

PIANO D'AZIONE PER L'IDROGENO

Potenzialità dell'industria nazionale nella prospettiva della transizione ecologica e mappatura dei potenziali Off-Takers



CONFINDUSTRIA

Piano d'azione per l'idrogeno

Focus Tecnologie Industriali

Coordinatori di progetto:

Massimo Beccarello – CONFINDUSTRIA

Giorgio Graditi – ENEA

Team di progetto:

Andrea Andreuzzi – CONFINDUSTRIA

Claudia Bassano – ENEA

Nadia Cerone – ENEA

Paolo Deiana – ENEA

Giulia Monteleone – ENEA

Con il supporto scientifico dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Si ringraziano le associazioni e delle aziende del sistema Confindustria che, con il loro contributo, hanno reso possibile la redazione del documento.

Sommario

Abstract	5
1. Introduzione	7
1.1. Obiettivi e metodologia	9
1.2. Contesto nazionale delle emissioni di CO ₂	11
1.2.1. L'Emission Trading System EU ETS	11
1.3. La decarbonizzazione dei settori Hard To Abate.....	13
1.3.1. I distretti industriali.....	15
1.4. La catena del valore dell'idrogeno.....	17
1.4.1. Idrogeno: proprietà del combustibile e della combustione	18
1.4.2. Aspetti tecnici relativi all'utilizzo nel settore della mobilità	20
1.4.3. Principali problematiche relative all'utilizzo dell'idrogeno..	20
2. Incontri con i settori industriali	22
2.1. Settori Hard To Abate potenziali utilizzatori di Idrogeno	23
2.1.1. Settore della siderurgia.....	23
2.1.2. Settore della raffinazione	23
2.1.3. Settore della carta	24
2.1.4. Settore del cemento.....	24
2.1.5. Settore della chimica.....	25
2.1.6. Settore della ceramica	25
2.1.7. Settore del vetro.....	26
2.1.8. Settore dei metalli non ferrosi.....	28
2.1.8.1. Settore dei trattamenti superficiali in alluminio	28
2.1.9. Settore alimentare	29
2.2. Fornitori di tecnologia.....	30
2.2.1. Settore produttori caldaie.....	30
2.2.2. Settore della cogenerazione	30
2.2.3. Settore delle turbine.....	31
2.2.4. Settore produttori forni industriali.....	31
2.2.5. Settore dei produttori di valvole, raccordi e giunti	32
2.2.6. Settore strumenti di misura.....	33
2.2.7. Settore del riscaldamento residenziale.....	34
2.3. Settore della mobilità.....	35
2.3.1. Settore della logistica.....	35
2.3.2. Settore trasporti stradali.....	36
2.3.3. Settore trasporto navale	37

2.3.4.	Settore del trasporto pubblico locale e ferroviario.....	38
3.	Schede riassuntive per settore di utilizzo finale	41
3.1.	Scheda settore siderurgia.....	43
3.2.	Scheda settore della raffinazione.....	46
3.3.	Scheda settore della carta.....	48
3.4.	Scheda settore del cemento.....	50
3.5.	Scheda settore della chimica.....	52
3.6.	Scheda settore ceramica.....	54
3.7.	Scheda settore del vetro	57
3.8.	Scheda settore metalli non ferrosi.....	60
3.9.	Scheda settore fonderie	62
3.10.	Scheda settore alimentare	64
3.11.	Scheda del settore riscaldamento civile	66
4.	Risultati, sfide e azioni abilitanti.....	68
4.1.	Analisi delle azioni abilitanti	69
4.2.	Analisi dell'impatto sui settori di utilizzo finale	71
4.2.1.	Attuali utilizzi dell'idrogeno nell'industria nazionale	71
4.2.2.	Impatto potenziale sui settori di utilizzo finale.....	73
4.2.3.	Valutazioni sul costo di utilizzo dell'idrogeno.....	79
4.3.	Suggerimenti per definire una roadmap.....	80
5.	Conclusioni	83

Abstract

Le sfide legate alla transizione energetica e agli obiettivi previsti dalle strategie europee e dalle politiche climatiche ed energetiche potranno fare da volano per la crescita economica del Paese, poiché incidono sui fattori di competitività delle imprese e nel contempo rappresentano una grande opportunità di investimento, innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale nazionale. In questo scenario la UE con l'emanazione della Strategia Europea sull'idrogeno ha indicato tale vettore energetico come uno dei fattori abilitanti per perseguire la decarbonizzazione del sistema energetico, individuando tra le priorità l'esigenza di sviluppare la domanda di idrogeno nei diversi settori e di favorirne l'uso nei comparti dove l'impiego diretto dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non è possibile, principalmente industria Hard To Abate e trasporto pesante (navi, aerei, ecc.).

Partendo dalle proposte di policy e dalle principali barriere allo sviluppo del vettore individuate nel Piano d'Azione di Confindustria, è stato sottoscritto un Accordo di collaborazione con ENEA, dal quale sono stati istituiti tre Gruppi di Lavoro (GdL) tematici: normazione tecnica e legislazione, regolamentazione del mercato e **tecnologie industriali**.

La finalità generale del presente approfondimento è di fornire un quadro di insieme sullo stato di **sviluppo e diffusione delle tecnologie nel panorama industriale nazionale**, agevolare la condivisione delle informazioni e favorire lo sviluppo ed il coordinamento di iniziative sull' "idrogeno", attraverso una serie di **incontri tematici** con i diversi esponenti e rappresentanti dei settori industriali. I risultati del lavoro svolto forniscono una positiva valutazione del potenziale nazionale di penetrazione/diffusione dell'utilizzo dell'idrogeno nei differenti settori industriali e propongono una interessante mappatura dei **potenziali Off-Takers Industriali**. Le differenze maggiori tra i settori di utilizzo riguardano, oltre che l'entità dei potenziali consumi annui di idrogeno, **il grado di readiness tecnologica/commerciale** relativa all'impiego dell'idrogeno nelle diverse filiere industriali. Alcuni settori risultano pronti in quanto l'idrogeno è già convenzionalmente e ampiamente utilizzato nei rispettivi processi produttivi (raffineria, petrolchimica, chimica, siderurgia, metalli non ferrosi), altri presentano una situazione pre-commerciale adattabile all'impiego dell'idrogeno (p.es. settore termico/caldaie residenziali), così come altri richiedono un ulteriore sviluppo tecnologico, seppure presentino un alto potenziale di utilizzo di idrogeno (carta, ceramica, vetro, cemento, mobilità e logistica).

La **decarbonizzazione mediante l'utilizzo dell'idrogeno** presenta diversi impatti a seconda del settore di utilizzo finale. I settori con maggiori potenziali consumi di idrogeno sono i seguenti: carta, siderurgia, chimica, ceramica, cemento e vetro. Convertire gli attuali consumi di combustibile fossile di questi settori, con l'impiego di miscele al 20 % di idrogeno in gas naturale, consentirebbe di coprire in parte l'obiettivo della domanda di idrogeno prefissata per il 2030 dalle Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno emanate dal MiSE (adesso MiTE). Qualora si considerasse anche il potenziale di trasformazione di quanto attualmente viene prodotto e consumato come feedstock nell'industria della raffinazione, petrolchimica e chimica, i target prefissati potrebbero essere raggiunti **per quasi l'87 %**. In questo contesto i singoli settori potrebbero beneficiare di un costo evitato relativo al mancato conferimento delle quote ETS di CO₂ da 2 M€ a 41 M€ all'anno a seconda del settore considerato. Inoltre, l'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno nei vari settori analizzati potrebbe comportare un contenimento dal 2 % al 8 % delle emissioni ETS complessive al 2019 per ciascun settore. Lo studio riporta alcuni suggerimenti e raccomandazioni, destinati ai decisori ed ai policy maker, sulle misure da adottare per favorire la diffusione delle tecnologie legate all'idrogeno.

Da ultimo, se da un lato si è cercato di dare una risposta alla valutazione sul territorio nazionale della domanda potenziale di idrogeno in ambito industriale, rimane da sciogliere il quesito relativo a **come potrà essere soddisfatta tale domanda in termini di produzione nella quantità necessaria e di continuità di servizio** investendo trasporto, accumulo, e distribuzione sul territorio. L'ambito in questione rappresenta un importante tema di riflessione, discussione e confronto che richiederà la partecipazione attiva di tutti i soggetti a vario titolo e livello coinvolti e interessati.

Abbreviazioni ed acronimi

CCUS	Carbon Capture Utilization and Storage
ETS	Emission Trading System
FC	Fuel Cell
HtA	Hard To Abate
PNRR	Piano Nazionale Ripresa Resilienza
SMR	Steam Methane Reforming
TCO	Total Cost of Ownership
TPL	Trasporto Pubblico Locale
TRL	Technology Readiness Levels

1. Introduzione

1.1. OBIETTIVI E METODOLOGIA

1.2. CONTESTO NAZIONALE DELLE EMISSIONI DI CO₂

1.2.1. Le garanzie d'origine per l'idrogeno

1.3. LA DECARBONIZZAZIONE DEI SETTORI HARD TO ABATE

1.3.1. I distretti industriali nazionali

1.4. LA CATENA DEL VALORE DELL'IDROGENO

1.4.1. Idrogeno: proprietà del combustibile e della combustione

1.4.2. Aspetti tecnici relativi all'utilizzo dell'idrogeno nel settore della mobilità

1.4.3. Principali problematiche relative all'utilizzo dell'idrogeno

1. Introduzione

Il 22 gennaio 2021 è stato siglato il Protocollo di Intesa tra ENEA e Confindustria, un vero e proprio “patto per l’idrogeno” al fine di contribuire a valorizzare la leadership tecnologica dell’industria italiana coniugando, nel contempo, le potenzialità della ricerca, dell’innovazione e del trasferimento tecnologico nell’ambito di una visione di sistema per il Paese.

Le sfide legate alla transizione energetica e agli obiettivi previsti dalle strategie europee e dalle politiche climatiche ed energetiche potranno fare da volano per la crescita economica del Paese, poiché incidono sui fattori di competitività delle imprese e al contempo rappresentano una importante opportunità di investimento, innovazione tecnologica e di adeguamento del sistema industriale nazionale.

La UE nelle recenti agende strategiche (“An EU Strategy for Energy System Integration” - “A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe”) ha indicato l’idrogeno come uno dei fattori abilitanti per perseguire la decarbonizzazione del sistema energetico, individuando tra le priorità l’esigenza di svilupparne la domanda nei diversi settori e di favorirne l’impiego nei comparti dove l’utilizzo diretto dell’energia elettrica da fonte rinnovabile non è possibile. Ciò favorirà lo sviluppo di un ecosistema e di una economia basata sul vettore idrogeno.

Nel contesto nazionale, le Linee Guida per la Strategia nazionale sull’idrogeno elaborate dal MiSE (adesso MiTE) hanno delineato che, in riferimento alla specificità, alla competitività e alle potenzialità di crescita delle filiere industriali nazionali di settore ed indotto, risulta opportuno distinguere gli obiettivi raggiungibili nel breve, medio e lungo periodo, determinando le condizioni necessarie ed attuando gli strumenti e le misure per favorire sviluppo, evoluzione e stabilità in ambito tecnologico, normativo, regolatorio ed economico-finanziario. Nel documento si prevede una penetrazione dell’idrogeno nel consumo energetico finale di circa il 2 % entro il 2030 con un incremento fino al 20 % al 2050.

La Missione 2 del PNRR, dedicata alla Rivoluzione verde e alla transizione ecologica, può contare su circa 60 miliardi di euro, di cui una parte rilevante è destinata alla transizione energetica e alla mobilità sostenibile. Le iniziative proposte seguono precise milestone di implementazione e prevedono investimenti e progetti, dalle rinnovabili alla promozione della produzione, della distribuzione e degli usi finali dell’idrogeno specie nei settori Hard To Abate.

Pertanto, per assicurare la riduzione delle emissioni ambientali e della cosiddetta “carbon footprint”, si rende necessario, in generale, un cambio di paradigma finalizzato ad una nuova progettazione delle diverse fasi dei processi energetici, alla re-ingegnerizzare dei prodotti, al ripensamento degli impianti produttivi, all’integrazione e ibridazione delle reti energetiche e dei servizi erogabili.

In questo contesto i suddetti obiettivi, a livello nazionale ed europeo, e le conseguenti sfide possono essere più facilmente raggiungibili se si promuove un rapporto più stretto e continuativo tra il sistema della ricerca, il sistema industriale ed il sistema politico-governativo.

Gli obiettivi del Protocollo di Intesa e dell’alleanza strategica tra ENEA e Confindustria si prefiggono di individuare le potenzialità di sviluppo delle filiere

industriali dell'idrogeno nel nostro Paese, di individuare soluzioni innovative e scenari operativi possibili, attraverso una rafforzata e strutturata collaborazione tra ricerca e industria, al fine di sostenere azioni ed iniziative per ridurre i costi di approvvigionamento energetico del sistema industriale, per promuoverne la sostenibilità e sviluppare l'applicazione delle *breakthrough technologies*.

Il Protocollo di Intesa è stato declinato attraverso l'istituzione di tre Gruppi di Lavoro tematici incentrati sui seguenti asset: normativa, regolamentazione del mercato e tecnologie industriali.

1.1. Obiettivi e metodologia

La valutazione della fattibilità tecnica dell'utilizzo dell'idrogeno in differenti settori di utilizzo industriale e la mappatura dei potenziali *Off-Takers* si è sviluppata mediante il coinvolgimento dei principali stakeholder appartenenti alla catena del valore dell'idrogeno, in un percorso di incontri e confronti coordinato da Confindustria e ANIMA. Gli incontri con gli stakeholder hanno consentito un dialogo di confronto, condivisione e approfondimento sulle potenziali opportunità, le barriere e le criticità dei singoli settori per costruire un dibattito aperto sul tema, trarre spunti di riflessione e definire le azioni necessarie anche nell'ottica di coniugare la domanda e l'offerta dei componenti la catena del valore dell'idrogeno.

Tabella 1
Elenco degli incontri con gli stakeholder dei settori Hard To Abate, del settore residenziale e della mobilità

Fonte: ENEA

Settori Hard To Abate e Residenziale		Operatori del Settore	Provider Tecnologici
1	Settore della siderurgia	⊙	
2	Settore della raffinazione	⊙	
3	Settore cartario	⊙	
4	Settore del cemento	⊙	
5	Settore della chimica	⊙	
6	Settore della ceramica	⊙	
7	Settore del vetro	⊙	
8	Settore delle fonderie e dei metalli non ferrosi	⊙	
9	Settore alimentare	⊙	
10	Settore dei trattamenti superficiali dell'alluminio	⊙	
11	Settore delle turbine a gas		⊙
12	Settore dei produttori di caldaie		⊙
13	Settore dei produttori di forni industriali		⊙
14	Settore dei produttori di valvole		⊙
15	Settore degli strumenti di misura		⊙
16	Settore della cogenerazione		⊙
17	Settore delle caldaie per il residenziale		⊙
18	Settore del riscaldamento residenziale		⊙
Settore della Mobilità		Operatori del Settore	Provider Tecnologici
1	Settore del trasporto pubblico	⊙	
2	Settore della logistica (AISEM)		⊙
3	Settore trasporti fornitori di mezzi		⊙
4	Settore del trasporto navale		⊙

Principalmente sono state indagate:

- Le potenzialità in termini quantitativi di sostituzione (parziale o totale) del gas naturale con l'idrogeno nei processi industriali come sostitutivo del combustibile per fornire calore di processo nei settori Hard To Abate dove l'elettrificazione diretta non è possibile e nel settore residenziale. Potenzialità intese come impatto sulla decarbonizzazione dei singoli settori, anche attraverso la stima del quantitativo di CO₂ non emessa, evidenziando, ove presenti, le criticità tecnologiche correlate all'utilizzo dell'idrogeno.
- Le potenzialità dell'utilizzo dell'idrogeno nel settore mobilità.

Nel contesto delle tecnologie di impiego finale in ambito industriale l'idrogeno può essere utilizzato come:

- *Feedstock* nei processi industriali: gli utilizzi attuali sono prevalentemente la raffinazione e la chimica (ammoniaca/metanolo). Ulteriori utilizzi potenziali possono essere la DRI (*Direct Iron Reduction*) in sostituzione del gas naturale.
- Combustibile per il riscaldamento e per fornire calore di processo in tutte le applicazioni che richiedono un calore a temperatura elevata e che saranno difficilmente elettrificabili.
- Nel settore mobilità come vettore alternativo e complementare alla mobilità elettrica con batterie.

L'approccio seguito si è sviluppato secondo i seguenti punti:

- Clusterizzazione (settori/filiere) per tipologia di processo.
- Sottomissione di un questionario per effettuare una mappatura delle tecnologie e dei processi che già utilizzano o che potrebbero impiegare idrogeno (metodo con la scala psicometrica *Linkert*).
- Confronto con gli stakeholder mediante incontri.
- Analisi delle potenzialità di sostituzione (parziale o totale) del gas naturale mediante idrogeno nei processi industriali nel settore residenziale e nel settore della mobilità.
- Sintesi dei risultati.

Lo studio ha raccolto dati da un insieme di fonti, nonché ha visto il coinvolgimento di diversi soggetti industriali con l'obiettivo di migliorare la comprensione delle potenzialità di impiego dell'idrogeno nei differenti settori di utilizzo finale anche al fine di delineare barriere e criticità, e definirne le sfide.

L'elemento chiave è stato il coinvolgimento attivo e proattivo degli stakeholder intervistati attraverso una serie di incontri durante i quali si è costruito un dibattito partecipato e aperto di confronto e riflessione comune sul tema.

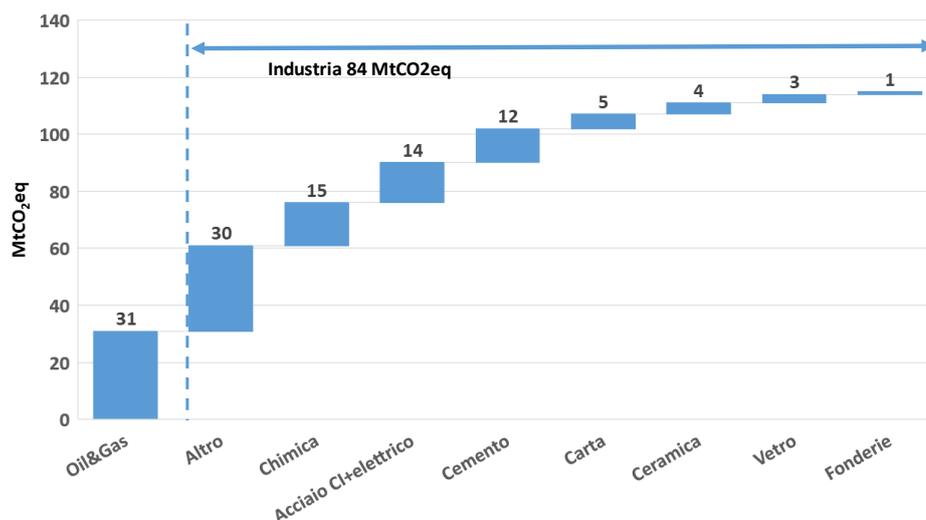
1.2. Contesto nazionale delle emissioni di CO₂

Le emissioni complessive dirette del **settore industriale** nel 2019 sono state pari a quasi **84 Mton CO_{2eq}**¹, alle quali si sommano 31 Mton CO_{2eq} del settore Oil&Gas, ovvero le emissioni dirette provenienti dalle raffinerie, dalla produzione di combustibili solidi e dalle dispersioni di gas, equivalenti a circa il 28 % del totale nazionale (418 Mton CO_{2eq}). Tale valore include in parte emissioni derivate dall'utilizzo di fonti fossili a fini energetici ed in parte derivate direttamente dai processi produttivi.

Nel grafico² seguente sono riportate le **emissioni dirette** di gas serra suddivise tra i vari settori industriali, incluse le emissioni dirette del settore Oil&Gas.

Figura 1
Emissioni dirette
(scope 1) di gas
serra suddivise per i
principali settori
Hard To Abate)

Fonte: Studio elaborato dal
BTS; CI - Ciclo Integrato (rif.
2019



Il 25 % del totale nazionale delle emissioni di gas serra è imputabile **al settore dei trasporti** che al 2019 ha contribuito con circa **106 MtonCO_{2eq}**³. Esaminando la ripartizione delle emissioni per modalità di trasporto, quasi il 93 % è attribuibile al trasporto su strada, con un peso delle automobili pari a circa il 70 %, seguito da camion e veicoli commerciali leggeri (insieme circa il 25 %).

1.2.1. L'Emission Trading System EU ETS

Il Sistema per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra dell'UE (*European Union Emissions Trading Scheme - EU ETS*) è una delle principali misure dell'UE per la riduzione delle emissioni nei settori industriali a maggior impatto sui cambiamenti climatici. L'EU ETS è uno strumento di mercato e propone già un incentivo tecnologicamente neutro destinato a decarbonizzare tutti i settori interessati, attraverso la definizione di un valore monetario corrispondente a quote di emissione di anidride carbonica equivalente.

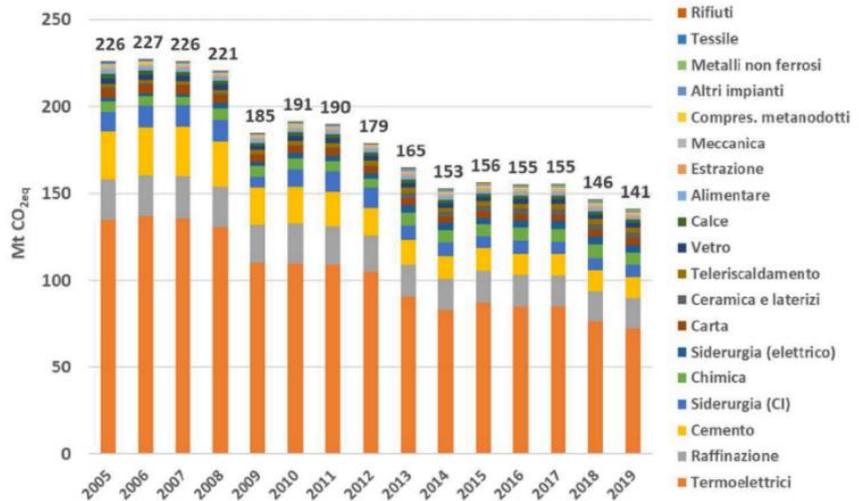
¹ Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra Gennaio 2021

² Analisi Boston Consulting Group, Source: Rapporto 308/2020 ISPRA

³ Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra

Figura 2
Andamento negli
anni delle emissioni
settoriali ETS di gas
serra

Fonte: ISPRA, Rapporti
 327/2020

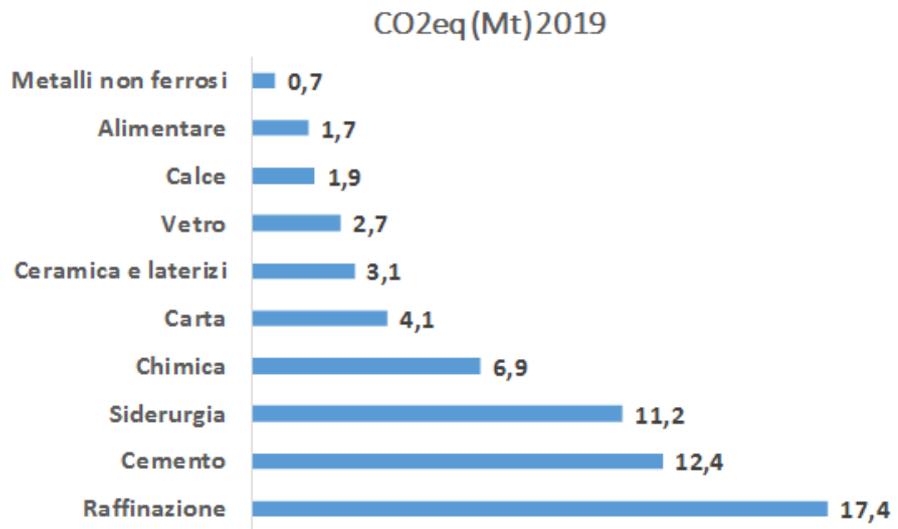


Come annunciato nel Green Deal e declinato nel recente pacchetto “Fit for 55”, è previsto un rafforzamento di questo strumento, probabilmente con un’estensione dell’ambito di applicazione. Attualmente quasi tutta la produzione di idrogeno di origine fossile è disciplinata dall’EU ETS (Direttiva (UE) 2018/410). La Direttiva è in fase di revisione, nuovi settori saranno coperti ed è prevista una rivisitazione del sistema di allocazione delle quote in funzione di nuovi meccanismi incentivanti l’idrogeno.

Di seguito è illustrata la suddivisione per settore delle emissioni ETS al 2019.

Figura 3
Suddivisione delle
emissioni settoriali
ETS di gas serra

Fonte: ISPRA



L’EU ETS è il sistema internazionale più esteso per lo scambio di quote di emissione al mondo, è stato istituito nel 2005 ed è attivo in 31 paesi (i 28 dell’UE, più l’Islanda, il Liechtenstein e la Norvegia). Tale sistema limita le emissioni prodotte da oltre 11.000 impianti ad alto consumo di energia e dalle compagnie aeree che operano nello Spazio Economico Europeo (SEE), coprendo circa il 40 % delle emissioni totali di gas ad effetto serra prodotte nell’UE. Il sistema EU ETS dalla sua introduzione ha subito numerosi cambiamenti ed è stato suddiviso in distinti periodi di trading, noti come “fasi”.

Per la fase 4 saranno previste le seguenti novità rispetto alla fase precedente (2013-2020):

- Unico limite europeo alle emissioni decrescente del 2,2 % annuo.
- Periodi di trading di 10 anni con due periodi di allocazione (2021-2025 e 2026-2030).
- Allocazioni a titolo gratuito basate su benchmark aggiornati a livello europeo per tener conto dei progressi tecnologici e degli ultimi anni di produzione (2014-2018) e 2019-2023 per il secondo periodo di assegnazione.
- Nessuna allocazione a titolo gratuito per i produttori di energia elettrica (ad eccezione degli Stati Membri in cui è necessaria la modernizzazione del settore elettrico).
- Variazioni più dinamiche delle allocazioni a titolo gratuito basate su calo di produzione di ± 15 %.

La revisione del sistema ETS per la fase 4 (2021-2030) si incentrerà sui seguenti aspetti:

- Rafforzare il sistema come stimolo agli investimenti aumentando il tasso di riduzioni annuali delle quote al 2,2 % a partire dal 2021 e rafforzare la riserva stabilizzatrice del mercato (il meccanismo istituito dall'UE nel 2015 per ridurre l'eccedenza di quote di emissioni nel mercato del carbonio e migliorare la resilienza dell'ETS agli shock futuri).
- Proseguire con l'assegnazione gratuita di quote a garanzia della competitività internazionale dei settori industriali esposti al rischio di delocalizzazione delle emissioni di carbonio (carbon leakage), garantendo che le regole per l'assegnazione gratuita riflettano il progresso tecnologico dei settori interessati.
- Aiutare l'industria e il settore energetico a rispondere alle sfide dell'innovazione e degli investimenti richiesti dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio attraverso vari meccanismi di finanziamento.

1.3. La decarbonizzazione dei settori Hard To Abate

I settori Hard To Abate (HtA) hanno un ruolo fondamentale nel tessuto industriale italiano e secondo lo studio Boston Consulting Group (BCG) i settori ricadenti nel perimetro analizzato (chimica, siderurgia, cemento, carta, ceramica, vetro e fonderie) generano il 5 %⁴ del valore aggiunto lordo nazionale, rappresentando un anello fondamentale della filiera italiana in quanto strettamente interconnessi agli altri settori da rapporti di fornitura. Inoltre, circa il 60 %⁵ del loro fatturato proviene dall'export e generano circa 700.000 posti di lavoro⁵.

