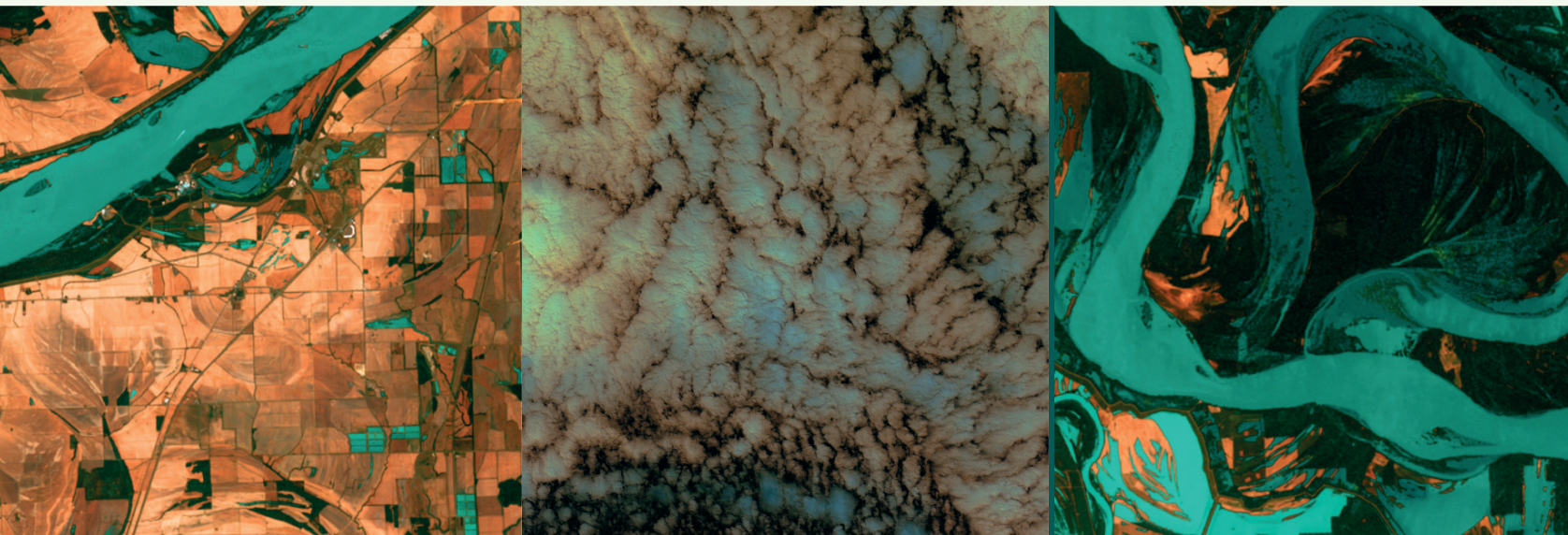


HYDROGEN INNOVATION REPORT 2023

Trasporto e stoccaggio:
due ulteriori sfide per la penetrazione dell'idrogeno
a favore della decarbonizzazione



HYDROGEN INNOVATION REPORT 2023

Trasporto e stoccaggio:
due ulteriori sfide per la penetrazione dell'idrogeno
a favore della decarbonizzazione



Presentazione



In un mondo sostenibile e decarbonizzato la gestione innovativa dell'energia e della sostenibilità rappresentano le principali leve strategiche per la crescita e il benessere di imprese, istituzioni e cittadini.

Energy & Strategy supporta imprese, istituzioni e *policy maker* ad identificare le leve tecnologiche e strategiche in grado di trasformare le imprese in attori protagonisti della transizione ecologica attraverso un'estensiva attività di ricerca applicata e di consulenza strategica e manageriale.

Partner



agsm aim



alperia

cdp 



RWE



Patrocinatori



Team di progetto

TEAM DI PROGETTO

Paolo Mutti - Responsabile della ricerca

Davide Perego - Responsabile della ricerca e Project Manager

Federico Boga - Analyst

Leonardo Castellini - Analyst

Tommaso Conti - Analyst

Alessio Corazza - Analyst

Andrea Musazzi - Analyst

PROGETTO GRAFICO E IMPAGINAZIONE

Flávia Chornobai - Graphic Design Specialist

Nicolás Peña - Graphic Design Specialist

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa

Davide Chiaroni

Federico Frattini

Simone Franzò

Josip Kotlar

Antonio Lobosco

Indice

Introduzione	12
Key Insights	14
1. Le tecnologie per lo stoccaggio ed il trasporto di idrogeno	16
2. L'evoluzione del quadro normativo: contesto europeo e strategie extra-EU	22
3. L'evoluzione delle installazioni e le <i>startup</i> attive nella filiera dell'idrogeno	30
4. L'alternativa « <i>make or buy</i> » per l'idrogeno in Italia	38
Schede Partner	46

Introduzione

Le recenti calamità climatiche che hanno investito il nostro Paese, così come molte altre parti del Mondo, devono portare ad accelerare il raggiungimento degli obiettivi di totale decarbonizzazione previsti nella strategia del Green Deal europeo. Per realizzare ciò, un ruolo fondamentale potrà essere giocato dall'idrogeno, componente essenziale per la decarbonizzazione dei settori Hard-to-Abate e passaggio chiave per gestire la necessaria forte penetrazione delle rinnovabili mediante il sector coupling.

La realizzazione di una forte penetrazione dell'idrogeno nel nuovo contesto energetico globale comporta però scelte strategiche a livello nazionale, se non continentale, dove la nascita di un sistema coerente di regole e di necessari sistemi di supporto e incenti-

vazione devono andare di pari passo con il progresso delle tecnologie lungo tutta la catena del valore, dalla produzione all'utilizzo finale, passando per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno.

La sfida dell'idrogeno diventa quindi competizione globale, dove la disponibilità della risorsa o la capacità di interpretarne i complessi aspetti logistici permetterà ad alcuni Paesi di emergere e di diventarne leader, con il conseguente indebolimento di quei Paesi che, invece, non saranno in grado di cogliere questa nuova opportunità.

Il nostro Paese, nonostante gli ingenti investimenti per l'idrogeno previsti, e in gran parte già assegnati, all'interno del PNRR, non si è ancora dato una chiara

strategia nazionale con il rischio di perdere la visione di insieme e di non gettare le basi per lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno; alcuni dei fattori abilitanti la nascita di questo mercato sono l'attuazione di un chiaro contesto normativo e la realizzazione di opportune infrastrutture di trasporto. Ma la sfida è ancora aperta e spazi per essere competitivi esistono ancora.

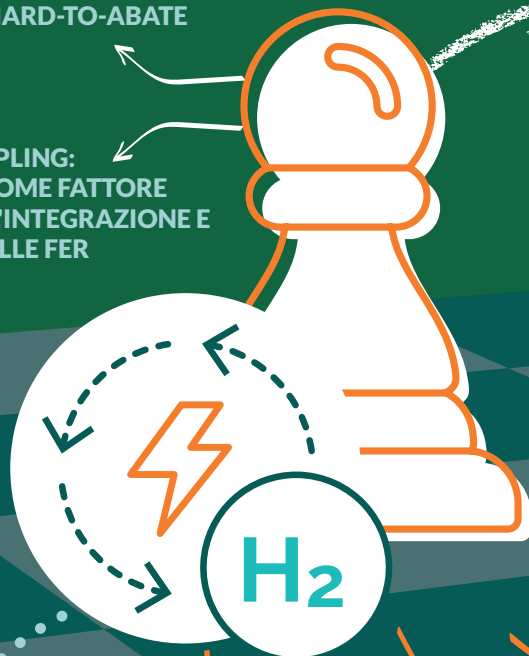
STRUMENTO PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI PREVISTI NELLA STRATEGIA DEL:



SFIDA IDROGENO

COMPONENTE ESSENZIALE PER LA DECARBONIZZAZIONE DEI SETTORI HARD-TO-ABATE

SECTOR COUPLING: IDROGENO COME FATTORE ABILITANTE L'INTEGRAZIONE E GESTIONE DELLE FER



CATENA DEL VALORE

PRODUZIONE



TRASPORTO



STOCCAGGIO

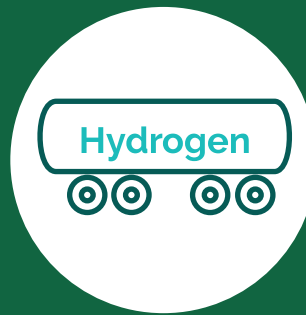


UTILIZZO FINALE

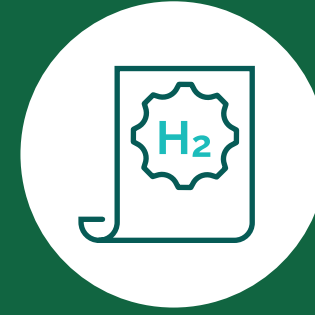




Le tecnologie a disposizione per lo stoccaggio d'idrogeno presentano generalmente un **buon grado di maturità tecnologica**, frutto anche della notevole **esperienza dell'industria chimica** nella gestione di questa molecola, pura o associata ad un *carrier*, quale ad esempio l'ammoniaca. Le differenti **performance tecno-economiche delle soluzioni analizzate vincolano però il loro utilizzo a specifiche finalità** in termini di **orizzonti temporali** e **volumi stoccabili**. Al fine quindi di soddisfare le differenti necessità di accumulo degli utilizzatori finali e del sistema energetico (stoccaggio stagionale) sarà necessaria la **coesistenza di molteplici soluzioni**.



La costruzione di un'infrastruttura per il **trasporto d'idrogeno** richiederà la **combinazione di tecnologie eterogenee** sia in termini di mezzo di movimentazione (trasporto su strada, su rotaia, via *pipeline* e via nave) che di stato chimico-fisico dell'idrogeno (idrogeno puro, in *blending* o *hydrogen carrier*), in funzione non solo dei **volumi da trasportare**, ma anche delle **distanze da coprire** (trasporto locale, nazionale ed intercontinentale). Si deve inoltre considerare che gli **investimenti e i costi operativi imputabili al trasporto saranno trasferiti sul prezzo del prodotto alla consegna**; pertanto, in logica di sistema e di minimizzazione dei costi, risulta **importante valutare il repurposing delle attuali infrastrutture esistenti** (quali ad esempio i gasdotti, gli oleodotti e le navi cisterna) per il trasporto d'idrogeno e dei suoi *carrier*.



L'introduzione nell'UE dei **"Delegated Acts" alla RED II** rappresenta un **passo avanti** verso lo sviluppo dell'idrogeno nel nostro continente. **Permangono** tuttavia diverse **criticità** relativamente all'applicabilità dei tre principi (addizionalità, correlazione temporale e geografica), soprattutto se poste in relazione alle caratteristiche geografiche e morfologiche del nostro Paese. Parallelamente, **Paesi extra-UE** quali **USA e Australia** si pongono l'obiettivo di diventare **protagonisti globali della filiera dell'idrogeno** nel medio-lungo periodo adottando politiche espansive che vanno in tale direzione. Passando al contesto nazionale, in **attesa della pubblicazione** di una **Strategia definitiva** e della definizione di uno schema incentivante, **buona parte dei fondi del PNRR dedicati allo sviluppo dell'idrogeno sono stati assegnati**.

