

MODELLI DI BUSINESS

per l'utilizzo dell'H₂ e lo sviluppo
della Filiera in Italia



1. SETTORE INDUSTRIALE



COMBUSTIONE / CALORE DI PROCESSO

2. SETTORE INDUSTRIALE



FEEDSTOCK

3. SETTORE TRASPORTI/ LOGISTICA



4. SETTORE RESIDENZIALE



Modelli di Business

per l'utilizzo dell'H₂ e lo sviluppo
della Filiera in Italia

COORDINATORI DI PROGETTO:

MASSIMO BECCARELLO

Confindustria

ALESSANDRO ALESSIO

Confindustria

ALESSANDRO MAGGIONI

ANIMA Confindustria

PAOLA CAPELLINI

ANIMA Confindustria

ALBERTO ZERBINATO

ANIMA Confindustria

Gennaio 2024

Sommario

Abstract	08
Premessa	09
Settore Industriale COMBUSTIONE / CALORE DI PROCESSO	11
1.1 Descrizione del settore e uso finale	13
1.1.1 Settore di produzione della Ceramica	13
1.1.2 Settore di produzione del Vetro	17
1.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	21
1.2.1 Azienda "tipo" settore Ceramica	21
1.2.2 Azienda "tipo" settore Vetro	24
1.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	25
1.3.1 Scenari di valutazione	25
1.3.2 Specifiche relative alla legislazione UE sull'idrogeno rinnovabile	27
1.3.3 Specifiche relative alle assunzioni sull'energia rinnovabile	28
1.3.4 Stoccaggio dell'idrogeno	29
1.3.5 Soluzioni di trasporto dell'idrogeno	30
1.3.6 Sintesi delle caratteristiche di dimensionamento elettrolizzatore e impianto FER	31
1.3.7 Emissioni di CO ₂ (tCO ₂ eq/tH ₂) sul ciclo di vita	33
1.4 Valutazione economica	33
1.4.1 Risultati generali nei diversi scenari di consumo	33
1.4.2 Impatto economico di eventuali finanziamenti e incentivi	41
1.5 Valutazioni quantitative e qualitative	43
1.5.1 Riduzione percentuale gas naturale utilizzato	43
1.5.2 Riduzione CO ₂ /anno	43
1.6 Conclusioni	43
1.6.1 Benefici emersi dal BM	44
1.6.2 Criticità emerse dal BM	44
1.6.3 Richieste di Policy	44
Settore Industriale FEEDSTOCK	46
2.1 Introduzione all'uso dell'idrogeno come Feedstock	48
2.1.1 Attuale produzione e utilizzo dell'idrogeno in Italia	48
2.1.2 Gli Atti Delegati europei e RFNBO	49

2.2	Sottosettore BIORAFFINAZIONE	51
2.2.1	Descrizione del settore e uso finale	51
2.2.1.1	La tecnologia Ecofining™	53
2.2.1.2	Bioraffinerie Eni e consumo di idrogeno	56
2.2.2	Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	58
2.2.3	Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	58
2.2.4	Valutazione economica	63
2.2.4.1	SCENARIO 1 (energia valorizzata a prezzo di mercato)	65
2.2.4.2	SCENARIO 2 (energia valorizzata all'LCOE)	68
2.2.4.3	Considerazioni generali sul LCOH	70
2.2.5	Valutazioni quantitative e qualitative	73
2.2.6	Conclusioni	74
2.2.6.1	Benefici emersi dal BM	74
2.2.6.2	Criticità emerse dal BM	75
2.2.6.3	Richieste di Policy	76
2.3	Sottosettore RAFFINAZIONE	77
2.3.1	Descrizione del settore e uso finale	77
2.3.1.1	Il Gruppo Saras e scenari attuali di consumo di idrogeno nella raffineria	77
2.3.1.2	Percorso di transizione energetica nel Gruppo Saras	80
2.3.2	Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	80
2.3.3	Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	83
2.3.4	Valutazione economica	85
2.3.5	Valutazioni qualitative e quantitative	88
2.3.6	Conclusioni	88
2.3.6.1	Benefici emersi dal BM	88
2.3.6.2	Criticità emerse dal BM	88
2.3.6.3	Richieste di Policy	89
	Settore TRASPORTI / LOGISTICA	90
3.1	Stazioni di rifornimento stradale per il trasporto pesante	92
3.1.1	Descrizione del settore e uso finale	92
3.1.1.1	Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni	96

3.1.2	Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	97
3.1.3	Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	98
3.1.3.1	Principali componenti della stazione di rifornimento stradale	98
3.1.4	Valutazione economica	100
3.1.4.1	Costi Capex e Opex	100
3.1.4.2	Costi Opex: valorizzazione energia elettrica	102
3.1.4.3	Scenari fornitura idrogeno via carro	102
3.1.4.4	Simulazione prezzi di vendita	103
3.1.5	Valutazioni quantitative e qualitative	108
3.1.6	Conclusioni	109
3.1.6.1	Benefici emersi dal BM	109
3.1.6.2	Criticità emerse dal BM	109
3.1.6.3	Richieste di Policy	110
3.2	Stazioni di rifornimento dedicate per il trasporto pubblico locale (TPL)	111
3.2.1	Descrizione del settore e uso finale	111
3.2.1.1	Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni	114
3.2.2	Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	115
3.2.3	Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	117
3.2.3.1	Principali componenti della stazione di rifornimento stradale	117
3.2.4	Valutazione economica	119
3.2.4.1	Costi dei mezzi	119
3.2.4.2	Costi Capex e Opex	119
3.2.4.3	Costi Opex: valorizzazione energia elettrica	121
3.2.4.4	Scenari fornitura idrogeno via carro	121
3.2.4.5	Simulazione prezzi di vendita	122
3.2.5	Valutazioni quantitative e qualitative	126
3.2.6	Conclusioni	127
3.2.6.1	Benefici emersi dal BM	127
3.2.6.2	Criticità emerse dal BM	127
3.2.6.3	Richieste di Policy	128

3.3	Hub logistico	128
3.3.1	Descrizione del settore e uso finale	128
3.3.1.1	Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni	133
3.3.2	Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno	135
3.3.3	Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi	135
3.3.3.1	Assunzioni e ipotesi di base	135
3.3.3.2	Aspetti normativi	137
3.3.3.3	Principali componenti dell'impianto	137
3.3.4	Valutazione economica	141
3.3.4.1	Costo carrello	141
3.3.4.2	Costi Capex Impianto	141
3.3.4.3	Costi Opex Impianto	142
3.3.4.4	Impatto di eventuali finanziamenti / grant	145
3.3.5	Valutazioni quantitative e qualitative	146
3.3.5.1	Fuel cell vs Carrelli elettrici a batteria	146
3.3.5.2	Fuel cell vs macchine endotermiche	146
3.3.6	Conclusioni	147
3.3.6.1	Benefici emersi dal BM	147
3.3.6.2	Criticità emerse dal BM	148
3.3.6.3	Richieste di Policy	148
	Settore RESIDENZIALE	149
4.1	Il ruolo del gas nella decarbonizzazione del settore residenziale	151
4.2	L'attuale framework tecnico regolatorio industriale	153
4.3	Settore Residenziale	154
4.3.1	Presentazione del Business Model e scopi del lavoro	154
4.3.2	Descrizione del settore residenziale come scenario di utilizzo finale dell'idrogeno	155
4.3.2.1	Ipotesi di partenza e fonti di reperimento dei dati nazionali	155
4.3.2.2	Profilo di consumo orario	168
4.3.2.3	Considerazioni sulle riduzioni di CO ₂	171
4.3.3	Conclusioni	176

4.3.3.1	Benefici emersi dal BM	176
4.3.3.2	Criticità emerse dal BM	176
4.3.3.3	Richieste di Policy	177
	Il futuro della Rete di Trasporto Gas	178
5.1	Contesto europeo e ruolo dell'Italia	179
5.2	Infrastruttura italiana hydrogen-ready	179
5.3	European Hydrogen Backbone	180
5.4	TEN-E e Progetti di Interesse Comune	183
5.5	Altre infrastrutture sinergiche allo sviluppo dell'idrogeno in Italia	184
5.6	Il blending come soluzione di breve termine per accelerare lo sviluppo del mercato	186
5.7	Conclusioni	186
5.7.1	Opportunità	186
5.7.2	Criticità	187
5.7.3	Proposte di Policy	187
	CONCLUSIONI GENERALI	189

Abstract

Le sfide legate alla transizione energetica ed ecologica, insieme agli avvenimenti del 2022, i quali hanno rimesso prepotentemente in risalto i temi dell'indipendenza e della sicurezza energetica, rendono indispensabile l'adozione di nuove soluzioni in grado di conciliare gli obiettivi di decarbonizzazione europei con la stabilità socioeconomica dell'Italia.

Nell'ultimo anno è stato finalmente compreso che la risposta a queste esigenze è la costruzione di un mix energetico basato sulla complementarità di diverse soluzioni tecnologiche. In un'ottica di affiancamento dai combustibili fossili (compresi quelli che comportano minori emissioni di CO₂ come il gas naturale) e di diversificazione degli approvvigionamenti, ha riacquisito particolare importanza l'**idrogeno rinnovabile**, quale vettore energetico capace di rispondere a queste esigenze.

Confindustria con il presente studio ha inteso riprendere il tema dell'idrogeno con un approccio metodologico pratico, così da evidenziarne criticità, benefici e avanzare proposte di policy alle Istituzioni italiane ed europee.

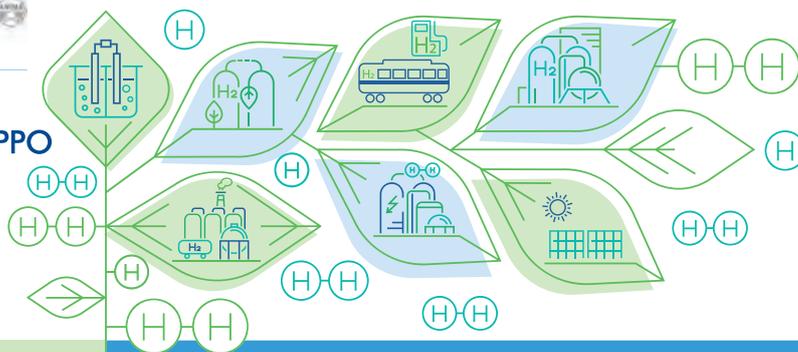
L'intento è quello di dare un contributo forte e concreto allo sviluppo della Filiera idrogeno in Italia, non solo in ottemperanza agli obiettivi di decarbonizzazione, ma anche per favorire grandi opportunità di investimento, innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale e al sistema energetico nazionale.

I risultati dello studio, anticipati durante la due giorni sull'idrogeno del 5 e 6 giugno 2023, vengono ora presentati in modo dettagliato e completo.



MODELLI DI BUSINESS PER L'UTILIZZO DELL'H₂ E LO SVILUPPO DELLA FILIERA IN ITALIA

Roma, 5/6 giugno 2023 | Ore 9.30
Confindustria | Sala GH, Viale dell'Astronomia 30



Premessa

Modelli di Business per l'utilizzo dell'H₂ e lo sviluppo della Filiera in Italia

è lo studio promosso da Confindustria e ANIMA (Confindustria Meccanica Varia) al fine di presentare una panoramica sull'attuale situazione italiana in merito all'**idrogeno rinnovabile**, così da evidenziarne criticità, benefici e fornire un supporto concreto alle Istituzioni Italiane.

Con lo studio, Confindustria ha inteso riprendere il percorso che aveva avviato nel 2020 con il primo contributo pubblico alla Strategia nazionale dell'idrogeno (Piano d'azione per l'idrogeno ver. 2022 e 2020) insieme alle analisi successive presentate all'inizio del 2021 (Focus sulle regolamentazione del Mercato), attraverso le quali si era cercato di focalizzare l'attenzione sui principali fattori abilitanti per lo sviluppo di questo importante vettore energetico all'interno dei settori produttivi.

Dopo oltre un anno di tensioni legate alla grave crisi energetica (che ha colpito duramente l'industria italiana sul piano dei costi e della sicurezza energetica), Confindustria ha quindi ritenuto opportuno rifocalizzare l'attenzione sulla Strategia italiana ed europea dell'idrogeno, ricordando il suo ruolo all'interno della Strategia di decarbonizzazione comunitaria.

Confindustria ha ritenuto che fosse giunto il momento di riprendere il dibattito, ma con un metodo diverso, distaccandosi sul piano metodologico dall'ennesimo dibattito generalista (che poteva avere un senso all'inizio) così da sviluppare un nuovo approccio partendo da **Business Model (BM) concreti basati su casi reali**, sviluppati insieme ad ANIMA e alle altre Associazioni del Sistema Confindustriale per:

- **fornire un approccio metodologico allo sviluppo dei progetti e contribuire attivamente allo sviluppo della Filiera e del Mercato dell'idrogeno in Italia;**
- **testare in una logica bottom-up se l'attuale frame regolamentare (nazionale ed europeo) costruito per lo sviluppo dell'idrogeno, risulti efficace per farlo.**

Il principale obiettivo dello studio è, infatti, quello di **individuare nei possibili campi di applicazione dell'idrogeno le principali criticità, benefici e le esigenze di intervento in termini di indirizzi di politica energetica e di interventi regolamentari sul mercato**, sia con riferimento al quadro nazionale sia a quello europeo. Questo al fine di avere una solida base per sostenere il dibattito in sede comunitaria sul pacchetto "Hydrogen and Decarbonised Gas Markets Package" e per monitorare e supportare il Governo su una delle parti più importanti del PNRR, che, nella versione originaria, dedica € 3,11 miliardi allo sviluppo dell'idrogeno.

Struttura del lavoro

I settori scelti per l'implementazione dei BM sono:

- **Industriale - Combustione / Calore di processo**, così da valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile miscelato al gas da bruciare nei forni delle industrie gasivore hard-to-abate, con focus sui **settori ceramica e vetro**;
- **Industriale - Feedstock**, così da valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile in sostituzione di quello grigio come elemento base / materia prima dei processi chimici, con focus sui **settori gasivori hard-to-abate**;
- **Trasporti / Logistica**, così da valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile per stazioni di rifornimento a idrogeno per mezzi pesanti e trasporto pubblico locale (TPL) e per valutare un suo utilizzo in un generico hub logistico per carrelli elevatori e/o towing tractors;
- **Residenziale**, così da valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile nelle città, palazzi, appartamenti per i servizi domestici, come caldaie, forni, angoli cottura.

Per ogni settore è stato redatto un capitolo contenente l'implementazione del/dei BM.

Ai quattro capitoli inerenti ai settori sopra citati, è stato redatto un ulteriore capitolo speciale dedicato al **futuro della Rete di Trasporto Gas italiana**, con focus sui progetti come la Backbone e il SouthH₂Corridor, che saranno indispensabili per garantire la centralità dell'Italia nel panorama internazionale dell'idrogeno, in analogia al Piano Mattei per il gas.

Di seguito vengono riportati i 5 capitoli insieme alla composizione dei gruppi di lavoro e delle aziende / Associazioni del Sistema Confindustria che vi hanno preso parte.

Al termine è inserito il capitolo relativo alle **conclusioni generali**.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

1. SETTORE INDUSTRIALE

COMBUSTIONE / CALORE DI PROCESSO

COORDINATORI DI PROGETTO:

MASSIMO BECCARELLO

Confindustria

ALESSANDRO ALESSIO

Confindustria

ALESSANDRO MAGGIONI

ANIMA Confindustria

PAOLA CAPELLINI

ANIMA Confindustria

ALBERTO ZERBINATO

ANIMA Confindustria

TEAM DI PROGETTO

BRUNO FIERRO, ANTONIO LANDI, FEDERICO BISSOLI,

ANDREA BAIO

ANIMA Confindustria

DARIO ATZORI, SIMONE TIOZZO, RICCARDO PIRALI,

ALESSANDRO LANZELLOTTO

ASSOVETRO

MICHELANGELO LAFRONZA, ALESSANDRO MIOTTI,

MASSIMO POLI

Federazione ANIE

GIOVANNI D'ANNA

Confindustria Ceramica

ELISA STELLATO, ALESSIO CIPULLO, COSETTA VIGANÒ

ELETTRICITÀ FUTURA

JACOPO NATALI, STEFANO PIZZUTO

A2A

DAVID ARMAROLI, PAOLA BRUNETTO

ENEL GREEN POWER

MICHELA CAPOCCIA, ANNA MARIGO

SAPIO

DINA LANZI, GIOVANNA POZZI, GIULIA STAFFETTI

SNAM

STEFANO SOCCI

VECTOR RENEWABLES

Si ringraziano le Associazioni di Settore e le Aziende del Sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile l'implementazione del BM e la redazione del documento



1.1 Descrizione del settore e uso finale

Come discusso in premessa, il primo settore scelto per l'implementazione dei BM, è quello Industriale con riferimento alla Combustione / Generazione di Calore di Processo così da valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile miscelato al gas da bruciare nei forni delle industrie gasivore hard-to-abate, selezionando i seguenti settori di uso finale:

- settore di produzione della CERAMICA;
- settore di produzione del VETRO.

Nei paragrafi successivi saranno descritte le specificità di ciascuno dei due comparti.

1.1.1 Settore di produzione della Ceramica

Descrizione del settore

L'industria ceramica comprende 6 settori merceologici: piastrelle ceramiche (ATECO 23.31), laterizi (23.32), sanitari (23.42), stoviglieria (23.41), materiali refrattari (23.20), ceramica tecnica (23.44).

Questi settori sono rappresentati da 260 imprese e 300 stabilimenti, per un totale di 27.000 addetti diretti e € 7,5 miliardi di fatturato.

Figura 1
L'industria ceramica italiana
Fonte Dati: Confindustria Ceramica
(dati 2021)

263 imprese		26.537 addetti	
131 piastrelle	62 laterizi	18.528	3.000
30 sanitari	30 refrattari	2.652	1.639
9 stoviglieria	ceramica tecnica	654	
Produzione		7.463,9 mln€ fatturato	
431 milioni m2	4,6 milioni t	7.186	700
3,6 milioni pezzi	301 migliaia t	397	374
9,9 migliaia t		60	

Tra questi, quelli maggiormente significativi in termini di consumo di gas e di emissioni di CO₂, sono l'industria delle piastrelle ceramiche e quella dei laterizi. Entrambi i comparti sono soggetti al mercato delle quote di CO₂ (regolamentato dalla normativa ETS) e sono caratterizzati da un consumo

elevato di energia e gas naturale. Le imprese dei due comparti si configurano, pertanto, sia come energivore elettriche (energy intensive), che come gasivore e rientrano tra i settori cosiddetti "Hard-to-Abate", ossia comparti a ridotte opzioni di elettrificazione e per i quali risulta necessario identificare percorsi di decarbonizzazione alternativi.

Attuali trend di settore – stato dell’arte delle fonti energetiche impiegate (scenario “as it is”)

Il processo ceramico è prevalentemente termico e opera in continuo (24/7), ossia con produzione no-stop.

Di seguito la sintesi sui consumi dei due comparti analizzati:

Piastrelle ceramiche

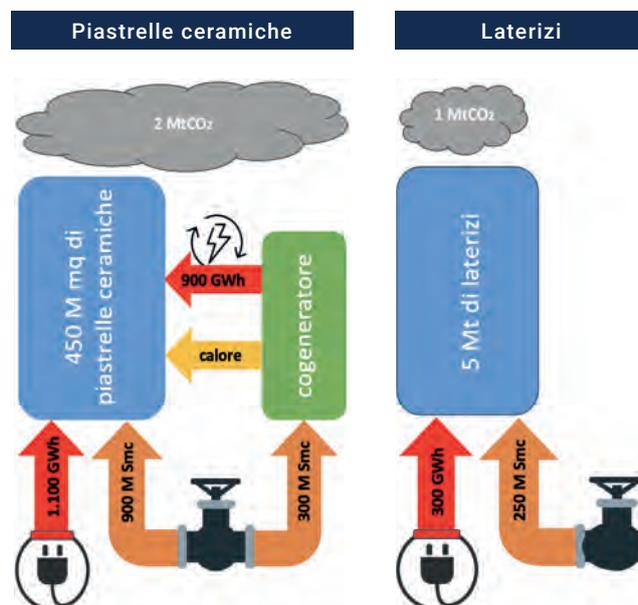
- 85% gas, per un consumo complessivo di 1,2 Mld Smc/anno;
- 15% energia elettrica, per un consumo complessivo di 2 TWh/anno, di cui il 45% è autoprodotto tramite cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

Laterizi

- 90% gas, per un consumo complessivo di 0,25 Mld Smc/anno;
- 10% energia elettrica, per un fabbisogno complessivo di circa 0,30 TWh/anno.

Figura 2
Consumi energetici annuali ed
emissioni di CO₂ nell’industria
ceramica italiana (dati settoriali di
produzione di piastrelle e laterizi)

Fonte dati: Confindustria Ceramica



Descrizione del potenziale utilizzo di idrogeno nel settore (scenario “to be”) Le diverse tecnologie di decarbonizzazione dell’industria ceramica vanno valutate per livello di maturità, applicabilità, fattibilità tecnico-economica,

vincoli regolatori, come riassunto dalla tabella seguente:

Tabella 1
Diverse tecnologie di decarbonizzazione nell'industria ceramica

Fonte dati: Confindustria Ceramica

Efficienza energetica	Fuel swich
Limitati potenziali di recuperi di energia termica da forni (stima 7%). Bassa entalpia da essiccatoi.	Sostituzione con combustibili verdi (mix biometano o H ₂): fattibile, ma sconta indisponibilità e blocchi regolatori
CCUS	
L'alta concentrazione geografica degli stabilimenti favorisce l'ipotesi di cattura della CO ₂ per eventuale successivo stoccaggio nel sottosuolo attraverso la tecnologia CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) Servono tecnologie adatte alla cattura con basse concentrazioni di CO ₂ nelle emissioni	
Elettrificazione del forno di cottura	
Nel breve, immaginabile solo parziale elettrificazione (ibridazione). Forte incremento della potenza richiesta (almeno x4); necessari investimenti sulla rete. Utile se adeguata disponibilità di FER, soluzione da accoppiare ad altre	
Autoproduzione in sito di H ₂ con energia FV	
Tecnologia già disponibile. Volumi vincolati da spazi disponibili e restrizioni autorizzative, sia in termini di sicurezza H ₂ (valutazione VVFF), che di valutazione di impatto ambientale per impianto fotovoltaico di grossa taglia. Diverse aziende ceramiche, che hanno sviluppato specifici progetti, hanno qualificato come "proibitivi" gli elevatissimi costi operativi (OPEX), anche a prescindere dai rilevanti costi di investimento (CAPEX)	

I processi termici del ciclo ceramico prevedono – a tecnologia attuale – un utilizzo diretto dei fumi di combustione del gas naturale sul prodotto da trattare.

Considerando che l'utilizzo dell'idrogeno comporta una temperatura di fiamma più alta e un aumento della quantità di vapore generato, si potrebbero avere problemi sulla qualità del prodotto finale. Tale aspetto richiede ancora indagini e approfondimenti con attività di modellizzazione del processo e di test sperimentali, anche sulla qualità e conformità stessa del prodotto finale.

Proprio per questo motivo, in una prima fase, è preferibile un utilizzo del blending (lett. miscelazione) dell'idrogeno con il gas naturale fino al 20% volumetrico limitato alla sola fase di cottura, in quanto, a causa dei maggiori volumi di acqua generati dalla combustione dell'idrogeno (a parità di potenza termica fornita), occorre approfondire la compatibilità con il processo di essiccazione e atomizzazione, in cui l'energia termica svolge anche una funzione di essiccazione.

Di conseguenza, per poter aumentare la percentuale di idrogeno bisogna considerare:

• Aspetti impiantistici

Per quantità maggiori del 20% vol. di idrogeno esistono alcuni aspetti impiantistici di adeguamento delle linee e della componentistica. I leader nel mercato nella fabbricazione di impianti e macchinari per il settore ceramico (forni, bruciatori e atomizzatori) hanno già in portafoglio prodotti e soluzioni che consentono un utilizzo dell'idrogeno miscelato al gas naturale in alte percentuali (oltre il 50%).

• Aspetti trasversali

Risulta importante tenere sotto controllo le emissioni degli ossidi di azoto (NOx). Da segnalare, inoltre, la necessità di possibili adeguamenti degli impianti per conformarsi alle prescrizioni presenti nella normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

Descrizioni delle fasi del processo industriale

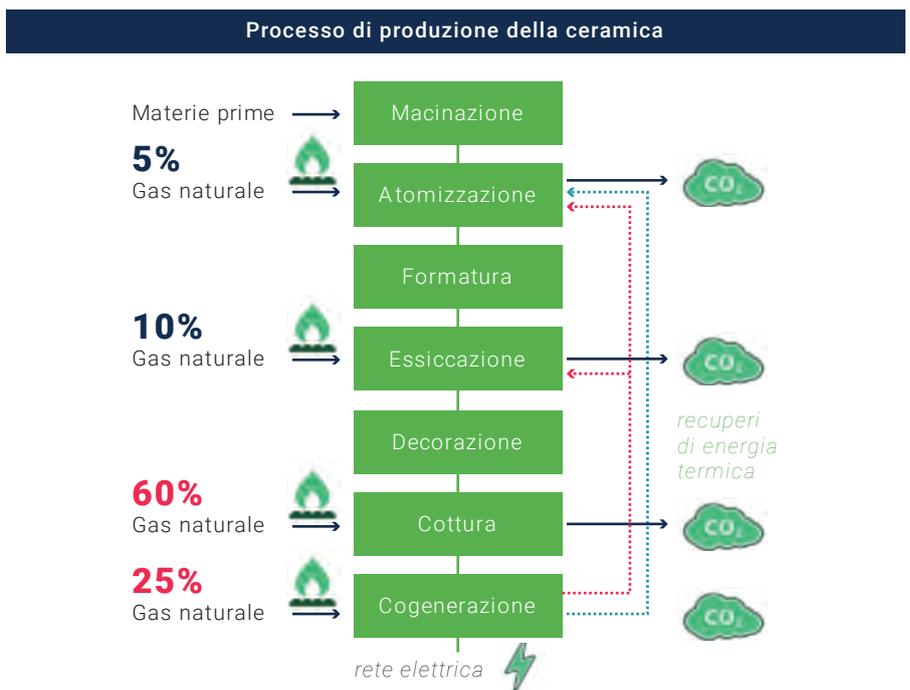
I processi produttivi dei comparti piastrelle e laterizi sono simili, essendo caratterizzati dalla formatura dell'argilla e/o eventuali additivi, dall'essiccazione e dalla cottura. Il processo delle piastrelle, tuttavia, presenta un ulteriore passaggio per la decorazione e per i cicli completi anche l'atomizzazione.

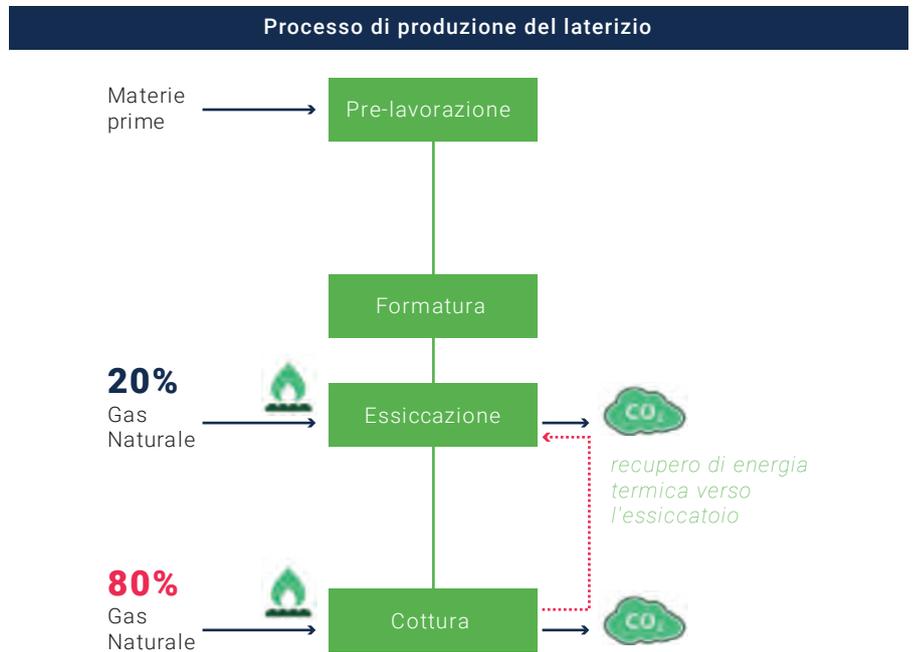
La produzione di piastrelle fa, inoltre, ampio ricorso alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR), alimentata a gas naturale, il cui calore è utilizzato nell'atomizzatore.

Di seguito la schematizzazione (diagramma di flusso) dei due processi:

Figura 3
Diagramma di flusso dei processi di produzione della ceramica e del laterizio

Fonte dati: Confindustria Ceramica





1.1.2 Settore di produzione del Vetro

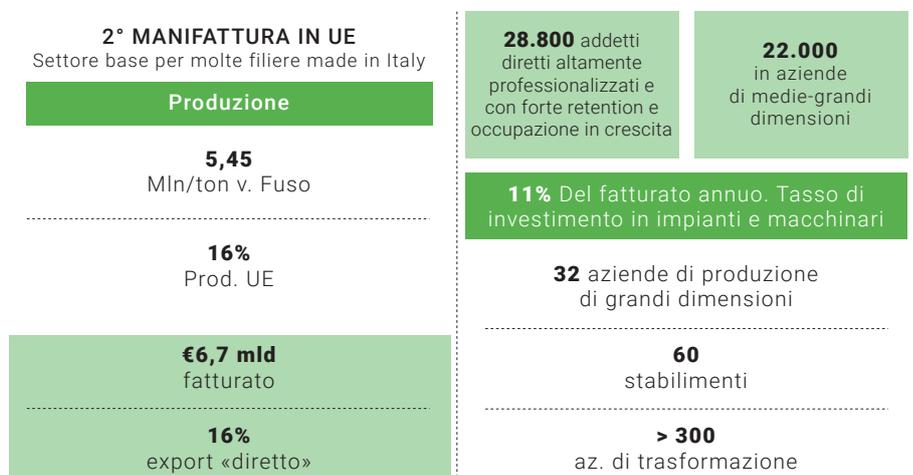
Descrizione del settore

L'industria del vetro afferisce al codice Ateco 23.1, relativo alla Fabbricazione di vetro e prodotti di vetro.

Il comparto del vetro può essere suddiviso in funzione dell'attività svolta, della fabbricazione del prodotto o della lavorazione dello stesso, o suddiviso in base alla tipologia di prodotto finito (le tre principali categorie per tonnellate prodotte sono quelle del vetro cavo, vetro piano, lane e filati).

Di seguito le principali caratteristiche del settore del Vetro in Italia.

Figura 4
Descrizione del settore del vetro
 Fonte dati: Assovetro



VETRO CAVO

20
AZIENDE

42
SITI



Beer



Pharma



Food



Wine



Perfumery



Water



Spirits



Cosmetics



Dairy



Oils



Sauce



Hollow
glass

Attuali trend di settore – stato dell’arte delle fonti energetiche impiegate (scenario “as it is”)

La produzione del vetro è un processo energivoro e gasivoro, rientrando quindi nella categoria dei settori “Hard-to-Abate”.

Il vettore energetico attualmente più utilizzato è il gas naturale, seguito dall’energia elettrica.

Di tutto il processo produttivo, la fusione del vetro rappresenta in media oltre il 70% del consumo di energia primaria. Per fondere la miscela vetrificabile, composta principalmente da sabbia silicea e in misura minore da carbonato di sodio e calcio, con aggiunta di rottame di vetro, è necessario raggiungere temperature intorno ai 1500 °C. Il gas naturale viene utilizzato principalmente per il processo di fusione e per il successivo raffreddamento controllato del fuso (detto condizionamento) fino alle condizioni necessarie per la fase di formatura.

Figura 5
Scenario “as it is” del settore vetro

Fonte dati: Assovetro



Il processo di fusione incide per un valore > 70% dei consumi di energia primaria dell’intero stabilimento

Descrizione del potenziale utilizzo di idrogeno nel settore (scenario “to be”)

Considerando che l’elettrificazione della fase di fusione del vetro pone dei problemi tecnologici attualmente in fase di studio, l’idrogeno può rappresentare un’interessante alternativa per la decarbonizzazione di un settore ad elevata intensità energetica come quello del vetro.

Come precedentemente specificato, nel processo di lavorazione del vetro il gas naturale viene utilizzato principalmente **per la fase di fusione**, ed è proprio in questa fase che, allo stato attuale, **si potrebbe ipotizzare l’utilizzo del blending H₂/GN fino al 20%**, in quanto, fino a tale percentuale la componente impiantistica non richiede adeguamenti tecnologici. Per percentuali superiori, invece, allo stato attuale non sono ancora stati **completati i test**

necessari a stabilire gli effetti sulla qualità e conformità del prodotto finale, oltre che gli aspetti legati al funzionamento del forno fusorio (es. vita dei refrattari).

Descrizioni delle fasi del processo industriale

Focalizzando l'attenzione sul **settore del vetro cavo**, il più importante in Italia (ed Europa) in termini di impianti attivi e di volumi produttivi e, quindi, anche di consumi energetici complessivi nazionali, il processo produttivo è generalmente comune a tutti gli impianti e si articola nelle seguenti fasi:

Figura 6
Processo di produzione del vetro cavo

Fonte dati: Assovetro

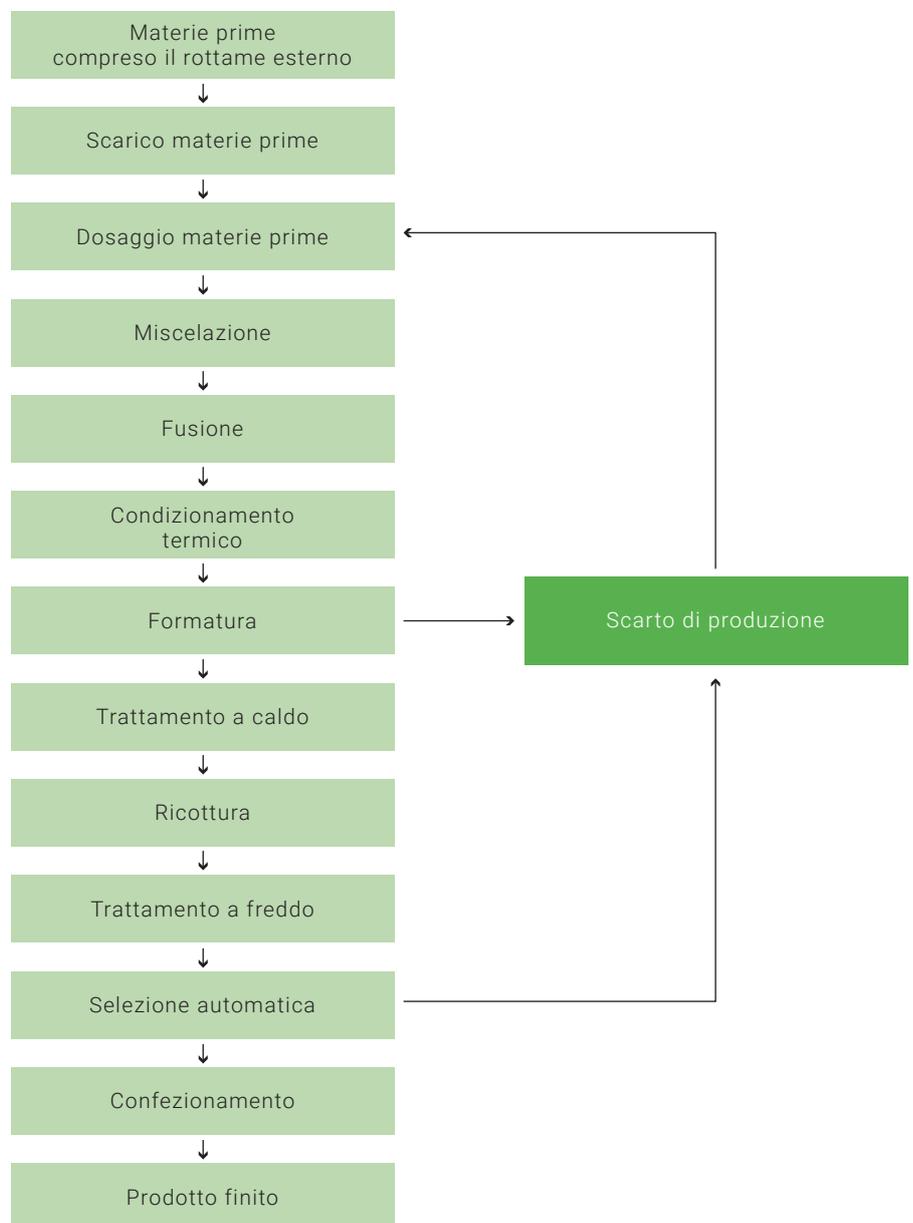
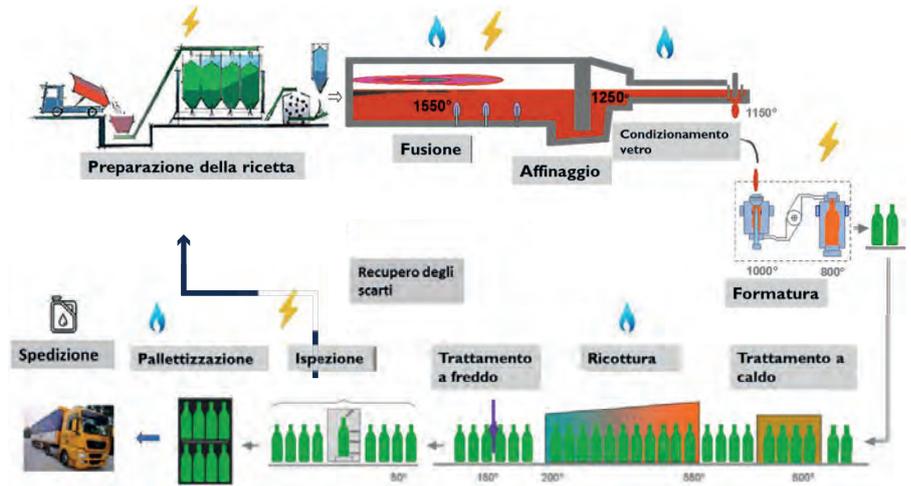


Figura 7
Descrizione schematica del
processo produttivo
Fonte dati: Assovetro



Come già riportato i consumi energetici maggiori derivano dalla fase di fusione, seguita in misura minore da quella di formatura del vetro e dalla produzione di aria compressa (principalmente utilizzata per le macchine di formatura).

Analizzando in maggior dettaglio il processo:

- **Preparazione miscela vetrificabile:** comprende le attività che vanno dal carico delle materie prime e del rottame di vetro all'infornaggio. Vettore energetico utilizzato: energia elettrica.
- **Fusione:** fase nella quale si fornisce calore alla miscela vetrificabile. Vettori energetici utilizzati: gas naturale (affiancato o sostituito da olio combustibile in alcuni impianti) ed energia elettrica.
- **Formatura:** comprende le attività dall'uscita del bacino del forno all'uscita del forno di ricottura (quindi canali di condizionamento, macchine di formatura, trattamento a caldo, forni preriscaldamento stampi e di ricottura e trattamento a freddo). Vettori energetici utilizzati: energia elettrica e gas naturale.
- **Imballaggio:** fase che va dall'uscita del trattamento a freddo al magazzino. Vettori energetici utilizzati: energia elettrica, gas naturale e gasolio (per carrelli elevatori).

1.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

1.2.1 Azienda "tipo" settore Ceramica

Per il sottosettore delle piastrelle ceramiche è stato considerato il ciclo completo con atomizzazione e cogenerazione, essendo quello maggiormente rappresentativo.

La produzione di piastrelle di un impianto tipo (con valori medi del settore)

ammonta a circa 4 milioni di m²/anno (85.000 t/a).

Il consumo medio di gas è di circa 11 milioni di Smc/a. Come già riportato i consumi energetici maggiori si riscontrano nella fase di cottura (**60% del totale, pari a circa 254 TJ o 70,6 GWh**) – il forno di cottura è di tipo a rullo e prevede il contatto della fiamma con le piastrelle – ed è proprio in questa fase che è ipotizzabile l'utilizzo dell'idrogeno blending con il gas naturale al 20% volumetrico. Di seguito vengono riportate delle tabelle riepilogative sulle caratteristiche del processo produttivo: si ricorda che lo stesso è interrompibile, ma solo con tempi adeguati (circa 1 settimana) che garantiscano la sicurezza dell'impianto. L'eventuale interruzione della fornitura di idrogeno comporterebbe l'utilizzo del 100% del gas naturale, senza interruzione del processo. Il blending considerato è al 20% volumetrico.

Tabella 2
caratteristiche impianto "tipo" di
produzione di piastrelle cerami-
che. Il processo è interrompibile,
ma con tempi adeguati (circa 1
settimana)

Fonte dati: Confindustria Ceramica.

Ceramica	Impianto "tipo"	Settore
Produzione giornaliera [ton]	258	28.485
Produzione annuale [ton]	85.000	9.400.000
Consumo annuale Gas [M Smc]	11	1.200
Consumo annuale Gas [MWh]	117.590	12.828.000
Consumo annuale EE [GWh]	18	2.000
Autogenerato annuale EE [GWh]	16	900
Emissioni di CO2 - scope 1 [tCO2]	26.000	2.000.000
Quote gratuite [tCO2]	13.000	1.130.000
% distrib. consumo termico per macchina	Gas Naturale	
Atomizzatore	5%	
Essiccatore	10%	
Forno cottura	60%	
Cogenerazione	25%	
Consumi termici assoluti per macchina	MWh	
Atomizzatore	5.879,5	
Essiccatore	11.759,0	
Forno cottura	70.554,0	
Cogenerazione	29.397,5	
Consumi termici relativi per macchina e per tonnellata di prodotto	kWh/t	
Atomizzatore	69,2	
Essiccatore	138,3	
Forno cottura	830,0	
Cogenerazione	345,9	
TOTALI	1.383,4	

Il processo è interrompibile, ma con tempi adeguati (circa 1 settimana). L'eventuale interruzione della fornitura di idrogeno comporta l'utilizzo del 100% del gas naturale, senza interrompere il processo. Blending idrogeno possibile 20% volumetrico

Per il sottosettore dei **laterizi** è stato considerato il caso senza cogenerazione, in quanto maggiormente rappresentativo.

La produzione di laterizi di un impianto tipo (con valori medi del settore) è di 50.000 t/a.

Il consumo medio di gas è di circa 2,5 milioni di Smc/a.

Come già riportato i consumi energetici maggiori si riscontrano nella fase di cottura (**80% del totale, pari a circa 77 TJ o 21,4 GWh**) – il forno di cottura è di tipo a tunnel e prevede il contatto della fiamma con i laterizi – ed è proprio in questa fase che è ipotizzabile l'utilizzo dell'idrogeno blending con il gas naturale al 20% volumetrico.

Di seguito vengono riportate delle tabelle riepilogative sulle caratteristiche del processo produttivo: si ricorda che lo stesso, è interrompibile, ma con tempi adeguati (circa 1 settimana) che garantiscano la sicurezza dell'impianto. L'eventuale interruzione della fornitura di idrogeno comporterebbe l'utilizzo del 100% del gas naturale, senza interruzione del processo. Il blending considerato è al 20% volumetrico.

Tabella 3
caratteristiche impianto "tipo" di
produzione dei laterizi

Fonte dati: Confindustria Ceramica.

Ceramica	Impianto "tipo"	Settore
Produzione giornaliera [ton]	167	16.667
Produzione annuale [ton]	50.000	5.000.000
Consumo annuale Gas [M Smc]	2,5	250
Consumo annuale Gas [MWh]	26.725	2.672.500
Consumo annuale EE [GWh]	3,3	300
Autogenerato annuale EE [GWh]	-	28
Emissioni di CO2 - scope 1 [tCO2]	12.000	1.150.000
Quote gratuite [tCO2]	8.000	805.000
% distrib. consumo termico per macchina	Gas Naturale	
Essiccatore	11.759,0	
Forno cottura	70.554,0	
Consumi termici assoluti per macchina	MWh	
Essiccatore	5.345,0	
Forno cottura	21.380,0	
Consumi termici relativi per macchina e per tonnellata di prodotto	kWh/t	
Essiccatore	106,9	
Forno cottura	427,6	
TOTALI	534,5	

Il processo è interrompibile, ma con tempi adeguati (circa 1 settimana). L'eventuale interruzione della fornitura di idrogeno comporta l'utilizzo del 100% del gas naturale, senza interrompere il processo. Blending idrogeno possibile 20% volumetrico

È bene specificare che ai fini del dimensionamento dell'impianto di elettrolisi è possibile ipotizzare quantità maggiori di idrogeno aumentando la percentuale di blending fino al 50% (previa verifica di fattibilità tecnica) per un impianto di medie dimensioni o facendo riferimento agli impianti ceramici di maggiore dimensione. Inoltre, poiché la produzione di piastrelle ceramiche è concentrata nel Distretto di Sassuolo è possibile ipotizzare, in prima applicazione, una soluzione con produzione in loco di idrogeno, che comporta l'installazione di un unico elettrolizzatore di taglia maggiore tale da poter servire eventualmente diversi siti industriali, in un'area circoscritta. L'implementazione del seguente BM tiene conto di queste valutazioni e considerazioni.

1.2.2 Azienda "tipo" settore Vetro

L'impianto "tipo" del sottosectore vetro cavo è utilizzato per produrre imballaggi ad uso alimentare (distinti quindi dai prodotti per la casa, farmaceutici, da profumeria e cristalleria) in vetro verde scuro, fondendo una miscela vetrificabile costituita all'80% di rottame di vetro e al 20% di materie prime vergini.

Il consumo annuale dell'impianto è di circa 429 TJ (119,3 GWh) di gas e di 86 TJ (24 GWh) di energia elettrica.

Il forno fusorio di suddetto impianto è del tipo End Port e consuma annualmente circa 357 TJ (99 GWh) di gas naturale e 34 TJ (9,44 GWh) di energia elettrica.

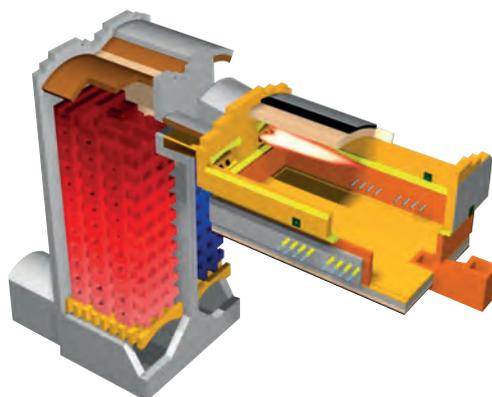
I dati riportati sono dati di consumo energetico effettivo per una percentuale di rottame dell'80%. Non sono dati normalizzati al 50% di rottame.

Tabella 4
consumi energetici settore vetro

Fonte dati: Assovetro

	Gas (MJ)	Elettricità (MJ)
Consumo totale annuo impianto	429.429.000	86.236.000
Consumo forno anno (80% di rottame vetro e 20% materie prime non consumo normalizzato al 50% di rottame)	357.223.000	34.831.000

Figura 8
**Impianto tipo considerato
per il BM**



Il processo del vetro cavo è per sua stessa natura non interrompibile e **con le tecnologie attuali è possibile ipotizzare un blending H₂/GN al 20% volumetrico, limitatamente alla sola fase di fusione** (come precedentemente specificato). Percentuali superiori di blending non sono attualmente state sperimentate e validate, con particolare riferimento alla qualità e conformità del prodotto finale e al corretto funzionamento e mantenimento dell'integrità del forno fusorio.

1.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

1.3.1 Scenari di valutazione

All'interno di questo paragrafo vengono riportati i dimensionamenti dell'impianto di produzione di elettrolisi, dimensionato in funzione della domanda stimata di idrogeno a partire dal consumo annuo di gas naturale di un'azienda tipo.

Sulla base di quanto esposto nei paragrafi precedenti, sono stati considerati tre diversi scenari di fabbisogno (tonnellate annue, t/a) di idrogeno:

- nel **primo scenario** è stato assunto un fabbisogno di circa 200 t/a di idrogeno, che corrisponde a un blending H₂/GN del 20% in volume ($\approx 7,4\%$ in termini energetici) per una linea di cottura (per le aziende ceramiche) o di fusione (per le vetrerie);
- nel **secondo scenario** sono state, invece, considerate 500 t/a, che corrispondono a un incremento della percentuale di idrogeno fino a circa 50% in volume (24% in energia) ;
- nel **terzo scenario** sono state, infine, considerate 1000 t/a, le quali hanno permesso di valutare gli impatti economici di uno scale-up dell'impianto. È importante specificare che in questo studio è stato assunto un blending idrogeno/metano presupponendo la possibilità di disporre sempre di una fornitura di metano aggiuntiva per sostituire l'eventuale interruzione delle forniture di idrogeno. Pertanto, i fabbisogni di idrogeno sopra indicati sono fabbisogni annuali massimi (ovvero, relativi al caso in cui per ogni ora dell'anno il processo produttivo sia alimentato con la percentuale di idrogeno massima relativa allo specifico caso). Il dimensionamento mostrato nella sezione successiva, che tiene conto anche di considerazioni di natura economica, potrebbe non consentire di raggiungere tale percentuale di idrogeno in blending per ciascuna ora dell'anno, a seconda della disponibilità di energia rinnovabile nonché del vincolo di correlazione temporale considerato (ved. sezione dedicata).

¹Più precisamente, dal fabbisogno indicato sopra si otterrebbero 160 t/a per le aziende ceramiche e 220 t/a per le vetrerie.

CASO 1 – Fabbisogno di 200 t/a di idrogeno

Per soddisfare il fabbisogno del primo scenario (fino a circa 25 kg/h di fabbisogno per raggiungere il 20% vol. di idrogeno in blending) è stato ipotizzato un impianto di elettrolisi da 2 MW, installato presso il sito del cliente.

La scelta tecnologica (Alcalino oppure PEM - Proton Exchange Membrane) dipende dal caso specifico. In generale la tecnologia PEM consente di ridurre l'occupazione di suolo, ma comporta costi maggiori. Tuttavia, a causa delle taglie ridotte si ipotizza l'installazione di un elettrolizzatore PEM, che consente di ridurre l'occupazione di suolo e presenta una miglior risposta ai carichi intermittenti, tipici dei profili rinnovabili necessari per fornire l'energia elettrica all'elettrolizzatore.

È importante notare che ad una taglia ridotta - come il caso in analisi - corrispondono generalmente elevati costi di investimento (Capex) e operativi (Opex) per unità di idrogeno prodotto. In altre parole, le taglie molto piccole risultano relativamente meno competitive dal punto di vista del costo di produzione dell'idrogeno, per effetto di minori economie di scala.

Di conseguenza, per ridurre il costo di produzione è stata presa in esame l'installazione di un impianto di produzione di idrogeno di scala maggiore (ipotizzati **10 MW**), in grado di servire diversi clienti. Questa configurazione consentirebbe di ridurre Capex e Opex per unità di idrogeno prodotto, grazie all'effetto di un incremento della taglia dell'impianto di elettrolisi e ottimizzazione delle economie di scala. Questa soluzione, d'altro canto, richiede il trasporto dell'idrogeno via camion, il quale a sua volta comporta diverse altre voci di costo addizionali, quali: l'energia elettrica da utilizzare per la compressione dell'idrogeno ad alta pressione; i compressori; le baie di carico; il trasporto su camion stesso. Tale configurazione sarebbe, quindi, percorribile nel caso siano presenti diversi clienti in un'area relativamente circoscritta ciascuno con un fabbisogno di idrogeno ridotto (es. Distretto di Sassuolo). Nel caso di trasporto su strada, servirebbero circa cinque clienti (ciascuno con una domanda equivalente di 200 t/a di idrogeno) per rendere la soluzione percorribile.

La produzione centralizzata di idrogeno per più clienti richiede, comunque, la valutazione e l'ottimizzazione delle modalità di trasporto per la consegna dell'idrogeno prodotto all'utilizzatore finale, come successivamente descritto nel paragrafo dedicato, in cui viene presentato un confronto tra le diverse soluzioni di trasporto.

CASO 2 – Fabbisogno di 500 t/a di idrogeno

Nel secondo scenario di consumo (63 kg/h considerando il 50% vol. di blending, ammesso che le sperimentazioni attualmente in corso nel settore

²Assumendo che questo sia tecnicamente fattibile, senza compromettere la qualità del prodotto, nonché l'operatività dell'impianto di produzione.

dimostrino la fattibilità tecnica di un tale livello di blending nei forni esistenti), è stato ipotizzato un impianto di elettrolisi PEM da 5 MW installato presso l'impianto dell'azienda cliente.

CASO 3 – Fabbisogno di 1000 t/a di idrogeno

È stato, infine, considerato un ulteriore scenario, corrispondente a una domanda di 1.000 t/a di idrogeno, al fine di valutare gli impatti economici di uno scale-up dell'impianto. Questo fabbisogno potrebbe essere rappresentativo di una azienda che voglia decarbonizzare due linee di cottura (50% vol. Blending) oppure, in ottica prospettica, che voglia decarbonizzare al 100% (a seguito di una opportuna riconversione dell'impianto e a patto che la tecnologia lo consenta) una linea di cottura più piccola.

Per questo scenario è stato considerato un impianto di elettrolisi da 10 MW.

1.3.2 Specifiche relative alla legislazione UE sull'idrogeno rinnovabile

A febbraio 2023 la Commissione UE ha adottato i due Atti Delegati previsti dalla **Renewable Energy Directive**¹ atti a normare la produzione di carburanti rinnovabili di origine non biologica (RFNBO). I due Atti Delegati che integrano la direttiva Red II sulle energie rinnovabili sono entrati formalmente in vigore, dopo la loro pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale Europea, a partire dal 10 luglio 2023 e stabiliscono le condizioni in cui l'idrogeno, i suoi derivati combustibili o altri vettori energetici possono essere considerati combustibili rinnovabili non biologici fornendo altresì una metodologia per calcolare le emissioni di gas serra del ciclo di vita per i RFNBO. Ricordando quanto stabilito dalla Direttiva Red II 2018/2001/UE, affinché l'idrogeno possa essere considerato "rinnovabile" devono essere rispettate le seguenti condizioni:

- **addizionalità:** per le fonti di energia rinnovabile dedicate alla produzione di idrogeno rinnovabile, l'elettricità utilizzata per la produzione di idrogeno deve provenire da nuova capacità di generazione e non da impianti già esistenti e laddove disponibile una quantità sufficiente di energia rinnovabile (correlazione temporale e geografica). Prevista una deroga per elettrolizzatori che entrano in funzione prima del 01/01/2028 per il quale non si applicherà il principio di addizionalità fino al 01/01/2038;
- vincolo di **contemporaneità temporale** tra la produzione di energia rinnovabile e il consumo dell'impianto di elettrolisi, su base mensile fino al 31/12/2029 e successivamente su base oraria dal 01/01/2030 in avanti;
- **correlazione geografica** tra la zona di mercato elettrico in cui è collocato l'impianto di elettrolisi e quella in cui è collocata l'impianto di produzione rinnovabile, a meno che la prima non presenti un prezzo minore o uguale

¹Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (OJ L 328, 21.12.2018, p. 82).

alla seconda nell'ora di interesse².