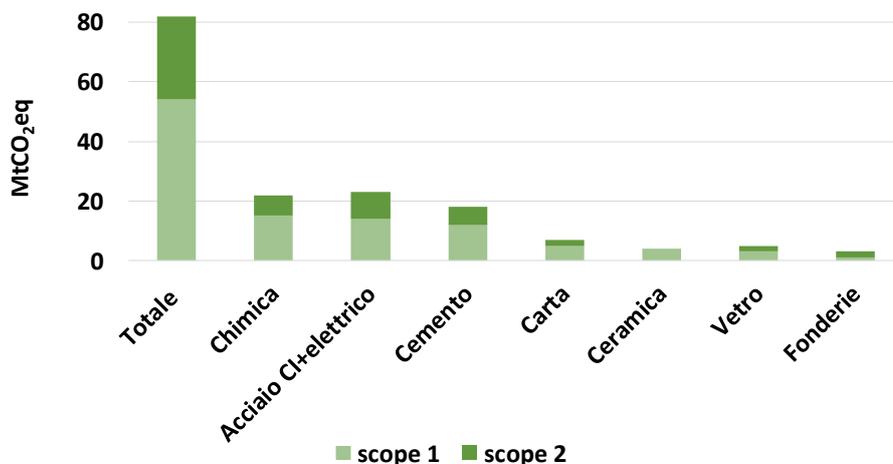
Questi settori HtA sono responsabili del 64 % delle emissioni di CO₂ dirette dell'industria e, considerando le politiche attuali, le emissioni dirette e indirette potrebbero passare da 73 MtCO_{2eq} del 2019 a 82 MtCO_{2eq} nel 2030, come riportato

⁴ Analisi Boston Consulting Group. Diretto, indiretto, indotto secondo calcolato con modello Input-Output

nel seguente grafico⁵, con le emissioni indirette che passerebbero da 19 MtCO_{2eq} a 28 MtCO_{2eq}.

Figura 4
Emissioni 2030
derivanti dai
processi produttivi e
trasformazione
energetica (scope 1)
e dal consumo di
energia elettrica
(scope 2)

Fonte: BCG



Tuttavia, l'attuazione delle politiche di decarbonizzazione deve tenere conto di alcune peculiari criticità di questi settori, come lo svantaggio competitivo per i costi energetici più alti rispetto ai concorrenti europei. Infatti, l'energia costituisce una delle principali voci di costo di produzione, seconda soltanto al costo delle materie prime (Figura 5)⁵.

Un ulteriore aspetto critico è legato all'impatto derivante dall'implementazione della fase 4 ETS. Nel 2030, di fatto, si prevede che le emissioni non coperte da quote gratuite aumenteranno fino al 65 %⁵ con un impatto economico fino a 2,5 Mld€⁵ sui settori, come illustrato nella Figura 6.

Appare evidente che il processo di decarbonizzazione di questi settori dovrà e potrà attuarsi solo attraverso un insieme di soluzioni tecnologiche, come emerso dagli studi condotti da SPIRE⁶ e dal rapporto "Decarbonizzazione settori Hard To Abate 2019" del Boston Consulting Group (BTS).

Figura 5
Suddivisione delle
voci di costo
sostenute dai
principali settori
HtA

Fonte: Decarbonizzazione
settori Hard To Abate, Boston
Consulting Group 2021



Le soluzioni tecnologiche per la decarbonizzazione dei settori HtA potranno essere:

1. Switch dai combustibili fossili ai combustibili rinnovabili quali idrogeno, biofuel ed E-fuels.
2. Il ricorso alla cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂ (CCUS).

⁵ Analisi Boston Consulting Group

⁶ SPIRE Roadmap 2050 Digital Innovations in Process Industry.

3. Efficientamento energetico e flessibilità dei processi in un'ottica di economia circolare (massimizzare l'efficienza nell'uso delle risorse primarie, il completo riutilizzo, riciclaggio o recupero dei rifiuti come risorse alternative).
4. Elettrificazione spinta dei processi/consumi, laddove tecnicamente ed economicamente è percorribile.

Per alcune di queste soluzioni sarà possibile una diretta ed economica implementazione come l'economia circolare e l'efficientamento energetico dei processi. Mentre, per altre, come l'elettrificazione, il CCUS e l'utilizzo di combustibili rinnovabili, sarà necessario individuare specifiche azioni di attuazione al fine di migliorarne la maturità tecnologica, diminuire i costi e favorire la disponibilità e l'accesso come infrastrutture e la disponibilità di energia di origine rinnovabile.

Sarà, pertanto, necessario un trade-off per definire la combinazione delle soluzioni tecnologiche e dei vettori energetici che con maggiore efficacia saranno più idonei alla decarbonizzazione.

In questo contesto, secondo lo studio del Boston Consulting Group ("Decarbonizzazione settori Hard To Abate") sarà possibile abbattere le emissioni dei settori Hard To Abate di circa l'80 % mediante l'applicazione combinata delle tre leve strategiche:

- CCUS potrebbe contribuire per circa il **35 % delle emissioni abbattute**.
- **Green fuels (biogas e idrogeno)** potrebbero contribuire per circa il **35 % delle emissioni abbattute**.
- **Elettrificazione** potrebbe contribuire per circa il **5-10 % delle emissioni abbattute**.

1.3.1. I distretti industriali

I settori HtA e i settori che potenzialmente potrebbero usufruire dell'idrogeno come strumento di decarbonizzazione dei loro processi produttivi sono, per una buona quota, nel contesto nazionale, localizzati all'interno di distretti industriali.

I distretti industriali sono entità socio-territoriali costituite da una comunità di imprese e di persone unite, oltre che da relazioni territoriali, anche dai legami socio-economici che tale compresenza genera. I distretti secondo i criteri di individuazione identificati dall'Istat, sono caratterizzati dalla presenza di piccola o media impresa, con una elevata concentrazione territoriale di occupazione manifatturiera focalizzata in una industria principale, essendo le altre industrie presenti nel sistema locale: secondarie, complementari (dal lato dell'occupazione) o ausiliarie (dal lato della produzione).

I distretti industriali al 2011 erano 141 secondo lo studio dell'Istat⁷ rappresentavano circa un quarto del sistema produttivo del Paese, in termini sia di numerosità (i distretti erano pari al 23,1 % del totale dei Sistemi Locali del Lavoro SSL) sia di addetti (assorbivano il 24,5 % dell'occupazione nazionale) sia di unità produttive (il 24,4 % delle unità locali rilevate al Censimento era localizzato nei distretti)

⁷ 9° Censimento dell'industria e dei servizi e Censimento delle istituzioni non profit, I distretti industriali 2011, Istat 2015

Lo studio Istat indica una distribuzione territoriale al 2011 non uniforme, con 45 distretti nel Nord-Est, zona che risulta tradizionalmente l'area territoriale di riferimento del modello distrettuale italiano. Nel Nord-ovest se ne contavano 37 (il 58,7 % dei propri SLL), segue poi il Centro con 38 distretti, suddivisi tra Marche, Toscana ed Emilia Romagna ed infine il Sud con 17 unità e la Sardegna che ne contava 4. Minori erano le presenze in Liguria e Lazio (1 distretto in ciascuna regione) e del tutto assenti in Valle d'Aosta, Molise, Basilicata, Calabria e Sicilia.

Relativamente alla specializzazione la tabella successiva riporta un prospetto dei distretti che potenzialmente ricadono nei settori oggetto di questo studio.

Dati più recenti, riferiti agli anni 2017-2019, e illustrati nel rapporto di Intesa San Paolo "Economia e finanza dei distretti industriali"⁸, riportano a livello nazionale 156 distretti industriali, individuati nel perimetro dei settori considerati dallo studio, la cui mappa come distribuzione geografica nel territorio nazionale è successivamente riportata. In tale mappa ogni distretto è rappresentato da un cerchio, la cui dimensione indica l'importanza del distretto in termini di fatturato (2019) e di numero di imprese appartenenti al distretto stesso.

Tabella 2
Distretti Industriali
per specializzazione

Fonte: Istat 2011

Specializzazione	Distretti industriali	Unità locali manifatturiere	Addetti manifatturieri
Industrie alimentari	15	7.326	62.810
Industria meccanica	38	55.167	572.370
Industrie metallurgiche	4	2.147	22.819
Industria chimica, petrolchimica, prodotti in gomma e materie plastiche	5	4.421	45.350
Industrie cartotecniche e poligrafiche	2	2.510	21.067

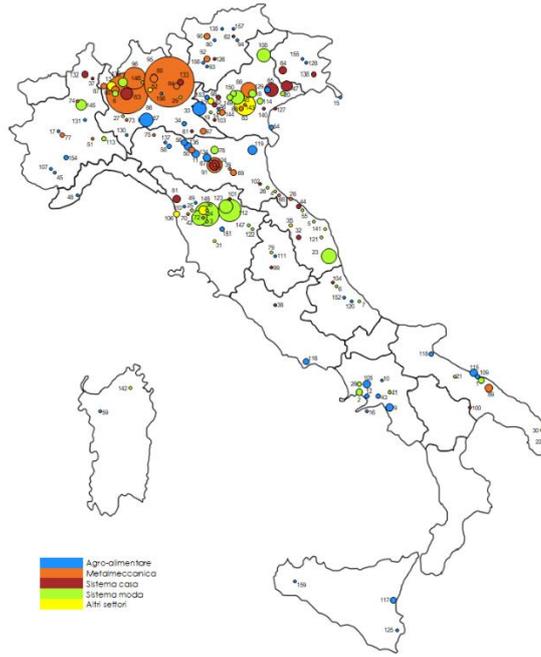
L'aggregazione a livello di distretto nel contesto nazionale riguarda circa il 50 % delle realtà aziendali e consente di ottenere un patrimonio netto con valori di circa 1 % maggiori rispetto alle imprese che si trovano localizzate nelle aree non distrettuali. Secondo il Rapporto Economia e Finanza dei Distretti, per il biennio 2017-2018, le previsioni vedono un'accelerazione della crescita di fatturato delle imprese distrettuali intorno al 2,2 % in media d'anno.

I dati convalidano quindi l'esistenza di un "effetto distretto", in virtù del quale alcune aree italiane sono in grado di precorrere le fasi di ripresa rispetto al resto del tessuto produttivo e quindi esserne motore trainante.

⁸"Economia e finanza dei distretti industriali" Rapporto annuale - n.13 Direzione Studi e Ricerche - Marzo 2021, Intesa San Paolo

Figura 6
La mappa dei
distretti industriali
italiani nel periodo
2017-19

Fonte: studio "Economia e
 finanza dei distretti industriali"
 Intesa San Paolo, 2021



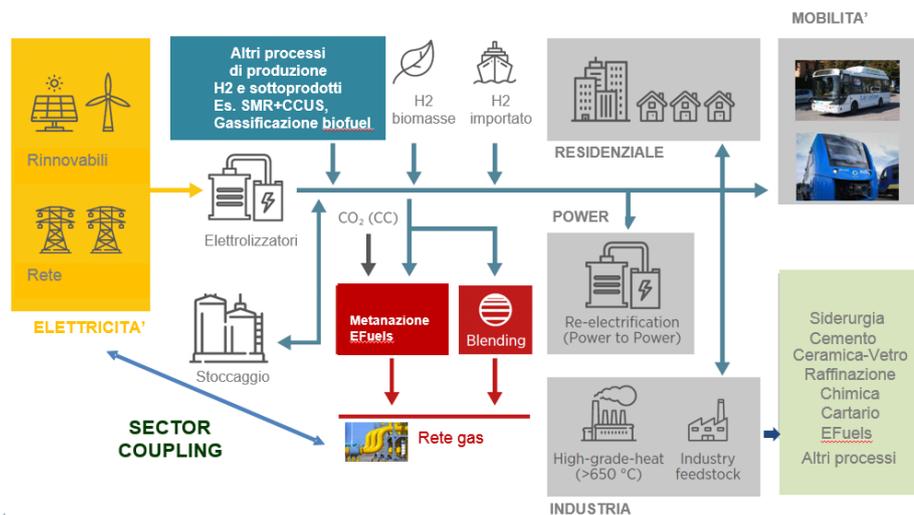
1.4. La catena del valore dell'idrogeno

La filiera dell'idrogeno nelle sue principali componenti può essere suddivisa in più processi dalla produzione, al trasporto mediante pipeline (in *blending* o mediante asset dedicati), truck o navi, fino agli utilizzi finali nei vari settori di applicazione e consumo. Tra i processi di produzione dell'idrogeno, oltre l'elettrolisi, si possono considerare anche altri processi, tra cui il processo di reforming del metano con stoccaggio o utilizzo della CO₂, i processi di gassificazione di combustibili di origine rinnovabile e altri processi innovativi e in via di sviluppo.

Nell'industria l'idrogeno può essere utilizzato come *feedstock* e come combustibile nei processi che necessitano di calore ad alta temperatura e che difficilmente possono essere direttamente elettrificati. In tale ambito, oltre ai settori della siderurgia, dei metalli non ferrosi e della chimica, anche il comparto relativo alla ceramica, alla carta, al vetro e alimentare rappresentano settori dove il vettore idrogeno potrà contribuire alla loro decarbonizzazione.

Figura 7
La filiera
dell'idrogeno -
prospettive di
decarbonizzazione

Fonte: ENEA



Relativamente alla siderurgia un vasto campo di applicazione sarà l'utilizzo dell'idrogeno nel processo DRI (*Direct Iron Reduction*). L'applicazione nella mobilità potrebbe indirizzarsi principalmente verso i mezzi pesanti, il trasporto pubblico locale, i treni, nelle tratte dove non è possibile elettrificare, e nel settore marittimo.

Infine, il vettore idrogeno consente di collegare, in un'ottica di *sector coupling*, la rete elettrica con la rete gas, agendo da buffer energetico ed incrementando, pertanto, la capacità resiliente del sistema elettrico mediante il passaggio da un vettore energetico all'altro.

In quest'ambito vanno inserite le tecnologie che comprendono la filiera del Power-to-X, dove il vettore elettrico viene convertito in un vettore gassoso (idrogeno o metano) o in vettore liquido (DME, metanolo, etanolo).

1.4.1. Idrogeno: proprietà del combustibile e della combustione

Vengono successivamente indicate le peculiarità e le proprietà dell'utilizzo dell'idrogeno nel processo di combustione per consentire una migliore comprensione degli aspetti emersi dagli incontri con gli stakeholder

Indice di Wobbe (WI)

Viene utilizzato per confrontare la potenziale produzione di energia dei diversi combustibili. Consente un confronto del contenuto energetico del combustibile alimentato al bruciatore, utilizzando combustibili diversi nelle stesse condizioni di flusso, ed è quindi una metrica utile per comprendere l'intercambiabilità dei combustibili.

Va evidenziato che pur nel caso di valori simili di WI, la componentistica alimentata a gas naturale spesso non può operare direttamente con idrogeno al 100 % a causa di altre differenze nelle proprietà della fiamma⁹.

Numero di Lewis (Le)

È definito dal rapporto tra diffusività termica e la diffusività di massa del combustibile e rappresenta la sensibilità della fiamma a fenomeni di disturbo. I) combustibili con $Le \geq 1$ dovrebbero essere termo diffusivamente stabili. II) Le dell'idrogeno è circa la metà di quello del metano (0,45 vs 1), il che indica una fiamma più instabile¹⁰.

Limiti di infiammabilità

I limiti di infiammabilità sono dati dalle concentrazioni minima e massima di un combustibile in miscela con un ossidante, alle quali la combustione, una volta iniziata in qualsiasi punto della miscela, si propaga a tutta la massa in determinate condizioni di temperatura e pressione. L'idrogeno è altamente infiammabile e, a temperatura e pressione ambiente, ha limiti di infiammabilità molto ampi. L'intervallo di infiammabilità in aria (espresso come % in volume) per il gas naturale è compreso tra 4,4-15 % mentre per l'idrogeno l'intervallo è tra 4,0-75 % in aria e dal 4 al 94 % in ambiente di ossigeno. Questa gamma più ampia di infiammabilità dell'idrogeno segnala una necessaria maggior attenzione alle questioni di salute e sicurezza.

⁹ Dodds PE, et al. *Int Hydrogen Energy* 2015; 40:2065–83. doi:10.1016/j.ijhydene.2014.11.059

¹⁰ Bouvet N. et al, *Int Hydrogen Energy* 2013. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.02.098.

Temperatura della fiamma

La temperatura adiabatica della fiamma è la temperatura massima teorica che può essere raggiunta in una combustione completa per un dato rapporto stechiometrico in un sistema idealmente chiuso che non può scambiare calore con l'ambiente circostante (i.e. adiabatico). Per miscele idrogeno aria in condizioni ambiente ($p= 1 \text{ atm}$, $T=298 \text{ K}$) la temperatura adiabatica di fiamma è pari a 2.400 K mentre per miscele metano/aria risulta pari a 2.200 K. Questo incremento del valore della temperatura impatta sulle emissioni, sulla selezione del materiale più idoneo per la camera di combustione ed i componenti accessori.

Velocità della fiamma

La velocità della fiamma è la velocità relativa alla miscela fresca. È una costante chimico-fisica per una assegnata miscela ed è proporzionale alla quantità di miscela che, nell'unità di tempo, può essere trasformata in gas combustibili. La velocità di fiamma caratterizza la propagazione della fiamma nelle camere di combustione, le fiamme prodotte dalla combustione dell'idrogeno hanno una velocità di fiamma laminare di un ordine di grandezza maggiore delle fiamme del metano. In miscele di metano/idrogeno, questo varia in modo non lineare con il contenuto di idrogeno, aumentando velocemente ad alti contenuti di idrogeno. Tale condizione di maggiore velocità di fiamma potrebbe causare un ritorno di fiamma dalla camera di combustione nella zona di miscelazione.

Trasferimento di calore ed emissività

Una fiamma a idrogeno ha un'emissività inferiore rispetto a una fiamma a metano a causa della concentrazione ridotta di specie radianti come fuliggine, CO_2 e radicali di idrocarburi. Ciò influisce sul trasferimento di calore radiativo dalla fiamma, che è un equilibrio tra temperatura della fiamma, temperatura del gas ed emissività, comportando implicazioni per le apparecchiature che dipendono dal calore radiativo come i forni per il vetro. Inoltre, il rilevamento della fiamma a infrarossi standard è inefficace per una fiamma di idrogeno a causa della ridotta luminosità, il che significa che è richiesta la rilevazione ultravioletta.

Densità

L'idrogeno è un gas poco denso e molto leggero. A pressione e temperatura ambiente un metro cubo pesa quasi 90 grammi, più precisamente ha una densità pari a $0,089 \text{ kg/m}^3$ che lo rende circa 14,4 volte più leggero dell'aria. Allo stato liquefatto la sua densità media è di 71 kg/m^3 (a circa -250°C).

PCI

Il potere calorifico inferiore esprime una misura del contenuto energetico per unità di massa del combustibile. In rapporto alla massa l'idrogeno ha una elevata densità energetica pari a 120 MJ/kg .

1 kg di idrogeno contiene circa la stessa energia di 2,1 kg di gas naturale o di 2,8 kg di benzina. In rapporto al volume invece si associa un contenuto energetico limitato (pari a $10,68 \text{ MJ/m}^3$). Nello stato liquido la densità energetica è pari a circa 1/4 di quella della benzina e circa 1/3 di quella del gas naturale.

1.4.2. Aspetti tecnici relativi all'utilizzo nel settore della mobilità

I veicoli a trazione elettrica basati sull'accumulo elettrochimico in batterie al litio garantiscono efficienze elevate ma, data la ridotta densità di energia (circa 0,6 MJ per kg), risultano particolarmente adatti ad automobili, camion, autobus, in generale applicazioni nell'ambito urbano. Al contrario, i veicoli alimentati a idrogeno sono in grado di offrire autonomie maggiori, rappresentando una soluzione in prospettiva adatta ad automobili, camion, autobus e, in generale, a tutti i veicoli che necessitano di percorrere lunghe distanze e per i quali l'elettrificazione potrebbe presentare delle criticità.

In termini di emissioni di CO₂ durante l'intero ciclo di vita i veicoli a idrogeno possono raggiungere livelli pari a 67 g/km rispetto agli attuali 174 g/ km¹¹ dei veicoli con motori a combustione interna. Ad oggi la tecnologia per i trasporti basati sull'idrogeno ha raggiunto un buon grado di maturità. Diversi modelli di automobili sono già disponibili sul mercato e flotte di autobus sono presenti in Stati Uniti, Europa, Giappone e Cina. Giappone, Corea del Sud, California e Germania sono i Paesi leader nello sviluppo della mobilità a idrogeno. La diffusione su larga scala dei veicoli a idrogeno risulta possibile solamente se supportata da un adeguato sviluppo delle infrastrutture.

Diversi Paesi hanno annunciato investimenti in questo settore. Alcuni studi hanno riportato che una flotta di 15 milioni di veicoli richiede la realizzazione di più di 15.000 stazioni di rifornimento.

1.4.3. Principali problematiche relative all'utilizzo dell'idrogeno

Hydrogen embrittlement

L'idrogeno non è un gas corrosivo e, pertanto, non richiede materiali speciali; tuttavia, ad elevate temperature e pressioni alcuni acciai subiscono il processo di infragilimento da idrogeno (*hydrogen embrittlement*). Alcuni materiali possono subire infragilimento anche a temperature prossime a quella ambiente.

Tale fenomeno è conosciuto e sono già disponibili norme internazionali (ad esempio ASME e API) che trattano l'argomento.

È necessario, quindi tenere, in considerazione tale fenomeno in fase di progettazione, valutando le condizioni di esercizio previste e individuando i materiali più idonei, allo scopo di garantire la massima affidabilità e sicurezza.

Fiamma

Le fiamme generate dalla combustione di idrogeno in aria non sono visibili ad occhio nudo in quanto emettono nello spettro dell'ultravioletto. La velocità di fiamma è significativamente più elevata, ed il range di infiammabilità è più ampio. L'emissività è in generale più bassa. Ciò ha implicazioni nel meccanismo di scambio termico per irraggiamento. Inoltre, alcune considerazioni sono allo studio in riferimento alla colorazione delle fiamme ed alla loro rivelazione anche per ragioni di sicurezza.

¹¹ "Hydrogen decarbonisation pathways A life-cycle assessment" January 2021 Hydrogen Council

Odorizzazione

L'obiettivo primario dell'odorizzazione dei gas è la sicurezza. L'odorizzazione consente di rilevare il gas nell'aria prima che raggiunga livelli combustibili, fungendo pertanto da avvertimento. Naturalmente, l'odorizzazione fa parte della gestione del rischio per i gasdotti. L'aggiunta di odoranti che oggi vengono addizionati al gas naturale distribuito offre un migliore livello di sicurezza, ma il loro uso soffre di alcune limitazioni e svantaggi. In primo luogo, affinché venga rilevato un odore, è necessaria la presenza nelle vicinanze della perdita. In secondo luogo, non tutti gli individui sono in grado di rilevare gli odori allo stesso livello obbligatorio. La cosa più pericolosa è che alcuni individui non sono in grado di rilevare affatto l'odore. Alcuni composti organici di zolfo sono utilizzati per l'odorizzazione a causa del loro intrinseco odore penetrante già a concentrazioni molto basse (i.e. 30-40 mg/Sm³). Nel caso dell'idrogeno, che di base è totalmente inodore, va verificata l'interferenza delle sostanze a base di zolfo di solito utilizzate con il gas naturale.

2. Incontri con i settori industriali

2.1. SETTORI HARD TO ABATE POTENZIALI UTILIZZATORI DI IDROGENO

- 2.1.1. Settore della siderurgia
- 2.1.2. Settore della raffinazione
- 2.1.3. Settore della carta
- 2.1.4. Settore del cemento
- 2.1.5. Settore della chimica
- 2.1.6. Settore della ceramica
- 2.1.7. Settore del vetro
- 2.1.8. Settore delle fonderie e dei metalli non ferrosi
- 2.1.9. Settore alimentare
- 2.1.10. Settore dei trattamenti superficiali in alluminio

2.2. FORNITORI DI TECNOLOGIA

- 2.2.1. Settore caldaie produttori
- 2.2.2. Settore della cogenerazione
- 2.2.3. Settore delle turbine
- 2.2.4. Settore produttori forni industriali
- 2.2.5. Settore dei produttori di valvole
- 2.2.6. Settore strumenti di misura
- 2.2.7. Settore del riscaldamento residenziale

2.3. SETTORE DELLA MOBILITÀ

- 2.3.1. Settore della logistica
- 2.3.2. Settore trasporti stradali
- 2.3.3. Settore trasporto navale
- 2.3.4. Settore del trasporto pubblico locale e ferroviario

2.1. Settori Hard To Abate potenziali utilizzatori di Idrogeno

2.1.1. Settore della siderurgia

Le principali informazioni emerse durante gli incontri tenutisi con gli stakeholder afferenti al settore della siderurgia (Federacciai) sono di seguito riportate.

“Le aziende del settore della siderurgia hanno manifestato un forte interesse verso il vettore idrogeno con utilizzi potenziali nei forni dei processi e nel processo di riduzione diretta del ferro (processo DRI).

L'utilizzo dell'idrogeno in blending con miscele fino al 10 % vol. nel gas naturale potrebbe non determinare alcuna modifica impiantistica e di processo, sia per l'utilizzo con bruciatori a fiamma diretta che indiretta.

I principali aspetti critici emersi sono i seguenti: aspetti impiantistici di adeguamento delle linee e della componentistica, aspetti di minore vita utile dei forni (analisi dell'impatto sul refrattario del vapore prodotto dalla combustione dell'idrogeno in quantità maggiore), aspetti normativi e autorizzativi. L'evolversi della normativa tecnica potrebbe determinare un aggravio dei percorsi burocratici e temporali con la criticità di “blocchi” impiantistici in conseguenza di autorizzazioni non più a norma. Infine, è emersa la problematica legata agli ingenti volumi di idrogeno necessari nei processi siderurgici e la relativa esigenza di disporre di una garanzia nella continuità di approvvigionamento, sia in quantità che temporalmente, essendo processi che esercitano in continuo”.

2.1.2. Settore della raffinazione

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della raffinazione (UNEM) vengono di seguito riportate.

“Le raffinerie utilizzano l'idrogeno nei propri processi produttivi. L'industria della raffinazione e della petrolchimica utilizza oltre i 450.000 t/a di idrogeno, di cui circa il 65 - 70 % è prodotto con processi di steam reforming e la restante parte con processi di reforming catalitico della Virgin Nafta. Con il processo di reforming catalitico, infatti, è possibile produrre le benzine con un alto numero di ottani togliendo idrogeno dalla Virgin Nafta, generando così idrogeno usato poi nella raffinazione.

Nelle raffinerie poco complesse l'idrogeno, derivante da reforming catalitico, può rappresentare anche più del 50 % del fabbisogno, mentre, in quelle complesse tale flusso di idrogeno non è sufficiente a soddisfare la richiesta di idrogeno utilizzato anche nei processi di hydrocracking o hydrotreating dei prodotti petroliferi, oltre che nel processo principale di idrodesolforazione. Pertanto, si ricorre alla produzione di idrogeno tramite steam reforming.

Il consumo di gas naturale nelle raffinerie, che producono idrogeno al loro interno, è legato principalmente alla produzione di idrogeno tramite il processo SMR.

La produzione di idrogeno, impiegato come input nei processi di raffinazione, può essere così ripartita: 30-35 % deriva da reforming catalitico, 50-60 % da steam reforming autoprodotta all'interno della raffinazione con gas naturale e il rimanente è acquistato da operatori specializzati che lo producono a margine delle raffinerie

(sempre con processi di SR). In particolare, l'idrogeno prodotto con reforming catalitico, essendo un by product, non può essere trasformato in blu o verde. Secondo quanto previsto nel pacchetto "Fit for 55", al 2030, il 50 % dell'idrogeno non destinato alla produzione di combustibili finiti dovrebbe essere verde; nel caso della raffinazione significherebbe avere 125.000 t/a di idrogeno verde da usare per la desolforazione, che rappresenta un target troppo elevato da applicare. Nelle raffinerie, inoltre, per alimentare i forni e le caldaie e per usi termici in generale, attualmente si utilizza il gas naturale, che può essere più facilmente sostituito.

Oltre al costo, un aspetto critico nella trasformazione dell'idrogeno utilizzato nei processi di raffinazione con idrogeno verde è legato alla disponibilità di idrogeno nelle quantità necessarie. Inoltre, la generazione di idrogeno verde con gli elettrolizzatori nei siti delle raffinerie pone il problema della gestione dei transitori. Infatti, se l'elettrolizzatore non produce la quantità di idrogeno sufficiente in determinati momenti, è possibile integrare la produzione richiesta con SMR assicurando, in tal modo, una certa modularità. La mancanza di questo elemento di flessibilità, legata anche al raggiungimento del minimo tecnico dello SMR, rappresenta un ulteriore elemento critico per grandi capacità di elettrolisi".

2.1.3. Settore della carta

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della carta (Assocarta) vengono riportate nel seguito.

"Il settore cartario presenta una consistente dipendenza dal gas naturale e, pertanto, risulta fortemente interessato alla possibilità di decarbonizzare i propri processi mediante l'utilizzo dell'idrogeno. La filiera di processo comprende l'utilizzo di caldaie, di cicli cogenerativi e di turbine, i quali forniscono sia il calore necessario al processo di produzione sia l'energia elettrica.