Key Insights



Lo **sviluppo del mercato dell'idrogeno** rappresenta un'opportunità d'innovazione sia a livello tecnologico che di *business*, non solo per le imprese *incumbent*, ma anche per le nuove realtà imprenditoriali. L'analisi delle *startup* conferma il ruolo dell'Europa nello sviluppo di questa filiera; infatti, quasi il **50% delle realtà analizzate a livello mondiale** ha il proprio **headquarter all'interno di un Paese europeo**. Emerge però un **chiaro gap di finanziamento delle realtà europee rispetto a quelle americane**, che nonostante costituiscano solo un terzo del campione hanno raccolto due terzi dei finanziamenti totali. È interessante sottolineare che la quasi totalità delle realtà analizzate ha basato la propria **value proposition** su **prodotti hardware** rivolgendosi principalmente a **clienti B2B**.



Il notevole **fermento europeo** è confermato anche dall'analisi degli **annunci relativi** agli impianti di **produzione di idrogeno tramite elettrolisi (93,55 GW al 2030, 2,3 volte gli obiettivi target)**. Paesi come Regno Unito e Olanda risultano particolarmente attivi anche nella produzione di idrogeno *low carbon*, con annunci che potrebbero garantire una produzione al 2030 rispettivamente pari a 2,7 e 1,4 MtonH₂/anno. L'**Australia**, coerentemente con l'obiettivo di essere un Paese esportatore, presenta un'**imponente pipeline di annunci pari a 74,1 GW di elettrolisi**, mentre gli **Stati Uniti** sembrano invece seguire una strategia **twin track tra idrogeno da elettrolisi e quello low carbon**.



Uno dei fattori chiave per lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno è la **riduzione del costo di produzione** del vettore: la **diversificazione del mix** di approvvigionamento **FER** che alimenta un elettrolizzatore risulta un **fattore fondamentale per ridurre il costo di produzione** (*Levelized Cost of Hydrogen - LCOH*). Si osserva inoltre che la **produzione di idrogeno verde al Nord Italia**, nel caso di pieno rispetto dei vincoli introdotti dalla RED II, soprattutto quando la correlazione temporale dal 2030 diventerà oraria, risulta **economicamente poco competitiva**. Emerge quindi la **necessità di garantire la presenza di un'infrastruttura via pipeline H₂-ready** che consenta la produzione di idrogeno in luoghi ottimali e la possibilità di trasportarne grandi quantità lungo tutta la penisola. Si evidenzia peraltro che **applicando un incentivo commisurato**, il costo **dell'idrogeno rinnovabile** così prodotto **potrebbe risultare competitivo** con il costo di produzione dell'idrogeno grigio/blu; tuttavia, considerati gli **attuali costi elevati e fortemente variabili di produzione dell'idrogeno verde**, l'**incentivo massimo** proposto dalla *European Hydrogen Bank* (fino a 4 €/kgH₂) **sarebbe insufficiente** nella maggior parte delle **configurazioni** di produzione **ad oggi disponibili**, soprattutto se localizzate al Nord Italia.

LO STOCCAGGIO

ED IL TRASPORTO DI IDROGENO

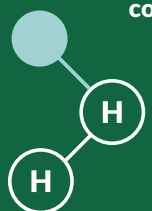
2. **TRASPORTO:**
DISTANZE E VOLUMI
COME DRIVER DI SCELTA

1.

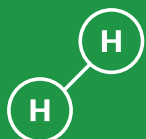
DUE OPZIONI PER
LO STORAGE
D'IDROGENO:

MATERIAL-BASED

costo
conversione
riconversione



PHYSICAL-BASED



diversificazione
tratte



carri bombolai

diversificazione
forniture



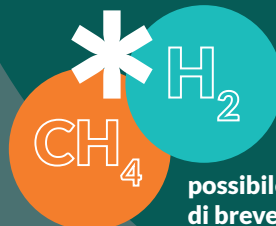
navi

maggior
efficienza
OPEX

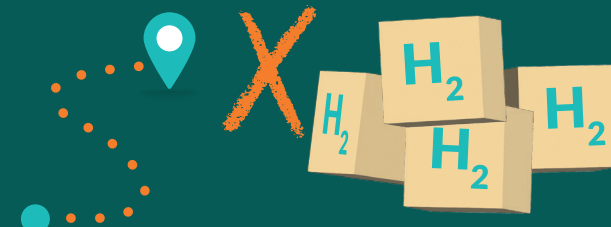


pipeline

blending dell'H₂ con il gas
naturale e il trasporto
nell'attuale rete



possibile soluzione
di breve termine



volumi

Physical-based e material-based: due opzioni per lo storage d'idrogeno

Le tecnologie **physical-based**, che accumulano l'idrogeno sfruttandone il cambiamento di stato chimico-fisico, presentano un **TRL elevato**. Esse sono difatti **adottate già da tempo in ambito industriale** (serbatoi metallici e compositi), aerospaziale (serbatoi criogenici sferici) o **all'interno dei sistemi energetici** (formazioni geologiche).

Queste soluzioni si adattano a coprire tutti i possibili orizzonti temporali di stoccaggio, **dal breve periodo** (utilizzando i serbatoi) **allo stoccaggio stagionale** di lungo (caverne saline e *depleted field*).

Le **soluzioni material-based**, che accumulano idrogeno grazie alle proprietà termochimiche di altre sostanze, permettono invece di stoccare l'idrogeno in condizioni meno «estreme» di temperatura e pressione.

Tali tecnologie rappresentano valide **opzioni per garantire lo stoccaggio di medio-lungo periodo** (settimane-mesi); **tuttavia sono caratterizzate da un aggravio di costo** a causa dei consumi energetici e dell'infrastruttura necessaria alla **conversione** e successiva **riconversione ad idrogeno gassoso**.

Trasporto d'idrogeno: distanze e volumi come driver di scelta

L'idrogeno può essere veicolato utilizzando differenti soluzioni tecnologiche: carri bombolai (su strada o rotaia), *pipeline* o navi.

Il **trasporto su strada tramite carri bombolai risulta poco efficiente** dal punto di vista energetico (gran parte del costo di trasporto è determinato infatti dalle OPEX), ma si rivela una soluzione **molto flessibile in presenza di bassi volumi** e differenti tratte da coprire.

In presenza di **volumi elevati è giustificata l'adozione di infrastrutture dedicate per il trasporto, tramite pipeline o navi**. Le **pipeline**, anche grazie alla possibilità di prevedere la riconversione dell'attuale rete gas esistente, garantiscono, in caso di una domanda certa, **una grande efficienza dal punto di vista delle OPEX**. **Per distanze elevate**, quali i percorsi intercontinentali, **il trasporto via nave**, utilizzando vettori quali l'ammoniaca, risulta conveniente grazie all'alta densità energetica.

Un'ulteriore possibilità di trasporto è il **blending dell'H₂ con il gas naturale e il trasporto nell'attuale rete**; questa può rappresentare una **possibile soluzione di breve termine** in attesa di infrastrutture di trasporto dedicate. Tale soluzione garantirebbe la possibilità di sviluppare fin da subito progetti di produzione di idrogeno verde anche in assenza di un'elevata domanda da parte di utilizzatori specifici.

Physical-based e material-based: due opzioni per lo storage d'idrogeno

Figura 1

TRL (Technology Readiness Level) e principali punti di forza/criticità delle tecnologie di accumulo material-based analizzate.

Fonti: IRENA (2022); Dematteis et al. (2022).

L'analisi di dettaglio delle tecnologie *material-based* ha evidenziato l'ammoniaca come la soluzione a maggior TRL. Lo stoccaggio dell'ammoniaca in forma liquida (serbatoi refrigerati a circa -35°C) risulta infatti già ampiamente utilizzato nell'industria chimica; permangono tuttavia criticità legate agli elevati consumi energetici relativi ai processi di *cracking*, per ritrasformare l'ammoniaca in H₂. Gli LOHC (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*) risultano, invece, soluzioni potenzialmente interessanti grazie alla possibilità di utilizzare per il loro stoccaggio i serbatoi in alluminio attualmente utilizzati per il diesel.

Gli idruri metallici rappresentano soluzioni di stoccaggio ad alta potenzialità grazie alla buona stabilità e densità volumetrica; tuttavia, risultano ancora ad un basso stadio di sviluppo. Avanzamenti tecnologici sono richiesti, in particolare per gli idruri complessi, per migliorare la lenta cinetica e la reversibilità dei processi di idrogenazione e di deidrogenazione, minimizzando al contempo la formazione di composti indesiderati e di contaminazioni.

		Punti di forza	Criticità	
Material-based	Hydrogen Carrier	Ammoniaca	Alta densità gravimetrica (15-17% wt), infrastruttura e filiera esistenti già ad oggi, alto utilizzo come <i>feedstock</i> nei processi industriali	Alta spesa energetica per i processi di conversione (Haber-Bosch e <i>cracking</i>); formazione vapori di ammoniaca e tossicità
		Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)	Possibile riutilizzo dell'infrastruttura petrolifera esistente	Alta spesa energetica per la deidrogenazione, in quanto è un processo endotermico
	Idruri Metallici	Interstiziali	Elementari: densità volumetrica; Intermetallici: alta velocità e bassa energia di assorbimento-desorbimento, elevata stabilità di lungo termine	Costi di produzione elevati, alta spesa energetica relativa ai cicli di caricamento e rilascio dell'idrogeno
		Complessi	Buon rapporto tra densità massica-volumetrica	

Tipologia

Tecnologie

TRL Basso: 1-4 Intermedio: 5-7 Alto: 8-9

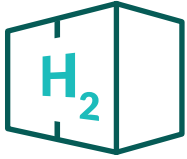
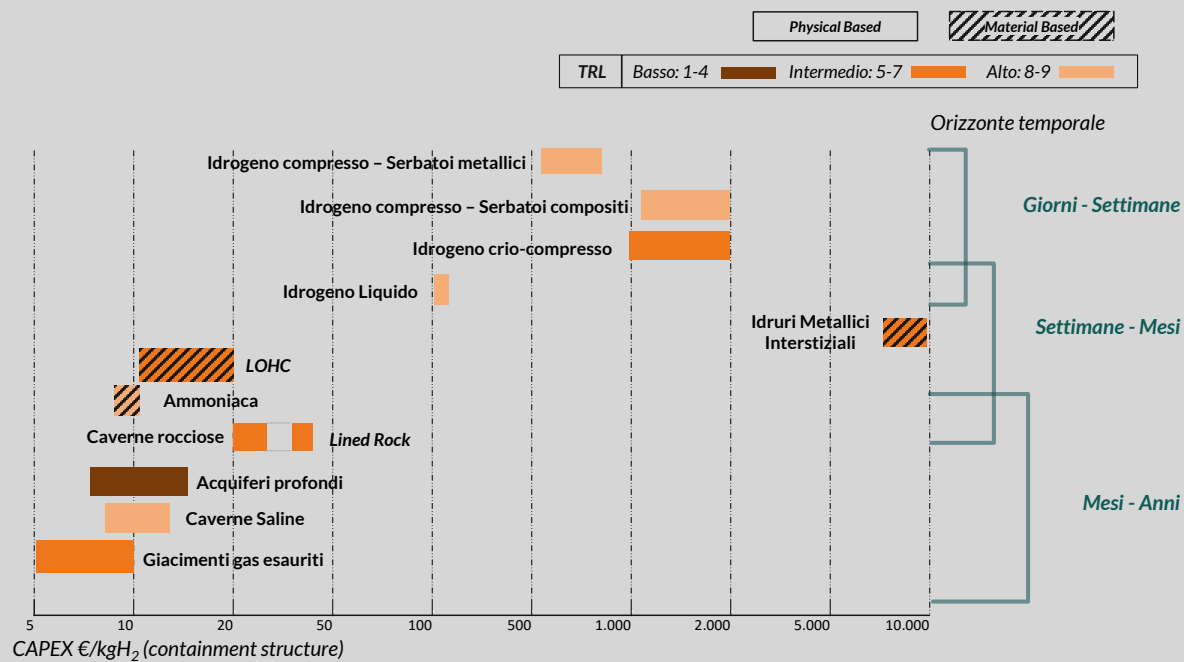


Figura 2

Visione d'insieme delle tecnologie di accumulo d'idrogeno analizzate.