Inoltre, l'idrogeno prodotto da elettricità prelevata da rete viene definito rinnovabile se:

- la quota di FER presente nella bidding zone è superiore al 90%: in questo caso vengono meno i principi elencati in precedenza;
- nella bidding zone l'intensità emissiva della rete è minore di 18 gCO₂/MJ e se è presente la sottoscrizione di PPA per la quota di energia elettrica che si considera completamente rinnovabile e se si rispettano i principi di correlazione geografica e temporale (viene escluso il principio di addizionalità).

1.3.3 Specifiche relative alle assunzioni sull'energia rinnovabile

Per quanto riguarda gli impianti FER dedicati alla produzione di idrogeno (qualora il sito produttivo disponga di porzioni di terreno sufficientemente grandi per realizzarlo), è possibile prevedere l'installazione di un impianto fotovoltaico dedicato per l'alimentazione dell'impianto di elettrolisi.

Il principale vantaggio di questa soluzione è il risparmio sulla componente energia degli oneri di rete, a patto però che il LCOE³ del fotovoltaico non sia superiore al prezzo di mercato dell'energia, in quanto, in questo caso sarebbe necessario considerare un prezzo di sourcing dell'energia maggiore rispetto al prezzo di mercato.

Tuttavia, considerando soprattutto il forte impatto del Capex unitario (M€/MW) degli impianti di elettrolisi sul costo di produzione di idrogeno, risulta conveniente incrementare - per quanto possibile - il fattore di funzionamento (load factor) degli impianti di elettrolisi. Questo rende necessario prevedere che gli impianti di elettrolisi siano collegati alla rete elettrica per essere alimentati da un opportuno portafoglio di impianti rinnovabili (contratto di PPA). Con lo sviluppo del mercato dell'idrogeno si potrà prevedere una produzione centralizzata di idrogeno, che sfrutti le economie di scala, in aree a maggiore potenzialità di rinnovabili e che si avvalga della rete gas (in blending e/o rete dedicata) per il trasporto. A titolo di esempio, si consideri che un impianto di elettrolisi di taglia 2 MW situato nel Nord del Paese e alimentato solo da un impianto fotovoltaico dedicato di 2 MW, avrebbe un fattore di carico circa del 15%; anche incrementando la taglia dell'impianto fotovoltaico fino a 10 MW, il fattore di funzionamento arriverebbe al massimo al 39%, ammesso, però, che l'utente finale sia in grado di assorbire una fornitura discontinua. In generale, con un solo profilo rinnovabile solare e con il vincolo di correlazione temporale, il fattore di carico si attesta tra il 25% - 39%. Questo significa, di fatto, che l'impianto di elettrolisi risulterebbe ampiamente sottoutilizzato. Per incrementare il load factor e

²Le due aree devono comunque essere interconnesse

³Levelized cost of energy

ottimizzare la producibilità dell'elettrolizzatore, risulta quindi importante garantire supply elettrica per un maggior numero di ore equivalenti: laddove possibile, si completerà il profilo di produzione solare con quello eolico e/o idroelettrico, tramite connessione alla rete elettrica e un contratto PPA.

La connessione con impianti rinnovabili comporta una forte dipendenza dalla stagionalità delle fonti, pertanto il fattore di carico così stimato risulta "teorico", nel senso che, considerando la portata oraria massima di idrogeno accettabile per l'utente finale, per poter raggiungere questi valori di fattore di carico (anche in assenza delle rinnovabili o in fase di producibilità ridotta), risulterebbe necessario prevedere uno stoccaggio tale da far fronte alla variabilità di produzione stagionale. Tuttavia, ad oggi questa soluzione risulta difficilmente percorribile causa ingombri, sicurezza e costi associati. Nel presente BM, in ottica conservativa e con visione di lungo periodo, si assume una correlazione oraria tra la produzione rinnovabile e il prelievo dell'impianto di elettrolisi. Alla luce di questo, risulta necessario tenere conto delle risorse rinnovabili (addizionali) disponibili a seconda della diversa zona di mercato, il che impone di considerare un diverso fattore di utilizzo dell'impianto di elettrolisi per le diverse zone. Ad esempio, difficilmente sarà possibile complementare un profilo solare con uno eolico al Nord o Centro-Nord.

Sono state, quindi, ipotizzate **5.500 ore equivalenti di funzionamento (ovvero un fattore di utilizzo del 63%)** per gli impianti di elettrolisi come valore "medio". Anche in questo caso, tuttavia, ogni zona di mercato necessiterebbe di essere valutato separatamente. Il valore di fattore di utilizzo dell'impianto scelto risulta essere **rappresentativo di uno scenario con:**

- **correlazione mensile e fornitura da impianti solari;**
- **correlazione oraria e fornitura da impianti non soltanto solari (es. eolici).**

1.3.4 Stoccaggio dell'idrogeno

Un altro fattore importante per il dimensionamento dell'impianto è il sistema di stoccaggio dell'idrogeno, anche se non strettamente necessario qualora il sito produttivo in questione disponga di una fornitura di gas naturale utilizzabile in caso di interruzione della fornitura di idrogeno.

D'altra parte, al fine di aumentare l'utilizzo dell'idrogeno su base annua (assumendo un vincolo orario di idrogeno in blending con il gas naturale), nonché la flessibilità dell'impianto e la possibilità di effettuare ottimizzazioni sul profilo di consumo elettrico, è stato assunto uno stoccaggio in bombole (30 bar) di circa 6 ore equivalenti⁴.

⁴Ad esempio, assumendo un fabbisogno di 500 t/y e 330 giorni all'anno di funzionamento, uno stoccaggio di 6 ore equivalenti corrisponde a circa 380 kg di idrogeno.

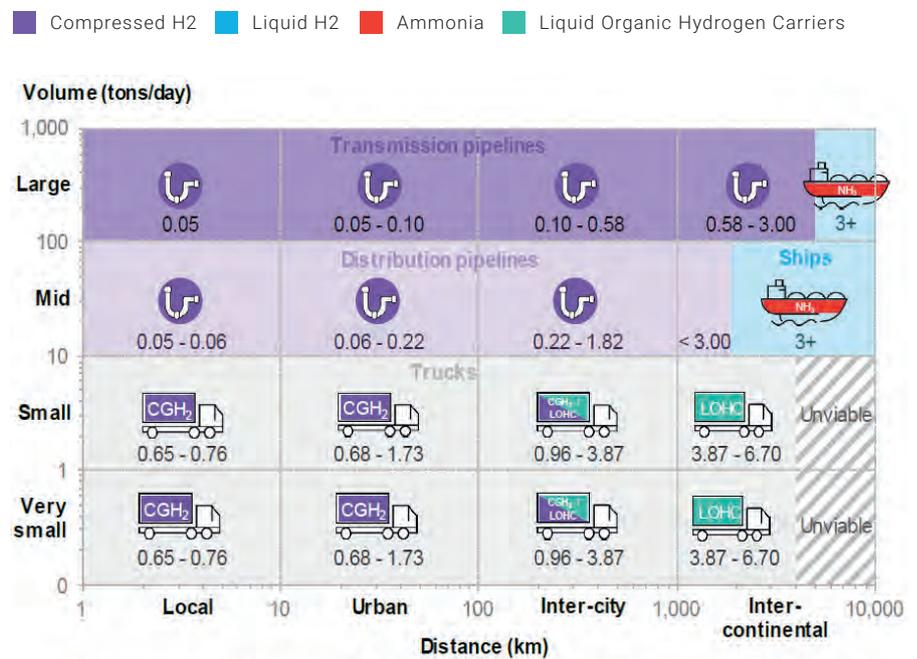
All'aumentare della percentuale di idrogeno in blend con gas naturale (fino ad arrivare al 100% di idrogeno), sarà necessario prevedere uno stoccaggio di idrogeno via via maggiore in funzione dei volumi di idrogeno in gioco.

1.3.5 Soluzioni di trasporto dell'idrogeno

Con riferimento alla casistica di produzione centralizzata con trasporto di idrogeno al cliente finale, si possono prevedere due diverse soluzioni: tramite camion (carri bombolai, con trasporto di idrogeno compresso in bombole a 200-700 bar) e tramite pipeline (idrogenodotto) dedicata.

Figura 9
Confronto schematico del costo di trasporto dell'idrogeno (\$/kg, 2019) tra le diverse soluzioni di trasporto, in relazione al volume da trasportare e alla distanza da percorrere.

Fonte dati: BNEF, Hydrogen Economy Outlook, March 2020



Come si evince dalla Figura 9, in funzione del volume di idrogeno trasportato e della distanza percorsa è possibile ottimizzare i costi di trasporto, predisponendo soluzioni tramite carro bombolaio o via tubo.

Per i volumi oggetto dello studio e in generale per volumi limitati, la soluzione via tubo (dedicato) risulta meno efficiente. Nel caso di Hydrogen Valleys o soluzioni di produzione centralizzata di scala maggiore asservite a più clienti, oltre a valutazioni di natura puramente economica e sul singolo progetto specifico, nell'ottica della costituzione di un mercato idrogeno integrato a livello italiano ed europeo e in grado di abilitare anche quote di idrogeno importato, la soluzione via tubo risulta la più efficiente. In tal caso è importante integrare ulteriori considerazioni per ottimizzare l'intero sistema, ad esempio implementando una logica di analisi costi benefici per l'intero sistema Italia (rif. Regulation (EU) 2022/869 cd. TEN-E Regulation).

Il modello di fornitura più efficiente (centralizzato con trasporto via idrogendotto o distribuito con trasporto elettrico e produzione di idrogeno in prossimità dei centri di consumo) dipenderà anche dalla quantità e dalla distribuzione della domanda di idrogeno.

1.3.6 Sintesi delle caratteristiche di dimensionamento elettrolizzatore e impianto FER

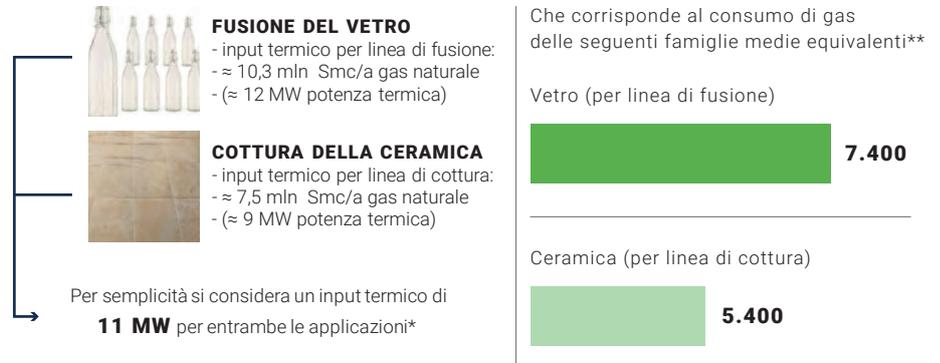
Si riporta di seguito una indicazione di massima delle prestazioni e consumi degli impianti considerati. Si tratta naturalmente di valori soggetti ad un certo range di incertezza, non avendo ancora definito tecnologia, fornitore, configurazione e design dell'impianto di elettrolisi.

Tabella 5
Riepilogo dimensionamento
tecnico dell'impianto considerato

Taglia elettrolizzatore (MW)	2 MW	5 MW
Dato dimensionamento stoccaggio (kgH ₂)	150 kg	380 kg
Costo energetico/efficienza produzione H ₂ (kWh/kg)	circa 54 kWh/kg per il solo elettrolizzatore, al primo anno; circa 60 kWh/kg per l'intero impianto comprensivo di ausiliari	
Fattore di carico elettrolizzatore (h equivalenti/anno)	5.500	5.500
Producibilità elettrolizzatore (kg/h)	37	92
Vita utile impianto (anni)	20 (con sostituzione degli stack)	
Consumo di acqua previsto per la produzione di H ₂ (litri acqua/kg idrogeno)	circa 20 (acqua di pozzo, da trattare)	
Quota annua di idrogeno rinnovabile prodotto (t)	200	500
Ingombro dell'elettrolizzatore (ha)*	0,3	0,65

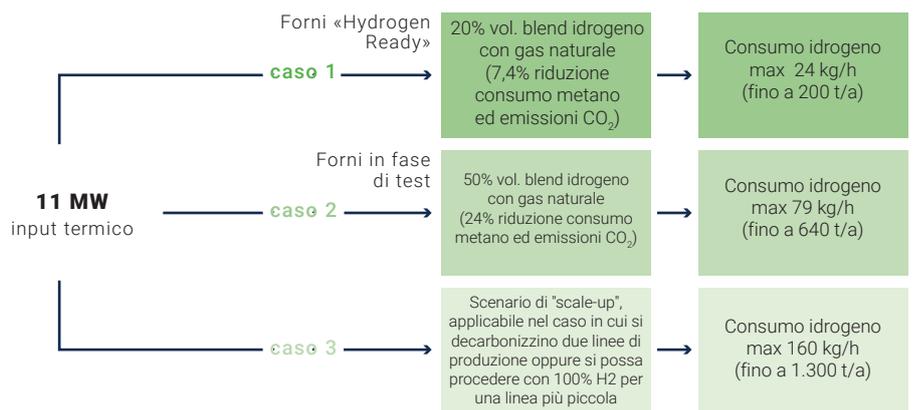
*Si considera un'area di forma quadrata/rettangolare valori approssimati

Figura 10
Riepilogo dimensionamento
tecnico dell'impianto
tipico
considerato



*dal momento che le due applicazioni hanno consumi non troppo differenti, si considera un unico caso relativo a uno scenario di fabbisogno intermedio: sono stati considerati 340 giorni annui di funzionamento e 24 ore al giorno

**Considerando 1400 Smc/a di consumo per famiglia tipo*



*caso in fase di test: in attesa di conferma di fattibilità tecnica

**caso utilizzato per mostrare gli effetti di un impianto più grande in termini di costo di produzione

Caso 1	Consumo idrogeno max 24 kg/h (fino a 200 t/a)	→	2 MW (produzione max 36 kg/h; +150 kg stoccaggio*)
Caso 2	Consumo idrogeno max 79 kg/h (fino a 640 t/a)	→	5 MW (produzione max 90 kg/h; +480 kg stoccaggio*)
Caso 3	Consumo idrogeno max 160 kg/h (fino a 1.300 t/a)	→	10 MW (produzione max 180 kg/h; +1000 kg stoccaggio*)

*sono state considerate circa 6 ore equivalenti di stoccaggio (rispetto al fabbisogno di H₂)

1.3.7 Emissioni di CO₂ (tCO₂eq/tH₂) sul ciclo di vita

La fase operativa di produzione di idrogeno rinnovabile e il suo utilizzo in ambito termico possono essere considerate carbon neutral. Le emissioni GHG sul ciclo di vita, invece, dipendono da molteplici fattori, ad esempio dall'energia utilizzata per la costruzione dell'elettrolizzatore, i materiali utilizzati e il trasporto.

Secondo alcuni report^{5,6}, le emissioni GHG dell'intera catena del valore per la produzione di idrogeno rinnovabile sarebbero trascurabili, purché, naturalmente, l'idrogeno sia prodotto in conformità con i requisiti definiti dalla normativa (ved. sopra Atto Delegato).

1.4 Valutazione economica

1.4.1 Risultati generali nei diversi scenari di consumo

Il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile ("LCOH"⁷) coincide con il prezzo unitario a cui dovrebbe essere valorizzato l'idrogeno rinnovabile, prodotto dal progetto considerato, per ottenere un valore attuale netto dell'investimento ("NPV") pari a zero.

Nonostante questa sia la definizione formale e più comune in letteratura, non si ritiene realistico assumere che un potenziale investitore (ad esempio, la stessa azienda che utilizza l'idrogeno rinnovabile) sia disponibile ad investire senza ottenere alcun ritorno netto del proprio capitale (accettando, cioè, che l'IRR dell'investimento sia pari al proprio costo del capitale).

Per questa ragione, **il presente BM è stato elaborato considerando come LCOH il prezzo unitario di vendita a cui corrisponde un ritorno "minimo" del capitale investito**, tale da garantire l'effettiva fattibilità economica dell'investimento.

Il valore di LCOH dipende, quindi, da tutti i costi che devono essere sostenuti per produrre idrogeno rinnovabile. Tra questi si distinguono:

1. i costi dell'investimento iniziale ("**Capex**", incluso costo dell'elettrolizzatore, opere civili, demineralizzatore dell'acqua, trasformatore e opere elettriche, servizi di costruzione, etc);
2. i costi operativi ("**Opex**", come i costi di operations & maintenance, approvvigionamento di energia elettrica e relativi oneri di rete, approvvigionamento dell'acqua, etc).

Sulla base delle assunzioni interne e delle offerte di mercato, è stata stimata la componente Capex dell'impianto di elettrolisi come segue:

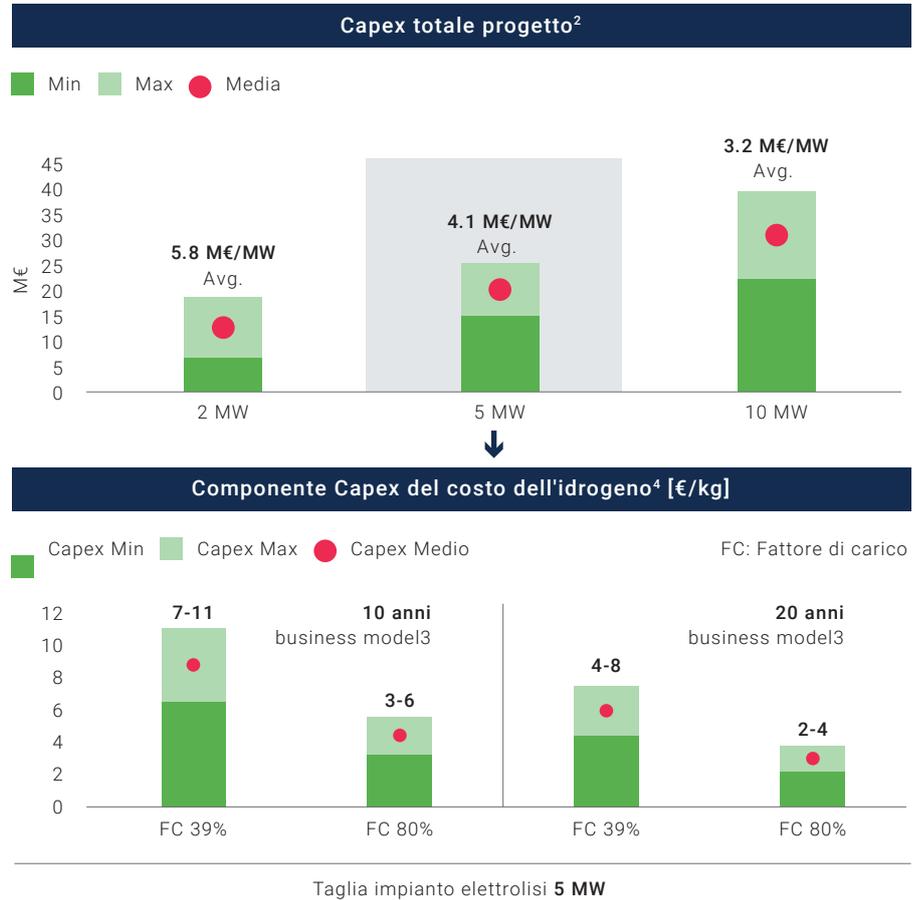
⁵<https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/10/LCA-gas-EU-white-paper-A4-v5.pdf>

⁶https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/cnrc-nrc/NR16-399-2022-eng.pdf

⁷Levelized cost of hydrogen

Figura 11
Dettaglio componenti Capex in
relazione alle specifiche tecniche
dell'impianto di elettrolisi e del
suo fattore di carico

I COSTI DI INVESTIMENTO (Capex) includono tutti i componenti e i servizi necessari alla costruzione dell'impianto, dalla fase di sviluppo a quella di commissioning, nel rispetto delle normative vigenti*



¹ Includono elettrolizzatore, sistema di adduzione, purifica e demineralizzazione dell'acqua, servizi di costruzione, opere civili, opere elettriche e trasformatore, P&I, stoccaggio (per 6 ore di fabbisogno equivalenti)

² Sulla base delle diverse indicazioni delle aziende che hanno partecipato al lavoro

³ La durata del business model NON coincide la vita utile tecnica dell'impianto, ma dipende dalla disponibilità dell'offtaker (qualora diverso dal titolare dell'impianto di elettrolisi) ad acquistare l'idrogeno, non esistendo al momento un mercato dell'idrogeno

⁴ È stato considerato un costo del capitale attorno al 9%

Tabella 6
Stima componente Capex minima,
massima e media (la media non è
riferita a quella tra max e min, ma
a quella tra i diversi valori emersi
nel GDL)

CAPEX	2 MW			5 MW			10 MW		
	MIN	MAX	MEDIA	MIN	MAX	MEDIA	MIN	MAX	MEDIA
TOT [M€]	6,6	18,7	11,6	15,0	25,4	20,4	22,2	39,6	32,0

Questi valori includono tutti i costi necessari per la realizzazione dell'impianto, incluso lo stoccaggio locale (che risulta avere un costo marginale rispetto alle altre voci; in questo caso sono state considerate 6 ore equivalenti di stoccaggio).

Si specifica che il **costo dell'elettrolizzatore è nell'ordine di 1,0 – 2 M€/MW.**

Per quanto riguarda gli Opex è stato scelto di esplicitare in una voce a sé stante il costo dell'energia elettrica, in quanto, questa voce rappresenta una delle componenti più rilevanti e sensibili che concorrono a formare il LCOH. In presenza di rete elettrica esistente e considerando un mercato dell'energia sviluppato, la **valorizzazione del prezzo dell'energia elettrica** in input all'elettrolizzatore dovrebbe essere fatta a prezzo di mercato (durante la vita utile del progetto). D'altra parte, si evidenzia la difficoltà di trovare previsioni del prezzo dell'energia sul lungo termine che siano pubbliche ed affidabili. È stato quindi considerato un valore di "floor" del costo dell'energia rinnovabile pari a 65 €/MWh, sulla base dell'esito dell'ultima asta del GSE⁸ in cui sono stati selezionati impianti di taglia > 1 MW. Si ritiene che tale costo possa essere rappresentativo del LCOE di impianti rinnovabili alla data dell'asta, oltre che di un ritorno atteso dagli investitori in tali impianti e di dinamiche competitive (i.e. domanda-offerta) nel Paese. Tuttavia, tale valore risulta disallineato agli attuali valori di mercato a causa dell'incremento dei Capex registrati dai progetti rinnovabili negli ultimi mesi. Di conseguenza è stato considerato il valore del future power Italia, Calendar 2026, disponibile al 06/04/2023, pari a circa 115 €/MWh⁹, come riferimento. I prodotti future non sono, in generale, una proxy affidabile del prezzo realmente atteso, in quanto:

1. trattandosi di prodotti tipicamente caratterizzati da scarsa liquidità, sono rappresentativi del solo breve-medio termine e non di tutto il tipico orizzonte temporale di un progetto idrogeno;
2. il riferimento future corrisponde a un profilo baseload, mentre la configurazione in oggetto si caratterizza per l'utilizzo di energia rinnovabile da fonti intermittenti.

Per tenere conto del fatto che nelle ore di produzione solare il prezzo dell'energia elettrica è, mediamente, inferiore al prezzo baseload, considereremo un riferimento di prezzo di 92 €/MWh per un profilo solare¹⁰ e di 104

⁸Aste riferite al DM n. 199/2021 (c.d. FER 1), ai sensi dell'art. 14 del DM 4 luglio 2019
https://www.gse.it/documentLsite/Documenti%20GSE/Service%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/GRADUATORIE%20ASTE%20DM%204%20LUGLIO%202019/Graduatoria%20bando%2010/Graduatoria_DM2019_Bando10_AS%20A_Tab.A.pdf

⁹<https://www.eex.com/en/market-data/power/futures/#%7B%22snippetpicker%22%3A%2224%22%7D>

¹⁰20% di sconto rispetto al riferimento baseload, 3500 ore di funzionamento annue equivalenti

€/MWh per un profilo intermedio (5500 ore equivalenti annue di funzionamento).

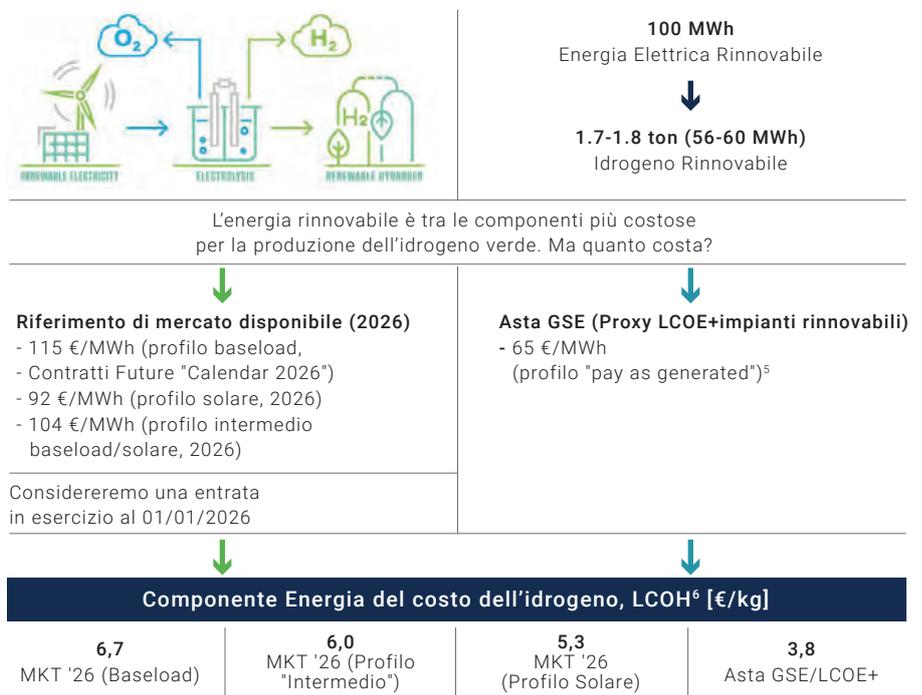
Ad ogni modo, si precisa che per finalità di semplificazione non sono stati computati nella stima eventuali delta costo derivanti dalla gestione dell'energia in surplus, tipici di configurazioni di approvvigionamento che prevedono il sovradimensionamento dell'impianto FER.

Considerare entrambi i riferimenti di prezzo dell'energia (LCOE e di mercato) consente di esplicitare l'attuale effetto delle commodities (in particolare del gas naturale) sul prezzo di mercato dell'energia, quindi dell'idrogeno rinnovabile.

Un'ultima considerazione rilevante è quella relativa alla durata considerata del BM (che non necessariamente coincide con la vita utile dell'impianto). Infatti, laddove l'impianto di produzione dell'idrogeno non sia di esclusiva proprietà dell'utilizzatore dello stesso, per cui sia necessario stipulare contratti di vendita dell'idrogeno ("HPA"), è tipicamente la durata ("tenor") di questi ultimi a determinare la durata considerata del BM. Nell'ambito di questa analisi si sono considerati BM con durata sia 10 anni che 20 anni.

È stata assunta una entrata in esercizio dell'impianto al 01/01/2026.

Figura 12
Dettaglio assunzioni costo energia elettrica rinnovabile



¹Calcolati a potere calorifico inferiore. Range indicativo, il consumo specifico dell'impianto di elettrolisi dipende dalla tecnologia (PEM/ALK), dalla pressione di compressione dell'idrogeno e dal consumo degli ausiliari

²Quotazione Cal. 2026 del 06/04/2023 (data in cui sono stati definite le ipotesi del lavoro) disponibile sulla piattaforma EEX; l'ultima quotazione disponibile alla data del 31/05/2023 di circa 100

€/MWh

³Ipotesi interna al tavolo di lavoro, ottenuta partendo dalla quotazione baseload

⁴Corrispondente alla media delle 5500 ore annue più economiche: ipotesi interna al tavolo di lavoro, ottenuta partendo dalla quotazione baseload

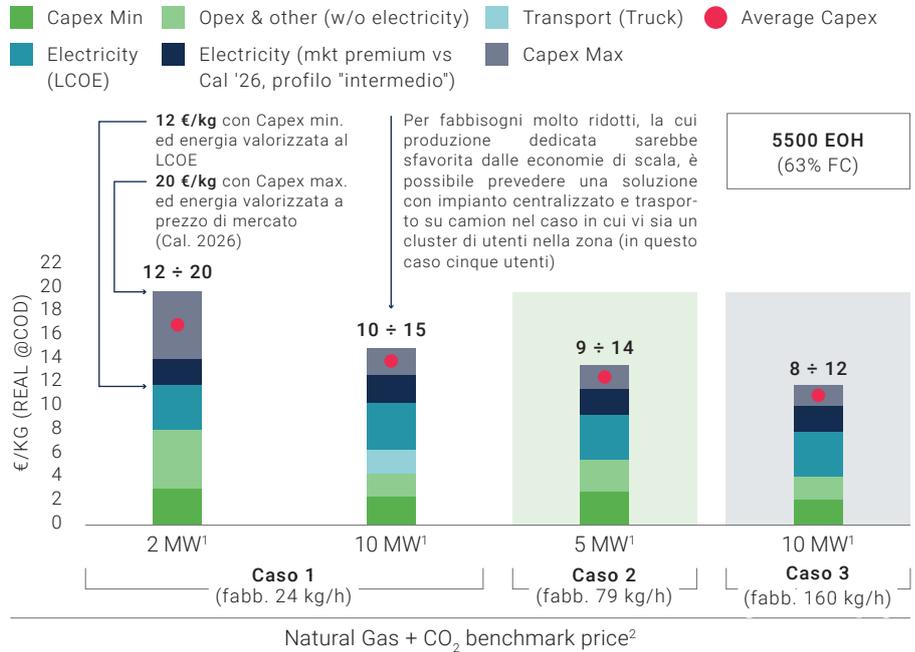
⁵Calcolato sulla base del risultato medio asta GSE Ottobre 2022 (AS_A_2022_10) per progetti utility scale; utilizzato come proxy del prezzo minimo richiesto da un produttore rinnovabile alla data dell'asta (LCOE+)

⁶Non include Garanzie di Origine

Figura 13
Dettaglio componenti Opex considerati

Altri costi considerati laddove applicabili	
Operations & Maintenance Personale in sito; costi di maintenance predittiva e riparazioni; parti di ricambio controllo remoto; etc	Oneri di rete (se appl.) Componenti regolate da ARERA
Acqua/Smaltimento acqua di scarico	Assicurazioni (non considerati in questo studio)
Terreni (non considerati in questo studio)	Altri ricavi: servizi di rete (se appl.)

Figura 14
Valori LCOH al variare dei casi
(Caso 1: 200 t/a produzione con sotto casistiche 1a e 1b; Caso 2: 500 t/a produzione; Caso 3: fino a 1000 t/a produzione)



¹È stato assunto un fattore di carico del 63% (5500 ore di funzionamento) e 20 anni di durata del business model; per la soluzione con trasporto via camion è stata considerata una distanza media di 50 km

²Con un valore del PSV (gas naturale) pari a 40 €/MWh e della CO₂ pari a 100 €/t si ottiene un prezzo benchmark pari a circa € 2,4 per kilogrammo di idrogeno

La figura 14 riporta i valori dell'**LCOH** per i tre diversi casi individuati nella precedente sezione 3.3 (si ricorda che il caso 3 rappresenta un possibile scale-up che possa risentire positivamente delle economie di scala).

Nel caso 1 (200 t/a), sono state inoltre prese in considerazione due diverse configurazioni, come descritto nella sezione 3.3. La prima prevede un elettrolizzatore di 2 MW asservito esclusivamente all'impianto per 200 t/a di produzione (caso 1a), la seconda configurazione prevede un elettrolizzatore di taglia maggiore (10 MW, 1000 t/a di produzione) che rifornisce l'impianto per 200 t/a e, con trasporto su strada, altri utilizzatori (caso 1b). Quest'ultima configurazione consente di ridurre il costo di produzione tramite economie di scala, ma comporta un costo aggiuntivo per la compressione e trasporto via camion dell'idrogeno (si è assunta una distanza media dai clienti di 50 km). Tale configurazione è quindi possibile solo nel caso vi siano più clienti in un'area relativamente circoscritta.

In questo specifico caso, è stata stabilita una produzione annua di circa 1000 tonnellate che richiederebbe circa cinque clienti (assumendo una domanda annuale fino a 200 tonnellate per ciascun cliente). A parità di taglia e fattore di carico, la fornitura di idrogeno al cliente via camion comporta un incremento di costo dell'ordine di 2.5-3.5 €/kg¹¹.

La figura 14 mostra come un incremento della taglia dell'impianto di elettrolisi consenta di contenere i costi di Capex e Opex per unità di idrogeno prodotta.

Nel grafico è inoltre riportato il costo attuale dei combustibili fossili che l'idrogeno andrebbe a sostituire. Considerando un prezzo del gas naturale pari a 40 €/MWh (coerente rispetto al prezzo dell'energia elettrica utilizzato) e un prezzo delle quote CO2 pari a 150 €/t si otterrebbe un prezzo "benchmark" (prezzo dell'idrogeno rinnovabile per raggiungere il break-even con il gas naturale) pari a circa 2,7 €/kg.

Ai fini dell'analisi (come da figura 12) è stato considerato un range di prezzo benchmark di 2,5 ÷ 3,5 €/kg, anche in virtù di possibili benefici indiretti legati all'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile (e.g. riduzione della esposizione alla volatilità delle commodities, riduzione dell'esposizione a rischi regolatori e di policy in merito alle emissioni di agenti inquinanti, benefici di marketing). Dal grafico si evince chiaramente che, senza il supporto di finanziamenti pubblici, il costo dell'idrogeno rinnovabile non risulta ancora essere competitivo con il costo dei combustibili fossili attualmente utilizzati.

Alla luce del grafico sopra riportato, si vede che, anche con uno strumento di supporto ai Capex, il costo dell'idrogeno rinnovabile risulta maggiore rispetto a quello di benchmark.

¹¹Includendo l'incremento del Capex dovuto ai lavori civili, compressori, baie di carico, stoccaggio, l'incremento di consumo specifico dovuto alla compressione, il costo di trasporto via camion (mezzi, autisti, carburante, etc). L'incremento di costo atteso fa riferimento allo specifico contesto e risulta suscettibile di tutte le precise caratteristiche di progetto.

Effetto del fattore di carico e del portafoglio di impianti rinnovabili asserviti

In questa sezione viene valutato l'effetto della combinazione di diversi impianti rinnovabili asserviti alla produzione di idrogeno, assumendo contemporaneità oraria tra consumo dell'impianto di elettrolisi e produzione rinnovabile, come da scenario base dopo il 01/01/2030¹².

Prendendo come riferimento il solo impianto di elettrolisi di taglia 5 MW (Caso 2), sono stati considerati i seguenti casi di impianti rinnovabili asserviti, ottenendo diversi scenari di produzione e relativi risultati economici:

- **Impianto fotovoltaico totalmente asservito e co-localizzato con l'impianto di elettrolisi¹³**, di taglia pari alla taglia dell'elettrolizzatore (5 MWdc). In questo scenario non è previsto prelievo di energia dalla rete. La produzione annua è di circa 125 t/a di idrogeno e le ore equivalenti di funzionamento sono circa 1.400;
- **Impianto fotovoltaico di taglia utility scale (>25 MWdc) parzialmente asservito tramite connessione diretta (co-localizzato)**. In questa configurazione non è previsto prelievo di energia dalla rete e l'energia in eccesso dell'impianto fotovoltaico immessa in rete è valorizzata a LCOE. La produzione annua è di circa 320 t/a e le ore equivalenti sono circa 3.500 e il flusso H₂ in uscita è intermittente;
- **Impianto fotovoltaico di taglia utility scale (>25 MWdc) parzialmente asservito tramite connessione alla rete elettrica**. La produzione annua è di circa 320 t/a e le ore equivalenti sono circa 3.500 e il flusso H₂ in uscita è intermittente;
- **Impianti rinnovabili di altra natura rispetto al solare (es. eolici) di taglia utility scale parzialmente asserviti tramite connessione alla rete elettrica**. La produzione annua è di circa 500 t/a e le ore equivalenti sono circa 5.500;
- **Impianti rinnovabili di altra natura rispetto al solare (es. eolici) di taglia utility scale parzialmente asserviti tramite connessione alla rete elettrica con elevata producibilità**. La produzione annua è di circa 635 t/a e le ore equivalenti sono circa 7.000.

I risultati sono sintetizzati nella figura 15.

Nel primo e secondo caso non è stato considerato un costo energia poiché dall'impianto fotovoltaico co-localizzato (il cui costo è stato inserito nella componente Capex del LCOH).

Si evidenzia come nel primo scenario la forte riduzione del fattore di carico

¹²Si veda Atto Delegato richiamato nel Business Model

¹³In configurazione behind-the-meter

(quindi della produzione, a parità di taglia) comporta un forte incremento della componente Capex e Opex del LCOH, rendendo quest'ultimo molto penalizzato rispetto agli altri scenari. Inoltre, in questo scenario, la produzione di idrogeno risulta fortemente discontinua durante le 24 ore e durante l'anno, dovendo seguire il profilo di irraggiamento nella zona considerata. Se le variazioni all'interno della giornata possono essere in parte compensate tramite uno stoccaggio di idrogeno, questo non vale per le fluttuazioni mensili e stagionali, che richiederebbero uno stoccaggio di dimensioni e costi più elevati. Queste considerazioni possono essere estese, anche se in maniera più contenuta grazie alla maggiore taglia del fotovoltaico, anche al secondo e terzo scenario mostrato (seconda e terza colonna).

Nel terzo caso è stata ipotizzata una fornitura di energia rinnovabile da un impianto solare utility scale tramite rete elettrica (PPA virtuale). In questo caso è stata ipotizzata una fornitura a costo di produzione (più un ritorno minimo richiesto dall'investitore). Come è possibile, utilizzando esclusivamente energia solare, difficilmente si possono superare 3.500 ore equivalenti di funzionamento nell'anno anche nel caso migliore. Queste ore di funzionamento sono teoriche e l'utilizzatore dovrà considerare una significativa discontinuità di fornitura.

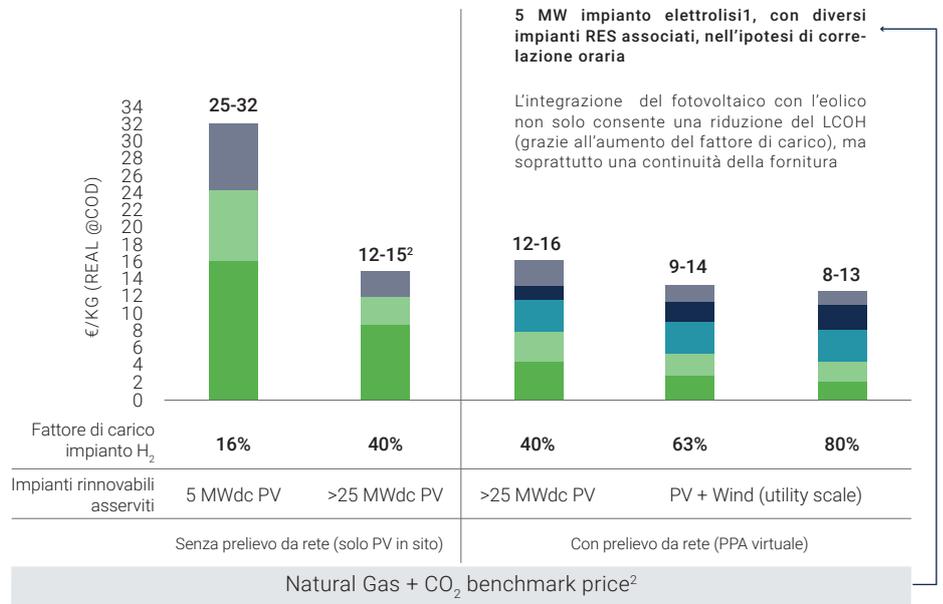
Nel quarto e quinto caso è stato invece considerato un portafoglio di impianti non soltanto solari (es. eolici), di taglia utility-scale, che consentano di alimentare l'impianto di elettrolisi in maniera più continuativa, ottenendo un beneficio sugli economics. Questo scenario può verificarsi, quindi, soltanto nelle zone di mercato ove disponibili tecnologie FER addizionali differenti da impianti solari (es. eolici o idroelettrici).

È importante ricordare quanto discusso nella sezione relativa al dimensionamento riguardo la correlazione oraria tra produzione rinnovabile e consumo dell'impianto di elettrolisi. Infatti, mentre nei due scenari di connessione diretta con gli impianti rinnovabili (box azzurro nella figura 13), la correlazione temporale tra produzione elettrica e consumo è legata a vincoli fisici, negli scenari di impianti connessi alla rete (box rosa) la correlazione è legata alla regolazione vigente. **Il vincolo di correlazione oraria, soprattutto nel caso in cui siano disponibili soltanto impianti solari, giustificato sul piano della sostenibilità ambientale, limita la possibilità di aumentare il fattore di carico dell'elettrolizzatore posto nel sito di consumo, a detrimento del costo di produzione e della continuità di fornitura.**

In generale, dal grafico si vede come un incremento di fattore di carico, laddove possibile, possa consentire una riduzione del costo unitario di produzione dell'idrogeno, nonché una maggiore continuità di fornitura.

Figura 15
Valori LCOH al variare della
configurazione degli impianti RES
asserviti (taglia elettrolizzatore 5
MW, orizzonte temporale 20 anni
per ogni caso considerato)

■ Capex Min ■ Opex & other (w/o electricity) ■ Electricity (LCOE) ● Average Capex
■ Capex Max ■ Electricity (mkt premium vs Cal '26, profilo "intermedio")



¹20 anni durata del business model e correlazione oraria in ogni caso

²È stato assunto che l'energia elettrica in eccesso sia valorizzata al LCOE, in modo che risulti "neutra" ai fini del LCOH qui mostrato

³In pro quota rispetto all'energia destinata all'impianto di elettrolisi

1.4.2 Impatto economico di eventuali finanziamenti e incentivi

La figura 15 mostra l'effetto di alcune possibili azioni, incluso l'accesso ai fondi PNRR M2C2 – Investimento 3.2 "Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate", sul LCOH dell'impianto di taglia 5 MW (Caso 2) con 10 anni di durata del BM descritto nei capitoli precedenti, che viene indicato come caso "base".

Partendo dal caso base, è stato considerato uno scenario in cui il progetto acceda ai fondi del PNRR "Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate", che, nel caso di medie imprese¹⁴, fornisce un grant sui costi di investimento eleggibili pari al 55% (45%, più 10% per medie imprese).

L'accesso ai fondi PNRR consentirebbe una significativa riduzione del LCOH, ma ancora non sufficiente per raggiungere la cost parity con i combustibili fossili attualmente usati nei settori di riferimento (in particolare gas naturale).

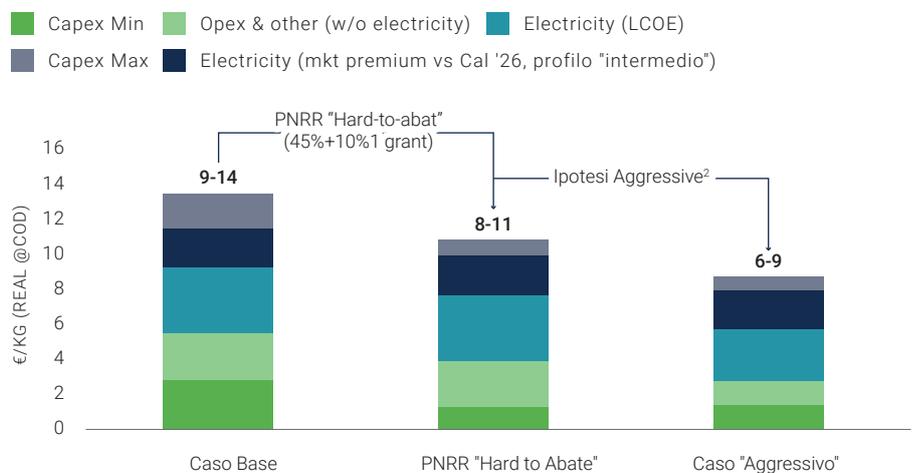
Nel terzo scenario (Caso "Aggressivo") sono stati considerati: accesso ai fondi PNRR (che coprono anche un impianto fotovoltaico di taglia pari a

¹⁴Si è assunto che l'impresa "tipo" nel settore di riferimento sia una media impresa

quella dell'impianto di elettrolisi), incremento del fattore di carico dell'impianto di elettrolisi (dal 63% al 80%), ipotesi di Capex e Opex ottimizzate, aumento della durata del BM fino a 20 anni. Nonostante la significativa riduzione del costo rispetto al caso base (LCOH nel range 6-9 €/kg), anche in questo scenario il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile non raggiunge la cost parity rispetto ai combustibili fossili tradizionali.

Come mostrato nella figura 12, un'ulteriore leva per ridurre il LCOH è l'incremento di taglia degli impianti ("scale-up").

Figura 16
Valori LCOH al variare
dell'introduzione di eventuali
grant/finanziamenti



Natural Gas + CO ₂ benchmark price ²	
Si considera un finanziamento Capex del 55% sia sull'impianto di elettrolisi che su un fotovoltaico da 6 MWdc dedicato	La durata del business model è di 20 anni
È stato, inoltre, considerato uno sconto aggiuntivo sulle compenti Capex e Opex	Fattore di Carico aumentato dal 63% all'80%

¹Considerando una media impresa il grant è incrementato del 10%

²-10% Capex e -30% Opex

Da quanto sopra si evince che, per rendere l'idrogeno rinnovabile competitivo nei settori di riferimento ("Calore di processo industriale") si rende necessaria l'introduzione di ulteriori strumenti di incentivazione al funzionamento dell'impianto di produzione di idrogeno.

In quest'ottica a livello europeo è stata presentata l'European Hydrogen Bank (ved. Capitolo 5) con l'obiettivo di coprire il divario di costo esistente tra idrogeno rinnovabile e combustibili fossili. La prima asta è stata lanciata il

23 novembre 2023 con un budget europeo di € 800 milioni (su 10 anni di finanziamento). Nelle T&C pubblicate il 30 agosto 2023¹⁵, è previsto che la misura di supporto sia erogata secondo la modalità fixed premium (€/kg H₂ prodotto) con un cap di 4,5 €/kg attraverso un sistema d'asta "pay as bid" e senza distinguere tra i diversi usi finali dell'idrogeno, taglia dei progetti presentati o geografia. Tale opportunità rappresenta un primo passo verso la chiusura del gap di costo fra LCOH e willingness to pay dei clienti industriali, seppur, a livello italiano, non sufficiente per il raggiungimento della cost parity rispetto ai combustibili fossili tradizionali.

1.5 Valutazioni quantitative e qualitative

Sono stati, infine, presi in considerazione i seguenti parametri di confronto relativi all'intervento oggetto del presente BM.

1.5.1 Riduzione percentuale gas naturale utilizzato

Un blending di idrogeno con gas naturale per i processi di cottura del 20%-50% in volume corrisponde a una riduzione del consumo di gas naturale di circa il 7% - 24% per tali processi. Tale riduzione, infatti, non va intesa come una riduzione netta del fabbisogno energetico di processo, ma come lo spostamento del 7 - 24% del consumo energetico di impianto dal vettore energetico gas naturale al vettore idrogeno.

1.5.2 Riduzione CO₂/anno

Nel settore della ceramica, la riduzione delle emissioni di CO₂ è funzione della riduzione percentuale di gas naturale (punto sopra), in assenza di emissioni di processo (si segnala che per la produzione di piastrelle non ci sono emissioni di processo, mentre per la produzione di laterizi le emissioni di processo pesano quanto quelle da combustibili).

Nel settore del vetro la riduzione percentuale di emissioni totali di CO₂ non segue linearmente quella dei consumi di metano, in quanto tipicamente circa il 15 - 20% delle emissioni di CO₂ delle vetrerie non derivano dal processo di combustione, ma sono costituite da emissioni di processo, correlate principalmente alla calcinazione (rilascio di CO₂) delle materie prime di natura carbonatica presenti nella miscela vetrificabile (carbonato di sodio, di calcio e dolomite); l'impatto sulle emissioni di CO₂ impatta pertanto in modo proporzionale.

1.6 Conclusioni

L'implementazione del BM relativo al Settore Industriale (Combustione / Calore di processo) ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefi-

¹⁵Upcoming EU Hydrogen Bank pilot auction: European Commission publishes Terms & Conditions (europa.eu)

ci e proposte di policy riportati di seguito.

1.6.1 Benefici emersi dal BM

Il principale beneficio evidenziato è l'**opportunità di decarbonizzare**, mediante l'idrogeno, i settori in cui l'elettrificazione parziale o totale non risulta facilmente percorribile e dove non sono possibili alternative di decarbonizzazione più efficienti.

1.6.2 Criticità emerse dal BM

Il processo di elettrolisi (conversione di energia elettrica in idrogeno) che avviene negli elettrolizzatori comporta delle **perdite energetiche**, essendo ad oggi l'efficienza di conversione attorno al 60%¹⁶.

Dal punto di vista economico è risultato evidente (figura 12) come l'incremento della taglia dell'impianto di elettrolisi consenta di ridurre i costi di Capex e Opex per unità di idrogeno prodotta, grazie alle economie di scala. Nonostante ciò, nei BM analizzati il **gap di costo rispetto ai combustibili fossili attualmente utilizzati** si mantiene alto, rendendo l'idrogeno rinnovabile non ancora competitivo. Anche nel caso "Aggressivo" (figura 14), nonostante la significativa riduzione di costo rispetto al caso base, il LCOH si mantiene in un range di 6 ÷ 9 €/kg, ossia il doppio/triplo rispetto a quello dei combustibili fossili tradizionali (2,5 ÷ 3,5 €/kg).

Il **vincolo di correlazione oraria e geografica** (in particolare in Italia, dove sono presenti presenza di più zone di mercato) **riduce ulteriormente la competitività dell'idrogeno rinnovabile** (a causa della riduzione del fattore di carico e dell'intermittenza della produzione dell'idrogeno stesso). Come si evince dalla figura 13, il vincolo di correlazione oraria, soprattutto nel caso in cui siano disponibili soltanto impianti solari, giustificato sul piano della sostenibilità ambientale, limita notevolmente la possibilità di aumentare il fattore di carico dell'impianto, a detrimento del costo di produzione e della continuità di fornitura.

1.6.3 Richieste di Policy

Sulla base delle criticità appena descritte si evidenzia la necessità di disporre di:

- una sufficiente capacità addizionale installata di **impianti rinnovabili utility scale** e, dove possibile, **non solo di tecnologia solare** (i.e. anche eolici o altri tipi di FER);

Per la creazione di una effettiva Filiera e un effettivo Mercato dell'idrogeno risulta vantaggioso favorire uno scale-up commerciale degli impianti, anche con soluzioni di produzione centralizzata (sud Italia) e trasporto di

¹⁶Considerando gli ausiliari e la compressione potrebbe scendere al 54-58%. Secondo la «EU CHJU - Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027» l'efficienza di elettrolisi al 2030 dovrebbe arrivare al 69% circa (al netto di ausiliari e compressione)

elevati volumi di idrogeno rinnovabile (verso il nord Italia), quale soluzione per favorire la riduzione dei costi, sfruttando le economie di scala.

- **uno schema di supporto che non si limiti solo a un finanziamento parziale dei Capex, ma che sia esteso anche agli Opex**, così da rendere l'idrogeno rinnovabile competitivo con i combustibili attualmente utilizzati nei settori hard-to-abate (anche alla luce dei vincoli sulla correlazione oraria e geografica). In questo scenario si inseriscono gli schemi di supporto a livello europeo. Si segnala che la struttura di questi schemi incentivanti non è oggetto del presente BM ma sarà discussa all'interno di un tavolo di lavoro dedicato;

- strumenti regolatori e tecnologici che permettano di gestire (anche a livello operativo) il **vincolo di correlazione oraria (dal 2030)**.

A questi fattori abilitanti di policy, si aggiungono poi i seguenti fattori di carattere tecnologico:

- **scale-up commerciale degli impianti** per la riduzione dei Capex (meglio disporre di pochi impianti, ma tutti di taglia grande, piuttosto che tanti piccoli impianti di taglia piccola);
- necessità di investimenti atti ad arrivare ad un miglioramento tecnologico ed una maggiore **innovazione** tali da garantire l'aumento dell'efficienza del processo di elettrolisi.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

2. SETTORE INDUSTRIALE

FEEDSTOCK

COORDINATORI DI PROGETTO:

MASSIMO BECCARELLO

Confindustria

ALESSANDRO ALESSIO

Confindustria

ALESSANDRO MAGGIONI

ANIMA Confindustria

PAOLA CAPELLINI

ANIMA Confindustria

ALBERTO ZERBINATO

ANIMA Confindustria

TEAM DI PROGETTO

BRUNO FIERRO, FEDERICO BISSOLI

ANIMA Confindustria

MICHELANGELO LAFRONZA

Federazione ANIE

ELISA STELLATO, ALESSIO CIPULLO, COSETTA VIGANÒ

ELETTRICITÀ FUTURA

GIUSEPPE ASTARITA

FEDERCHIMICA

FRANCO DEL MANSO, MARIA VIRGINIA COCCIA

UNEM

DAVID ARMAROLI

ENEL GREEN POWER

ANDREA PISANO, GIULIA MAIOLO,

ROBERTO EDOARDO SAU, ILARIA PALOMBINI

ENI

CLAUDIO ALLEVI, GIANLUCA COLOMBO

SARAS

DINA LANZI, GIOVANNA POZZI, GIULIA STAFFETTI

SNAM

MICHELE CUONZO

SONATRACH RAFFINERIA ITALIANA

Si ringraziano le Associazioni di Settore e le Aziende del Sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile l'implementazione del BM e la redazione del documento



2.1 Introduzione all'uso dell'idrogeno come Feedstock

L'idrogeno utilizzato come materia prima (feedstock) nei processi produttivi dei settori della chimica, della raffinazione e della bioraffinazione (tutti settori hard-to-abate), è ancora oggi quasi totalmente rappresentato dall'idrogeno grigio, prodotto principalmente attraverso Steam Reforming del metano (gas naturale) - SMR, processo che comporta l'emissione di CO₂ in atmosfera.