Il settore cartario evidenzia la necessità di avere ulteriori approfondimenti sulla maturità tecnologica, commerciale e sull'affidabilità della nuova componentistica, come bruciatori e combustori, idonei ad essere alimentata sia con miscele di idrogeno sia con idrogeno puro. Oggi, percentuali attorno al 20 % sono generalmente considerate "accettabili" per questa tipologia di utilizzi e, a livello nazionale ed internazionale, sono in fase di discussione e sviluppo alcune sperimentazioni di blending H₂-GN."

2.1.4. Settore del cemento

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore del cemento (Federbeton) vengono di seguito riportate.

"Il settore del cemento usa combustibili di varia natura e di qualsiasi tipo. Le potenziali criticità derivanti dall'adozione di questo nuovo vettore energetico sono state così indicate:

- *Problematiche legate al refrattario, non si conosce l'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno che potrebbe portare ad un infragilimento dei refrattari.*
- *Problematiche dovute alle elevate quantità di vapore prodotto che potrebbe impattare negativamente sul processo.*

- Criticità legata al costo del combustibile in quanto il processo di produzione del cemento ha un valore aggiunto basso e, pertanto, necessita di combustibili a basso costo.

Un ulteriore aspetto da considerare è legato alle ingenti portate necessarie per il settore e alle conseguenti incertezze sulla effettiva disponibilità di idrogeno nelle quantità richieste.

Il settore evidenzia, inoltre, che la modalità più opportuna per la decarbonizzazione è l'adozione di tecnologie di cattura, separazione e stoccaggio o utilizzo (CCUS) della CO₂ a valle del processo, dato che la produzione di anidride carbonica è intrinsecamente prodotta dal processo di calcinazione."

2.1.5. Settore della chimica

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della chimica (Federchimica) vengono riportate nel seguito.

"Il settore della chimica è caratterizzato da maturità e confidenza per le tecnologie legate alla produzione, trasporto ed utilizzo dell'idrogeno. Infatti, i cicli produttivi dell'ammoniaca, della produzione dell'acqua ossigenata, dei composti clorurati e del petrolchimico usano da tempo in modo integrato l'idrogeno. Inoltre, l'idrogeno di scarto dei processi viene usato in blending con il gas naturale in caldaie e forni.

Nel settore della chimica, l'idrogeno è prodotto principalmente da Steam Methane Reforming (SMR), ed è in gran parte utilizzato per produrre l'ammoniaca. Generalmente, la CO₂ emessa dal processo di SMR viene in parte utilizzata nel medesimo processo produttivo o in alternativa viene utilizzata per la realizzazione di altri prodotti finali, come la produzione di UREA, di ghiaccio secco, di miscele di gas, etc.

Un'ulteriore quota di idrogeno viene attualmente prodotta nell'elettrolisi alcalina del cloro (6 impianti), nella produzione di potassio (1 impianto) e fluoro (1 impianto) ed utilizzata nei processi chimici integrati a valle (ad esempio: acido cloridrico, acqua ossigenata, idrogenazione) e parzialmente recuperata ed avviata alla combustione del gas di coda in forni e caldaie con tenori di idrogeno fino al 20 % massimo in volume. Studi sulla conversione della CO₂ e dell'idrogeno in metano sono stati presi in considerazione per valorizzarne ulteriormente il valore del sottoprodotto.

Nel caso di utilizzo di miscele con percentuali di idrogeno maggiori del 20 % per la produzione di calore di processo, il settore indica alcune criticità principalmente legate alla necessità di sostituzione dei bruciatori, oltre al necessario adeguamento impiantistico e al controllo del potenziale incremento degli NO_x.

E' in fase di studio e valutazione la possibilità di avviare un mercato di green chemicals mediante l'utilizzo di idrogeno rinnovabile che andrà a cambiare le dinamiche di settore."

2.1.6. Settore della ceramica

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della ceramica (Confindustria Ceramica) vengono riportate di seguito.

"Il settore della ceramica è anch'esso soggetto al mercato ETS e presenta un notevole quantitativo di gas naturale consumato. Il settore oltre alle problematiche tecniche impiantistiche, normative e di costo manifesta la necessità di indagare l'utilizzo dell'idrogeno nei forni nei quali il prodotto è a diretto contatto con l'ambiente di combustione, per valutare eventuali interferenze con la qualità del prodotto commerciale finale. Alcuni approfondimenti tecnici e criticità da indagare sono stati, pertanto, indicati come segue: materiali da adottare per la combustione (la temperatura di fiamma dell'idrogeno è superiore a quella del gas naturale), maggiori volumi di acqua prodotti (ad esempio nei processi dove l'energia termica ha funzione essiccative come nell'atomizzatore), effetti di alterazione sul prodotto finale (ad esempio nella fase di cottura del prodotto dove la trasmissione di calore avviene con dosato equilibrio di trasmissione e irraggiamento) in particolare sulla produzione di piastrelle e sanitari dove anche una minima alterazione cromatica dei manufatti può compromettere la produzione che viene declassata o addirittura mandata a smaltimento.

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 %)."

2.1.7. Settore del vetro

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore del vetro (Assovetro) vengono di seguito riportate.

"La produzione del vetro è un settore fortemente energivoro e appartiene ai cosiddetti settori "Hard To Abate".

Oggi il principale vettore energetico utilizzato dalle vetrerie è il gas naturale e le emissioni di CO₂ si attestano a circa 2.670.000 tonnellate annue, nel complesso, circa il 3 % delle emissioni dell'intero settore manifatturiero.

L'utilizzo dell'idrogeno, quindi, assume un ruolo fondamentale nella decarbonizzazione di un settore ad elevata intensità energetica e difficilmente elettrificabile, come quello del vetro, per centrare gli obiettivi climatici nazionali ed europei.

Nella fase di fusione del vetro, che rappresenta, in media, oltre il 70 % del consumo dell'energia primaria dell'intero processo di produzione, il metano è utilizzato per fondere la miscela vetrificabile a $\approx 1.500^{\circ}\text{C}$, nel caso di vetro riciclato sono richieste temperature leggermente inferiori. Il metano è usato, inoltre, per controllare e rendere omogeneo il raffreddamento del fuso sino alle temperature di formatura e, successivamente, per operare il raffreddamento controllato e l'eventuale ricottura degli articoli formati. Quest'ultima fase è necessaria, ad esempio, per eliminare ogni tensione residua all'interno di contenitori, flaconnage e tableware; invece, nel vetro piano è in genere elettrica ad elementi radianti.

L'elettrificazione della fusione del vetro non è generalmente, ad oggi, né economicamente né tecnologicamente conveniente. I forni elettrici disponibili sul mercato, infatti, hanno dimensioni inferiori, con portate al massimo di 100t/g dovute a specifici vincoli ingegneristici, come il design del forno, i limiti all'efficacia del trasferimento di calore dalla zona di fusione e affinaggio a quella di riscaldamento della

miscela vetrificabile, le richieste di qualità del prodotto finito, etc. Inoltre, nel forno elettrico gli elettrodi vengono inseriti nel refrattario e questo provoca un indebolimento del refrattario stesso. Dal punto di vista economico, i forni elettrici hanno costi di impianto e di esercizio diversi rispetto ad un tipico forno a combustione end-port o side-port: infatti la taglia più piccola e l'assenza di imponenti camere di rigenerazione nei forni elettrici riducono i costi di impianto per singola campagna, tuttavia essi presentano costi di esercizio più alti dovuti al maggior prezzo d'acquisto dell'energia elettrica rispetto al gas naturale (almeno in Italia). Inoltre, la vita utile di servizio dei forni elettrici è di minor durata, ad esempio per la produzione di vetro cavo è in media di 7 anni contro i 12-13 anni per i forni a combustione, e ciò, portando a ricostruzioni più frequenti, tende comunque a controbilanciare i risparmi in termini di costi di impianto.

Attualmente, la percentuale di utilizzo del vetro riciclato nei processi di fusione è al di sopra dell'80 % nel caso del vetro verde per contenitori, ma assume valori inferiori a seconda del colore del vetro, del livello qualitativo e della tipologia di prodotto che si vuole ottenere, come nel caso del vetro piano, del vetro per tableware, del vetro farmaceutico, del vetro bianco extra chiaro di altissima qualità.

Oggi, i forni elettrici piccoli sono utilizzati solo per produrre vetri speciali e generalmente in specifiche nicchie, come il tableware e flaconnage di alta qualità, la produzione di fibre per l'isolamento termico, la produzione di isolatori elettrici.

Nel processo di produzione è impiegato anche l'ossigeno come comburente esclusivo nei forni fusori ad ossicombustione e in alcuni piccoli bruciatori a valle, ad esempio in lavorazioni specifiche del processo di formatura di articoli tableware o di semi-lavorati e prodotti finiti farmaceutici.

L'idrogeno, attualmente, viene impiegato come combustibile in piccoli bruciatori dedicati alla formatura o al taglio di specifici prodotti, e come riducente per neutralizzare eventuali infiltrazioni di aria nel forno elettrico (ad elementi radianti) ad atmosfera inerte dedicato alla colata del vetro su bagno di stagno fuso nell'ambito della produzione del vetro piano con processo "float".

L'utilizzo di una percentuale crescente di idrogeno miscelato al gas naturale può rappresentare una soluzione valida in termini energetici ed emissivi per la parte di fusione del vetro. Tuttavia, è necessario testare quote significative di idrogeno su forni fusori operativi per verificare la compatibilità della combustione a base di idrogeno con il materiale vetro in contesti di produzione industriale reale. Infatti, essendo la fiamma a contatto diretto con il vetro, non si conosce l'influenza dell'idrogeno sulla fiamma di lavorazione e quindi sulla qualità del vetro ottenuto.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- *Criticità legate alla qualità del vetro ottenuto, essendo la fiamma a contatto diretto con il vetro.*
- *Adattamenti impiantistici dovuti ai maggiori volumi di idrogeno necessari per raggiungere le temperature richieste.*
- *Aumento di NO_x nelle emissioni.*
- *Problematiche derivanti dalla produzione di polveri, stripping di SO_x, equilibri di affinaggio del bagno vetroso, tenore di vapori alcalini (specialmente NaOH) nell'atmosfera di combustione, corrosione dei refrattari di sovrastruttura e dei rigeneratori, vita di servizio delle sovrastrutture.*

- *Problemi di sicurezza degli impianti esistenti. Ad esempio, è necessario rivedere le zone Atex presenti, le schedule dei tubi e le valvole per renderle adatte all'utilizzo di idrogeno".*

2.1.8. Settore dei metalli non ferrosi

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore fonderie e dei metalli non ferrosi (Assomet) vengono di seguito riportate

"Le fonderie realizzano prodotti in metalli ferrosi (ghisa e acciaio) e non ferrosi (alluminio, zinco e leghe di rame) e producono componenti fondamentali per realizzare prodotti finiti in moltissimi settori: macchine complesse, componenti per il settore automobilistico e aeronautico, in campo edilizio e oggetti di uso quotidiano presenti praticamente in tutti gli aspetti della vita moderna.

Durante il processo produttivo, il metallo fuso (costituito da leghe ferrose o non ferrose) viene colato direttamente in forme in sabbia o stampi metallici che riproducono la geometria del pezzo che si vuole realizzare, all'interno delle quali il metallo solidifica. Una volta raffreddato, il getto viene estratto dalla forma o dallo stampo e sottoposto alle operazioni di finitura. Proprio per le caratteristiche del processo produttivo, le fonderie sono un settore energivoro e Hard To Abate e, pertanto, costituiscono un elemento centrale nel percorso di transizione energetica e di decarbonizzazione. Oggi, il settore delle fonderie e dei metalli non ferrosi utilizza il gas naturale come combustibile principale. L'introduzione e l'utilizzo dell'idrogeno in miscela con il gas naturale nei processi o in parti di essi rappresenta una delle possibilità di maggiore interesse per il settore nell'abbattimento delle emissioni.

Nella produzione dei fogli sottili di alluminio partendo dalla fusione di Al primario, l'idrogeno è considerato un "nemico". Infatti, è previsto un degasaggio del bagno di alluminio, con argon, per eliminare ogni traccia di idrogeno che crea problemi strutturali. Tuttavia, le miscele di idrogeno e gas naturale potrebbero essere utilizzate in altre parti di processo, ad esempio per alimentare i forni di preriscaldamento delle placche di Al, attualmente alimentati con gas naturale, e le caldaie per la fornitura di acqua calda di processo.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- *Costi elevati di investimento.*
- *La sproporzione tra le superfici necessarie e la produzione nella generazione di idrogeno.*
- *Modifiche impiantistiche e sostituzione di valvole, bruciatori e componenti vari per percentuali di idrogeno maggiori del 5 %.*
- *Mancanza di reti di distribuzione di idrogeno".*

2.1.8.1. Settore dei trattamenti superficiali in alluminio

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei trattamenti superficiali in alluminio sono nel seguito riportate.

"Il processo di anodizzazione consiste in una trasformazione superficiale dell'alluminio in ossido di alluminio, per mezzo dell'immersione delle parti da trattare in una soluzione acida dove avviene un passaggio di corrente continua, con gli

oggetti che funzionano da anodo (polo positivo): l'ossigeno atomico che si sviluppa al passaggio della corrente si combina con gli atomi di alluminio formando un ossido la cui crescita è controllata, con un miglioramento delle proprietà rispetto all'ossido che si forma in modo naturale.

Il processo richiede energia nelle fasi di preparazione delle superfici (fase di decapaggio) e in quelle di post trattamento per il fissaggio dell'ossido che presenta una struttura porosa. La fase di decapaggio avviene in vasche da 20.000 litri contenenti soluzioni di soda caustica a $50^{\circ}\text{C} < T < 70^{\circ}\text{C}$. La fase di fissaggio è un passaggio in acqua deionizzata a elevata temperatura ($T > 95^{\circ}\text{C}$) dove avviene una idratazione dell'ossido e l'aumento di volume che ne deriva ne chiude le porosità, fino a ottenere uno strato solidamente sigillato. Al momento il processo utilizza gas naturale in tutte le fasi.

Il processo di anodizzazione produce idrogeno durante la fase di decapaggio e durante l'ossidazione. Nella soluzione di soda caustica per il decapaggio, l'alluminio si scioglie in soda passando a sodio alluminato con sviluppo di idrogeno. Mediamente si producono $1.370 \text{ m}^3/\text{giorno}$ di idrogeno. Nel processo di anodizzazione, invece, l'alluminio metallo si trasforma in ossido all'anodo mentre al catodo si sviluppa idrogeno gas, pari a circa $73 \text{ m}^3/\text{giorno}$. In entrambi i casi le vasche sono dotate di aspiratori al fine di eliminare questi aerosol formati da particelle di soda caustica e idrogeno e di acido solforico e idrogeno.

Tale idrogeno potrebbe essere riutilizzato per il riscaldamento delle vasche all'interno del processo (eliminando anche i costi di aspirazione) oppure potrebbe essere immesso in un cluster industriale andando a coprire un eventuale presenza di domanda di idrogeno”.

2.1.9. Settore alimentare

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore alimentare (Unionfood) vengono di seguito riportate.

“Il settore alimentare sta lavorando intensamente alla riduzione delle emissioni di gas serra migliorando l'efficienza energetica e cercando di sostituire i combustibili fossili. Allo stato attuale, il combustibile usato è principalmente il metano.

A fianco dell'elettrificazione, già largamente impiegata in parti di processo e stabilimenti, occorre contemplare altre soluzioni. Infatti, è possibile elettrificare direttamente una serie di processi per parti di processo, come ad esempio l'essiccazione della pasta. Il settore indica che tale implementazione potrebbe corrispondere a circa un 20 % della capacità termica installata. Vi sono tuttavia, alcune applicazioni in cui non risulta possibile il passaggio all'elettrificazione come, ad esempio, alcuni forni dedicati alla cottura degli alimenti non possono essere elettrificati, ad esempio l'elettricità non può essere usata per la cottura di prodotti alimentari a sfoglia sottile (e.g. cracker) che hanno bisogno di contatto diretto in particolari ambienti di combustione. Pertanto, l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile pulito o in miscele appare molto interessante per il settore. I test preliminari effettuati con miscele di idrogeno del 3-5 % hanno dato risultati promettenti; tuttavia, per percentuali maggiori è necessario modificare le regolazioni e valutare il comportamento dei bruciatori. Appare, quindi,

indispensabile eseguire prove preliminari con un forno pilota per effettuare le corrette regolazioni e le analisi di fattibilità tecnica. Attualmente, in Germania, sono in corso dei test di prova su un forno alimentato con idrogeno proveniente da elettrolisi.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- Disponibilità dell'idrogeno necessario.
- Costi elevati di produzione dell'idrogeno (senza politiche incentivanti oggi costa 8-10 volte di più per la parte cottura).
- Difficoltà tecniche per i forni dedicati alla cottura nel cambio di combustibile in quanto la cottura incide sulla qualità del prodotto.
- Necessità di modifica delle infrastrutture per miscele di idrogeno superiori a 5 %".

2.2. Fornitori di tecnologia

2.2.1. Settore produttori caldaie

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei produttori di caldaie (ANIMA) vengono di seguito riportate.

"Il settore delle caldaie, sia di taglia residenziale che industriale fino ai MW_t, presenta una buona maturità commerciale per i prodotti in grado di utilizzare blending di idrogeno fino al 100 % in volume.

I costruttori ritengono che una possibile filiera di applicazione potrebbe essere l'agrifood. In un caseificio, ad esempio, si potrebbe utilizzare una caldaia alimentata ad idrogeno o con miscele di esso da asservire alle utenze termiche del processo. Un'ulteriore ipotesi potrebbe essere la produzione in loco dell'idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua".

2.2.2. Settore della cogenerazione

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della cogenerazione (ANIMA) vengono di seguito riportate.

"Il settore della cogenerazione e dei motori a combustione interna denota già una maturità commerciale con prodotti disponibili ad essere alimentati con miscele al 20 % di idrogeno. Per percentuali maggiori sono, invece, necessarie modifiche sostanziali. Il settore evidenzia che, con l'adozione dell'idrogeno, anche solo in miscela, i costi degli impianti di cogenerazione saranno più alti sia come TCO (Total Cost of Ownership) che come costi di gestione e manutenzione. Molto interessante è il potenziale della cogenerazione di taglia micro (<50 kW_e), con applicazioni relative al settore terziario, che presenta tecnologie a celle a combustibile già idonee a miscele 100 % idrogeno. Relativamente all'applicazione nel settore navale, l'utilizzo dell'NH₃ appare più promettente e agevole per la logistica. Le principali barriere riportate, oltre ai costi, sono legate alla sicurezza".

2.2.3. Settore delle turbine

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei produttori di turbine (ANIMA) vengono di seguito riportate.

“Il settore dei produttori di turbine sta lavorando intensamente allo sviluppo e all'applicazione delle tecnologie che rendono possibile l'utilizzo di idrogeno al fine di ridurre le emissioni e dare un contributo fondamentale nel percorso verso la neutralità carbonica della UE al 2050. Gli sforzi sono concentrati nello sviluppo di tecnologie che consentano la combustione di miscele di idrogeno-gas naturale in percentuali diverse nelle turbine per generare energia a basso contenuto di carbonio. Diversi progetti sono in corso per aumentare la percentuale di idrogeno nelle miscele.

Oggi, le turbine nelle tradizionali applicazioni turbogas utilizzano già miscele con il 5 % di idrogeno; per percentuali superiori è necessario apportare modifiche anche alle valvole e agli strumenti. Test condotti hanno mostrato che nei sistemi a diffusione è possibile utilizzare percentuali fino al 30 % di idrogeno.

Diversi costruttori stanno conducendo prove di combustione usando percentuali crescenti di idrogeno, al fine di valutare le prestazioni delle macchine. Le prestazioni dipendono dalla tipologia della macchina. I modelli con doppia camera di combustione consentono di avere prestazioni migliori anche con 70 % di idrogeno, per le macchine anulari si arriva al 20 % di idrogeno. Inoltre, i costruttori stanno conducendo test approfonditi per accertare che la turbina riesca a lavorare con un carburante che modifica il suo comportamento in funzione della percentuale di idrogeno che contiene.

Per le turbine con basse efficienze (25-30 %) sono in corso studi e test per valutare i problemi di flashback, hotpoints e individuare la massima quantità di idrogeno utilizzabile nella miscela. I primi risultati hanno mostrato che è possibile usare il 30 % di idrogeno nella miscela senza apportare modifiche sostanziali alla macchina. Per questo specifico segmento del settore, l'uso di idrogeno per abbassare le emissioni di CO₂ è una condizione necessaria per rimanere sul mercato.

È possibile adattare le macchine in esercizio senza rivoluzionare l'architettura della macchina per basse percentuali di idrogeno, sono in corso diversi studi per le verifiche Atex e di sicurezza. Per arrivare alla piena ed effettiva operatività, però, è necessario testare le macchine ma anche verificare il piping, i sistemi di sicurezza, la strumentazione e tutto ciò che viene impiegato per il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno a monte della turbina”.

2.2.4. Settore produttori forni industriali

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei produttori di forni industriali (ANIMA) vengono riportate di seguito.

“Il settore dei produttori di forni industriali ha mostrato un forte interesse all'utilizzo dell'idrogeno come nuovo combustibile disponendo già di prodotti pronti all'utilizzo in blending fino al 50 % vol. di idrogeno. L'interesse è trasversale a tutta la categoria, da chi fornisce il forno al produttore di bruciatori. Inoltre, si studiano sia nuovi prodotti che il retrofitting dell'esistente.

Oggi, i bruciatori per gas naturale sono in buona misura pronti all'uso di idrogeno in miscela fino al 10 % senza modifiche sostanziali. Si può pensare di arrivare al 30 % con interventi non troppo estesi, ma, per percentuali maggiori, servirà probabilmente, un completo redesign di combustore e bruciatore (oltre che dei sistemi ausiliari di sicurezza, controllo e componentistica).

I problemi principali sono legati alle diverse caratteristiche fisiche e chimiche della combustione dell'idrogeno (minore indice di Wobbe, alte temperature di fiamma, differenti caratteristiche della fiamma), per le quali spesso è necessario ripensare ai materiali e al design del forno (premiscelamento, scarichi, lining, maggiori pressioni ...). In questa fase i test sul campo sono complessi, anche per la scarsa disponibilità di idrogeno, e spesso si fa ricorso a soluzioni di modellazione.

C'è molto interesse anche per l'uso come feedstock e per la combustione flameless (trattamenti termici, processi di riscaldamento), ma l'argomento esula dallo scopo dell'incontro."

2.2.5. Settore dei produttori di valvole, raccordi e giunti

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei produttori di valvole, raccordi e giunti (ANIMA) vengono riportate di seguito.

"Il settore dei produttori di valvolame e raccorderia è fortemente interessato all'utilizzo dell'idrogeno come combustibile, in quanto i sistemi e dispositivi prodotti sono coinvolti trasversalmente in tutti i settori produttivi, sia quelli tradizionali dell'Oil&Gas, sia nel comparto civile.

L'idrogeno ha diverse caratteristiche che lo rendono il miglior alleato per affrontare la sfida della transizione energetica. Rispetto al gas naturale, l'idrogeno presenta specifiche e caratteristiche differenti, in particolare nella sua interazione con i materiali, soprattutto con quelli utilizzati finora e pensati principalmente per il gas naturale. Sono richiesti, quindi studi e prove accurate per capirne fino in fondo gli impatti ed è necessario individuare soluzioni affidabili e sicure per lo sfruttamento energetico.

L'idrogeno può essere già iniettato nella rete dei metanodotti e miscelato al gas naturale fino a determinate percentuali dovendo, tra l'altro, rispettare i parametri di esercizio degli usi finali. In generale mancano attualmente esperienze in campo per valutare la funzionalità dei sistemi lungo l'intera catena del valore nel breve e lungo periodo.

Nell'uso di miscele di gas naturale e idrogeno, i principali parametri di riferimento sono: la pressione di esercizio, la temperatura e la pressione parziale dell'idrogeno nella miscela. L'introduzione dell'idrogeno in blending nel gas naturale può determinare: fragilimento di alcune tipologie di acciaio, incremento della permeabilità di alcune tipologie di elastomeri e perdite interne ed esterne responsabili della generazione di potenziali atmosfere esplosive. Con riferimento alla catena del valore, gli intervalli di miscelazione dell'idrogeno nel gas naturale a cui si fa riferimento sono: fino al 10 %, con problematiche ridotte e disponibilità di alcuni dati e studi; dal 10 al 20 % con problematiche maggiori ma buone prospettive anche per gli asset esistenti; dal 20 al 100 % che richiede un lavoro più ampio di verifica ed eventuale redesign in funzione delle caratteristiche dei singoli apparati. Tuttavia, a parità di percentuale di idrogeno nella miscela, la situazione

cambia notevolmente a seconda della pressione operativa; infatti, sono da distinguere applicazioni a bassa o ad alta pressione. Inoltre, l'interazione degli apparati con l'idrogeno è funzione sia della pressione sia della concentrazione di quest'ultimo nella miscela; a tal riguardo, in alcuni settori, sono necessari maggiori dati sperimentali.

Il settore, inoltre, in funzione dell'impiego delle valvole è più indirizzato alla selezione ed utilizzo di materiali idonei che al retrofitting o al coating dell'esistente, in quanto questo comporterebbe notevoli costi, come ad esempio la ricopertura delle parti interne delle valvole con un rivestimento idoneo all'uso di idrogeno. Tuttavia, questo si scontra con l'esigenza di molti clienti, che necessitano di tecnologie che consentano di mantenere in opera l'esistente in caso di non idoneità delle stesse.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- Mancanza di test ed esperienze in campo a breve e lungo periodo, particolarmente in alcuni impieghi lungo la catena del valore, per garantire la sicurezza dei sistemi.
- Mancanza di un quadro normativo di riferimento correlato a protocolli di collaudo.
- Mancanza di limiti definiti per l'utilizzo di idrogeno nel gas naturale".

2.2.6. Settore strumenti di misura

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei produttori degli strumenti di misura (ANIMA) vengono di seguito riportate.

"L'utilizzo e la diffusione dell'idrogeno come nuovo combustibile coinvolge il settore della costruzione degli strumenti di misura in maniera significativa. Infatti, sono sempre necessari almeno due strumenti di misura, per misurare quanto si produce e quanto si consuma, a prescindere dal mezzo di produzione e di consumo. La misura legale, poi, assume un'importanza fondamentale in quanto è parte integrante della fatturazione.

Alcuni costruttori hanno sviluppato contatori per misurare il gas naturale e il 100 % di idrogeno. Inoltre, sono stati condotti diversi test per verificare le prestazioni degli strumenti di misura al variare della percentuale di idrogeno in miscela. Sono state effettuate verifiche con miscele fino al 30 % di idrogeno nel gas naturale e con percentuali di CO₂ fino al 20 %.

La misura dell'idrogeno influenza anche la scelta dei materiali con cui realizzare i misuratori, i quali devono essere compatibili con i gas da misurare. Parallelamente quindi, si sta lavorando anche sul comportamento dei materiali in presenza di idrogeno, al fine di prevenire problemi di infragilimento dei materiali, perdite etc.

I contatori delle utenze domestiche non possono essere utilizzati tal quali con miscele di idrogeno, in quanto il PCI e i volumi sono diversi, ad esempio con l'utilizzo di idrogeno aumentano i volumi necessari e, quindi, cambiano le dimensioni e l'accuratezza dei misuratori. Inoltre, l'immissione in rete di miscele diverse provoca errori nella misura essendo quest'ultima influenzata dalle caratteristiche e dalla tipologia del gas, e questo mal si concilia con l'indispensabile affidabilità della misura che, soprattutto nel caso di misuratori di portata fiscali, è un parametro da verificare per una corretta fatturazione. Diversi

costruttori stanno lavorando all'affidabilità della misura e alla validazione del parco di apparecchi di misura già installato sulla rete di trasporto. Test realizzati su misuratori di portata ad ultrasuoni, svolti in accordo ad una normativa tedesca, hanno mostrato valori affidabili per miscele contenenti il 10 % di idrogeno, ulteriori test sono in corso per verificare l'accuratezza con il 30 % di idrogeno e la conformità ATEX.