Fonti: Elaborazione E&S



All'interno del grafico sono illustrate le differenti tecnologie d'accumulo d'idrogeno in funzione dell'orizzonte temporale di stoccaggio e degli investimenti. Riguardo a questi ultimi è necessario puntualizzare che oltre a quelli indicati, in funzione delle specifiche applicazioni, devono essere considerati anche gli investimenti necessari per le *facilities* accessorie quali ad esempio compressori e *pipeline*. In particolare, è possibile osservare che i costi di investimento unitari risultano inversamente proporzionali alla taglia e all'orizzonte di accumulo, e variabili da qualche decina di €/kg H₂ per soluzioni di lungo periodo (geologico, ammoniaca e LOHC), fino a diverse migliaia per soluzioni di breve e medio termine.

Alla luce delle evidenze mostrate, relative ai differenti livelli di *readiness* tecnologica, di performance tecniche (volumi/orizzonte di stoccaggio) e di costo, si comprende come per risolvere le sfide relative allo *storage* dell'idrogeno, dovrà essere adottata una pluralità di soluzioni in funzione delle specifiche finalità da perseguire.

Trasporto: distanze e volumi come *driver* di scelta

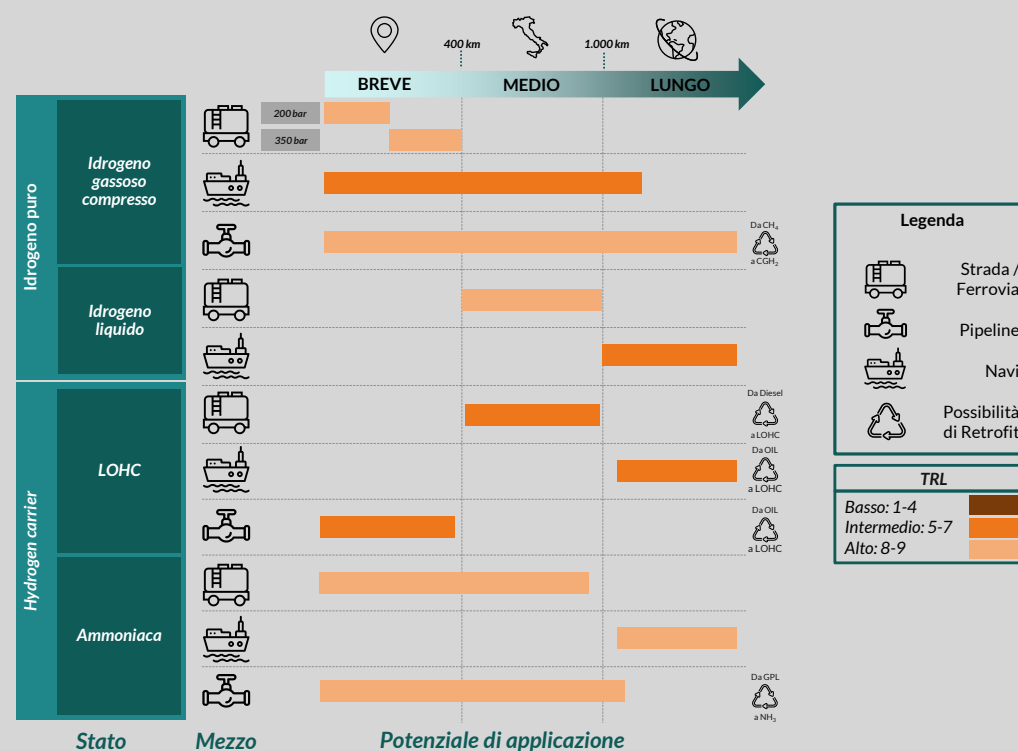
Figura 3

Le soluzioni di trasporto di idrogeno puro e *hydrogen carrier* analizzate

Fonti: Elaborazione E&S da dati IRENA (2022); JRC (2022).

Analizzando le soluzioni di trasporto d'idrogeno è possibile osservare una elevata maturità tecnologica, soprattutto per i carri bombolai con semirimorchi di bombole metalliche e composite per il trasporto in fase gassosa, e per le autocisterne di serbatoi criogenici per l'idrogeno liquido. Il trasporto navale di idrogeno gassoso risulta limitato dalla bassa densità energetica, mentre quello allo stato liquido sconta i costi energetici relativi alla liquefazione, che rendono questa soluzione più adatta ad applicazioni di lungo raggio. Il trasporto di idrogeno gassoso via *pipeline* risulta una soluzione consolidata e diffusa (5.000 km di condutture già attive a livello mondiale), ma relativamente alla possibilità di *retrofit* dell'attuale rete di trasporto di gas naturale dovranno essere adottati specifici accorgimenti/investimenti legati ai materiali, alla compressione e all'operatività nel trasporto.

Tra i *carrier*, nonostante la possibilità di riconversione delle infrastrutture esistenti (oleodotti), gli LOHC necessitano di ulteriori sviluppi a causa della complessità logistica legata al ciclo di idrogenazione e deidrogenazione. Il trasporto di ammoniaca (su strada, su rotaia e via nave) si rivela invece una soluzione caratterizzata da un'elevata maturità; tuttavia, il trasporto su rotaia non viene pienamente sfruttato per la scarsità di *terminal* compatibili con l'infrastruttura necessaria e la mancanza di una programmazione tempestiva dei trasporti.



Cap. 2 L'EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO:

CONTESTO EUROPEO

E STRATEGIE EXTRA-EU



1.

DEFINITE LE REGOLE PER L'IDROGENO RINNOVABILE IN EUROPA

RFNBO

Renewable Fuel of Non Biological Origin



attraverso i principi di:

- addizionalità
- correlazione temporale
- correlazione geografica



3.

STRATEGIA NAZIONALE PER L'IDROGENO



2.

USA E AUSTRALIA SI PONGONO TRA I PRINCIPALI PLAYER DELL'IDROGENO

definita European Hydrogen Bank



Europa

definiti investimenti e schemi incentivanti
incentivo fino a



3\$/kgH₂

USA

Australia



esportazione idrogeno in altri Paesi

Definite le regole per l'idrogeno rinnovabile in Europa

Il 13 febbraio 2023, con l'emanazione di due atti delegati alla *Renewable Energy Directive* (RED II), la Commissione Europea ha definito a quali condizioni l'idrogeno, i combustibili a base di idrogeno o gli altri vettori energetici possono essere considerati come combustibili rinnovabili liquidi o gassosi di origine non biologica (RFNBO - *Renewable Fuel of Non Biological Origin*) attraverso i **principi di addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica**. **Permangono tuttavia dubbi in merito all'applicazione di tali criteri, specialmente se considerati in relazione al contesto nazionale**, infatti:

- Il **principio di addizionalità** crea possibili criticità nella produzione d'idrogeno in quelle regioni caratterizzate da una limitata disponibilità di risorse rinnovabili complementari.
- La **correlazione oraria**, a partire dal 2030, potrebbe comportare un netto calo del *load factor* dell'elettrolizzatore determinando un aumento del LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*).
- La **correlazione geografica**, qualora interpretata nella sua accezione più stringente (i.e. zone di mercato interconnesse fisicamente), risulterebbe allo *status quo* penalizzante per le configurazioni che prevedono la produzione di idrogeno nel Nord Italia con alimentazione rinnovabile da PPA proveniente da impianti di produzione elettrica da FER installati in zone di mercato non interconnesse alla zona di produzione d'idrogeno (quale il Sud Italia).

USA e Australia tra i principali player dell'idrogeno

USA e Australia si pongono l'obiettivo di diventare nel medio periodo tra i principali leader globali nella filiera dell'idrogeno. La strategia USA definisce dei *target* di produzione ambiziosi sostenuti da ingenti risorse finanziarie quali il *Clean Hydrogen Production Tax Credit*, misura volta a promuovere la produzione di idrogeno pulito contenuta all'interno dell'*Inflation Reduction Act* (2022), il quale stanziava \$391mld per promuovere la produzione di energia *green*.

La strategia australiana, d'altro canto, prevede un **approccio adattivo** al fine di diventare uno dei **principali esportatori di idrogeno** a livello globale, specialmente nel mercato asiatico. A febbraio 2023, si registra da parte delle autorità australiane la volontà di effettuare una revisione della strategia in seguito ai recenti sviluppi geopolitici, ivi compreso l'impatto dell'*Inflation Reduction Act*.

IRA, uno stimolo per il mercato. Italia in stallo, nonostante il PNRR

Le risorse stanziare dall'*Inflation Reduction Act* (IRA) hanno reso gli USA un Paese appetibile da parte degli investitori. Ciò ha spinto l'Unione Europea ed alcuni Stati Membri ad accelerare sul fronte della produzione di idrogeno, la prima attraverso la **creazione di una Banca Europea per l'Idrogeno**, i secondi (e.g., Portogallo) attraverso la **creazione di schemi incentivanti ad hoc**.

A livello nazionale si è ancora in attesa di una strategia definitiva per l'idrogeno e dello sviluppo di un conseguente schema incentivante. Nonostante ciò, si evidenzia come **buona parte delle risorse del PNRR stanziare per lo sviluppo e la diffusione dell'idrogeno siano già state assegnate**, in controtendenza con l'andamento generale del PNRR. Ciò dimostra come **nel contesto nazionale si riscontri un notevole fermento verso le potenzialità dell'idrogeno, non coadiuvato tuttavia da una chiara strategia e da un adeguato supporto a livello normativo**, che pone dunque i potenziali investitori in una situazione di incertezza.

Definite le regole per l'idrogeno rinnovabile in Europa

Figura 5

I criteri per l'idrogeno rinnovabile

Fonti: l'Atto Delegato alla Direttiva (EU) 2018/2001 – Commissione Europea.