Nei processi produttivi della chimica, della raffinazione e della bioraffinazione, l'idrogeno è un elemento indispensabile per garantire le reazioni chimiche in atto (idrodessolforazione, idrotrattamento, ecc.) e non può essere sostituito da altri elementi / molecole / composti chimici. Proprio per questo motivo, la penetrazione dell'idrogeno rinnovabile nel settore feedstock risulta estremamente importante da raggiungere, in quanto, se questo non accadrà si continuerà ad utilizzare l'idrogeno grigio e non si riusciranno a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione prefissati dalla Direttiva europea RED.

L'accordo raggiunto stabilisce che l'uso di energia rinnovabile nell'industria aumenti dell'1,6% all'anno. Inoltre, sono definiti anche degli obiettivi specifici per il settore dell'industria e dei trasporti:

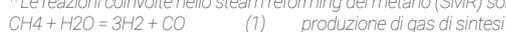
- nel settore dell'industria **entro il 2030 il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria dovrà essere rinnovabile, ai sensi degli Atti Delegati, percentuale che sale al 60% entro il 2035;**
- nel settore dei trasporti si introduce un obiettivo minimo vincolante per l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile dell'1% (rispetto al totale di energia consumata nel settore dei trasporti) al 2030.

Gli accordi attuali fissano anche limiti superiori alla produzione di idrogeno da fonti fossili (23% al 2030 e 20% al 2035), incompatibili con la produzione attuale di idrogeno da SMR.

2.1.1 Attuale produzione e utilizzo dell'idrogeno in Italia

Come specificato nello studio Confindustria / ENEA (Piano di Azione per l'Idrogeno, pubblicato a gennaio 2022) nel 2018 la produzione italiana di idrogeno grigio è stata pari a **514 kt/anno**. Negli ultimi anni la produzione è leggermente calata, anche se si è sempre attestata in un range di **450 – 500 kt/anno**.

¹⁷Le reazioni coinvolte nello steam reforming del metano (SMR) sono le seguenti:



La reazione (3) è la somma delle prime due. In base alle condizioni realizzate, si può variare il peso della reazione di water gas shift, e quindi nei prodotti ci si può spostare verso il CO (gas di sintesi) o verso l'idrogeno, se questo è l'obiettivo.

Dai dati Confindustria, risulta la seguente situazione:

- alla produzione di 514 kt/anno di idrogeno contribuiscono il settore raffinazione con 361 kt/anno e il settore chimico con 153 kt/anno;
- lo steam reforming del metano contribuisce per 240 kt/anno (raffinazione) e 108 kt/anno (chimica), per un totale di ca 350 kt/anno di idrogeno da SMR (poco meno del 70% del totale).

La produzione delle 360 kt/anno di idrogeno impiegato come input nei processi di raffinazione può essere così ripartita:

- il 30 - 35 % deriva dai processi di raffinazione del greggio e, più in particolare, dal reforming catalitico delle benzine¹⁸;
- il 40 - 50% è prodotto tramite dallo steam reforming del metano in impianti ubicati all'interno delle raffinerie;
- il rimanente è acquistato da operatori specializzati, che producono idrogeno tramite processi di steam reforming del metano e lo trasportano alla raffineria.

La provenienza dell'idrogeno nel settore della chimica si suddivide tra:

- le 108 kt/anno provenienti da SMR e destinate alla produzione di ammoniaca e derivati;
- 37 kt/anno di idrogeno dai processi di steam cracking (olefine, BTX) e dalla produzione di stirene;
- 8 kt/anno co-prodotti negli impianti cloro-soda (l'idrogeno è prodotto nella misura del 2,8% rispetto alla produzione di cloro, produzione peraltro significativamente diminuita dal 2018).

L'utilizzo dell'idrogeno nel settore della **raffinazione** avviene in:

- impianti di idrodesolforazione per eliminare lo zolfo dai prodotti raffinati;
- impianti di idrotrattamento per migliorare le caratteristiche qualitative dei prodotti;
- impianti di hydrocracking per massimizzare le rese in distillati medi e leggeri;
- **bioraffinerie** per produrre biocarburanti di altissima qualità.

2.1.2 Gli Atti Delegati europei e RFNBO

A febbraio 2023 la Commissione UE ha adottato i due Atti Delegati previsti dalla **Renewable Energy Directive**¹⁹ atti a normare la produzione di idrogeno rinnovabile. Come specificato nel precedente capitolo i due Atti Delegati sono entrati formalmente in vigore a giugno 2023 e prevedono:

a. Addizionalità

Gli elettrolizzatori devono essere alimentati da impianti rinnovabili:

¹⁸Da segnalare che l'idrogeno prodotto dal reforming catalitico delle benzine, essendo un by product di una materia prima fossile, non può essere sostituito da idrogeno blu o verde.

¹⁹Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (OJ L 328, 21.12.2018, p. 82)

La RED II è stata nel frattempo sostituita dalla RED III, con il riferimento precedentemente indicato

- connessi fisicamente (connessione diretta) o virtualmente tramite rete (con PPA);
- di “nuova costruzione”, cioè, entrati in esercizio non prima dei 36 mesi antecedenti l’entrata in esercizio dell’elettrolizzatore;
- non beneficiari di incentivi pubblici.

Tale criterio non si applica fino al 1° gennaio 2038 per gli elettrolizzatori connessi agli impianti FER tramite rete, che entrino in esercizio prima del 1° gennaio 2028.

b. Correlazione geografica

Gli impianti rinnovabili che alimentano gli elettrolizzatori devono essere installati nella stessa zona di mercato dell’elettrolizzatore, oppure in una zona interconnessa (anche in un altro SM) in cui l’energia elettrica abbia un prezzo maggiore sul Mercato del Giorno Prima (MGP) mentre l’elettrolizzatore è in funzione, oppure in una zona offshore interconnessa.

c. Correlazione temporale

Fino alla fine del 2029 l’idrogeno rinnovabile dovrà essere prodotto nello stesso mese (“correlazione temporale su base mensile”) in cui viene prodotta l’elettricità rinnovabile dall’impianto FER contrattualizzato tramite PPA. Dal 1° gennaio 2030, dovrà essere prodotto nella stessa ora: si parlerà di “correlazione temporale su base oraria” o semplicemente “correlazione oraria”.

La Commissione UE ritiene che, dal 2030 in avanti, le infrastrutture e gli stoccaggi di idrogeno saranno disponibili in misura sufficiente da permettere l’entrata in vigore di regole più stringenti, ossia la richiesta di una “correlazione temporale su base oraria”. Il passaggio della correlazione temporale da mensile a oraria sarà, in ogni caso, oggetto di un Impact Assessment da parte della Commissione entro il 1° luglio 2028 (a seguito del quale la decorrenza del 1° gennaio 2030 potrebbe essere posticipata). Viene inoltre lasciata agli Stati membri la possibilità di applicare una correlazione temporale oraria già dal 1° gennaio 2027.

Figura 17
Requisiti per la produzione di idrogeno rinnovabile
Atto Delegato RFNBO*



*Pubblicazione in GUUE (del 20 giugno 2023) dei due atti delegati RFNBO (EU) 2023/1184 e (EU) 2023/1185

<p>Localizzazione geografica</p> 	<p>Impianti RES devono essere localizzati:</p> <p>a) nella stessa BZ dell'EL;</p> <p>b) in una BZ interconnessa (anche in un altro SM), in cui i prezzi e.e. MGP \geq di quelli della BZ dove si trova l'EL, quando EL sta prelevando e.e.; oppure</p> <p>c) in una BZ offshore interconnessa con la BZ in cui si trova l'EL.</p>
<p>Correlazione temporale</p> 	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="730 618 970 768">   <p>Correlazione mensile tra produzione RES e consumo dell'elettrolizzatore</p> </div> <div data-bbox="986 618 1225 768">   <p>Correlazione oraria tra produzione RES e consumo dell'elettrolizzatore</p> </div> <div data-bbox="1241 618 1481 768">   <p>Correlazione oraria tra produzione RES e consumo dell'elettrolizzatore</p> </div> </div>

¹Nuovi = Entrati in esercizio al max 36 mesi prima dell'EL

- BZ: Bidding Zone
- EL: Elettrolizzatore
- MGP: Mercato Giorno Prima
- SM: Stato Membro

Si rimanda alle ipotesi fatte nel corso dei BM presentati a seguire per il dettaglio di questi requisiti.

Di seguito vengono riportati i due BM dedicati al settore Feedstock, implementati per valutare l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile in sostituzione di quello grigio come elemento base / materia prima dei processi chimici, con applicazione al:

- sottosettore **Bioraffinazione**;
- sottosettore **Raffinazione**

2.2 sottosettore Bioraffinazione

2.2.1 Descrizione del settore e uso finale

L'**idrogeno**, oltre ad essere impiegato come feedstock nei tradizionali processi di raffinazione, per la trasformazione delle frazioni del "crude oil" nei combustibili idrocarburi, come i gasoli e per la rimozione di contaminanti nei processi (in particolare i composti solforati), **può essere anche utilizzato nelle bioraffinerie per la produzione di biocarburanti HVO (Hydrothreated Vegetable Oil), ovvero, oli vegetali idrotrattati.**

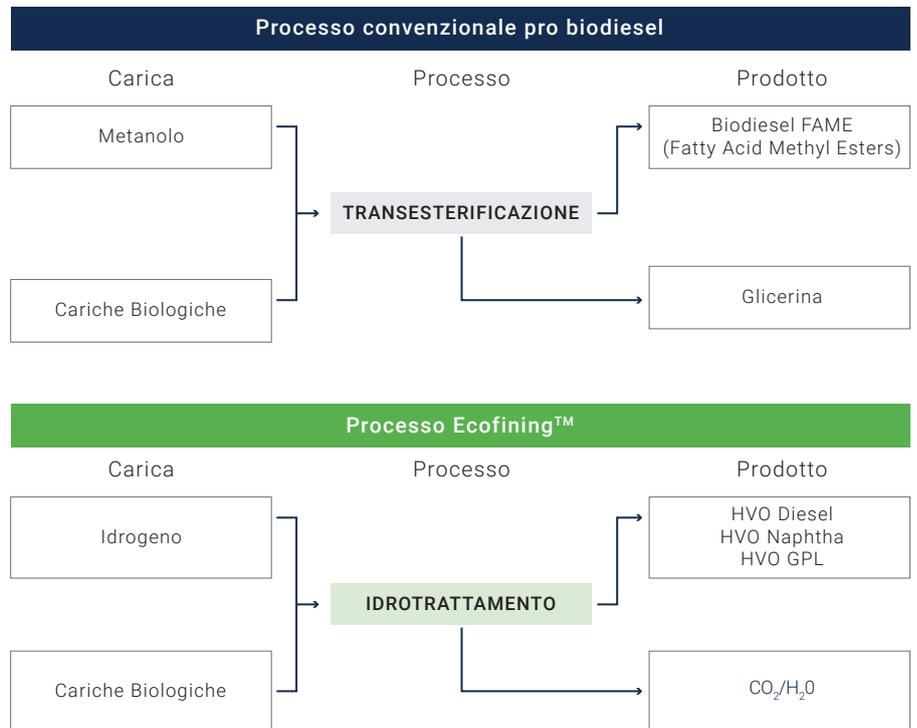
Nelle bioraffinerie Eni, grazie all'impiego di idrogeno, si producono biocarburanti mediante la tecnologia proprietaria EcofiningTM, a partire da materie prime di origine vegetale, grassi animali e bio-scarti alimentari

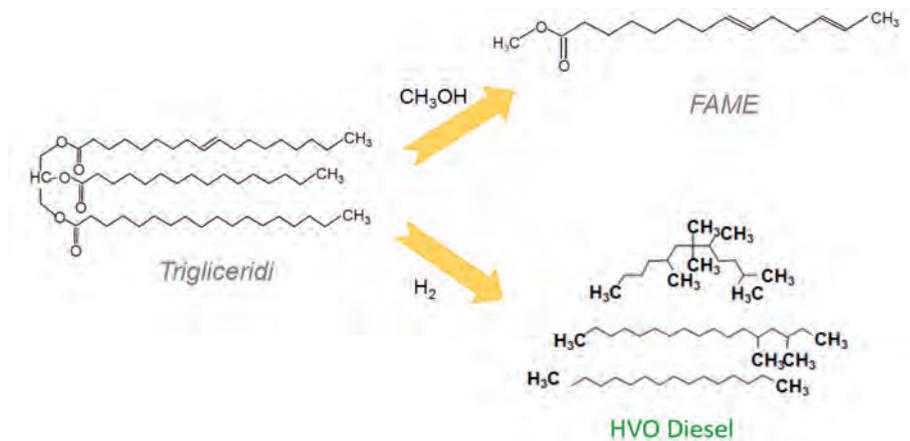
(UCO). Ad oggi, l'idrogeno utilizzato nelle bioraffinerie (idrogeno grigio) viene prodotto tramite il processo di Steam Methane Reforming. Eni, con oltre 300 kt/a di capacità produttiva, è il principale produttore e consumatore di idrogeno in Italia. La bioraffinazione rappresenta un settore in crescita e i target di Eni al 2030 (5 Mt/a di capacità di lavorazione nella bioraffinazione) richiederanno crescenti quantità di idrogeno.

La strategia di decarbonizzazione di Eni per la Neutralità Carbonica al 2050 (Green Deal EU) include la decarbonizzazione dell'idrogeno "grigio", passo importante per la creazione, in particolare, di **biocarburanti altamente decarbonizzati**.

Figura 18
Descrizione del processo che porta alla produzione degli HVO

Fonte: elaborazione Eni





2.2.1.1 La tecnologia Ecofining™

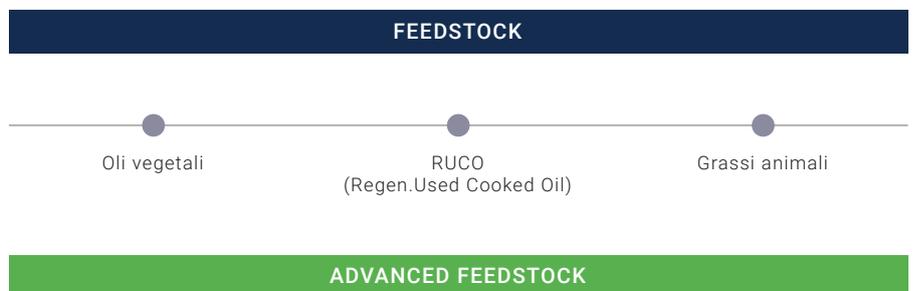
La tecnologia Ecofining™ è stata sviluppata congiuntamente da Eni e Honeywell-UOP ad inizio anni 2000, con un brevetto congiunto del 2007. Ecofining™ è una tecnologia innovativa per la produzione di un biocarburante completamente idrocarburo di origine rinnovabile, chiamato HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), attraverso l'idrotrattamento di cariche di origine biologica su catalizzatori specifici.

Tipicamente le materie prime in carica sono costituite da trigliceridi con un contenuto tipico di acidi grassi liberi dell'1-2%, contengono circa 11% di ossigeno e hanno un alto grado di insaturazione.

Va considerato che, in generale, la lavorazione delle materie prime di origine biologica è difficoltosa per la quantità significativa di ossigeno presente in esse. Tuttavia, il processo Ecofining™, data la sua grande flessibilità, consente di trattare diversi tipi di cariche. Infatti, oltre alle cariche di prima generazione (oli vegetali, etc.) la tecnologia Ecofining™ permette di lavorare:

- cariche di seconda generazione (UCO, grassi animali);
- cariche di terza generazione (oli da alghe, rifiuti) .

Figura 19
Diversi tipi di cariche trattate dal processo Ecofining™

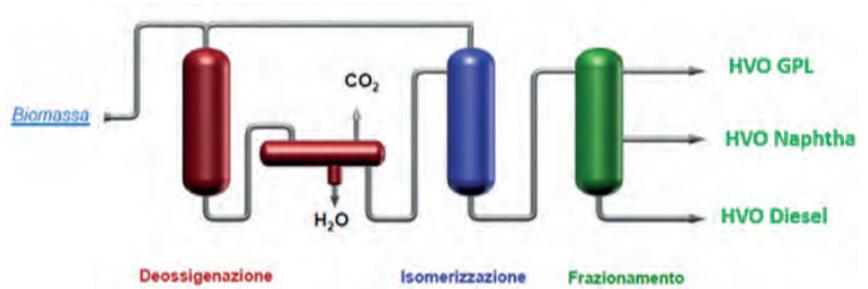


Il processo Ecofining™ include:

- la rimozione di contaminanti residui nella carica;
- la deossigenazione della carica biologica;
- l'isomerizzazione del prodotto ossigenato.

Di seguito uno schema semplificato del processo.

Figura 20
Schema semplificato del processo Ecofining™



Il processo Ecofining™ è un processo a due stadi, di seguito schematizzati e descritti:

Figura 21
Stadi del processo Ecofining™

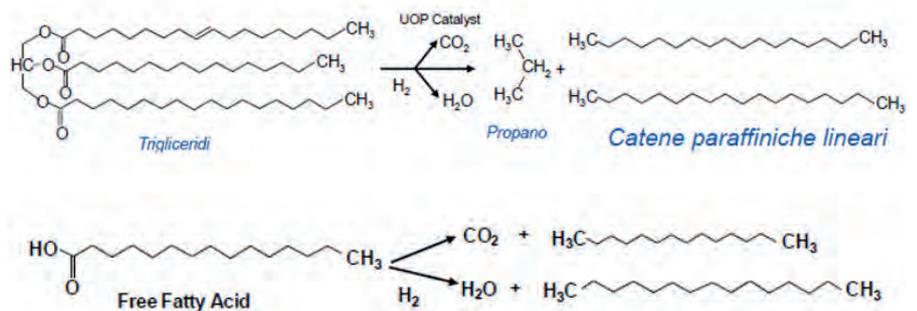
REAZIONE DEOSSIGENAZIONE	REAZIONE ISOMERIZZAZIONE
1°Stadio di reazione: IDRODEOSSIGENAZIONE	2°Stadio di reazione: IDROISOMERIZZAZIONE
REAZIONI	REAZIONI
Rimozione dei contaminati Deossigenazione Saturazione doppi legami	Isomerizzazione delle paraffine Cracking delle paraffine
PRODOTTI PRINCIPALI	PRODOTTI PRINCIPALI
Deossigenato miscela di paraffine lineari completamente deossigenate (alto numero cetano, scarse proprietà a freddo: Cloud Point >20°)	HVO Diesel (ottime proprietà a freddo)
ALTRI PRODOTTI	ALTRI PRODOTTI
HVO GPL	HVO Naphtha
SOTTO PRODOTTI	ALTRI PRODOTTI
H ₂ O CO ₂	HVO Naphtha

1. Primo stadio: idrodeossigenazione

La carica vegetale, tipicamente un olio composto da trigliceridi e acidi grassi liberi, viene deossigenata mediante catalizzatori di idrogenazione con

formazione di un mix di paraffine lineari (nel range di distillazione del diesel). Sostanzialmente, grazie all'idrogeno, dalla carica di partenza viene eliminato l'ossigeno e vengono saturati i doppi legami. Nella reazione viene prodotto anche propano e, come sottoprodotti, acqua e ossidi di carbonio.

Figura 22
Primo stadio del processo
Ecofining™

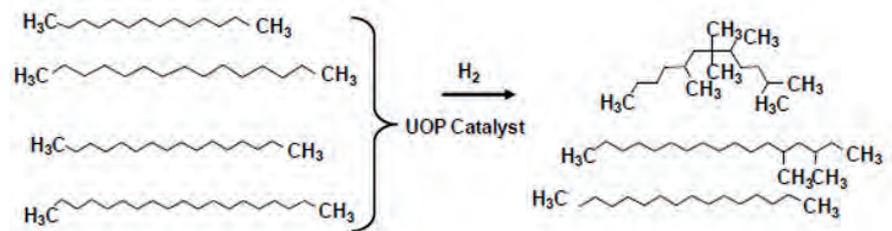


2. Secondo Stadio: idroisomerizzazione

La miscela di paraffine lineari ottenuta nel primo stadio deve essere isomerizzata per ramificare le catene. Le catene ramificate hanno migliori proprietà a freddo e garantiscono le proprietà richieste per il prodotto finale HVO-diesel.

Parallelamente alle reazioni di isomerizzazione, avvengono reazioni di cracking che portano alla formazione di composti nel range di distillazione della nafta.

Figura 23
Secondo stadio del processo
Ecofining™



L'**HVO-diesel** ha qualità superiori rispetto al biocarburante ottenuto con il metodo tradizionale con cui si ottiene FAME (Fatty Acid Methyl Esters), in termini di contenuto energetico, impurità e proprietà a freddo. La seguente tabella ne mostra le peculiarità e le principali differenze.

Tabella 7
Confronto tra le proprietà dei
biocarburanti

Proprietà	Diesel Fossile ULSD	Biodiesel (FAME)	Biodiesel da ECOFINING™
Contenuto BIO	0	100	100
Ossigeno %	0	11	0
Peso Specifico	0.840	0.880	0.780
Zolfo, ppm	<10	<1	<1
Potere calorifico, MJ/kg	43	38	44
Cloud Point, °C	-5	Da -5 a +15	Fino a -20
Intervallo di distillazione, °C	200-350	340-355	200-320
Poliaromatici, %w	11	0	0
Emissioni di NOx	Standard	+10%	-10%
Cetano	51	50-65	70-90
Stabilità all'ossidazione	Standard	Scarsa	Eccellente

2.2.1.2 Bioraffinerie Eni e consumo di idrogeno

I biocarburanti prodotti dalle bioraffinerie di Eni contribuiscono al raggiungimento della decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi di Eni entro il 2050. Grazie allo sviluppo di tecnologie proprietarie, brevettate nei propri Centri Ricerche, sono state convertite in bioraffinerie le raffinerie di Venezia e Gela, consentendo la lavorazione di materie prime di origine biologica, tra cui oli vegetali, scarti della lavorazione di piante oleaginose, grassi animali, oli da cucina usati o estratti da alghe.

Eni ha attualmente una capacità di lavorazione totale di 1,1 milioni t/anno e ha fissato l'obiettivo di 5 milioni di t/anno al 2030. Dal 2023, inoltre, le bioraffinerie sono palm oil free, in quanto utilizzano cariche alternative (ad esempio oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e di tipo advanced (per esempio materiale lignocellulosico e bio-oli).

La R&S sta lavorando per ampliare il ventaglio di **bio-feedstock** per le bioraffinerie attraverso la ricerca di nuovi input, lo studio di nuovi processi che rendano possibile l'utilizzo degli attuali feedstock dopo una fase di pretratta-

mento o la creazione di nuovi prodotti.

Tipicamente per una bioraffineria con tecnologia Ecofining™ il consumo di idrogeno è circa il 4% della capacità di lavorazione e, ad oggi, tale idrogeno viene prodotto tramite il processo di Steam Methane Reforming (parliamo quindi di idrogeno grigio). Tale tecnologia garantisce un profilo costante di produzione ed è caratterizzata da una certa flessibilità nel modulare il profilo di produzione fino ad un minimo tecnico di funzionamento.

La bioraffineria di Venezia, primo esempio al mondo di riconversione, avviata nel 2014, ha attualmente una capacità di lavorazione di 400 kt/anno. Dal 2024, grazie ad un ulteriore upgrade dell'impianto si prevede di potenziare la capacità di lavorazione a 560 kt/anno, con una sempre maggiore quota derivante da scarti della produzione alimentare, come oli usati, grassi animali e altri sottoprodotti avanzati. Considerando il consumo tipico, nel nuovo assetto potenziato, la quantità di idrogeno utilizzato sarebbe quindi di circa 22 kt/anno.

La bioraffineria di Gela è stata avviata nel 2019 ed ha una capacità di lavorazione che può raggiungere le 750 kt/a, corrispondenti ad un consumo di idrogeno pari a circa 30 kt/a. Anche in questo caso l'idrogeno inviato al processo Ecofining™ viene prodotto tramite il processo di Steam Methane Reforming.

Figura 24
Roadmap sviluppo tecnologico
nelle bioraffinerie Eni

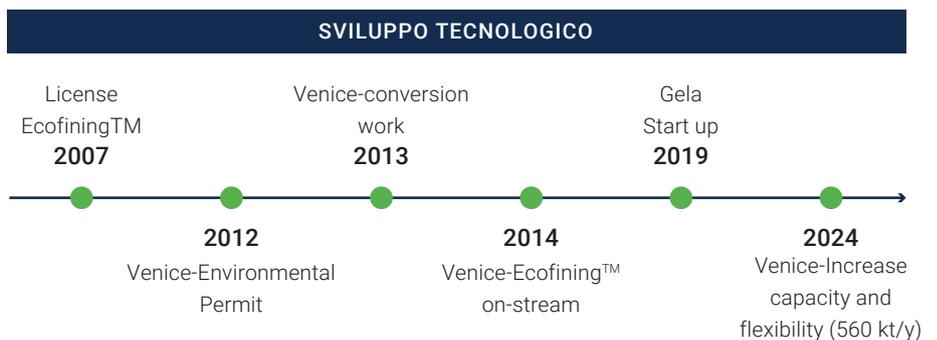


Figura 25
Caratteristiche
delle bioraffinerie Eni



LA BIORAFFINAZIONE ENI

Bioraffinazione di VENEZIA (2014)

Capacità di lavorazione: 400 kt/a (560@2024)

Prodotti: HVO Diesel, HVO Naphtha e HVO LPG, HVO-Jet (@2024), Artic Diesel (@2024)

Bioraffinazione di GELA (2019)

Capacità di lavorazione: 750 kt/a

Prodotti: HVO Diesel, HVO Naphtha, HVO LPG, HVO- Jet (@2024), Artic Diesel (@2024)

Palm oil free @2023

2.2.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

Il BM sviluppato prevede la **sostituzione parziale dell'idrogeno grigio con idrogeno verde prodotto da elettrolisi** in una bioraffineria localizzata nel Sud Italia. Di seguito viene descritta la configurazione ipotizzata, a partire dalla quale è stata effettuata la valutazione economica.

2.2.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

L'impianto di produzione di idrogeno rinnovabile è costituito da un **elettrolizzatore** di potenza pari a **20 MW**, localizzato all'interno della bioraffineria e alimentato elettricamente attraverso la rete da energia prodotta da un impianto fotovoltaico che si trova in un'area esterna al sito produttivo. Il **parco fotovoltaico** dimensionato ha una potenza pari a **60 MW** ed è asservito all'elettrolizzatore come descritto successivamente. L'elettricità viene quindi trasmessa all'elettrolizzatore attraverso l'infrastruttura di rete elettrica nazionale.

Non essendo richiesto un profilo di idrogeno baseload in uscita dall'elettrolizzatore, l'energia elettrica rinnovabile può essere fornita esclusivamente dall'impianto fotovoltaico. Infatti, la presenza dello Steam Methane Reforming, che garantisce una certa flessibilità nel modulare il profilo di produzione, compensa le variazioni di carico dell'elettrolizzatore. Inoltre, grazie alla connessione alla rete, esiste la possibilità di acquistare energia elettrica aggiuntiva per incrementare le ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, certificandone comunque l'origine rinnovabile tramite garanzie d'origine (GO).

Figura 26
Schema semplificato
dell'impianto di elettrolisi



Il sovradimensionamento dell'impianto fotovoltaico rispetto a quello di elettrolisi (rapporto 3:1) consente di incrementare le Full Load Hours (FLH) dell'elettrolizzatore rispetto alle FLH del fotovoltaico. Le FLH dell'elettrolizzatore sono le ore equivalenti di produzione a pieno carico, calcolate come rapporto tra l'energia assorbita dall'elettrolizzatore e la sua potenza nominale. Questo effetto di incremento delle FLH è facilmente spiegabile dalle seguenti due situazioni di operatività:

- nelle ore in cui il fotovoltaico produce più di 20 MWh ma meno di 60 MWh (la massima producibilità oraria del fotovoltaico, considerando la taglia di 60 MW) l'elettrolizzatore sta lavorando a pieno carico, quindi, per esso, ciascuna di queste ore rappresenta un'intera full load hour; il fotovoltaico invece lavora a carico parziale, quindi, per quest'ultimo, ogni ora rappresenta meno di una full load hour;
- nelle ore in cui il fotovoltaico produce meno di 20 MWh l'elettrolizzatore realizzerà una frazione di full load hour maggiore di quella realizzabile dal fotovoltaico.

La tecnologia di elettrolisi scelta è di tipo PEM (Proton Exchange Membrane), che garantisce un'elevata flessibilità e quindi la possibilità di lavorare in condizioni di carico variabile.

Si considera un ingombro dell'elettrolizzatore di circa 1500 m².

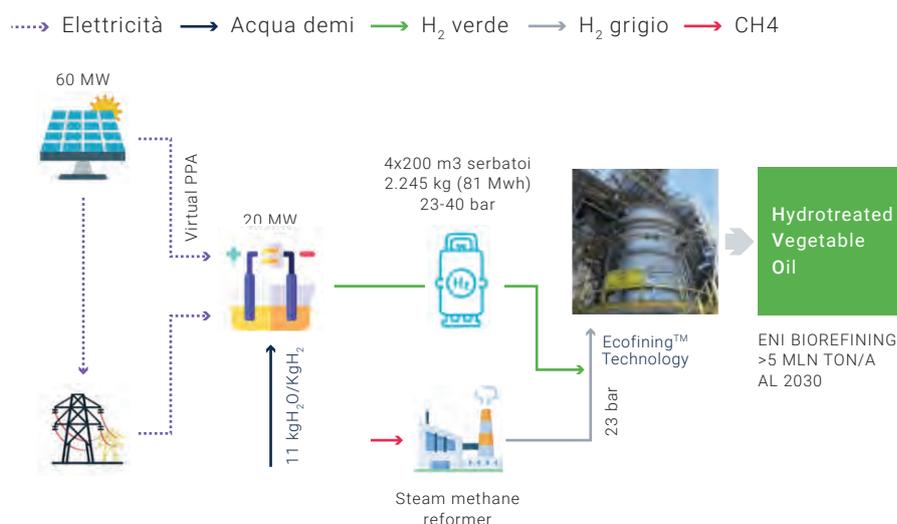
L'acqua alimentata alla cella elettrolitica deve essere altamente pura: secondo lo standard ASTM D1193 la richiesta minima per un elettrolizzatore di tipo PEM è acqua di Tipo II, avente le caratteristiche indicate nella seguente tabella. L'acqua demineralizzata prodotta nella bioraffineria oggi giorno ha caratteristiche in linea con quelle richieste per la produzione di idrogeno elettrolitico. Si considera un consumo di **11 kgH₂O/ kgH₂**.

Tabella 8
Caratteristiche dell'acqua
di alimentazione

ASTM Standards for Laboratory Reagent Water (ASTM D1193-91)				
Measurement (unit)	Type I	Type II	Type III	Type IV
Resistivity (MΩ-cm)	>18	>1	>4	>0.2 (200KΩ)
Conductivity (μS/cm)	<0.056	<1	<0.25	<5.0
pH at 25°C	N/A	N/A	N/A	5.0-8.0
Total Organic Carbon (TOC) ppb or μg/L	<50	<50	<200	N/A
Sodium (ppb or μg/L)	<1	<5	<10	<50
Chloride (ppb or μg/L)	<1	<5	<10	<50
Silica (ppb or μg/L)	<3	<3	<500	N/A

L'idrogeno rinnovabile prodotto, in uscita dall'elettrolizzatore ad una pressione di **23 bar**, viene inviato, via pipeline e tramite un compressore, ad un sistema di stoccaggio costituito **da 4 serbatoi, ciascuno da 200 m³ e aventi una pressione di esercizio compresa tra 23 e 40 bar**. Complessivamente è possibile stoccare 2.445 kg di idrogeno (circa 81 MWh, corrispondenti a circa 7 ore di funzionamento dell'elettrolizzatore). I serbatoi sono collegati tramite pipeline alla rete idrogeno di alimentazione dell'impianto Ecofining™. La pressione di ingresso al processo è di **23 bar**. Di seguito uno schema a blocchi semplificato del processo.

Figura 27
Schema a blocchi semplificato
dell'intero processo



Per la valutazione economica sono stati sviluppati due casi, di seguito descritti, in funzione delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore.

In entrambi i casi sono state considerate le seguenti ipotesi:

- **vita utile** del progetto di 22 anni, di cui 2 dedicati allo sviluppo e 20 di operations: la data di entrata in esercizio simulata per questo progetto è il 01/01/2026;
- **efficienza di conversione** dell'elettrolizzatore pari a 0,581 MWhH₂/MWh_e (57,4 kWh/kgH₂). Tale valore è da considerarsi un valore medio lungo tutta la vita utile del progetto e comprensivo della degradation (0,19%/1000h) e del consumo degli ausiliari. Si fa, inoltre, presente che la degradation, essendo espressa con base 1000h, ha impatti diversi sulla perdita di efficienza di conversione al variare delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore. Tuttavia, per semplicità, oltre che per il ridotto impatto sui risultati, è stato considerato il valore medio suddetto per entrambi i casi (3300 e 5000 FLH);
- **producibilità** elettrolizzatore: 349 kg/h;
- la riduzione delle emissioni dirette rispetto al pre-intervento (quindi la riduzione dovuta alla sostituzione parziale dell'idrogeno grigio prodotto dallo Steam Methane Reforming) è stata calcolata considerando una **CO₂ intensity di 9 gCO₂/gH₂**, come riportato in letteratura ed in particolare dall'International Energy Agency (IEA) nel report "Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity (2023)" in riferimento alle emissioni dirette associate al processo di Steam Methane Reforming.

Per quanto riguarda la scelta della fonte energetica per alimentare l'impianto per la produzione di idrogeno rinnovabile, si deve tener conto di quanto contenuto nella versione dell'Atto Delegato* RFNBO approvato definitivamente dalla Commissione Europea a giugno 2023.

L'energia elettrica consumata dall'elettrolizzatore può essere considerata completamente rinnovabile ("fully renewable") ai fini della produzione di idrogeno rinnovabile (RFNBO), se:

- prelevata da uno o più impianti FER direttamente connessi all'elettrolizzatore, rispettando il principio di addizionalità;
- prelevata dalla rete, garantendo contestualmente il rispetto dei principi di addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica.

Al fine di garantire una flessibilità di esercizio dell'elettrolizzatore, è prevista la possibilità di combinare le diverse tipologie di prelievo di energia elettrica (i.e. da FER in connessione diretta o da rete).

*Pubblicazione in GUUE (del 20 giugno 2023) dei due atti delegati RFNBO (EU) 2023/1184 e (EU) 2023/1185

Appare quindi evidente che i criteri stabiliti dall'Atto Delegato* RFNBO (descritti nel paragrafo 2.1.2) implicino una maggiore complessità nello sviluppo di un progetto di produzione di idrogeno rinnovabile. In particolare, a partire dalla data di entrata in vigore del vincolo di contemporaneità oraria (1° gennaio 2030), il numero di ore di funzionamento dell'elettrolizzatore verrebbe limitato, a meno di acquistare energia elettrica da rete tramite PPA, con conseguente impatto sugli economics.

Tenendo a mente quanto sopra riportato, con particolare riferimento al requisito di contemporaneità oraria sono stati sviluppati due casi, di seguito descritti.

CASO 1: Full load hours elettrolizzatore pari a **3.300 h/anno**

Tale caso tiene in considerazione l'elettrolizzatore alimentato solo da fotovoltaico, così da garantire la contemporaneità oraria.

Si considerano i seguenti parametri:

- volume annuo di **idrogeno rinnovabile prodotto**: 1.150 t/a
- **emissioni dirette** di CO₂ annuali: 0 tCO₂eq/tH₂
- **riduzione emissioni dirette** di CO₂ annuali rispetto al pre-intervento: 10.350 tCO₂/a

Si evidenzia inoltre che, in questo caso, solo una parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico viene destinata all'elettrolizzatore; la restante parte, generata quando l'elettrolizzatore funziona a pieno carico, viene immessa in rete e destinata ad altri usi, consentendo l'ottimizzazione del BM complessivo.

CASO 2: Full load hours elettrolizzatore pari a **5.000 h/anno**

Tale caso potrebbe verificarsi in due scenari, a seconda che si consideri la necessità di garantire o meno la contemporaneità oraria.

a) Contemporaneità oraria non richiesta (fino al 31/12/2029)

Considerando il rapporto delle taglie PV: ELY (3:1), l'elettrolizzatore può essere alimentato esclusivamente da fotovoltaico sfruttando, in ore diverse, la produzione in eccesso di energia elettrica rispetto alla capacità di assorbimento dell'elettrolizzatore (garantendo la contemporaneità mensile). Si evidenzia che, in questo caso, tutta l'energia prodotta dal fotovoltaico asservito viene destinata alla produzione di idrogeno.

*Pubblicazione in GUUE (del 20 giugno 2023) dei due atti delegati RFNBO (EU) 2023/1184 e (EU) 2023/1185

b) Contemporaneità oraria richiesta (dal 1/1/2030)

L'elettrolizzatore, oltre ad essere alimentato dal fotovoltaico, verrà alimentato da rete tramite la stipula di PPA da impianti rinnovabili addizionali (EE rinnovabile da mix eolico e solare)

Si considerano i seguenti parametri:

- volume annuo di **idrogeno rinnovabile prodotto**: 1.743 t/a
- **emissioni dirette** di CO₂ annuali: 0 tCO₂eq/tH₂
- **riduzione emissioni dirette** di CO₂ annuali rispetto al pre-intervento: 15.687 tCO₂/a

2.2.4 Valutazione economica

La valutazione economica è stata effettuata tramite un modello parametrico in grado di calcolare il Levelized Cost of Hydrogen (**LCOH**), ossia il prezzo a cui l'idrogeno prodotto dovrebbe essere venduto al fine di compensare i costi totali di produzione nel corso della vita utile del progetto e garantire al produttore un tasso di rendimento (IRR) target.

In altre parole, il LCOH rappresenta il minimo prezzo di vendita dell'idrogeno tale per cui, fissato un tasso di rendimento target, si raggiungerebbe un NPV del progetto pari a zero.

Il LCOH può essere calcolato con la seguente formula tenendo conto che:

- n è l'anno di riferimento (considerando che la sommatoria è estesa all'intera vita utile del progetto);
- H_n è l'idrogeno prodotto nell'anno n;
- IRR_T è il rendimento target del progetto;
- CAPEX_n sono i costi d'investimento sostenuti all'anno n;
- OPEX_n sono i costi operativi sostenuti all'anno n.

$$LCOH = \frac{NPV \text{ costi totali}}{NPV \text{ idrogeno prodotto}}$$

$$LCOH = \frac{\sum \frac{(CAPEX_n + OPEX_n)}{(1 + IRR_T)^n}}{\sum \frac{H_n}{(1 + IRR_T)^n}}$$

Il LCOH è stato calcolato partendo dai seguenti dati in input, in rosso in tabella:

Tabella 9
Valori parametri di input richiesti per il calcolo del LCOH.

Si consideri che i valori di prezzo dell'energia elettrica e le full load hours, essendo specifici dei diversi casi considerati, non sono stati indicati in tabella

Set di input richiesti per il calcolo dell'LCOH		
PARAMETRO	U.M.	VERDE
Prezzo e.e. + oneri primo anno	€/MWh	SCENARIO 1 e 2
Prezzo e.e. + oneri ultimo anno	€/MWh	SCENARIO 1 e 2
Capex	k€/MW	3.000
Stack overhaul (a metà vita)	k€/MW	500
Opex fissi	k€/MW/anno	60
Opex fissi	% Capex	2,00%
IRR target	%	8,00%
Inflazione	%	2,00%
Vita utile (sviluppo)	anni	2
Vita utile (produzione)	anni	20
Full load hours	ore/anno	3.300-5.000
Efficienza di conversione	MWhH ₂ /MWh	0,581
Efficienza di conversione	kWh/kgH ₂	57,4

Per la valutazione economica sono stati considerati inoltre due scenari differenti, che verranno successivamente descritti, in base alle ipotesi di valorizzazione dell'energia elettrica rinnovabile:

- **Scenario 1:** energia valorizzata a prezzo di mercato;
- **Scenario 2:** energia valorizzata all'LCOE.

Facendo riferimento agli altri input del modello, come indicato in tabella, i Capex complessivi sono stati assunti indicativamente pari a ≈ 3.000 k€/MW (valore indicativo elaborato sulla base di dati di letteratura ed offerte di terzi) che includono i seguenti costi: stack elettrolitico, BoP, cabina elettrica, piping, building, compressore e stoccaggio. Si fa presente che non è necessario considerare costi per modifiche del processo produttivo Ecofining™, in quanto sarà sufficiente realizzare un collegamento via pipeline tra i serbatoi di stoccaggio di idrogeno elettrolitico e la rete idrogeno della bioraffineria,

che già oggi alimenta il processo produttivo.

Si è ipotizzato che gli Opex, espressi in k€/MW/anno, siano pari al 2% dei Capex, espressi in k€/MW. Tali costi sono quindi pari a 60 k€/MW/anno e includono tutti i costi di Operation & Maintenance.

Inoltre, si è ipotizzato di eseguire una overhaul degli stack elettrolitici a metà vita (alla fine del 10° anno di produzione) per una spesa di 500 k€/MW. Si segnala che in entrambi i casi (3.300 e 5.000 FLH) questa operazione si rende necessaria al fine di garantire l'operatività per 20 anni.

Relativamente all'energia elettrica, il modello richiede in input due valori di prezzo, ad inizio e a fine vita utile, assumendo un andamento lineare del prezzo nel corso della vita del progetto.

Sulla base degli input sopra riportati è stato calcolato, come output, il LCOH, espresso in €/kg, per garantire un IRR target di progetto dell'8%. È stata inoltre ipotizzata un'inflazione futura di circa il 2%. Si evidenzia che non è stato considerato alcun impatto fiscale, quindi il LCOH riportato è pre-tax.

Si sottolinea, infine, che l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico immessa in rete e venduta a mercato (perché in eccesso rispetto alla capacità di assorbimento dell'elettrolizzatore) non è stata valorizzata nel BM in quanto al di fuori del perimetro di valutazione. Infatti, per la parte di consumi elettrici, nel modello viene considerato come dato di input esclusivamente il costo unitario dell'energia elettrica acquistata dal fotovoltaico per alimentare l'elettrolizzatore, anziché i costi fissi del fotovoltaico (Capex e Opex) e la valorizzazione dell'energia elettrica in eccesso venduta a mercato.

2.2.4.1 SCENARIO 1 (energia valorizzata a prezzo di mercato)

Per valorizzare l'energia al prezzo di mercato sono stati scelti due riferimenti, rappresentativi del prezzo dell'energia elettrica a breve termine, quindi ad inizio vita del progetto e a lungo termine, quindi a fine vita del progetto. In particolare:

- **Riferimento di breve termine**

È stato preso come riferimento la quotazione futures dell'energia elettrica in Italia riportata dall'European Energy Exchange (EEX) al 6 aprile 2023 per l'anno 2026. Si sottolinea che tale valore, pari a 115 €/MWh, è un riferimen-

to di prezzo baseload quindi rappresenterebbe un funzionamento continuo dell'impianto di elettrolisi.

• **Riferimento di lungo termine**

È stato considerato il valore delle tariffe offerte alle aste del GSE. Nell'ultima asta (30 settembre 2022), in cui sono stati selezionati impianti utility scale, la tariffa media è stata di circa 65 €/MWh. Tale valore potrebbe essere rappresentativo (o come migliore stima attualmente disponibile, basata sulle offerte degli operatori del settore) del costo del sourcing in uno scenario ad elevata penetrazione di impianti rinnovabili.

Definiti i riferimenti, per determinare i valori di input del progetto si è tenuto conto di quanto segue:

- necessità di introdurre, per il breve termine, uno sconto del 20% rispetto al prezzo baseload per ottenere un costo del sourcing rappresentativo della cattura da fotovoltaico. Si è quindi considerato un valore pari a 92 €/MWh;
- necessità di considerare gli oneri di rete, stimati in 30 €/MWh da aggiungere al costo del sourcing lungo tutta la vita utile del progetto;
- per il caso FLH a 5000 h, è prevedibile un prelievo aggiuntivo in ore in cui il PUN è più costoso: è stato, quindi, considerato un prezzo più alto rispetto al prezzo di 92 €/MWh sopra menzionato. Nel particolare è stato considerato un valore medio di 104 €/MWh.

Di seguito i risultati ottenuti nei due casi analizzati.

CASO 1: Full load hours elettrolizzatore pari a **3.300 h/anno**

Integrando la tabella di input (Tabella 9) sopra riportata con i seguenti parametri:

Tabella 10
Valori di input prezzo energia
considerati per il calcolo del LCOH
nel caso dello SCENARIO 1 e 3300
h/anno

Set di input richiesti per il calcolo dell'LCOH		
PARAMETRO	U.M.	VERDE
Prezzo e.e. + oneri primo anno	€/MWh	122
Prezzo e.e. + oneri ultimo anno	€/MWh	95
Full load hours	ore/anno	3.300

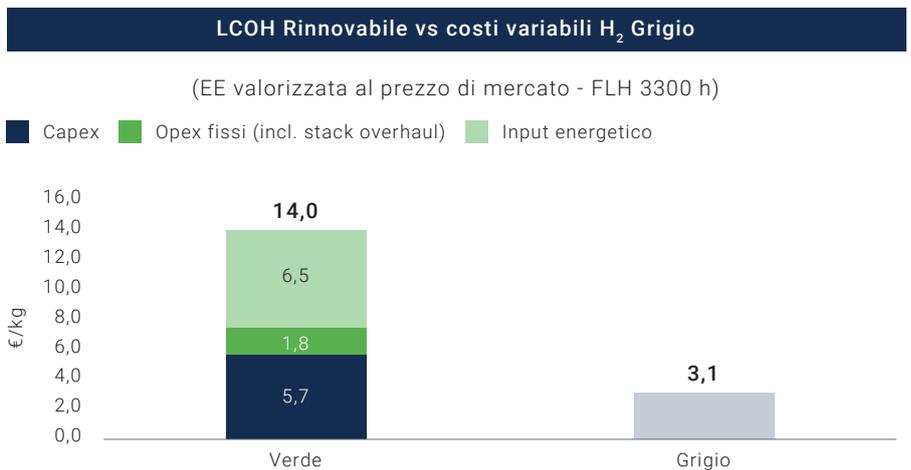
si ottiene un **LCOH** pari a **14 €/kg**, le cui componenti di costo sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 11
Valore LCOH (€/kg) nel caso nel caso dello SCENARIO 1 e FLH 3.300 h/anno

Output: LCOH	
€/kg	Tipologia di idrogeno
	VERDE
Capex	5,7
Opex fissi (incl. stack overhaul)	1,8
Input energetico	6,5
LCOH	14,0

Figura 28
LCOH rinnovabile con EE valorizzata al prezzo di mercato e FLH 3.300h

In dettaglio le componenti di costo e il confronto con l'LCOH grigio.



CASO 2: Full load hours elettrolizzatore pari a **5.000 h/anno**

Integrando la tabella di input (Tabella 9) sopra riportata con i seguenti parametri:

Tabella 12
Valori di input prezzo energia considerati per il calcolo del LCOH nel caso nel caso dello SCENARIO 1 e 5.000 h/anno

Set di input richiesti per il calcolo dell'LCOH		
PARAMETRO	U.M.	VERDE
Prezzo e.e. + oneri primo anno	€/MWh	134
Prezzo e.e. + oneri ultimo anno	€/MWh	95
Full load hours	ore/anno	5.000

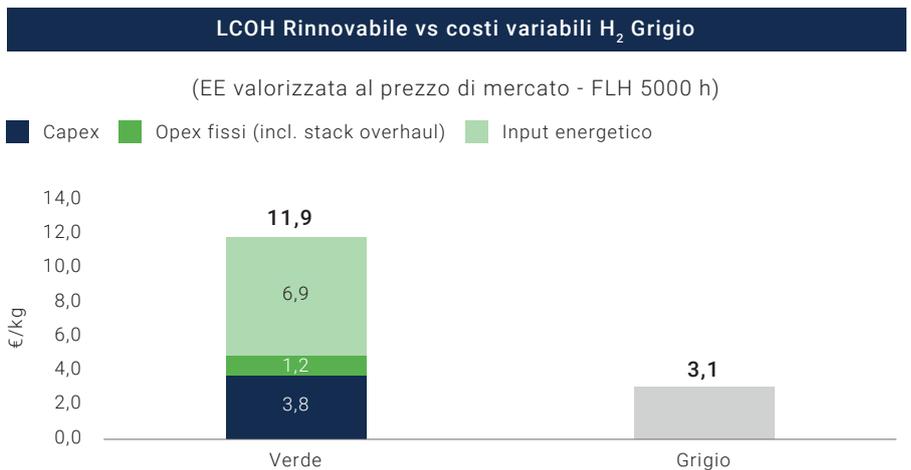
si ottiene un **LCOH** pari a **11,9 €/kg**, le cui componenti di costo sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 13
Valore LCOH (€/kg) nel caso nel caso dello SCENARIO 1 e 5.000 h/anno

Output: LCOH	
€/kg	Tipologia di idrogeno
	VERDE
Capex	3,8
Opex fissi (incl. stack overhaul)	1,2
Input energetico	6,9
LCOH	11,9

Figura 29
LCOH rinnovabile con EE valorizzata al prezzo di mercato e FLH 5000h

In dettaglio le componenti di costo e il confronto con l'LCOH grigio.



2.2.4.2 SCENARIO 2 (energia valorizzata all'LCOE)

Per tale scenario si è considerato per il prezzo dell'energia elettrica un valore flat lungo tutta la vita del progetto pari a 65 €/MWh, a cui sono stati aggiunti 30 €/MWh di oneri di rete.

CASO 1: Full load hours elettrolizzatore pari a 3.300 h/anno

Integrando la tabella di input (Tabella 9) sopra riportata con i seguenti parametri:

Tabella 14
Valori di inputi prezzo energia
considerati per il calcolo del LCOH
nel caso dello SCENARIO 2 e 3300
h/anno

Set di input richiesti per il calcolo dell'LCOH		
PARAMETRO	U.M.	VERDE
Prezzo e.e. + oneri primo anno	€/MWh	95
Prezzo e.e. + oneri ultimo anno	€/MWh	95
Full load hours	ore/anno	3.300

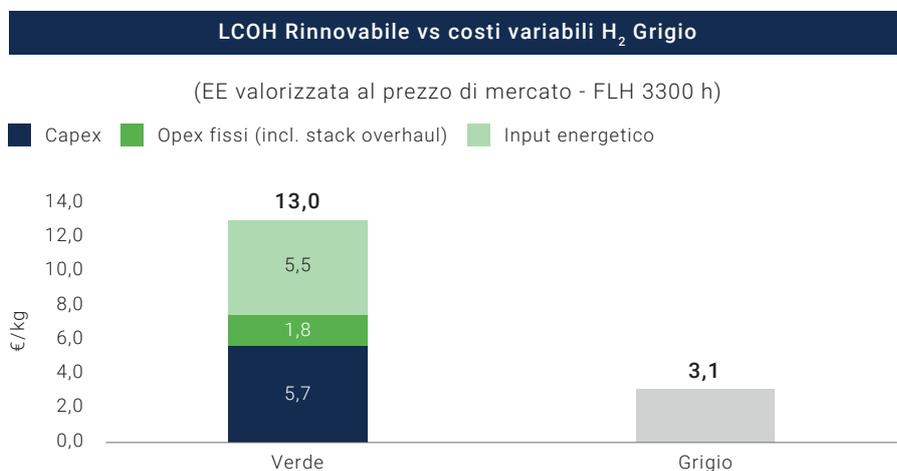
si ottiene un **LCOH** pari a **13 €/kg**, le cui componenti di costo sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 15
Valore LCOH (€/kg) nel caso nel
caso dello SCENARIO 2 e 3300
h/anno

Output: LCOH	
€/kg	Tipologia di idrogeno
	VERDE
Capex	5,7
Opex fissi (incl. stack overhaul)	1,8
Input energetico	5,5
LCOH	13,0

Figura 30
LCOH rinnovabile con EE valoriz-
zata a LCOE e FLH 3300h.

In dettaglio le componenti di costo e il confronto con l'LCOH grigio.



CASO 2: Full load hours elettrolizzatore pari a **5.000 h/anno**
Integrando la tabella di input (Tabella 9) sopra riportata con i seguenti parametri:

Tabella 16
Valori di inputi prezzo energia
considerati per il calcolo del LCOH
nel caso nel caso dello SCENARIO
2 e 5000 h/anno

Set di input richiesti per il calcolo dell'LCOH		
PARAMETRO	U.M.	VERDE
Prezzo e.e. + oneri primo anno	€/MWh	95
Prezzo e.e. + oneri ultimo anno	€/MWh	95
Full load hours	ore/anno	5.000

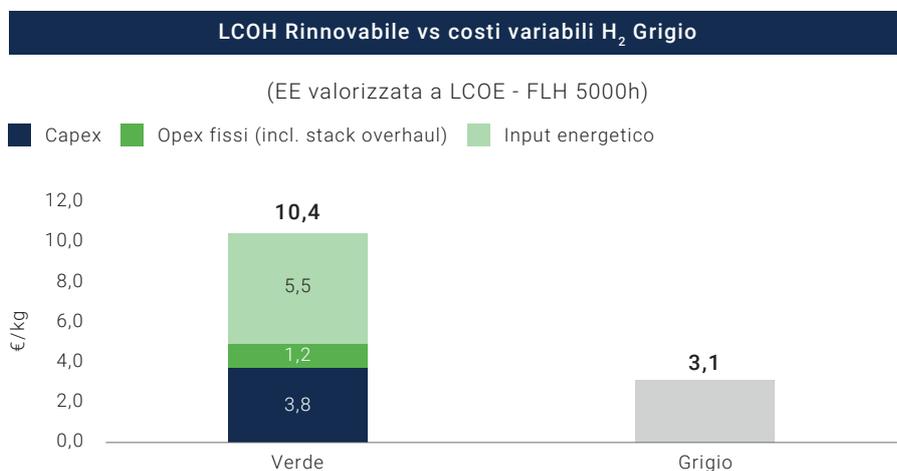
si ottiene un **LCOH** pari a **10,4 €/kg**, le cui componenti di costo sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 17
Valore LCOH (€/kg) nel caso nel
caso dello SCENARIO 21 e 5000
h/anno

Output: LCOH	
€/kg	Tipologia di idrogeno
	VERDE
Capex	3,8
Opex fissi (incl. stack overhaul)	1,2
Input energetico	5,5
LCOH	10,4

Figura 31
LCOH rinnovabile con EE valoriz-
zata a LCOE e FLH 5000h.

In dettaglio le componenti di costo e il confronto con l'LCOH grigio.