Per il settore delle stazioni di rifornimento, si sta lavorando alla tipologia di rifornimento stesso considerando, come punto di partenza, la produzione di idrogeno in loco con elettrolizzatori e la fornitura di idrogeno esterna tramite camion. In Francia, ad esempio, sono stati avviati progetti dimostrativi con 18 stazioni di rifornimento operative a diverse pressioni (7 a 200-300 bar, 4 a 350 bar e 7 a 350-700 bar). Tuttavia, la crescita delle stazioni di rifornimento è legata a quella delle utenze. Anche in questo settore una criticità è rappresentata dalla mancanza di una normativa di riferimento.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- Mancanza di normative di riferimento, sia per i prodotti che per le caratteristiche del gas misurato. Queste sono collegate poi alla necessità, per la misura fiscale, del quadro regolatorio dato da MiSE e ARERA.
- Mancanza di enti in grado di certificare i prodotti, soprattutto nel caso di miscele con percentuali crescenti di idrogeno e nel caso delle misure fiscali.
- Conoscenza della composizione esatta della miscela in rete per avere uno strumento con le specifiche adatte (nelle miscele al momento il limite sembra essere il 10 %).

2.2.7. Settore del riscaldamento residenziale

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore del riscaldamento residenziale (ANIMA) vengono di seguito riportate.

“Il settore che si occupa del riscaldamento residenziale sta lavorando con interesse all'introduzione dell'idrogeno come combustibile, in quanto esso è responsabile del 38 % delle emissioni di CO₂. Inoltre, in Italia sono presenti caldaie di vecchio tipo con un ordine di grandezza tra 17 e 20 milioni. L'elettrificazione, seppure molto impiegata e ad elevato potenziale di crescita, può essere accompagnata da altre soluzioni competitive nei casi in cui il costo, la capacità della rete e le difficoltà di installazione per motivi di spazio rappresentino ostacoli insormontabili all'adozione di dispositivi elettrici. Allo stato attuale, solo il 5 % delle soluzioni sono di tipo puramente elettrico. Secondo una prima stima, se si puntasse solo sull'elettrificazione, per avere la completa decarbonizzazione nei tempi previsti, bisognerebbe installare 700.000 pompe di calore all'anno.

La domanda energetica legata al settore residenziale è stabile e questo ha spinto i costruttori ad effettuare cicli di test, sui prodotti nuovi e su quelli già installati, al fine di valutare in essi l'utilizzo di idrogeno in diverse percentuali. I test effettuati dalle varie aziende hanno mostrato che tutte le caldaie nuove sono adatte a lavorare con il 20 % di idrogeno in miscela (omologate e certificate con tale percentuale), mentre quelle più vecchie, dal 1995 in poi, non presentano criticità fino al 10 %.

Inoltre, alcuni costruttori hanno già sviluppato e sperimentato caldaie funzionanti con il 100 % di idrogeno. Nell'ambito di alcuni progetti pilota, queste caldaie sono state installate in UK e Olanda, con l'idrogeno proveniente da elettrolisi e un

monitoraggio continuo da remoto. Ci sono anche caldaie realizzate per il funzionamento al 100 % con idrogeno, ma che possono essere convertite al gas naturale, ideali per i luoghi in cui si potrà passare ad una rete ad idrogeno. Nel lungo termine, al 2030, i costruttori puntano ad apparecchiature operanti al 100 % idrogeno.

L'associazione Assotermica ha realizzato e presentato al CIG (Comitato Italiano Gas) un protocollo contenente requisiti, potenzialità e limiti di sicurezza per famiglie di prodotti. Inoltre, il settore sta già scrivendo le norme per gli apparecchi "hydrogen ready" al 20 % e 100 %. Nel 2024 è prevista la pubblicazione della norma europea EN15502, aggiornata con i requisiti per l'utilizzo dell'idrogeno al 20 % e nel 2025 la norma per l'idrogeno al 100 %.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- Disponibilità di idrogeno per il settore nelle quantità necessarie.
- Rete di distribuzione.

Parallelamente alle soluzioni tradizionali, nel settore riscaldamento, le aziende stanno puntando anche su altre tecnologie (ad esempio le celle a combustibile ad ossidi solidi in impianti di microcogenerazione, con % di gas naturale sino al 100 %), e al tempo stesso si sta lavorando anche nel settore cottura e negli altri usi domestici.

Il settore è pronto ad utilizzare l'idrogeno, le soluzioni tecniche sono state sviluppate e bisogna fare esperienza sull'assistenza nel post vendita per poi eventualmente sviluppare soluzioni più robuste sia in termini di controlli elettronici sia di elementi aggiuntivi all'interno del sistema di combustione che prevedono, in caso di potenziali anomalie, l'eliminazione e la riduzione degli effetti dei rischi derivanti".

2.3. Settore della mobilità

2.3.1. Settore della logistica

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore della logistica (ANIMA) industriale vengono di seguito riportate.

"Nel settore della logistica c'è un forte interesse per l'utilizzo di idrogeno come combustibile alternativo per i carrelli. Tecnicamente il settore è già in grado di fornire soluzioni che consentano l'utilizzo di questo gas.

*Al momento i carrelli utilizzati sono quasi esclusivamente a batteria con ioni di litio ed endotermici (con motori diesel o a GPL). I carrelli endotermici sono usati per lavori più pesanti e possono essere riforniti in qualsiasi momento ma non possono essere utilizzati al chiuso, mentre quelli a batteria al litio hanno tempi di ricarica ridotti e **non si ha produzione di acidi e gas in fase di ricarica rispetto alle batterie al piombo tradizionali che, pertanto, richiedono aree dedicate per la ricarica, tuttavia, a fine giornata i carrelli devono essere tutti ricaricati creando picchi alla rete.** La diffusione di carrelli che utilizzano idrogeno con Fuel Cells (FC) consentirebbe di risolvere diverse problematiche come il rimbocco delle batterie e la possibilità di utilizzo in ambienti chiusi, inoltre la fase di ricarica non disturba la rete elettrica e consentono una carica veloce.*

Ci sono esperienze positive all'estero, ad esempio Carrefour, in Francia, dispone di un magazzino per la movimentazione con 150 carrelli ad idrogeno.

Le barriere in Italia sono principalmente:

- *Mancanza di uniformità legislativa, sono necessarie indicazioni tecniche, autorizzative e regolative ben recepite a livello nazionale (spesso si ricevono indicazioni diverse dagli enti, come VVF e amministrazioni, in siti diversi solo per provincia).*
- *Incentivi economici (in Francia il settore ha ricevuto una forte spinta con gli incentivi statali) sia per l'investimento iniziale, che per sostenere nella prima fase il costo dell'idrogeno rispetto alle fonti tradizionali.*
- *Mancanza di tutta la filiera/competenze per le celle a combustibile in Italia (Toyota compra all'estero il "cuore" dei carrelli).*
- *Produzione e disponibilità di idrogeno (deve essere garantita la produzione di idrogeno necessaria e deve essere disponibile al magazzino; lo stoccaggio è una soluzione limitata)".*

2.3.2. Settore trasporti stradali

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore dei trasporti stradali (ANFIA) vengono di seguito riportate.

"Nel settore del trasporto stradale l'idrogeno è considerato il combustibile fondamentale per operare una completa decarbonizzazione, soprattutto in quella parte di mercato dove l'elettrico non risulta conveniente. Negli ultimi anni, sono state proposte e testate dai costruttori diverse soluzioni tecnologiche con risultati che rendono il passaggio all'idrogeno tecnicamente possibile per alcuni segmenti del settore.

Diversi costruttori, entro il 2024, prevedono il passaggio alla mobilità elettrica con l'impiego di camion a celle a combustibile alimentati da idrogeno nei tratti a breve-medie percorrenza, circa 400 km. Una versione elettrica con batterie a ioni di litio sarà utilizzata già a partire dal 2021.

L'idrogeno è considerato di primaria importanza per le applicazioni a lungo raggio basate, al momento, sull'utilizzo di metano liquido come combustibile. Infatti, i test effettuati per il trasporto stradale a lunga percorrenza hanno mostrato che, montando due serbatoi, le prestazioni dei camion a celle a combustibile sono equiparabili a quelle che utilizzano il diesel. Inoltre, rispetto alle soluzioni full elettriche, i camion basati sulle FC hanno una maggiore autonomia, 600-700 km, e tempi di ricarica ridotti (la cella a combustibile ha un tempo di ricarica di circa venti minuti, mentre la batteria può impiegare fino a due ore).

Nel trasporto pubblico, soluzioni operative con bus di piccole dimensioni a celle a combustibile alimentate a idrogeno hanno mostrato una buona affidabilità sia per la velocità di ricarica, sia in termini di autonomia anche nelle zone con molti tratti in salita e/o con temperature basse.

Diversi costruttori stanno, inoltre, sviluppando i motori a combustione interna con idrogeno: l'idrogeno gassoso è iniettato nel motore con una piccola quantità di diesel. Tale tipologia di motore appare, infatti, più conveniente rispetto a quello a FC + motore e il rischio legato al progetto e al suo sviluppo è nettamente inferiore. Inoltre, le prestazioni ottenute, fino ad ora, sono ottimali. I motori endotermici ad

idrogeno rappresentano, quindi, una soluzione tecnologicamente più semplice ed economicamente vantaggiosa. Questo consente alle aziende produttrici di motori di guardare, con maggiore interesse, all'utilizzo dell'idrogeno come nuovo combustibile. Inoltre, le attuali tecnologie consentono di abbattere le emissioni di NO_x in tali motori, che seppur a livelli molto bassi determinano un impatto sulla qualità dell'aria a livello locale superiore rispetto ai motori elettrici.

Un aspetto importante da tenere in considerazione nel settore è che, allo stato attuale, la produzione di componenti dedicati all'idrogeno è destinata completamente all'esportazione: ciò determina un enorme divario con altre aree geografiche, come Cina e Nord America, che è necessario ridurre.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- Disponibilità dell'idrogeno nelle quantità necessarie.*
- Mancanza di sistemi di distribuzione dell'idrogeno su larga scala e di una rete di stazioni di rifornimento.*
- Mancanza di competitività della filiera dell'idrogeno, i costi sono troppo elevati (12 €/kg bisognerebbe dimezzare il costo), sebbene in alcuni contesti sia già possibile approvvigionare idrogeno con cost-parity del diesel (da Hydro, WTE).*
- Necessità di una politica di incentivazione, e sostegno con una semplificazione dei passaggi necessari per la produzione di idrogeno.*
- Necessità di modificare il regolamento per considerare l'intero ciclo di vita passando dal tank to wheel al well to wheel in modo da differenziare l'idrogeno blu dal verde, in quanto le emissioni misurate al tubo di scarico sono nulle in entrambi i casi.*
- Mancanza di standard di riferimento, ad esempio sui materiali, con conseguenti problemi di omologazione dei pezzi e della componentistica alla normativa".*

2.3.3. Settore trasporto navale

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore del trasporto navale (ASSONAVE) vengono di seguito riportate.

"Il settore marittimo e della navigazione è pienamente consapevole che per contrastare i cambiamenti climatici è fondamentale una rapida decarbonizzazione dello shipping. L'industria marittima concretamente sta lavorando in questo percorso che tende alla decarbonizzazione dell'intero settore sotto la pressione delle nuove normative UE e della volontà sociale.

È evidente che la decarbonizzazione prevede, in tale settore, una sostituzione del combustibile che complementi nel lungo periodo un'innovazione incrementale volta al contenimento delle emissioni.

Diversi costruttori stanno utilizzando il GNL (gas naturale liquefatto) in quanto l'infrastruttura è già esistente. Il passo successivo dovrebbe prevedere l'introduzione di combustibili net zero emission.

Per le navi, tuttavia, il problema è particolarmente complesso in quanto il nuovo combustibile da stoccare a bordo (ammoniac, idrogeno, bio-metanolo) deve garantire le stesse prestazioni, la stessa potenza e autonomia a parità di peso e ingombro (e.g. l'idrogeno liquido ha un volume 7 volte superiore rispetto ai combustibili fossili).

Alcuni costruttori hanno iniziato a lavorare utilizzando l'idrogeno con le Fuel Cell a bordo, tuttavia, i problemi di spazio e la mancanza di FC con potenza di 40-50 MWe di potenza installata al momento non rendono tale soluzione immediatamente implementabile.

Le prime applicazioni delle tecnologie innovative sviluppate nel settore dello shipping riguarderanno, necessariamente, le navi che tornano al porto per il rifornimento giornaliero, che sono dotate di spazio per alloggiare i sistemi di stoccaggio e che non devono richiedere una grande potenza.

Per le navi in uso, invece, il retrofitting può presentare problematiche sempre legate alla gestione del combustibile. Tuttavia, la flotta di navi, soprattutto nel Mediterraneo, è anziana (le navi operano per 30-40 anni) e sarebbe interessante ed opportuno considerare partire da queste.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- *Quadro normativo frammentato sia a livello nazionale che internazionale.*
- *Mancanza di uno sviluppo armonico di tutta la catena e la filiera in termini di infrastrutture che passino dal porto alla nave (ad esempio porti attrezzati per il rifornimento della nave, disponibilità del combustibile a terra nella quantità richiesta, etc...).*
- *Aumento dei costi per la sicurezza dei mezzi che usano nuovi combustibili.*
- *Mancanza di una soluzione unica ottimale per la fornitura di "energia" per tutte le navi, la soluzione ottimale dipende da diversi fattori: tipo di nave, servizio, tratta, assetto della nave.*
- *Necessità di politiche incentivanti (ad esempio incentivi legati alle emissioni evitate).*
- *Problematiche relative allo spazio disponibile a bordo.*

Nel settore marittimo ci sono diverse sfide tecnologiche da risolvere, è quindi necessario mettere a terra adesso le iniziative e le azioni necessarie per poter attuare il cambiamento nel 2030. Il primo passo è produrre idrogeno e, contemporaneamente, sviluppare la capacità infrastrutturale e le tecnologie in ambito navale".

2.3.4. Settore del trasporto pubblico locale e ferroviario

Le principali informazioni raccolte dal confronto con il settore del trasporto pubblico locale e ferroviario (AGENS) vengono di seguito riportate.

"Nel settore del trasporto pubblico locale (TPL), sia quello effettuato con treni che con autobus, l'obiettivo principale, dal punto di vista del funzionamento del mezzo, è avere a bordo la necessaria energia elettrica. L'idrogeno, se utilizzato per alimentare una FC, produce energia elettrica senza emissioni di CO₂, diventando, pertanto, il combustibile ideale. Da diversi anni sono stati messi a punto e testati soluzioni tecnologiche e mezzi che producono energia elettrica a bordo tramite FC con idrogeno da elettrolisi e mezzi ibridi.

Per il sistema ferroviario italiano l'idrogeno rappresenta una grande opportunità. Il 30 % della rete nazionale, infatti, non è elettrificato e, date le caratteristiche paesaggistiche di alcune aree d'Italia, un'elettificazione di tutte le linee non è pensabile.

In questi casi l'utilizzo di idrogeno per alimentare una FC diventa quindi una valida alternativa per dire addio ai combustibili fossili più inquinanti. Un treno diesel nel

suo servizio annuale di circa 100.000 km emette mediamente 700 tonnellate di CO₂, l'equivalente di 400 auto, un rotabile a celle a combustibile, invece, è completamente privo di emissioni, è silenzioso ed emette in atmosfera solo vapore acqueo e acqua di condensa.

La tecnologia a idrogeno nel ferroviario si compone di due soluzioni: la prima per le linee non elettrificate alimentata da idrogeno + batteria, la seconda, adatta sia alle linee elettrificate che non elettrificate alimentata da idrogeno + batteria + pantografo.

L'introduzione di tali innovativi rotabili permette quindi di servire senza inquinare anche le linee più complesse che abbiano viadotti, gallerie e restrizioni paesaggistiche, oppure che siano parzialmente elettrificate evitando così rotture di carico e non necessita di modificare l'infrastruttura esistente.

In Germania i treni ad idrogeno sono dal 2018 una realtà consolidata, la Francia ha recentemente annunciato di aver ordinato i primi treni bimodali elettrici + idrogeno, l'Italia ha lanciato nel 2020 il primo progetto di Hydrogen Valley sulla tratta Brescia-Iseo-Edolo.

Diversi costruttori hanno condotto studi di fattibilità con autobus alimentati ad idrogeno su linee in cui, a fine corsa, ci fossero punti di ricarica e produzione, tuttavia, seppur tecnicamente fattibile, senza una adeguata politica di incentivazione e con l'autoproduzione di H₂, la sostenibilità economica (5-6 €/kg) è impossibile da raggiungere.

Nel segmento del trasporto pubblico con autobus, l'utilizzo dell'idrogeno dipende anche dal servizio a cui è dedicato il veicolo e dai km da percorrere. Infatti, allo stato attuale, nei percorsi urbani si preferisce l'impiego dell'elettrico con batteria, mentre nei percorsi extraurbani la soluzione più vantaggiosa è quella ad idrogeno. La possibilità di sviluppare idrogenodotti è un aspetto cruciale per l'utilizzo di idrogeno nel trasporto pubblico in quanto questo consentirebbe di delocalizzare la produzione e averlo, così, a costi più bassi rispetto a quello ottenuto con l'autoproduzione. La creazione di infrastrutture ad hoc per il trasporto di idrogeno si prospetta comunque come un investimento estremamente oneroso nonché attuabile in tempistiche medio lunghe.

Inoltre, per percorrere 250 km, corrispondente alla percorrenza media di un autobus al giorno, con l'autobus a FC servono 35 kg di idrogeno considerando un consumo di 1,5 kWh/km, mentre con l'autobus elettrico servono 3,5 t di batteria, quindi, il rapporto tra il peso dell'idrogeno e il peso della batteria è di 1 a 100. Un altro aspetto positivo legato all'uso dell'idrogeno è relativo al tempo di ricarica: sono necessarie 6 ore per ricaricare la batteria mentre sono sufficienti 15-20 minuti per ricaricare 35 kg di idrogeno. Questi due fattori costituiscono un significativo vantaggio nei mezzi che utilizzano l'idrogeno. Inoltre, il peso della batteria incide sulla capacità di trasporto e, di conseguenza, limita il numero di persone a bordo.

Un altro aspetto da considerare, oltre il tempo della ricarica della batteria, è lo spazio in deposito necessario alla ricarica stessa. Infatti, considerando l'area adibita ad un mezzo a gasolio, questa deve essere moltiplicata per 1,1-1,3 per poter ospitare tutte le utilities necessarie alle operazioni di ricarica di un mezzo elettrico, mentre l'area necessaria ad un mezzo a FC si avvicina di più al modello a gasolio. Nel caso di produzione di idrogeno on site non si può però trascurare l'ingombro degli elettrolizzatori nonché la complessità gestionale determinata dagli aspetti di sicurezza, che risultano rilevanti. Tutti questi aspetti sono motivo di grande interesse per l'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto pubblico.

Le principali barriere all'utilizzo di idrogeno sono:

- *Alti costi di produzione dell'idrogeno nel caso di autoproduzione di idrogeno verde e costi di interconnessione.*
- *Capex e Opex elevati rispetto ai veicoli tradizionali a motore endotermico (ad esempio i costi di investimento per un autobus urbano a idrogeno sono di 650.000 € a veicolo mentre sono necessari 200.000 € per un diesel tradizionale).*
- *Costi di manutenzione più alti rispetto ai veicoli tradizionali (problemi all'inverter).*
- *Alto costo delle FC (paragonabile al costo di tutto il mezzo).*
- *Decadenza di prestazione delle FC.*
- *Vita utile delle FC è inferiore a quella del veicolo.*
- *Doppia trasformazione per avere energia elettrica a bordo provoca perdita di efficienza e ha rendimenti troppo bassi.*
- *Mancanza di una rete di distribuzione dell'idrogeno.*
- *Mancanza di normativa specifica.*
- *Quadro complessivo incerto.*

Il settore è pronto all'utilizzo dell'idrogeno, le soluzioni tecniche sono state sviluppate e ulteriori miglioramenti sono tutt'ora in corso. L'offerta dell'idrogeno, la sua distribuzione e il costo sono, al momento, sicuramente gli ostacoli più grandi. Il parco extraurbano rappresenta la domanda potenziale per l'idrogeno nel settore del TPL".

3. Schede riassuntive per settore di utilizzo finale

- 3.1. SCHEDA DELLA SIDERURGIA
- 3.2. SCHEDA SETTORE RAFFINAZIONE
- 3.3. SCHEDA SETTORE VETRO
- 3.4. SCHEDA SETTORE CERAMICA
- 3.5. SCHEDA SETTORE CHIMICA
- 3.6. SCHEDA SETTORE DELLA CARTA
- 3.7. SCHEDA SETTORE METALLI NON FERROSI
- 3.8. SCHEDA SETTORE FONDERIE
- 3.9. SCHEDA SETTORE ALIMENTARE
- 3.10. SCHEDA SETTORE DEL CEMENTO
- 3.11. SCHEDA DEL SETTORE RISCALDAMENTO CIVILE

3. Schede riassuntive per settore di utilizzo finale

Assunzioni

- I dati delle schede sono stati forniti attraverso ANIMA dalle associazioni di categoria dei singoli settori intervistati
- Il valore della percentuale in volume di *blending* è stato assunto ipotizzando che la portata della miscela di gas H₂/GN fornisca la medesima potenza termica erogata dal gas naturale puro; di questa portata si sono calcolate le % in volume di idrogeno (10 %, 20 %, 50 % e 100 %) da cui trarre le portate di entrambi i gas delle differenti miscele.
- Per il settore della chimica e della siderurgia non si è considerata la domanda di idrogeno relativa all'utilizzo come *feedstock* nei processi (ad esempio per la siderurgia la potenziale domanda di idrogeno per il suo utilizzo nel processo della riduzione diretta DRI), considerando il potenziale utilizzo dell'idrogeno come combustibile in sostituzione del gas naturale.
- Rendimento elettrolizzatore: 60 kWh/Kg (5,4 kWh/Nm³)
- Alimentazione elettrolizzatore: 100 % rinnovabile
- *Load factor* elettrolisi: 2.000 h
Si è assunto tale valore per considerare le ore di esercizio delle rinnovabili eolico o fotovoltaico, ipotizzando assenza di stoccaggio intermedio. Il presente documento è focalizzato alla valutazione della domanda e successive analisi riporteranno studi in merito alla produzione e alle ore di esercizio
- *Load factor* utenza idrogeno: 7.000 h (80 %)
- Potenza di picco del parco fotovoltaico: 0,125 kW_p/m²
- Fattore di emissione della CO₂ dal metano: 1,98 tCO₂ per 1000 Sm³ di combustibile (Fonte ISPRA)
- Fattore di emissione della CO₂ dal *petcoke*: 3,122 t CO₂ per t di combustibile (Fonte ISPRA)

3.1. Scheda settore siderurgia

Inquadramento di settore - Aspetti economici	
Numero di impiegati	70.000 addetti al 2020
Fatturato totale	Settore 33.000 M€ al 2020 (34 % mercato estero) ¹² Acciaierie 17.000 M€ al 2018 (seconda potenza produttiva a livello europeo) Produzione annuale 23.246 Mton di acciaio 2019
Distribuzione geografica dei siti di produzione	
Numero aziende	123 aziende associate a Federacciai
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	30c€/Sm ³
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale	
Consumi complessivi	Gas consumato 2030 MSm ³ /anno ₂₀₁₈ (82 Sm ³ /ton _{acciaio}) 3 % sul consumo nazionale/13 % consumo industriale nazionale Energia elettrica 18.000 GWh/anno ₂₀₁₈ Il gas naturale rappresenta il 67,2 % dei consumi dei combustibili utilizzati (GN utilizzato nei forni di riscaldamento e nei processi di produzione acciaio), gli altri combustibili impiegati sono i gas di processo (6,9 % impiego prevalente nei forni di riscaldamento e per produzione acciaio da Ciclo integrale); Coke (21,8 % impiegato nei processi di produzione Acciaio); oli combustibili (4,1 % prevalentemente nei servizi ausiliari).
Taglia media degli impianti	Acciaierie con il forno elettrico ad arco (EAF) con laminatoi integrati 20 -100 Msm ³ /anno; laminatoi stand-alone tra 10 e 50 MSm ³ /anno; Acciaiera con ciclo integrale è possibile fare una stima di 300 MSm ³ /anno
Emissioni scope 1 e scope 2	14 MtCO _{2eq} scope 1 6 MtCO _{2eq} scope 2
Quote ETS di CO ₂	11,2 MtCO ₂ al 2019 (8 % delle emissioni ETS CO ₂ nazionali)
Intensità emissiva per impianto	Impianto integrato 2.308,8 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA) Impianto integrato 56,4 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	39 impianti al 2019 (ISRPA)
Equipment	Tra i principali si possono elencare: Forni di Zincatura da 20-35 MW _t con bruciatori a fiamma libera (riscaldamento diretto). Bruciatori a tubi radianti (riscaldamento indiretto) Forno di decapaggio 10 MW _t bruciatore a fiamma libera Essiccatori con bruciatori riscaldamento diretto 1-4 MW _t

¹² RAPPORTO DI SOSTENIBILITÀ 2019 FEDERACCIAI

Cowper: scambiatore rigeneratore bruciatori 50-100 MW_t bruciatori ceramici o meccanici

Forni di riscaldamento lavorazioni acciaio 100-180 MW_t bruciatori rigenerativi, bruciatori a fiamma diretta e indiretta

UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES

Materiale refrattario: temperature di fiamma più alta potrebbe deteriorare il refrattario e limitarne la vita. Necessità di nuovi materiali e di test su refrattari.

Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20 % vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori. Conversione di tutti gli equipaggiamenti compresi i bruciatori e il ridimensionamento delle condotte di adduzione del gas.

Per l'adeguamento dei forni si deve sentire il costruttore e in alcuni casi potrebbe essere necessaria la sostituzione del bruciatore.

Individuazione dei materiali più sensibili ai fenomeni di infragilimento da idrogeno.

Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, redazione di una nuova analisi del rischio e barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

Valutazione dell'evolversi della normativa tecnica che non debba portare un aggravio di percorsi burocratici e temporali.

Date le ingenti portate di idrogeno il settore siderurgico manifesta il timore di una mancanza di fornitura dell'idrogeno in pratica la domanda potrebbe essere maggiore dell'effettiva offerta specie per l'idrogeno verde.

Implementazione della tecnologia DRI come processo di riduzione del materiale ferroso.

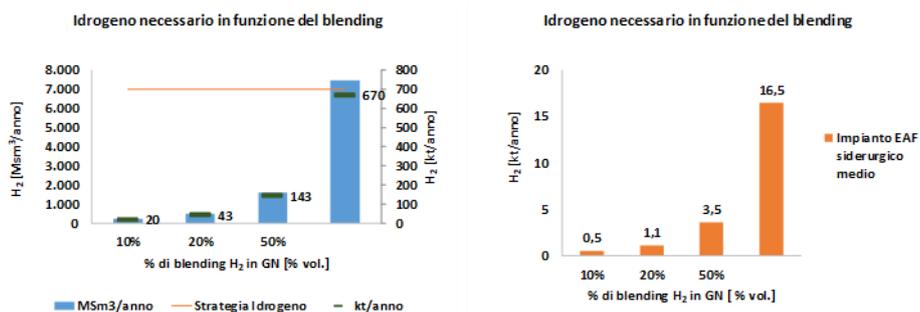
IMPATTO e MATURITA'

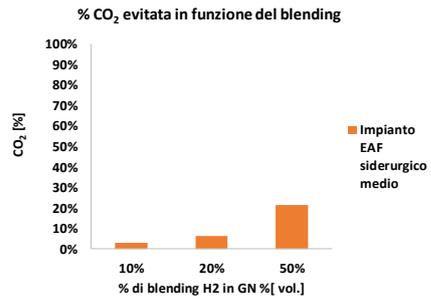
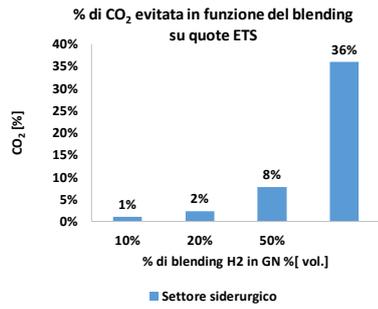
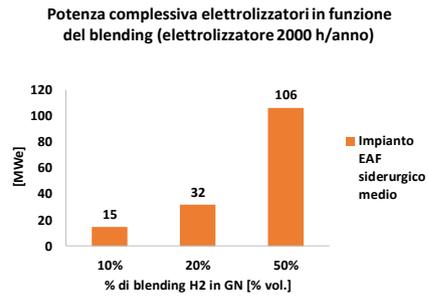
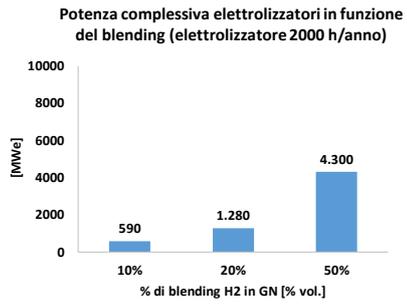
I consumi complessivi del settore siderurgico nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20 % in volume saranno di circa **43 kt/anno** (475 MSm³/anno) che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 1.280 MWe. In questa ipotesi la **CO₂ evitata** sarebbe pari al **2 %** rispetto alle emissioni **ETS (2019)**, con un mancato costo pari a **15 M€/anno**. (Valore quota ETS 60 €/tCO₂). Ed un valore specifico di CO₂ evitata pari a **0,01 kgCO₂/tacciaio**.