Connessione diretta a impianto FER	Allacciamento diretto tra impianto di produzione elettrica da FER ed elettrolizzatore, a condizione che l'impianto FER entri in esercizio massimo 36 mesi prima rispetto all'impianto di produzione di RFNBO
	Oppure Energia elettrica rinnovabile e idrogeno sono prodotti nel medesimo impianto



EE prelevata da rete	La produzione di RFNBO è localizzata in una <i>bidding zone</i> * con quota di generazione elettrica da FER superiore al 90% nell'anno precedente e tale produzione non eccede un numero massimo di ore stabilito in relazione alla proporzione di energia nella <i>bidding zone</i>
	Altrimenti
	La produzione di RFNBO è collocata in una <i>bidding zone</i> dove l'intensità emissiva della rete elettrica è minore di 18 gCO _{2eq} /MJ
	Posto che <ul style="list-style-type: none"> I produttori di combustibile abbiano concluso almeno un contratto PPA con produttori di energia rinnovabile Siano rispettate le condizioni di correlazione temporale e geografica
	Durante un periodo di sbilanciamento sulla rete, l'elettricità prelevata e consumata da rete ha ridotto la necessità di ri-dispacciamento «a scendere» di energia rinnovabile di una quantità pari a quella usata per la produzione di RFNBO

Il Primo Atto Delegato stabilisce innanzitutto i criteri che definiscono il concetto d'idrogeno rinnovabile all'interno dell'Unione Europea in due casistiche:

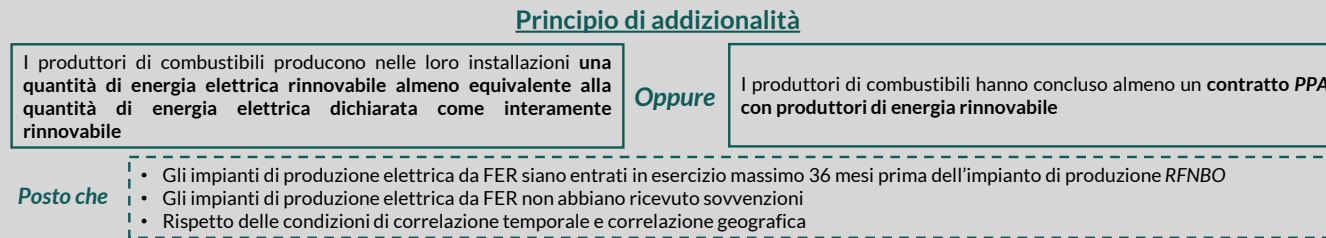
- In caso di connessione diretta tra impianto di produzione di energia elettrica da FER (Fonte di Energia Rinnovabile) e impianto di produzione di RFNBO (e.g., elettrolizzatore)
- In caso di energia elettrica (EE) prelevata da rete

(*)Nota: il concetto di «*bidding zone*» è differente all'interno dei paesi dell'EU. In caso di interpretazione «rigorosa» del *delegated act* per l'Italia le «*bidding zone*» coincidono con le zone di mercato così come concepite nel mercato elettrico, dunque l'Italia è suddivisa in 7 *bidding zone*.

Figura 6

I principi di addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica

Fonte: l'Atto Delegato alla Direttiva (EU) 2018/2001 – Commissione Europea



Nota: Tale principio non è applicato fino al 1° gennaio 2038 agli impianti di produzione di idrogeno che entrano in funzione prima del 1° gennaio 2028. Questa esenzione non si applica alla capacità aggiunta dopo il 1° gennaio 2028.

Principio di correlazione temporale

Il <i>RFNBO</i> è prodotto nello stesso mese solare dell'energia elettrica rinnovabile prodotta nell'ambito di un <i>PPA</i> , o da energia rinnovabile proveniente da un sistema di stoccaggio accumulata nel corso dello stesso mese	Fino al 31 Dicembre 2029
Il <i>RFNBO</i> è prodotto nello stesso periodo orario dell'energia elettrica rinnovabile prodotta nell'ambito di un <i>PPA</i> , o da energia rinnovabile proveniente da un sistema di stoccaggio accumulata nel corso dello stesso periodo orario	Dal 1° Gennaio 2030
Il <i>RFNBO</i> è prodotto durante un periodo orario in cui il prezzo marginale dell'energia elettrica risultante dal MGP nella <i>bidding zone</i> è inferiore o pari a 20 €/MWh o inferiore a 0,36 volte il prezzo di una quota d'emissione di 1 tonCO ₂ nel periodo di riferimento	Sempre valido

Principio di correlazione geografica

L'impianto di produzione elettrica da FER nell'ambito di un contratto PPA si trova nella stessa bidding zone dell'elettrolizzatore
<i>Oppure</i> L'impianto di produzione elettrica da FER è situato in una bidding zone interconnessa e i prezzi dell'energia sono uguali o superiori sul MGP rispetto alla <i>bidding zone</i> in cui viene prodotto il <i>RFNBO</i>
<i>Oppure</i> L'impianto di produzione elettrica da FER nell'ambito di un contratto PPA è situato in una bidding zone offshore interconnessa con la <i>bidding zone</i> in cui è ubicato l'elettrolizzatore.

Nel caso di energia elettrica prelevata da rete, quest'ultima può essere considerata come pienamente rinnovabile se vengono rispettati i requisiti stabiliti dai principi di addizionalità, correlazione geografica e correlazione temporale. Tali principi pongono tuttavia non pochi dubbi circa la loro applicazione nel contesto italiano per via delle caratteristiche morfologiche e geografiche che contraddistinguono il nostro paese.

USA e Australia tra i principali player dell'idrogeno

Figura 7

La strategia USA: diventare *leader globale* nella produzione di idrogeno

Fonte: Clean Hydrogen Strategy Roadmap -
US Department Of Energy

Gli Stati Uniti hanno identificato, all'interno della Strategia definita nell'ambito del *Bipartisan Infrastructure Law* (2021), un obiettivo di 50Mton di produzione annua di idrogeno pulito al 2050 al fine di centrare gli obiettivi di neutralità climatica, passando attraverso *milestone* intermedie di 10Mton al 2030 e 20Mton al 2040. Tali obiettivi dovranno essere supportati da una concomitante riduzione del costo di produzione dell'idrogeno (1\$ al kg entro il 2031) coadiuvata dall'implementazione di *hub* regionali di idrogeno e da una diffusione su larga scala.

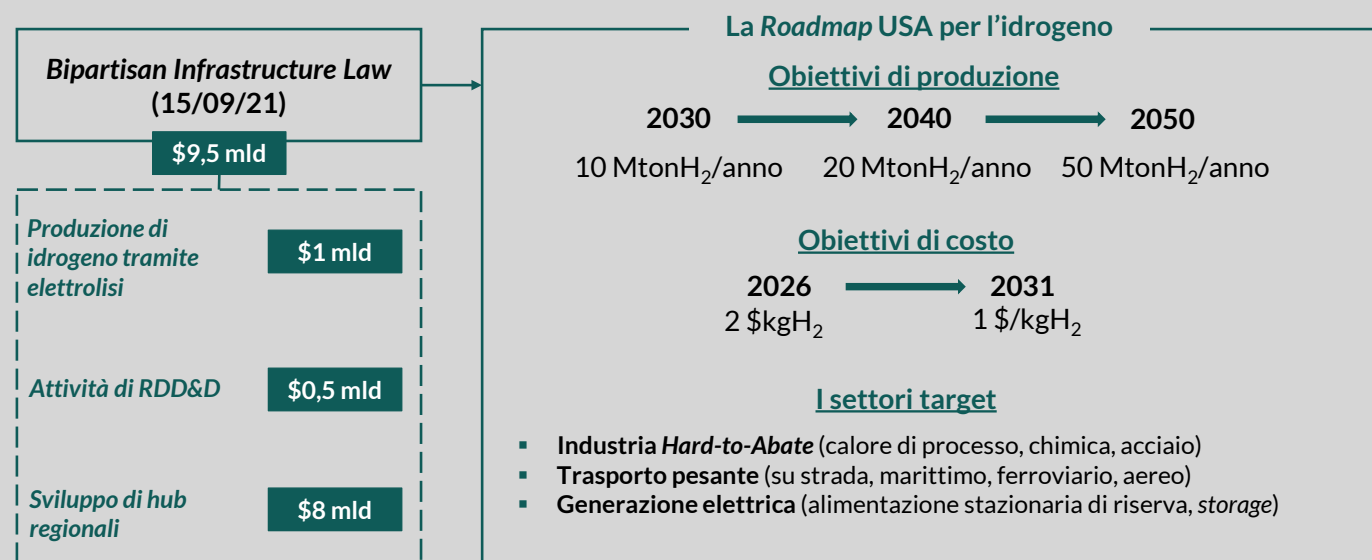
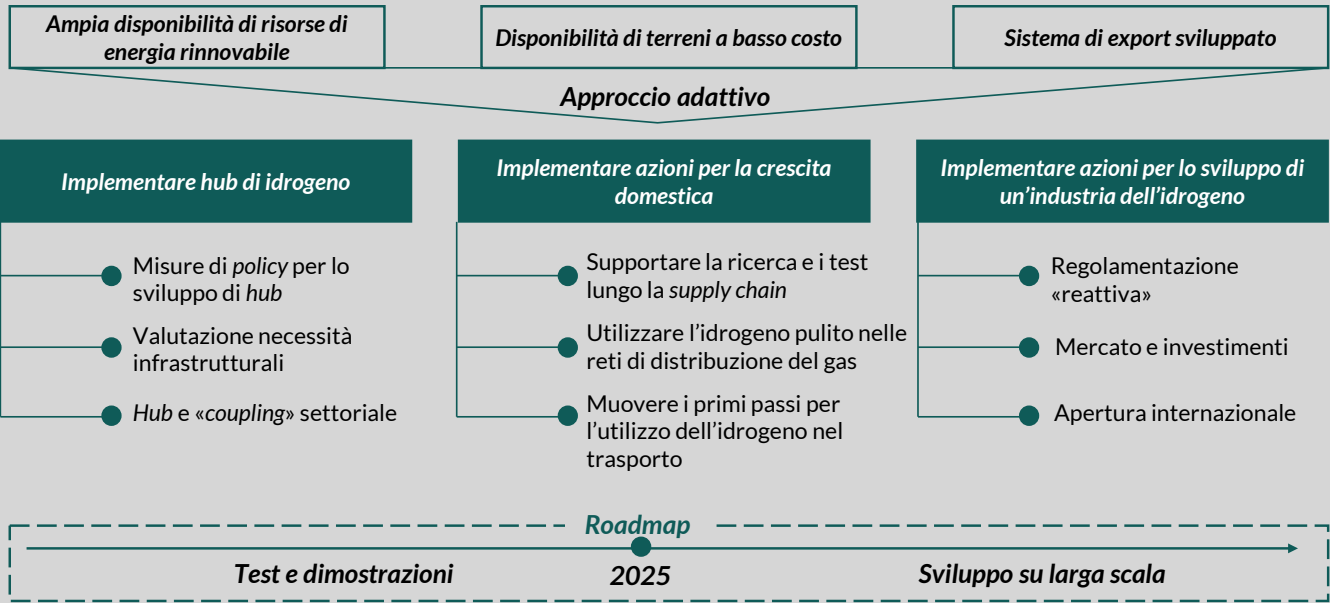


Figura 8
La strategia australiana: diventare uno dei top 3 esportatori di idrogeno entro il 2030

Fonti: Australia's National Hydrogen Strategy - COAG Energy Council



L'Australia, forte dell'ampia disponibilità di spazi e di risorse naturali, si pone l'obiettivo strategico di diventare leader mondiale nell'esportazione di idrogeno attraverso una rapida crescita interna delle installazioni. In questa direzione vanno le recenti *partnership* bilaterali concluse con paesi quali Giappone, Germania, India e Olanda.

