di Miscele Gas Naturale/Idrogeno: L'aggiornamento degli impianti esistenti per utilizzare miscele di gas naturale/idrogeno richiede un investimento stimato tra i 2 e i 5 M€ per impianto. Questo include modifiche ai bruciatori, aggiornamenti ai sistemi di controllo e ai sensori, e test di sicurezza e prestazione.

• Ricerca e Sviluppo di Sensori Intelligenti e Sistemi di Automazione: Lo sviluppo di sensori intelligenti e sistemi avanzati di automazione per il monitoraggio della combustione richiede un investimento stimato tra 1 e 3 M€ per progetto. La collaborazione con istituti di ricerca e l'integrazione con tecnologie digitali avanzate (come l'IA e il machine learning) sono fondamentali per raggiungere TRL elevati e ridurre i costi operativi a lungo termine.
• Formazione e Aggiornamento delle Competenze: Parallelamente agli investimenti in tecnologie, è necessario destinare risorse (circa 0,5-1 M€ all'anno) per la formazione e l'aggiornamento del personale.
La transizione verso tecnologie a basse emissioni richiede nuove competenze ingegneristiche e operative, oltre alla gestione della sicurezza in contesti di utilizzo di idrogeno.

SOCI AIRI >

SOCI SOSTENITORI

BRACCO
CNR - CONSIGLIO NAZIONALE DELLE RICERCHE
MAPEI
PIRELLI

ORGANIZZAZIONI DI IMPRESE

FARMINDUSTRIA
FEDERCHIMICA
UNIONCAMERE

ISTITUTI FINANZIARI

INTESA SANPAOLO

ENTI PUBBLICI DI RICERCA E UNIVERSITÀ

AREA SCIENCE PARK
CENTRO NAST
CSGI
ENEA
INAIL
POLITECNICO DI TORINO - CHILAB
SCUOLA NORMALE SUPERIORE DI PISA
UNIVERSITÀ DI PISA

INDUSTRIE E CENTRI DI RICERCA

BAIC AGRO ITALIA
BIOTECNOMED
BYRON'S HOLDING
BRACCO IMAGING
BREMBO
CAMOZZI AUTOMATION
CENTRO RICERCHE FIAT
CEREAL DOCKS
CERTIMAC
CONSORZIO ITALBIOTEC
CRSLAGHI
CETMA
CIRA
COLOROBBIA CONSULTING
COMSOL
DIASORIN
DOMPÉ
ECOR INTERNATIONAL
ELETTRA SINCROTRONE TRIESTE
E.M.A
ERICSSON TELECOMUNICAZIONI
FINCANTIERI
FONDAZIONE CAVALIERI OTTOLENGHI
FONDAZIONE BRUNO KESSLER
FONDAZIONE PIEMONTE INNOVA
GEWISS
GIUSTO FARAVELLI
INNOVHUB STAZIONI SPERIMENTALI PER L'INDUSTRIA
IVECO
LFOUNDRY
MECCANO
MEMC ELECTRONIC MATERIALS - GLOBALWAFERS COMPANY

**Situazione soci aggiornata a dicembre 2024*

MENARINI SILICON BIOSYSTEMS
METTLER TOLEDO
PIRELLI TYRE
PROGEST
SAES GETTERS
SAIPEM
SMILAB
SPEA
STMICROELECTRONICS
TECNOALIMENTI SOCIETA CONSORTILE PER AZIONI
THALES ALENIA SPACE ITALIA
TODARO INDUSTRY
TXT E-TECH

START UP INNOVATIVE

AIENG
ARCHA SRL
ASSING
COSBERG
ECOR INTERNATIONAL
ENERTECH SOLUTION
EPSILON
IUVO
JONIX
KLASTER
MARITIME TECHNOLOGY CLUSTER FVG
NATIVE TO WEAR
NEXT TECHNOLOGY TECNOTESSILE SRL
NICHE SRL
NVNOVA
PLASTICA ALFA
SULTAN
TECHNETIC ITALIA

SOCIETÀ DI CONSULENZA

AYMING ITALIA
BUGNION
FI GROUP ITALIA
FINSERVICE
LUNATI & MAZZONI
SERVICE GROUP R&D
STUDIO PROMOZIONI
STUDIO TRIBUTARIO E SOCIETARIO DELOITTE
TINEXTA INNOVATION HUB

Airi promuove la ricerca industriale e l'innovazione tecnologica in Italia e in Europa.
Previsioni tecnologiche, policy, networking e tecnologie emergenti.

Scopri di più su www.airi.it

Airi
ASSOCIAZIONE ITALIANA PER LA RICERCA INDUSTRIALE
50
1974 2024





















Isbn 978-88-98935-96-7
9 788898 935697