Il **settore siderurgico** se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al **50 %** in volume con l'idrogeno di origine rinnovabile, dovrà essere alimentato con circa 143 kt/anno di idrogeno (1.600 MSm³/anno), contribuendo in tal caso per il **20 % a raggiungere l'obiettivo al 2030** della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).

Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale per un **impianto medio basato sulla tecnologia** con il forno elettrico ad arco (EAF) con laminatoi integrati, nell'ipotesi di utilizzare un alimentazione con un blending al 20 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa **1 kt/anno di idrogeno (11,7 MSm³/anno)**, che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa **32 MWe** ed un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa **25 ha** (o in alternativa circa **4 turbine eoliche** con una taglia media di 8 MWe). In tali condizioni l'impianto avrebbe una **diminuzione della quantità di CO₂** prodotta dalla combustione di circa il **6 %**.

Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.





3.2. Scheda settore della raffinazione

Inquadramento di settore - Aspetti economici	
Numero di impiegati	Circa 20.000 (<i>rilevazione annuale Unem su raffinerie</i>)
Fatturato totale	Settore 51,2 miliardi di € (<i>Annuario Unem e Bilanci sostenibilità</i>) Produzione annuale: 77,6 milioni di ton (<i>dato MITE</i>)
Distribuzione geografica dei siti di produzione	Nord Ovest 21,8 % - Nord est 0,6 % - Centro 9 % Sud 5,1 % - Sicilia 45,7 % - Sardegna 17,8 %
Numero aziende	9 (<i>Alma, api, Eni, Isab, Iplom, Ram-KPI, Saras, Sarpom, Sonatrach</i>) <i>pari ad 11 Raffinerie e due Bioraffinerie</i>
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	n.d.
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale	
Consumi complessivi	Gas consumato 1.365 milioni di mc (<i>dato MITE Eurostat</i>) Descrizione degli usi del gas naturale Il gas naturale ha un duplice utilizzo in raffineria. È principalmente impiegato negli impianti di Steam Reforming per produrre idrogeno ed è utilizzato in quantitativi abbastanza limitati in usi termici. In una raffineria, infatti, c'è ampia disponibilità di altri combustibili quali il gas di raffineria ed i residui della raffinazione del greggio. Negli ultimi anni il consumo di gas naturale per usi termici è aumentato soprattutto per contenere le emissioni inquinanti e climalteranti della raffineria.
Taglia media degli impianti	Le raffinerie italiane presentano una ampia gamma di taglie. Dalle più piccole che trattano 500.000 ton/anno di greggio alle più grandi fino a 15 milioni di ton/anno di greggio lavorato.
Emissioni di CO ₂	Circa 13 milioni di tonnellate/anno per i processi di raffinazione e circa 4 milioni di tonnellate anno per gli impianti di produzione energia elettrica interni alle raffinerie.
Quote ETS di CO ₂	17,4 MtCO ₂ al 2019 (12 % delle quote nazionali).
Intensità emissiva per impianto	1157 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA).
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES	
<p>Materiale refrattario: temperature di fiamma più alta potrebbe deteriorare il refrattario e limitarne la vita.</p> <p>Aspetti impiantistici: Oltre a verificare la compatibilità con l'idrogeno delle attuali attrezzature che equipaggiano forni e caldaie delle raffinerie vanno verificati gli effetti di una temperatura di fiamma più elevata sui processi di distillazione e di conversione del greggio e dei prodotti petroliferi che ne derivano</p> <p>Aspetti trasversali: La disponibilità di idrogeno deve essere assicurata con assoluta continuità in una raffineria che lavora sempre 9.800 ore/anno. L'idrogeno, infatti, oltre a fornire un modesto input termico è un elemento fondamentale per i processi di raffinazione del greggio.</p>	
IMPATTO e MATURITA'	
Il settore della raffinazione attualmente produce e consuma idrogeno mediante il processo di reforming e mediante la tecnologia dell'IGCC. In tale analisi si è ipotizzato di produrre il 20 % dell'idrogeno complessivo con il processo dell'elettrolisi, alimentato da fonti rinnovabili. Pertanto, per generare i corrispondenti 72 kt/anno (804 MSm ³ /anno) sarà necessaria una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 2160 MWe, nell'ipotesi di un esercizio annuale di 2.000	

h/anno, che diminuisce al valore di 538 MWe con 8.000 h/anno di esercizio. In questa ipotesi la **CO₂ evitata** sarebbe pari al **3,9 %** rispetto alle emissioni **ETS (2019)**, con un mancato costo pari a **41 M€/anno** (valore quota ETS 60 €/tCO₂).

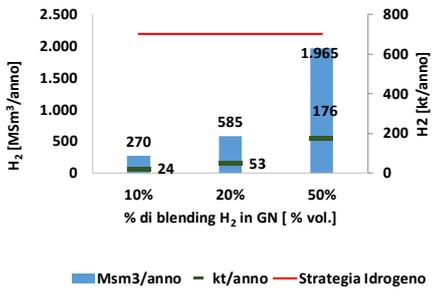
Il **settore della raffinazione** se sostituirà il 20 % dell'attuale produzione di idrogeno con la tecnologia dell'elettrolisi, contribuirà per circa il 10 % **a raggiungere l'obiettivo al 2030** della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).

3.3. Scheda settore della carta

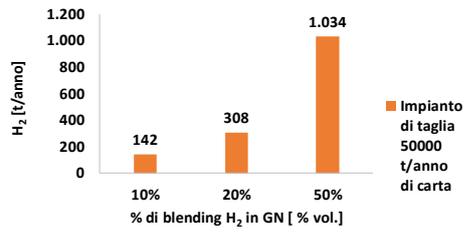
Inquadramento di settore - Aspetti economici	
Numero di impiegati	18.900 addetti al 2020 ¹³
Fatturato totale	6.350 M€ al 2020 per una produzione complessiva 8.535.000 t/anno
Distribuzione geografica dei siti di produzione	Nord 44 %, centro 46 % (di cui il 70 % è in Toscana) , sud 10 %
Numero aziende	119 imprese 153 stabilimenti
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale	
Consumi complessivi	2.500 MSm ³ /anno al 2019 (3,4 % sul consumo nazionale di gas naturale)
Emissioni scope 1 e scope 2	5 MtCO _{2eq} scope 1 3 MtCO _{2eq} scope 2
Altri consumi	Energia elettrica 7 mld kWh/anno 2020
Quote ETS di CO ₂	4,1 MtCO ₂ al 2019 (3 % delle quote nazionali)
Intensità emissiva per impianto	33 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	49 impianti al 2019 (ISRPA)
<p>UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES</p> <p>Meccanismo di trasferimento del calore: Problematiche legate al processo qualora il calore abbia funzione essiccattiva (contatto diretto).</p> <p>Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20% vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori.</p> <p>Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.</p>	
IMPATTO e MATURITA'	
<p>I consumi complessivi del settore della carta nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending al 20 % di idrogeno verde saranno di 52 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva degli elettrolizzatori installata pari a circa 1,57 GWe. Con un mancato costo delle quote ETS di circa 19 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂). In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al 8 % rispetto alle emissioni ETS (2019).</p> <p>Il settore cartario se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 176 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il 25 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).</p> <p>Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale per un impianto di produzione della carta di taglia pari a 50.000 t/anno di prodotto, con un consumo di gas naturale pari a 14 MSm³/anno. Nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 20 % in volume in gas naturale, sarebbe necessario alimentare circa 0,3 kt/anno di idrogeno, che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa 9 MWe ed un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa 7 ha. In tali condizioni l'impianto avrebbe una diminuzione della quantità di CO₂ emessa correlata all'utilizzo del gas naturale pari al 6 %. Ed un valore specifico di CO₂ non emessa pari a 37 kgCO₂/t_{carta}.</p> <p>Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.</p>	

¹³ Fonte: Assocarta

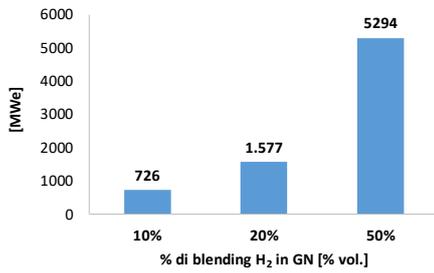
Idrogeno necessario in funzione del blending



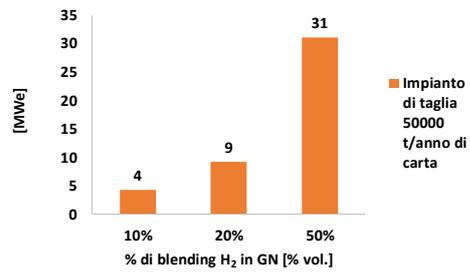
Idrogeno necessario in funzione del blending



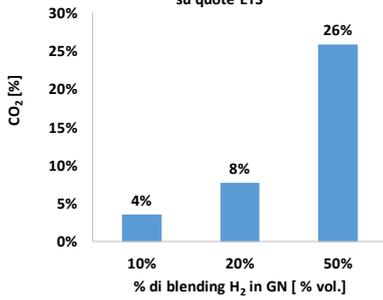
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



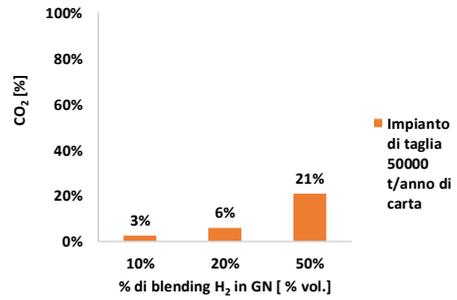
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



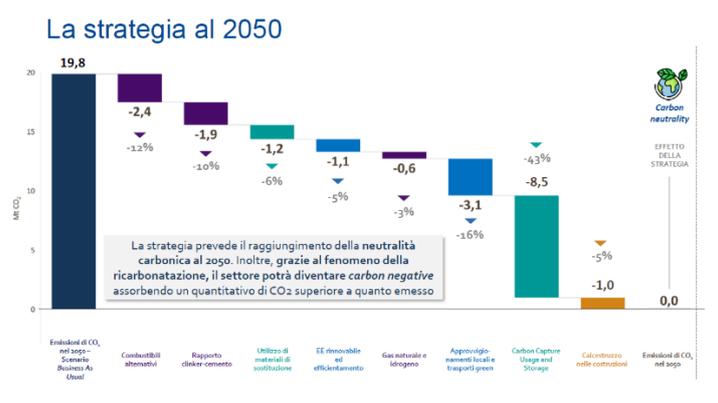
% di CO₂ evitata in funzione del blending su quote ETS



% di CO₂ evitata in funzione del blending



3.4. Scheda settore del cemento

Inquadramento di settore - Aspetti economici	
Numero di impiegati	33.763 addetti al 2019 (Federbeton)
Fatturato totale	9.047 M€ al 2019 (Federbeton)
Produzione annuale di cemento	19,2 Mt al 2019 ¹⁴
Numero aziende	3.006 (Federbeton)
Inquadramento di settore	
Decarbonizzazione del settore	<p>Come indicato dalla IEA¹⁵ e da Federbon¹⁶ le principali leve per mitigare le emissioni di carbonio possono essere così individuate: migliorare l'efficienza energetica e passare a combustibili alternativi a basso o nullo tenore di carbonio, in combinazione con la riduzione del contenuto di clinker nel cemento e l'adozione di tecnologie emergenti e innovative come l'adozione delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ e l'uso di materiali leganti alternativi.</p>  <p>Figura 1 Strategia al 2050 di decarbonizzazione mediante le leve principali secondo Federbon e Aitec.</p>
Consumi complessivi	Relativamente alle emissioni di CO ₂ provenienti dal processo di produzione del clinker, la combustione dei combustibili per riscaldare i forni è responsabile del 35 %, percentuale che può leggermente variare da sito a sito e dalla tipologia di processo e combustibile utilizzato. Il restante 65 % è costituito dalle emissioni di processo, rilasciate durante la reazione di calcinazione coinvolta nella produzione del clinker.
Emissioni scope 1 e scope 2	12 MtCO _{2eq} scope 1 1 MtCO _{2eq} scope 2
Quote ETS di CO ₂	12,4 MtCO ₂ al 2019 (circa il 9 % delle quote nazionali)
Intensità emissiva per impianto	414 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)

¹⁴ FEDERBETON RAPPORTO DI FILIERA 2019

¹⁵ IEA 2018 Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry

¹⁶ Federbon-Strategia di decarbonizzazione del settore cemento Roma, 16 settembre 2021

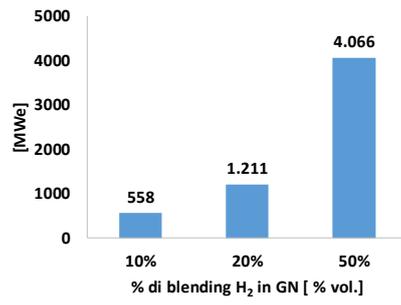
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	30 impianti al 2019 (ISRPA)
<p>UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disponibilità dell'idrogeno a basso costo ed in ingenti quantità. • Utilizzo di altri combustibili insieme all'idrogeno con un opportuno mix al fine di apportare il giusto contenuto di minerali o metalli al cemento. • Un aspetto da indagare è il trasferimento di calore radiativo della fiamma e l'emissività correlato alla combustione dell'idrogeno che potrebbero impattare sul processo di produzione del clinker nel forno. • Difficoltà tecniche per i forni dedicati alla cottura nel cambio di combustibile in quanto la cottura incide sulla qualità del prodotto. 	
IMPATTO e MATURITA'	
<p>La stima dell'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno nel settore del cemento ha ipotizzato il suo parziale utilizzo come combustibile per fornire il calore di processo necessario alla produzione del clinker. Si è assunta un'intensità termica pari a 3,5 GJ/t_{clinker}, ed un rapporto di 0,65 t_{clinker}/t_{cemento}. Si è pertanto ipotizzato di sostituire l'attuale combustibile utilizzato con un equivalente termico del 10 % e del 20 % di idrogeno.</p> <p>Considerando la produzione di circa 19,2 Mt/anno di cemento, questo implicherebbe una domanda per l'intero settore del cemento di circa 36 kt/anno (10% di H₂) e 73 kt/anno (20 % di idrogeno) che equivarranno ad una potenza complessiva installata di elettrolizzatori pari a circa 1 GWe e 2,2 GWe.</p> <p>Relativamente all'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno sulla decarbonizzazione, l'impiego dell'idrogeno, sostituendo il petcoke come combustibile, condurrebbe, per i due casi considerati, ad un evitata emissione di CO₂ di circa 410 kt/anno¹⁷ e 820 kt/anno che equivalgono a circa il 3,3 % e al 6,6 % di riduzione delle emissioni rispetto alle quote ETS ed un risparmio specifico pari a 0,02-0,04 tCO₂/t_{cemento}. I valori ottenuti si allineano con quanto delineato dal rapporto "Strategia di decarbonizzazione del settore cemento" di Federbon.</p>	

¹⁷ Si è ipotizzato di sostituire il petcoke come combustibile

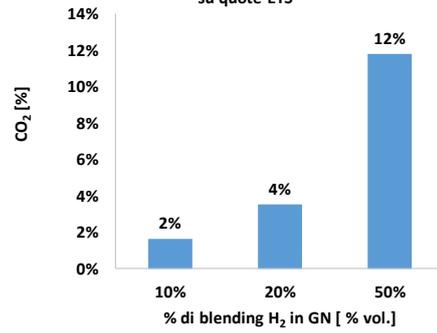
3.5. Scheda settore della chimica

Inquadramento di settore - Aspetti economici													
Numero di impiegati	110.000 addetti al 2019 sia diretti che indiretti												
Fatturato totale	50.000 M€ al 2020												
Distribuzione geografica dei siti di produzione	Circa Nord 78 % (di cui Lombardia 48 %), centro 13 % sud 9 %												
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale													
Consumi complessivi	1.920 MSm ³ /anno (1.575 ktep) dato Eurostat 2018 (3 % sul consumo nazionale di gas naturale) I consumi di gas naturale si riferiscono al solo gas utilizzato per utenze termiche e non al gas naturale utilizzato come feedstock ai processi.												
Emissioni scope 1 e scope 2	15 MtCO _{2eq} scope 1 6 MtCO _{2eq} scope 2												
Quote ETS di CO₂	6,9 MtCO ₂ al 2019 (5 % delle quote nazionali)												
Intensità emissiva per impianto	80,4 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)												
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	38 impianti al 2019 (ISRPA)												
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES													
<p>Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.</p> <p>Il settore presenta un'elevata maturità relativa alle tecnologie di produzione, conversione ed utilizzo dell'idrogeno per fini di processo. Non si ritiene l'utilizzo termico l'applicazione più conveniente dell'idrogeno in particolare per i suoi alti costi.</p>													
IMPATTO e MATURITA'													
<p>I consumi complessivi del settore della chimica nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending al 20 % in volume di idrogeno verde saranno di 40,35 kt/anno (449 MSm³/anno) che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 1,2 GWe. In questa ipotesi la CO₂ non emessa sarebbe pari al 2 % rispetto alle emissioni ETS (2019), con un mancato costo pari a circa 14,53 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂).</p> <p>Il settore della chimica se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % in volume i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 136 kt/anno di H₂, contribuendo in tal caso per il 19 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030). Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in <i>blending</i>, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.</p>													
<p style="text-align: center;">Idrogeno necessario in funzione del blending</p> <p>The chart displays H₂ consumption in MSm³/anno (left axis, blue bars) and kt/anno (right axis, green bars) for three blending percentages: 10%, 20%, and 50%. A red horizontal line indicates the Hydrogen Strategy target at 800 kt/anno. The 50% blending scenario shows a consumption of 1,509 MSm³/anno (136 kt/anno), which is significantly above the strategy target.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>% di blending H₂ in GN [% vol.]</th> <th>H₂ [Msm³/anno]</th> <th>H₂ [kt/anno]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10%</td> <td>207</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>20%</td> <td>449</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>1.509</td> <td>136</td> </tr> </tbody> </table>		% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [Msm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]	10%	207	19	20%	449	40	50%	1.509	136
% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [Msm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]											
10%	207	19											
20%	449	40											
50%	1.509	136											

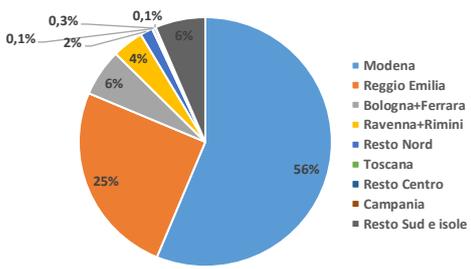
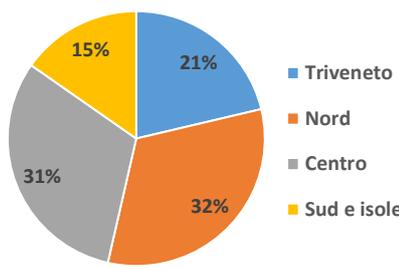
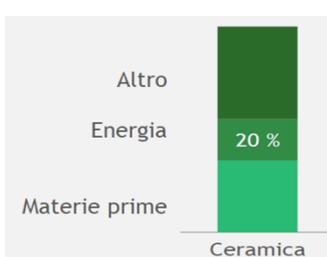
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



% di CO₂ evitata in funzione del blending su quote ETS

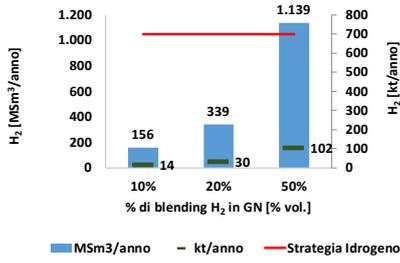


3.6. Scheda settore ceramica

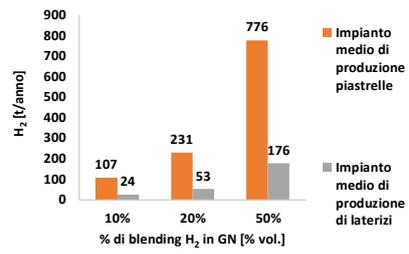
Inquadramento di settore - Aspetti economici																					
Numero di impiegati	26.747 addetti al 2020																				
Fatturato totale	6170,7 M€ al 2020 (85 % di fatturato da export)																				
Distribuzione geografica dei siti di produzione																					
Settore piastrelle di ceramica	<p>56 % della produzione (225.000 mq e 15000 addetti) a Modena (distretto di Sassuolo) 25 % della produzione presso Reggio Emilia</p> <p>92 % della produzione in Emilia Romagna</p> <p>6 % della produzione al sud</p>  <table border="1"> <caption>Distribuzione geografica dei siti di produzione (Settore piastrelle di ceramica)</caption> <thead> <tr> <th>Regione</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Modena</td> <td>56%</td> </tr> <tr> <td>Reggio Emilia</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>Bologna+Ferrara</td> <td>6%</td> </tr> <tr> <td>Ravenna+Rimini</td> <td>4%</td> </tr> <tr> <td>Resto Nord</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>Toscana</td> <td>0,3%</td> </tr> <tr> <td>Resto Centro</td> <td>0,1%</td> </tr> <tr> <td>Campania</td> <td>0,1%</td> </tr> <tr> <td>Resto Sud e isole</td> <td>0,1%</td> </tr> </tbody> </table>	Regione	Percentuale	Modena	56%	Reggio Emilia	25%	Bologna+Ferrara	6%	Ravenna+Rimini	4%	Resto Nord	2%	Toscana	0,3%	Resto Centro	0,1%	Campania	0,1%	Resto Sud e isole	0,1%
Regione	Percentuale																				
Modena	56%																				
Reggio Emilia	25%																				
Bologna+Ferrara	6%																				
Ravenna+Rimini	4%																				
Resto Nord	2%																				
Toscana	0,3%																				
Resto Centro	0,1%																				
Campania	0,1%																				
Resto Sud e isole	0,1%																				
Settore laterizi	 <table border="1"> <caption>Distribuzione geografica dei siti di produzione (Settore laterizi)</caption> <thead> <tr> <th>Regione</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Triveneto</td> <td>21%</td> </tr> <tr> <td>Nord</td> <td>32%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>31%</td> </tr> <tr> <td>Sud e isole</td> <td>15%</td> </tr> </tbody> </table>	Regione	Percentuale	Triveneto	21%	Nord	32%	Centro	31%	Sud e isole	15%										
Regione	Percentuale																				
Triveneto	21%																				
Nord	32%																				
Centro	31%																				
Sud e isole	15%																				
Numero aziende	279 imprese e 334 stabilimenti																				
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	Costo per l'acquisto del gas per il settore piastrelle e laterizi di circa 400 milioni di euro (assumendo un costo medio 25 c€/Sm ³ settembre 2018)																				
Impatto sul fatturato come percentuale del costo sostenuto per il gas naturale o impatto sui costi complessivi sostenuti	 <p>Fonte: Decarbonizzazione settori Hard To Abate, Boston Consulting Group 2021</p>																				
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale																					
Consumi complessivi	1.500 MSm ³ al 2019 (2 % sul consumo nazionale di gas naturale)																				
Settore piastrelle di ceramica	1.224.954.608 Sm ³ (consumi totali) al 2019 233.001.493 Sm ³ (per la cogenerazione) al 2019																				

Settore laterizi	Consumi (Sm ³) 2019 224.000.000	Olio combustibile (t) 2019 7.000	Carbone/petcoke (t) 2019 9.000
Taglia media degli impianti produzione di piastrelle	Taglia media degli impianti 11 milioni di Sm ³ Taglia dell'impianto mediana 7 milioni di Sm ³		
Taglia media degli impianti produzione di laterizi	Taglia media degli impianti 2,5 milioni di Sm ³ Taglia dell'impianto mediana 1,5 milioni di Sm ³		
Emissioni scope 1 e scope 2	4 MtCO _{2eq} scope 1 0 MtCO _{2eq} scope 2		
Quote ETS di CO₂	3,1 MtCO ₂ al 2019		
Intensità emissiva per impianto	26 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)		
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	34 impianti al 2019 (ISRPA)		
Equipment Forni da 1-10 MW _t Caldaie	Utilizzo di gas naturale per fornire calore di processo: atomizzazione, essiccazione, cottura. Utilizzo di gas naturale per la cogenerazione		
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES			
<p>Materiale refrattario: temperature di fiamma più alta potrebbe deteriorare il refrattario e limitarne la vita. Necessità di nuovi materiali e di test su refrattari.</p> <p>Meccanismo di trasferimento del calore: i processi termici del ciclo ceramico prevedono - a tecnologia attuale - un utilizzo diretto dei fumi di combustione sul prodotto da trattare.</p> <p>La temperatura di fiamma più alta e l'aumento della quantità di vapore potrebbe creare problemi sulla qualità del prodotto. Tale aspetto richiede indagini e approfondimenti con attività di modellizzazione del processo e di test sperimentali.</p> <p>Incidenza sul processo dei maggiori volumi di acqua generati dalla combustione ad idrogeno (a parità di potenza termica erogata) per i processi dove l'energia termica ha funzione essiccative.</p> <p>Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20 % vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori.</p> <p>Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.</p>			
IMPATTO e MATURITA'			
<p>I consumi complessivi del settore della ceramica nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20 % in volume saranno di 30 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 914 MWe. In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al 6 % rispetto alle emissioni ETS (2019), con un mancato costo pari a circa 11 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂).</p> <p>Il settore della ceramica se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % in volume con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 102 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il 15 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).</p> <p>Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale per un impianto medio di produzione di piastrelle, nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 20 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa 0,23 kt/anno di idrogeno, che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa 7 MWe ed un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa 6 ha. In tali condizioni l'impianto avrebbe una diminuzione della quantità di CO₂ emessa correlata all'utilizzo del gas naturale pari al 5 %.</p> <p>Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.</p>			

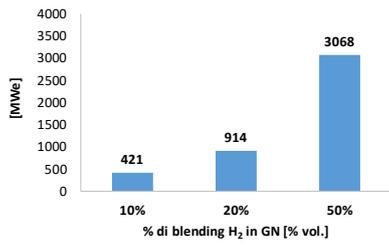
Idrogeno necessario in funzione del blending



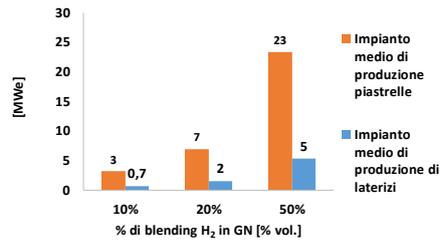
Idrogeno necessario in funzione del blending



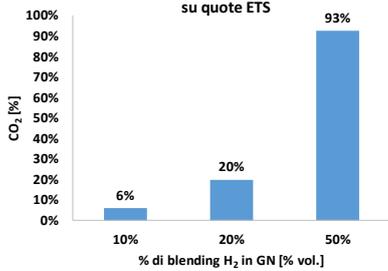
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



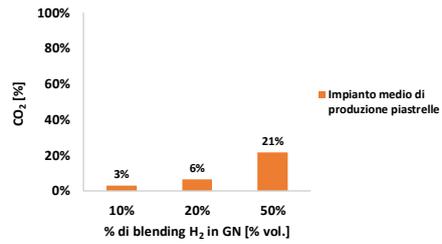
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



% di CO₂ evitata in funzione del blending su quote ETS



% di CO₂ evitata in funzione del blending



3.7. Scheda settore del vetro

Inquadramento di settore - Aspetti economici																									
Numero di impiegati	28.814 addetti al 2017 ¹⁸																								
Fatturato totale	6.090 M€ al 2017																								
Distribuzione geografica dei siti di produzione	53 siti di produzione <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: flex-start;"> <div style="text-align: center;"> <p>Numero siti</p> <table border="1"> <caption>Numero siti per regione</caption> <thead> <tr> <th>Regione</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lombardia e trentino Emilia - Romagna</td> <td>26%</td> </tr> <tr> <td>Piemonte e Liguria e Toscana</td> <td>26%</td> </tr> <tr> <td>Veneto e Friuli</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>Puglia e Abruzzo</td> <td>18%</td> </tr> <tr> <td>Campania, Lazio, Umbria, Sicilia</td> <td>20%</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Ripartizione geografica consumi gas naturale</p> <table border="1"> <caption>Ripartizione geografica consumi gas naturale</caption> <thead> <tr> <th>Regione</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lombardia e trentino Emilia - Romagna</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Piemonte e Liguria e Toscana</td> <td>24%</td> </tr> <tr> <td>Veneto e Friuli</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>Puglia e Abruzzo</td> <td>27%</td> </tr> <tr> <td>Campania, Lazio, Umbria, Sicilia</td> <td>20%</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div>	Regione	Percentuale	Lombardia e trentino Emilia - Romagna	26%	Piemonte e Liguria e Toscana	26%	Veneto e Friuli	10%	Puglia e Abruzzo	18%	Campania, Lazio, Umbria, Sicilia	20%	Regione	Percentuale	Lombardia e trentino Emilia - Romagna	20%	Piemonte e Liguria e Toscana	24%	Veneto e Friuli	9%	Puglia e Abruzzo	27%	Campania, Lazio, Umbria, Sicilia	20%
Regione	Percentuale																								
Lombardia e trentino Emilia - Romagna	26%																								
Piemonte e Liguria e Toscana	26%																								
Veneto e Friuli	10%																								
Puglia e Abruzzo	18%																								
Campania, Lazio, Umbria, Sicilia	20%																								
Regione	Percentuale																								
Lombardia e trentino Emilia - Romagna	20%																								
Piemonte e Liguria e Toscana	24%																								
Veneto e Friuli	9%																								
Puglia e Abruzzo	27%																								
Campania, Lazio, Umbria, Sicilia	20%																								
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	Circa 292 M€ al 2019 (assumendo un costo medio 25-27 c€/Sm ³ 2019)																								
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale																									
Consumi complessivi	970 MSm ³ /anno al 2019 (1 % sul consumo nazionale di gas naturale)																								
Altri consumi	Combustibili liquidi 95 kt/anno Energia elettrica 3 TWh/anno																								
Taglia media degli impianti produzione di vetro	Taglia media degli impianti vetro piano 172.374 t/anno Taglia media degli impianti vetro cavo 106.790 t/anno																								
Emissioni scope 1 e scope 2	3 MtCO _{2eq} scope 1 1 MtCO _{2eq} scope 2																								
Quote ETS di CO ₂	2,7 MtCO ₂ al 2019 (1 % delle quote nazionali)																								
Intensità emissiva per impianto	54,2 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)																								
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	34 impianti al 2019 (ISRPA)																								
Equipment Forni da 5-40 MW _t	Utilizzo di gas naturale per fornire calore di processo: fusione, formatura (in alcuni processi), ricottura, imballo.																								