IRA, uno stimolo per il mercato. Italia in stallo, nonostante il PNRR



Figura 9

La Clean Production Tax Credit e la European Hydrogen Bank

Fonti: *Inflation Reduction Act Guidebook, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy; DRAFT economic Terms and Conditions (T&C) of the 2023 Innovation Fund Pilot Auction for renewable hydrogen production* - Commissione Europea.

Relativamente alle politiche di incentivazione, il *Clean Production Tax Credit* statunitense è una misura incentivante presente all'interno dell'*Inflation Reduction Act* volta a promuovere la produzione interna di idrogeno pulito. Il meccanismo, in forma di credito d'imposta, varia in un range tra 0,6 e 3 \$/kgH₂ a seconda dell'intensità carbonica della produzione di idrogeno e ha una durata di 10 anni.

L'*European Hydrogen Bank* ha stanziato un fondo da 3 mld€ per raggiungere gli obiettivi di produzione di idrogeno in EU. In particolare, 800mln€ sono stati stanziati per un progetto pilota volto a sviluppare la produzione domestica di idrogeno. L'incentivo risulta tuttavia ancora in fase di discussione, a maggio 2023 si è infatti tenuta una consultazione in Commissione Europea al fine di discutere i criteri di accesso al meccanismo d'asta, onde assicurare che la prima asta a livello unionale (prevista in autunno) risponda precisamente alle esigenze del settore privato.

	Clean Production Tax Credit <i>Inflation Reduction Act (ago-2022)</i> 	European Hydrogen Bank <i>(set-2022)</i> 
Fondo dedicato	391 mld\$*	3 mld€ (800 mln€ progetto pilota)
Meccanismo	Credito d'imposta	<i>Pay as bid</i>
Incentivo	Massimale tra 0,6 e 3\$/kgH ₂ a seconda della <i>carbon intensity</i>	<i>Fixed premium</i> fino a 4€/kgH ₂
Periodo di validità	10 anni	10 anni
Dettagli	Impianti di produzione di idrogeno localizzati in USA, inclusi quelli già esistenti.	<ul style="list-style-type: none"> Minimo 5MW di capacità installata in EU Sostegno non superiore al 33% del budget della singola asta Rispetto dei principi di addizionalità, correlazione temporale e geografica

(*)Nota: in riferimento all'intero fondo previsto dall'*Inflation Reduction Act* per promuovere la produzione interna di energia pulita

Figura 10

I fondi del PNRR dedicati all'idrogeno

Fonti: Gazzetta Ufficiale, MASE, MiTE

Oltre il 60% dei fondi del PNRR previsti per lo sviluppo dell'idrogeno sono stati assegnati

PNRR: Missione 2 – Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile)				
Investimento	Fondi stanziati (mln€)	Fondi assegnati (mld€)	Iter assegnazione risorse	Status
3.1 Produzione in aree industriali dismesse	500	489,5	Concluso	●
3.2 Utilizzo in settori <i>hard-to-abate</i> Sostituzione dei combustibili fossili utilizzati nei processi produttivi Produzione di ferro preridotto mediante Direct Reduced Iron (DRI)	2.000 1.000 1.000	1.000 0 1.000	In corso	●
3.3 Stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto stradale	230	103,5	Concluso	●
3.4 Stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto ferroviario	300	300	Concluso	●
3.5 Ricerca e sviluppo idrogeno	160	160	Concluso	●
5.2 Idrogeno Realizzazione di progetti di comune interesse Europeo Realizzazione di stabilimenti per la produzione di elettrolizzatori Sviluppo della filiera degli elettrolizzatori e/o delle relative componenti	450 250 100 100	250 250 0 0	In corso	●
Totale	3.640	2.303 (63,3%)		

Nota: Analisi aggiornata a maggio 2023.

● Fondi (quasi) interamente assegnati ● Fondi non ancora interamente assegnati

Dei circa €3,6 miliardi stanziati dal PNRR per lo sviluppo di idrogeno, circa il 63% sono già stati assegnati. Dei fondi ancora da stanziare, la gran parte risiede nel miliardo di euro, previsto per la sostituzione del metano e dei combustibili fossili utilizzati nei processi produttivi dei settori *Hard-to-Abate*, all'interno della misura 3.2. A tal riguardo, l'avviso del MASE pubblicato il 15 Marzo 2023 prevede che le domande per l'accesso alle risorse disponibili debbano essere presentate entro il 30 giugno 2023.

I restanti fondi ancora da assegnare sono quasi interamente riconducibili ai 200mln€ dedicati alla realizzazione di stabilimenti per la produzione di elettrolizzatori e allo sviluppo della relativa filiera (misura 5.2), per cui a maggio 2023 non risultano ancora disponibili i bandi con le modalità per l'accesso alle agevolazioni.



L'EVOLUZIONE DELLE INSTALLAZIONI Cap. 3

E LE STARTUP ATTIVE NELLA FILIERA DELL'IDROGENO

STARTUP IDROGENO:
PRODOTTI **HARDWARE**
CLIENTELA B2B

1.



38%
del campione
analizzato
AMERICA

66%

EUROPA
quasi il
50%
del campione

26%

FINANZIAMENTI

2.

EUROPA:
ANNUNCI
INSTALLAZIONI
SUPERIORI AI
TARGET AL 2030

EU
2030

HYDROGEN STRATEGY

annunci più
che doppi

93,5 GW

2026-2030
dovrebbero entrare in
funzione 154 progetti pari a:

70,6 GW

3.

2030

USA

TWIN
TRACK

58 progetti

idrogeno
da elettrolisi

11,5 GW

32 progetti

idrogeno
low carbon

4,3 MtonH₂/anno

Australia

ruolo di paese
esportatore

73 progetti

74,1 GW

idrogeno
da elettrolisi

Startup idrogeno: prodotti *hardware* e clientela B2B

L'analisi delle **startup attive a livello mondiale nella filiera dell'idrogeno** ha permesso di confermare il **ruolo dell'Europa** nello **sviluppo** di questo mercato, non solo a livello di *incumbent*, ma **anche di nuove realtà imprenditoriali**. Le **startup europee** sebbene costituiscano quasi il **50% del campione** hanno raccolto solamente il 26% dei finanziamenti, **evidenziando un chiaro gap rispetto alle realtà americane**, che rappresentano il 38% del campione analizzato, ma il 66% dei finanziamenti. Quasi il 90% delle *startup* hanno strutturato *value proposition* principalmente basate su prodotti *hardware*: si evidenzia che il 73% del campione offre esclusivamente soluzioni *hardware*. La **clientela target è il segmento B2B**, il più propenso a sperimentare l'utilizzo dell'idrogeno all'interno dei propri processi produttivi, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

Europa: annunci installazioni superiori ai *target* al 2030

Rispetto agli obiettivi al 2030 contenuti all'interno della strategia europea (40 GW di capacità d'elettrolisi), si osservano **annunci più che doppi**, e in particolare nel quinquennio 2026-2030 **dovrebbero entrare in funzione 154 progetti (pari a 70,6 GW)**. I **paesi europei più attivi si rivelano Germania, Spagna, Olanda, Danimarca e Regno Unito** con annunci al 2030 superiori a 10 GW di capacità di elettrolisi. La **produzione di idrogeno low carbon**, coerentemente con le loro strategie nazionali, appare **rilevante sia nel Regno Unito** (11 progetti e 2,7 MtonH₂/a) che in **Olanda** (11 progetti, 14 MtonH₂/a). A livello tecnologico **il Regno Unito sembra orientarsi principalmente sull'Autothermal Reforming+CCS/CCUS**, mentre per l'Olanda non appare un chiaro *trend* nei confronti di una specifica tecnologia.

Australia: focus su elettrolisi USA: approccio *twin track*

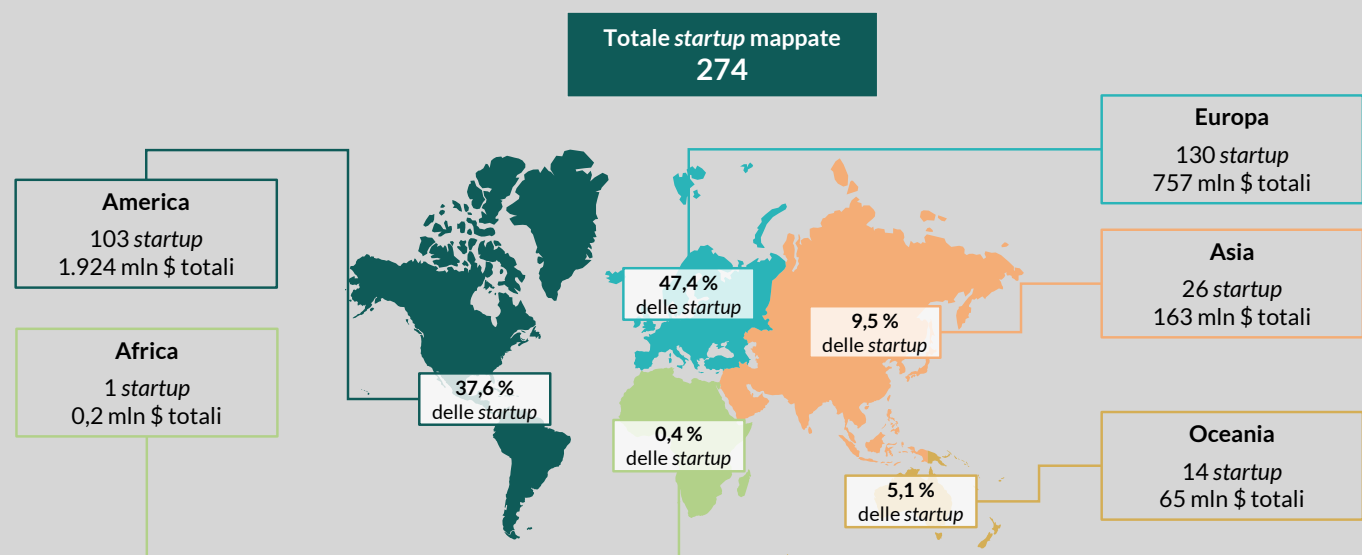
L'analisi degli annunci relativi agli **Stati Uniti** ha evidenziato al 2030 un **approccio *twin track*** puntando non solo **sull'idrogeno da elettrolisi**, ma anche su quello **low carbon**. Infatti, a fronte di **58 progetti** di produzione di **idrogeno tramite elettrolisi per un totale di 11,5 GW**, principalmente **alimentati** tramite un **mix di rinnovabili**, si osservano annunci di **32 progetti di idrogeno low carbon** con una produzione totale stimata al 2030 pari **4,3 MtonH₂/anno**. Coerentemente con quanto contenuto all'interno della strategia nazionale, **in Australia** si osserva **una forte spinta sui progetti di produzione d'idrogeno da elettrolisi (73 progetti, 74,1 GW)**, garantendo a questa nazione un **effettivo ruolo di Paese esportatore**. Molto meno rilevanti i progetti di produzione di idrogeno **low carbon** (5 progetti, 515ktonH₂/anno al 2030).