2.2.4.3 Considerazioni generali sul LCOH

Osservando le componenti di costo che vanno a costituire il LCOH dell'idrogeno rinnovabile si nota che sia i Capex sia la componente di prezzo

dell'energia elettrica influenzano notevolmente il costo finale dell'idrogeno. **In particolare, a seconda dei casi analizzati, il LCOH è costituito per il 32 ÷ 44% dai Capex e per il 43 ÷ 58% dall'input energetico.**

Inoltre, si può notare che l'incremento delle ore di funzionamento genera una notevole riduzione dei costi fissi (da 7,5 €/kg a 4,9 €/kg passando da 3300 a 5000 ore, includendo sia i Capex sia gli Opex fissi); l'impatto delle ore di funzionamento sui costi relativi all'energia elettrica consumata, invece, essendo costi variabili, a parità di prezzo unitario dell'energia elettrica, è sostanzialmente nullo (si confronti il livello dei costi variabili nello scenario 2, in cui il prezzo dell'energia è 95 €/MWh flat per entrambi i casi). Da notare inoltre che, per lo scenario in cui l'energia elettrica è stata valorizzata a prezzo di mercato, il beneficio che si ottiene sui costi fissi aumentando il numero di ore di funzionamento dell'elettrolizzatore è parzialmente compensato dall'aumento dei costi variabili dovuto alla necessità di dover prevedere un prelievo aggiuntivo dalla rete in ore in cui il PUN è più costoso.

Appare evidente che il costo dell'energia elettrica rappresenta un importante driver per la produzione di idrogeno rinnovabile, considerato che non può essere ridotto facendo leva sull'operatività dell'elettrolizzatore. **A tal proposito sono state effettuate alcune sensitivities ed è emerso che, al variare di 10 €/MWh nel costo dell'energia elettrica, l'impatto stimato sul LCOH è di circa 0,6 €/kg.** Resta inoltre inteso che, per poter aumentare le ore di funzionamento dell'elettrolizzatore e quindi ridurre l'incidenza dei costi fissi, sarebbe necessario avere a disposizione impianti rinnovabili di grande taglia e combinare più fonti rinnovabili (combinando ad esempio il solare con l'eolico, anche tramite PPA).

Inoltre, il LCOH dell'idrogeno rinnovabile ottenuto nei casi sopra analizzati è stato comparato con il costo variabile dell'idrogeno grigio ottenuto da steam reforming. Ipotizzando un costo del gas (PSV + oneri) di 40 €/MWh ed un costo della CO₂ pari a 100 €/t, si stima un costo variabile di circa 3,1 €/kg. Da evidenziare che tale riferimento di prezzo si riferisce alla produzione di idrogeno grigio da impianti di steam reforming già esistenti e quindi rappresenta il caso in cui non si debbano considerare i costi fissi, ma solo i costi variabili associati al consumo di gas e agli oneri da corrispondere per le emissioni di CO₂.

In relazione al costo dell'idrogeno grigio, si consideri il seguente impatto della variazione dei prezzi di PSV e CO₂ sul LCOH:

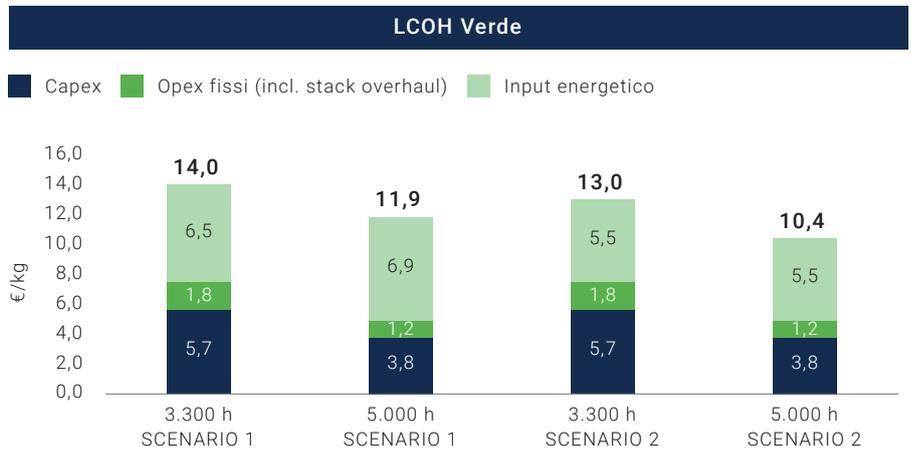
- aumento di circa 0,5 €/kg all'aumentare di 10 €/MWh del PSV;

- aumento di circa 0,5 €/kg all'aumentare di circa 50 €/t della CO₂.

I grafici sotto riportati, evidenziano, per ogni caso analizzato nella valutazione economica, il **gap esistente tra il LCOH rinnovabile e LCOH grigio**. In tutti i casi analizzati è evidente che il gap di competitività tra idrogeno grigio e rinnovabile è rilevante, aggirandosi **attorno ai 7 ÷ 11€/kg circa**, a seconda del caso analizzato.

Da evidenziare che, anche nel caso in cui fossero previsti degli incentivi a copertura completa dei Capex, questi non sarebbero sufficienti a colmare il gap evidenziato.

Figura 32
LCOH rinnovabile con EE valorizzata al prezzo di mercato e all'LCOE per i due scenari di utilizzo considerati: FLH 3300h e FLH 5000h



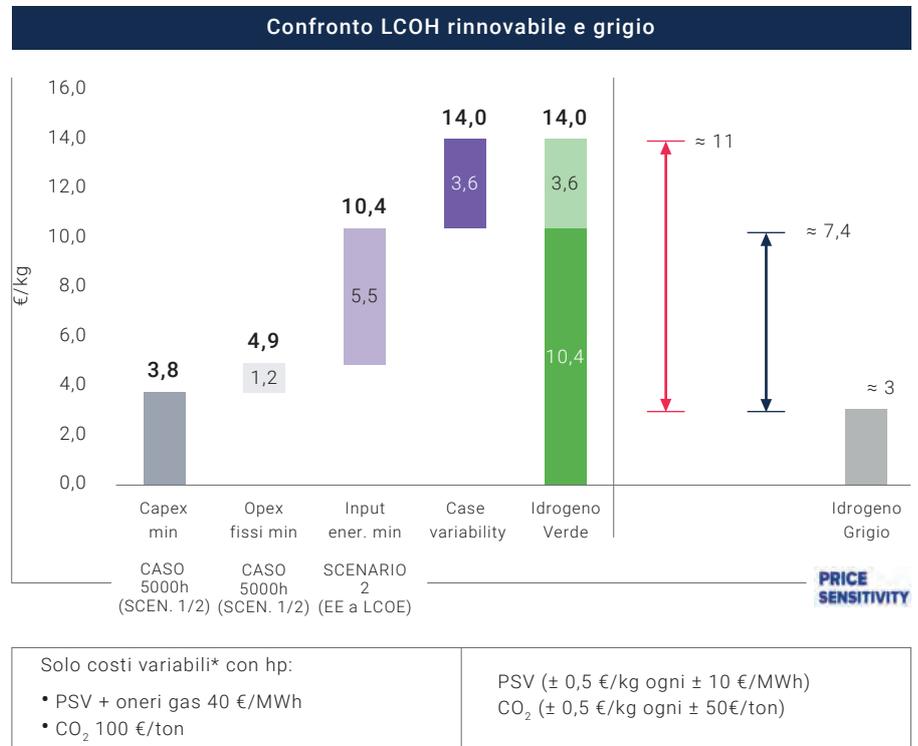
¹80% della quotazione futures dell'energia elettrica in Italia riportata dall'European Energy Exchange (EEX) per l'anno 2026

²Tariffa media offerta all'ultima asta del GSE: tale valore potrebbe essere rappresentativo (o comunque migliore stima attualmente disponibile, basata sulle offerte degli operatori del settore) del costo del sourcing in uno scenario ad elevata penetrazione di impianti rinnovabili

SCENARIO 1
EE valorizzata a prezzo di mercato
• Primo anno: 92 €/MWh ¹ (80% Futures EEX)**
• Ultimo anno : 65 €/MWh ²
• Oneri di rete: 30 €/MWh
** per 5.000 h 104 €/MWh per prelievo aggiuntivo

SCENARIO 2
EE valorizzata al LCOE
• Primo anno: 65 ² €/MWh
• Ultimo anno: 65 ² €/MWh
• Oneri di rete: 30 €/MWh

Figura 33
Confronto LCOH rinnovabile e grigio con dettaglio sulle componenti di costo di quello rinnovabile



(*Il costo dell'idrogeno grigio si riferisce alla produzione di idrogeno da impianti di steam reforming già esistenti e quindi rappresenta il caso in cui non si debbano considerare i costi fissi ma solo i costi variabili associati al consumo di gas e agli oneri da corrispondere per le emissioni di CO₂

2.2.5 Valutazioni quantitative e qualitative

L'impianto di elettrolisi alimentato da FER, producendo idrogeno rinnovabile permette di decarbonizzare parzialmente il processo industriale. Considerando che la bioraffineria ha una capacità di lavorazione che può raggiungere le 750 kt/a e che tipicamente per una bioraffineria con tecnologia Ecofining™ il consumo di idrogeno è circa il 4% della capacità di lavorazione, il consumo di idrogeno grigio può essere pari fino a circa 30 kt/a.

Nell'ipotesi di marcia del processo Ecofining™ alla massima potenzialità, a seconda dei due casi analizzati si otterrebbe la seguente percentuale di sostituzione dell'idrogeno grigio con idrogeno rinnovabile.

2.2.5.1 Percentuale di sostituzione idrogeno grigio con idrogeno rinnovabile

- CASO 1 (FLH pari a 3300 h/anno): **3,8%**

- **CASO 2** (FLH pari a 5000 h/anno): **5,8%**

Le percentuali sopra indicate rappresentano anche la riduzione % di metano alimentato al processo di Steam Methane Reforming (SMR). Inoltre, considerando che tipicamente in un processo di SMR per 1 kg di idrogeno prodotto sono necessari circa 3,3 kg di metano, è possibile stimare la riduzione di metano in alimentazione al processo.

2.2.5.2 Riduzione di metano consumato dallo SMR

- **CASO 1** (FLH pari a 3300 h/anno): **3.795 t/anno (5293*10³ Nmc)**
- **CASO 2** (FLH pari a 5000 h/anno): **5.752 t/anno (8022*10³ Nmc)**

La produzione di idrogeno da elettrolisi consente di ottenere un prodotto a zero emissioni dirette di CO₂ che, sostituendo parzialmente l'idrogeno grigio, avrebbe un effetto in termini di riduzione delle emissioni dirette ad esso associate. Considerando che la **CO₂ intensity dell'idrogeno da Steam Methane Reforming è 9 gCO₂/gH₂**, si stima quanto segue.

2.2.5.3 Riduzione emissioni dirette di CO₂/anno

Mediante la sostituzione dell'idrogeno grigio con quello rinnovabile si ottengono i seguenti valori di riduzione:

- **CASO 1** (FLH pari a 3300 h/anno): **10.350 tCO₂/anno**
- **CASO 2** (FLH pari a 5000 h/anno): **15.687 tCO₂/anno**

2.2.6 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo alle bioraffinerie ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

2.2.6.1 Benefici emersi dal BM

Il principale beneficio è chiaramente di natura ambientale ed è costituito dall'abbattimento delle emissioni di CO₂ di un'attività hard-to-abate come la raffinazione. La riduzione di GHG conseguita sarà tanto maggiore quanto più alta sarà la quota di idrogeno grigio che si riuscirà a sostituire con idrogeno rinnovabile.

Inoltre, come si sottolineava all'inizio del Capitolo 2, **l'idrogeno utilizzato come feedstock rappresenta una domanda di idrogeno esistente e non sostituibile con altri prodotti energetici**. Di conseguenza, la decarbonizza-

zione di tale domanda rappresenta una priorità a livello nazionale per raggiungere importanti obiettivi di transizione energetica.

La bioraffinazione può rappresentare un **importante driver di sviluppo** per l'idrogeno visto il ruolo che i biocarburanti possono avere nella decarbonizzazione della mobilità.

2.2.6.2 Criticità emerse dal BM

Le principali criticità che emergono sono due:

- **dal punto di vista tecnico**, risulta complesso soddisfare integralmente i fabbisogni di idrogeno di una (bio)raffineria con idrogeno rinnovabile, perché il profilo di produzione di quest'ultimo non consente di garantire le caratteristiche di stabilità e continuità che invece caratterizzano la domanda della (bio)raffineria. A sua volta, l'intermittenza della produzione di idrogeno rinnovabile è una diretta conseguenza del quadro regolatorio vigente e dell'ancora limitata penetrazione delle fonti RES nel mix di generazione elettrico. In questa situazione, per poter alimentare una (bio)raffineria esclusivamente con idrogeno rinnovabile – ossia per fare in modo che il profilo di disponibilità di tale idrogeno si avvicini quanto più possibile a un baseload – occorrerebbe estendere l'investimento, ad esempio prevedendo l'installazione di impianti rinnovabili di grande scala, inclusi impianti eolici, per **massimizzare le ore di funzionamento dell'elettrolizzatore** e/o prevedere anche l'installazione di sistemi di stoccaggio (di idrogeno e/o di energia elettrica). In mancanza di queste condizioni, l'idrogeno rinnovabile potrà sostituire solo parzialmente l'idrogeno grigio e ciò significa che la raffineria dovrà continuare a mantenere in funzione l'impianto di SMR.
- **dal punto di vista economico**, è emerso chiaramente che ad oggi i costi di produzione dell'idrogeno rinnovabile non sono ancora competitivi rispetto a quelli dell'idrogeno grigio. Ciò implica che lo sviluppo della produzione di idrogeno rinnovabile potrà decollare solo in presenza di un robusto programma di supporto, sia ai Capex sia agli Opex, strutturato in modo tale da:
 - colmare il gap di competitività;
 - mitigare i rischi fronteggiati dai produttori lungo tutto l'orizzonte della vita utile dei progetti;

va inoltre sottolineato che, poiché il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile da elettrolisi dipende fortemente dal prezzo dell'energia elettrica

(a sua volta strettamente legato alla penetrazione di rinnovabili nel mix di generazione elettrica), questo risulta più competitivo in scenari dove il prezzo dell'energia elettrica si mantiene basso. Ad oggi, tale fenomeno va dunque ad aumentare il gap di competitività tra Paesi come l'Italia e altri Paesi europei (in particolare del Nord Europa) in cui vi è già un'alta penetrazione di rinnovabili. È solo nel lungo termine che, con sistemi elettrici sempre più decarbonizzati, questo gap competitivo si andrà a ridurre, garantendo un level playing field tra i diversi Paesi europei.

2.2.6.3 Richieste di Policy

Dalle analisi emerge chiaramente la necessità di sviluppare un adeguato **programma di supporto** con conseguente definizione di incentivi economici e meccanismi di supporto alla produzione dell'idrogeno rinnovabile, fondamentali per il decollo degli investimenti nell'ambito. Come si è visto, in assenza di sistemi di incentivazione la produzione di idrogeno rinnovabile non risulta economicamente sostenibile e appare difficile pensare che possa svilupparsi per iniziativa spontanea degli operatori economici.

Finora la maggioranza degli incentivi destinati a sostenere la produzione di idrogeno rinnovabile ha riguardato il solo supporto ai Capex (es. bandi PNRR "Hydrogen Valleys" e "Hard-to-Abate"), ma questo tipo di aiuti rischia di essere insufficiente a garantire il break-even dei progetti di produzione. Come mostrato precedentemente, anche nel caso in cui fossero previsti aiuti a copertura completa dei Capex, questi non sarebbero sufficienti a colmare il gap di costo fra l'idrogeno rinnovabile e quello grigio. Una parte molto consistente del costo totale di produzione dell'idrogeno deriva, infatti, dai costi dell'energia elettrica, che peraltro non variano all'aumentare delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore (la quale, invece, fa diminuire significativamente l'incidenza unitaria dei Capex).

Per promuovere efficacemente la produzione di idrogeno rinnovabile è perciò necessario e urgente prevedere anche **meccanismi di supporto agli Opex**, che siano in grado di colmare il gap di competitività residuo e di mitigare i rischi di prezzo a cui i produttori saranno esposti durante tutta la vita utile del loro investimento.

Va infine sottolineato come i meccanismi di incentivazione debbano essere adattati alle specifiche condizioni **dei diversi settori e del singolo Stato membro**, al fine di non creare situazioni di svantaggio competitivo. In particolare per quanto riguarda la competitività tra gli Stati membri, data la

rilevanza delle caratteristiche dell'energia elettrica nel determinare il costo di produzione dell'idrogeno, la struttura e l'entità del supporto dovrebbero essere stabiliti tenendo conto di due fattori in particolare: i costi dell'energia elettrica fronteggiati dai produttori nazionali e le ore equivalenti di funzionamento degli elettrolizzatori, che sono condizionate dal tipo di RES elettriche di cui ci si può avvalere (a titolo di esempio, **l'Italia non può contare sugli elevati fattori di carico che sono invece accessibili ai paesi del Nord Europa** grazie all'elevata generazione da wind offshore).

Nonostante l'assetto del BM presenti degli elementi ottimizzati (tra cui lo sviluppo su un brownfield) ed esistano potenziali upside nell'interazione con il mercato elettrico - seppur ancora incerti e legati all'evoluzione del market design del sistema elettrico - o legati alla commercializzazione dell'ossigeno, lo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile, soprattutto in una prima fase di start-up del mercato, non può fare a meno di un supporto agli Opex.

2.3 Sottosettore RAFFINAZIONE

2.3.1 Descrizione del settore e uso finale

2.3.1.1 Il Gruppo Saras e scenari attuali di consumo di idrogeno nella raffineria

La raffineria della Saras, leader nel Mediterraneo, è ubicata nel sito industriale di Sarroch (CA) ed è una delle raffinerie più grandi e più complesse d'Europa.

Il grezzo trattato è pari a circa 15 Mt/a (300.000 bbl/g), corrispondente a circa il 20% della capacità di raffinazione nazionale, con una conversione in distillati superiore all'85%. Alla luce della sua integrazione con la parte petrolchimica e con il complesso di gasificazione delle frazioni pesanti del grezzo, è considerata una raffineria complessa ad alta conversione secondo benchmarking internazionali (**Nelson complexity index 11.7**, che rappresenta la complessità impiantistica e strutturale della raffineria verso una media europea di circa 9).

Grazie alla propria configurazione e ubicazione, la raffineria è in grado di lavorare grezzi di varia natura che vanno dai leggeri ai pesanti, ai grezzi alto zolfo e basso zolfo incluso grezzi acidi e condensati: nel 2022 sono stati processati circa 40 grezzi di diversa tipologia.

Figura 34
Fotografia della Raffineria della
Saras a Sarroch in provincia di
Cagliari



Il Gruppo Saras, oltre alla produzione di combustibili a partire dal grezzo, è produttore di energia elettrica convenzionale con un impianto di gassificazione della frazione pesante non convertita del barile di grezzo integrato con un ciclo combinato IGCC, con una potenza installata che può arrivare fino a 600 MW (circa 40% fabbisogno della Regione Sardegna). Il complesso IGCC produce 60 KNmc/h di idrogeno e 180 t/h di vapore per la raffineria. In aggiunta il gruppo Saras opera anche nel campo dell'energia elettrica da rinnovabili con due parchi eolici per complessivi 170 MW nell'Ogliastra e nel Cagliaritano ed un impianto fotovoltaico da 79 MW.

Figura 35
Struttura del Gruppo Saras

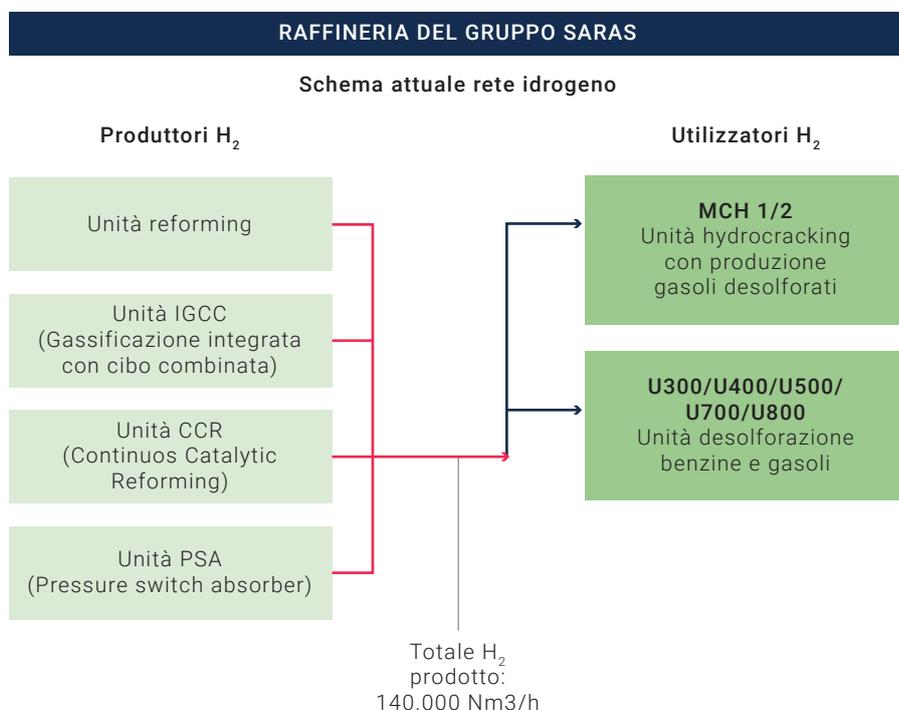
REFINING		POWER GENERATION
Supply&trading	Sarroch Industrial Operations	
<ul style="list-style-type: none"> • Circa 150 carichi di greggio ogni anno da un'ampia gamma di fornitori; • Portafoglio vendite equilibrato e differenziato... ...con una conoscenza della catena di approvvigionamento petrolifera di livello mondiale; • Creazione di una nuova società di S&T dedicata Saras Trading 	<ul style="list-style-type: none"> • La più grande raffineria a sito singolo (330 kbbl/d, circa il 16% della capacità dell'Italia) • Raffineria Med di grandi dimensioni di alto livello secondo il Wood Mackenzie Complexity Index • Le rese dei sitillati medi e leggeri sono pari all'85% della produzione • Resa in olio combustibile circa il 7% • Integrazione petrolchimica 	<ul style="list-style-type: none"> • Il più grande impianto di gassificazione a combustibile liquido al mondo (IGCC); • Conversione dei residui di raffinazione pesanti (TAR) dalla raffineria in gas pulito; 575 MW di capacità installata; • Produzione di energia elettrica di circa 4,0' TWh
 Sfruttare le opportunità differenziali grezze	 Prestazioni di alto livello e configurazione altamente flessibile	 Trasformare i residui pesanti dalla raffinazione in elettricità, calore e idrogeno per la raffineria

OTHER ACTIVITIES	
SARTEC	Wind Energy
<ul style="list-style-type: none"> Sartec, società del Gruppo interamente controllata da Saras, fornisce consulenza e soluzioni per migliorare le prestazioni industriali e ha un'ampia offerta per i settori petrolifero, petrolchimico ed energetico 	<ul style="list-style-type: none"> Parco eolico con capacità di 16 MW a Ulassai + 45 MW a UTA (Sardegna) Fattore di utilizzo superiore alla media italiana In realizzazione impianto FV da 79 MW
	Marketing
<p>Sartec è in grado di fornire una vasta gamma di servizi grazie all'esperienza maturata in 50 anni di attività della raffineria Saras</p>	<ul style="list-style-type: none"> Attività di marketing in Italia e Sardegna

Il fabbisogno di idrogeno della Raffineria del Gruppo Saras viene soddisfatto (oltre al contributo dell'IGCC) anche dai processi petrolchimici, quali reforming catalitici, come sottoprodotto del processo.

L'idrogeno viene quindi utilizzato completamente all'interno della Raffineria nei processi di **hydrotreating e hydrocracking**; di seguito viene mostrato lo schema semplificato attuale dell'attuale rete H₂, con l'indicazione dei produttori e degli utilizzatori.

Figura 36
Schema attuale rete idrogeno
della raffineria del Gruppo Saras



2.3.1.2 Percorso di transizione energetica nel Gruppo Saras

Gli obiettivi ambientali previsti dai vari protocolli e direttive europee prevedono che i diversi settori industriali siano particolarmente coinvolti nella riduzione dei gas effetto serra, attraverso un processo non solo mirato al contenimento delle emissioni puntuali, ma anche alla formulazione di prodotti a minor impronta carbonica che il mercato richiede con caratteristiche più stringenti dal punto di vista ambientale e prestazionale.

In considerazione dell'attuale contesto e degli scenari futuri, **il settore della raffinazione risulta determinante e strategico per il sostentamento della transizione e sicurezza energetica**, attraverso un percorso di riduzione dell'impronta carbonica a garanzia della fornitura di combustibili e vettori energetici in generale.

Data la caratteristica del settore industriale, definito hard-to-abate, il percorso richiede un portfolio di azioni complementari alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Saras ha adottato un percorso di transizione energetica e decarbonizzazione che prevede:

- elettrificazione delle principali macchine motrici;
- miglioramento dell'efficienza energetica;
- ottimizzazione dei cicli di operazione attraverso la digitalizzazione;
- produzione di biocomponenti;
- nuovo impianto di produzione di idrogeno verde;
- uno studio per cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS);
- alcune indagini sul riciclo dei rifiuti plastici per produrre combustibili liquidi;
- impianti per la produzione di energia rinnovabile.

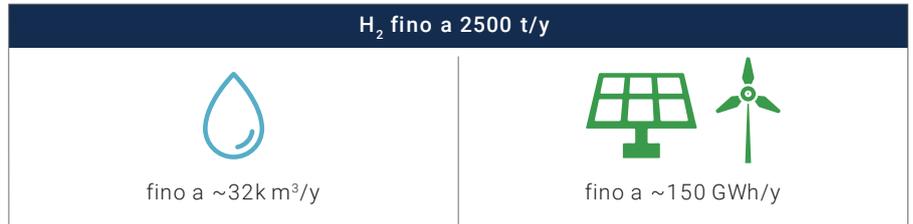
Saras prevede di realizzare un impianto di elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno rinnovabile che consentirà di ridurre la produzione di idrogeno grigio attualmente prodotto con unità tradizionali.

2.3.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

Nei seguenti paragrafi viene descritta l'implementazione del BM che prevede la sostituzione parziale dell'idrogeno grigio con l'idrogeno rinnovabile prodotto da elettrolisi.

Il contesto di riferimento per la predisposizione del BM si basa sulle condizioni al contorno e dati di input del progetto **Green H₂ SardHy**, qui presentato come esempio, comunque con valenza generale, applicabile per altri interventi similari.

Figura 37
Sintesi caratteristiche progetto
Green H₂ SardHy



Il progetto Green H₂ SardHy, dopo una fase di preselezione, è stato notificato tramite il MiSE (ora MiMIT) nel terzo trimestre 2022 alla Commissione UE nell'ambito dei progetti IPCEI Idrogeno (Important Project of Common European Interest on Hydrogen Industry) nella wave Hy2Use-industry, ricevendo il nulla osta per l'avviamento delle attività nel 2025.

Attraverso una collaborazione con Enel Green Power (EGP) iniziata nel 2020 e la costituzione della nuova società nome "Sardhy Green Hydrogen" (JV Saras – EGP Italia) si sta sviluppando un progetto di produzione di idrogeno rinnovabile da elettrolisi dell'acqua, che prevede la fornitura di circa 4.000 Nmc/h di idrogeno e circa 2.000 Nmc/h di ossigeno verso il network della raffineria, con una conseguente riduzione di emissione di circa 20 Kt/a di CO₂ a seguito della riduzione della severità di esercizio di un impianto di reforming catalitico.

Green H₂ SardHy è tra i 4 autorizzati in Italia e prevede l'installazione in raffineria di un **elettrolizzatore da 20 MW**, che sarà alimentato tramite energia elettrica rinnovabile derivante da un portafoglio di nuovi impianti rinnovabili (fotovoltaici ed eolici), con un funzionamento previsto fino a **7.500 ore/anno**, a sostegno dei processi produttivi della raffineria, così da ridurre l'apporto di quantitativi equivalenti di idrogeno da fonti fossili.

L'impianto di Green H₂ sarà collegato alla rete elettrica della Raffineria di Saras, a sua volta collegata alla rete nazionale (RNT). L'intervento porterà benefici anche alla stabilità della rete, in quanto l'elettrolizzatore potrà fornire servizi per la stessa.

La fornitura di **energia rinnovabile** sarà garantita dal fornitore attraverso nuovi impianti di energia rinnovabile, **con capacità installata pari a circa 200 MW** (si precisa che tali interventi non fanno parte del progetto di Green H₂ SardHy).

Figura 38
Schema connessione
rete elettrica

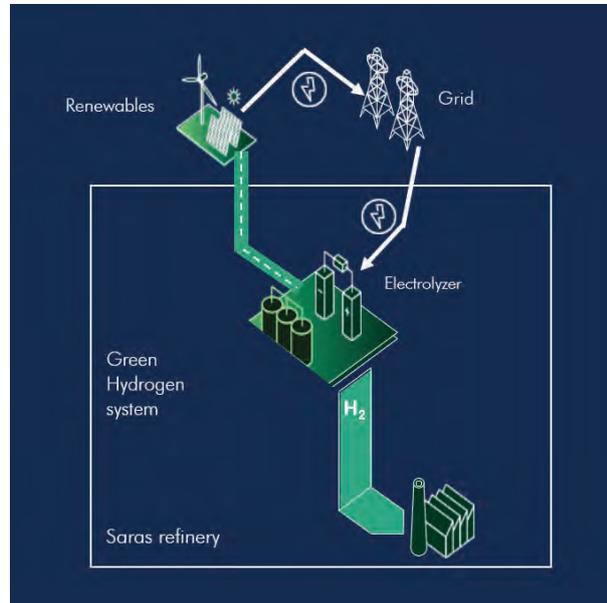


Figura 39
Ubicazione impianto
di Green Hydrogen



L'ubicazione all'interno della Raffineria permetterà di cogliere tutte le sinergie presenti nel sito esistente, in termini di utilizzo di utilities già disponibili ed ottimizzazione di attività di operation and maintenance. Infine, come vantaggio rispetto ad altre soluzioni, sarà possibile anche mas-

simizzare l'efficienza del processo di elettrolisi, considerata la possibilità di utilizzare anche l'ossigeno prodotto nel processo.

L'impianto di Green Hydrogen da 20 MW rappresenta una significativa realizzazione ai fini della sostenibilità industriale (economica ed operativa) e costituisce un primo step verso potenziali produzioni più significative con potenze installate **fino a 100 MW** per attività industriali ed applicazioni in altri settori di business.

Figura 40
Rendering impianto
di Green Hydrogen



2.3.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

Nel presente paragrafo sono definiti gli elementi tecnici dell'impianto del BM considerato.

L'impianto prevede l'installazione in raffineria (all'interno di un capannone dedicato) del sistema di elettrolizzatori. I sistemi strumentali, di controllo e

di blocco insieme agli strumenti elettrici saranno ubicati all'interno di una nuova cabina in prossimità dell'impianto di elettrolisi.

La carica all'impianto è costituita da acqua demineralizzata proveniente da impianti di demineralizzazione presenti in Raffineria, con un consumo previsto pari a circa 4 m³/h, senza incidere sulle risorse idriche locali; il sito industriale fornirà anche le utilities necessarie quali cooling water, azoto, aria strumenti.

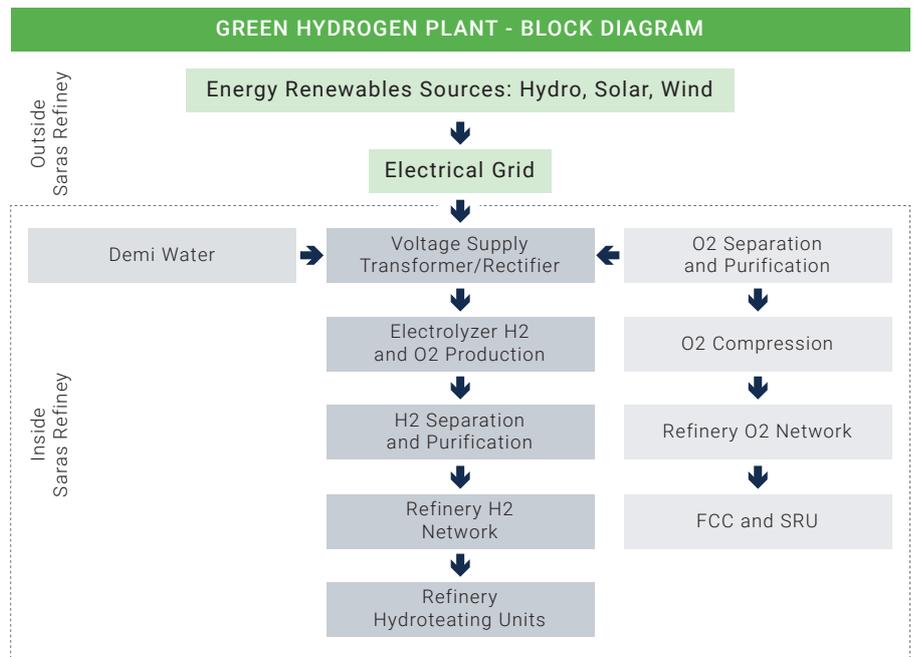
L'impianto è costituito da una sezione di trasformatori e raddrizzatori corrente alternata/ corrente continua per alimentare gli elettrolizzatori.

Nel corso di un'analisi tecnico-economica è stata scelta la **tecnologia PEM** (rispetto a quella alcalina), in quanto, più adattabile alle caratteristiche di un sito industriale come quello di Sarroch e alle peculiarità di una potenza elettrica variabile nel tempo, in quanto generata da fonti rinnovabili. La tecnologia PEM consente inoltre la produzione di idrogeno alla pressione di **25 bar**, consentendo l'integrazione con l'aspirazione dei compressori dell'Unità IGCC, con conseguente riduzione dei Capex.

I flussi di idrogeno e ossigeno, generati dall'elettrolizzatore, entrano nelle unità di purificazione, deumidificazione e compressione, in modo che le caratteristiche risultino adatte all'utilizzo in Raffineria.

L'idrogeno e l'ossigeno vengono immessi nelle reti di Raffineria e utilizzati rispettivamente per le unità di Hydrocracking, Hydrotreatment e FCC (Fluid Catalytic Cracking) e alle unità di recupero zolfo.

Figura 41
Diagramma a blocchi del funzionamento dell'impianto



2.3.4 Valutazione economica

Le ipotesi utilizzate per la valutazione economica sono le seguenti:

- **vita utile:** 22 anni (2 anni per lo sviluppo + 20 anni operations);
- **producibilità iniziale elettrolizzatori:** 358 kg/h di H₂;
- **efficienza di conversione dell'elettrolizzatore:** inizialmente pari a **17,24 kg/MWh**, con una degradation dell'1%/anno;
- **riduzione delle emissioni della CO₂:** è stata considerata una CO₂ intensity di circa **7 gCO₂/gH₂**: si evidenzia che tale parametro è relativo alla diminuzione delle emissioni di CO₂ dovuto al nuovo assetto di Raffineria con impianto di Green H₂ in operation e differisce da quello relativo agli impianti di SMR.

L'erogazione dell'energia elettrica dovrà essere effettuata secondo quanto previsto dagli Atti Delegati, approvati a giugno 2023, come già descritto precedentemente. La valutazione economica per il calcolo del valore del **LCOH** (Levelised Cost of Hydrogen) è stata effettuata tramite un modello semplificato.

I costi **Capex** complessivi sono stimati pari a € 50 milioni, valore che include la parte elettrolizzatore, Balance of Plant (BOP), ovvero cabina elettrica, piping, collegamenti con i collettori esistenti, building, sala controllo.

I costi **Opex** relativi a Operation, Manutenzione e Utilities sono stati identificati sulla base di valutazioni delle risorse necessarie, richieste di offerta e i costi delle utilities in Raffineria.

La tabella seguente riassume i dati di input usati per la simulazione:

Tabella 18
Valore parametri di input usati per la simulazione / valutazione economica

ASSUMPTIONS		
General info		
COD (Full Production)	2026	
Project lifetime	20	
ELY		
Size of Electrolyzer	20	MW
Electrolyzer Consumption + auxiliaries	58	kWh/kg
Electrolyzer Conversion Efficiency	9,62	Kg/MWh
Efficiency degradation	1,0%	%/year
Electrolyzer EOH (Equivalent Operation Hours)	5.200	h

Grid Charges		
Electricity Cost	104,00	€/MWh
Oneri rete	25,00	€/MWh
Expenses (if revenue fill in as negative value)		
CAPEX ELY+BOP	50	M€
Other (Oneri rete, Opex)	4,4	M€/year
IRR target	10,0%	
Inflation	2,0%	
Real discount rate	7,84%	
First year Annual Hydrogen Production	1.793.103	kg/year

Sulla base degli input sopra riportati è stato calcolato come output l'LCOH, espresso in €/kg, garantendo un IRR target di progetto del 10%.

Come nei precedenti BM, sono stati considerati **due scenari economici** sulla base della valorizzazione dell'energia elettrica: **energia valorizzata a prezzo di mercato (market place) ed energia valorizzata al prezzo di produzione industriale (LCOE).**

Nella tabella sotto riportata, vengono indicati i risultati ottenuti sulla base dei due considerati: **10 anni** di operation e **20 anni** di operation:

Tabella 19
Valore LCOH (€/kg) e principali componenti di prezzo nei due casi considerati.

In dettaglio il valore del prezzo dell'energia nel caso di valorizzazione a prezzo di mercato (market place) e valorizzazione all'LCOE.

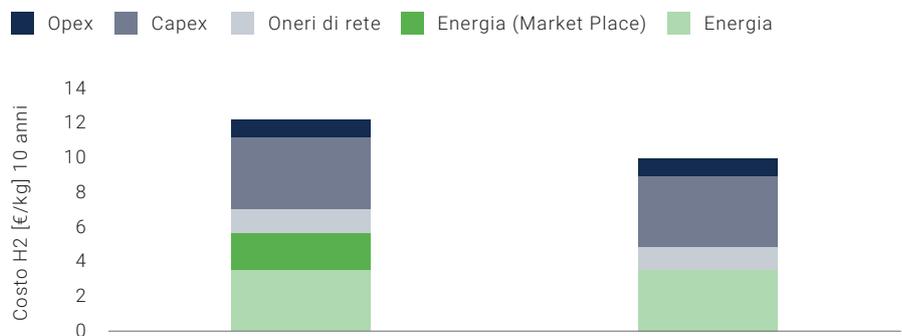
RENEWABLE H ₂ PRODUCTION COST, €/kg				
	Case 10 years		Case 20 years	
	€/kg	%	€/kg	%
Capex	4,1	33,9	3,0	28,2
Energia	3,6	29,2	3,4	31,4
Energia (Market Place)	2,1	17,5	2,0	18,9
Other (Oneri rete, Opex)	2,4	19,5	2,3	21,5
TOTAL LCOH (€/KG)	12,2	100,0	10,7	100,0

Il valore dell'LCOH risulta essere pari a **12,2 €/kg** nel caso 10 anni di operation. La quota ammortamento Capex è pari a circa il 34%, la quota energia pari a circa il 30%, mentre la quota Oneri di rete e costi Opex complessivamente pari al 20%.

Considerando il caso 20 anni di operation, la quota ammortamento Capex diminuisce, pertanto il valore di LCOH si riduce a **10,7 €/kg**.

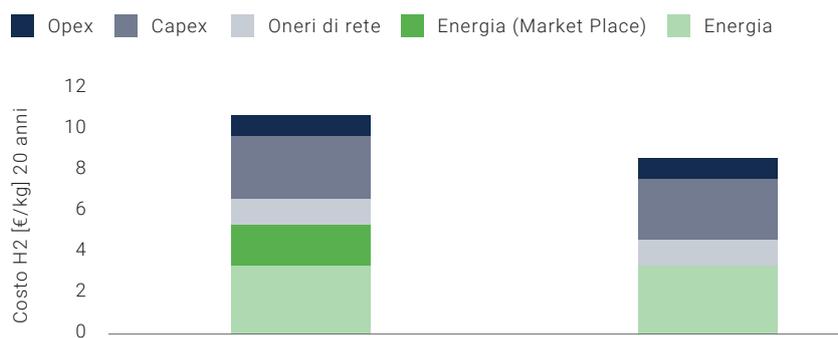
I grafici sotto riportati illustrano i risultati ottenuti, in considerazione due casi operativi relati a 10 e 20 anni di operation e ai due scenari di valorizzazione dell'energia, con e senza la quota relativa al valore di mercato market place):

Figura 42
LCOH con orizzonte temporale di 10 anni e costo energia con (a sinistra) e senza (a destra) la quota relativa al valore di mercato



Nel caso 10 anni di operation, il valore dell'LCOH diminuisce da circa **12 €/kg a 10 €/kg** nello scenario con energia valorizzata all'LCOE.

Figura 43
LCOH con orizzonte temporale di 20 anni e costo energia con (a sinistra) e senza (a destra) la quota relativa al valore di mercato



Nel caso 20 anni di operation, il valore dell'LCOH diminuisce da circa **10 €/kg a 8,5 €/kg** nello scenario con energia valorizzata all'LCOE.

2.3.5 Valutazioni qualitative e quantitative

La raffinazione rappresenta un settore industriale strategico per la sicurezza della fornitura dei vettori energetici, ponte indiscusso per il sostentamento della transizione energetica.

Il gruppo Saras si è dotato di un percorso di decarbonizzazione del processo produttivo e dell'intero sito industriale nell'ambito della transizione energetica. Tale programma prevede investimenti nel breve periodo con la prima fase di produzione di idrogeno verde da 20 MW e dei biocombustibili ed interventi più a lungo periodo che prevedono la valutazione della sostenibilità industriale della cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) e presidio tecnologico sulla possibilità di conversione della stessa in combustibili e-fuels (CCU) ed un programma intensivo di crescita dei progetti energetici da fonti rinnovabili attraverso la consociata Saradaeolica.

Per traguardare quanto sopra è necessario un approccio trasversale integrato delle attività consuete di raffinazione con quelle inerenti a nuove aree di business meno attinenti al mondo petrolifero ma complementari, che Saras ha identificato grazie a collaborazione e interazioni con altri gruppi leaders nel settore energetico.

Per quanto riguarda i parametri quantitativi, è stata considerata la CO₂ evitata/anno, calcolata come segue all'interno del BM:

- a) producibilità elettrolizzatori: 358 kg/h di H₂;
- b) riduzione delle emissioni della CO₂: è stata considerata una CO₂ intensity di circa 7 gCO₂/gH₂, come riportato nelle ipotesi iniziali:
 - 358 kg H₂/ora * 5.200 ore / anno * 7 kgCO₂/kg H₂ / 1.000 =
 - = **circa 13.000 t/anno di CO₂ evitata a seguito dell'intervento.**

2.3.6 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo alle raffinerie ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

2.3.6.1 Benefici emersi dal BM

- **Consistente abbattimento delle emissioni GHG** di un'attività hard to abate come la raffinazione e **avvio del processo di decarbonizzazione.**

2.3.6.2 Criticità emerse dal BM

- **Possibilità di soddisfare solo parzialmente i fabbisogni di idrogeno di una raffineria con l'idrogeno rinnovabile**, in quanto, per garantire la rinnovabilità dell'idrogeno prodotto, difficilmente si può raggiungere un profilo di

produzione con le caratteristiche di stabilità e continuità richieste dalla Raffineria (per effetto della discontinuità di produzione delle fonti RES e la ancora ridotta penetrazione RES nel mix di generazione elettrico). Inoltre, alcuni processi della Raffineria (es. reforming catalitici) rendono disponibile idrogeno come prodotto del processo.

- **Ad oggi la produzione di idrogeno rinnovabile non risulta ancora competitiva rispetto all'utilizzo di idrogeno grigio prodotto da processi tradizionali.**

2.3.6.3 Richieste di Policy

Per il decollo degli investimenti nell'ambito dell'idrogeno rinnovabile, risultano pertanto necessari degli **incentivi economici e meccanismi di supporto**, al fine di far fronte al divario di competitività e mitigare i rischi lungo l'orizzonte della vita utile dei progetti

Il costo di produzione dell'idrogeno rinnovabile da elettrolisi dipende fortemente dal prezzo dell'energia elettrica in input, a sua volta connesso alla sua valorizzazione (Market place o LCOE) e alla penetrazione di rinnovabili nel mix di generazione elettrica e ai meccanismi del mercato elettrico. La attuale situazione economica porta ad aumentare il gap di competitività tra Paesi come l'Italia e altri Paesi europei con un'alta penetrazione di rinnovabili e un'ampia disponibilità di rinnovabili performanti, come l'eolico offshore. Anche in questo caso si è potuto osservare che la **valorizzazione dell'energia elettrica all'LCOE comporta una diminuzione dell'LCOH di ca. 2 €/kg.**

Risulta, pertanto, necessario prevedere un sistema incentivante che riguardi sia la copertura dei Capex che quella degli Opex, in modo da colmare il gap di competitività con le fonti fossili tradizionali e di mitigare i rischi dovuti a possibili scenari di aumento dei prezzi dei materiali e dell'energia.

Risulta, altresì, necessario la definizione di un **quadro normativo** chiaro e definito e **processi autorizzativi** più snelli e con tempistiche certe e ridotte.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

3. SETTORE TRASPORTI / LOGISTICA

COORDINATORI DI PROGETTO:

MASSIMO BECCARELLO

Confindustria

ALESSANDRO ALESSIO

Confindustria

ALESSANDRO MAGGIONI

ANIMA Confindustria

PAOLA CAPELLINI

ANIMA Confindustria

ALBERTO ZERBINATO

ANIMA Confindustria

TEAM DI PROGETTO

BRUNO FIERRO, ANTONIO LANDI

ANIMA Confindustria

ANTONINO GENOVESE

AGENS

LUCA DE VITA, FABRIZIA VIGO

ANFIA

MARGHERITA PALLADINO, ANDREA ARQUILLA

ANITA

MICHELANGELO LAFRONZA, ALESSANDRO MIOTTI,

MASSIMO POLI

Federazione ANIE

ELISA STELLATO, ALESSIO CIPULLO, COSETTA VIGANÒ

ELETTRICITÀ FUTURA

LAVINIA BIFFI, STEFANO BIANCHI

EDISON NEXT

SIMONE NATALI

SNAM

ENRICO BELVEDERI, GIAMPIERO TARTARA

TOYOTA MATERIAL HANDLING ITALIA

Si ringraziano le Associazioni di Settore e le Aziende del Sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile l'implementazione del BM e la redazione del documento



Di seguito vengono riportati i tre BM dedicati al settore Trasporti/Logistica:

- Stazioni di rifornimento stradale per il trasporto pesante;
- Stazioni di rifornimento dedicate per il trasporto pubblico locale;
- Hub Logistico.

3.1 Stazioni di rifornimento stradale per il trasporto pesante

3.1.1 Descrizione del settore e uso finale

Descrizione del settore di utilizzo.

Infrastruttura di rifornimento a idrogeno aperta al pubblico per mezzi stradali a celle a combustibile, con particolare attenzione al segmento del trasporto pesante.

Attuali trend di settore – stato dell’arte delle fonti energetiche impiegate (scenario “as is”)

Attualmente il settore è dominato dal gasolio e, in quota ridotta ma crescente, dalle alimentazioni alternative, in particolare GNL e bioGNL.

Le poche stazioni di rifornimento a idrogeno attualmente eroganti in Europa hanno prestazioni insufficienti per sostenere uno sviluppo massivo del settore (in termini di tempi di erogazione e pressioni massime).

In Italia esistono vincoli estremamente stringenti sulle distanze di sicurezza che rendono molto complicata la realizzazione di punti di erogazione di idrogeno presso stazioni esistenti, nonché il reperimento di terreni sufficientemente ampi per la realizzazione di impianti nuovi. Questo non solo determina un incremento dei tempi e dei costi di realizzazione, ma tendenzialmente limita lo sviluppo di un’infrastruttura capillare, in termini di numero di impianti e di copertura territoriale.

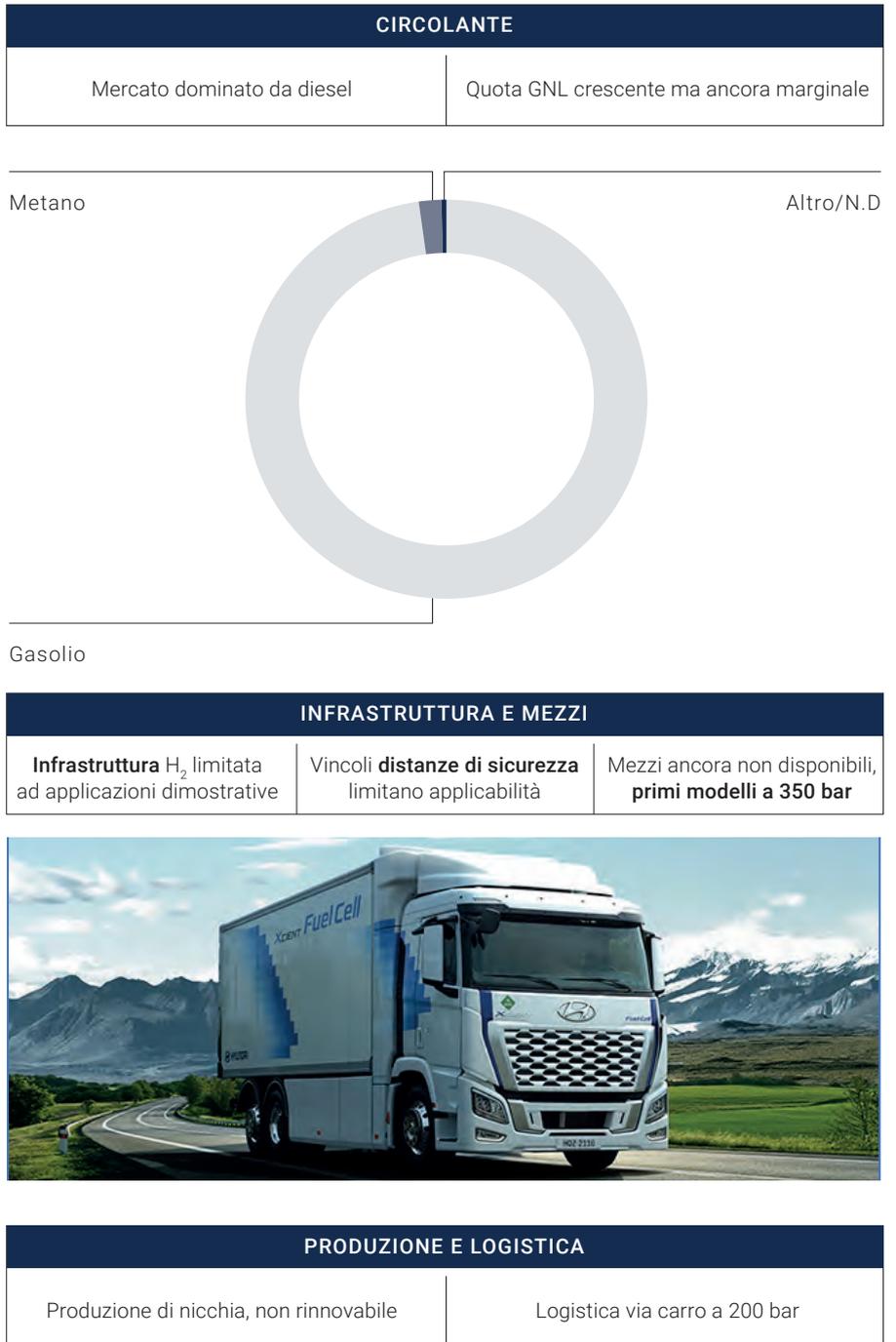
I pochi mezzi attualmente disponibili (e.g. Hyundai X-cient) implementano bombole a 350 bar, ma per i veicoli di prossimo arrivo sul mercato ci si attende l’adozione delle tecnologie a 700 bar come standard, così da permettere prestazioni e tempistiche di rifornimento equiparabili al diesel.

La **logistica** è attualmente gestita quasi totalmente tramite carri bombolai a 200 bar. La produzione di idrogeno è ad oggi non rinnovabile e avviene tramite SMR di gas naturale fossile senza cattura e sequestro dell’anidride carbonica prodotta (CCS), con l’unica eccezione dell’impianto di produzione

della Sapiro a Mantova dove è presente un impianto di cattura della CO₂.

Figura 44
Dati circolante, infrastruttura, mezzi, produzione e logistica.

Fonte dati circolante pesanti Italia:
 ACI 2022, foto Hyundai



Descrizione del potenziale utilizzo di idrogeno nel settore nello scenario “to be”

Gli **scenari futuri** saranno fortemente **policy-driven** e questo comporterà che lo sviluppo di una tecnologia a scapito di un'altra, nonché i tempi e la scala della diffusione delle stesse saranno dettate dalle scelte politiche ed economiche degli Stati membri e non da uno sviluppo inerziale del mercato attuale. Ad ogni modo, la bassa maturità della mobilità elettrica e a idrogeno, combinata ai forti investimenti a livello globale in ricerca e sviluppo, non permettono di escludere salti in avanti in termini di efficienza e di costo, più difficilmente ottenibili per quanto riguarda una tecnologia ormai matura quale è il motore a combustione interna. Tutti questi elementi rendono difficile pronosticare gli sviluppi futuri, sebbene sia sempre possibile interpretare le informazioni oggi disponibili.

Per quanto riguarda il **parco circolante**, nel lungo termine ci si attende la progressiva dismissione dei mezzi a gasolio, mentre la composizione del mercato tenderà a un mix fra biocarburanti e carburanti sintetici, GNL e FCEV. Non si esclude la possibilità di un ruolo per motori a combustione interna a idrogeno (di fatto rientranti nella categoria dei carburanti sintetici o cosiddetti e-fuel), sebbene al momento gli sforzi per l'implementazione di questo carburante sembrano più concentrati sui sistemi a celle a combustibile. La tecnologia attuale non permette invece di prevedere un ruolo rilevante per mezzi pesanti a batteria, a causa dell'autonomia insufficiente per il trasporto a lungo raggio, del carico utile ridotto (a causa dell'ingente massa dei pacchi batterie stessi) e degli eccessivi tempi di fermo per la ricarica. Questo, ovviamente, salvo salti tecnologici attualmente imprevedibili e/o interventi infrastrutturali massivi (e.g. elettrificazione delle autostrade).