¹⁸ Indagine ISTAT – risultati economici ATECO 23.1 – 2017

UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES

Materiale refrattario: temperature di fiamma più alta potrebbero deteriorare il refrattario e limitarne la vita. Necessità di nuovi materiali e di test su refrattari.

Meccanismo di trasferimento del calore: la minore luminosità della fiamma è una barriera in quanto il meccanismo principale con il quale avviene il processo di fusione del vetro è radiante. Tale aspetto richiede indagini e approfondimenti con attività di modellizzazione del processo e di test sperimentali.

Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20 % vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori.

Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

Forni elettrici: Per grandi quantitativi, l'elettificazione della fusione del vetro non è possibile né economicamente né tecnologicamente con i design attuali dei forni. Inoltre, nel forno elettrico bisogna inserire gli elettrodi nel refrattario e questo indebolisce il refrattario.

La vita del forno elettrico è di 7 anni, mentre per quello a gas è di 12-13 anni. Allo stato attuale nei forni a combustione è possibile produrre vetro riciclando elevate percentuali di rottame, anche superiori all'80 % in alcuni casi (es. alcuni vetri colorati per contenitori); nel caso dei forni cold top, i più diffusi forni elettrici nell'industria vetraria, la percentuale massima di rottame riciclabile in miscela presenta dei limiti legati alle specificità del design del forno, specialmente nel caso del vetro colorato.

IMPATTO e MATURITA'

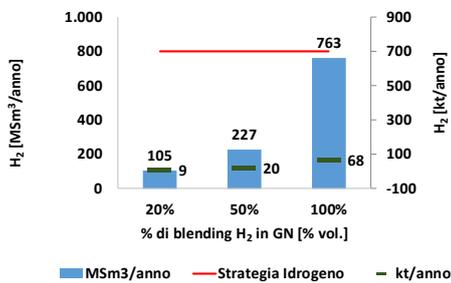
I consumi complessivi del settore del vetro nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20 % volume saranno di **20 kt/anno** (227 MSm³/anno) che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a 612 MWe. Questo permetterà di sostituire i consumi finali di gas naturale in ragione di circa il 6 %, risparmiando le emissioni corrispondenti. In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al **5 %** rispetto alle emissioni ETS (2019), con un mancato costo pari a circa **7,3 M€/anno** (valore quota ETS 60 €/tCO₂).

Il **settore del vetro** se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al **50 %** in volume con l'idrogeno di origine rinnovabile, dovrà essere alimentato con circa 68 kt/anno di idrogeno (763 MSm³/anno), contribuendo in tal caso per il **10 % a raggiungere l'obiettivo al 2030** del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).

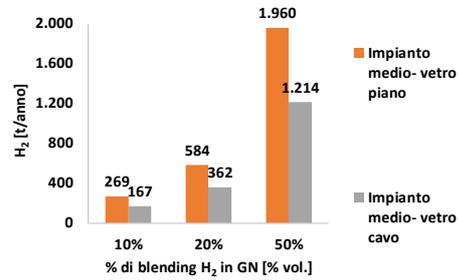
Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno di origine rinnovabile in sostituzione del gas naturale per un **impianto medio di produzione di vetro cavo**, nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 50 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa 14 milioni di Sm³/anno di idrogeno corrispondenti a 1,25 kt/anno di idrogeno che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa **36 MWe** ed un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa **29 ha**. In tali condizioni l'impianto avrebbe una **diminuzione della quantità di CO₂ emessa** prodotta dalla combustione pari al 23 %, e una riduzione delle emissioni complessive di CO₂ (comprehensive di "process emissions") correlata all'utilizzo del gas naturale pari al 16,1 %.

Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.

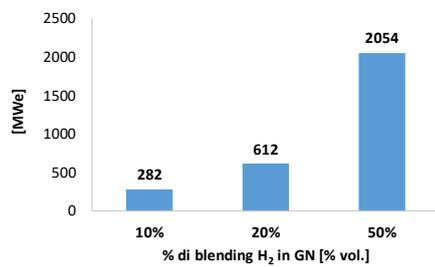
Idrogeno necessario in funzione del blending



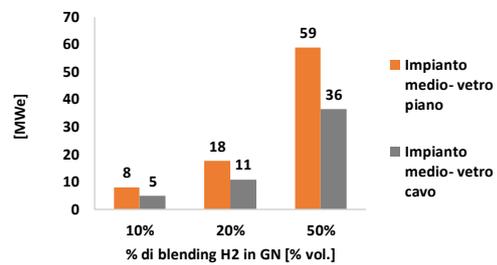
Idrogeno necessario in funzione del blending



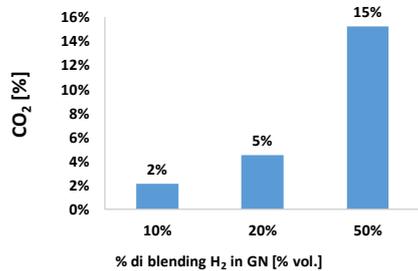
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



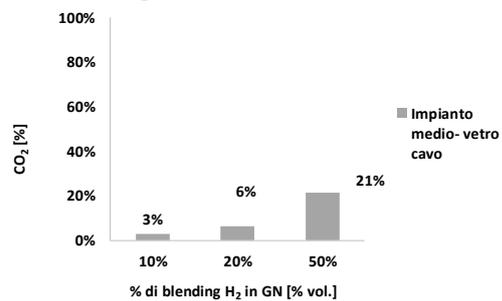
Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



% di CO₂ evitata in funzione del blending su quote ETS



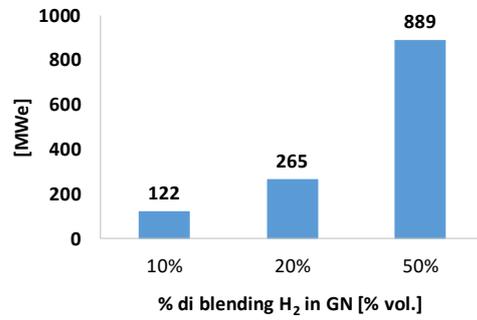
% di CO₂ evitata in funzione del blending



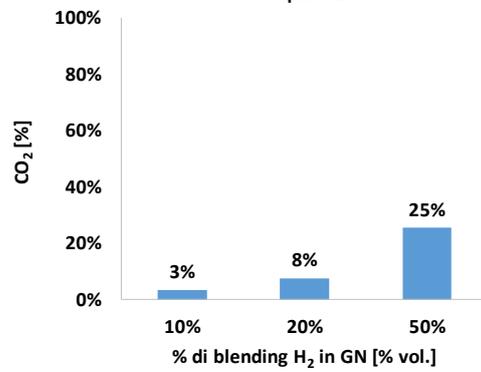
3.8. Scheda settore metalli non ferrosi

Inquadramento di settore - Aspetti economici													
Numero di impiegati	25.000 addetti al 2020												
Fatturato totale	20.000 M€ al 2020 per una produzione complessiva 4 Mt/anno												
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale													
Consumi complessivi	420 MSm ³ /anno al 2020 (0,6 % sul consumo nazionale di gas naturale)												
Quote ETS di CO ₂	0,7 MtCO ₂ al 2019 (0,5 % delle quote nazionali - 0,63 per i settori ETS)												
Intensità emissiva per impianto	52,3 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)												
Numero stabilimenti che hanno determinato il 95 % delle emissioni	5 impianti al 2019 (ISRPA)												
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20% vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori. Adeguamento dei bruciatori. Aspetti trasversali: emissioni di NO _x , barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.													
IMPATTO e MATURITA'													
<p>I consumi complessivi del settore dei metalli non ferrosi nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending di idrogeno verde al 20 % saranno di 9 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata pari a circa 0,2 GWe. In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al 8 % rispetto alle emissioni ETS (2019), con mancato costo pari a circa 3,2 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂).</p> <p>Il settore dei metalli non ferrosi se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 30 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il 4 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).</p> <p>Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.</p>													
<p style="text-align: center;">Idrogeno necessario in funzione del blending</p> <table border="1"> <caption>Data for 'Idrogeno necessario in funzione del blending'</caption> <thead> <tr> <th>% di blending H₂ in GN [% vol.]</th> <th>H₂ [MSm³/anno]</th> <th>H₂ [kt/anno]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10%</td> <td>45</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>20%</td> <td>98</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>330</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"> ■ MSm³/anno ■ kt/anno — Strategia Idrogeno </p>		% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [MSm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]	10%	45	4	20%	98	9	50%	330	30
% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [MSm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]											
10%	45	4											
20%	98	9											
50%	330	30											

Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



% di CO₂ evitata in funzione del blending su quote ETS

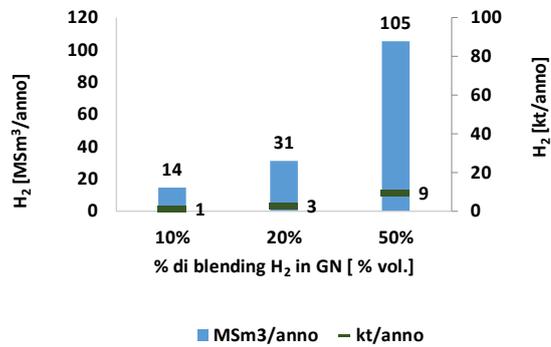


3.9 Scheda settore fonderie

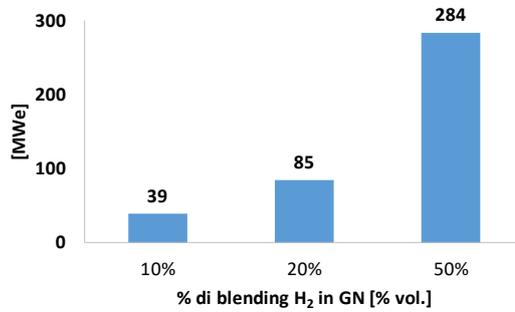
Inquadramento di settore – Aspetti economici	
Numero di impiegati	28.245 addetti al 2018 (9.432 nel comparto ferroso e 18.813 nel comparto non ferroso)
Fatturato totale	6,8 miliardi di euro al 2018 (2,1 nel comparto ferroso e 4,7 nel comparto non ferroso)
Distribuzione geografica dei siti di produzione	
Settore delle fonderie	<p>Detailed description of the pie chart: The chart is divided into five segments. The largest segment is blue, representing 'Nord-ovest' at 55,5%. The next largest is orange, representing 'Nord-est' at 25,3%. A grey segment represents 'Centro' at 13,1%. A small yellow segment represents 'Isole' at 4,4%. A very small blue segment represents another region at 1,6%.</p>
Numero aziende	1.038 imprese attive
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	Costo per l'acquisto del gas per il settore delle fonderie di circa 37 milioni di euro (assumendo un costo medio 28 c€/Sm ³ per il 2019/2020)
Impatto sul fatturato come percentuale del costo sostenuto per il gas naturale o impatto sui costi complessivi sostenuti	<ul style="list-style-type: none"> - Intensità del costo del gas sul fatturato: lo 0,2 % e 1,5 %. - Intensità del costo del gas sul VAL: 1 % e 13 %. (Analisi fatta su 40 aziende nel 2018)
Inquadramento di settore- Consumi di gas naturale	
Consumi complessivi	134 MSm ³ al 2019 (0,2 % sul consumo nazionale di gas naturale)
Emissioni scope 1 e scope 2	1 MtCO _{2eq} scope 1 2 MtCO _{2eq} scope 2
Quote ETS di CO ₂	0,27 MtCO ₂ al 2019
Equipment	Forni, altoforni, cubilotti, caldaie Utilizzo di gas naturale per fornire calore di processo
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES Aspetti impiantistici: modifiche impiantistiche e sostituzione di valvole, bruciatori e componenti vari per percentuali di idrogeno maggiori del 5 %. Aspetti trasversali: Barriere relative alla disponibilità di idrogeno per il settore e alla rete di distribuzione.	
IMPATTO e MATURITA'	
I consumi complessivi del settore delle fonderie nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending di idrogeno verde al 20 % saranno di 2,81 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a 85 Mwe con un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa 68 ha. In tali condizioni si eviterebbe di emettere circa 17 kt/anno di CO ₂ . Il settore delle fonderie se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 9,46 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per l' 1,4 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 dello 0,2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).	

L'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.

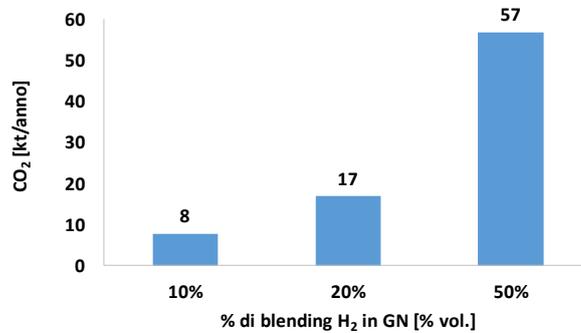
Idrogeno necessario in funzione del blending



Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)

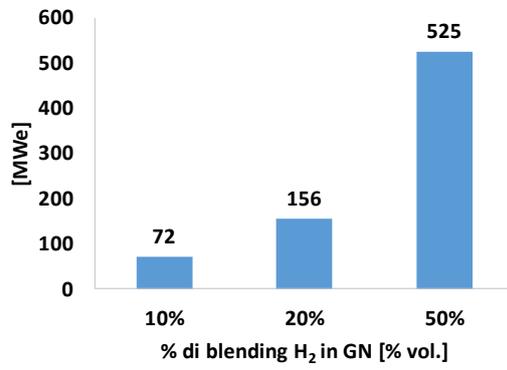


CO₂ evitata in funzione del blending

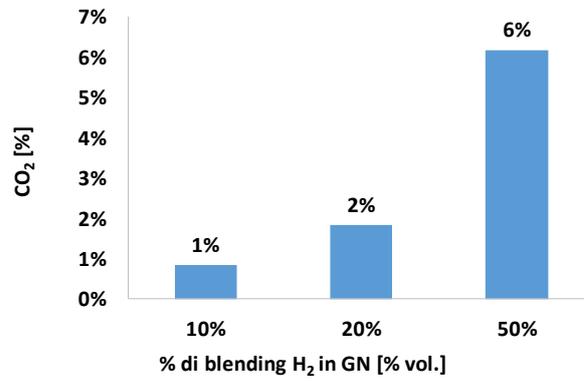


Inquadramento di settore - Aspetti economici													
Numero di impiegati	46.273 addetti al 2020												
Fatturato totale	19.026 M€ al 2020												
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale													
Consumi complessivi	Circa 247 MSm ³ /anno al 2020 (0,3 % sul consumo nazionale di gas naturale)												
Quote ETS di CO₂	1,7 MtCO ₂ al 2019 (1 % delle quote nazionali)												
Intensità emissiva per impianto	15,2 tCO _{2eq} 2019 (ISPRA)												
UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES													
<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilità dell'idrogeno. • Costo elevato dell'idrogeno (senza politiche incentivanti oggi costa 8-10 volte di più per la parte cottura). • Costi elevati di produzione dell'idrogeno. • Difficoltà tecniche per i forni dedicati alla cottura nel cambio di combustibile in quanto la cottura incide sulla qualità del prodotto. • Emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno. 													
IMPATTO e MATURITA'													
<p>I consumi complessivi del settore della carta nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending al 20 % di idrogeno verde saranno di 5 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata di elettrolizzatori pari a circa 156 MWe. In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al 2 % rispetto alle emissioni ETS (2019), con un costo evitato di quote CO₂ pari a circa 1,9 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂).</p> <p>Il settore alimentare se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 18 kt/anno di H₂, contribuendo in tal caso per il 6 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).</p> <p>Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.</p>													
<p style="text-align: center;">Idrogeno necessario in funzione del blending</p> <table border="1"> <caption>Data for Idrogeno necessario in funzione del blending</caption> <thead> <tr> <th>% di blending H₂ in GN [% vol.]</th> <th>H₂ [MSm³/anno]</th> <th>H₂ [kt/anno]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>20%</td> <td>27</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>58</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>100%</td> <td>195</td> <td>18</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">■ MSm³/anno ■ kt/anno — Strategia Idrogeno</p>		% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [MSm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]	20%	27	2	50%	58	5	100%	195	18
% di blending H ₂ in GN [% vol.]	H ₂ [MSm ³ /anno]	H ₂ [kt/anno]											
20%	27	2											
50%	58	5											
100%	195	18											

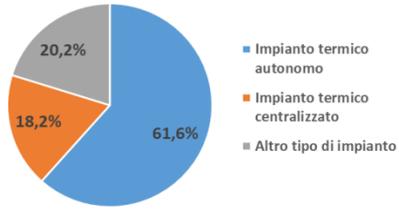
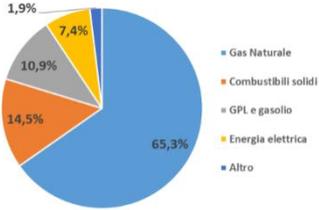
**Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione
del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)**



**% di CO₂ evitata in funzione del blending
su quote ETS**



3.11 Scheda del settore riscaldamento civile

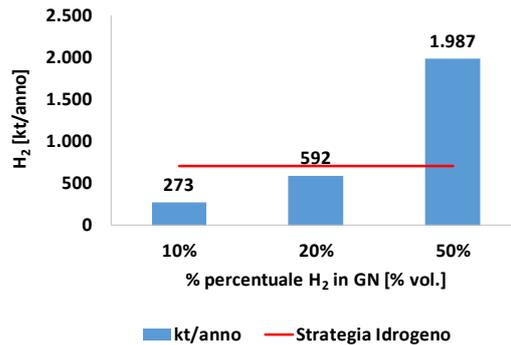
Inquadramento di settore - Aspetti economici													
Numero di impiegati	20.000 addetti diretti e oltre 300.000 totali operanti nella filiera termoidraulica												
Fatturato totale	2.000 M€ al 2020 (63 % quota export delle imprese associate)												
Distribuzione geografica dei siti di produzione: diffuse capillarmente													
Distribuzione della tipologia di impianto presente nel settore	<p>Oltre 31,1 milioni di abitazioni sono servite dagli impianti di riscaldamento distribuite in tutta Italia. Le tipologie di impianti sono di seguito riportati:</p>  <table border="1"> <caption>Distribuzione della tipologia di impianto</caption> <thead> <tr> <th>Tipologia</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Impianto termico autonomo</td> <td>61,6%</td> </tr> <tr> <td>Impianto termico centralizzato</td> <td>18,2%</td> </tr> <tr> <td>Altro tipo di impianto</td> <td>20,2%</td> </tr> </tbody> </table>	Tipologia	Percentuale	Impianto termico autonomo	61,6%	Impianto termico centralizzato	18,2%	Altro tipo di impianto	20,2%				
Tipologia	Percentuale												
Impianto termico autonomo	61,6%												
Impianto termico centralizzato	18,2%												
Altro tipo di impianto	20,2%												
Tipologia di combustibile utilizzato	 <table border="1"> <caption>Tipologia di combustibile utilizzato</caption> <thead> <tr> <th>Combustibile</th> <th>Percentuale</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas Naturale</td> <td>65,3%</td> </tr> <tr> <td>Combustibili solidi</td> <td>14,5%</td> </tr> <tr> <td>GPL e gasolio</td> <td>10,9%</td> </tr> <tr> <td>Energia elettrica</td> <td>7,4%</td> </tr> <tr> <td>Altro</td> <td>1,9%</td> </tr> </tbody> </table>	Combustibile	Percentuale	Gas Naturale	65,3%	Combustibili solidi	14,5%	GPL e gasolio	10,9%	Energia elettrica	7,4%	Altro	1,9%
Combustibile	Percentuale												
Gas Naturale	65,3%												
Combustibili solidi	14,5%												
GPL e gasolio	10,9%												
Energia elettrica	7,4%												
Altro	1,9%												
Costo medio sostenuto per l'acquisto del gas naturale	Costo per l'acquisto del gas per il settore riscaldamento civile è di circa 20.067 milioni di euro (assumendo un costo medio 73,42 c€/Sm ³ al secondo trimestre 2021) e di circa 1.027,88 €/anno per utente domestico tipo (assumendo un consumo medio annuale di circa 1.400 mc).												
Inquadramento di settore - Consumi di gas naturale													
Consumi complessivi	28.150.000.000 Sm ³ al 2019 (38 % sul consumo nazionale di gas naturale)												
Taglia media degli impianti	Caldaie in media da 24 kW. È il secondo mercato in UE con oltre 800.000 pezzi/anno												
Emissioni di CO ₂	56 MtCO ₂ al 2019												
Equipment Caldaie	Utilizzo di gas naturale per fornire calore per il riscaldamento civile												
<p>UTILIZZO H₂ KEY CHALLENGES</p> <p>Aspetti impiantistici: Sono in corso test di prova per verificare le prestazioni e la sicurezza dell'utilizzo dell'idrogeno nelle apparecchiature in quantità maggiori del 20% vol. e fino al 100% di idrogeno.</p> <p>Aspetti normativi: L'associazione Assotermica ha realizzato e presentato al CIG (comitato italiano gas) un protocollo contenente requisiti, potenzialità e limiti di sicurezza per famiglie di prodotti. Il settore sta lavorando alla scrittura delle norme per gli apparecchi <i>hydrogen ready</i> al 20 % e 100 %. Nel 2024 è prevista la pubblicazione della norma europea EN15502 aggiornata con i requisiti per l'utilizzo dell'idrogeno al 20 % e nel 2025 la norma per l'idrogeno al 100 %.</p> <p>Aspetti trasversali: Barriere relative alla disponibilità di idrogeno per il settore e sviluppi necessari per abilitare dal punto di vista tecnico le reti di distribuzione alla ricezione di quote significativamente crescenti di idrogeno.</p>													

IMPATTO e MATURITA'

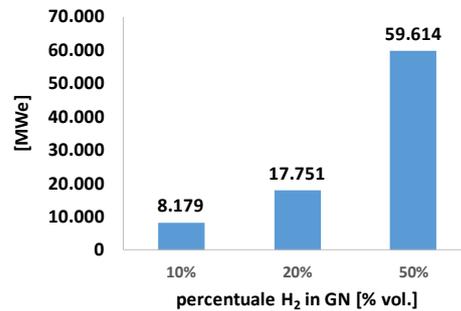
I consumi complessivi del settore del riscaldamento civile nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending al 20 % saranno di 592 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata pari a circa 17 GWe con un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa 142 km².

Il **settore del riscaldamento civile** se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al **50 %** i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 2.000 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il **284 % (circa 3 volte) a raggiungere l'obiettivo al 2030** del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).

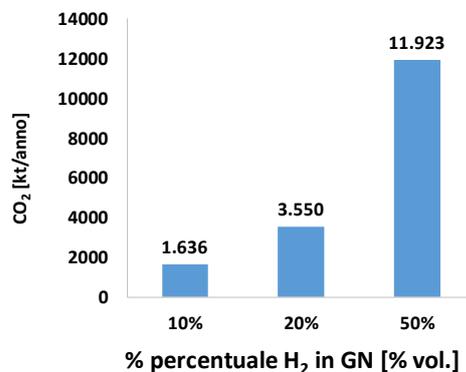
Idrogeno necessario in funzione del blending



Potenza complessiva elettrolizzatori in funzione del blending (elettrolizzatore 2000 h/anno)



CO₂ evitata in funzione del blending



4. Risultati, sfide e azioni abilitanti

4.1. ANALISI DELLE AZIONI ABILITANTI

4.2. ANALISI DELL'IMPATTO SUI SETTORI DI UTILIZZO FINALE

4.2.1 Attuali utilizzi dell'idrogeno nell'industria nazionale

4.2.2 Impatto potenziale sui settori di utilizzo finale

4.2.3 Stima delle potenzialità del processo SMR per la produzione di idrogeno

4.2.4 Valutazioni sul costo di produzione dell'idrogeno

4.3 SUGGERIMENTI PER DEFINIRE UNA ROADMAP

4. Risultati, sfide e azioni abilitanti

4.1 Analisi delle azioni abilitanti

Affinché l'idrogeno possa essere parte di una strategia nazionale che ha come obiettivo la decarbonizzazione del settore energetico, sarà necessario delineare una serie di azioni abilitanti, attraverso un programma coordinato e condiviso.

Nel seguito sono riassunte le informazioni raccolte durante gli incontri con i diversi settori industriali, seguite da possibili azioni necessarie per favorire l'utilizzo efficace del vettore idrogeno nelle utenze finali.

Le **principali informazioni** raccolte si riferiscono ai diversi aspetti: tecnologici, normativi e, in particolare, economici, con livelli di criticità diversi a seconda del settore considerato. In dettaglio:

- **Aspetti tecnologici:** variazioni nelle caratteristiche di scambio termico degli apparecchi, aumento delle emissioni di NO_x, compatibilità dei materiali, adeguamento non sempre possibile della componentistica, vita utile della componentistica (ad esempio i forni), sicurezza e monitoraggio, limitazioni legate allo spazio necessario dove alloggiare eventuali elettrolizzatori.
- **Sicurezza e garanzia di disponibilità e continuità nella fornitura del nuovo vettore idrogeno.**
- **Aspetti normativi:** necessità di adeguare la normativa di sicurezza di certificazione degli impianti e della componentistica, training degli operatori (Vigili del Fuoco, ATEX, PED ecc.); semplificazione dei percorsi burocratici e temporali nell'applicazione della normativa tecnica.
- **Aspetti normativi emissivi.**
- **Aspetti incentivanti e regolatori:** costi elevati di Capex e di Opex; incertezza dell'evoluzione del mercato.
- **Alti costi dell'idrogeno** sia di TCO che operativi (nel caso di autoproduzione di idrogeno verde 12-15 €/ kgH₂).
- Incertezza sulla **reale disponibilità di idrogeno** conseguenza della difficoltà di realizzare impianti e infrastrutture nel breve e medio termine.
- **Poca chiarezza sul contributo fornito dall'idrogeno alla decarbonizzazione rispetto alle alternative.**

Ulteriori informazioni di natura tecnologica, più specifiche a seconda del settore, relative all'utilizzo dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale, possono essere così riassunte:

- Criticità relative al **processo di combustione** con tenori crescenti di H₂ (**autoignizione a temperature più basse flashback, termoacustica e instabilità di combustione, carichi termici, diverso indice di Wobbe** che determina una maggiore portata volumetrica a parità di potenza termica e una conseguente necessità di riadeguare e reinstallare la componentistica).
- Aspetti ambientali e regolativi legati all'incremento della produzione di **NO_x**.
- Variazioni delle caratteristiche di scambio termico degli apparecchi e **riduzione della vita dei componenti (embrittlement), impatto sul refrattario.**
- **Impatto sulla qualità del prodotto** finale nel caso in cui il processo preveda un opportuno dosaggio della trasmissione del calore, con misurato equilibrio di

trasmissione e irraggiamento, o quando il processo ha una funzione essiccativa.