Startup idrogeno: prodotti *hardware* e clientela B2B

Figura 11

Distribuzione geografica delle *startup* e dei fondi da loro raccolti

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy
tramite analisi dei database Pitchbook
e Crunchbase



Nota: Le *startup* del campione per cui è stata fatta *disclosure* dei finanziamenti ricevuti sono 151 (55% del campione).



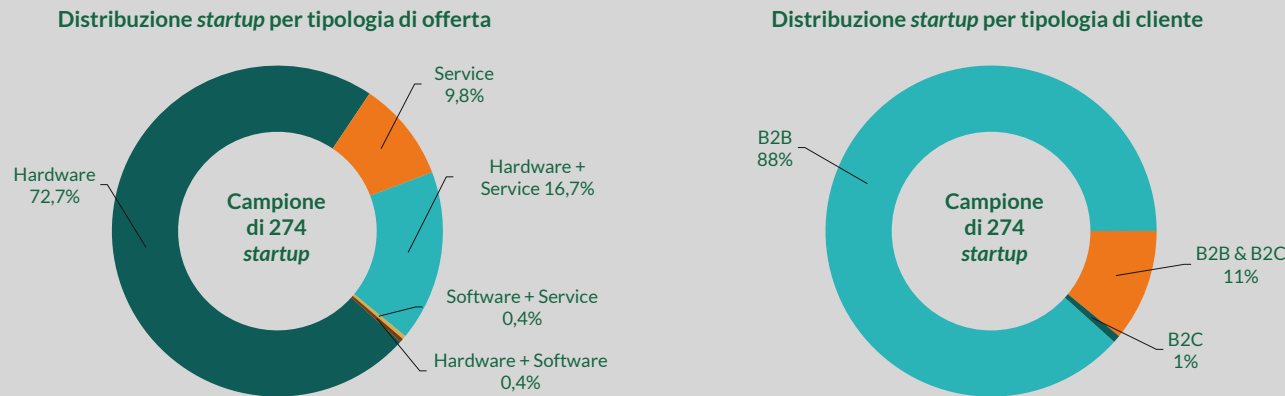
Il 47,3% del campione di *startup* analizzato (274 realtà) ha il proprio *headquarter* localizzato all'interno del contesto europeo, confermando la rilevanza della filiera europea nello sviluppo di un mercato dell'idrogeno. Si evidenzia tuttavia come i due terzi dei finanziamenti totali (2,9 miliardi di \$) siano legati a *startup* del continente americano che rappresentano quasi il 38% del campione. All'interno del contesto europeo i paesi più attivi si rivelano Regno Unito (38 *startup* e il 41% dei finanziamenti europei), Germania e Francia.



Figura 12

Ripartizione percentuale delle *startup* per tipologia d'offerta e cliente

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy tramite analisi dei database Pitchbook e Crunchbase e di fonti secondarie



Quasi il 90% delle *startup* hanno strutturato *value proposition* principalmente basate su prodotti *hardware*: si evidenzia che il 73% del campione offre esclusivamente soluzioni *hardware*. La quasi totalità delle *startup* (88%) operanti lungo la filiera dell'idrogeno si rivolge ad una clientela puramente *business*; la clientela B2C risulta limitata in pressoché tutte le aree di *business*, tranne che per la categoria «veicoli ad idrogeno» che evidenzia una percentuale non trascurabile di *startup* (47%) che offrono una soluzione combinata B2B e B2C.

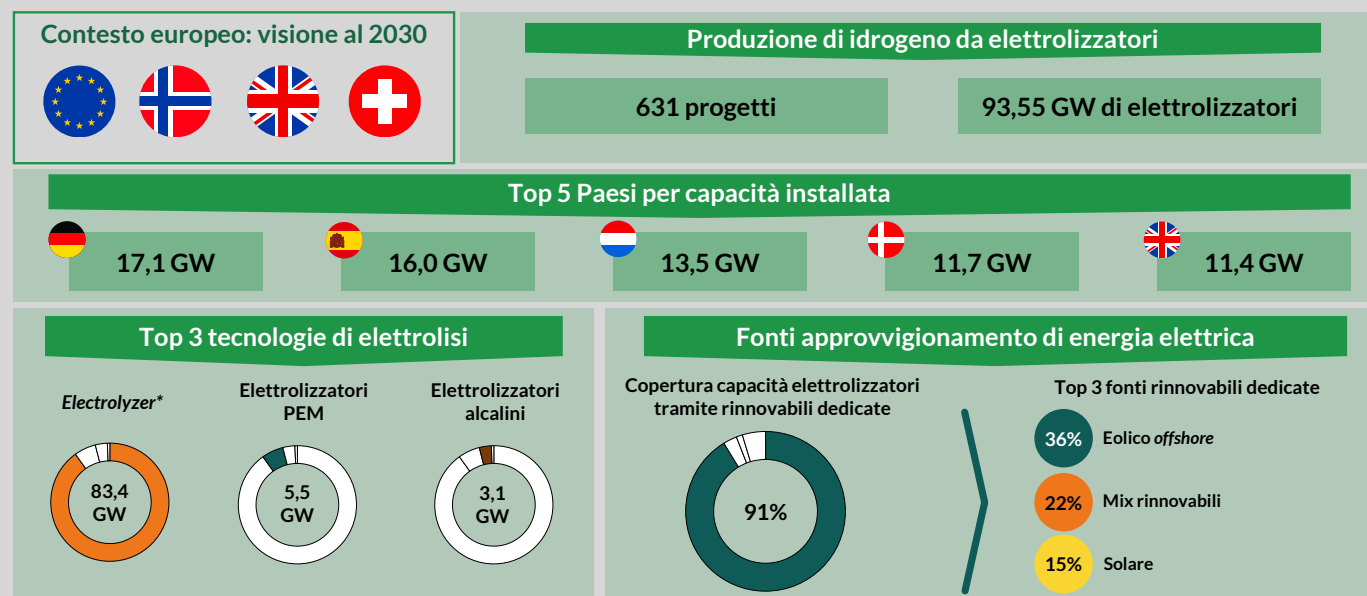
Europa: annunci installazioni superiori ai target al 2030

Figura 13

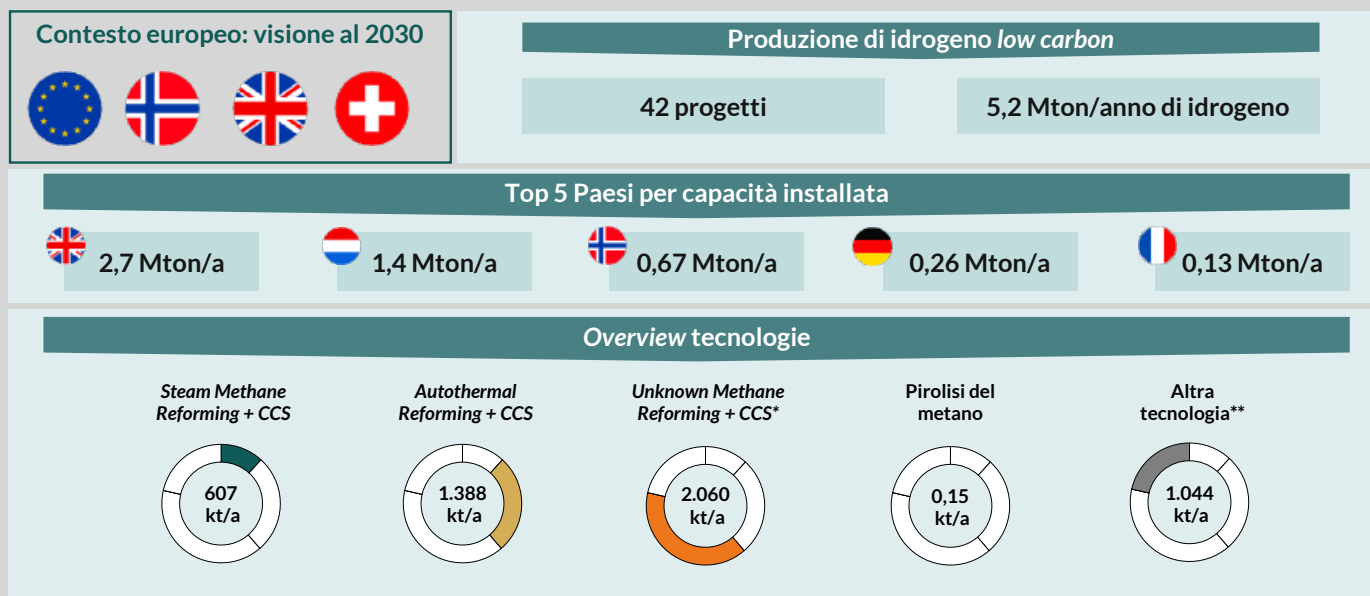
Visione d'insieme al 2030 della produzione d'idrogeno da elettrolisi nel contesto europeo

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati IEA e fonti secondarie

L'analisi al 2030 degli annunci di impianti di produzione d'idrogeno da elettrolisi nel contesto europeo ha permesso di identificare 631 iniziative che ammontano a circa 94 GW di capacità. Circa il 75% della capacità annunciata a livello europeo risulta concentrata in 5 paesi (Germania, Spagna, Olanda, Danimarca e Regno Unito), ciascuno caratterizzato da una *pipeline* di sviluppo annunciata pari ad almeno 10 GW. Considerando i vari progetti si può osservare come molti di questi siano in una fase precedente a quella di *Final Investment Decision (FID)*, pertanto non è stata ancora dichiarata la specifica tecnologia di elettrolizzatori che sarà adottata (89% della capacità annunciata). Al contempo appare evidente l'emergere di un chiaro *trend* di alimentazione degli elettrolizzatori tramite rinnovabili dedicate (91% della capacità annunciata).



(*) Nota: Con il termine «electrolyzer» si identificano tutti i progetti in cui è stato dichiarato si utilizzerà un elettrolizzatore per produrre idrogeno, ma non ne è stata specificata la tecnologia.



(*) Nota: La categoria «Unknown Methane Reforming + CCS» indica processi di *reforming* di gas naturale con *Carbon Capture* per cui tecnologia di dettaglio non è resa nota

(**) Nota: La categoria «altra tecnologia» comprende processi di produzione di idrogeno da gassificazione e/o *reforming* di biomassa, biogas o di rifiuti.

Figura 14

Visione d'insieme al 2030 della produzione d'idrogeno *low carbon* nel contesto europeo

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati IEA e fonti secondarie

L'analisi degli annunci di progetti di produzione di idrogeno *low carbon* da tecnologie differenti dagli elettrolizzatori, nel contesto europeo al 2030 ha identificato 42 iniziative, corrispondenti ad una capacità complessiva di produzione pari a 5,2 MtonH₂/anno. In particolare, il 38% delle iniziative (pari a 3,5 MtonH₂/anno di idrogeno) sarà concentrato all'interno del quinquennio 2026-2030. A livello tecnologico si evidenzia come il 40% della produzione sarà realizzata tramite processi di *reforming* di gas naturale con *Carbon Capture* (CCS/CCUS) per cui la tecnologia di dettaglio non è stata ancora resa nota, mentre il processo di *Autothermal Reforming* con CCS/CCUS, grazie anche alle importanti installazioni nel Regno Unito, determinerà il 27% della produzione al 2030.