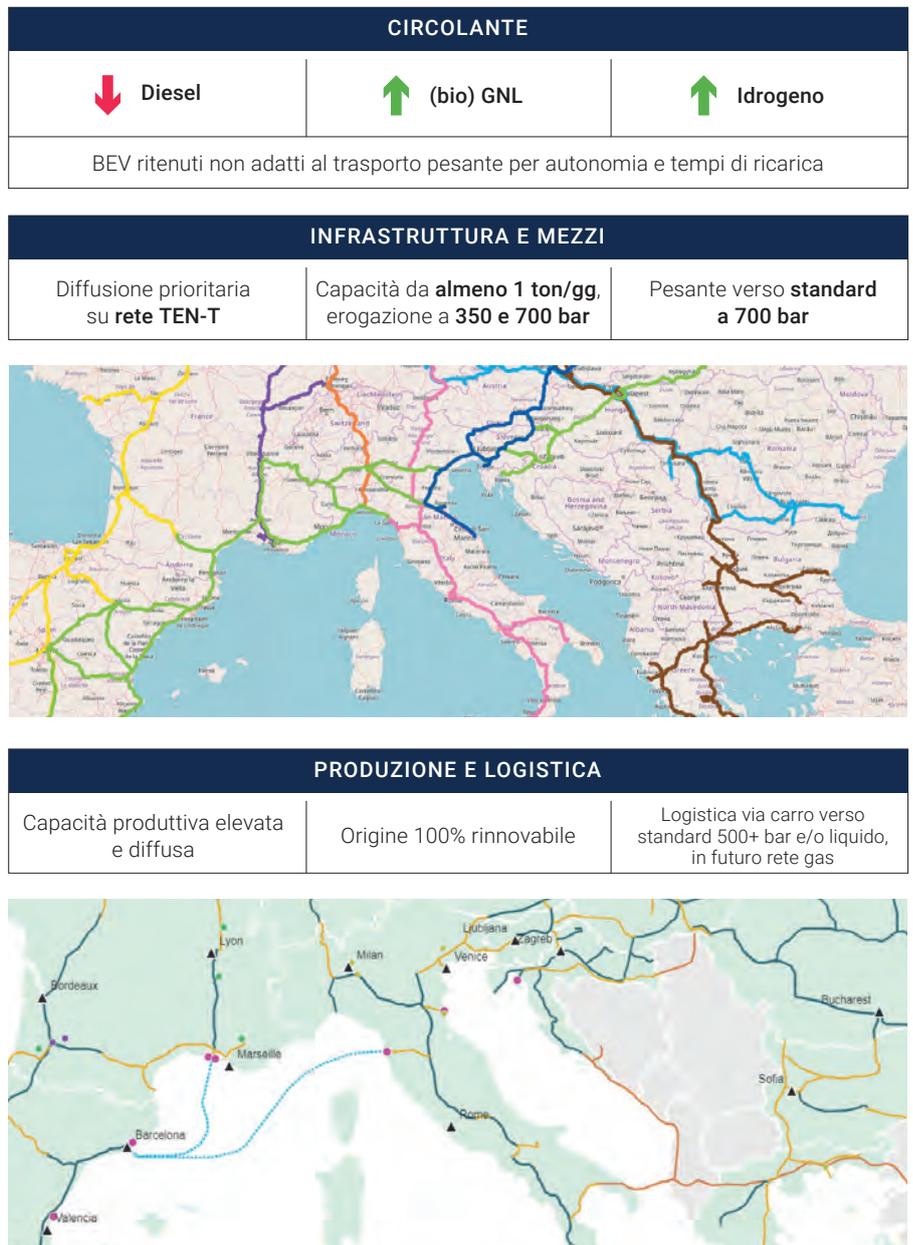
Per quanto riguarda i **sistemi di rifornimento e stoccaggio**, come già scritto ci si attende una rapida affermazione dello standard a 700 bar rispetto ai 350 bar.

Sul lungo termine l'idrogeno liquido potrebbe avere un potenziale molto interessante, per fattori come riduzione dei tempi di rifornimento, riduzione dei fabbisogni energetici presso le stazioni per la compressione del gas, forte incremento di autonomia a parità di volume stoccato a bordo mezzo. Quella dell'idrogeno liquido resta, tuttavia, una tecnologia molto complessa da implementare su scala industriale, nonché estremamente onerosa in termini energetici e logistici.

Per quanto riguarda la **produzione**, essa vedrà quasi certamente una transizione forzata dall'attuale sistema incentrato sull'idrogeno non rinnovabile e caratterizzato da capacità produttive limitate, a un sistema ben

più vasto e basato sull'elettrolisi da FER. Nella transizione, potranno avere un ruolo sistemi di cattura e sequestro della CO₂ (CCS) utili a prolungare la vita degli impianti esistenti e sostenere la crescente domanda di molecola. All'estero avrà probabilmente un ruolo rilevante l'elettrolisi da energia prodotta in centrali nucleari (**idrogeno viola**), assenti però in Italia. Potrebbe rivelarsi di interesse anche la soluzione cosiddetta pirolitica, ad oggi tuttavia ancora in uno stadio sperimentale dello sviluppo.

Figura 45
Trend di settore nello scenario
"to be"
 Fonte immagini: Commissione UE
 "European hydrogen backbone
 initiative"



3.1.1.1 Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni

Al momento rimangono valide le seguenti tre principali soluzioni non esclusive fra loro:

1. Rifornamento tramite carro bombolaio (produzione "centralizzata")

Questo sistema è sicuramente il più semplice e prevede una logistica punto-punto fra impianto di produzione (cosiddetta "centralizzata") e impianto di rifornimento. Il carro bombolaio può inoltre di per sé costituire lo stoccaggio di base presso la stazione. L'efficienza di questo sistema aumenterà con lo sviluppo di carri operanti a pressioni più alte (500+ bar) che permetteranno di ridurre il carico sui compressori della stazione nonché di trasportare più prodotto a parità di viaggi. Rappresenta inoltre l'unica soluzione ad oggi prevedibile nel caso dello sviluppo dell'idrogeno liquido. La principale criticità di questo sistema si trova nel fatto che un suo sviluppo su scala massiva implica un elevato numero di mezzi circolanti in ogni momento sulla rete stradale, con conseguente aumento dei rischi della sicurezza. Allo stato attuale viene inoltre mossa l'obiezione che questo tipo di mezzi, essendo alimentati a gasolio, compromettano la sostenibilità del prodotto: riteniamo, tuttavia, che si tratti di una criticità contingente che verrà risolta automaticamente con la progressiva sostituzione del parco circolante.

2. Rifornamento tramite gasdotto (rete pubblica)

Questo sistema rappresenta uno sbocco naturale in un'economia a idrogeno sviluppata, in particolare per l'Italia per cui si prevede l'utilizzo della rete nazionale di idrogenodotti come principale canale di importazione dal Nordafrica e di esportazione verso l'Europa centro-orientale (es. SouthH2Corridor e Backbone). Sarà, tuttavia, praticabile solo una volta raggiunta una certa massa critica in termini di domanda e di distribuzione territoriale della stessa.

3. Produzione dedicata (produzione "decentralizzata")

Ricade in questa categoria sia la produzione in situ propriamente detta, che una produzione a distanza arbitraria, comunque annessa esclusivamente alla stazione e connessa tramite idrogenodotto dedicato. Questo sistema permette di avere maggiore flessibilità e indipendenza rispetto a centri di produzione centralizzati, posta la disponibilità di terreno e di energia rinnovabile. Sebbene i costi siano ad oggi elevati, non si può escludere che in futuro la produzione "decentralizzata" di idrogeno allo stato gassoso possa prevalere su quella "centralizzata", specie in aree meno industrializzate. Appare però più difficilmente praticabile una produzione decentralizzata di idrogeno liquido.

Figura 46
Soluzioni per la logistica di
distribuzione dell'idrogeno

CARRO BAMBOLAIO	
+	<ul style="list-style-type: none"> • Rapidamente implementabile • Flessibilità di fornitura • Compatibile con H₂ liquido
-	<ul style="list-style-type: none"> • Elevato numero di carri circolanti richiesto
	<ul style="list-style-type: none"> • Economie di scala produttive • Fornitura già ad alta pressione
	<ul style="list-style-type: none"> • Poco adatto a lunghe distanze
PRODUZIONE LOCALE	
+	<ul style="list-style-type: none"> • Rapidamente implementabile • Possibilità di vendita sovra-produzione
-	<ul style="list-style-type: none"> • Rischio dimensionamento • No economie di scala
	<ul style="list-style-type: none"> • Autonomia di fornitura
	<ul style="list-style-type: none"> • Costi elevati (capex e opex)
RETE GAS	
+	<ul style="list-style-type: none"> • Economie di scala produttive e distributive
-	<ul style="list-style-type: none"> • Giustificabile solo a mercato maturo (soluzione di lungo termine)
	<ul style="list-style-type: none"> • Adatto a lunghe distanze e import/export • Flessibilità di fornitura e diffusione

3.1.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

L'utilizzatore "tipo" in questo BM è rappresentato dalle **aziende di trasporto per conto terzi**; sono state considerate ai fini di questo BM **grandi aziende** (almeno in una prima fase).

In termini di carburante erogato presso le singole stazioni, ipotizziamo circa 300 tonnellate annue a regime dal 2035, con una rampa graduale delle vendite a partire dall'anno di apertura.

In termini di consumi di carburante dei singoli mezzi, stimiamo circa **800 km con 70 kg di idrogeno**; considerando una percorrenza media annua di 120.000 km, prevediamo quindi un fabbisogno di circa **10,5 t/anno per trattore stradale circolante (4x2)**, dal momento che **un chilogrammo di idrogeno permette una percorrenza di circa 11 km**.

Considerando tali parametri, sarebbe necessaria in media una stazione ogni

30 mezzi circa. Qualora la domanda di rifornimento dovesse crescere al di sopra di tale rapporto, sarà in genere possibile anche intervenire modularmente sulle stazioni preesistenti, incrementandone la capacità di erogazione in termini di potenza di compressione, stoccaggi in sito e/o numero di erogatori.

L'autonomia offerta da un kg di idrogeno risulta, inoltre, pari a circa tre volte quella offerta da un litro di diesel; ne consegue che, affinché questa tecnologia sia competitiva con le alimentazioni tradizionali, il prezzo al kg dell'idrogeno venduto alla pompa non deve essere superiore al triplo del prezzo al litro del gasolio.

Figura 47
Esempio di fuel cell electric heavy
- duty vehicle (fonte ANFIA)

VEICOLO Trattore stradale 4x2 alimentato a idrogeno mediante celle a combustibile (FCEV)	TIPOLOGIA DI MISSIONI Lungo raggio
AUTONOMIA 800 km	CAPACITÀ SERBATOIO 70 kg
PRESSIONE RICHIESTA 700 bar	EFFICIENZA MEDIA 11,5 km/kg
STANDARD DI RIFORNIMENTO Protocollo H70HF	TEMPISTICHE DI RIFORNIMENTO 10-15 minuti



3.1.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

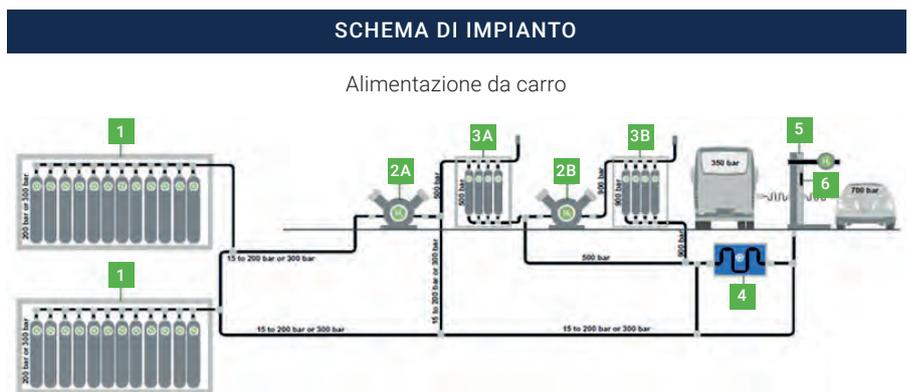
3.1.3.1 Principali componenti della stazione di rifornimento stradale

- **COMPRESSORE:** necessario per la compressione verso gli stoccaggi di media (400+ bar) ed alta (900+ bar) pressione. Il dimensionamento varia a seconda delle pressioni in ingresso e in uscita previste (ad esempio il fabbisogno di potenza sarà più alto in caso di produzione da elettrolizzato-

re a 30 bar, rispetto ad alimentazione da carro a 200 bar o superiori). In generale, si prevede un primo compressore per il passaggio da bassa pressione a media pressione e un booster per passare da media pressione ad alta pressione.

- **STOCCAGGI DI MEDIA E ALTA PRESSIONE:** buffer necessari per il rifornimento, che analogamente a un impianto metano avviene per differenza di pressione fra lo stoccaggio della stazione e le bombole del mezzo rifornito. I dimensionamenti possono variare a seconda della domanda prevista per ciascun tipo di erogazione (350 e 700 bar).
- **UNITA' DI REFRIGERAZIONE:** necessaria per ridurre i tempi di rifornimento.
- **EROGATORI a 700 bar e a 350 bar:** possono essere separati o installati sulla stessa macchina.
- **SLOT PER CARRO BOMBOLAIO:** 2 nel caso di produzione centralizzata, soltanto 1 nel caso di produzione dedicata (come back-up in caso di fermo dell'elettrolizzatore per manutenzione o guasto, o per sopperire ad eventuali deficit di capacità produttiva locale).
- **EVENTUALE ELETTROLIZZATORE**
- **EVENTUALE IMPIANTO FER ANNESSO** (applicabile solo se presente l'elettrolizzatore)
- **EVENTUALE BAIA DI CARICO CARRO BOMBOLAIO** per vendita sovrapproduzione (applicabile solo se presenti sia slot carro bombolaio, sia elettrolizzatore)

Figura 48
Schema di impianto con
alimentazione da carro



1	Carro bombolaio	3B	Stoccaggio di alta pressione
2A	Compressore a 430 bar	4	Unità di refrigerazione
2B	Booster a 930 bar	5	Erogatore (350+700 bar)
3A	Stoccaggio di media pressione		

Nel caso di elettrolisi locale, si ipotizzano le seguenti caratteristiche tecniche dell'impianto:

Tabella 20
Caratteristiche tecniche dell'impianto di elettrolisi

ELETTROLISI LOCALE	
Caratteristiche tecniche	
TIPOLOGIA ELETTROLIZZATORE PEM	TAGLIA ELETTROLIZZATORE 2 MW
DATO DIMENSIONAMENTO STOCCAGGIO Da valutare caso per caso	EFFICIENZA PRODUTTIVA 61 kWh/kgH ₂
FATTORE DI CARICO ELETTROLIZZATORE Fino a 8.400 ore/anno (Considerate 5.600 ore/anno)	PRODUTTIVITÀ 36 kg/h
VITA UTILE ELETTROLIZZATORE 20 anni	CONSUMO DI ACQUA 10 l _{H₂O} /kgH ₂
QUOTA ANNUA DI IDROGENO RINNOVABILE PRODOTTO Fino a 300 t/anno (Ipotizzate 200 t/anno)	IMPIANTO FOTOVOLTAICO Non previsto

Si fa presente che la soluzione con impianto FER annesso a una produzione in situ risulta essere una soluzione poco ottimizzata e non adatta a un'implementazione su larga scala, in quanto, richiede disponibilità di terreno molto più ampie rispetto a quelle, già consistenti, necessarie al piazzale della stazione, impattando sulla fattibilità tecnico-economica dell'investimento nonché sul consumo di suolo.

Nel BM viene, quindi, assunto che l'energia elettrica sia sempre approvvigionata da rete e prodotta da fonti rinnovabili al di fuori del perimetro di progetto.

3.1.4 Valutazione economica

3.1.4.1 Costi Capex e Opex

Le tabelle seguenti sintetizzano le ipotesi di costi Capex e Opex nei due casi, con e senza la presenza di elettrolizzatore:

Tabella 21
Sintesi costi Capex e Opex per
stazione senza elettrolizzatore

COSTI - Stazione senza elettrolizzatore	
CAPEX¹	
Attrezzatura H ₂ (compressori, stoccaggi, erogatori)	2.6 M€
Opere civili ed elettriche dedicate	0.9 M€
Ingegneria e oneri dedicati	0.1 M€
Acquisto terreno	0.4 M€
Reinvestimenti (10° anno)	0.4 M€
TOTALE CAPEX senza elettrolizzatore	4.4 M€
OPEX	
Costo manutenzione impianti	0.4 M€
Costi manutenzione piazzale e gestione comm.le ²	0.6 M€
Costo elettricità compressione	0.9 M€
TOTALE OPEX senza elettrolizzatore	1.9 M€

¹Stazione costruita a partire da terreno vergine. Considerata solo la quota di opere, oneri e superfici da destinare all'impianto idrogeno

²Costi fissi ripartiti anche su altri prodotti venduti sulla stessa stazione

Tabella 22
Sintesi costi Capex e Opex per
stazione con elettrolizzatore

COSTI - Stazione senza elettrolizzatore	
CAPEX¹	
Attrezzatura H ₂ (compressori, stoccaggi, erogatori)	2.6 M€
Opere civili ed elettriche dedicate	0.9 M€
Ingegneria e oneri dedicati	0.1 M€
Costo elettrolizzatore (2 MW PEM)	3.6 M€
Costo opere aggiuntive elettrolizzatore	1.4 M€
Acquisto terreno	0.4 M€
Reinvestimenti (10° anno)	0.9 M€
TOTALE CAPEX senza elettrolizzatore	9.9 M€
OPEX	
Costo manutenzione impianti	0.4 M€
Costi manutenzione piazzale e gestione comm.le ²	0.6 M€
Costo elettricità compressione	0.9 M€
Costo elettricità produzione	25.7 M€
TOTALE OPEX senza elettrolizzatore	29.6 M€

¹Stazione costruita a partire da terreno vergine. Considerata solo la quota di opere, oneri e superfici da destinare all'impianto idrogeno

²Costi fissi ripartiti anche su altri prodotti venduti sulla stessa stazione

3.1.4.2 Costi Opex: valorizzazione energia elettrica

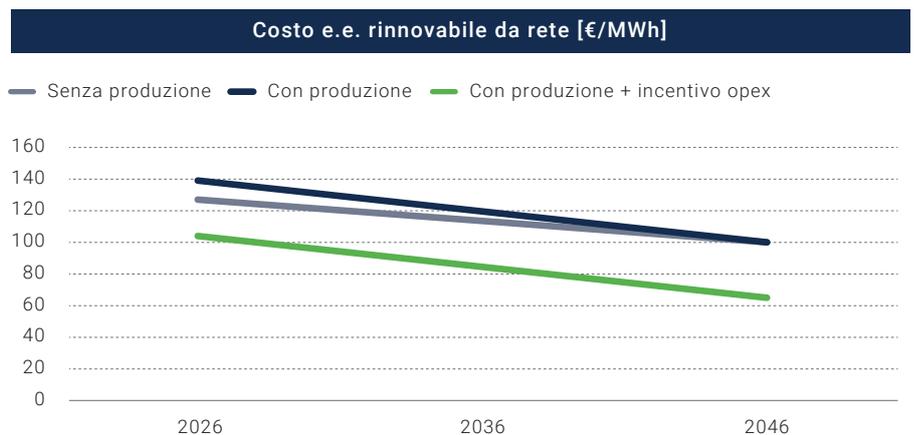
Per quanto riguarda il costo della fornitura di e.e. rinnovabile, prevista da rete, sono stati considerati i seguenti scenari, con le ipotesi comuni e coerenti a tutti gli altri BM che sono stati sviluppati nel corso del progetto:

- caso senza elettrolizzatore (2026): **127 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri;
- caso con elettrolizzatore (2026): **139 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri;
- entrambi i casi (2046): **100 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri.

Tali costi di approvvigionamento sono ipotizzati decrescere linearmente durante la vita del progetto. Il caso con elettrolizzatore al 2026 risulta essere il più costoso, ma anche utile per rappresentare l'esigenza di PPA necessario ad assicurare la contemporaneità oraria.

Per il caso con produzione è stato, inoltre, simulato scenario con contributo di riduzione pari a 35 €/MWh.

Figura 49
Scenari costo energia elettrica
100% rinnovabile da rete
(assunzioni sugli scenari di energia elettrica condivisi su tutti i tavoli di lavoro dei BM presenti nel documento)



3.1.4.3 Scenari fornitura idrogeno via carro

La fornitura esterna di idrogeno è considerata 100% rinnovabile (da elettrolisi alimentata da FER). I costi di approvvigionamento considerati sono i seguenti:

- primo anno di esercizio (2026): **13.0 €/kg**, di cui 1.3 €/kg per il trasporto;
- ultimo anno di esercizio (2046): **12.5 €/kg**, di cui 1.3 €/kg per il trasporto.

I costi fanno riferimento alla fornitura via carro bombolaio, **da una hydrogen valley "tipo PNRR" già inclusiva di finanziamenti pubblici al 45% dei costi di realizzazione**, entro un raggio di 100 ÷ 150 km dalla stazione. Tale aliquota

viene applicata costantemente su tutti gli scenari considerati nelle simulazioni seguenti e fa riferimento ad un regime di incentivazione minimo sufficiente alla sostenibilità economica del progetto, in linea con quanto disposto nell'ambito del PNRR. È stato evitato di introdurre scenari alternativi su questo elemento per due ragioni principali: in primis, per non aggravare più del necessario la complessità del modello di simulazione; in secondo luogo, in quanto si ritiene che in assenza di incentivi, o in presenza di incentivi inferiori, la sostenibilità dei progetti di produzione sia compromessa e di conseguenza lo scenario non realisticamente applicabile (si ritiene che i finanziamenti pubblici saranno necessari anche nel medio termine per la sostenibilità economica della produzione). Ulteriori variabili relative alla produzione decentralizzata sono state altresì considerate costanti e al di fuori del perimetro delle presenti simulazioni.

3.1.4.4 Simulazione prezzi di vendita

Di seguito si propongono i risultati di sintesi relativi al prezzo di vendita stimato dell'idrogeno rinnovabile al variare di alcune ipotesi fondamentali.

Come importante premessa, si fa presente che l'analisi **seguinte mira semplicemente a fornire un ordine di grandezza del prezzo al pubblico dell'idrogeno rinnovabile per autotrazione, al variare di alcune grandezze ritenute rilevanti.**

La stessa, quindi, non rappresenta un'analisi comparativa rispetto ad altri carburanti, né fornisce raccomandazioni specifiche rispetto ai livelli di prezzo, in quanto non è presente alcuna analisi del total cost of ownership (TCO) dei mezzi alimentati a carburanti alternativi. Analisi di tal genere sono estremamente rilevanti per lo sviluppo del mercato, ma esulano dal perimetro del presente studio.

In particolare, sono state considerate le seguenti dimensioni per generare gli scenari rappresentati:

- **Presenza o meno di elettrolisi in sito.**

Tale elemento impatta sui costi di realizzazione e di manutenzione, sul prezzo di acquisto dell'energia elettrica rinnovabile dalla rete, sul fabbisogno di energia elettrica e sul fabbisogno di forniture di idrogeno verde da carro bombolaio a parità di erogato. Nello stimare il fabbisogno di energia elettrica per la compressione è stato considerato di allocare prioritariamente l'idrogeno prodotto localmente a 30 bar verso l'erogazione a 350 bar e di utilizzare prioritariamente l'idrogeno da carro a 200 bar verso l'erogazione a 700 bar, in modo da ottimizzare l'energia necessaria per la compressione del gas.

- **Anno di esercizio.**

Per maggiore sintesi, sono stati rappresentati esclusivamente l'anno di apertura alle vendite, ipotizzato al 2026, e l'anno di fine vita utile ed esaurimento del valore residuo degli impianti, ipotizzato al 2046, cioè al ventesimo anno di esercizio. Negli anni intermedi è stata applicata una riduzione progressiva al costo dell'energia elettrica rinnovabile e una riduzione progressiva del prezzo delle forniture esterne via carro di idrogeno rinnovabile. Come è chiaro, la prima riduzione impatterà in maniera più significativa nello scenario dotato di produzione locale, mentre la seconda sarà preponderante per il caso di fornitura esclusivamente esterna.

- **Incentivi.**

Sono state ipotizzate intensità di finanziamento pari rispettivamente allo 0%, al 50% (livello PNRR) e all'80% dei costi di investimento, incluse tutte le attrezzature e le opere civili ed elettriche, terreno escluso. Nel caso di produzione locale, è stato considerato uno scenario addizionale rispetto a ciascuno di questi casi, a rappresentare un sollievo dei costi operativi. Questo esercizio non è stato ripetuto nel caso privo di produzione locale, in quanto l'impatto risulta marginale.

Complessivamente, sono stati quindi rappresentati **18 scenari alternativi**. Negli schemi successivi, le **componenti di costo** del prodotto sono raggruppate nelle seguenti voci:

- **Fornitura esterna idrogeno** (se applicabile).

Costo medio del gas rinnovabile approvvigionato via carro bombolaio. Il costo medio è inteso sulla quantità di idrogeno erogato, per cui impatterà interamente nel caso senza produzione locale, mentre nel caso con elettrolizzatore tale costo (generato dal solo fabbisogno residuale che l'elettrolizzatore non è in grado di coprire) viene ripartito sul totale dei volumi risultando quindi diluito nella media. Il valore unitario varia negli anni e nella rappresentazione compare ridotto quando la quota di fornitura esterna è inferiore al 100% del venduto.

- **Trasporto** (se applicabile).

Valore medio relativo alla quota di prodotto approvvigionata via carro, valgono le stesse considerazioni di cui alla voce precedente. Il valore unitario è invariante, ma nella rappresentazione compare ridotto quando la quota di fornitura esterna è inferiore al 100% del venduto.

- **Infrastruttura.**

Componente destinata a ripagare i costi di realizzazione e manutenzione

dell'impianto di rifornimento. A sua volta è composta da voci fisse e variabili. Il valore del costo unitario cui tende a ridursi all'aumentare dei volumi erogati.

- **Energia elettrica.**

Voce variabile relativa ai fabbisogni energetici dei processi di elettrolisi e compressione. Il valore per unità di energia varia negli anni e si compone di una parte variabile e decrescente, che rappresenta il costo della materia energia e di una parte fissa, che rappresenta gli oneri di rete. Si ricorda che il prezzo di mercato della materia energia è stato ipotizzato leggermente più alto nel caso con elettrolizzatore. Il valore per chilogrammo di idrogeno erogato, invece, è funzione non soltanto dell'andamento dei prezzi di mercato ma anche del fabbisogno energetico medio stimato presso la stazione. I consumi relativi alla compressione sono, infatti, inversamente proporzionali rispetto alle pressioni di ingresso (30 bar se da elettrolizzatore, 200 bar se da carro bombolaio) e direttamente proporzionali alle pressioni di uscita (350 bar o 700 bar). Ai fini della simulazione è stato considerato il 50% del venduto a 350 bar e il 50% del venduto a 700 bar, ripartizione che rispetta i vincoli di capacità di erogazione della stazione.

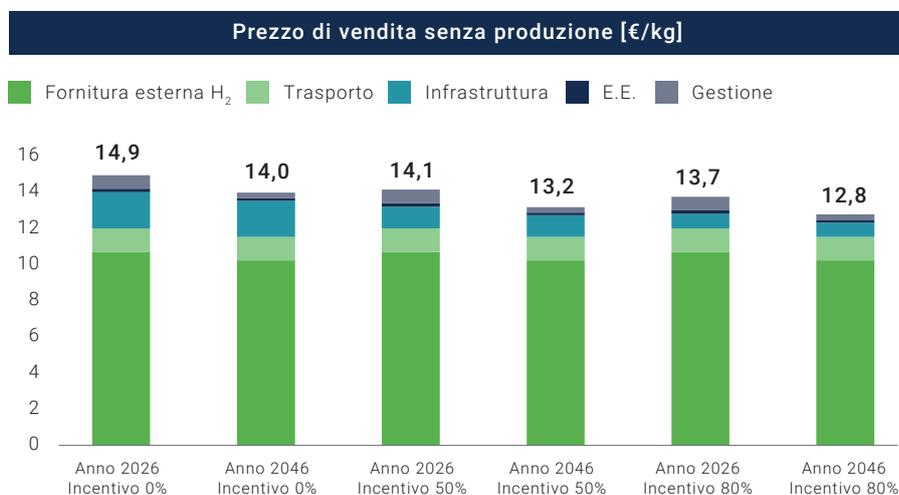
- **Gestione.**

Voce che aggrega i costi fissi del personale e della manutenzione generale del piazzale dove sorgerà la stazione, nonché un margine unitario di vendita minimo necessario a giustificare l'attività imprenditoriale del gestore.

Nei grafici successivi vengono rappresentate sei stime di costo per ciascuno dei tre scenari principali. Ciascuna colonna è contrassegnata da una data, a distinguere i due diversi punti di osservazione del prezzo (primo e ventesimo anno di esercizio) e da una percentuale che indica l'intensità di finanziamento pubblico applicata ai costi di investimento. I diversi colori in colonna corrispondono alle diverse voci di costo elencate in precedenza. Per evitare inutili ripetizioni, si fa qui presente che, in generale, i costi fissi risultano meglio assorbiti al ventesimo anno rispetto al primo, in quanto l'erogato è molto superiore (ved. sopra).

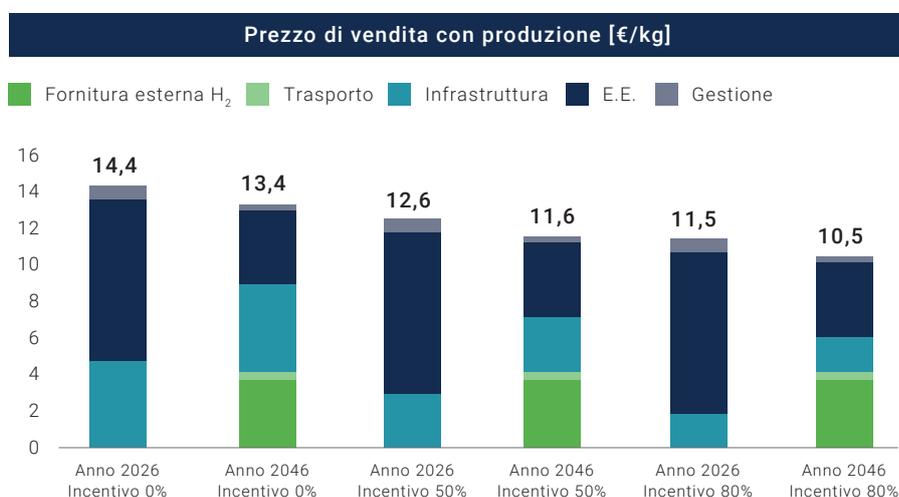
Il primo caso considerato è quello in cui non è presente alcuna produzione presso la stazione, per cui l'intero fabbisogno di idrogeno è soddisfatto tramite forniture di terzi. In particolare, tale fornitura avviene per mezzo di carri bombolai caricati a 200 bar.

Figura 50
Prezzo di vendita idrogeno rinnovabile da fornitura esterna



In questo caso risulta preponderante il costo della fornitura di idrogeno, a cui è sempre da aggiungersi il costo del servizio di trasporto. Il costo dell'infrastruttura è relativamente contenuto e si riduce in termini assoluti all'aumentare dell'intensità di finanziamento.

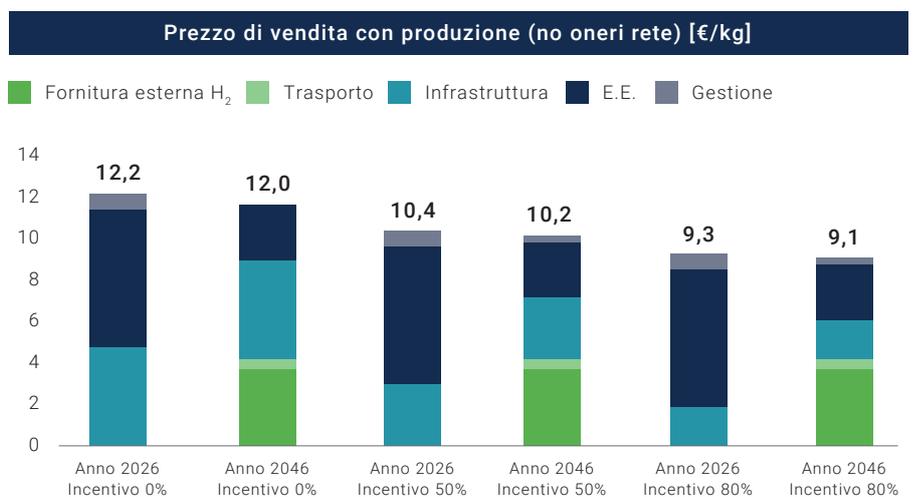
Figura 51
Prezzo di vendita idrogeno rinnovabile in presenza di elettrolizzatore in loco



In questo caso, risulta preponderante il costo dell'energia elettrica. Tale consumo è per la maggior parte assorbito dall'elettrolizzatore, ma si rileva anche un maggior fabbisogno di energia per la compressione, in quanto, l'idrogeno necessita di un salto di pressione molto maggiore rispetto a quando alimentato da carro. Data la rilevanza della componente elettrica, si osserva una sensibilità molto maggiore rispetto ai prezzi di mercato dell'energia. A regime, avendo cautelativamente assunto che la capacità

produttiva dell'elettrolizzatore non sia sufficiente a coprire la domanda di idrogeno, subentra una componente di fornitura esterna. Il costo dell'infrastruttura risulta molto più impattante rispetto al caso precedente e gli effetti dei contributi sui costi di realizzazione determinano riduzioni di prezzo più evidenti. Si ricorda che in questo caso e nel successivo, è stato considerato un costo unitario della materia energia lievemente superiore rispetto al caso senza produzione locale.

Figura 52
Prezzo di vendita idrogeno rinnovabile in presenza di elettrolizzatore e di incentivo Opex



Questo scenario è una variante del precedente, in cui si è ipotizzato un contributo in termini di costi operativi, considerando un incentivo lato Opex pari a circa 30 ÷ 40 €/MWh che va ad aggiungersi a quelli sui costi di investimento. Considerando l'entità dei costi dell'energia per un impianto di produzione di idrogeno, un contributo di questo tipo sarebbe in grado di ridurre in maniera sensibile il prezzo di vendita del prodotto. Chiaramente, un contributo di questo tipo dovrebbe impattare anche sui produttori al di fuori del perimetro di progetto in esame e, di conseguenza, non solo sul costo di produzione locale, ma anche su quello di fornitura esterna. Tuttavia, data l'intenzione meramente esemplificativa di quest'ultima proposta e per evitare di introdurre complessità modellistiche poco utili, si è preferito mantenere costante questa categoria di costo.

Come ultimo rilievo, si evidenzia la possibilità, per una stazione dotata di elettrolizzatore, di dotarsi di una baia di carico per carri bombolai. Un impianto di questo tipo permetterebbe alla stazione di configurarsi come una vera e propria hydrogen valley, sia pur in scala ridotta, e potrebbe essere in grado di ottimizzare i costi di investimento andando a rifornire altri utiliz-

zatori (industriali, stazioni, altro) e di massimizzare fin dai primi anni la capacità produttiva installata. Per non eccedere nel numero di varianti e di modelli si è preferito non rappresentare questo scenario in questa sede, ma si può facilmente vedere come una soluzione di questo tipo sarebbe in generale meglio ottimizzata rispetto al caso più semplice in cui l'idrogeno prodotto è utilizzato esclusivamente presso la stazione stessa.

3.1.5 Valutazioni quantitative e qualitative

Sono stati presi in considerazione i seguenti parametri di confronto:

Riduzione % combustibile fossile (gasolio): ~100%

Considerando esclusivamente l'utilizzo finale. Volendo adottare una prospettiva più ampia, è presumibile che in una prima fase il trasporto dell'idrogeno su strada sia effettuato da mezzi alimentati a gasolio; tuttavia, anche in questo senso si ritiene che nel medio-lungo termine, l'intero parco circolante nazionale venga convertito ad alimentazioni rinnovabili e fra questi anche i carri bombolai per il trasporto di idrogeno. Per quanto riguarda il fabbisogno di energia elettrica della filiera, invece, si prevede che esso sia fin da subito completamente soddisfatto da fonti rinnovabili.

Riduzione CO₂/anno a regime: oltre 2.600 t

La riduzione è calcolata considerando la combustione di una quantità di gasolio equivalente dal punto di vista del fabbisogno di carburante necessario ad un chilometraggio annuo di 120.000 km per mezzo, rispetto all'utilizzo di idrogeno rinnovabile. Per il confronto, sono state considerate delle efficienze rispettivamente di 11,4 km/kg per l'idrogeno e di 3,5 km/l per il gasolio pesante insieme a dei fattori di emissione pari a rispettivamente 0,0 kgCO₂/kg per l'idrogeno rinnovabile e di 2,7 kgCO₂/l per il gasolio pesante. La riduzione è quindi limitata all'utilizzo a bordo mezzo, e sarebbe maggiore se considerata in ottica di ciclo vita del carburante o well-to-wheel (dall'estrazione alla combustione, passando per la raffinazione e la logistica).

Riduzione NOx: ~100%

A differenza dei motori a combustione interna, le celle a combustibile generano, come sottoprodotto della combustione di idrogeno ad alto grado di purezza, soltanto calore e vapore acqueo.

Erogato stimato: da 50 a 300 t/a

Il primo valore fa riferimento all'erogato raggiungibile nel primo anno di apertura, in cui il numero di mezzi a idrogeno circolanti nell'area della stazione è limitato. Il secondo valore fa invece riferimento all'erogato a regime,

prossimo alla effettiva capacità di erogazione dell'impianto così dimensionato, e previsto raggiungibile entro il decimo anno di attività.

3.1.6 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo alle stazioni pubbliche per il trasporto pesante su strada ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

3.1.6.1 Benefici emersi dal BM

Si ritiene che l'idrogeno ad uso autotrazione rappresenti ad oggi l'opportunità più promettente per decarbonizzare il settore del trasporto pesante su strada.

Grazie a prestazioni in linea con gli standard attuali di mercato e ad una perfetta complementarità con l'ambizione europea per lo sviluppo di un'economia basata su elettrificazione e idrogeno rinnovabile, risulta infatti più adatto rispetto ad alternative quali l'utilizzo di batterie (le cui prestazioni, in termini di tempi di ricarica, autonomia e densità energetica, risultano incompatibili con i livelli di servizio a cui il mercato della logistica è abituato) o biocarburanti avanzati, i quali rappresentano un eccellente vettore di transizione ma la cui capacità produttiva non è illimitata.

In sintesi, per quanto riguarda i benefici:

1. decarbonizzazione 100%;
2. autonomia comparabile a mezzi a carburanti tradizionali;
3. tempi di rifornimento comparabili a carburanti tradizionali;
4. allineamento con strategia europea per idrogeno;
5. system-coupling con sistema elettrico.

3.1.6.2 Criticità emerse dal BM

Allo stato attuale, le condizioni economiche sono avverse a uno sviluppo su larga scala delle tecnologie legate all'idrogeno: come può essere ricavato dalle analisi di cui sopra, i finanziamenti ad oggi disponibili non permettono di raggiungere la competitività con i carburanti tradizionali e la mancanza di una programmazione concreta per il futuro rende ancora più complesso pianificare gli investimenti privati.

Come stima di massima, si consideri che solo in termini di costo di acquisto di carburante a parità di chilometri percorsi, **per essere competitivo con il gasolio (1,65 €/l) un chilogrammo di idrogeno non dovrebbe costare più di 5,50 €/kg**. Sebbene ci si possa attendere un progressivo incremento di efficienza nei motori e una riduzione di costo con il raggiungimento di economie di scala, appare evidente a tutti gli operatori del settore come anche l'acquisto dei mezzi debba essere incentivato in maniera decisa e

consistente.

In sintesi, per quanto riguarda le criticità:

- 1. mancanza incentivi alla domanda** (costo veicoli non competitivo);
- 2. incentivi** assegnati alla filiera **insufficienti** e **incertezza** su supporto pubblico futuro;
- 3. distanze di sicurezza** limitanti (dettate dalla normativa di prevenzione incendi in vigore al momento della redazione di questo BM), tempi **permessualistica** critici;
- 4.** necessità di raggiungere **scala efficiente** per sostenibilità economica e logistica.

3.1.6.3 Richieste di Policy

In generale, per fare sì che la filiera si sviluppi in maniera organica e credibile e non vada incontro a un fallimento di mercato, è necessario che venga predisposto un piano altrettanto comprensivo di incentivazione, che approcci in un'ottica olistica tutti gli stadi della catena del valore (produzione, distribuzione, utilizzo) e che tenga conto sia dei costi di acquisto e realizzazione, sia di quelli operativi (i.e. energia elettrica rinnovabile).

Il punto di pareggio con le tecnologie tradizionali dovrà essere perseguito con finanziamenti dedicati e, se questi non risultassero sufficienti, riducendo e interrompendo i sovvenzionamenti verso tutti i sistemi basati sui combustibili fossili, i quali contribuiscono evidentemente ed attivamente ad allargare il deficit di competitività e di conseguenza a rallentare la transizione energetica.

In particolare, in aggiunta agli incentivi ricevuti dal PNRR sui Capex della produzione (Bando "Hydrogen Valleys") e sui Capex delle stazioni (Bando Stazioni di Rifornimento Stradali), è necessario che vengano messi a disposizione degli incentivi Opex sulla produzione di idrogeno e degli incentivi Capex per i camion a idrogeno, ad oggi ancora assenti (in Germania ad esempio, è previsto un incentivo Capex sui camion a idrogeno in grado di coprire fino all'80% del Capex addizionale rispetto ad un camion tradizionale alimentato a diesel).

Sarebbero opportune anche innovazioni dal punto di vista normativo e di semplificazione, dato che i vincoli attuali (e.g. distanze di sicurezza) aggiungono ingenti complessità, tempi ed oneri che riteniamo potrebbero essere almeno parzialmente alleviati, così da favorire uno sviluppo diffuso della filiera sul territorio.

In sintesi, le richieste di Policy possono essere così riassunte:

- 1. PNRR buon primo passo**, ma insufficiente;
- 2.** necessità **programmazione** industriale e finanziaria chiara per il settore;

- 3. necessità di **incentivazione olistica** su tutta la filiera;
- 4. necessità di allentare vincoli progettuali e **facilitare iter permessualistici** per accelerare implementazione.

3.2 Stazioni di rifornimento dedicate per il trasporto pubblico locale (TPL)

3.2.1 Descrizione del settore e uso finale

Descrizione del settore di utilizzo

Infrastruttura di rifornimento a idrogeno dedicata per bus a celle a combustibile (12 m) per il trasporto pubblico locale (TPL).

Attuali trend di settore – stato dell’arte delle fonti energetiche impiegate (scenario “as is”)

Attualmente il settore è dominato dal gasolio, anche se negli ultimi anni il metano compresso (anche in forma bio), si è ritagliato una quota di mercato interessante. Risultano in crescita anche le alimentazioni ibride ed elettriche a batteria.

Le **soluzioni di rifornimento** di questo segmento sono rappresentate tipicamente da punti di erogazione in aree private (i.e. depositi), in quanto, permette alle aziende di gestire in totale autonomia i tempi e i modi di rifornimento.

Per quanto riguarda i **mezzi a idrogeno**, attualmente i modelli disponibili implementano bombole a 350 bar, che si ritiene possano affermarsi come standard per questo tipo di applicazione. Alcune stazioni dimostrative sono già in grado di produrre piccole quantità di idrogeno anche rinnovabile (i.e. SASA Bolzano) da destinare alla flotta.

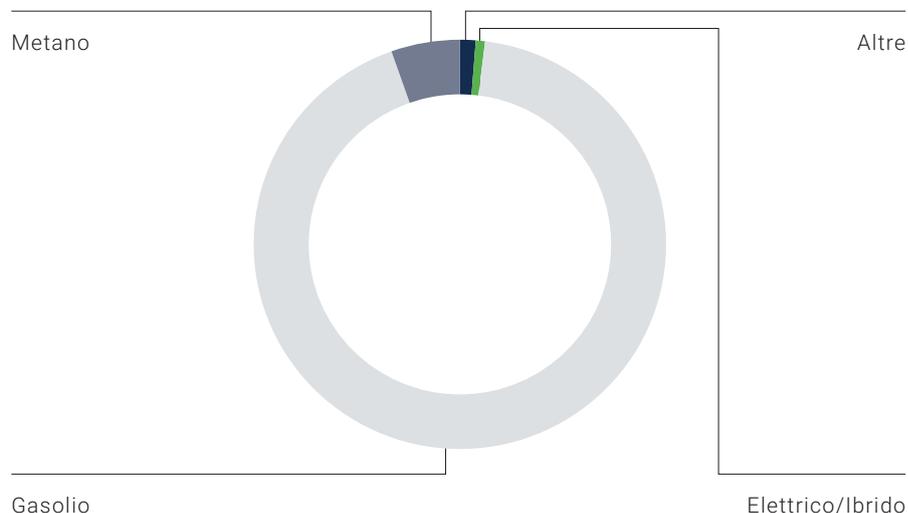
A seconda della dimensione della flotta, si tratta di una soluzione praticabile, sebbene molto dipenda dalle disponibilità e dalle intenzioni del singolo operatore.

Figura 53

Dati circolante, infrastruttura, mezzi, produzione e logistica.

Fonte: dati circolante bus Italia ACI 2022, foto Caetanobus

CIRCOLANTE		
Mercato dominato da diesel	Quota metano sostanziale	Rapida crescita BEV



INFRASTRUTTURA E MEZZI

Preferite stazioni dedicate
in aree private

Primi mezzi H2 disponibili
a 350 bar



PRODUZIONE E LOGISTICA

Produzione dimostrativa locale

Descrizione del potenziale utilizzo di idrogeno nel settore nello scenario "to be"

Gli **scenari futuri** saranno fortemente **policy-driven** e questo comporterà che lo sviluppo di una tecnologia a scapito di un'altra, nonché i tempi e la scala della diffusione delle stesse saranno dettate dalle scelte politiche ed economiche degli Stati membri e non da uno sviluppo inerziale del mercato attuale. Ad ogni modo, la bassa maturità della mobilità elettrica e a idrogeno, combinata ai forti investimenti a livello globale in ricerca e sviluppo, non

permettono di escludere salti in avanti in termini di efficienza e di costo, più difficilmente ottenibili per quanto riguarda una tecnologia ormai matura quale è il motore a combustione interna. Tutti questi elementi rendono difficile pronosticare gli sviluppi futuri, sebbene sia sempre possibile interpretare le informazioni oggi disponibili.

Per quanto riguarda il **parco circolante**, nel medio termine ci si attende la progressiva dismissione dei mezzi a gasolio e il tendere del mercato a un mix di biocarburanti e carburanti sintetici, GNL e FCEV. Non si esclude la possibilità di un ruolo per **motori a combustione interna a idrogeno** (di fatto rientranti nella categoria dei carburanti sintetici o cosiddetti e-fuel) sebbene al momento gli sforzi per l'implementazione di questo carburante sembrano più concentrati sui sistemi a celle a combustibile. Nel medio-lungo termine, ci si aspetta che il settore sia dominato da alimentazioni elettriche, a batteria oppure a celle a combustibile a seconda della tipologia di missione (e.g. urbana o extraurbana).

Per quanto riguarda i **sistemi di rifornimento e stoccaggio di idrogeno**, come già scritto, ci si attende una affermazione dello standard a 350 bar già disponibile. Non si esclude tuttavia che, con la diffusione dello standard a 700 bar per il trasporto pesante, questo possa diventare competitivo anche per il trasporto persone, eventualmente per le tratte extraurbane più lunghe. Sembra meno probabile, invece, l'applicabilità dell'idrogeno liquido.

Per quanto riguarda la **produzione** della molecola, essa vedrà quasi certamente una transizione forzata dall'attuale sistema incentrato sull'idrogeno non rinnovabile e caratterizzato da capacità produttive di nicchia, a un sistema ben più vasto e basato sull'elettrolisi da fonti di energia rinnovabili (FER). Nella transizione, potranno avere un ruolo sistemi di cattura e sequestro della CO₂ (CCS) utili a prolungare la vita degli impianti esistenti e sostenere la crescente domanda di molecola. All'estero avrà probabilmente un ruolo rilevante l'elettrolisi da energia prodotta in centrali nucleari (idrogeno viola), assenti però in Italia. Potrebbe rivelarsi di interesse anche la soluzione cosiddetta pirolitica, ad oggi tuttavia ancora in uno stadio sperimentale dello sviluppo.

Figura 54

Trend di settore nello scenario "to be"

Fonte immagini: Commissione UE
 "European hydrogen backbone initiative"

CIRCOLANTE			
↓ Diesel	= (bio) GNC	↑ BEV	↑ H ₂
Transizione accelerata grazie a obiettivi decarbonizzazione TPL		BEV dominante ma quota H ₂ sostanziale specie su tratte interurbane	

INFRASTRUTTURA E MEZZI	
Diffusione prioritaria presso grandi centri urbani	Mantenimento standard a 350 bar su tratte urbane



PRODUZIONE E LOGISTICA		
Capacità produttiva elevata e diffusa	Origine 100% rinnovabile	Logistica via carro verso standard 500+ bar e/o liquido, in futuro rete gas



3.2.1.1 Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni

Al momento rimangono valide le tre principali soluzioni non esclusive fra loro, descritte dettagliatamente all'interno del BM precedente sul trasporto pesante, al quale si può fare riferimento per maggiori informazioni (Par. 3.1.1.1, Fig. 45).

3.2.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

L'utilizzatore "tipo" in questo BM è rappresentato da una generica azienda di trasporto pubblico locale (TPL) operante su un'area medio-grande utilizza una flotta stradale intorno a 1500 veicoli.

La ripartizione del parco circolante rispetto all'alimentazione risulta articolata nel seguente modo:

- A. diesel: 76,4%;
- B. diesel-elettrici (ibridi): 11,1%;
- C. elettrici: 12,2%;
- D. idrogeno: 0,3%.

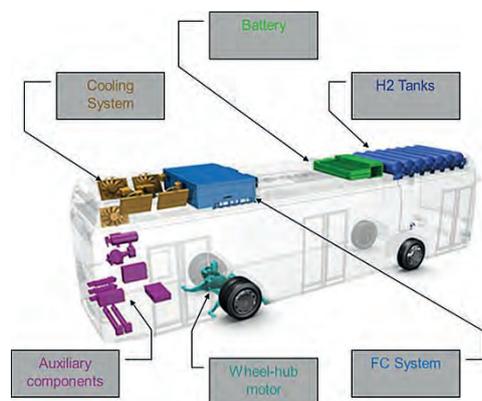
I **consumi di carburante** dipendono esclusivamente dalle dimensioni della flotta considerata e dai piani di conversione dell'azienda. Le indicazioni seguenti sono riferite a veicoli alimentati ad idrogeno in servizio sulla rete, eserciti su una linea mista ipotetica collegante il centro urbano con una località situata nell'immediato hinterland. La linea descritta ha una lunghezza di 9 km ed è percorsa in 36 min (velocità media commerciale 15 km/h). I bus ipotizzati in servizio sulla linea sono alimentati a idrogeno e si attestano su di un **consumo medio pari a 10.4 kg/100 km per ogni unità**, ovvero sono in grado di percorrere **circa 9.6 km con 1 kg di idrogeno**. I bus sono dotati di una cella a combustibile da 120 kW ed un sistema di accumulo agli ioni di litio con capacità di 47 kWh.

I **serbatoi di idrogeno** hanno una capacità di stoccaggio a bordo uguale a 35 kg di H₂ (@ 350 bar) su 7 bombole.

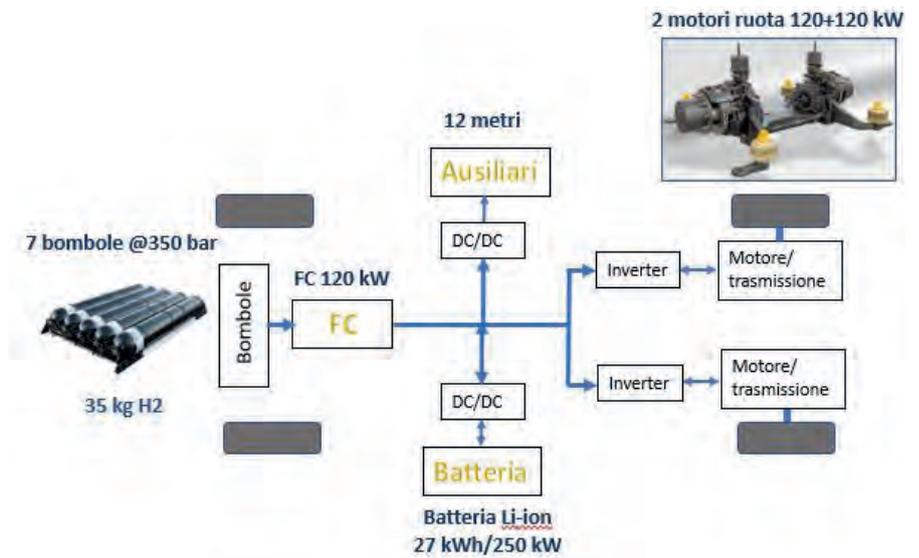
I veicoli sono lunghi 12 m e pesano a vuoto 13 ton.

La **potenza** massima erogata per la trazione in elettrico è di 240 kW. Possono trasportare 76 passeggeri.

Figura 55
Caratteristiche tecniche del bus a
celle a combustibile



La batteria consente: recupero energetico in frenata, spunto alla partenza, ridurre la taglia della Fuel Cell, ridurre i consumi



Con i consumi rilevati l'**autonomia giornaliera** è di oltre **300 km**, idonea quindi ad erogare un servizio continuo durante la giornata e garantendo fino a 17 giri completi di andata e ritorno sulla tratta ipotizzata. Tenendo presente le soste tecniche e i turni macchina, la percorrenza giornaliera rimane infatti fissata a 250 km massimi.

In base alle indicazioni sui consumi in servizio si necessita di 10.4 [kg/100km] *250 [km] /100 = 26 [kg/giorno] per veicolo.

La flotta minima considerata per la sostenibilità economica di un progetto di conversione è stimata di almeno 10 veicoli. In questo modo si genera una **esigenza minima di idrogeno di 260 kg/giorno**. Ipotizzando 300 giorni lavorativi in un anno, il fabbisogno della flotta pilota si attesterebbe intorno alle **78 tonnellate annue**.

Figura 56
Ipotesi scenario di utilizzo - linee di centro - cinta sub-urbana (immagine ATM Milano)

LUNGHEZZA TRATTA 9 km	VELOCITÀ MEDIA COMMERCIALE 15 km/h
PROFILO ALTIMETRICO Pianura	EFFICIENZA MEDIA 9.6 km/kgH ₂
PERCORRENZA GIORNALIERA 250 km/gg	GIORNI LAVORATIVI 300 gg/anno
PERCORRENZA ANNUA 75.000 km/(bus • anno)	CONSUMO ANNUO STIMATO 7.800 kgH ₂ /(bus • anno)



Per l'implementazione del BM ipotizzata la conversione di una prima parte di una flotta, tramite l'acquisto di 10 bus il primo anno e di ulteriori 20 il secondo anno, stabilizzandosi così a un totale di 30 mezzi a idrogeno. Si consideri come aziende quali TPER Bologna abbiano dichiarato ambizioni superiori, avendo firmato accordi per 34 bus al 2024 e arrivando a 127 al 2026, ossia circa il 10% del parco circolante su gomma.