- Aspetti relativi all'odorizzazione del gas.
- Adeguamento dei dispositivi di **sicurezza** (ad esempio degli strumenti di rilevamento della fiamma, delle perdite, sensori e allarmi per combustioni al 100% di idrogeno).
- **Sicurezza della fornitura di idrogeno** per processi continui nell'arco dell'anno.
- **Limiti di spazio** da destinare all'installazione dell'elettrolizzatore e ad un eventuale parco fotovoltaico da asservire alla produzione di idrogeno o di altri impianti di produzione verdi (reforming biogas, digestori...).

Con specifico riferimento al settore della mobilità, le informazioni raccolte sono di seguito riassunte:

- **Capex e Opex elevati** rispetto ai veicoli tradizionali a motore endotermico e ai veicoli elettrici (ad esempio i costi di investimento per un autobus urbano a idrogeno sono di 650.000€ a veicolo mentre sono necessari 200.000 € per un diesel tradizionale). In particolare, alto costo delle FC (paragonabile al costo di tutto il mezzo).
- **Vita utile delle FC** inferiore a quella del veicolo e decadenza di prestazione delle FC.
- **Mancanza di una rete di distribuzione** dell'idrogeno.
- **Spazi necessari e problematiche di sicurezza** per alloggiare a bordo lo stoccaggio.

L'insieme delle informazioni raccolte hanno costituito e saranno un utile strumento **per individuare i principali settori di applicazione del vettore idrogeno, quantificare gli interventi e identificare le azioni da implementare** con un approccio **"site specific"**.

Alcune delle **azioni abilitanti** individuate (di natura strategica o più direttamente rivolte a specifiche filiere industriali), sono riportate nel seguito:

- Definire un **quadro strategico** certo di lunga durata che tenga conto anche del percorso verso l'obiettivo finale e della sostenibilità dei passaggi intermedi.
- Realizzare un **quadro regolatorio-legislativo e normativo-tecnico di riferimento**, che possa essere di supporto agli investimenti. In quest'ambito, una corretta armonizzazione delle norme esistenti e nuove potrebbe aiutare la loro implementazione. Tra le azioni si dovrà definire, nel breve periodo, un quadro regolamentatorio e normativo dell'implementazione dell'utilizzo dell'idrogeno come accumulo energetico in un'ottica **di sector coupling** tra le reti elettrica e del gas.
- Introdurre i parametri per la **certificazione dell'idrogeno** rinnovabile e a basse emissioni di carbonio come previsto dalle indicazioni europee.
- **Mitigare i rischi di investimento per i first-mover** tramite l'opzione di un'azione pubblica o misto pubblica-privata. In alcuni casi un approccio modulare, a partire dal finanziamento di progetti più piccoli che rassicurino i finanziatori, potrebbe mitigare il rischio.
- **Supportare la ricerca e l'innovazione lungo tutta la filiera** e coinvolgere i centri di competenza nell'ambito della ricerca con azioni rivolte sia alla ricerca di

base, che alla ricerca su base dimostrativa e di implementazione industriale, con un coinvolgimento attivo dei principali operatori come aziende e associazioni di categoria.

- Stimolare, per sviluppare inizialmente la domanda, l'attuazione di progetti che mirano a realizzare **ecosistemi industriali presso i potenziali off-takers**, dove coesistono più realtà di utilizzo. Stimolare uno **sviluppo progressivo** che porti alla costruzione di un ecosistema sostenibile di iniziative progettuali sull'idrogeno con dimensione economica crescente.
- Migliorare la consapevolezza del settore industriale anche attraverso una **corretta diffusione e comunicazione** delle informazioni, sia tecniche da parte degli enti e delle stesse aziende, sia regolatorie e di mercato da parte delle istituzioni.
- Delineare e analizzare **soluzioni di decarbonizzazione alternative** che prevedano un mix energetico di diversi vettori "carbon neutral".
- **Privilegiare l'utilizzo nei settori dove l'alternativa elettrica è più difficile.**

4.2 Analisi dell'impatto sui settori di utilizzo finale

L'analisi della potenzialità di sostituzione (parziale o totale) del gas naturale con idrogeno nei processi industriali, per i differenti settori di utilizzo finale, ha consentito di delineare quali, potenzialmente, saranno i settori che maggiormente contribuiranno alla domanda relativa ai consumi di idrogeno (alcuni settori intervistati hanno confermato l'esistenza di processi in cui il ricorso all'elettrificazione diretta, in sostituzione del gas naturale, non risulta possibile).

A tali valori potenziali si aggiunge la stima del potenziale di trasformazione in idrogeno elettrolitico di quanto attualmente si produce e consuma a livello nazionale, arrivando a fornire un'informazione utile riguardo la possibilità di raggiungimento degli obiettivi della domanda di 700 kt/anno di idrogeno al 2030 previste dalle linee guida del MiSE.

4.2.1 Attuali utilizzi dell'idrogeno nell'industria nazionale

Ad oggi il consumo di idrogeno in Italia è quasi interamente limitato al settore della chimica, della petrolchimica e della raffinazione.

Secondo i dati del 2018 si sono prodotte e consumate 514 kton di idrogeno nei settori chimico/petrolchimico e della raffinazione.

Nel settore chimico e petrolchimico al 2018 si sono prodotte e consumate 153 kton di idrogeno, di queste circa il 25 % (37 kton) provengono da processi di produzione dell'etilene e dello stirene¹⁹. La restante parte nella quota di 108 kton²⁰ è prodotta mediante il processo di *Steam Methane Reforming* ed è destinata al processo di produzione dell'ammoniaca e dei suoi derivati, infine circa 8 kton²¹ vengono prodotti mediante la tecnologia dell'elettrolisi cloro-soda.

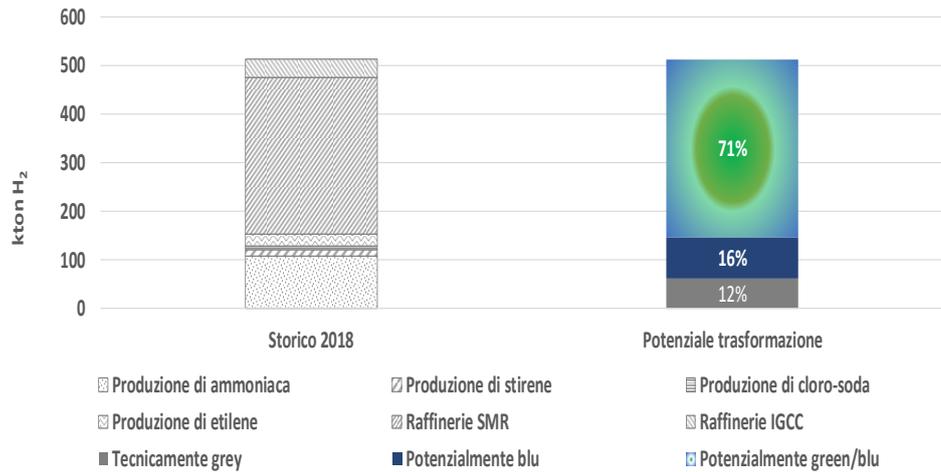
¹⁹ Stime FCHO (2020) in base a capacità produttiva & fattore d'uso. [Link report: www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf](http://www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf)

²⁰ Elaborazione RSE su dati ISPRA

²¹ Stime FCHO (2020) in base a capacità produttiva & fattore d'uso. [Link report: www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf](http://www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_2_Hydrogen_Molecule_Market_070920.pdf)

Figura 8
Produzione di H₂ nel settore petrolchimico e della raffinazione al 2018 e potenziale di trasformazione

Fonte: Associazioni Confindustria



All'interno della quota parte di idrogeno destinata all'industria dell'ammoniaca e dei suoi derivati, per la quota di circa 85 kton, la CO₂ prodotta dal processo di reforming del metano viene utilizzata in ulteriori processi come ad esempio la produzione dell'urea, conseguentemente non risulta attualmente possibile sostituire tale produzione di idrogeno con l'elettrolisi.

Nel settore della raffinazione al 2018 si sono prodotte e consumate 361 kton di idrogeno²² di cui 323 kton di idrogeno (89,5 % del totale del settore) provenienti dai processi di *steam reforming* e 38 kton idrogeno (10,5 % del totale del settore) da impianti di gassificazione a ciclo integrato (IGCC). Circa il 30-35 % dell'idrogeno che viene prodotto e utilizzato in raffineria proviene dal reforming catalitico della *Virgin Naphtha* dove avviene la deidrogenazione e aromatizzazione degli idrocarburi per incrementare il numero di ottano. La restante parte proviene dal processo di *steam reforming* del metano o da impianti IGCC.

Più del 50% dell'idrogeno prodotto viene utilizzato per il processo di desolfurazione catalitica, il restante idrogeno è utilizzato come *feedstock*.

Prevalentemente l'idrogeno prodotto è di tipologia grigia e la produzione avviene tipicamente in loco in grandi impianti di *steam reforming* del gas naturale e alimenta direttamente i processi.

Si può pertanto effettuare una stima, sia per il settore della chimica e della petrolchimica che per il settore della raffinazione, del potenziale di trasformazione dei processi di produzione di idrogeno attualmente in uso in processi maggiormente sostenibili come l'implementazione dell'elettrolisi (idrogeno verde) o del reforming con cattura e sequestro della CO₂ (idrogeno blu).

Il potenziale di trasformazione, sostituendo l'elettrolisi ai processi attualmente utilizzati, può essere stimato in 366 kton/anno di idrogeno (pari al 71 % della produzione complessiva). Tale stima considera di sostituire l'idrogeno attualmente prodotto con il processo SMR nel settore della raffinazione, al quale si aggiunge il quantitativo prodotto per la produzione dell'ammoniaca, al netto della quota parte che prevede l'utilizzo della CO₂, e le 8 kton/anno del processo cloro-soda. Tale trasformazione porterebbe ad una diminuzione di 3,44 Mt di CO₂²³ non più emesse. In tali condizioni, ipotizzando un esercizio degli elettrolizzatori per

²² Elaborazione RSE su bilancio energetico nazionale

²³ Nota metodologica: si è ipotizzata una mancata emissione di CO₂ pari a 9 kg CO₂/kgH₂ prodotto mediante il processo SMR

2.000 h/anno la taglia complessiva degli elettrolizzatori dovrebbe essere di circa 11 GWe, che diminuiscono a circa 2,7 GWe qualora l'esercizio dell'elettrolizzatore fosse esteso a 8.000 h/anno.

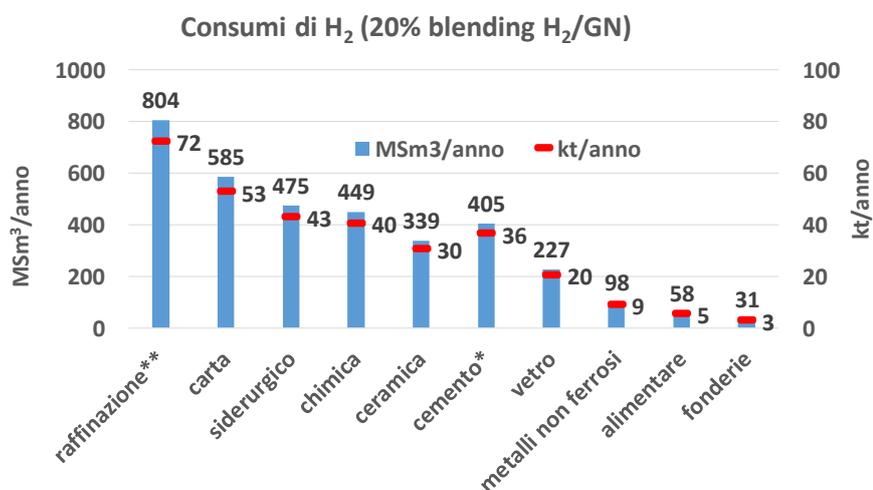
4.2.2 Impatto potenziale sui settori di utilizzo finale

Nella analisi condotta si sottolinea che per il settore siderurgico non si è analizzata la potenzialità della DRI, così come per il settore della chimica non si è considerato l'utilizzo di idrogeno come *feedstock* nei processi. Inoltre, parte dei consumi di gas in alcuni settori potrebbero essere sostituiti con l'elettrico. Pertanto, la soluzione per decarbonizzare i singoli settori e le singole realtà industriali risulta essere un insieme di soluzioni da definire caso per caso.

Lo studio ha elaborato un'analisi di sensitività in funzione delle percentuali di idrogeno crescenti che andrebbero a sostituire il gas naturale a parità di potenza termica erogata. A titolo di esempio, la figura successiva riporta i consumi annuali, nel caso di un utilizzo in *blending* al 20 % in volume di idrogeno nel gas naturale. La potenza complessiva da installare, l'equivalente estensione di ipotetici parchi fotovoltaici o in alternativa il numero di turbine eoliche è indicata, altresì, nell'ipotesi di produrre idrogeno mediante elettrolizzatori. Relativamente al settore della raffinazione si è ipotizzato di produrre idrogeno mediante il processo dell'elettrolisi per una quota pari al 20 % dell'idrogeno complessivo prodotto ed utilizzato dal settore al 2018.

In queste condizioni complessivamente a livello nazionale sarebbe necessario coprire una domanda di idrogeno pari a circa 312 kton/anno. Escludendo il settore della raffinazione, che risulta il settore con maggiori consumi di idrogeno, con le assunzioni precedentemente descritte, il settore della carta è quello che presenterebbe maggiori consumi di idrogeno, come utilizzo per applicazioni termiche, circa 53 kt/anno (585 MSm³/anno), seguito dalla siderurgia con 42 kt/anno, dalla chimica 40 kt/anno, dalla ceramica 30 kt/anno, dal cemento 29 kt/anno e dal vetro con 20 kt/anno.

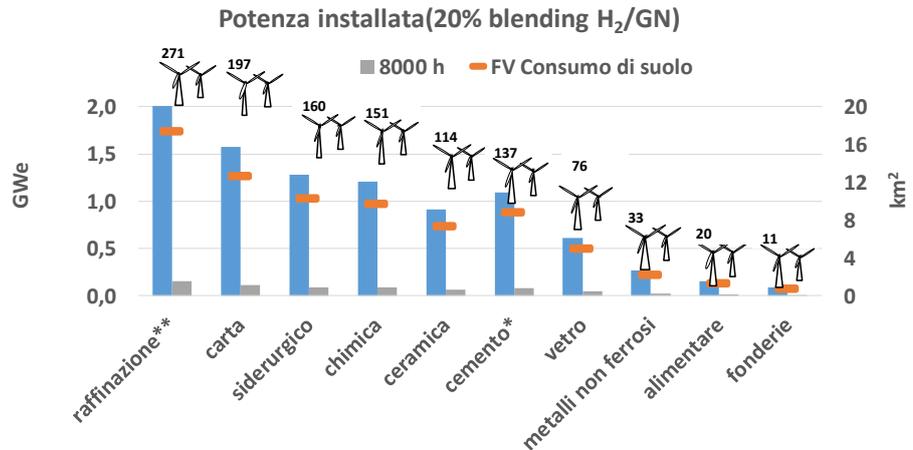
Figura 9
Impatto dell'utilizzo
dell'idrogeno nei
diversi settori come
consumo di
idrogeno
 Fonte: ENEA



* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke

** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno prodotto al 2018

Figura 10
Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (20% blending in GN) nei diversi settori come potenza complessiva installata degli elettrolizzatori e consumo di suolo (Ore di esercizio 2.000 h, 60 kWh/kgH₂, taglia media turbina eolica 8 MWe)

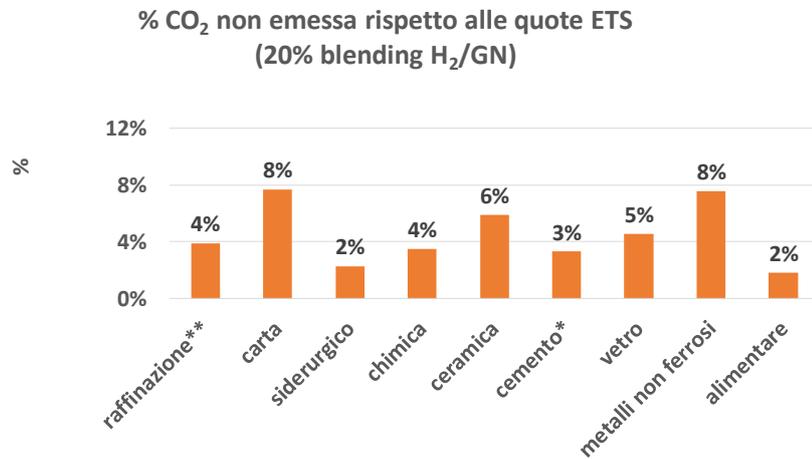


* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke
 ** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno attualmente prodotto al 2018

L'estensione complessiva di un ipotetico parco fotovoltaico per alimentare la potenza complessiva di circa **7,2 GWe** di elettrolizzatori installati dovrebbe essere di circa **58 km²**, oppure in alternativa **868 turbine eoliche** da 8 MWe²⁴.

Nell'ipotesi di un funzionamento degli elettrolizzatori per un numero di ore maggiori, la taglia complessiva scenderebbe al valore di circa **0,5 GWe** per un esercizio di **8.000 h/anno**.

Figura 11
Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (20% blending in GN) come CO₂ non emessa rispetto alle quote ETS al 2019
 Fonte: ENEA

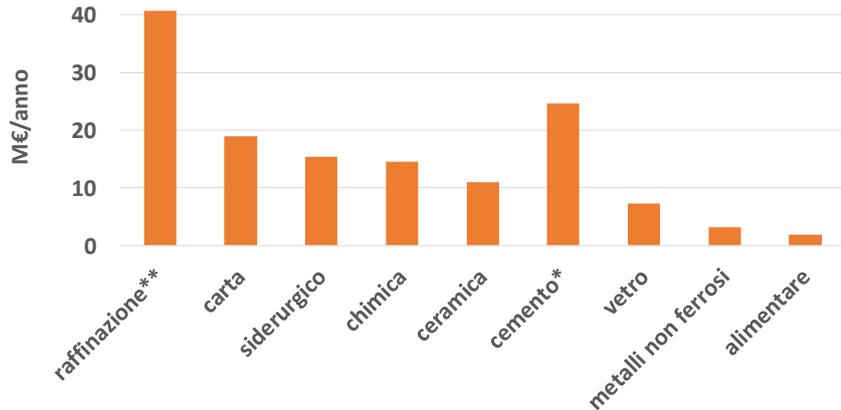


* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke
 ** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno prodotto al 2018

²⁴ Si sono considerati il fotovoltaico e l'eolico come fonte di fornitura di energia elettrica rinnovabile, la soluzione sarà un trade-off delle alternative disponibili come potenza installata di fotovoltaico ed eolico in funzione della localizzazione geografica e di altre condizioni.

Figura 12
Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (20% blending in GN) come costo evitato di quote ETS (ETS=60 €/ton CO₂)

Fonte: ENEA



* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke

** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno prodotto al 2018

Tutti questi settori sono disciplinati dalla **normativa ETS** e pertanto potrebbero beneficiare della parziale e/o completa sostituzione dell'idrogeno (se rinnovabile) in termini di minore quantitativo di CO₂ emesso in atmosfera e quindi di quote ETS non più conferite. Va sottolineato che tale valore corrisponde all'ipotesi di alimentare elettrolizzatori con energia certificata rinnovabile, qualora l'alimentazione fosse un mix tra fossile e rinnovabile andrebbe individuata con opportuni meccanismi la quota parte rinnovabile.

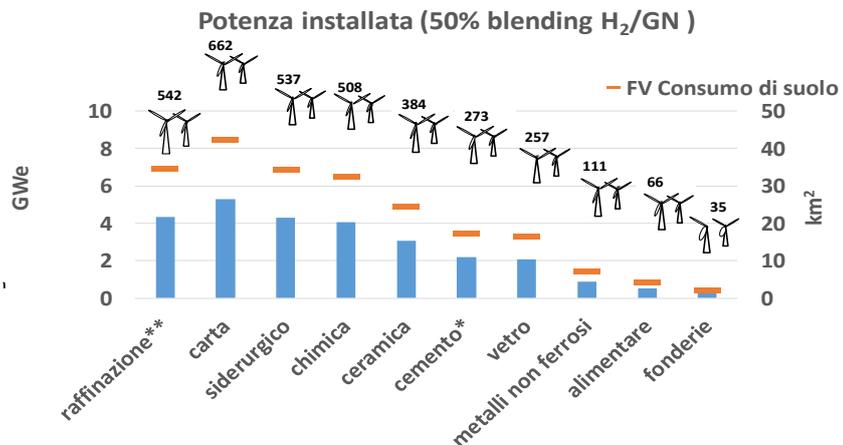
L'impatto della sostituzione dei consumi di gas naturale mediante miscele al 20% di idrogeno, sulla decarbonizzazione dei settori industriali, porterebbe ad una diminuzione dall'2% al 8% delle quote di CO₂ attualmente in essere (2019).

Lo studio del Boston Consulting Group ("Decarbonizzazione settori Hard To Abate") ha evidenziato che sarà possibile abbattere le emissioni dei settori Hard To Abate di circa l'80% mediante l'applicazione combinata delle tre leve strategiche: CCUS, green fuels (tra cui l'idrogeno) ed elettrificazione.

Poiché la soluzione sarà pertanto l'applicazione di più opzioni **si è analizzato anche quale potrebbe essere l'impatto di un utilizzo di miscele composte dal 50% in volume di idrogeno nei consumi di gas naturale** per coprire le utenze termiche dei singoli settori analizzati.

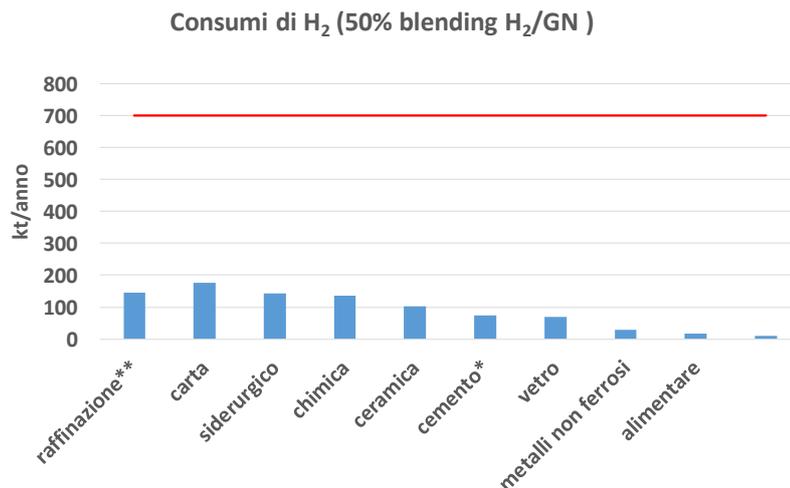
Figura 13
Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (50% blending in GN) come consumo di idrogeno e potenza complessiva installata degli elettrolizzatori (Ore di esercizio 2.000 h, 60 kWh/kgH₂, taglia media turbina eolica 8 MWe)

Fonte: ENEA



* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke

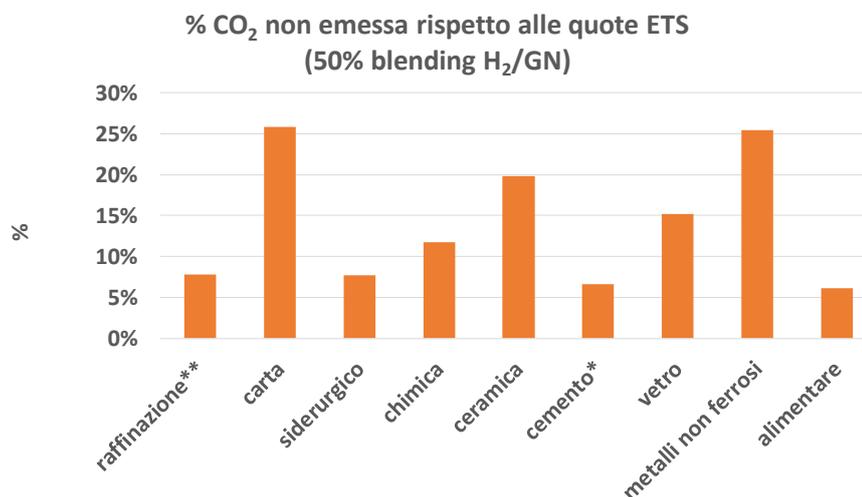
** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno attualmente prodotto al 2018



In tale quadro, i settori di utilizzo finale che contribuirebbero maggiormente sono il settore della carta, della siderurgia, della ceramica, del vetro e del cemento.

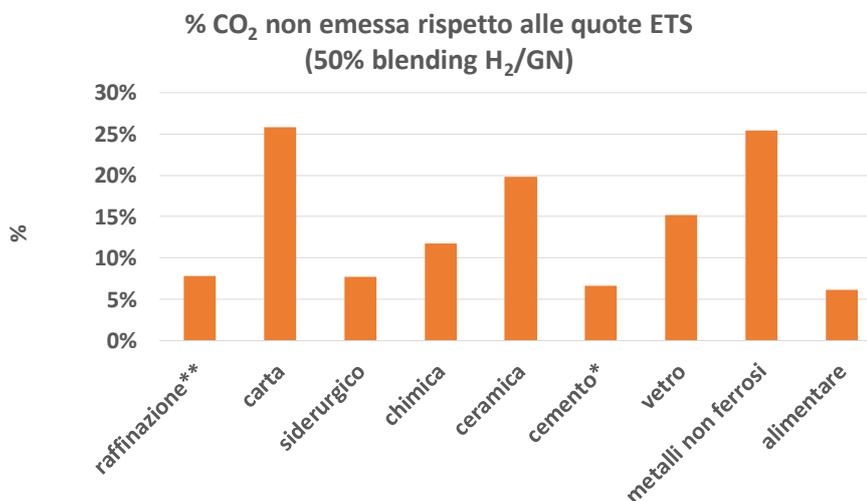
Figura 14
Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno (50% blending in GN) come CO₂ non emessa

Fonte: ENEA



* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke

** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno attualmente prodotto al 2018



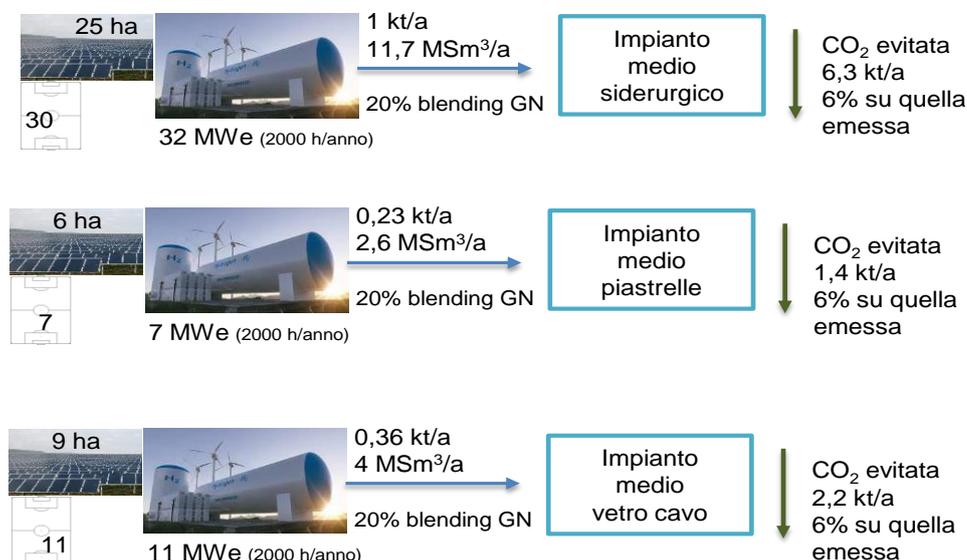
* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 10% dell'imput termico da petcoke

** Settore della raffinazione si riferisce alla sostituzione con elettrolisi del 20% di consumo di idrogeno attualmente prodotto al 2018

Relativamente agli obiettivi prefissati dal MiSE attraverso le linee guida, se si ipotizzasse di alimentare **con idrogeno in blending al 50 % volume in GN tutti i singoli settori analizzati**, si verrebbe al raggiungimento di **oltre 1,3 volte l'obiettivo al 2030**.