Australia: focus su elettrolisi USA: approccio twin track

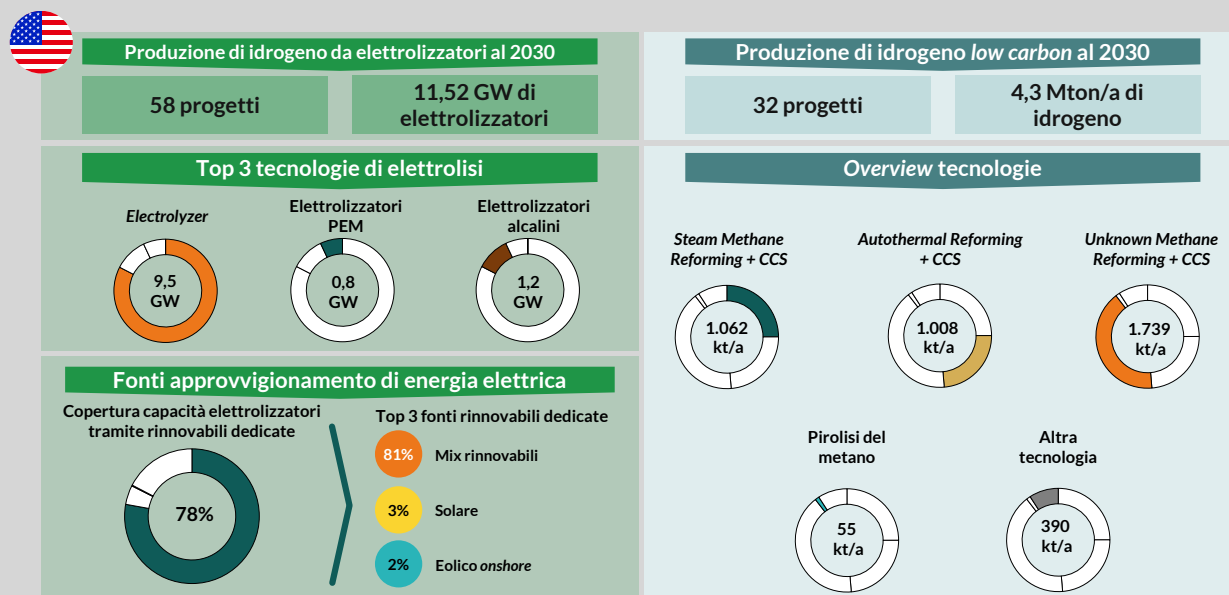
Figura 15

Visione d'insieme al 2030 della produzione d'idrogeno da elettrolisi e low carbon negli Stati Uniti

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati IEA e fonti secondarie.

L'analisi al 2030 degli annunci di impianti di produzione d'idrogeno da elettrolisi ha evidenziato 58 progetti per una capacità pari a 11,52 GW. Si osserva che la maggior parte della capacità (9,5 GW, 82% del totale) è costituita da progetti in cui non è stata ancora definita la tecnologia di elettrolisi che sarà adottata; tuttavia, a livello di numerosità di progetti si evidenzia che il 58% di questi adotterà la tecnologia PEMEL (7% della capacità complessiva).

Considerando l'alimentazione degli elettrolizzatori si evidenzia come oltre il 75% della capacità sarà alimentata tramite rinnovabili dedicate, cercando di massimizzare il *load factor* dell'elettrolizzatore combinando differenti tipologie di rinnovabili (Mix rinnovabili). Anche gli annunci di progetti di produzione di idrogeno *low carbon* risultano rilevanti (32 progetti) con una capacità di produzione al 2030 pari a 4,3 MtonH₂/anno, l'89% delle quali legate alle tecnologie di *reforming* del metano.



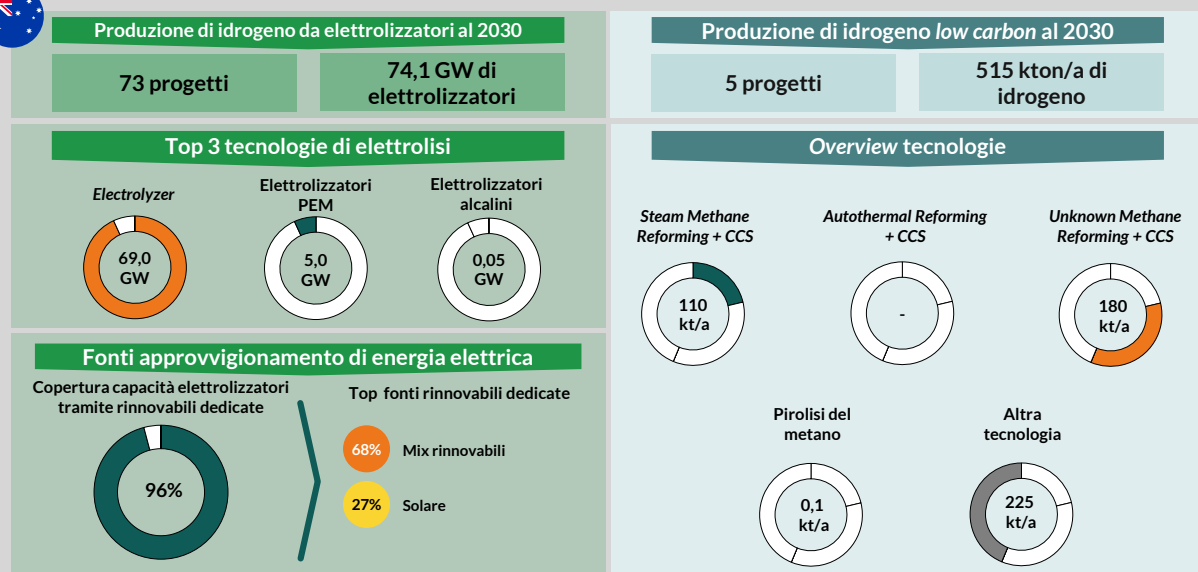


Figura 16

Visione d'insieme al 2030 della produzione d'idrogeno da elettrolisi e low carbon in Australia

Fonte: Rielaborazione Energy & Strategy su dati IEA e fonti secondarie.

L'Australia registra una notevole pipeline di annunci di progetti di produzione di idrogeno da elettrolisi pari a 73 progetti e una capacità annunciata di 74,1 GW al 2030. In particolare, il 92% di questa capacità dovrebbe entrare in esercizio nel periodo 2026-2030, grazie anche un importante aumento della taglia media dei progetti (4,2 GW/progetto rispetto ai 157 MW del periodo 2023-2025). La quasi totalità di questa capacità (96%) sarà alimentata attraverso rinnovabili dedicate, di cui il 27% da solare e il 68% da un mix di differenti fonti rinnovabili dedicate. Molto meno rilevanti rispetto al contesto europeo e americano sono gli annunci di installazioni di idrogeno low carbon che al 2030 dovrebbero garantire una capacità di produzione pari a 515 ktonH₂/anno di idrogeno.

H₂ L'ALTERNATIVA «MAKE OR BUY» PER L'IDROGENO IN ITALIA

ARDUA COESISTENZA DI
VINCOLI NORMATIVI E TEMI
TECNO-ECONOMICI

1.



ATTO DELEGATO
RED II

1° Atto Delegato alla
RED II impone alcuni
stringenti vincoli



PPA

per ottimizzare nei
primi anni di
sviluppo del mercato

costi di produzione
dell'idrogeno

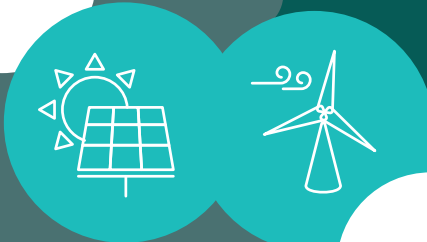
settore
Hard-to-Abate

taglia dell'impianto
di elettrolisi

2.

DIVERSIFICAZIONE FONTI E INFRASTRUTTURA
COME FATTORI ABILITANTI

un maggior fattore
di carico dell'elettrolizzatore



mix di generazione con profili di
produzione complementari

riduzione del LCOH

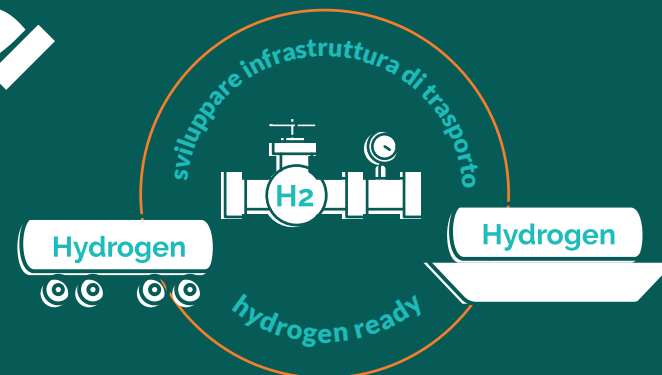
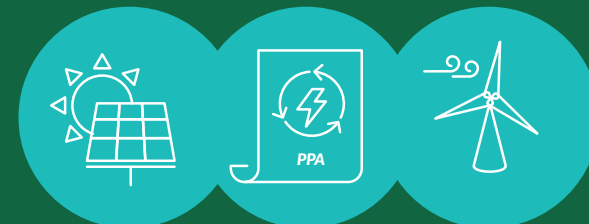
3.

APPROVVIGIONAMENTO
ELETRICO: MAGGIORE
VOCE DI COSTO

costo di
approvvigionamento
dell'energia elettrica



valore finale
del LCOH



H₂

Vincoli normativi e temi tecno-economici: un'ardua coesistenza

L'analisi effettuata confronta cinque differenti configurazioni volte a soddisfare un ipotetico **fabbisogno d'idrogeno in continuo pari a 50ktonH₂/anno**, valore rappresentativo dell'insieme dei fabbisogni di alcuni impianti situati al **Nord Italia** ed appartenenti ad un **settore Hard-to-Abate**.

Le configurazioni "Hydrogen Valley" sono adatte a soddisfare una domanda ridotta nei primi anni di sviluppo del mercato; il confronto di tali soluzioni evidenzia l'importanza del **meccanismo dei PPA per poter ottimizzare la taglia dell'impianto di elettrolisi** ed i costi di produzione dell'idrogeno. Tale meccanismo, tuttavia, deve confrontarsi con un **quadro normativo-regolatorio che con l'Atto Delegato alla RED II impone alcuni stringenti vincoli**: il principio di adizionalità, unito alla correlazione geografica, determina la possibilità di installare quasi esclusivamente fotovoltaico per un impianto situato al Nord Italia.

In aggiunta, **la correlazione temporale su base oraria**, che secondo quanto stabilito nell'atto delegato entrerà in vigore a partire dal 2030, **potrebbe mettere ulteriormente in difficoltà tali configurazioni** nel fornire idrogeno in continuo all'utente finale.

Diversificazione fonti e infrastruttura come fattori abilitanti

La **diversificazione delle fonti energetiche rinnovabili** e la possibilità di avere un mix di generazione caratterizzato da **profili di produzione tra loro complementari** (configurazioni n.4a, n.4b e n.5) determina un **maggior fattore di carico dell'elettrolizzatore** ed una conseguente **riduzione del Levelized Cost of Hydrogen**. Tale beneficio può essere raggiunto solo realizzando impianti in luoghi caratterizzati da un'ampia disponibilità di risorsa primaria (e.g., Sud Italia e Nord Africa).