In questo studio si è deciso di limitare tale numero, per non eccedere nel dimensionamento di una singola stazione che sarebbe forse troppo onerosa per un progetto ancora in fase in avvio; per flotte più grandi, rimane comunque possibile potenziare la capacità di erogazione della stessa stazione (in termini di potenza di compressione, dimensionamento degli stoccaggi e/o punti di erogazione) oppure realizzare stazioni aggiuntive, ad esempio nel caso in cui l'azienda disponga di più depositi. Date le ipotesi precedenti, il fabbisogno stimato per una flotta di 30 bus si attesta intorno alle 200 tonnellate annue.

3.2.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

3.2.3.1 Principali componenti della stazione di rifornimento stradale

- **COMPRESSORE:** necessario per la compressione verso gli stoccaggi di media (400+ bar) pressione. Il dimensionamento varia a seconda delle pressioni in ingresso e in uscita previste (ad esempio il fabbisogno di potenza sarà più alto in caso di produzione da elettrolizzatore a 30 bar, rispetto ad alimentazione da carro a 220 bar o superiori).

- **STOCCAGGI DI MEDIA E ALTA PRESSIONE:** buffer necessari per il rifornimento, che analogamente a un impianto metano avviene per differenza di pressione fra lo stoccaggio della stazione e le bombole del mezzo rifornito. I dimensionamenti possono variare a seconda della domanda prevista e della concentrazione delle stazioni di rifornimento nel tempo (a parità di potenza del compressore, saranno necessari stoccaggi più capienti per rifornire più serbatoi consecutivamente).
- **UNITA' DI REFRIGERAZIONE:** necessaria per ridurre i tempi di rifornimento.
- **EROGATORI a 350 bar:** previsto un erogatore a due pistole.
- **SLOT PER CARRO BOMBOLAIO:** 2 nel caso di produzione centralizzata, soltanto 1 nel caso di produzione dedicata (come back-up in caso di fermo dell'elettrolizzatore per manutenzione o guasto, o per sopperire ad eventuali deficit di capacità produttiva locale).
- **EVENTUALE ELETTROLIZZATORE**
- **EVENTUALE IMPIANTO FER ANNESSO** (applicabile solo se presente elettrolizzatore).
- **EVENTUALE BAIA DI CARICO CARRO BOMBOLAIO** per vendita sovrapproduzione (applicabile solo se presenti sia slot carro bombolaio, sia elettrolizzatore).

Nel caso di elettrolisi locale, si ipotizzano le seguenti caratteristiche tecniche dell'impianto:

Tabella 23
Caratteristiche tecniche
dell'impianto di elettrolisi

TIPOLOGIA ELETTROLIZZATORE PEM	TAGLIA ELETTROLIZZATORE 2 MW
DATO DIMENSIONAMENTO STOCCAGGIO Da valutare caso per caso	EFFICIENZA PRODUTTIVA 61 kWh/kgH ₂
FATTORE DI CARICO ELETTROLIZZATORE Fino a 8.400 ore/anno (Considerate 6.900 ore/anno)	PRODUTTIVITÀ 36 kg/h
VITA UTILE ELETTROLIZZATORE 20 anni	CONSUMO DI ACQUA 10 l _{H₂O} /kgH ₂
QUOTA ANNUA DI IDROGENO RINNOVABILE PRODOTTO Fino a 300 t/anno (Ipotizzate 240 t/anno)	IMPIANTO FOTOVOLTAICO Non previsto

Facciamo presente che in generale riteniamo che un impianto FER annesso a una produzione in situ sia una soluzione poco ottimizzata e non adatta a un'implementazione su larga scala, in quanto, richiede disponibilità di terreno molto più ampie rispetto a quelle (già consistenti) necessarie al piazzale della stazione, impattando sulla fattibilità tecnico-economica dell'investimento nonché sul consumo di suolo.

Nel seguito del BM, assumeremo quindi che l'energia elettrica sia sempre approvvigionata da rete e prodotta da fonti rinnovabili al di fuori del perimetro di progetto.

3.2.4 Valutazione economica

3.2.4.1 Costi dei mezzi

A titolo informativo, in quanto fuori dal perimetro di simulazione economica del presente BM, si riportano a seguire alcune informazioni relative ai **costi dei mezzi**. Il costo di acquisto dei bus è ancora abbastanza incerto ed elevato per via della bassa diffusione della tecnologia (gli stessi risultano essere qualche migliaio in tutta Europa). Come riferimento si consideri il prezzo di aggiudicazione di un'asta in Spagna, dove TBM Barcelona ha impiegato un importo unitario di € 661.700 (Scenari e prospettive dell'elettrificazione del trasporto pubblico su strada – Il TCRO GREEN Bocconi).

La previsione al 2030 è di una riduzione del costo di acquisto del 40%.

I **costi di manutenzione** dei veicoli (vedi progetto CHIC) sono compresi tra 0.40 (con personale formato in azienda) e 1.73 €/km (con contratti full service). Uno studio di Ballard indica per la manutenzione di 0.4 USD/km.

Figura 57
Costi di acquisto e di manutenzione bus H₂

Acquisto bus H ₂ (dati progetto CHIC)		Manutenzione bus H ₂ (dati progetto CHIC)
661.700 €	0.882 (€/km)	0.40 – 1.73 (€/km)

3.2.4.2 Costi Capex e Opex

Le tabelle seguenti sintetizzano le ipotesi di costi Capex e Opex nei due casi, con e senza la presenza di elettrolizzatore:

Tabella 24
Sintesi costi Capex e Opex per
stazione senza elettrolizzatore

COSTI - Stazione senza elettrolizzatore	
CAPEX ¹	
Attrezzatura H ₂ (compressori, stoccaggi, erogatori)	2.1 M€
Opere civili ed elettriche dedicate	0.6 M€
Ingegneria e oneri dedicati	0.1 M€
Acquisto terreno	-
Reinvestimenti (10° anno)	0.3 M€
TOTALE CAPEX senza elettrolizzatore	3.1 M€
OPEX	
Costo manutenzione impianti	0.4 M€
Costi manutenzione piazzale e gestione comm.le ²	0.2 M€
Costo elettricità compressione	0.4 M€
TOTALE OPEX senza elettrolizzatore	1.0 M€

¹Stazione costruita su piazzale esistente

²Costi fissi ripartiti anche su altre attività svolte presso il deposito

Tabella 25
Sintesi costi Capex e Opex per
stazione con elettrolizzatore

COSTI - Stazione con elettrolizzatore	
CAPEX ¹	
Attrezzatura H ₂ (compressori, stoccaggi, erogatori)	2.1 M€
Opere civili ed elettriche dedicate	0.6 M€
Ingegneria e oneri dedicati	0.1 M€
Costo elettrolizzatore (2 MW PEM)	3.6 M€
Costo opere aggiuntive elettrolizzatore	1.4 M€
Acquisto terreno	-
Reinvestimenti (10° anno)	0.9 M€
TOTALE CAPEX senza elettrolizzatore	8.7 M€
OPEX	
Costo manutenzione impianti	1.9 M€
Costi manutenzione piazzale ²	0.2 M€
Costo elettricità compressione	1.0 M€
Costo elettricità produzione	29.1 M€
TOTALE OPEX senza elettrolizzatore	31.1 M€

¹Stazione costruita su piazzale esistente

²Costi fissi ripartiti anche su altre attività svolte presso il deposito

3.2.4.3 Costi Opex: valorizzazione energia elettrica

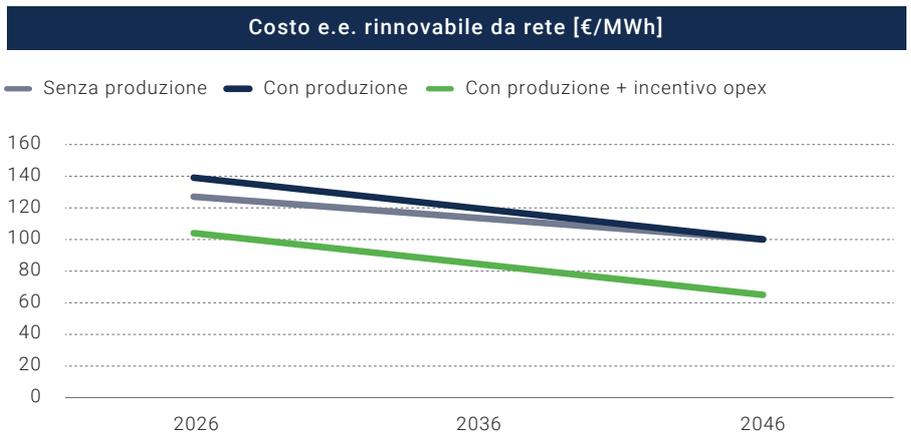
Per quanto riguarda il costo della fornitura di e.e. rinnovabile, prevista da rete, sono stati considerati i seguenti scenari, con le ipotesi comuni e coerenti a tutti gli altri BM che sono stati sviluppati nel corso del progetto:

- caso senza elettrolizzatore (2026): **127 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri;
- caso con elettrolizzatore (2026): **139 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri;
- entrambi i casi (2046): **100 €/MWh**, di cui 35 €/MWh di oneri.

Tali costi di approvvigionamento sono ipotizzati decrescere linearmente durante la vita del progetto. Il caso con elettrolizzatore al 2026 risulta essere il più costoso, ma anche utile per rappresentare l'esigenza di PPA necessario ad assicurare la contemporaneità oraria.

Per il caso con produzione è stato, inoltre, simulato scenario con contributo di riduzione pari a 35 €/MWh.

Figura 58
Scenari costo energia elettrica
100% rinnovabile da rete
(assunzioni sugli scenari di energia elettrica condivisi su tutti i tavoli di lavoro dei BM presenti nel documento)



3.2.4.4 Scenari fornitura idrogeno via carro

La fornitura esterna di idrogeno è considerata 100% rinnovabile (da elettrolisi alimentata da FER). I costi di approvvigionamento considerati sono i seguenti:

- Primo anno di esercizio (2026): **13.0 €/kg**, di cui 1.3 €/kg per il trasporto;
- Ultimo anno di esercizio (2046): **12.5 €/kg**, di cui 1.3 €/kg per il trasporto.

I costi fanno riferimento alla fornitura via carro bombolaio, **da una hydrogen valley "tipo PNRR" già inclusiva di finanziamenti pubblici al 45% dei costi di realizzazione**, entro un raggio di 100 ÷ 150 km dalla stazione. Tale aliquota

viene applicata costantemente su tutti gli scenari considerati nelle simulazioni seguenti e fa riferimento ad un regime di incentivazione minimo sufficiente alla sostenibilità economica del progetto, in linea con quanto disposto nell'ambito del PNRR. È stato evitato di introdurre scenari alternativi su questo elemento per due ragioni principali: in primis, per non aggravare più del necessario la complessità del modello di simulazione; in secondo luogo, in quanto si ritiene che in assenza di incentivi, o in presenza di incentivi inferiori, la sostenibilità dei progetti di produzione sia compromessa e di conseguenza lo scenario non realisticamente applicabile (si ritiene che i finanziamenti pubblici saranno necessari anche nel medio termine per la sostenibilità economica della produzione). Ulteriori variabili relative alla produzione decentralizzata sono state altresì considerate costanti e al di fuori del perimetro delle presenti simulazioni.

3.2.4.5 Simulazione prezzi di vendita

Di seguito proponiamo alcuni risultati di sintesi, relativi al prezzo di vendita stimato dell'idrogeno rinnovabile al variare di alcune ipotesi fondamentali.

Come importante premessa, si fa presente che l'analisi seguente mira semplicemente a fornire un ordine di grandezza del costo medio della realizzazione di un'infrastruttura a idrogeno rinnovabile per il trasporto pubblico locale che intenda realizzare un'infrastruttura ad uso privato, al variare di alcune grandezze ritenute rilevanti. **Non rappresenta invece un'analisi comparativa rispetto ad altri carburanti, né fornisce raccomandazioni specifiche rispetto ai livelli di prezzo, in quanto non è presente alcuna analisi del total cost of ownership (TCO) dei mezzi alimentati a carburanti alternativi.** Analisi di tal genere sono estremamente rilevanti per lo sviluppo del mercato, ma esulano dal perimetro del presente studio.

In particolare, sono state considerate le seguenti dimensioni per generare gli scenari rappresentati:

- **Presenza o meno di elettrolisi in sito.** Tale elemento impatta sui costi di realizzazione e di manutenzione, sul prezzo di acquisto dell'energia elettrica rinnovabile dalla rete, sul fabbisogno di energia elettrica e sul fabbisogno di forniture di idrogeno verde da carro bombolaio a parità di erogato.
- **Anno di esercizio.** Per maggiore sintesi, sono stati rappresentati esclusivamente l'anno di apertura alle vendite, ipotizzato al 2026 e l'anno di fine vita utile ed esaurimento del valore residuo degli impianti, ipotizzato al 2046 al ventesimo anno di esercizio. Negli anni intermedi è stata applicata una riduzione progressiva del costo dell'energia elettrica rinnovabile e una

riduzione progressiva del prezzo delle forniture esterne via carro di idrogeno rinnovabile. Come è chiaro, la prima riduzione impatterà in maniera più significativa nello scenario dotato di produzione locale, mentre la seconda sarà preponderante per il caso di fornitura esclusivamente esterna.

- **Incentivi.** Sono state ipotizzate intensità di finanziamento pari rispettivamente allo 0%, al 50% e all'80% dei costi di investimento, incluse tutte le attrezzature e le opere civili ed elettriche, terreno escluso. Nel caso di produzione locale, si è considerato uno scenario addizionale rispetto a ciascuno di questi casi, a rappresentare un sollievo dei costi operativi. Questo esercizio non è stato ripetuto nel caso privo di produzione locale, in quanto l'impatto risulta marginale.

Complessivamente, sono stati quindi rappresentati **18 scenari alternativi**. Negli schemi successivi, le **componenti di costo** del prodotto sono raggruppate nelle seguenti voci:

- **Fornitura esterna idrogeno** (se applicabile). Costo medio dell'idrogeno rinnovabile approvvigionato via carro bombolaio. Il costo medio è inteso sulla quantità di idrogeno erogato, per cui impatterà interamente nel caso senza produzione locale, mentre nel caso con elettrolizzatore tale costo (generato dal solo fabbisogno residuale che l'elettrolizzatore non è in grado di coprire) viene ripartito sul totale dei volumi risultando quindi diluito nella media. Il valore unitario varia negli anni e nella rappresentazione compare ridotto quando la quota di fornitura esterna è inferiore al 100% del consumo.
- **Trasporto** (se applicabile). Valore medio relativo alla quota di prodotto approvvigionata via carro, valgono le stesse considerazioni di cui alla voce precedente. Il valore unitario è invariante, ma nella rappresentazione compare ridotto quando la quota di fornitura esterna è inferiore al 100% del consumo.
- **Infrastruttura.** Componente destinata a ripagare i costi di realizzazione e manutenzione dell'impianto di rifornimento, a sua volta è composta da voci fisse e variabili. Il valore unitario cui tende a ridursi all'aumentare dei volumi erogati.
- **Energia elettrica.** Voce variabile relativa ai fabbisogni energetici dei processi di compressione ed eventuale elettrolisi. Il valore per unità di energia varia negli anni e si compone di una parte variabile e decrescente, che

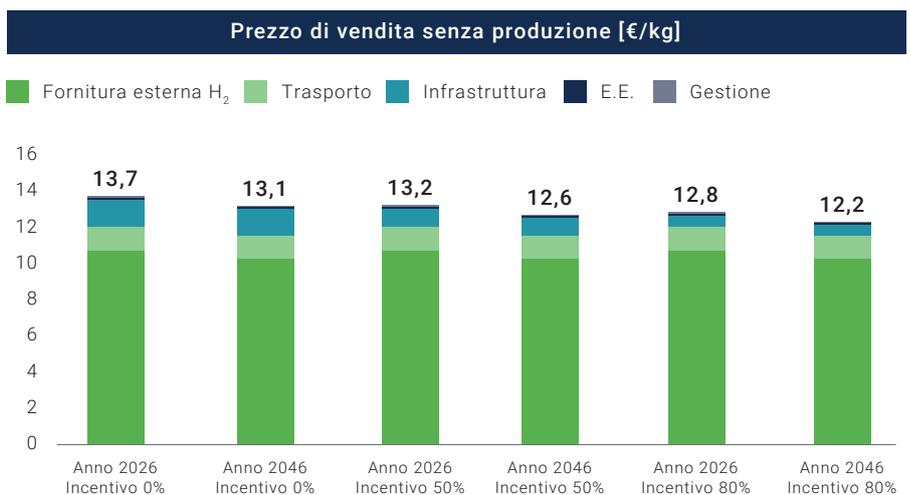
rappresenta il costo della materia energia e di una parte fissa, che rappresenta gli oneri di rete. Si ricorda che il prezzo di mercato della materia energia è stato ipotizzato leggermente più alto nel caso con elettrolizzatore. Il valore per chilogrammo di idrogeno erogato, invece, è funzione non soltanto dell'andamento dei prezzi di mercato, ma anche del fabbisogno energetico medio stimato presso la stazione. I consumi relativi alla compressione sono infatti inversamente proporzionali rispetto alle pressioni di ingresso (30 bar se da elettrolizzatore, 220 bar se da carro bombolaio).

- **Gestione.** Voce che aggrega i costi fissi di manutenzione generale del piazzale.

Nei grafici successivi, per ciascuno dei tre scenari principali vengono rappresentate sei stime di costo. Ciascuna colonna è contrassegnata da una data, a distinguere i due diversi punti di osservazione del prezzo (primo e ventesimo anno di esercizio) e da una percentuale, a indicare l'intensità di finanziamento pubblico applicata ai costi di investimento. I diversi colori in colonna corrispondono alle diverse voci di costo elencate in precedenza. Per evitare inutili ripetizioni, si fa qui presente che in generale i costi fissi risultano meglio assorbiti al ventesimo anno rispetto al primo, in quanto l'erogato è molto superiore (ved. sopra).

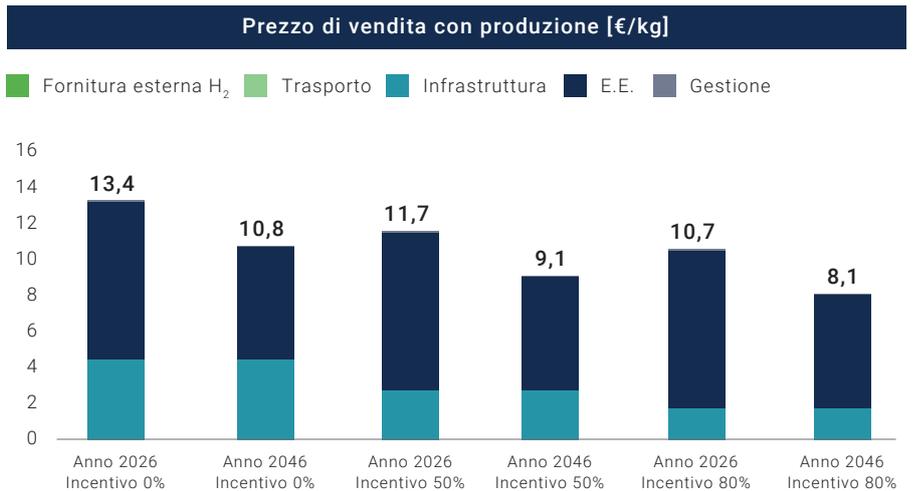
Il primo caso considerato è quello in cui non è presente alcuna produzione presso la stazione, per cui l'intero fabbisogno di idrogeno è soddisfatto tramite forniture di terzi. In particolare, tale fornitura avviene per mezzo di carri bombolai caricati a 220 bar.

Figura 59
Prezzo di vendita idrogeno rinnovabile da fornitura esterna



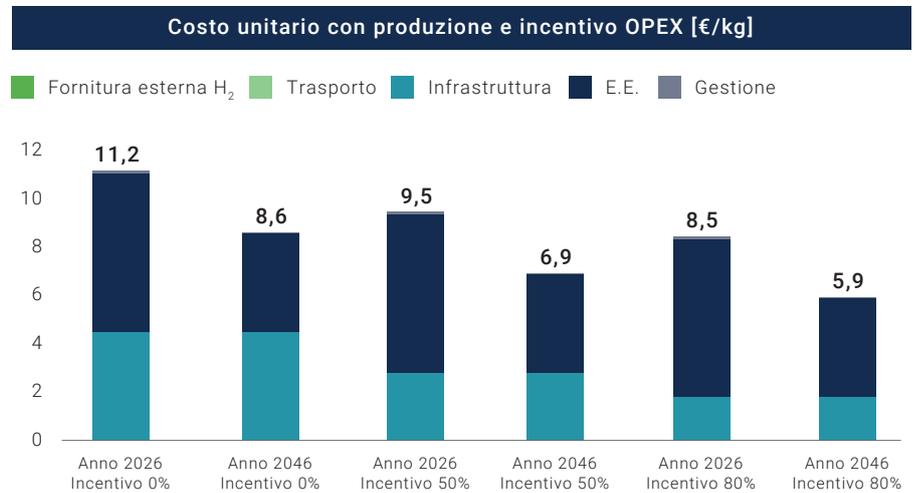
In questo caso risulta preponderante il costo della fornitura di idrogeno, a cui è sempre da aggiungersi il costo del servizio di trasporto. Il costo dell'infrastruttura è relativamente contenuto e si riduce in termini assoluti all'aumentare dell'intensità di finanziamento.

Figura 60
Prezzo di vendita idrogeno rinnovabile in presenza di elettrolizzatore in loco



In questo caso risulta preponderante il costo dell'energia elettrica. Tale consumo è per la maggior parte assorbito dall'elettrolizzatore, ma si rileva anche un maggior fabbisogno di energia per la compressione, in quanto l'idrogeno necessita di un salto di pressione molto maggiore rispetto a quando alimentato da carro. Data la rilevanza della componente elettrica, si osserva una sensibilità molto maggiore rispetto ai prezzi di mercato dell'energia. Il costo dell'infrastruttura risulta molto più impattante rispetto al caso precedente e gli effetti dei contributi sui costi di realizzazione determinano riduzioni di prezzo più evidenti. Si ricorda che in questo caso e nel successivo, è stato considerato un costo unitario della materia energia lievemente superiore rispetto al caso senza produzione locale. A livello di dimensionamento, è stato ipotizzato che l'azienda sfrutti la capacità produttiva dell'elettrolizzatore, mantenendolo in funzione per un numero di ore sufficiente a coprire l'intero fabbisogno di idrogeno senza dover ricorrere a forniture esterne.

Figura 61
Prezzo di vendita idrogeno
rinnovabile in presenza di
elettrolizzatore e incentivo Opex



Questo scenario è una variante del precedente, in cui si è ipotizzato un incentivo lato Opex pari a circa 30 ÷ 40 €/MWh che va ad aggiungersi a quelli sui costi di investimento. Considerando l'entità dei costi dell'energia per un impianto di produzione di idrogeno, un contributo di questo tipo sarebbe in grado di ridurre in maniera sensibile il prezzo di vendita del prodotto.

3.2.5 Valutazioni quantitative e qualitative

Sono stati presi in considerazione i seguenti parametri di confronto:

Riduzione % combustibile fossile (gasolio): ~ 100%

Considerando esclusivamente l'utilizzo finale. Volendo adottare una prospettiva più ampia, è presumibile che in una prima fase il trasporto dell'idrogeno su strada sia effettuato da mezzi alimentati a gasolio; tuttavia, anche in questo senso si ritiene che nel medio-lungo termine, l'intero parco circolante nazionale (compresi i carri bombolai) venga convertito ad alimentazioni rinnovabili. Per quanto riguarda il fabbisogno di energia elettrica della filiera, invece, si prevede che esso sia fin da subito completamente soddisfatto da fonti rinnovabili.

Riduzione CO₂/anno a regime: oltre 93 t/(anno * mezzo)

Calcolo tank-to-wheel rispetto a chilometraggio equivalente dei mezzi a gasolio, considera efficienza diesel 2,5 km/l, fattore di emissione H₂ 0,0 kgCO₂/km, fattore di emissione diesel 1,24 kgCO₂/km, percorrenza 75.000 km/anno.

Riduzione NOx: ~100%

A differenza dei motori a combustione interna, le celle a combustibile generano, come sottoprodotto della combustione di idrogeno ad alto grado di purezza, soltanto calore e vapore acqueo.

Erogato stimato: fino a 235 t/a

A regime al secondo anno ipotizzando l'acquisto di 30 mezzi.

3.2.6 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo alle stazioni dedicate per il trasporto pubblico locale ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

3.2.6.1 Benefici emersi dal BM

Si ritiene che l'idrogeno ad uso autotrazione rappresenti ad oggi una delle opportunità più interessanti per decarbonizzare il settore del trasporto pesante su strada.

Sebbene si ritenga che i veicoli elettrici alimentati a batteria costituiranno la maggior parte delle flotte circolanti in ambito urbano, l'idrogeno offre comunque una valida alternativa in vari contesti. Ad esempio, laddove non sia disponibile un allacciamento alla linea elettrica di potenza sufficiente ad alimentare un numero elevato di veicoli, o nel caso sia necessario minimizzare i tempi di fermo destinati alla ricarica. Risultano, inoltre, meno soggetti a cali prestazionali nel corso della vita utile, come nel caso delle batterie.

Sebbene non sia il caso analizzato in questa sede, riteniamo che l'alimentazione a idrogeno rappresenti un'opportunità specialmente per la conversione di bus interurbani o sulle lunghe tratte, per cui l'utilizzo di bombole a 700 bar, anziché 350 bar, permetterebbe di raggiungere autonomie attualmente fuori portata per i mezzi a batterie.

In sintesi, per quanto riguarda i benefici, si possono riassumere:

1. decarbonizzazione 100%;
2. autonomia equivalente a mezzi a carburanti tradizionali;
3. tempi di rifornimento equivalenti a carburanti tradizionali;
4. prestazioni costanti nel corso della vita utile (rispetto a bev);
5. possibilità di autoproduzione;
6. utile anche su tratte interurbane.

3.2.6.2 Criticità emerse dal BM

Allo stato attuale, le condizioni economiche risultano particolarmente avverse a uno sviluppo su larga scala delle tecnologie legate all'idrogeno: come

può essere ricavato dalle analisi di cui sopra, i finanziamenti ad oggi disponibili non permettono di raggiungere la competitività con i carburanti tradizionali e la mancanza di una programmazione concreta per il futuro rende ancora più complesso pianificare gli investimenti privati.

In sintesi, per quanto riguarda le criticità, si possono riassumere:

1. costi elevati (infrastruttura, prodotto, mezzi).

3.2.6.3 Richieste di Policy

In generale, per fare sì che la filiera si sviluppi in maniera organica e sostenibile e non venga percepita come una imposizione antieconomica dalle aziende di trasporto, è necessario che venga predisposto un piano altrettanto comprensivo di incentivazione, che approcci in un'ottica olistica tutti gli stadi della catena del valore (produzione, distribuzione, utilizzo) e che tenga conto sia dei costi di acquisto e realizzazione, sia di quelli operativi (i.e. energia elettrica rinnovabile). Il punto di pareggio con le tecnologie tradizionali dovrà essere perseguito con finanziamenti dedicati e, se questi non risultassero sufficienti, riducendo e interrompendo i sovvenzionamenti verso tutti i sistemi basati sui combustibili fossili, i quali contribuiscono evidentemente ed attivamente ad allargare il deficit di competitività rallentando la transizione energetica.

Sarebbero opportune anche innovazioni dal punto di vista normativo e di semplificazione, dato che i vincoli attuali (e.g. distanze di sicurezza) aggiungono ingenti complessità, tempi ed oneri che riteniamo potrebbero essere almeno parzialmente alleviati, così da favorire uno sviluppo rapido e diffuso della filiera sul territorio.

In sintesi, le richieste di Policy possono essere così riassunte:

- **PNRR buon primo passo;**
- **bozza reg. CO₂ HDV 1** favorevole a conversione flotte TPL a H₂ (target riduzione emissioni CO₂ TTW per mezzi pesanti e bus – 100% su nuove immatricolazioni dal 2030);
- necessità di programmare **incentivazione a medio termine;**
- necessità di **incentivazione integrata** dalla produzione all'utilizzo.

3.3 Hub logistico

3.3.1 Descrizione del settore e uso finale

Descrizione del settore di utilizzo

Hub logistico o azienda manifatturiera caratterizzate da un utilizzo intenso

dei carrelli elevatori e/o towing tractors su più turni.

Attuali trend di settore – stato dell'arte delle fonti energetiche impiegate (scenario "as is")

Le caratteristiche specifiche del **Material Handling** (che prevede attività sia interne che esterne) fanno sì che la **maggioranza dei mezzi impiegati sia elettrica**.

Solo per impianti industriali dove l'operabilità su piazzali esterni è ancora molto richiesta (es. ceramiche) o i carichi da movimentare sono alti, si ha la presenza di **carrelli controbilanciati con motore endotermico**.

Non è invece molto pronunciata la presenza di **carrelli a GPL** per le difficoltà legate al rifornimento dei mezzi.

Figura 62
Esempio di hub logistico

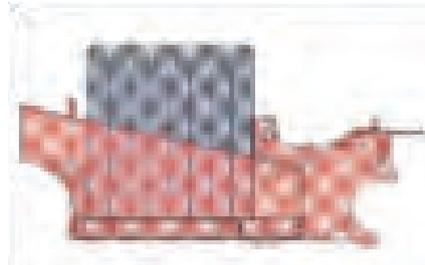


Descrizione del potenziale utilizzo di idrogeno nel settore nello scenario "to be"

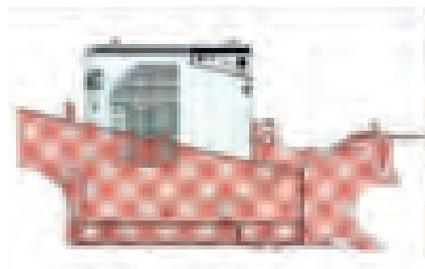
Nella maggioranza dei casi attuali (che vedono l'utilizzo di carrelli elettrici), l'approccio più comune è la sostituzione della tradizionale batteria con una **Fuel Cell** intercambiabile, operazione resa possibile dal fatto che le dimensioni e i pesi della batteria che si va a sostituire sono conformi alla normativa DIN e quindi replicabili dai costruttori di Fuel Cell.

Da evidenziare che l'operazione non solo non modifica le caratteristiche funzionali del carrello, ma nemmeno altera le capacità di carico in quanto non viene modificato il baricentro della macchina.

Figura 63
Schema di posizionamento
batteria e fuel cell all'interno di un
carrello e di un'auto



BATTERIA
LEAD ACID



FUEL CELL
A NORME DIN



AUTO

Come si vede dalla Figura 63, mentre in un'auto i componenti sono distribuiti lungo il telaio, in un carrello sono tutti concentrati in un unico cassone.

I **mezzi attualmente disponibili** sono allestiti con Fuel Cell funzionanti a 350 bar e con una capacità di serbatoio di circa 42 litri, quindi equivalente a meno di 2 kg di idrogeno alla pressione di 350 bar. Le Fuel Cell vengono realizzate nei tipici voltaggi del material handling (24, 48, 80 volt) e l'energia disponibile (kWh) dipende solo dalla quantità di idrogeno in peso contenuto all'interno della Fuel cell, simile all'energia contenuta nella batteria che si sostituisce.

Tutte le Fuel Cell prevedono sempre al loro interno la presenza di una piccola batteria destinata a fornire i picchi di potenza elettrica richiesta e a permettere il recupero di energia (frenatura rigenerativa).

Nei voltaggi considerati la potenza oggi disponibile arriva a 15 kW. Questo ne limita l'impiego a macchine fino a circa 5 tonnellate e per questo sarebbe auspicabile una evoluzione verso potenze superiori in modo da poter ampliarne il campo di utilizzo coprendo gli impieghi fino a 10 t oggi quasi sempre coperti dall'impiego di macchine termiche.

Figura 64
Fuel cell stack

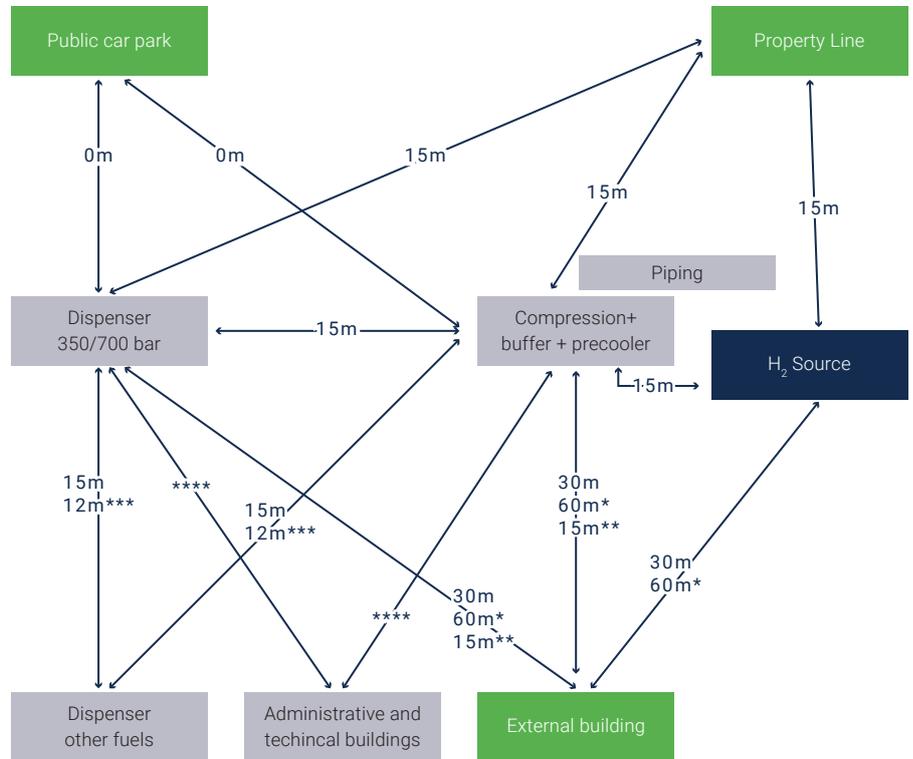


La fornitura di idrogeno rinnovabile può essere prevista con produzione on site utilizzando elettrolizzatori alimentati da FER o da rete. La produzione di idrogeno blu, tramite steam-methane reforming (SMR) di gas naturale con cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) prodotta è al momento fonte di discussione.

Il **DM 23 ottobre 2018** "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione", nato per gli impianti di distribuzione stradale è utilizzato anche nel material handling, rappresenta ad oggi la base normativa per la realizzazione di impianti destinati alla alimentazione di flotte private. Poiché il DM 23 ottobre 2018 si riferisce solamente agli impianti di produzione e distribuzione di idrogeno per autotrazione, è di prossima pubblicazione (alla data di redazione del presente documento) un nuovo Decreto che conterrà la "Regola tecnica di prevenzione incendi per l'individuazione delle metodologie per l'analisi del rischio e delle misure di sicurezza antincendio da adottare per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio di impianti di produzione di idrogeno mediante elettrolisi e relativi sistemi di stoccaggio", che regolerà dunque anche la progettazione di impianti H₂ per applicazioni industriali.

L'attuale DM 23 ottobre 2018 riporta in maniera chiara le distanze di sicurezza che devono essere garantite tra i cosiddetti "componenti pericolosi d'impianto" in fase di progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti H₂.

Figura 65
DM 23 ottobre 2018:
distanze di sicurezza



* Versus high occupancy building

** using concrete barrier (not versus high occupancy building)

*** from CNG dispenser

**** 15 m from building <50 sqm

22 m from building between 50 and 200 sqm & electrical cabinet

30 m from building > 200 sqm

I vincoli estremamente stringenti sulle distanze di sicurezza fissati dal DM 23 ottobre 2018, rendono complicata la realizzazione di punti di erogazione di idrogeno presso strutture produttive o hub logistici dove normalmente lo spazio a disposizione non è ampio. Si segnala però che, all'interno del Decreto, un titolo specifico è dedicato alle stazioni per il rifornimento esclusivo di sole flotte aziendali con produzione di idrogeno in sito inferiore a 50 Nm³/h: nello specifico caso, sono consentite semplificazioni nella definizione dell'ubicazione dell'impianto da cui può trarre vantaggio il material handling per la localizzazione all'interno del sito produttivo.

Per il material handling, la cui peculiarità è quella di lavorare a punto fisso, si può considerare una sola stazione di rifornimento idrogeno, che opportunamente

tamente posizionata, serve tutta la flotta di carrelli; in tal caso il posizionamento dell'erogatore dovrà essere studiato in modo da ottimizzare i percorsi.

Ad oggi, in Italia, a causa dei costi, sia degli impianti di rifornimento che delle Fuel Cell stesse, non sono presenti impianti funzionanti, ma solo alcuni dimostratori tecnologici basati su poche unità. Se consideriamo un carrello elettrico la macchina di base non cambia, se non in piccole modifiche, ma la batteria originale viene sostituita da un sistema elettrochimico di costo decisamente superiore (fino a 5 volte). Situazione differente in Europa dove, principalmente in Francia, esistono già impianti che prevedono svariate decine di carrelli ad idrogeno in attività.

3.3.1.1 Distribuzione dell'idrogeno: principali soluzioni

Al momento rimangono valide le seguenti tre principali soluzioni non esclusive fra loro:

• Rifornimento tramite carro bombolaio (produzione "centralizzata")

Questo sistema è sicuramente il più semplice e prevede una logistica punto-punto fra impianto di produzione (cosiddetta "centralizzata") e impianto di rifornimento. Il carro bombolaio può, inoltre, di per sé costituire lo stoccaggio di base presso la stazione. L'efficienza di questo sistema aumenterà con lo sviluppo di carri operanti a pressioni più alte (500+ bar) che permetteranno di ridurre il carico sui compressori della stazione nonché di trasportare più prodotto a parità di viaggi. La principale criticità di questo sistema si trova nel fatto che un suo sviluppo su scala massiva implica un elevato numero di mezzi circolanti in ogni momento sulla rete stradale, con conseguente aumento dei rischi della sicurezza. Allo stato attuale viene inoltre mossa l'obiezione che questo tipo di mezzi, essendo alimentati a gasolio, compromettono la sostenibilità del prodotto; riteniamo, tuttavia, che si tratti di una criticità contingente che verrà risolta automaticamente con la progressiva sostituzione del parco circolante.

Da non sottovalutare, inoltre, lo spazio richiesto per la movimentazione e la sosta del carro bombolaio all'interno del sito.

• Rifornimento tramite gasdotto (rete pubblica)

Questo sistema rappresenta uno sbocco naturale in un'economia a idrogeno sviluppata, in particolare per l'Italia per cui si prevede l'utilizzo della rete nazionale come principale canale di importazione dal Nordafrica e di esportazione verso l'Europa centro-orientale. Sarà tuttavia praticabile solo una volta raggiunta una certa massa critica in termini di domanda e di distribu-

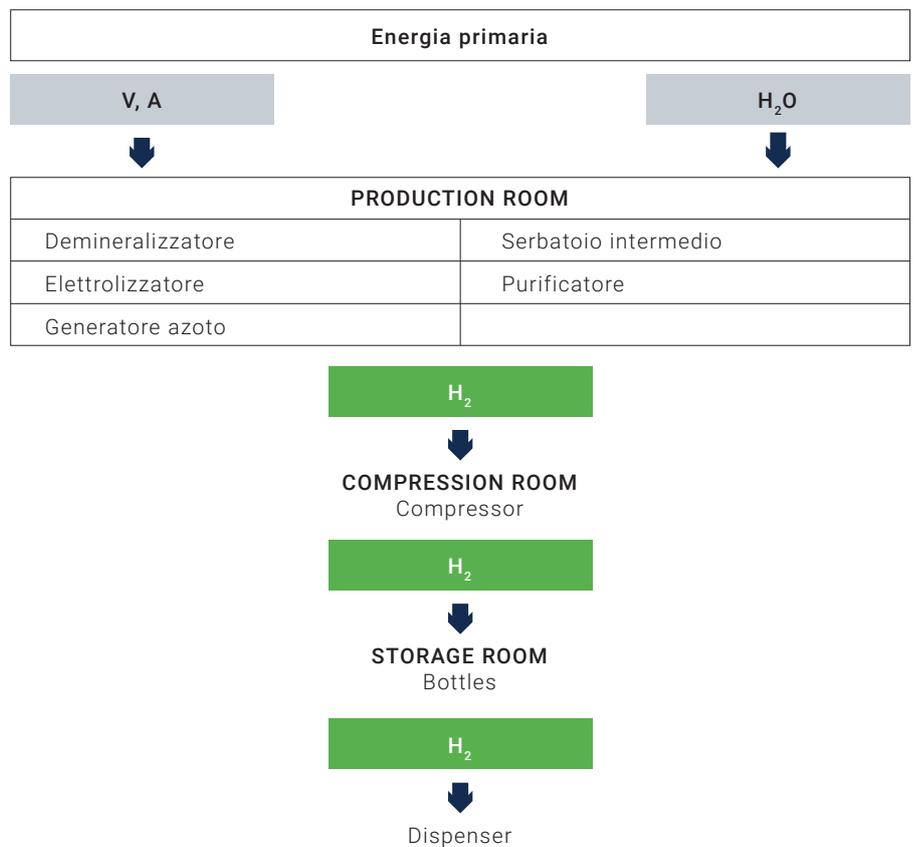
zione territoriale della stessa.

• **Produzione dedicata (produzione “decentralizzata”)**

Ricade in questa categoria sia la produzione in situ propriamente detta, sia la produzione a distanza arbitraria, comunque annessa esclusivamente alla stazione e connessa tramite idrogenodotto dedicato. Questo sistema permette di avere maggiore flessibilità e indipendenza rispetto a centri di produzione centralizzati, posta la disponibilità di terreno e di energia rinnovabile. Sebbene i costi siano ad oggi elevati, non si può escludere che in futuro la produzione “decentralizzata” di idrogeno allo stato gassoso possa prevalere su quella “centralizzata”, specie per il material handling, rendendo di fatto ogni sito produttivo indipendente dalla rete nazionale.

La produzione decentralizzata da fonti rinnovabili necessita di una infrastruttura dedicata ma consente un razionale utilizzo della fonte primaria (fotovoltaica, eolica) mitigandone la volatilità; nel caso in esame, se l’energia primaria in ingresso proviene da fonti rinnovabili l’idrogeno prodotto è considerato “rinnovabile”.

Figura 66
Componenti impianto
di produzione
decentralizzata



3.3.2 Presentazione dell'azienda "tipo" che utilizza idrogeno

Per quanto riguarda il material handling, si potrebbero prendere in considerazione due tipologie di impianto:

1. piccoli impianti dimostrativi: hanno lo scopo di guidare possibili utilizzatori ad avvicinarsi alla tecnologia dell'idrogeno. Sono caratterizzati da una produzione in sito inferiore a 50 Nm³/h (circa 20 t/anno), in questo caso anche piccole flotte di 5-10 mezzi diventano interessanti. Non permetterebbero però lo sviluppo di un vero BM;
2. impianti "reali": hanno una capacità massima di circa 40 t di H₂/anno per alimentare una flotta fino a 50 carrelli.

Nel proseguo del documento si prenderà come riferimento principalmente il secondo caso in modo da dimensionare l'impianto per circa 20 t di H₂/anno e per alimentare una flotta di circa 50 carrelli elevatori: l'azienda tipo, dovendo ammortizzare l'investimento per la produzione dell'idrogeno, è caratterizzata da un uso intensivo che richieda il cambio batteria nelle macchine tradizionali. Ovviamente l'impianto per il rifornimento di idrogeno renderebbe inutile la sala di ricarica batterie e quindi porterebbe un recupero di spazio. La stazione di rifornimento, locata all'esterno potrebbe anche essere "containerizzata".

3.3.3 Dimensionamento tecnico dell'impianto di elettrolisi

3.3.3.1 Assunzioni e ipotesi di base

- L'energia primaria, di tipo elettrico, si considera fornita alla stazione tramite un PPA (Power Purchase Agreement), quindi un contratto di energia da fonte rinnovabile che garantisce l'approvvigionamento di energia verde sul medio-lungo periodo e la compliance con l'**Atto Delegato* dell'UE per i RFNBOs (Renewable Fuels of Non Biological Origin)**;
- l'alternativa del rifornimento tramite carro bombolaio non è presa in considerazione, considerati i piccoli volumi di idrogeno richiesti per l'alimentazione dei carrelli elevatori (circa 1 – 1,5 kg di idrogeno a carrello su base giornaliera);
- per quanto possibile, visti gli spazi limitati solitamente disponibili all'interno di un hub logistico, si considera una stazione containerizzata;
- non è prevista la vendita della sovra-produzione (tutto l'idrogeno prodotto è auto consumato);
- la stazione di rifornimento ipotizzata è costituita dai seguenti componenti principali:

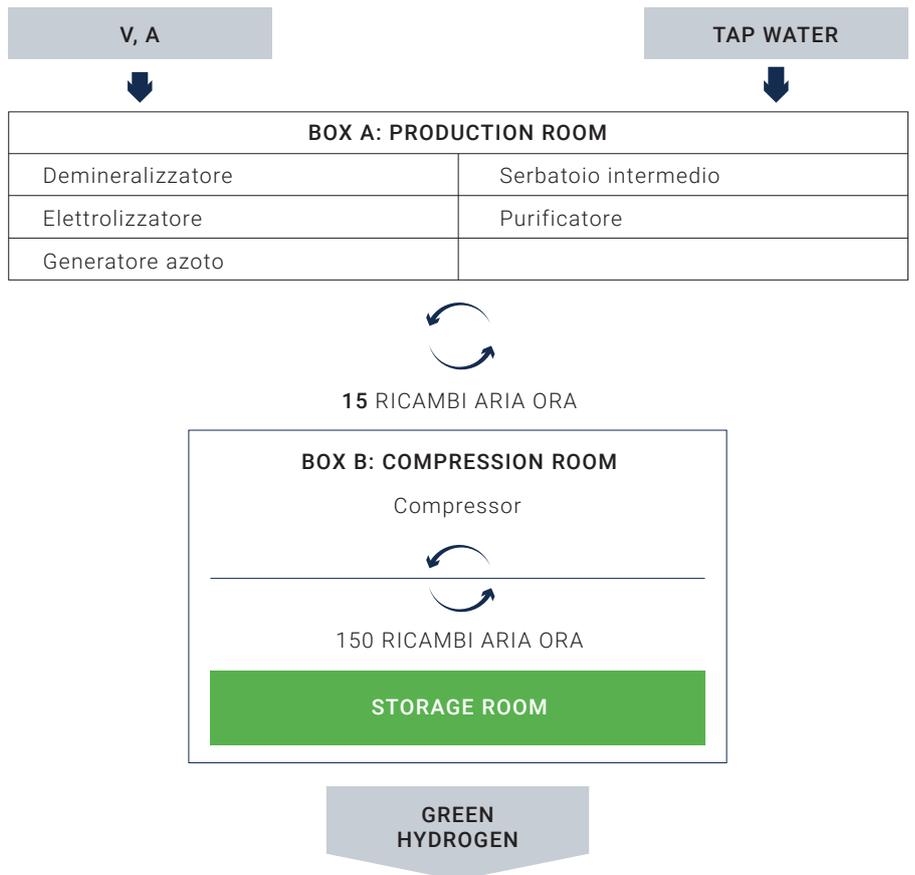
*Pubblicazione in GUUE (del 20 giugno 2023) dei due atti delegati RFNBO (EU) 2023/1184 e (EU) 2023/1185

- elettrolizzatore;
- compressore;
- stoccaggio;
- dispenser H₂.

Figura 67
Render stazione di rifornimento



Figura 68
Schema della stazione di rifornimento



3.3.3.2 Aspetti normativi

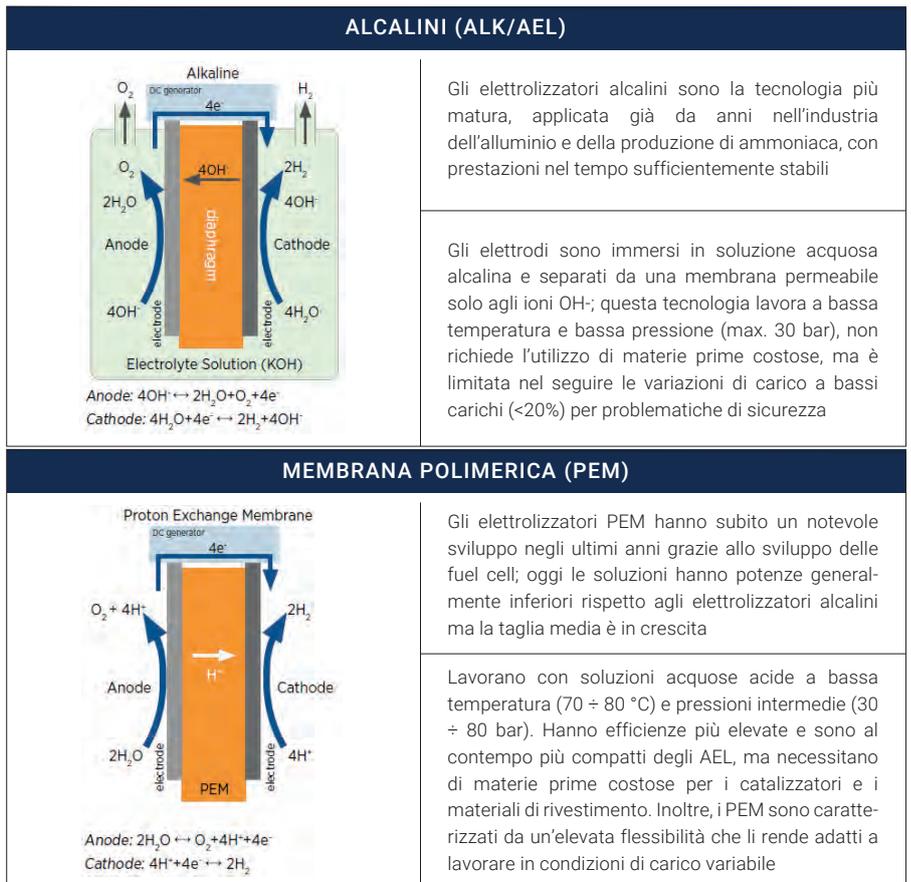
Sono stati considerati i seguenti testi (in vigore o di prossima pubblicazione):

- DM 23 ottobre 2018 "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione";
- Regola tecnica di prevenzione incendi per l'individuazione delle metodologie per l'analisi del rischio e delle misure di sicurezza antincendio da adottare per la progettazione, la realizzazione e l'esercizio di impianti di produzione di idrogeno mediante elettrolisi e relativi sistemi di stoccaggio.

3.3.3.3 Principali componenti dell'impianto

- **ELETTROLIZZATORE:** esistono sul mercato quattro tipi di elettrolizzatori: Alcalini (AEL), PEM (Proton Exchange Membrane), SOE (Solid Oxide Electrolyzer) e AEM (Anion Exchange Membrane), di seguito schematizzati.

Figura 69
Tipologie di elettrolizzatori



OSSIDI SOLIDI (SOE)	
<p>Anode: $2\text{O}^{2-} \leftrightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ Cathode: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \leftrightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$</p>	<p>Gli elettrolizzatori PEM hanno subito un notevole sviluppo negli ultimi anni grazie allo sviluppo delle fuel cell; oggi le soluzioni hanno potenze generalmente inferiori rispetto agli elettrolizzatori alcalini ma la taglia media è in crescita</p> <p>Essi tipicamente operano ad alta temperatura ($700 \div 850 \text{ }^\circ\text{C}$) e a pressione ambiente; queste condizioni consentono di raggiungere elevati valori di rendimento elettrico, ma riducono la vita utile dello stack e la relativa stabilità di funzionamento</p> <p>Essendo una tecnologia reversibile, sono potenzialmente adatti per utilizzi con accumulo di idrogeno e servizi di bilanciamento alla rete. Sono molto adatti per utilizzatori che abbiano vapore ad alta temperature</p>
MEMBRANE ANIONICHE (AEM)	
<p>Anode: $4\text{OH}^- \leftrightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ Cathode: $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \leftrightarrow 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$</p>	<p>Gli elettrolizzatori a membrane anioniche (AEM) rappresentano la tecnologia più recente a livello di sviluppo e per questo sono sostanzialmente ancora in fase R&D</p> <p>Questa soluzione dovrebbe riunire i vantaggi della soluzione AEL (ambiente alcalino) e della soluzione PEM (efficienza e semplicità); ad oggi esistono forti problematiche per l'elevato degrado della membrana che ne limita molto la vita utile</p> <p>Pertanto, la soluzione richiede ancora importanti sviluppi per penetrare nel mercato ed essere commercializzata su larga scala</p>

Per l'implementazione del BM è stato scelto un **elettrolizzatore alcalino**, in quanto, rappresenta la tecnologia ad oggi più matura presente sul mercato. Dati i bassi consumi considerati, è stato selezionato un elettrolizzatore **di piccola taglia (<1 MW)**, disponibile sul mercato da parte di più produttori, con le seguenti caratteristiche:

- pressione in uscita: 4-8 bar;
- potenza: 18-60 kw;
- fattore di carico: 96%.

La tabella seguente ne riassume le caratteristiche dimensionali:

Tabella 26
Caratteristiche tecniche
dell'impianto di elettrolisi

Tipologia	Alcalino	
Taglia	kW	60
Numero di elettrolizzatori installati	#	2
Costo energetico/efficienza di produzione	kWh/NmCH ₂	5,5
Ore di funzionamento elettrolizzatore	h/anno	8.400
Producibilità elettrolizzatore	kgH ₂ /h	~1
Vita utile elettrolizzatore	anni	20
Consumo di acqua previsto per la produzione di H ₂	dm ³ /kgH ₂	10
Quota annua di idrogeno rinnovabile prodotto	%	~100

I dati sopra riassunti si riferiscono a un elettrolizzatore di piccola taglia che garantisce una **produzione giornaliera di circa 20÷25 kg/giorno**, dedicati al rifornimento di circa 20÷25 carrelli elevatori.

Si prevede, quindi, l'installazione di **2 elettrolizzatori** di questa taglia, da ubicare presso gli snodi del centro logistico, in modo da ottimizzare la movimentazione dei carrelli elevatori e **garantire il rifornimento fino a 50 carrelli elevatori**. Nel caso in esame si prevede l'installazione degli elettrolizzatori ravvicinata.