Figura 15
Schema
semplificato della
sostituzione del gas
naturale con
miscele al 20 % in
volume di idrogeno
su tre impianti medi

Fonte: ENEA



L'impatto dell'adozione **dell'idrogeno nei vari settori analizzati in questo studio potrebbe comportare**, qualora si utilizzasse una **sostituzione al 20 % in volume di idrogeno nel gas naturale**, un contenimento del **3 %** delle 84 Mton **emissioni complessive di CO₂** emesse dal settore industriale al 2019, valore che arriverebbe al **7 % di abbattimento**, qualora si sostituisse al gas naturale miscele composte dal **50 % in volume di idrogeno** per coprire le attuali utenze termiche.

Il **settore del riscaldamento residenziale** consuma notevoli quantità di gas, circa il 38 % del consumo nazionale. Se venisse sostituita l'alimentazione di gas naturale con miscele al 20 % di idrogeno sarebbe necessario produrre circa **592 kt/anno** (circa 6 miliardi Sm³/anno) **di idrogeno** con una diminuzione di circa 3,5 Mt/anno di CO₂ emesse dal settore.

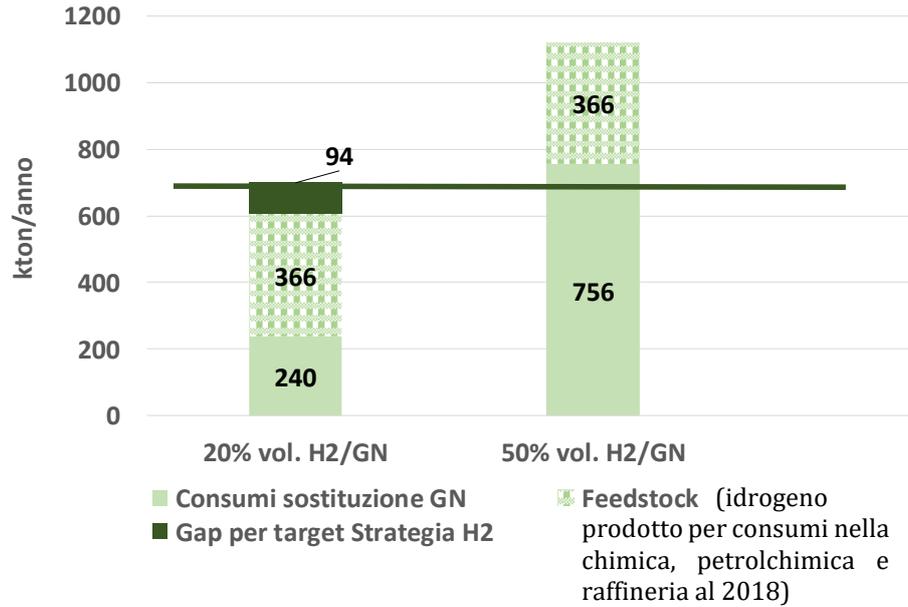
Un aspetto interessante emerso dall'analisi è la concentrazione della domanda industriale nel nord del Paese, con una **distribuzione geografica** delle aziende localizzata perlopiù in tale area.

Pertanto, è necessario analizzare attentamente come coniugare la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno, dato che la produzione di energia elettrica da rinnovabili, nello specifico il fotovoltaico e l'eolico, sono concentrate nelle aree del sud dove si potrebbero avere aree di congestione.

Se si considera, inoltre, che parte dell'idrogeno attualmente prodotto e consumato come *feedstock* nel settore industriale della chimica, petrolchimica e raffinazione potrà essere trasformato in idrogeno di origine rinnovabile, si può stimare in prospettiva quali saranno i contributi alla domanda di idrogeno verde. Ipotizzando, pertanto, una sostituzione dell'idrogeno al gas naturale con valori di percentuale in volume del 20 % (come precedentemente analizzato ed escludendo il settore residenziale) e assumendo che a questo valore, pari a 240 kton/anno, si sommano circa 366 kton/anno di idrogeno attualmente prodotto e consumato e potenzialmente sostituito con idrogeno verde o blu, si arriva ad una quasi copertura dei 700 kton/anno di domanda di idrogeno al 2030 previsti dal MiSE nelle sue Linee Guida.

Figura 16
Potenziale domanda di idrogeno nei settori industriali in funzione della percentuale di sostituzione degli attuali consumi di gas naturale e dell'attuale potenziale di trasformazione nel settore chimica, petrolchimica e raffinazione

Fonte: ENEA

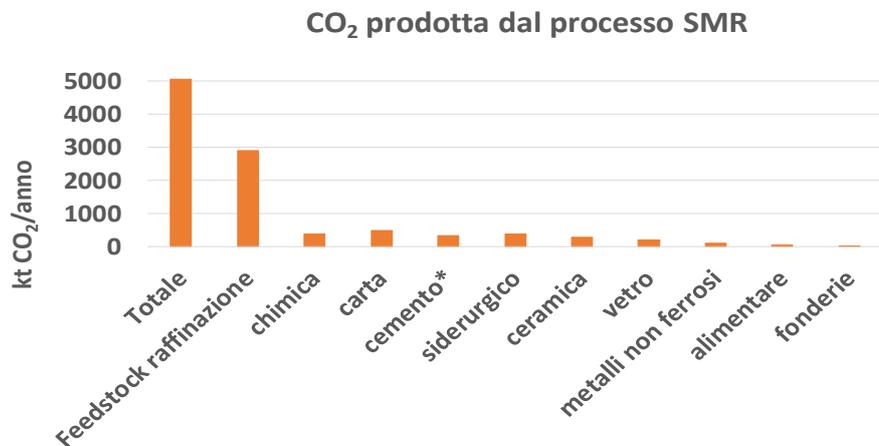


L'idrogeno, in alternativa al processo di elettrolisi, può essere sintetizzato dal metano attraverso il processo di *Steam Methane Reforming* (SMR), a condizione che la CO₂ prodotta durante il processo, sia catturata, opportunamente stoccata, ovvero trasportata ed iniettata in adeguati siti di confinamento geologico, o in alternativa utilizzata (questa opzione prevede l'applicazione delle tecnologie di *Carbon Capture, Utilization and Storage*, CCUS). L'idrogeno così prodotto viene definito "idrogeno blu".

L'analisi svolta considera tale alternativa allo scopo di valutare il quantitativo di metano necessario e la CO₂ prodotta da destinare allo stoccaggio o all'utilizzo: similmente alle precedenti valutazioni, si è ipotizzato di considerare una domanda di idrogeno pari al quantitativo necessario per asservire le utenze termiche di tutti i settori, considerati nella presente analisi, con un *blending* al 20 % di idrogeno in volume nel gas naturale; ciò comporta una produzione complessiva di circa 5 MtCO₂/anno da inviare a stoccaggio, con un consumo di metano per settore che va dai 12 MSm³/anno (settore delle fonderie) ai circa 232 MSm³/anno (settore della carta)²⁵. Per il settore della raffinazione si è ipotizzato di sostituire i consumi al 2018 del settore ad eccezione dell'idrogeno prodotto dai processi IGCC.

Figura 17
Stima della CO₂ prodotta dal processo di SMR+CCUS nell'ipotesi di produrre un quantitativo di H₂ che copra la domanda dei singoli settori con il 20 % di H₂ in GN

Fonte: ENEA



* Settore del cemento si è ipotizzato di sostituire il 20 % dell'input termico da petcoke

²⁵ Le assunzioni per la stima della produzione di idrogeno mediante il processo di *Steam Methane Reforming* con CCUS sono di seguito riportate: fattore di emissione 9 kgCO₂/kgH₂, efficienza complessiva 63%, efficienza del 90 % per la tecnologia di cattura della CO₂

4.2.3 Valutazioni sul costo di utilizzo dell'idrogeno

Dal punto di vista dell'utilizzatore finale, l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico nei vari settori impatta sia in termini di costi di investimento legati al cambio delle tecnologie impiegate, sia in termini di costi variabili incrementali per l'acquisto dell'idrogeno rispetto al costo del *fuel* sostituito al netto dei costi specifici di abbattimento per tonnellata di CO₂.

Dal punto di vista dei costi di investimento per l'adeguamento tecnologico da parte dell'utilizzatore finale, si possono prendere a riferimento le analisi sviluppate nel Report *Hy4Heat Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen* (2019).

Tabella 3
Costi di conversione degli apparecchi di impiego finale

Fonte: *Hy4Heat Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen* (2019)

Settore	Tecnologia	Costo di conversione per la taglia tipica del settore ²⁶	
		Taglia tipica	Costo
		MW	k€
Alimentare	<i>Caldaia a vapore</i>	20	1.227
	<i>Forno</i>	2	248
Chimica	<i>Caldaia a vapore</i>	20	920
	<i>Forni ad alta temperatura</i>	25	1.156
Produzione/trattamento dei metalli	<i>Forni ad alta temperatura</i>	40	1.982
Carta	<i>Essiccatori</i>	3	307
	<i>Caldaia a vapore</i>	20	1.345
Vetro	<i>Forni ad alta temperatura</i>	25	1.640
Ceramica	<i>Forno Kiln</i>	5	460
Calce	<i>Forno Kiln</i>	15	755
Altri minerali non metallici	<i>Essiccatore rotativo</i>	15	614

Dal punto di vista degli oneri variabili, un costo specifico di acquisto dell'idrogeno che renda economicamente sostenibile la trasformazione dipende fortemente dal prezzo del gas naturale e dal valore delle quote ETS. Considerando un costo evitato delle quote ETS pari a 60 €/tonCO₂ ed un mancato acquisto del gas naturale a quotazioni standard di 30 €/MWh, si può stimare un costo massimo di acquisto dell'idrogeno da parte del soggetto industriale pari a circa 3,7 €/kgH₂.

Attualmente il prezzo dell'idrogeno *green* nella letteratura scientifica internazionale è indicato su valori di 10-12 €/kg mentre l'idrogeno blu ha costi di produzione inferiori, stimati nella letteratura scientifica internazionale pari a circa 3 €/kg, ma variabile in funzione del valore del gas naturale.

Nonostante la loro disponibilità e maturità sul mercato, sia la tecnologia PEM che quella degli elettrolizzatori alcalini sono ancora più costosi sia come Capex che come Opex rispetto alla produzione di idrogeno da fossile. I principali fattori che influenzano il costo specifico di produzione dell'idrogeno da elettrolisi sono il costo di investimento iniziale, il costo di acquisto dell'energia elettrica ed il *load factor*. A titolo di esempio si riportano i valori indicati da IRENA (2018) del costo livellato di produzione dell'idrogeno (LCOH, *Levelised Cost of Hydrogen*) per un elettrolizzatore, di tipologia alcalina, pari a circa 10 -12 \$/kgH₂ per un *load factor* del 20 % per scendere a circa 5 \$/kgH₂ per un funzionamento al 100 %.

²⁶ Tasso di cambio preso a riferimento pari a 1,18 €/GBP

In prospettiva il prezzo dell'idrogeno da fonte rinnovabile potrebbe scendere a valori notevolmente più bassi in funzione sia della diminuzione dei costi specifici degli elettrolizzatori che del costo e della disponibilità dell'energia elettrica rinnovabile. Diverso invece il discorso per l'idrogeno low carbon che può rappresentare un'alternativa economicamente più sostenibile già nel breve-medio termine.

4.3 Suggerimenti per definire una roadmap

Sulla base delle informazioni raccolte durante gli incontri è stata ipotizzata la costruzione delle potenziali filiere che potrebbero essere implementate nel contesto dell'industria nazionale.

La costruzione e costituzione di filiere può rappresentare un volano iniziale permettendo lo sviluppo di tecnologie, la definizione di linee guida e buone pratiche, la definizione di processi autorizzativi, in clusters industriali (anche identificabili come *Hydrogen Valleys*) dove il consumo e la produzione di idrogeno convivono sinergicamente.

Figura 18
Filiera di implementazione per i settori Hard To Abate

Fonte: ENEA

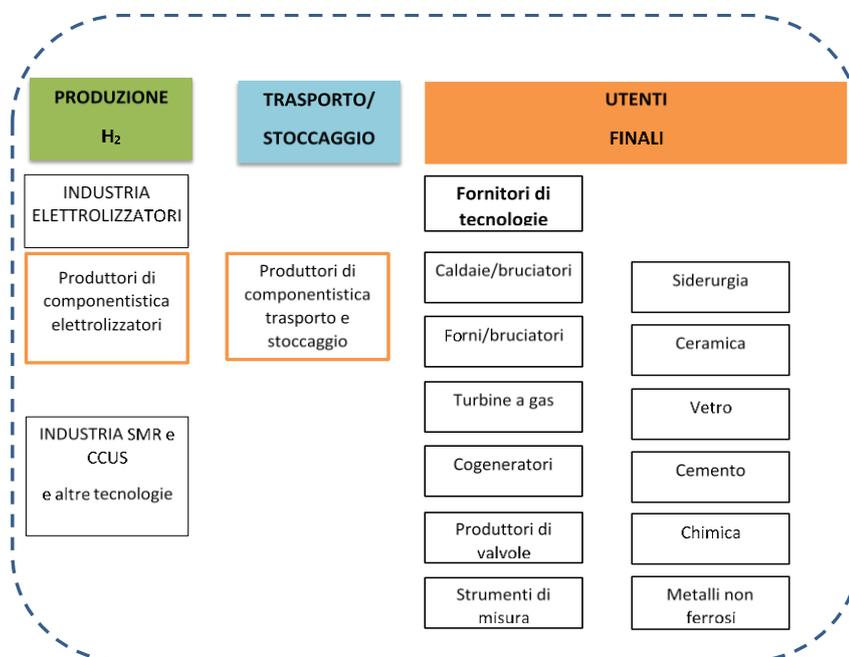


Figura 19
Filiera di implementazione per il settore residenziale

Fonte: ENEA

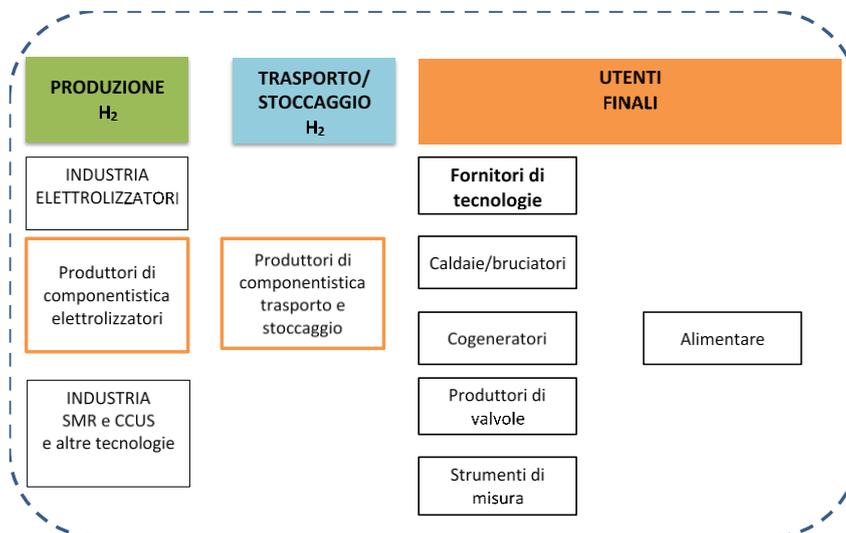
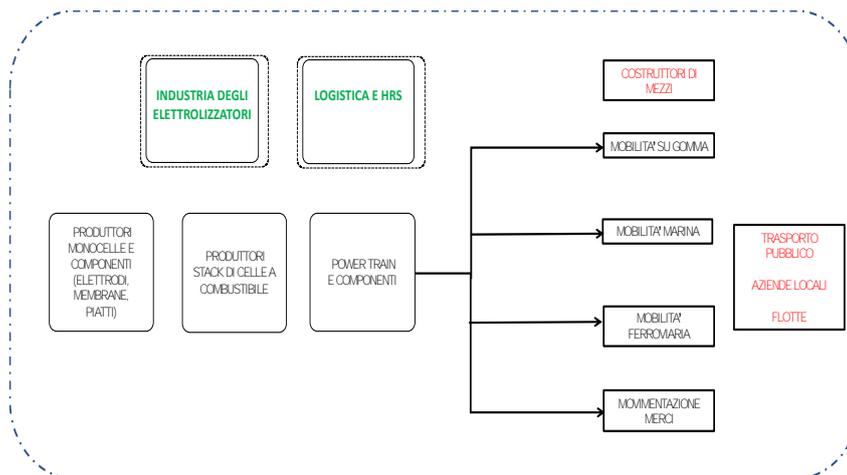


Figura 20
Filiera di
implementazione
per il settore della
mobilità

Fonte: ENEA



Ciascuna filiera è composta da elementi con una maturità tecnologica di vario livello. Per consentire lo sviluppo della catena del valore dell'idrogeno si potrebbe seguire un modello che individua inizialmente la maturità tecnologica dei singoli elementi della filiera, successivamente **la presenza dell'industria nazionale e l'eventuale sinergia con il mondo della ricerca, per colmare il gap tecnologico.**

La **domanda di idrogeno**, in particolare il suo consumo all'interno **dell'industria Hard To Abate**, si concentrerà probabilmente in aree circoscritte, permettendo **la nascita delle cosiddette Hydrogen Valleys** dove offerta e domanda potranno coesistere avvalendosi delle **infrastrutture esistenti**, e potranno essere potenzialmente creati dei modelli di collaborazione a livello locale.

I distretti industriali potrebbero pertanto condurre a una eventuale aggregazione di differenti applicazioni dell'idrogeno che potranno avvalersi di una gestione combinata della produzione dell'idrogeno, massimizzando le sinergie e il ritorno degli investimenti sulle infrastrutture.

Nel modello centralizzato la generazione di energia elettrica rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate accanto al punto di consumo per minimizzare i costi di trasporto dell'idrogeno.

Nel modello decentralizzato la generazione di elettricità rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate in aree con un'alta disponibilità di energie rinnovabili. L'idrogeno prodotto è convogliato verso i punti di consumo attraverso **una struttura dedicata che potrebbe sfruttare la rete esistente del gas**. Il modello decentralizzato consentirebbe **di sfruttare l'asset della rete gas disponibile** sul nostro territorio nazionale in un'ottica di *sector coupling*.

Il modello centralizzato presenta il vantaggio di non trasportare l'idrogeno su lunghe distanze tuttavia per talune applicazioni di utilizzo **la produzione potrebbe non essere sufficiente a soddisfare la domanda** sia per assenza di **prossimità di impianti di energia rinnovabile**, esistenti o impossibilità di installarne nuovi a causa di vincoli di spazio, sia per la presenza di **load factor degli elettrolizzatori** (nell'ipotesi di produrre idrogeno "verde") **troppo bassi** rispetto al carico tipico dell'utenza industriale. In tale ipotesi si potrebbe considerare altre tecnologie di produzione dell'idrogeno come la produzione di idrogeno da SMR che consente volumi maggiori ma necessità di trasportare presso il punto di stoccaggio la CO₂ prodotta. La produzione di idrogeno mediante il processo SMR abbinato al processo CCUS, consente la produzione di grossi volumi produttivi, centralizzati in un singolo impianto, che potrebbero alimentare numerosi utilizzi finali anche sfruttando la distribuzione via pipeline

Esiste poi una terza opzione che prevede di installare l'elettrolizzatore in prossimità del punto di consumo, sia esso un singolo grande utente industriale piuttosto che una *Hydrogen Valley*, ed installare l'impianto rinnovabile nell'area con maggior risorsa rinnovabile e disponibilità di suolo. Questa soluzione potrebbe sia semplificare il tema della logistica idrogeno che massimizzare la resa complessiva. Gli elettrolizzatori sarebbero così collegati alla rete elettrica nazionale, ovvero a reti dedicate, favorendo l'integrazione tra il mondo della generazione e trasporto di elettricità ed il mondo idrogeno.

In generale si verrebbe ad un incremento della resilienza del sistema energetico utilizzando l'idrogeno come accumulo energetico.

Con riferimento al tema del trasporto e distribuzione dell'idrogeno, va evidenziato che è già esistente in Italia un idrogenodotto che si sviluppa per più di 35 km da Osio, dove è presente un impianto di SMR, a Scanzorosciate nel territorio intorno alla città di Bergamo e che rifornisce differenti utenze industriali.

Inoltre, la possibilità di trasportare idrogeno puro via pipeline in sicurezza è confermata da oltre 4.500 km di idrogenodotti esistenti, circa 2.500 negli USA, 1.600 in Europa (Belgio, Olanda, Francia e Germania) e 300 nel resto del mondo. Sono altresì disponibili norme tecniche internazionali (ad esempio ASME e API) che forniscono indicazioni sulla progettazione, scelta dei materiali e funzionalità richieste ai fini dell'utilizzo delle valvole con idrogeno.

Andando ad analizzare gli **impatti sull'industria manifatturiera** tra i possibili cluster industriali coinvolgibili per un primo sviluppo della filiera dell'idrogeno quello termico e quello meccanico beneficiano di un posizionamento forte sia in ambito nazionale che europeo. Nel cluster termico l'Italia è leader manifatturiero nella produzione di tecnologie termiche, con una quota del 24,4 % a livello UE, mentre per il cluster meccanico ha una quota pari al 19 % della produzione UE. Pertanto, l'industria manifatturiera italiana insieme ai grandi player nazionali della ricerca, dell'innovazione e dell'energia, può giocare un ruolo da protagonista nella riconversione tecnologica e nel consolidamento della filiera dell'idrogeno dei prossimi anni.

5. Conclusioni

5. Conclusioni

Nella cornice di un dibattito aperto sul tema idrogeno, il percorso di incontri con gli stakeholder industriali, coordinato da Confindustria ed ENEA, ha consentito l'instaurazione di uno spazio di dialogo, confronto e approfondimento sulle opportunità, barriere e criticità dei singoli settori industriali e potenziali consumatori (*Off-Takers*) di idrogeno, utile nella prospettiva di riflessione e definizione di azioni necessarie per coniugare la domanda e l'offerta dei componenti della catena del valore dell'idrogeno.

L'analisi è stata elaborata anche sulla base dei dati pervenuti dai questionari compilati con il coinvolgimento dei principali operatori industriali afferenti, già oggi e ancora di più in una prospettiva futura, alla catena del valore dell'idrogeno. I risultati preliminari del lavoro effettuato forniscono una positiva valutazione del potenziale nazionale di penetrazione/diffusione dell'utilizzo dell'idrogeno nei differenti settori industriali e propongono una interessante mappatura dei potenziali *Off Takers*.

Le differenze maggiori tra settori di utilizzo riguardano, oltre che l'entità dei potenziali consumi annui di idrogeno, il grado di *readiness* tecnologica/commerciale relativa all'introduzione dell'idrogeno nelle diverse filiere industriali. In determinati settori, l'idrogeno è già convenzionalmente e ampiamente utilizzato – si pensi ai processi produttivi della chimica e della raffinazione – e alcuni ulteriori comparti presentano già un TRL elevato (ad esempio siderurgia e logistica). Altri settori, invece, pur essendo ancora al grado pre-commerciale, appaiono in misura differente pronti all'introduzione dell'idrogeno: tra questi il settore dei metalli non ferrosi e i settori industriali ad alto potenziale quali carta, ceramica, vetro, cemento, così come il settore termico/caldaie residenziali.

La domanda energetica relativa agli usi industriali per i vari settori risultante dai dati raccolti in ambito nazionale è, ad oggi, soddisfatta principalmente attraverso l'utilizzo del gas naturale, combustibile fossile al quale si associano ogni anno milioni di tonnellate di emissioni di gas climalteranti in parte gestiti in ambito ETS con le quote CO_{2eq} che rappresentano, tuttavia, un costo sempre meno trascurabile nel bilancio economico delle aziende nazionali.

Per tale motivo, dai dialoghi con gli operatori industriali, in parallelo all'attenzione verso i temi della sostenibilità, è emersa una forte esigenza di ammodernamento ed efficientamento dei sistemi produttivi per una maggiore competitività economica che, oramai, va ben oltre i confini nazionali in un ambito di mercato sempre più globale.

Nel contesto di decarbonizzazione del sistema energetico e produttivo, l'idrogeno, utilizzato come vettore energetico, può essere un fattore determinante per la crescita economica e lo sviluppo competitivo. Alcuni scenari di applicazione considerano l'utilizzo dell'idrogeno in miscela con gas naturale in concentrazioni variabili fino al 20 % in volume. Altri scenari e applicazioni prevedono il suo utilizzo sino al 50 %. Il soddisfacimento della domanda attuale di alcuni settori industriali

potrebbe già consentire il raggiungimento degli obiettivi prevista dalla strategia nazionale sull'idrogeno.

L'analisi condotta nel presente documento individua i principali settori che, se opportunamente indirizzati verso l'utilizzo anche in parte del vettore idrogeno, potrebbero contribuire sia alla decarbonizzazione dei loro processi sia allo sviluppo della filiera essendo notevole l'impatto quantitativo dei consumi. I settori con potenziali maggiori consumi di idrogeno sono risultati: il settore della carta, la siderurgia, la chimica, la ceramica, il cemento ed il vetro. Convertire i consumi termici di questi settori, con l'introduzione di miscele al 20 % di idrogeno in gas naturale, consentirebbe di coprire per circa il 34 % l'obiettivo prefissato per il 2030 dalle linee guida per la Strategia per l'Idrogeno emanate dal MiSE (adesso MiTE). Tale valore verrebbe incrementato al 45 % se si aggiunge una quota parte della domanda di idrogeno proveniente dal settore della raffinazione. Al contempo, i singoli settori potrebbero beneficiare di un costo evitato relativo alle mancate emissioni di CO₂ dai 2 M€ ai 41 M€ (quota ETS 60 €/tonCO₂). L'utilizzo del 50 % di idrogeno porterebbe gli impatti della decarbonizzazione, espressi come % di CO₂ non emessa rispetto alle quote ETS₂₀₁₉, a valori che variano da un valore massimo del 26 % per il settore della carta al 6 % per il settore alimentare.

La stima della quantità di idrogeno in sostituzione del gas naturale - ipotizzando una miscela 20 % idrogeno e 80 % gas naturale - congiuntamente al potenziale di trasformazione di quanto attualmente prodotto e consumato come *feedstock* nell'industria della raffinazione, petrolchimica e chimica, consente di individuare il potenziale della domanda di idrogeno in prospettiva e come i target prefissati potrebbero essere in parte raggiunti.

Il costo specifico di produzione dell'idrogeno per equiparare il mancato acquisto del gas e il mancato esborso per le quote ETS, dovrebbe essere pari a circa 3,7 €/kg, valore attualmente ancora lontano dai costi specifici sostenuti per produrre 1 kg di idrogeno mediante elettrolisi, ma più vicino invece ai costi di produzione di un idrogeno da gas naturale con applicazione di tecnologie CCUS.

Il perimetro dell'analisi dello studio dedicato all'utilizzo dell'idrogeno e all'individuazione dei potenziali *Off-Takers* è dichiaratamente circoscritto all'ambito terminale della filiera idrogeno che si colloca nel contesto degli usi finali di questo vettore energetico. Va indicato che una ulteriore domanda di idrogeno verrà dai settori che lo consumeranno nei loro cicli produttivi come *feedstock*. Da ultimo, se da un lato si è cercato di dare una risposta alla valutazione sul territorio nazionale della domanda potenziale di idrogeno in ambito industriale, rimane da sciogliere il quesito relativo a come potrà essere soddisfatta tale domanda in termini di produzione nella quantità necessaria e di continuità di servizio investendo trasporto, accumulo, e distribuzione sul territorio. L'ambito in questione rappresenta un importante tema di riflessione, discussione e confronto che richiederà la partecipazione attiva di tutti i soggetti a vario titolo e livello coinvolti e interessati.

In conclusione, la soluzione che consentirà di attuare la decarbonizzazione dei vari settori provverrà da un trade-off tra le soluzioni tecnologiche e tra i vettori energetici *green*, incluso l'idrogeno, che con maggiore efficacia saranno più idonei in relazione agli usi richiesti.