Di seguito viene riportata a titolo esemplificativo l'ingombro di un elettrolizzatore della taglia selezionata:

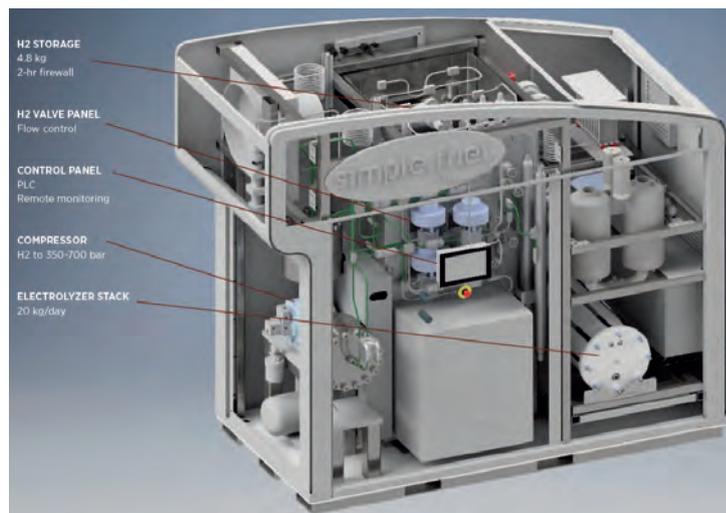
Figura 70
Esempio di ingombro tipo di
elettrolizzatore della taglia sele-
zionata (for courtesy of McPhy)



L'altra ipotesi citata prevede l'installazione di una stazione compatta e integrata; tale soluzione è diffusa in altri Paesi, ma in Italia non è ancora autorizzata in quanto le distanze di sicurezza tra i componenti d'impianto non rispettano quanto descritto nel Decreto 23 ottobre 2018. Tale soluzione permette il rifornimento di circa 20 carrelli elevatori.

Di seguito una foto esemplificativa della soluzione:

Figura 71
Esempio di stazione compatta e integrata



- **COMPRESSORE:** è previsto un solo compressore necessario per la compressione verso gli stoccaggi di media pressione (500 bar). Il dimensionamento varia a seconda delle pressioni in ingresso e in uscita previste. In generale, si prevede un primo stadio di compressione per il passaggio dalla pressione di aspirazione (uscita elettrolizzatore) alla media pressione, ed infine un booster per ottimizzare la pressione di rifornimento. Come citato nei paragrafi precedenti, per il rifornimento dei carrelli elevatori si considera una compressione fino a 400 bar, utile per alimentare i serbatoi di idrogeno dei carrelli a 350 bar.
- **STOCCAGGI DI MEDIA E ALTA PRESSIONE:** buffer necessario per il rifornimento, che avviene per differenza di pressione fra lo stoccaggio della stazione e i serbatoi del mezzo rifornito. Il dimensionamento potrebbe variare a seconda della domanda prevista per il livello di pressione dei mezzi riforniti (350 bar). L'unità di refrigerazione potrebbe rendersi necessaria per ridurre i tempi di rifornimento.
- **EROGATORE a 350 bar:** deve essere situato in un luogo accessibile ai carrelli, ottimizzato per favorire i rifornimenti.

3.3.4 Valutazione economica

3.3.4.1 Costo carrello

Una fuel cell ha un costo di acquisto decisamente superiore a quello della batteria che va a sostituire (circa 5 volte superiore) e, di conseguenza, possiamo conseguentemente considerare che il costo iniziale di acquisto del carrello elevatore sia circa il doppio rispetto a un carrello elettrico con batteria tradizionale.

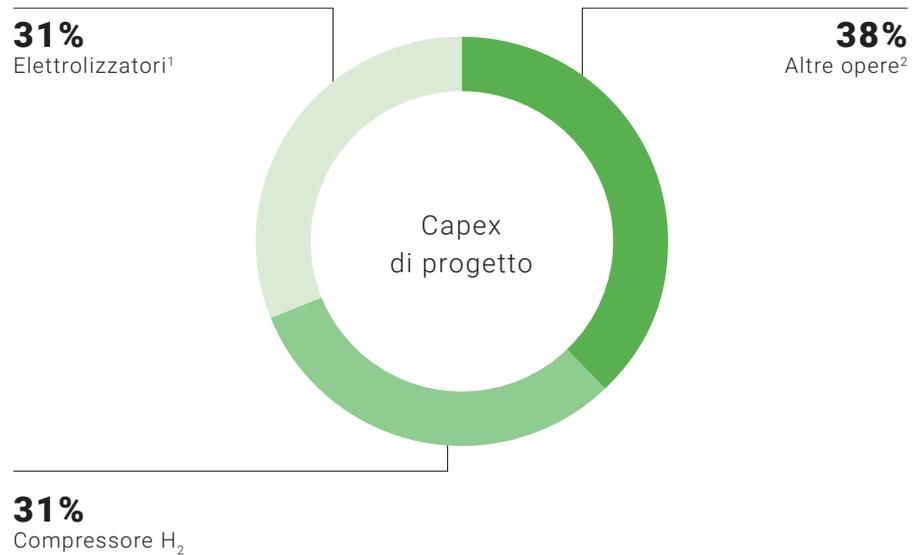
3.3.4.2 Costi Capex Impianto

Lo sviluppo dell'impianto idrogeno come presentato nei paragrafi precedenti prevede spese in conto capitale pari a circa **€ 1,3 Mln** di cui:

- circa **€ 0,5 Mln** per i due elettrolizzatori;
- circa **€ 0,4 Mln** per il compressore;

e il rimanente importo per gli stoccaggi di bassa e media pressione, dispenser H₂ e per le altre opere necessarie alla realizzazione dell'impianto (lavori elettrici, edili, meccanici e interconnecting).

Figura 72
Diagramma di ripartizione
costi Capex



¹compreso elettrolizzatore, AUX;

²stoccaggi di bassa e media pressione, dispenser H₂, lavori elettrici, edili, meccanici e interconnecting

Nel caso di installazione della “soluzione compatta” si potrebbe riuscire ad ottimizzare e ridurre in parte questi costi.

3.3.4.3 Costi Opex Impianto

Il maggior costo da sostenere è relativo all'utilizzo dell'energia elettrica per l'alimentazione degli elettrolizzatori.

Come per tutti gli altri BM, sono stati considerati due scenari per quanto riguarda i costi dell'energia elettrica:

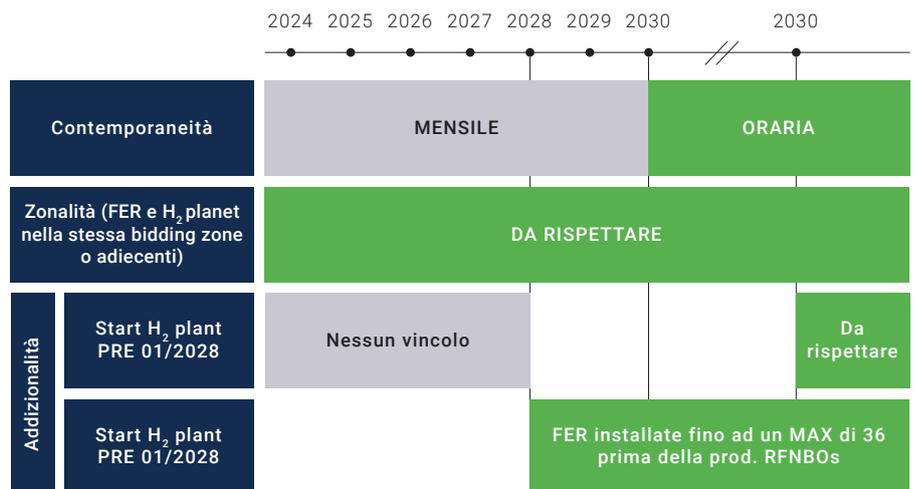
- **uno scenario energetico pari a circa 80 €/MWh** sull'arco dei 20 anni di funzionamento dell'impianto a cui si sommano oneri di rete relativi a un cliente energivoro (30 ÷ 40 €/MWh, considerati gli oneri di rete per allaccio in media tensione) in accordo alle recenti disposizioni normative. Tale scenario risulta ottimistico rispetto alle attuali proiezioni di mercato ma considera tuttavia un abbassamento degli attuali valori nel lungo termine;
- **uno scenario alternativo** con un costo di energia elettrica rinnovabile calmierato intorno ai **65 €/MWh (media 20 anni)**, ossia il valore di “floor” sulla base dell'esito dell'ultima asta del GSE in cui sono stati selezionati impianti di taglia > 1MW, a cui sommare gli oneri di rete. Si ritiene che tale

costo possa essere rappresentativo del LCOE di impianti rinnovabili, oltre che di un ritorno atteso dagli investitori in tali impianti e di dinamiche competitive (i.e. domanda-offerta) nel Paese.

Come precedentemente accennato, a febbraio 2023 è stato adottato dalla Commissione Europea l'Atto Delegato* che definisce gli RFNBO (Renewable Fuels of Non Biological Origin), nel quale è inclusa la definizione di idrogeno rinnovabile e che impone alcune condizioni per la produzione dello stesso. In sintesi:

- contemporaneità oraria tra la produzione del parco rinnovabile e il consumo dell'elettrolizzatore;
- vicinanza geografica del parco rinnovabile all'elettrolizzatore;
- addizionalità del parco rinnovabile che alimenta l'elettrolizzatore rispetto alle rinnovabili esistenti.

Figura 73
Requisiti dell'Atto Delegato*
RFNBO (Renewable Fuels of Non Biological Origin)



Nel BM viene garantita l'alimentazione dell'elettrolizzatore da impianti di energia rinnovabile in ottemperanza a quanto richiesto dall'Atto Delegato* sull'addizionalità (contemporaneità oraria, vicinanza geografica, addizionalità).

Si considerano inoltre, tra i costi operativi, anche i **costi di manutenzione dell'impianto**, pari a circa il 2% del valore di investimento dell'elettrolizzatore.

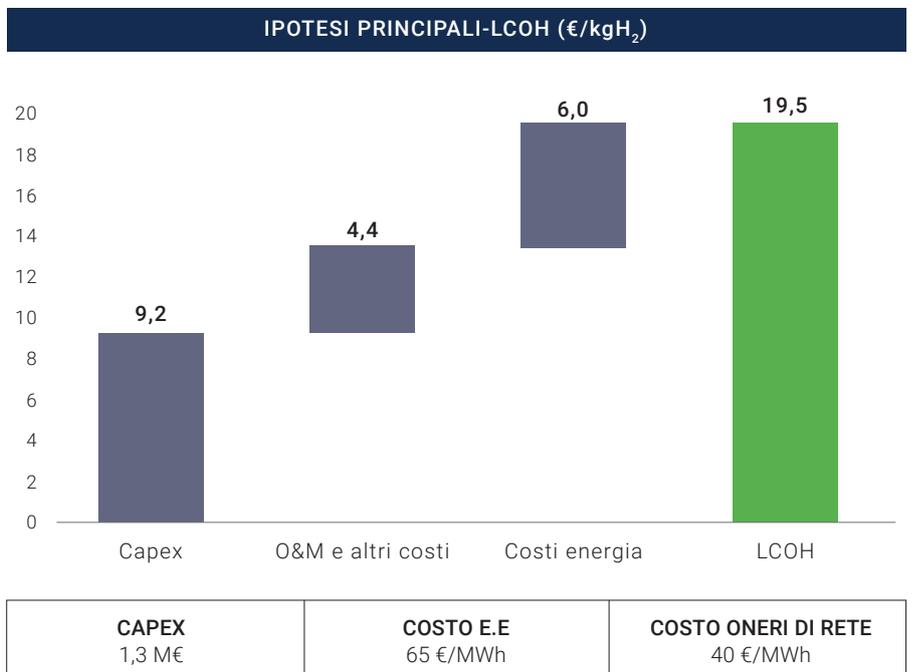
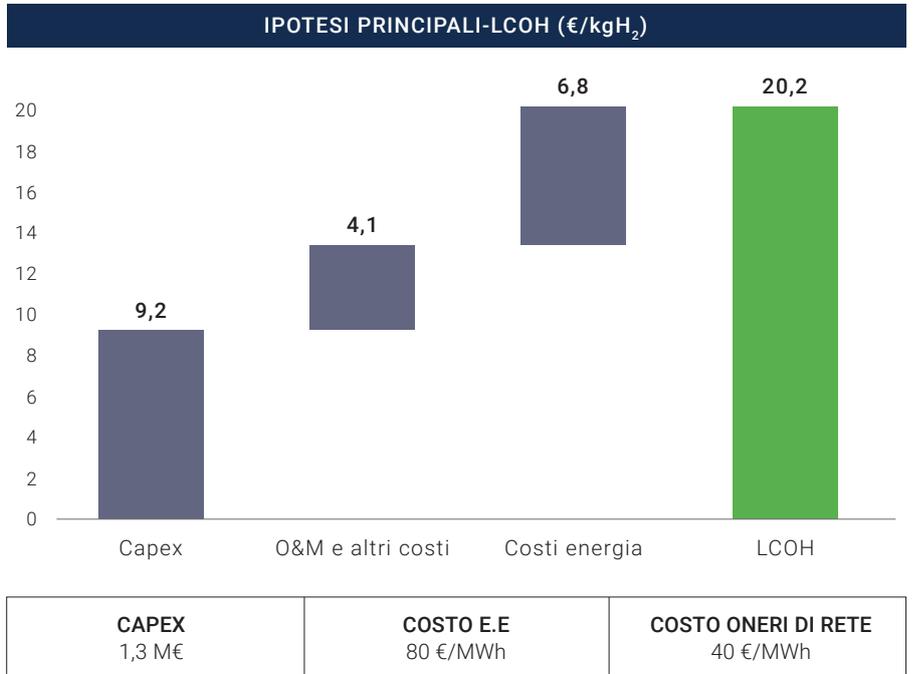
Di seguito un dettaglio dei costi:

- costi energia elettrica (inclusi oneri di rete): 110.000 ÷ 130.000 €/anno;
- costi manutenzione impianto: 10.000 €/anno.
- a prescindere del valore unitario, è evidente che i valori assoluti in gioco

*Pubblicazione in GUUE (del 20 giugno 2023) dei due atti delegati RFNBO (EU) 2023/1184 e (EU) 2023/1185

sono di ordine di grandezza limitato.

Figura 74
Proiezioni del LCOH (Levelized
Cost of Hydrogen) nelle ipotesi
adottate nel BM



Il **LCOH** del progetto è pari a circa 20 €/kg, di cui circa il 50% circa imputato ai costi di investimento (Capex). A parità delle altre ipotesi, con uno scenario di acquisto dell'energia elettrica "calmierato" e ridotto a 65 €/MWh si otterrebbe una riduzione del LCOH pari a circa 0,5 €/kgH₂.

È importante sottolineare che il LCOH risultante da questo BM è superiore rispetto ad altri BM visti precedentemente all'interno di questa pubblicazione proprio in virtù dei pochi volumi di idrogeno prodotto, ma poco impattante in termini assoluti se si considerano, ancora una volta, i volumi di idrogeno consumato dall'azienda tipo presa in considerazione all'interno del BM.

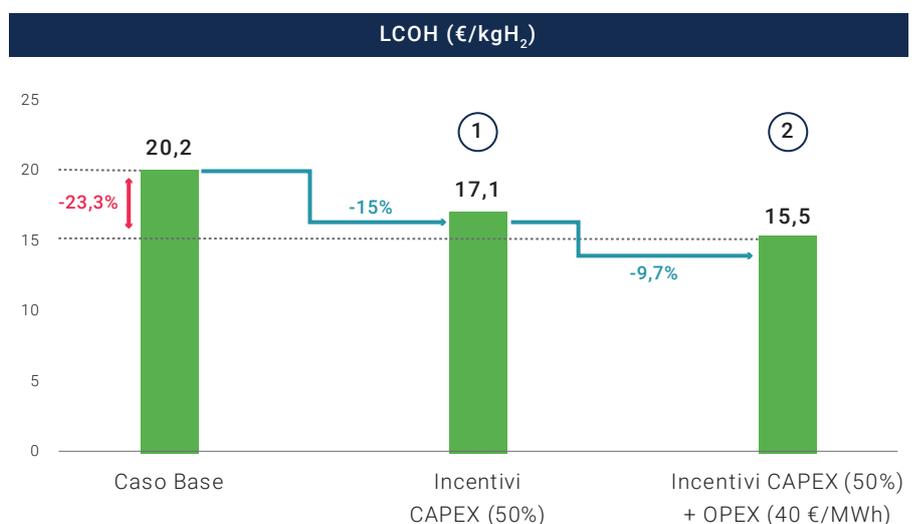
3.3.4.4 Impatto di eventuali finanziamenti / grant

A livello sia europeo che nazionale sono disponibili numerosi programmi di finanziamento per i progetti di produzione di idrogeno rinnovabile. In particolare, è stato recentemente assegnato il bando di finanziamento (PNRR) relativo all'incentivazione delle stazioni di rifornimento a idrogeno, che consente il recepimento di un contributo a fondo perduto pari al 50% dei Capex.

Si è provato pertanto a simulare il BM inserendo un sollievo sui Capex pari al 50% anche se tali costi includono anche una quota relativa all'elettrolizzatore.

Considerando anche un incentivo lato Opex pari a circa 30 ÷ 40 €/MWh, l'effetto combinato dei due incentivi porterebbe il prezzo di vendita dell'idrogeno a un livello pari a circa 15 €/kg, significativamente inferiore rispetto ai livelli visti nei paragrafi precedenti.

Figura 75
Proiezioni del LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) al variare di finanziamenti Capex e/o Opex



1. CAPEX (50%)	2. CAPEX (50%) + OPEX (40 €/MWh)
L'ottenimento di un finanziamento a fondo perduto pari al 50% delle CAPEX consentirebbe di ridurre il LCOH di c.ca 3 €/kgH₂	L'effetto combinato del finanziamento al 50% delle CAPEX e un incentivo OPEX del peso di c.ca 40 €/MWh porterebbe ad una riduzione significativa del LCOH nell'ordine di 5 €/kgH₂

Ai fini della riduzione dei costi di produzione dell'idrogeno, anche in un settore di "nicchia" come quello degli hub logistici, risulta evidente l'importanza di meccanismi di supporto per le spese in conto capitale e soprattutto in conto Opex.

3.3.5 Valutazioni quantitative e qualitative

3.3.5.1 Fuel cell vs Carrelli elettrici a batteria

Il principale scenario di confronto è costituito dai carrelli elettrici, rappresentando al momento la larga maggioranza di utilizzi. Se si confrontano pertanto le Fuel Cell a idrogeno con i carrelli elevatori elettrici, emergono le seguenti considerazioni:

- confronto fra CO₂ emessa localmente non applicabile (elettrico vs elettrico);
- nel passaggio a Fuel Cells, occorre considerare sia i costi dell'infrastruttura idrogeno analizzati nei paragrafi precedenti, sia il costo del carrello (una Fuel Cell costa circa 5 volte il costo di una batteria al piombo acido di pari caratteristiche e ha una durata almeno doppia);
- **il carrello può essere rifornito in circa 3 minuti;** per un utilizzatore con una flotta consistente di mezzi questo si traduce in aumento di produttività dovuto al risparmio sui tempi morti legati alle ricariche delle batterie. A titolo esemplificativo, si segnala che caricare una batteria al Pb richiede 8-10 ore, una batteria agli ioni di Litio almeno 30 minuti;
- la potenza elettrica in uscita dalla Fuel Cell rimane costante fino a quando è presente idrogeno nel serbatoio, di conseguenza le prestazioni della macchina rimangono invariate per tutto il ciclo di lavoro;
- il rifornimento non necessita di una sala di ricarica dedicata, ma può essere effettuato nel posto più idoneo ad ottimizzare la logistica dell'impianto.

3.3.5.2 Fuel cell vs macchine endotermiche

Per quanto riguarda i carrelli controbilanciati, si può pensare ad una progressiva sostituzione dei modelli con motore endotermico con veicoli elettrici.

Nel caso specifico sarebbe opportuno sviluppare alcuni modelli che, grazie all'uso della fuel cell, possano coniugare le caratteristiche dei due tipi di macchina.

Il prevedibile aumento delle potenze disponibili nelle celle a combustibile renderà possibile questa sostituzione per tutte le capacità di carico previste dal mercato oggi coperte dagli endotermici, portando ad una progressiva sostituzione dei modelli a combustione interna.

Se ipotizziamo quindi nei prossimi anni la realizzazione di veicoli elettrici specificatamente progettati per essere alimentati ad idrogeno e con caratteristiche tali da poter essere usati in alternativa alla motorizzazione endotermica, in particolare:

- potenza installata non inferiore a 20 KW, nessun calo di prestazioni;
- ergonomia simile ai diesel (altezza da terra della pedana);

possiamo allora considerare tra i fattori di scelta anche la riduzione della CO₂ emessa. Facendo riferimento ad una tipica macchina usata nel settore della ceramica (trasmissione idrostatica) potremmo avere:

Tabella 27
Confronto fra macchine endotermiche e fuel cell

	diesel		H2	
Consumo	L/h	3,4	g/h	340
Consumo per 8 ore	L	27,2	Kg	2,72
Costo indicativo	\$/L	1,4	\$/Kg	20
	€	38,08	€	54,4
CO ₂ generata dalla combustione	Kg/L	2,62		0
CO ₂ generata in 8 ore	Kg	71,264		0

3.3.6 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo all'hub logistico, indirizzato alla produzione di idrogeno rinnovabile per carrelli elevatori, ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

3.3.6.1 Benefici emersi dal BM

Il carrello elevatore a idrogeno consente una pronta e veloce decarbonizzazione dei centri logistici ad alta movimentazione, essendo una tecnologia a 0 emissioni, che permette la movimentazione di pesi e velocità di riforni-

mento paragonabili ai mezzi diesel.

I ridotti tempi di ricarica dei carrelli a idrogeno impattano notevolmente su un utilizzatore che gestisce una flotta consistente di mezzi, con conseguente aumento della produttività e riduzione degli spazi, in quanto il rifornimento nel caso dell'idrogeno non necessita di una sala ricarica dedicata come nel caso delle batterie.

3.3.6.2 Criticità emerse dal BM

Il BM evidenzia, per via dei ridotti volumi di idrogeno impiegato, un peso dei **costi operativi** per la produzione dell'idrogeno inferiore rispetto al peso dei costi di investimento necessari per l'installazione dell'infrastruttura di rifornimento, soprattutto in virtù dei pochi volumi movimentati.

Vale pertanto la pena di sottolineare che il punto di forza di questo BM risiede nella possibilità di ricorrere a **scenari di utilizzo integrati che massimizzano i volumi di idrogeno della domanda**: si evidenzia infatti che tutti gli impieghi in cui l'idrogeno non viene "bruciato", ma trasformato in elettricità con un processo elettrochimico hanno in comune le stesse caratteristiche del combustibile. La **possibilità di condividere fra impieghi diversi (auto, riscaldamento) questo elemento, aiuta ad ammortizzare le spese della infrastruttura da mettere in opera.**

3.3.6.3 Richieste di Policy

Alla luce del peso dei costi di investimento sul totale dei costi di produzione risulta necessario esplorare al meglio le **soluzioni compatte** per la produzione dell'idrogeno già disponibili sul mercato e verificarne la possibile applicazione in Italia.

Risulta oltremodo necessario garantire, anche in un settore di "nicchia" come quello degli hub logistici, oltre agli incentivi disponibili per i Capex, incentivi sugli Opex allo scopo di calmierare i costi di energia elettrica per l'alimentazione dell'elettrolizzatore.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

4. SETTORE RESIDENZIALE

COORDINATORI DI PROGETTO:

MASSIMO BECCARELLO

Confindustria

ALESSANDRO ALESSIO

Confindustria

ALESSANDRO MAGGIONI

ANIMA Confindustria

PAOLA CAPELLINI

ANIMA Confindustria

ALBERTO ZERBINATO

ANIMA Confindustria

TEAM DI PROGETTO

BRUNO FIERRO

ANIMA Confindustria

MAURO FARRONATO, VALENTINA D'ACUNTI,

VINCENZO PEPE

ASSOTERMICA

DANIELA LOBOSCO

ASSOGAS

FILIPPO DE CECCO, MATTEO LENTINI

ASSOGASLIQUIDI

DANIELA GAZZOLA

PROXIGAS

PAOLA COPETA, ACHILLE FOTI

EROGASMET

LEONARDO D'ACQUISTO, FRANCESCA SCARAMASTRA

ITALGAS

Si ringraziano le Associazioni di Settore e le Aziende del Sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile l'implementazione del BM e la redazione del documento

 **Assotermica**
Imprese per il territorio

 **ASSOGAS**

 **FEDERCHIMICA
ASSOGASLIQUIDI**
Associazione nazionale imprese gas liquefatti

 **PROXIGAS**

 **erogasmet**
Reti Italiane

 **IG
Italgas**

4.1 Il ruolo del gas nella decarbonizzazione del settore residenziale

L'Italia è caratterizzata da un sistema energetico dove il gas naturale rappresenta una risorsa centrale: **il 43% circa dei consumi di gas naturale (ca. 25 miliardi di m³/anno) è ascrivibile al settore domestico/residenziale** (dati 2022) e, grazie a una infrastruttura capillare, diffusa per oltre 300 mila km di rete, il gas raggiunge l'82% delle famiglie e collega il 90% dei Comuni italiani.

In Italia il percorso di decarbonizzazione del settore residenziale va calato in un contesto che vede un parco immobiliare estremamente datato e inefficiente, in cui le classi energetiche degli edifici risultano decisamente basse. Il 60% del parco edilizio è stato realizzato prima del 1977 e il 75,4% degli edifici è in classi inquinanti (E, F, G). L'esperienza di questi anni evidenzia come la decarbonizzazione del settore del riscaldamento, per potersi dispiegare in concreto e raggiungere gli obiettivi attesi, debba avvalersi di un approccio pragmatico tale da consentire una **transizione multienergetica**, in grado di coinvolgere tutti i consumatori finali, compatibilmente con le capacità di spesa di ciascuno.

Risulta, pertanto, necessario adottare politiche che tengano adeguatamente conto della realtà e in particolare:

- della necessità di **garantire la neutralità tecnologica**, garantendo la possibilità di impiegare tutte le soluzioni tecnologiche esistenti a basso o nullo impatto ambientale, in base alle loro prestazioni, modalità di funzionamento e condizioni al contorno, senza introdurre implicitamente ostacoli all'utilizzo dei gas rinnovabili;
- della necessità di **garantire un sistema energetico sicuro e resiliente**, assicurando la continuità e la certezza delle forniture e prevedendo la compresenza di tutte le tecnologie e le fonti energetiche che possono concretamente contribuire ad accelerare il processo di transizione;
- di **effettuare un'analisi costi/benefici** sia in termini economici – che tenga in considerazione la situazione attuale, l'assetto infrastrutturale esistente e la necessità di minimizzare gli investimenti infrastrutturali complessivi, limitando gli stranded costs anche in prospettiva futura – sia in termini di fattori inquinanti nel loro complesso e non solo con riferimento alla CO₂;
- necessità di **coinvolgere il consumatore in tale processo**, offrendogli una pluralità di soluzioni tecnologiche tra le quali selezionare quella più adeguata alle sue esigenze e alle sue possibilità economiche;

Alla luce di tali considerazioni, risulta fondamentale prevedere nel settore residenziale – in una logica di neutralità tecnologica – una **progressiva immissione di gas rinnovabili in miscela**, ed in particolare dell'idrogeno rinnovabile, un vettore energetico che può offrire soluzioni in grado di abbattere significativamente le emissioni utilizzando l'infrastruttura e i sistemi esistenti con mirati adeguamenti, offrendo al consumatore finale una soluzione accessibile che garantisca la stabilità, la sicurezza e la resilienza del sistema.

Per accogliere i gas rinnovabili occorre investire nell'innovazione tecnologica delle reti, poiché **non può esserci transizione senza digitalizzazione**: la trasformazione digitale di asset e processi e il reskilling (formazione) delle persone, sono gli unici percorsi per promuovere attivamente l'evoluzione del settore e creare le condizioni per realizzare la nuova generazione di infrastrutture funzionale al raggiungimento degli obiettivi del REPowerEU e della decarbonizzazione dei consumi nel settore residenziale.

La **digitalizzazione delle reti di distribuzione del gas**, infatti, oltre ad essere necessaria per consentire il blending di gas rinnovabili e di idrogeno nella rete, aumenta l'efficienza, migliora la sicurezza, abilita la manutenzione predittiva, consente un migliore controllo dei parametri gestionali come odorizzazione e pressione, aiuta a garantire l'operatività della rete anche in caso di fenomeni estremi. Innovazione e digitalizzazione permettono anche di monitorare, rendicontare, controllare e ridurre le emissioni fuggitive di metano, diminuendo ulteriormente l'impatto dei gas climalteranti. L'attività di repurposing e retrofitting delle reti prevede tra i vari interventi strutturali, l'installazione, in particolare, di trasduttori posti sugli impianti che permettono di rilevare i parametri fisici caratteristici e di sensori collocati in punti strategici della rete per monitorare lo stato e la qualità del servizio.

L'importanza degli interventi in innovazione sulle reti di distribuzione è stata tra l'altro disciplinata anche nella c.d. Legge concorrenza n. 118 del 5 agosto 2022, che rileva la necessità di apportare modifiche al D.M. n. 226/2011, c.d. "Regolamento criteri", prevedendo, in particolare, la valorizzazione in sede di gara degli interventi di ottimizzazione della rete e delle proposte che favoriscono la fattibilità di immissione di gas rinnovabile, disposizione assente nella precedente versione del provvedimento.

La digitalizzazione è inoltre la preconditione per un'**integrazione** sempre più spinta **tra il settore elettrico e quello del gas naturale**, attraverso tecnologie come il P2G, il cui scopo è quello di garantire il minor impatto ambientale al minor costo per l'utilizzatore finale.

In conclusione, la digitalizzazione è l'unico processo di trasformazione

dell'industria energetica, in particolare della sua componente infrastrutturale, in grado di abilitare un reale e più veloce processo di decarbonizzazione dell'economia, garantendo sicurezza energetica e un'elevata efficienza operativa a costi contenuti per l'utente finale. Si stima, infatti, che gli interventi per l'adeguamento delle infrastrutture di distribuzione abbiano un impatto sul **consumatore finale intorno al 5% dei costi infrastrutturali attuali, per un effetto in bolletta minore all'1%**.

Per tali ragioni il ruolo dell'attuale distributore gas dovrà cambiare ed è doveroso sottolineare che sarà necessario aggregare gli operatori economici minori affinché assumano dimensioni adeguate - in termini di forza economica e competenze tecniche - per affrontare il processo di decarbonizzazione del settore. Il tema al momento è attenzionato dalle istituzioni nazionali, con la possibilità di prevedere incentivi per le aggregazioni tra gli operatori.

4.2 L'attuale framework tecnico regolatorio industriale

L'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico nel PNRR costituisce una novità assoluta nella gestione del sistema energetico italiano.

Pur consapevoli della difficoltà nel delineare strategie di lungo periodo in tema idrogeno, per consentire uno sviluppo più organico e strutturato di un settore che è oggi in fase di avvio, si necessita di strategie di lungo periodo per orientare le scelte industriali e regolatorie.

In linea generale, si ritiene che il Decreto Ministeriale che andrà a disciplinare le garanzie di origine possa rappresentare un primo importante strumento per valorizzare il mercato, promuovendone la liquidità, con benefici e ricadute positive rispetto alla crescita di settori in via di sviluppo, come - appunto - quelli del biometano e dell'idrogeno. Il set di regole tecniche deve, infatti, essere sostenuto da un sistema di garanzie d'origine che certifichi lo stato di green molecule dell'idrogeno e dovrebbe essere accompagnato dalla fissazione di target di immissione in rete che facilitino lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno sul lato della domanda.

Per il sistema Italia, l'utilizzo del **blending H₂/GN** in una fase transitoria potrebbe abilitare un pathway di riferimento, economicamente efficiente e sostenibile, con vantaggi in termini di competitività economica e sicurezza di sistema, consentendo di sfruttare appieno l'attuale assetto della filiera del gas naturale.

Il blending appare una soluzione particolarmente efficace nel nostro Paese, vista l'estensione delle reti di distribuzione e di trasporto del gas e il grado di

penetrazione della rete del gas. Pertanto, si sollecita una normativa tecnica dedicata. In assenza del blending durante la fase di transizione, la decarbonizzazione per mezzo dell'idrogeno verde rinnovabile di alcuni importanti segmenti di usi finali – come, ad esempio, gli usi residenziali – potrebbe avvenire solo mediante l'utilizzo di idrogeno prodotto direttamente in sito o in aree limitrofe (hydrogen valleys), nelle more che si concretizzi la conversione a idrogeno puro della rete di trasporto nazionale. In questo senso, il blending potrebbe fungere nel contesto italiano come un abilitatore chiave per la riduzione dei costi di decarbonizzazione a livello di sistema. Si ritiene **importante definire** – specialmente in occasione della revisione del PNIEC - **un framework legislativo tecnico e regolatorio coerente con gli obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030**, che valorizzi anche l'impiego dell'idrogeno nel settore residenziale utilizzando l'infrastruttura gas esistente. Questo tenendo conto delle risultanze sperimentali (come indicato nel Decreto-legge 21 aprile 2023 n. 41) pre-normative e normative divulgate finora attraverso i vari enti di normazione oltre che di ricerca, sia in Europa che in Italia, con riferimento sia al blending sia alle soluzioni tecnologiche ad idrogeno puro, le cosiddette *"hydrogen ready"*.

4.3 Settore Residenziale

4.3.1 Presentazione del Business Model e scopi del lavoro

Alla luce delle precedenti considerazioni, si è proceduto, nel seguito del documento, a fare una simulazione relativa all'introduzione dell'idrogeno di tipo rinnovabile in miscela al 20% **all'interno di una Provincia Italiana rappresentativa**.

Diversamente dagli altri BM presentati in questa pubblicazione, il caso del Residenziale, per le sue caratteristiche, non include anche la simulazione sulla parte di produzione elettrolitica dell'idrogeno ma parte dall'assunzione di più lungo termine di disporre dell'idrogeno nella rete gas.

Questa scelta è dovuta principalmente al fatto che, mentre in altri casi è possibile individuare un solo investitore, nel caso del residenziale questa condizione non è verificata. Si è ritenuto pertanto utile concentrarsi all'interno del presente BM sulla parte "a valle" della filiera, rappresentata dagli utenti e dai loro profili di consumo.

Questa premessa si rende necessaria in quanto questo BM è l'unico, rispetto ai precedenti, a non includere le fasi "a monte" della filiera relative alla produzione elettrolitica, ma si focalizza e sviluppa una serie di analisi sulla parte di utilizzo da parte degli utenti.

Tali analisi di tipo quantitativo includono:

- consumi di idrogeno rinnovabile per tipologia abitativa analizzata;
- risparmi di metano per tipologia abitativa analizzata;
- riduzione di emissioni di CO₂ per tipologia abitativa analizzata.

Si è poi proceduto, a titolo di esempio, a un tentativo di simulazione economica su orizzonte temporale di 20 anni (coincidente con la vita utile della tecnologia analizzata) relativa all'investimento su una tipologia abitativa selezionata: per poter fare questo, non potendo prescindere dalle fasi a monte relative alla produzione dell'idrogeno nella valorizzazione dello stesso, si è ipotizzato un costo di acquisto dell'idrogeno rinnovabile come dato di input. Tale dato di input è stato ipotizzato considerando un valore medio ottenuto dagli altri BM sviluppati. Tuttavia, è importante sottolineare che questo costo rimane un valore esemplificativo e non è proporzionalmente correlato alle assunzioni fatte in precedenza (quali la taglia dell'elettrolizzatore o altri dati di contesto).

4.3.2 Descrizione del settore residenziale come scenario di utilizzo finale dell'idrogeno

4.3.2.1 Ipotesi di partenza e fonti di reperimento dei dati nazionali

All'interno del presente studio è stata ipotizzata la riqualificazione del parco edilizio esistente, alimentato in larga misura da caldaie di tipo tradizionale, con caldaie di ultima generazione e miscele d'idrogeno al 20%.

Ad oggi il parco nazionale installato è composto da circa 20 milioni di impianti termici, funzionanti in gran parte con caldaie (19,1 autonome e 0,9 centralizzate) di cui circa il 70% alimentati a gas. Il trend attuale vede un mercato ancora predominante di apparecchi a gas con circa 1.190.000 caldaie vendute nel 2022 e una forte crescita di apparecchi ibridi (circa 130.000 pezzi).

I sistemi *full electric* sono predominanti nelle nuove abitazioni, ma ancora in numero marginale nelle sostituzioni di apparecchi esistenti.

Per la definizione delle tipologie di utenti, è stato utilizzato lo studio *"Prestazioni energetiche e ambientali dei generatori termici, anche non convenzionali, in edifici residenziali di riferimento"* - Dipartimento DESTEC, UNIFI in collaborazione con il dipartimento DESTEC dell'università di Pisa.

Nel corso del progetto sono state analizzate, tramite simulazione dinamica, le seguenti **prestazioni**:

- ambientali (emissioni equivalenti di CO₂);
- energetiche (consumi di energia primaria non rinnovabile);
- economiche (spesa energetica annua);

di generatori termici anche non convenzionali in edifici residenziali per il servizio di riscaldamento e la produzione di ACS.

Sono stati simulati e discussi 516 casi studio, costituiti da **quattro tipologie edilizie di riferimento**:

- appartamento autonomo;
- condominio di medie dimensioni con dodici interni, quattro piani e impianti centralizzato;
- villetta unifamiliare;
- villetta unifamiliare ad alta efficienza energetica e terminali a bassa temperatura.

Sono state valutate tre **zone climatiche** (C, D ed E) e 5 **tipologie di impianto di generazione**:

- caldaia tradizionale;
- caldaia a condensazione;
- pompa di calore elettrica aria – acqua;
- pompa di calore ad assorbimento aria – acqua;
- pompa di calore endotermica aria – acqua;
- apparecchio ibrido pompa di calore - caldaia a condensazione con e senza accumulo sanitari e integrazione da solare termico.

È stato studiato poi l'impiego di gas naturale (metano), energia elettrica, miscela metano e biometano (20% volume), miscela metano e idrogeno "rinnovabile" (20% volume), idrogeno "rinnovabile".

Per la valutazione dei fabbisogni energetici medi sono stati individuati due **profili di utenza**: lavoratori e non lavoratori. In sintesi, gli utenti del profilo "lavoratori" sono presenti dalle 00:00 alle 09:00 e dalle 18:00 in poi dei giorni feriali e dalle 00:00 alle 16:00 e dalle 18:00 in poi dei giorni festivi. Gli utenti del profilo "non lavoratori" sono sempre presenti tranne nei giorni festivi dalle 16:00 e alle 18:00.

Per la realizzazione di questo BM sono stati utilizzati dati forniti dal CRESME²⁰ sulla suddivisione nazionale delle tipologie abitative, in relazione anche all'epoca di costruzione.

Dal 1919 al 2021 le abitazioni con riscaldamento centralizzato sono 5.668.037 (condomini con impianto centralizzato). Le abitazioni con riscaldamento autonomo, per lo stesso periodo, sono invece 19.248.997 che devono essere ripartite tra condomini con appartamenti autonomi, villette monofamiliari con involucro migliorato e villette monofamiliari con ridotto isolamento. Il totale è 24.917.034 abitazioni.

²⁰(8° rapporto congiunturale e previsionale disponibile al link <http://www.cresme.it/it/rapporti/34/8-rapporto-congiunturale-e-previsionale-sul-mercato-dell'installazione-degli-impianti-in-italia-2022-2024.aspx#>)

Tabella 28
Numero abitazione per tipologia di riscaldamento

Fonte: elaborazioni e stime CRESME

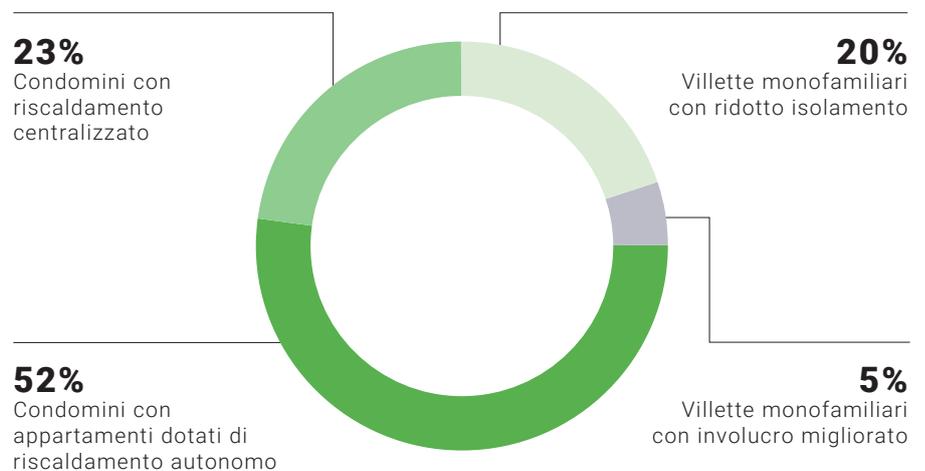
Numero abitazioni			
	Centralizzato	Autonomo	Totale
Prima del 1919	271.714	2.055.553	2.327.267
Dal 1919 al 1945	407.654	1.324.670	1.732.324
Dal 1946 al 1961	1.007.624	2.276.424	3.284.048
Dal 1962 al 1971	1.864.762	3.018.370	4.883.132
Dal 1972 al 1981	1.151.513	3.349.693	4.501.206
Dal 1982 al 1991	340.454	2.629.517	2.969.971
Dal 1992 al 2001	145.335	1.862.998	2.008.333
Dal 2002 al 2011	324.762	1.915.173	2.239.935
Dopo il 2011	154.218	816.600	970.818
Totale	5.668.037	19.248.997	24.917.034

Tra gli autonomi, il 68% (13.089.318) sono i condomini mentre il 32% sono le villette monofamiliari totali (6.159.679): di queste il 14% sono quelle con involucro migliorato (poiché appartenenti al periodo 2002/2021, più recenti e quindi più efficienti) mentre la restante parte sono le villette monofamiliari non isolate (poiché appartenenti al periodo 1919/2001, meno efficienti). Rispettivamente sono 862.355 e 5.297.324.

In percentuali, considerando un totale di 24.917.034 unità:

- gli appartamenti in condomini con riscaldamento centralizzato sono circa il 23%;
- gli appartamenti in condomini dotati di impianti di riscaldamento autonomo sono circa il 52%;
- le villette monofamiliari con involucro migliorato rappresentano circa il 5%;
- le villette monofamiliari con ridotto isolamento rappresentano invece circa il 20%.

Figura 76
Ripartizione nazionale delle 4 tipologie abitative



Declinazione del Business Model su un comune rappresentativo

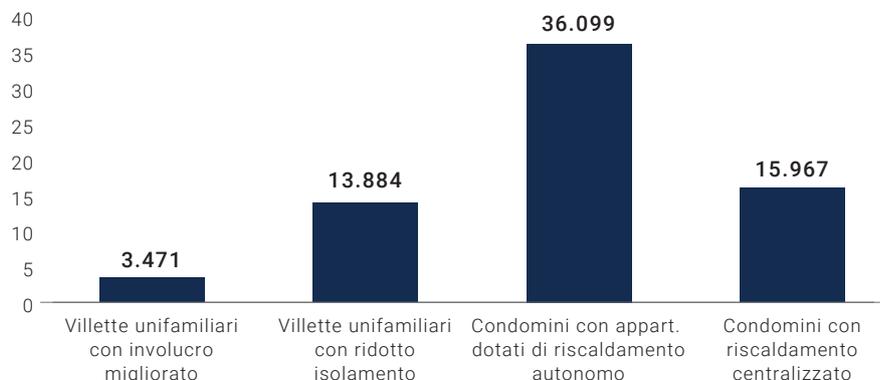
È stato considerato come target del presente BM la **Provincia di Asti**.

I motivi di questa scelta sono stati sostanzialmente due: il primo riguarda la sua posizione geografica che permette di classificarlo nella zona climatica E, rappresentativa di circa il 54% dei comuni italiani; il secondo invece, è dettato dalla più ampia disponibilità di dati sia per i consumi, forniti da Italgas, sia per gli altri dati statistici, reperiti in rete dall'ISTAT e dal CRESME. È importante precisare che per zona climatica si intende un'area geografica in cui la variazione di temperatura durante il corso dell'anno segue un andamento simile, delimitando porzioni di territorio con lo stesso clima. Alla zona E appartengono i comuni che presentano un numero di GG (gradi-giorno) maggiore di 2100 e non superiore a 3000. I gradi-giorno di una località rappresentano la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura (fissata convenzionalmente per ogni Paese) e la temperatura media esterna giornaliera. La norma UNI EN ISO 15927-6:2008 è l'adozione UNI della norma europea EN ISO 15927-6 (edizione settembre 2007): essa specifica la definizione, il metodo di calcolo e il metodo di presentazione dei dati relativi alle differenze di temperatura cumulate (gradi giorno), utilizzate per stimare l'energia utilizzata per il riscaldamento degli edifici.

Dal sito ISTAT²¹ si evince che il numero di edifici residenziali della Provincia di Asti è 69.422. Utilizzando le percentuali nazionali riportate sopra e assumendo di estenderle proporzionalmente alla Provincia di Asti si può ipotizzare che nel comune considerato:

- i condomini con riscaldamento centralizzato sono 15.967;
- i condomini con appartamenti autonomi sono 36.099;
- le villette monofamiliari con involucro migliorato sono 3.471;
- le villette monofamiliari con ridotto isolamento sono invece 13.884.

Figura 77
Ipotesi di ripartizione delle 4
tipologie abitative nella
Provincia di Asti



²¹<http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx>; <https://www.istat.it/it/archivio/6489>

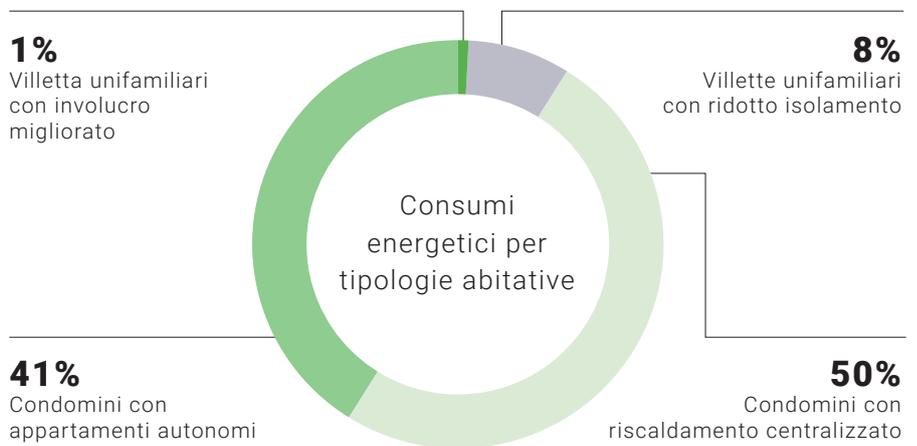
Per il calcolo dei consumi energetici, sono stati considerati i dati unitari dello studio "Prestazioni energetiche e ambientali dei generatori termici, anche non convenzionali, in edifici residenziali di riferimento" - Dipartimento DESTEC, UNIPI, riparametrati per il numero di tipologia abitativa della provincia considerata.

Consumi energetici interessati (MWh):

- per villetta unifamiliare con involucro migliorato si ha un consumo energetico annuo unitario di 15.178 kWh, per un totale di 52.682 MWh;
- per villetta unifamiliare con ridotto isolamento si ha invece un consumo energetico annuo unitario di 26.310 kWh per un totale di 365.288 MWh;
- per condominio con riscaldamento centralizzato si ha un consumo energetico annuo unitario di 146.650 kWh, per un totale di 2.341.561 MWh;
- per condomini con appartamenti autonomi invece il consumo annuo di un singolo appartamento autonomo è pari a 8788 kWh che, considerati 6 interni e moltiplicato per il numero totale di questa tipologia, fornisce circa 1.903.428 MWh.

Il consumo energetico annuo totale è pari a 4.662.959 MWh.

Figura 78
Consumi energetici per
tipologie abitative



Introduzione miscela 20% idrogeno – Scenari a confronto

I dati forniti da Italgas mostrano per il 2021 un consumo totale di gas naturale per il riscaldamento pari a 22.852.534 m³, di cui 14.427.191 m³ per condomini e 8.425.343 m³ per le villette.

Analizzando i risultati dello studio DESTEC è emerso come ai fini della combustione in un generatore di calore, il **rapporto tipico tra volume di solo metano e volume di miscela al 20% vol. di idrogeno** sia quantificabile in:

$$\frac{V_{CH_4}}{V_{CH_4+H_2}} = 0,859$$

Utilizzando questo valore è possibile rinvenire, a partire dai consumi di solo metano, quelli che sono i consumi di miscela.

Stesso discorso si può fare per le emissioni di CO₂. In questo caso il rapporto tipico tra emissioni relative alla miscela ed emissioni relative al solo metano è pari a:

$$\frac{Kg_{CO_2,emissat}^{CH_4+H_2}}{Kg_{CO_2,emissat}^{CH_4}} = 0,926$$

Sulla base di queste assunzioni, di seguito vengono calcolati i seguenti **parametri**:

- volume totale di idrogeno da fornire in miscela;
- risparmio di metano, considerando la miscela al 20% vol. di H₂;
- riduzione delle emissioni di CO₂.

La valutazione seguente è stata effettuata considerando un parco impianti termici costituiti al 50% da caldaie tradizionali e al 50% da caldaie a condensazione: la suddivisione deriva dall'analisi dei dati CRESME sullo stock installato, dalle statistiche di mercato condotte da Assotermica e dalla vita media stimata degli apparecchi pari a 18,6 anni. Nella valutazione è stato inoltre considerato che la regione Piemonte dal 2007 ha introdotto di fatto l'utilizzo della caldaia a condensazione anche nella sostituzione.

- Per le **villette monofamiliari con involucro migliorato** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 29
Dati villette monofamiliari
con involucro migliorato

Villette unifam. con involucro migliorato	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-

Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	5%	5%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	3.471	3.471
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	1.142.627	1.330.182
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	266.036
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	3,29	3,05
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	11.427	10.580
Risparmio CH ₄ (m ³)	78.481	-
Riduzione CO ₂ (ton)	846	-

- Per **villette monofamiliari con ridotto isolamento** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 30
Dati villette monofamiliari con ridotto isolamento

Villette unifam. con ridotto isolamento	100% CH₄	Miscela 20% H₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	20%	20%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	13.884	13.884
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	4.570.507	5.320.730
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	1.064.146
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	5,81	5,38
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	80.710	74.731
Risparmio CH ₄ (m ³)	313.923	-
Riduzione CO ₂ (ton)	5.979	-

- Nel caso di **condomini con riscaldamento centralizzato** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 31
Dati condomini con riscaldamento centralizzato

Condomini con riscaldam. centralizzato	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	23%	23%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	15.967	15.967
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	5.256.083	6.118.839
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	1.223.768
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	33,31	30,84
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	531.796	492.406
Risparmio CH ₄ (m ³)	361.012	-
Riduzione CO ₂ (ton)	39.393	-

- Nel caso dei **condomini con appartamenti autonomi** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 32
Dati condomini con appartamenti autonomi

Condomini con app. dotati di riscald. autonomo	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	52%	52%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	36.099	36.099
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	11.883.318	13.833.897
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	2.766.779
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	11,7	10,83
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	422.359	391.077
Risparmio CH ₄ (m ³)	816.200	-
Riduzione CO ₂ (ton)	31.286	-

Di seguito una tabella riassuntiva che permette una visione di insieme di ciascuno dei 3 parametri analizzati per ogni tipologia abitativa:

Tabella 33
Riepilogo dei 3 parametri
analizzati per ogni tipologia
abitativa

TIPOLOGIA ABITATIVA	Vol. H ₂	Risparmio CH ₄	Riduzione CO ₂
	[m ³]	[m ³]	[ton]
Villette unifamiliari con involucro migliorato	266.036	78.481	846
Villette unifamiliari con ridotto isolamento	1.064.146	313.923	5.979
Condomini con riscaldamento centralizzato	1.223.768	361.012	39.393
Condomini con riscaldamento autonomo	2.766.779	816.200	31.286
TOTALE	5.320.730	1.569.615	77.504

Analizzando ancora i dati emersi dallo studio DESTEC, rispetto alle caldaie tradizionali, quelle a condensazione permettono la diminuzione dei consumi e conseguentemente sia della quota di CO₂ emessa sia della quantità necessaria di idrogeno. Più precisamente si hanno riduzioni nell'ordine del:

- 22% nel caso di villette con involucro migliorato;
- 19% nel caso di villette con ridotto isolamento;
- 14% nel caso di condomini con riscaldamento centralizzato;
- 18% nel caso di condomini con appartamenti autonomi.

Sulla base di queste percentuali, è interessante procedere con una simulazione simile a quella precedente supponendo di avere a disposizione solo caldaie a condensazione. A tal fine i consumi utilizzati prima vengono ridotti della percentuale indicata sopra a seconda della tipologia abitativa. In particolare, siccome il 50% erano caldaie tradizionali e il 50% caldaie a condensazione:

$$x + x(1 - \text{risparmio}) = \text{consumo totale}$$

Si ricava quanto del totale dei consumi è destinato per le caldaie tradizionali e quanto per quelle a condensazione.

- Per le **villette unifamiliari con involucro migliorato** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 34
Dati villette monofamiliari
con involucro migliorato

Villette unifamiliari con involucro migliorato	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	5%	5%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	3.471	3.471
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	1.001.403	1.165.778
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	233.156
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	2,88	2,67
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	9.997	9.256
Risparmio CH ₄ (m ³)	68.781	-
Riduzione CO ₂ (ton)	741	-

- Per **villette unifamiliari con ridotto isolamento** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 35
Dati villette unifamiliari
con ridotto isolamento

Villette unifamiliari con ridotto isolamento	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	20%	20%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	13.884	13.884
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	4.090.730	4.762.200
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	2.766.779
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	5,21	10,83
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	72.338	66.979
Risparmio CH ₄ (m ³)	280.970	-
Riduzione CO ₂ (ton)	5.358	-

- Nel caso di **condomini con riscaldamento centralizzato** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 36
Dati condomini con riscaldamento centralizzato

Condomini con riscaldamento centralizzato	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	23%	23%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	15.967	15.967
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	4.860.464	5.658.281
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	1.131.656
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	30,85	28,57
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	492.600	456.111
Risparmio CH ₄ (m ³)	333.839	-
Riduzione CO ₂ (ton)	36.489	-

- Nel caso dei **condomini con appartamenti dotati di riscaldamento autonomo** sono stati calcolati i seguenti dati:

Tabella 37
Condomini con riscaldamento centralizzato

Condomini con app. dotati di riscald. autonomo	100% CH ₄	Miscela 20% H ₂
Consumo tot CH ₄ Asti (m ³)	22.852.534	-
Totale abitazioni Asti (n)	69.422	69.422
% nazionale per tipologia abitativa	52%	52%
n. abitazioni tipologia abitativa Asti proporzionale	36.099	36.099
Consumo aggregato per tipologia abitativa (m ³)	10.708.045	12.465.710
Consumo aggregato H ₂ per tipologia abitativa (m ³)	-	2.493.142
Emissione CO ₂ unitaria per tipologia abitativa (ton)	10,55	9,77
Emissione CO ₂ aggregata per tipologia abitativa (ton)	380.777	352.571
Risparmio CH ₄ (m ³)	735.477	-
Riduzione CO ₂ (ton)	28.206	-

Di seguito una Tabella riassuntiva che permette una visione di insieme di ciascuno dei 3 parametri analizzati per ogni tipologia abitativa:

Tabella 38
Riepilogo dei 3 parametri
analizzati per ogni tipologia
abitativa

TIPOLOGIA ABITATIVA	Vol. H ₂	Risparmio CH ₄	Riduzione CO ₂
	[m ³]	[m ³]	[ton]
Villette unifamiliari con involucro migliorato	233.156	68.781	741
Villette unifamiliari con ridotto isolamento	952.440	280.970	5.358
Condomini con riscaldamento centralizzato	1.131.656	333.839	36.489
Condomini con riscaldamento autonomo	2.493.142	735.477	28.206
TOTALE	4.810.394	1.419.067	70.794

Le tabelle seguenti riportano un confronto tra i due casi analizzati, il primo che ha considerato un parco impianti termici costituito al 50% da caldaie tradizionali e al 50% da caldaie a condensazione ed il secondo che ha considerato, invece, l'ipotesi in cui anche il restante 50% fosse sostituito con caldaie a condensazione, sicuramente più efficienti delle tradizionali.

Tabella 39
Riepilogo dati con confronto
diretto tra i due casi analizzati

TIPOLOGIA ABITATIVA	CH ₄								
	Parco impianti termici misto			Parco caldaie a condensazione			Risparmi %		
	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]
Villetta monofamiliare con involucro migliorato	1.142.627	11.427	-	1.001.403	9.997	-	12,40%	12,50%	-
Villetta monofamiliare con ridotto isolamento	4.570.507	80.710	-	4.090.730	72.338	-	10,50%	10,40%	-
Condomini con riscaldamento centralizzato	5.256.083	531.799	-	4.860.464	492.600	-	7,50%	7,40%	-
Condomini con app. dotati di riscaldamento autonomo	11.883.318	422.363	-	10.708.045	380.777	-	9,90%	9,80%	-
TOTALE	22.852.534	1.046.299	-	20.660.641	955.711	-	9,60%	8,70%	-

Tabella 40
Riepilogo dati con confronto
diretto tra i due casi analizzati

TIPOLOGIA ABITATIVA	Miscela al 20% vol. H ₂								
	Parco impianti termici misto			Parco caldaie a condensazione			Risparmi %		
	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]	Consumo CH ₄ [m ³]	Emissioni CO ₂ [ton]	Vol. H ₂ [m ³]
Villetta monofamiliare con involucro migliorato	1.064.146	10.580	266.036	932.622	9.256	233.156	12,40%	12,50%	12,40%
Villetta monofamiliare con ridotto isolamento	4.256.584	74.731	1.064.146	3.809.760	66.979	952.440	10,50%	10,40%	10,50%
Condomini con riscaldamento centralizzato	4.895.071	492.406	1.223.768	4.526.625	456.111	1.131.656	7,50%	7,40%	7,50%
Condomini con app. dotati di riscaldamento autonomo	11.067.118	391.077	2.766.779	9.972.568	352.571	2.493.142	9,90%	9,80%	9,90%
TOTALE	21.282.919	968.796	5.320.730	19.241.575	884.918	4.810.394	9,60%	8,70%	9,60%

È evidente dalla trattazione che il risparmio sia in termini di metano sia in termini di emissioni di CO₂ sia importante se si uniscono gli effetti dell'utilizzo della miscela e dell'installazione/sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione. Questo passaggio comporta chiaramente anche una diminuzione dell'idrogeno necessario.

Per meglio rendere i concetti, di seguito viene effettuata una **analisi incrociata sui risparmi**, che considera l'aggregato di tutte le tipologie abitative relativo ai numeri di dettaglio riportati nelle tabelle precedenti.

CASO 1: AL VARIARE DELLA TECNOLOGIA E A PARITA' DI COMBUSTIBILE UTILIZZATO

Sia in caso di utilizzo di 100% CH₄ sia in caso di utilizzo di miscela al 20% vol. H₂, i consumi di CH₄ si riducono complessivamente (considerando tutte le tipologie abitative) del 9,6%.

Sia in caso di utilizzo di 100% CH₄ sia in caso di utilizzo di miscela al 20% vol. H₂, le emissioni di CO₂ si riducono complessivamente (considerando tutte le tipologie abitative) dell'8,7%.

Entrambe queste diminuzioni sono dovute all'installazione/sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione, di conseguenza trattasi di interventi *technology-driven*. Nel caso di utilizzo di miscela al 20% vol. H₂, inoltre, passando all'installazione/sostituzione di caldaie tradizionali con caldaie a condensazione i consumi di idrogeno di riducono complessivamente (tutte le tipologie abitative) del 9,6%.

CASO 2: AL VARIARE DEL COMBUSTIBILE UTILIZZATO E A PARITA' DI TECNOLOGIA

Sia in caso di utilizzo di impianti termici misti sia di sole caldaie a condensazione, i consumi di CH_4 si riducono complessivamente (considerando tutte le tipologie abitative) del 6,9%, passando dall'utilizzo di 100% CH_4 alla miscela (essendo stata considerata una miscela al 20% vol. H_2 in entrambi i casi). Sia in caso di utilizzo di impianti termici misti sia di sole caldaie a condensazione, le emissioni di CO_2 si riducono complessivamente (considerando tutte le tipologie abitative) del 7,4%, passando dall'utilizzo di 100% CH_4 alla miscela del 20% vol. H_2 .

I numeri mostrano la diminuzione della quota necessaria di metano e di emissioni di CO_2 , legate sia alla sostituzione delle caldaie tradizionali con quelle più efficienti (o installazione da zero) sia all'utilizzo dell'idrogeno. Inoltre, nel passaggio alle caldaie a condensazione rispetto a quelle tradizionali si evidenzia anche un risparmio in termini di idrogeno necessario. In definitiva, considerando l'effetto combinato di cambio tecnologia e combustibile, si avrà:

- diminuzione delle emissioni di CO_2 del 16,1%;
- risparmio di CH_4 del 16,5%.

4.3.2.2 Profilo di consumo orario

Considerando il **fabbisogno di idrogeno** per tipologia di unità abitativa calcolato al precedente capitolo, dalla somma dei singoli fabbisogni si ricava il totale di idrogeno da fornire per alimentare in un anno (considerando solo i mesi di utilizzo dei sistemi di riscaldamento, per esempio, novembre-aprile e tutto l'anno per ACS e cottura) i sistemi di riscaldamento della Provincia di Asti, ovvero circa 478 t/anno (nello scenario 50% caldaie tradizionali e 50% caldaie a condensazione).

Il presente paragrafo, partendo dal fabbisogno annuo, sviluppa il **profilo di consumo orario (kg/h)** che si stima distribuito nel corso dell'anno al variare dei mesi. In particolare, nei 6 mesi da novembre ad aprile c'è funzionalità a pieno regime, ossia riscaldamento, acqua calda sanitaria e cottura, mentre nei 6 mesi da maggio ad ottobre si considerano solo la produzione di acqua calda sanitaria e la cottura. Dai dati forniti da Italgas, relativi ai consumi dell'anno 2021, si evince che, sui m^3 totali, l'87% sia relativo al riscaldamento mentre il 13% all'acqua calda sanitaria e alla cottura. Il totale di idrogeno da fornire, trovato precedentemente era pari a $5.320.730 \text{ m}^3$: ciò vuol dire che l'87% ($4.629.035 \text{ m}^3$) sono destinati al riscaldamento mentre il 13% (691.695 m^3) sono per acqua calda sanitaria e cottura. Mentre il primo dato è stato considerato variabile nel corso dei mesi a seconda dell'utilizzo, il secondo è stato ripartito in modo proporzionale sui 12 mesi.

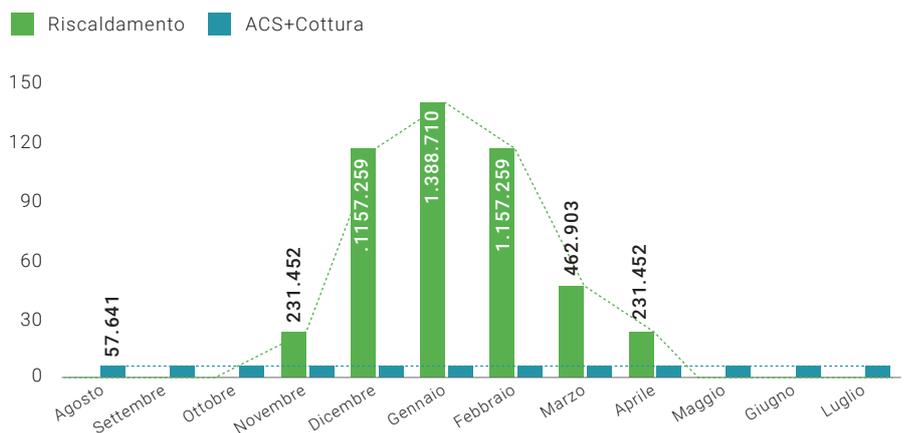
Il consumo totale è stato ripartito nei 6 mesi invernali sulla base delle temperature e delle esigenze relative a ciascun mese:

- novembre: 5% (231.452 m³);
- dicembre: 25% (1.157.259 m³);
- gennaio: 30% (1.388.710 m³);
- febbraio: 25% (1.157.259 m³);
- marzo: 10% (462.903 m³);
- aprile: 5% (231.452 m³).

A questi vanno sommati i consumi mensili relativi all'acqua calda sanitaria e alla cottura trovati dividendo il totale per 12 mesi ossia 57.641 m³.

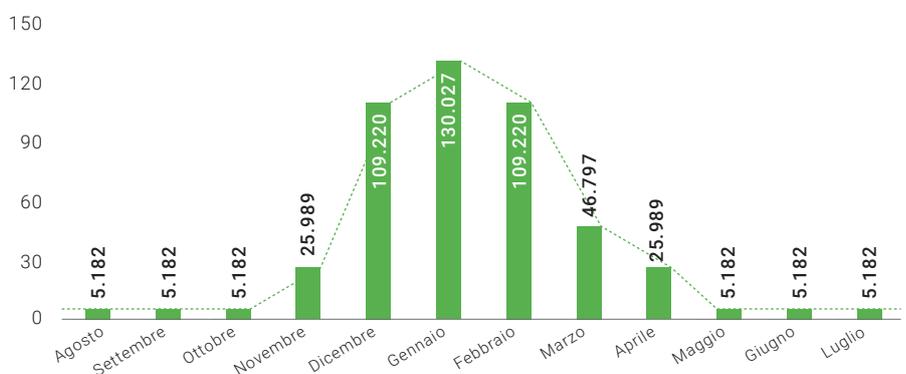
La situazione è quindi riassunta nel grafico seguente:

Figura 79
Consumi mensili in m³



Calcolando i consumi complessivi e passando per la densità dell'idrogeno, si ottiene il seguente andamento di consumi mensili in Kg:

Figura 80
Consumi mensili totali in kg



A questo punto, ipotizzando un tempo di utilizzo degli impianti di 8 ore nei giorni feriali e 11 ore nei giorni festivi, si avrà una media di 9 ore al giorno di utilizzo. Il fattore di utilizzo sarà quindi pari a:

$$\text{Fattore di utilizzo} = \frac{9}{24} = 0,375$$

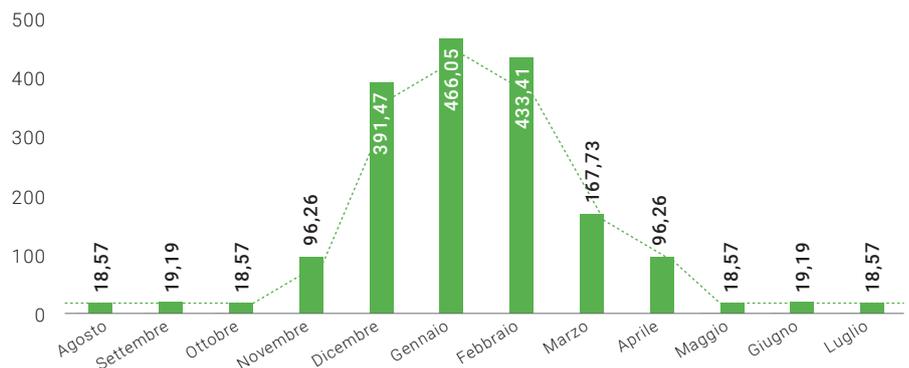
A seconda dei mesi si avrà un quantitativo di ore differente a seconda dei giorni che costituiscono il mese (rispettivamente 279h, 270h, 252h a seconda dei diversi casi).

È possibile valutare i kg giornalieri di idrogeno dividendo i kg riportati sopra per il numero di giorni nel mese. Dividendo poi ancora per le ore di utilizzo giornaliera si trovano i kg/h di idrogeno:

$$\frac{\text{Kg}}{\text{h}} = \frac{\frac{\text{Kg}}{\text{giorno}}}{\text{fattore di utilizzo} \cdot 24 \text{ ore}}$$

Si ottiene il seguente profilo di consumo orario sull'anno

Figura 81
Profilo di consumo orario annuale.
Portata necessaria di idrogeno
[Kg/h]



Sulla base dello scenario di consumo orario sopra descritto e ipotizzato per la Provincia di Asti, sarà possibile procedere al dimensionamento della taglia dell'elettrolizzatore/i idoneo/i per soddisfare tale profilo di consumi. Come già evidenziato all'inizio del Par. 4.3, non è nello scopo del BM il

dimensionamento dell'impianto di produzione di idrogeno rinnovabile, per le ragioni già dettagliate.

Ad ogni modo, si potrebbe ipotizzare di dimensionare l'impianto di produzione di idrogeno per il fabbisogno del mese più freddo, in questo caso gennaio con circa 500 kg/h. In generale, considerando una produzione di 16 kg/h di idrogeno per un elettrolizzatore da 1 MW e un funzionamento di 3h equivalenti al giorno per un impianto fotovoltaico, si può ipotizzare un complessivo di **90 MW di capacità di elettrolisi**.

Una taglia di elettrolisi così elevata garantirebbe un costo dell'idrogeno più competitivo rispetto ad elettrolizzatori di piccola taglia, poiché sarebbe possibile sfruttare maggiormente le economie di scala (ad una taglia ridotta corrispondono dei costi di investimento, manutenzione e operatività alti per unità di idrogeno prodotto).

Inoltre, il surplus di idrogeno prodotto nel resto dell'anno potrebbe essere destinato ad utilizzi diversi e complementari al residenziale, come ad esempio la mobilità pubblica.

Interessante diventerebbe di conseguenza la valutazione delle emissioni di CO₂ nelle città più critiche dal punto di vista dell'inquinamento, attraverso l'effetto congiunto apportato sulle emissioni dai settori del riscaldamento e della mobilità.

La flessibilità del modello potrebbe valutare una percentuale di idrogeno minore del 20% vol. in modo tale da avere un elettrolizzatore di taglia inferiore; questo rappresenterebbe un percorso più graduale di introduzione di idrogeno in blending, coerente con gli studi e ricerche attualmente in corso che stanno valutando l'impatto associato all'impiego di miscele H₂-GN al 5% e 10% sul Sistema Gas Naturale italiano.

È ragionevole pensare che sostituire una parte del metano con del biometano comporterebbe ulteriori vantaggi in termini di riduzione di gas fossile utilizzato e di emissioni di CO₂.

4.3.2.3 Considerazioni sulle riduzioni di CO₂

Come evidenziato nei calcoli illustrati al Par. 4.3.2.1, in termini percentuali il BM evidenzia una riduzione di CO₂/anno pari al 7,4% nel passaggio dall'utilizzo di 100% CH₄ alla miscela al 20% vol. H₂.

La CO₂ è tra i gas ad effetto serra che maggiormente contribuiscono al riscaldamento del pianeta. Il cambiamento climatico aumenta la frequenza e l'intensità di molti eventi talvolta "estremi" quali ondate di calore, siccità, alluvioni, incendi ecc., che spesso comportano ingenti danni sociali ed economici.

Ogni singola tonnellata di CO₂ emessa ha quindi un costo sulla società: tale costo misura il valore monetizzato dei danni alla società causati da una

tonnellata metrica incrementale di emissioni di CO₂ ed è una metrica molto importante relativamente alla politica climatica. Secondo una recente ricerca pubblicata su Nature dal titolo *"Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂"*²², questo costo sociale è pari a circa 170 €/t. Anche volendo ipotizzare un valore coerente con gli altri BM e quindi di 100 €/t (che rappresenta però il valore di mercato della CO₂) e considerando che **la riduzione di CO₂ valutata in questo BM è pari circa a 70.793 t** (nello scenario 100% caldaie a condensazione), **il risparmio in termini economici si assesterebbe intorno ai € 7.08 milioni.**

L'intervento di riduzione della CO₂ potrebbe essere conseguito con soluzioni diverse oltre all'introduzione in blending del 20% vol. H₂, come ipotizzato fino ad ora in questo BM. Ad esempio, una soluzione alternativa potrebbe essere l'installazione di sistemi con pompa di calore il cui impatto in termini di emissioni di CO₂ sarebbe nullo (generalmente il discorso è vero in locale, ma non in globale poiché in tal caso le emissioni sono diverse da zero. Si è proceduto però a considerare un mix di energia completamente rinnovabile).

Si è provato pertanto a fare a titolo di esempio un confronto economico fra queste due soluzioni che hanno un impatto importante sulle emissioni di CO₂, partendo dall'assunto di volere mantenere invariato il valore di riduzione delle emissioni dell'intera Provincia di 70.793 t.

La riduzione calcolata di 70.793 t di CO₂ rispetto alla situazione di alimentazione con solo CH₄, significa un totale emissivo in assoluto di CO₂ dell'intera Provincia di Asti pari a 884.918 t nella configurazione 100% caldaie a condensazione alimentate a miscela 20% vol. H₂.

Per poter mantenere invariato tale valore emissivo di CO₂, si è ipotizzato di procedere alla sostituzione dell'assetto caldaie a condensazione con un sistema con pompe di calore (costituito da pompa di calore, pannelli fotovoltaici e batteria di accumulo) partendo dalle villette unifamiliari con ridotto isolamento; si è scelto di partire da tale tipologia di abitazioni sia perché rappresentano il 20% delle abitazioni della Provincia di Asti, sia perché si prestano a una simulazione di sostituzione tecnologica come quella descritta, dal momento che su altre tipologie di edifici, come per esempio i condomini con appartamenti autonomi e più in generale su edifici multifamiliari, sorgerebbero difficoltà tecniche.

La tabella seguente riporta le emissioni di CO₂ per ciascuna tipologia abitativa: partendo dalle villette unifamiliari con ridotto isolamento, abbattendo le emissioni di CO₂ fino a 1.545 t grazie a sistemi a pompa di calore e senza prevedere sostituzioni nelle altre configurazioni abitative, si ottiene lo stesso

²² <https://www.nature.com/articles/s41586-022-05224-9>

valore emissivo per la Provincia di Asti.

Tabella 41
Confronto dati abbattimento
emissioni di CO₂ tra i diversi
casi analizzati

	Caldaie condensazione + miscela 20% H ₂	Sistema pompe di calore, pannelli fotovoltaici e batteria di accumulo	NOTE
	Emissioni CO ₂ [ton]	Emissioni CO ₂ [ton]	
Villette unifam. con involucro migliorato	9.256	9.997*	*con caldaie a condens. a metano
Villette unifam. con ridotto isolamento	66.979	1.545*	*con pompe di calore su 13.587 abitazioni e con caldaie a condens. a metano su 297 abitazioni
Condomini con riscaldamento centralizzato	456.111	492.600*	*con caldaie a condens. a metano
Condomini con riscaldamento autonomo	352.571	380.777*	*con caldaie a condens. a metano
TOTALE	884.918	884.918	

Il valore di 1.545 t di CO₂ per le villette unifamiliari con ridotto isolamento corrisponde ad un intervento su 13.587 abitazioni di questa tipologia con sostituzione attraverso sistemi con pompa di calore su un totale di 13.884 abitazioni di questa tipologia. Le emissioni di CO₂ delle restanti tipologie abitative e delle 297 villette unifamiliari con ridotto isolamento sono state calcolate nella configurazione "as is" ovvero con alimentazione 100% CH₄ con caldaie a condensazione.

Si precisa che attualmente i due sistemi caldaia a condensazione e pompa di calore, pannelli fotovoltaici e batteria di accumulo possono essere paragonati se si parla di vita utile (circa 20 anni).

Si è proceduto pertanto ad una **simulazione economica** nei due scenari relativi alle villette unifamiliari con ridotto isolamento.

Nello **scenario 1**, è stata considerata l'installazione di caldaie a condensazione in tutte le villette unifamiliari con ridotto isolamento, ipotizzando:

- costo medio di circa € 3.000 a caldaia a condensazione;
- costo idrogeno rinnovabile di circa 15 €/kg;
- per semplificazione, il costo dell'idrogeno è stato assunto costante nel periodo dei 20 anni e non soggetto a diminuzioni (scenario cautelativo); tale costo è stato ipotizzato considerando un valore medio preso dagli altri

BM sviluppati, con la precisazione che esso rimane un valore esemplificativo in quanto non proporzionalmente correlato alle assunzioni a monte in tali BM.

- vita utile caldaia: 20 anni;
- costo sociale della CO₂: 170 €/t.

Nello **scenario 2**, è stata considerata l'installazione in 13.597 villette unifamiliari con ridotto isolamento di un sistema da 12 kW costituito da pompa di calore, batteria di backup e pannelli fotovoltaici, ipotizzando:

- costo medio di circa € 30.000 a sistema (considerando che il costo varia in un range tra € 25.000 e € 35.000 a seconda della potenza dell'impianto); il costo non è comprensivo di eventuali modifiche all'impianto di emissione e distribuzione di calore, necessarie su gran parte di questo tipo di villette.
- l'energia elettrica utilizzata per alimentare le pompe di calore è stata ipotizzata derivante da un mix completamente rinnovabile e con zero emissioni di CO₂; si tenga presente, però, che nella realtà non si dispone di energia in rete completamente rinnovabile per cui se è vero che le emissioni locali per le pompe di calore sono nulle, non vale lo stesso per quelle globali che saranno sicuramente presenti.
- vita utile sistema: 20 anni.

Per valutare il costo operativo della pompa di calore è stato ipotizzato un consumo di 2,5 kWh per le prime due ore di utilizzo e di 0,5 kWh per le ore restanti della giornata.

Immaginando la solita finestra oraria di 9 ore, il consumo giornaliero è di 6 kWh.

Sono stati poi considerati: 6 mesi di pieno utilizzo, da novembre ad aprile, per un consumo di circa 1100 kWh e 6 mesi di parziale utilizzo, da maggio ad ottobre, al 50% rispetto ai mesi invernali per un consumo di 550 kWh.

Il consumo totale è pari a 1650 kWh/anno. Moltiplicando questo valore per le 13.587 villette si ottengono 22.418.550 kWh/anno.

Le pompe di calore, con un impianto fotovoltaico ed una batteria di accumulo, hanno mediamente un'autonomia dell'80% circa. Il 20% del consumo totale rientra nel costo operativo quindi 4.483.710 kWh/anno.

Considerando come costo dell'energia elettrica quello dal 1° aprile 2023 pari a 0,1952 €/kWh si ottengono 875.220 €/anno, che, moltiplicati per 20 anni, diventano € 17.504.403.

Tabella 42
Sintesi dati valutazione economica nei due scenari considerati

	Scenario 1	Scenario 2
N. Abitazioni considerate	13.884	13.587
Costo investimento iniziale tecnologia (a carico dell'utente)	3.000 €	30.000 €
Costo investimento iniziale aggregato	41.652.000 €	407.610.000 €
Costo H ₂ ipotizzato	15 €/Kg	0
H ₂ consumato/anno	86 ton	0
Costo operativo annuo	1.284.365 €/anno	875.220 €/anno
Costo operativo nei 20 anni	25.687.307 €	17.504.403 €
Emissioni di CO ₂ aggregate	67 kton	1,5 kton
Costo sociale CO ₂ ipotizzato	170 €/ton	170 €/ton
Costo sociale CO ₂	11.390.000 €	255.000 €
Costo totale (senza impatto sociale della CO₂)	67.339.307 €	425.114.403 €
Costo totale investimento (con impatto sociale della CO₂)	78.729.307 €	425.369.403 €

È chiaro che la soluzione con caldaia a condensazione ed idrogeno permetterebbe l'accesso all'intervento ad una platea più ampia di persone. **In definitiva si avranno benefici ma senza stravolgere la vita dell'utente finale:** si parla infatti di approccio inclusivo poiché viene data all'utente medio la possibilità di sostenere un costo sicuramente più accessibile e meno sbilanciato su di sé.

È più che evidente che la transizione energetica non può essere unidirezionale. Essa deve essere perseguita costantemente e portata avanti promuovendo con forza un **approccio multi-tecnologico e multienergetico**. Non si può pensare di ridurre le emissioni affidandosi ad una sola tecnologia e ad un'unica fonte energetica/vettore energetico ma è necessario trovare il giusto compromesso che metta d'accordo costi (preservando il più possibile l'utente finale) ed emissioni.

4.3.3 Conclusioni

Lo sviluppo del BM relativo al settore Residenziale ha permesso di evidenziare gli aspetti di criticità, benefici e proposte di policy riportati di seguito.

4.3.3.1 Benefici emersi dal BM

La **riduzione delle emissioni di anidride carbonica e del consumo di combustibili fossili**, unitamente all'inclusività di questo approccio dal punto di vista dell'utente finale sono i principali vantaggi rinvenuti. È chiaro che maggiore sarà la quantità di idrogeno rinnovabile immessa in rete, più ci saranno vantaggi in termini di riduzione delle emissioni.

Dal punto di vista dell'utente finale, si evidenzia l'inclusività descritta nel BM, poiché la transizione è applicabile con una spesa più contenuta rispetto ad altre soluzioni, questo grazie anche all'utilizzo di una infrastruttura gas esistente attraverso processi di digitalizzazione.

Inoltre, un altro beneficio evidenziato nello sviluppo del BM è rappresentato dalla **possibilità di destinare il surplus di idrogeno**, nel caso di dimensionamento di un eventuale impianto sul mese di picco, **ad utilizzi diversi e complementari al residenziale, come ad esempio la mobilità pubblica**.

Il **modello** visto inoltre è estremamente **flessibile** in quanto aperto ad ulteriori possibilità di miglioramenti delle prestazioni ambientali ed energetiche: un esempio è il passaggio dalla tecnologia di base presa in considerazione (caldaia a condensazione installata in sostituzione di caldaia tradizionale) all'ibrido *factory made*. Il modello si presenta dunque come uno strumento idoneo a consentire una facile **integrazione fra le diverse fonti energetiche rinnovabili** con il miglior rapporto costi-benefici globali (utente finale-ambiente-sistema Paese).

A titolo di esempio, per sviluppare lo stesso fabbisogno della villetta, se si considera un ibrido da 6 kW con impianto fotovoltaico da 3 kW e batteria da 5 kW: rispetto al caso precedente il costo si attesta intorno ai € 15.000 che moltiplicati per le 13.884 villette fornisce un totale di € 208.260.000. Il costo è sicuramente molto più elevato rispetto alla soluzione originariamente presa in considerazione, ma è quasi il 44% in meno rispetto alla soluzione *full electric* con ottimi benefici dal punto di vista energetico ed ambientale: le emissioni sono più basse se si confronta l'ibrido con il sistema originario, ma risultano più alte di quelle relative ad un sistema *full electric*.

4.3.3.2 Criticità emerse dal BM

Le principali criticità possono riassumersi nei **costi di investimento** (considerati nell'assunzione come dato di input del costo dell'idrogeno di 15 €/kg, valore medio preso da altri BM) e nell'**assenza di un framework**

normativo, tecnico e regolatorio abilitante.

4.3.3.3 Richieste di Policy

Come emerso anche dagli altri BM, risulta necessario un piano di incentivazione con effetti sui Capex e sugli Opex allo scopo di rendere il costo dell'idrogeno competitivo.

Allo stesso tempo diventa fondamentale la definizione di un **framework legislativo** tecnico e regolatorio che valorizzi anche l'**impiego dell'idrogeno nel settore residenziale**.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

IL FUTURO DELLA RETE DI TRASPORTO GAS

TEAM DI PROGETTO

DINA LANZI, GIOVANNA POZZI, GIULIA STAFFETTI
SNAM

Si ringrazia Snam per aver reso possibile la redazione del documento



5.1 Contesto europeo e ruolo dell'Italia

A seguito della situazione di emergenza energetica aggravatasi a causa del conflitto Russia-Ucraina, la Commissione UE a maggio 2022 ha presentato il piano REPowerEU per ridurre rapidamente la dipendenza dell'Unione UE dai combustibili fossili russi. Il REPowerEU ha l'obiettivo di accelerare e integrare il pacchetto "Fit-for-55" e di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e dello stoccaggio di energia in Europa, tramite la diversificazione delle fonti energetiche e l'integrazione delle energie rinnovabili: in particolare, **il REPowerEU riconosce l'importanza dell'idrogeno come fonte energetica alternativa e sostenibile**, fissando un **obiettivo di utilizzo annuo europeo** non vincolante pari a **20 milioni di tonnellate** di idrogeno entro il 2030, di cui 10 Mton/anno di idrogeno rinnovabile prodotto in Europa e 10 Mton/anno di idrogeno rinnovabile importato.

Per facilitare l'importazione di 10 Mton/anno di idrogeno rinnovabile, la Commissione UE ha evidenziato la necessità di sviluppare tre principali corridoi di importazione:

- un primo corridoio attraverso il Mediterraneo, consentendo l'interconnessione tra Europa e Nord Africa;
- il secondo attraverso l'area del Mare del Nord;
- un terzo, non appena le condizioni lo consentiranno, connettendo l'Europa con le regioni orientali, tra cui l'Ucraina.

Di conseguenza, considerando la centralità dell'area Mediterranea nel raggiungimento dei target, gli asset nazionali e internazionali di Snam svolgeranno un ruolo fondamentale in questo nuovo sistema di approvvigionamento e trasporto dell'idrogeno.

5.2 Infrastruttura italiana hydrogen-ready

Gli investimenti previsti per il sistema di trasporto italiano si basano sulla conoscenza verificata che le attuali infrastrutture di trasporto e stoccaggio dell'energia siano compatibili con l'idrogeno.

Dal 2019 ad oggi Snam si è impegnata in diverse iniziative per verificare la possibilità di **immissione nella Rete di Trasporto Gas dell'idrogeno in blending con il gas naturale**, come, ad esempio:

- **Test Contursi:** immissione di una miscela H₂-NG al 5% e 10% nella Rete di Trasporto per alimentare due imprese industriali della zona di Contursi, un pastificio e un'azienda di imbottigliamento di acque minerali;

- **Gruppo GIVA:** Snam, RINA e GIVA hanno realizzato il primo test al mondo con un blending di idrogeno al 30% nel ciclo di lavorazione dell'acciaio nello stabilimento Forgiatura A. Vienna di Rho (MI).

Nel corso dell'ultimo anno, sono stati compiuti significativi progressi nell'**analisi della readiness dell'infrastruttura italiana all'utilizzo dell'idrogeno** come vettore energetico. A conferma degli studi condotti internamente da Snam, che dimostrano la compatibilità al trasporto di H₂ della quasi totalità della rete esistente (il 70% della quale senza riduzione o con riduzione minima della Massima Pressione Operativa), sono stati certificati da RINA circa 1500 km di gasdotti attualmente eserciti per il trasporto di gas naturale; il progetto di certificazione, riferito alla normativa ASME B.31.12 (Hydrogen piping and pipelines), è previsto da Snam su base volontaria e prevede di certificare un campione significativo di rete pari circa a 3000 km entro il 2026.

Snam sta partecipando, con il ruolo di coordinatore, al progetto pilota europeo THOTH₂, che mira a identificare metodologie dedicate a testare dispositivi di misura da installare nelle reti di trasmissione e distribuzione del gas, per garantire la misura dell'idrogeno nelle reti di trasporto e distribuzione.

Per quanto riguarda gli altri elementi della rete, a novembre 2022 sono stati effettuati con successo, insieme a Baker Hughes, una serie di test nella stazione di compressione di Istrana (Treviso), finalizzati a sperimentare l'utilizzo di idrogeno come combustibile per alimentare le turbine a gas dell'impianto. La sperimentazione ha dimostrato la compatibilità delle varie componenti dell'impianto con l'impiego di una miscela di idrogeno (al 10%) e gas naturale.

Relativamente alla possibilità di **stoccare idrogeno negli stoccaggi geologici** si stanno conducendo test di laboratorio che simulano le condizioni reali di un impianto di stoccaggio a idrogeno, con risultati molto promettenti: è in fase di valutazione la possibilità di effettuare un pilota di iniezione di idrogeno in uno stoccaggio geologico in esercizio. Inoltre, nell'ambito del progetto pilota europeo HyUSPRe è in corso un'analisi di fattibilità e di potenziale sviluppo dello stoccaggio su larga scala di idrogeno rinnovabile in giacimenti porosi in Europa.

Snam ha inoltre avviato una analisi congiunta con ENEA, CONFINDUSTRIA, CIG e alcuni DSO e Associazioni di categoria per effettuare uno studio sul **H₂-readiness dell'intera catena infrastrutturale**, dal sistema di trasporto alle reti di distribuzione e fino agli utenti civili.

5.3 European Hydrogen Backbone

Nell'ottica di sviluppare nel lungo periodo un sistema integrato di trasporto di idrogeno a livello europeo, è stato avviato lo studio **European Hydrogen Backbone (EHB)**, tramite la cooperazione di 32 operatori di trasporto gas provenienti da 28 paesi europei. La rete di trasporto dell'idrogeno studiata nel progetto potrà essere implementata attraverso l'aggiornamento delle infrastrutture esistenti (per renderle H2-ready) e la costruzione di nuove pipeline (**idrogenodotti**).

Si tratta di un esercizio preliminare di "visione e coordinamento infrastrutturale H2", in linea con la pianificazione che avviene per i settori gas ed elettrico tramite ENTSOG, dove sono stati raccolti dati infrastrutturali più importanti relativi ai principali corridoi in relazione a:

- riutilizzo asset gas esistenti, i.e. *"repurposed asset"* (ad esempio il corridoio A, in cui è presente l'Italia, prevede una quota di *repurposing* del 70% circa sul totale degli asset, corridoio con la quota più alta di *repurposing*) con un impatto positivo sul costo di sviluppo dell'infrastruttura;
- vicinanza a siti di stoccaggio di energia (e.g. campi depletati, caverne saline) per supportare le esigenze di flessibilità stagionale e giornaliera del corridoio a beneficio dei punti di consumi;
- vicinanza a siti di produzione e consumo lungo il corridoio.

All'interno dell'*European Hydrogen Backbone Report (2022)* sono stati definiti al 2030 cinque corridoi pan-europei per l'approvvigionamento e l'importazione di idrogeno, che collegheranno cluster industriali, porti e *Hydrogen Valleys* a regioni con abbondante produzione di idrogeno. È previsto che l'**infrastruttura dell'idrogeno** crescerà fino a diventare una rete pan-europea, con un'estensione totale di quasi **53.000 km entro il 2040**, in gran parte basata sull'adattamento delle infrastrutture gas esistenti.

L'investimento totale stimato per la realizzazione dell'EHB al 2040 è di circa € 80 ÷ 143 miliardi. Questa stima dei costi di investimento comprende **gasdotti sottomarini** e **interconnectors** che collegano i Paesi agli hub energetici offshore e alle potenziali regioni di esportazione.

Nell'ambito dello studio sono state effettuate valutazioni di dettaglio dei **costi di trasporto**: il trasporto di idrogeno su 1000 km lungo la backbone onshore proposta è stato stimato in media € 0,11 ÷ 0,21 per kg di idrogeno, rendendo l'EHB l'opzione più economica per il trasporto di idrogeno su larga scala e su lunga distanza. Nel caso in cui l'idrogeno sia trasportato attraverso pipeline offshore, il costo sarebbe di € 0,17 ÷ 0,32 per kg di idrogeno trasportato per 1000 km.

Figura 82
European Hydrogen Backbone
(progetto al 2022)



La Backbone che attraverserà l'Italia, permettendo la connessione del Nord Africa all'Europa centrale tramite i punti di interconnessione italiani di Tarvisio e Passo Gries, è uno dei cinque corridoi prioritari di approvvigionamento dell'idrogeno riconosciuti a livello europeo, poiché permetterà di sfruttare l'importazione via gasdotto di idrogeno prodotto in impianti large-scale e a costi inferiori in Nord Africa.

In questo contesto Snam, facendo leva sulla comprovata readiness dei propri asset, sta lavorando per implementare modifiche alla propria rete di trasporto gas con l'obiettivo finale di creare una rete di trasporto 100% H2-ready. La tratta italiana prevista nel progetto dell'EHB attraverserà il Paese da sud (Mazara del Vallo) a nord (Tarvisio e Passo Gries). Tale pipeline presenta un'estensione pianificata di circa 2.300 km, comprensivi della Backbone centrale e di tutte le sue principali diramazioni e sarà costituita per il 70% circa da sezioni di rete esistenti riconvertite. È stato stimato un investimento iniziale cumulato di circa € 4 miliardi nel periodo 2030 ÷ 2032.

5.4 TEN-E e Progetti di Interesse Comune

La tratta italiana dell'EHB è stata, inoltre, inclusa nella lista PCI pubblicata a novembre 2023 nell'iniziativa "Progetti di Interesse Comune" (PCI) dell'Unione Europea, con il nome di progetto *Italian H₂ Backbone*.

Quest'iniziativa fa parte del programma dell'Unione Europea TEN-E (Trans-European Networks for Energy), che mira a promuovere la **creazione di infrastrutture energetiche transfrontaliere** in grado di interconnettere i diversi paesi dell'Unione e di agevolare la transizione verso un sistema energetico più sostenibile e a basse emissioni di carbonio. Il programma TEN-E si concentra su diverse aree tematiche, tra cui il trasporto dell'energia elettrica, il trasporto dell'energia a gas, l'infrastruttura di stoccaggio dell'energia, le reti di trasmissione delle energie rinnovabili e l'interconnessione delle isole energetiche. In quest'ambito sono stati individuati undici corridoi prioritari, che coprono diverse aree geografiche e tre aree tematiche prioritarie (energia elettrica, rete offshore e infrastrutture idrogeno). Gli undici corridoi prioritari coprono diverse regioni geografiche nel settore dell'elettricità, della rete offshore e delle infrastrutture per l'idrogeno.

Per quanto riguarda l'idrogeno, i corridoi prioritari individuati nella TEN-E sono tre - *Hydrogen interconnections in Western Europe (HI West)*, *Hydrogen interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe (HI East)*, *Baltic Energy Market Interconnection Plan in hydrogen (BEMIP Hydrogen)*²³ - e comprendono una serie di interventi, tra cui la **creazione di infrastrutture per la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno, nonché la creazione di un mercato dell'idrogeno integrato a livello europeo**. L'Italia è inclusa in due dei tre corridoi individuati dalla TEN-E: HI West e HI East.

All'interno del programma TEN-E sono stati introdotti i Progetti di Interesse Comune (PCI): i PCI sono progetti energetici transfrontalieri selezionati tra quelli considerati di maggior importanza strategica a livello europeo e che ricevono un sostegno finanziario e politico diretto dall'Unione; questi progetti rispondono alla necessità di identificare e promuovere sviluppi che presentano un impatto significativo sulla sicurezza energetica dell'Unione, sulla diversificazione delle fonti energetiche, sulla competitività economica e sulla riduzione delle emissioni. Inoltre, i PCI sono stati introdotti per garantire una maggiore coerenza nella pianificazione e nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transfrontaliere in Europa, contribuendo a **ridurre i costi di sviluppo e di realizzazione delle infrastrutture energetiche** e garantendo un uso più efficiente delle risorse disponibili.

I progetti selezionati come PCI ricevono un sostegno finanziario e politico

²³**Hydrogen interconnections in Western Europe (HI West)**: Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Germania, Irlanda, Spagna, Francia, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Austria e Portogallo. **Hydrogen interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe (HI East)**: Bulgaria, Repubblica Ceca, Germania, Grecia, Croazia, Italia, Cipro, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia e Slovacchia. **Baltic Energy Market Interconnection Plan in hydrogen (BEMIP Hydrogen)**: Danimarca, Germania, Estonia, Lettonia, Lituania, Polonia, Finlandia e Svezia.

diretto dall'Unione Europea, che copre una parte significativa dei costi di sviluppo e realizzazione delle infrastrutture energetiche; sono inoltre soggetti a procedure semplificate per l'ottenimento delle diverse autorizzazioni necessarie, tra cui quelle ambientali, al fine di accelerarne lo sviluppo e realizzazione.

La candidatura della *Italian H₂ Backbone* intende supportare la fornitura di idrogeno all'Europa centrale, in particolare alla Germania (di gran lunga il Paese con maggiore domanda attesa in Europa), ma anche Austria e Svizzera, Slovacchia e Repubblica Ceca, Slovenia e Croazia, in una logica complementare ad altri corridoi, quali corridoi Nordic (Norvegia e Danimarca), Baltic (Mar Baltico offshore e Paesi Baltici + Polonia onshore), West (Portogallo, Francia e Spagna) ed East. Analizzando le informazioni pubbliche sui PCI relativi ai corridoi idrogeno disponibili da febbraio 2023, è emerso che il tratto di Italian H₂ Backbone, che collega l'Italia da Nord a Sud, risulta essere molto competitivo in termini di costi di trasporto grazie all'alta quota di rete repurposed (70%) e minor distanza coperta. Per effettuare la valutazione dei costi di **trasporto dell'idrogeno** lungo i diversi corridoi sono stati calcolati i costi di trasporto levelized (ottimizzati in €/kg di idrogeno), utilizzando elaborazioni interne che considerano la lunghezza stimata di ciascun corridoio, la percentuale di repurposing e la collocazione onshore o offshore dei tubi utilizzati, nonché la quantità stimata di idrogeno trasportato e le necessità di compressione della molecola.

5.5 Altre infrastrutture sinergiche allo sviluppo dell'idrogeno in Italia

Lo sviluppo della tratta italiana dell'EHB è cruciale per il futuro sistema energetico europeo, che comprenderà l'import di idrogeno e il trasporto dello stesso attraverso l'Europa. In quest'ambito, considerando l'elevato livello di incertezza che caratterizza gli scenari energetici attuali, è sinergico il **rafforzamento della rete gas** ed in particolare la **realizzazione della Linea Adriatica**, inizialmente prevista per il trasporto di gas naturale, ma già *hydrogen-ready*. La Linea Adriatica potrà abilitare il trasporto di idrogeno sia direttamente, mediante un repurposing della linea stessa, sia indirettamente, garantendo la capacità necessaria per il trasporto di gas naturale e permettendo così la conversione al trasporto di idrogeno di altri asset lungo la medesima direttrice.

Infine, è importante considerare il ruolo strategico che gli stoccaggi geologici avranno in ottica di un sistema infrastrutturale integrato: secondo un recente studio²⁴ è stato stimato che, al crescere dei volumi di idrogeno

²⁴Fonte: "Picturing the value of underground-gas storage to the European hydrogen system" – GIE-Guidehouse 2021

trasportati dall'European Hydrogen Backbone, sarà necessaria una capacità di stoccaggio in grandi strutture geologiche sotterranee²⁵ pari a: (i) 70 TWh al 2030; (ii) 450 TWh al 2050.

Figura 83
Potenziale di stoccaggio
lungo EHB

Fonte: "Picturing the value of underground-gas storage to the European hydrogen system" – GIE – Guidehouse 2021



Le analisi condotte prevedono l'uso degli stoccaggi sotterranei di idrogeno potranno progressivamente mitigare la volatilità della crescente produzione di FER e fornire flessibilità al sistema. In particolare, gli stoccaggi sotterranei offriranno molteplici benefici al sistema energetico in termini di:

- valore di mercato: garantire la flessibilità alla rete in qualsiasi momento, modulando domanda e offerta;
- valore di sistema: rinviare alcuni investimenti supplementari nelle infrastrutture elettriche e dell'H₂ (mantenendo integrità dell'infrastruttura)
- sicurezza dell'approvvigionamento: garantire supply continuativa e che risponda ai picchi di domanda.

Il costo e la potenziale ubicazione degli impianti di stoccaggio di idrogeno in

²⁵I quattro principali tipi di stoccaggio di gas sotterraneo sono giacimenti di gas esauriti, falde acquifere, caverne di sale e caverne di roccia dura

Italia sono oggetto di studio per supportare l'aumento della domanda prevista. Snam ha stimato che lo sviluppo di capacità di stoccaggio stagionale e infragiornaliera richiederà un investimento iniziale cumulato di circa € 3 miliardi al 2030 ÷ 2035; € 4 miliardi di investimenti cumulati al 2030/2032 in rete trasporto serviranno, invece, per soddisfare le esigenze della domanda del mercato italiano e rendere disponibile l'export nel Centro Europa.

5.6 Il blending come soluzione di breve termine per accelerare lo sviluppo del mercato

In una fase iniziale di sviluppo del mercato, caratterizzata da una domanda di idrogeno ancora limitata e dall'assenza di un'infrastruttura di idrogeno puro che possa collegare i centri di produzione al Sud con i centri di domanda per l'idrogeno al Nord, un contributo rilevante potrà essere dato dall'utilizzo in miscela di gas naturale ed idrogeno. Il blending H₂-GN consente di sfruttare le infrastrutture gas esistenti e ridurre i costi di trasporto dell'idrogeno prodotto, abilitando anche produzioni ottimizzate (in aree geografiche a maggior producibilità rinnovabile e di maggiori dimensioni). La normativa vigente²⁶ consente già di immettere fino al 2% di idrogeno in rete gas. A seguito di limitate modifiche impiantistiche è possibile utilizzare miscele di idrogeno in blending fino al 20% in volume sia nel Settore industriale (specie in quello hard-to-abate), sia in quello civile. In aggiunta rispetto alle verifiche condotte da Snam sulle reti, è necessario garantire che tutto il sistema intero di trasporto sia hydrogen-ready: in quest'ambito, test sul campo hanno confermato la possibilità di utilizzare un blending H₂-GN fino al 10% su turbine a gas esistenti (che corrispondono ad oltre il 50% delle turbine installate negli impianti di compressione).

5.7 Conclusioni

5.7.1 Opportunità

Lo sviluppo del mercato dell'idrogeno vedrà una fase transitoria dove il blending di idrogeno nella rete esistente di gas naturale rappresenta una soluzione ottimale di breve-medio termine per accompagnare lo sviluppo integrato di un mercato dell'idrogeno, da implementare in parallelo allo sviluppo della rete di idrogeno puro, come previsto dal progetto *European Hydrogen Backbone*. Il blending consente di abilitare la filiera e lo sviluppo di progetti di produzione di idrogeno rinnovabile necessari alla decarbonizzazione del Paese, mentre vengono realizzati gli interventi infrastrutturali necessari all'abilitazione di una domanda elevata da parte degli utilizzatori

²⁶DM 139 16 Giugno 2022

finali. Inoltre, il blending di idrogeno e gas naturale consente di sfruttare le infrastrutture esistenti, riducendo i costi di produzione e trasporto dell'idrogeno.

Considerando lo scenario post 2030, gli studi condotti sulla *European Hydrogen Backbone* hanno identificato il trasporto integrato tramite pipeline dedicata come l'alternativa più economica per trasportare elevati volumi di idrogeno su lunga distanza in Europa. Lo sviluppo di una rete integrata a livello europeo consentirebbe l'accelerazione della diffusione di idrogeno in Europa e, di conseguenza, favorirebbe il raggiungimento dei target europei settati dal *RepowerEU* sia per la produzione domestica (10 Mton/anno) che per l'import da paesi terzi (ulteriori 10 Mton/anno).

5.7.2 Criticità

L'adozione di un framework normativo, tecnico e regolatorio a livello europeo risulta fondamentale per garantire e accelerare lo sviluppo di un mercato competitivo dell'idrogeno, (sia in forma pura che in blending) sia per ottimizzare il livello e la tempistica degli investimenti anche nel trasporto e nello stoccaggio dell'idrogeno.

Risulta, altresì, necessario stabilire un coordinamento a livello europeo per la creazione di una rete integrata di trasporto dell'idrogeno, tale da garantire l'interconnessione tra i diversi mercati dell'Unione e tra l'Europa e i Paesi Terzi: affinché l'Europa sia in grado di rispettare i target REPowerEU al 2030 e per favorire la diversificazione delle fonti energetiche, garantendo quindi una maggior sicurezza e stabilità di approvvigionamento, risulta necessario promuovere, oltre alla produzione, anche l'infrastruttura funzionale ad importare idrogeno da Paesi Terzi.

5.7.3 Proposte di Policy

Per favorire l'avvio del mercato dell'idrogeno e accompagnare la fase transitoria, in parallelo allo sviluppo della Backbone, è fondamentale che il blending di idrogeno e gas naturale sia supportato da un sistema di certificazione adeguato, che consenta di garantire la tracciabilità e la sostenibilità dell'idrogeno prodotto sia in Europa sia in Paesi Terzi.

Inoltre, la **definizione di una nuova strategia nazionale per l'idrogeno in Italia** è essenziale per sfruttare appieno le potenzialità di questo gas come nuovo vettore energetico rinnovabile e sostenibile, favorendo l'innovazione, la competitività, la sostenibilità ambientale e la transizione energetica del Paese.

Infine, per la **diffusione dell'idrogeno rinnovabile all'interno del mix energetico nazionale**, è cruciale creare un quadro normativo stabile e garantire una maggior semplificazione dei processi di approvazione/autorizzazione dei

progetti, prevedendo anche regimi di sostegno pubblici adeguati. È necessario che tali misure favoriscano anche la realizzazione di progetti di grandi dimensioni che, sfruttando le economie di scala, permetteranno di ridurre i costi di produzione dell'idrogeno.

Modelli di business per l'utilizzo dell'H₂
e lo sviluppo della Filiera in Italia

CONCLUSIONI GENERALI

I risultati ottenuti nello studio mostrano come l'**idrogeno rinnovabile** sia un **elemento fondamentale in grado di favorire e contribuire al percorso di transizione energetica ed ecologica**, essendo in grado di abbattere notevolmente le emissioni di CO₂, specie nei settori gasivori *hard-to-abate*, nel settore dei trasporti e in quello residenziale, dove l'elettrificazione (totale o parziale) risulta difficile da realizzare o dove non sono possibili alternative di decarbonizzazione più efficienti.

L'idrogeno rinnovabile si caratterizza, inoltre, come elemento chiave anche in termini di sicurezza e indipendenza energetica, essendo in grado di **favorire la diversificazione delle fonti e la riduzione dei consumi (e di conseguenza dell'import) del gas naturale**, sostituibile al 100% in alcuni settori (tecnologia permettendo). Lo stesso dicasi per la sostituzione dell'idrogeno grigio e per il gas utilizzato per ottenerlo tramite SMR.

Allo stato attuale, tuttavia, l'idrogeno rinnovabile presenta ancora alcune criticità, prima di tutte l'**elevato costo di produzione (LCOH)** compreso - a seconda dei casi - nel range 8 ÷ 20 €/kg, non risultando, di conseguenza, competitivo con quello dell'idrogeno grigio e quello delle altre fonti fossili usate nei settori *hard-to-abate* (ca. 2 ÷ 3 €/kg del gas naturale e dell'idrogeno grigio) e nel settore dei trasporti (ca. 1,65 €/l del gasolio).

Nel caso del settore trasporti, ad esempio, per essere competitivo col gasolio (diesel), un chilogrammo di idrogeno non dovrebbe costare più di 5,50 €/kg.

Come visto precedentemente nei grafici, il **LCOH risulta fortemente influenzato dal prezzo dell'energia elettrica** (a sua volta strettamente legato alla penetrazione di rinnovabili nel mix di generazione elettrica) e **dalla sua valorizzazione**, che può essere a prezzo di mercato o a costo di produzione industriale (LCOE), generando una differenza non trascurabile nell'LCOH.

Dalle figure 14, 32, 42, 43, 74 è possibile notare, infatti, come **la valorizzazione della stessa a prezzo di mercato aumenti il costo dell'idrogeno rinnovabile di quasi 2 €/kg, rispetto alla valorizzazione a costo di produzione industriale (LCOE)**.

Oltre a questo, essendo il prezzo dell'energia italiano molto più alto di quello di altri Paesi UE, la produzione di idrogeno rinnovabile in Italia è un'ulteriore testimonianza del **gap di competitività tra Paesi come l'Italia e altri Paesi europei** (in particolare del Nord Europa).

Un'altra criticità è rappresentata dagli Atti Delegati (con particolare riferimento alla Produzione di RFNBO ai sensi dell'Art. 27(3) della RED), che causano serie limitazioni alla produzione di idrogeno, a causa della correlazione temporale, della correlazione geografica e dell'addizionalità: risulta, quindi, necessario arrivare alla definizione di un **quadro normativo** chiaro e definito e **processi autorizzativi più snelli** e con tempistiche certe e ridotte.

Tutti questi fattori penalizzano pesantemente l'idrogeno rinnovabile in termini di competitività e rendono estremamente difficile la sua diffusione, specie allo stato attuale dove non è possibile sfruttare le dinamiche e gli effetti delle economie di scala.

Confindustria ritiene che per superare tutte queste criticità sia necessario intervenire tempestivamente su questi fattori, pensando a soluzioni efficienti e concrete.

Per la creazione di una vera Filiera e un vero Mercato dell'idrogeno risulta indispensabile favorire uno **scale-up commerciale** degli impianti, quale unica soluzione per favorire per la riduzione dei costi Capex.

Un'ulteriore leva di riduzione dei costi sarà rappresentata nel tempo dall'avanzamento tecnologico degli elettrolizzatori, attraverso il quale sarà possibile aumentare efficienza del processo in atto (attualmente al 60%).

Lo studio è servito principalmente a svelare e portare alla luce tutte queste problematiche, ovviamente in un'ottica costruttiva, così da iniziare sin da subito a pensare a soluzioni concrete e durature da implementare a beneficio di tutti. Nella visione di Confindustria questo sarà un primo passaggio chiave per adempiere agli obiettivi di decarbonizzazione e di riduzione della dipendenza delle fonti fossili (fissati dal FF55 e dal PNRR) e per rispettare gli impegni presi dall'Italia in sede europea.

Da non dimenticare mai che il percorso di transizione sarà sicuramente lungo e faticoso da realizzare, ma allo stesso tempo potrà **fare da volano per la crescita economica del Paese**, stimolando **grandi opportunità di investimento, innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale e dell'intero sistema energetico nazionale.**



ANIMA[®]
CONFINDUSTRIA
MECCANICA VARIA