Tuttavia, tali configurazioni potranno essere prese in considerazione ed implementate solo in presenza di un'**infrastruttura di trasporto dell'idrogeno** che possa consentire una **produzione efficiente e delocalizzata** rispetto all'utilizzo finale (e.g., Nord Italia).

Considerate le tempistiche necessarie per realizzare tali infrastrutture (fino a 10 anni), emerge con forza la centralità di **prevedere fin d'ora un piano di investimenti** che possa consentire al Paese di **dotarsi già a partire dal 2030 di un'infrastruttura hydrogen ready** che possa garantire un flusso di idrogeno maggiore di quello che si potrebbe generare con configurazioni *Hydrogen Valley*.

Approvvigionamento elettrico: maggiore voce di costo

In generale, è possibile osservare che **la voce di costo preponderante sul valore finale del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) è legata al costo di approvvigionamento dell'energia elettrica**. Nella configurazione n.1 tale voce è rappresentata dal PPA, nella configurazione n.3 dal mix tra fonti FER (fotovoltaico) e PPA, mentre nelle configurazioni n.2, n.4a, n.4b e n.5 dalle sole fonti FER.

In particolare, **la configurazione n.2 mostra una suddivisione delle voci di costo meno polarizzata** per effetto del fatto che la scelta impiantistica adottata ha determinato un **notevole sovradimensionamento dell'elettrolizzatore** che ha portato a ribilanciare i costi complessivi del sistema.

Dalle analisi svolte sulla configurazione n.1, si evidenzia che **una riduzione percentuale del costo del PPA porta ad una riduzione analoga del costo di produzione dell'idrogeno verde** (rapporto 1:1), mentre **una riduzione percentuale delle CAPEX dell'elettrolizzatore determina una riduzione del LCOH pari a 10:1**.

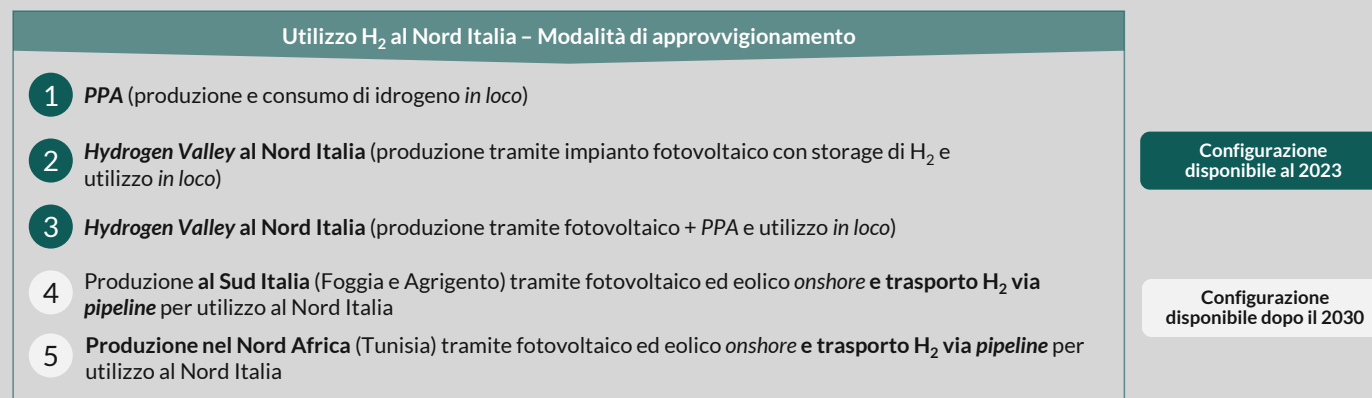
Vincoli normativi e temi tecno-economici: un'ardua coesistenza

Figura 17

Descrizione delle 6 differenti configurazioni impiantistiche analizzate nei casi studio

Le prime tre configurazioni rappresentano soluzioni in cui la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno avvengono direttamente al Nord Italia, mediante *Hydrogen Valley*: tali configurazioni sono già realizzabili e caratterizzano la maggior parte dei progetti pilota effettuati da alcuni operatori del mercato.

Le ultime due configurazioni prevedono la produzione dell'idrogeno al Sud Italia o in Nord Africa, delocalizzata rispetto al punto di utilizzo (sempre al Nord Italia): tali soluzioni potranno essere praticabili solo in seguito alla realizzazione di un'infrastruttura adeguata al trasporto di idrogeno puro, anche tramite il *repurposing* della rete del gas naturale esistente.

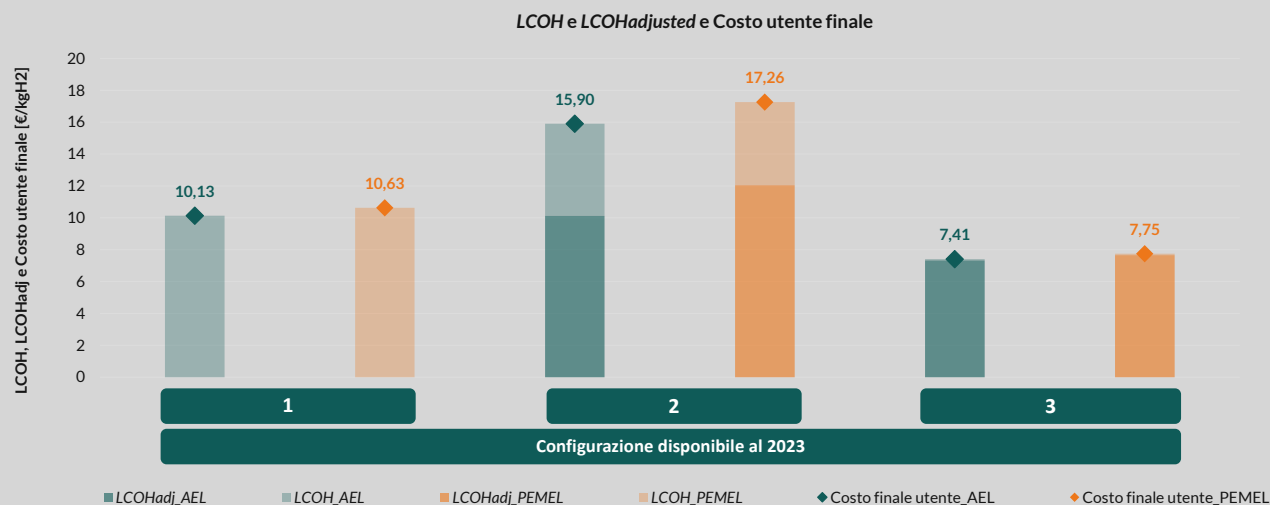


Nota: la soluzione 4 si divide in 4a – produzione in Puglia – e 4b – produzione in Sicilia



Figura 18

Dimensionamento impiantistico (in alto) e relativo *Levelized Cost of Hydrogen* (in basso) delle prime 3 configurazioni analizzate e attuabili già al 2023



Nota: Il costo finale per l'utente è determinato dal LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*), ovvero dal costo di produzione dell'idrogeno per unità di massa di idrogeno prodotto, senza considerare ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta in *surplus* e non utilizzata per la produzione di idrogeno. All'interno del LCOHadj sono considerati anche i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta in *surplus*. Tutte queste voci sono state rispettivamente calcolate per gli elettrolizzatori alcalini (AEL) e per quelli a membrana elettrolitica polimerica (PEMEL).

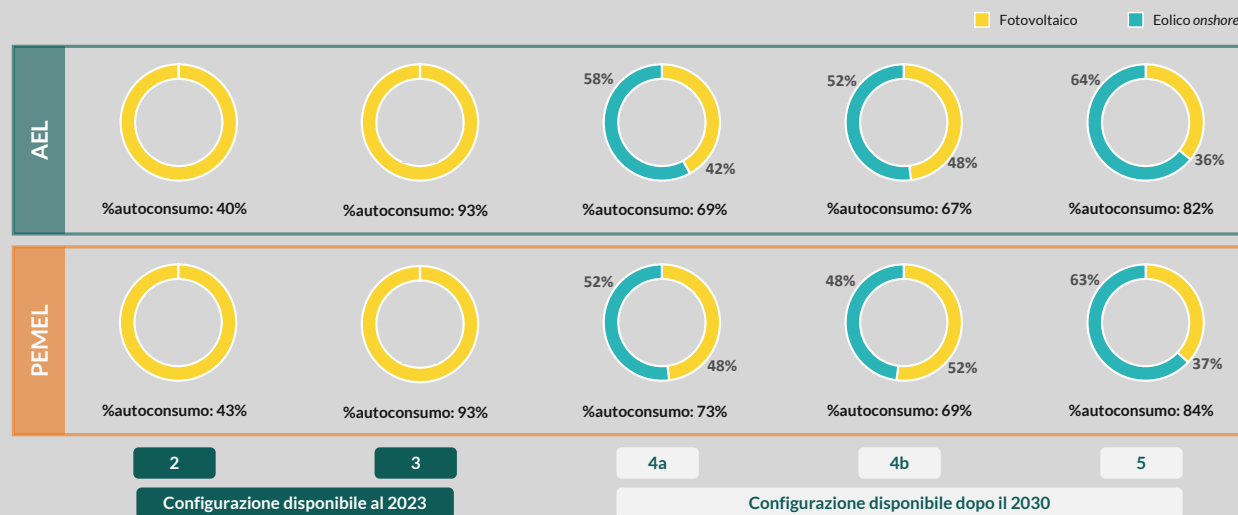
La possibilità di realizzare un PPA (configurazioni n.1 e n.3) consente di ottimizzare la taglia dell'impianto di elettrolisi rispetto al fabbisogno stimato dell'utente finale (50ktonH₂/anno), garantendo valori di LCOH, seppur più elevati dei valori di mercato dell'idrogeno grigio/blu, più contenuti rispetto alla configurazione n.2.

L'importante sovradimensionamento dell'elettrolizzatore in quest'ultima configurazione si traduce in un *Levelized Cost of Hydrogen* notevolmente maggiore che potrebbe rendere l'idrogeno così prodotto difficilmente accessibile ad un utente finale industriale (e.g., *Hard-to-Abate*).

Diversificazione fonti e infrastruttura come fattori abilitanti

Figura 19

Ripartizione del mix elettrico per alimentare l'elettrolizzatore nelle differenti configurazioni



Ad eccezione della configurazione n.1 che non prevede una connessione diretta con impianti rinnovabili per alimentare l'elettrolizzatore, le altre configurazioni considerano il fotovoltaico e l'eolico *onshore* (quest'ultimo solo nelle configurazioni n.4 e n.5) come fonti per l'approvvigionamento elettrico.

Confrontando la configurazione n.2 con le configurazioni n.4 e n.5, si osserva che la diversificazione del mix di FER porta ad un aumento dell'autoconsumo e del fattore di carico dell'elettrolizzatore.

Inoltre, è possibile osservare che nel passaggio da elettrolizzatore alcalino ad elettrolizzatore a membrana elettrolitica polimerica aumenta la penetrazione del fotovoltaico grazie alla maggior flessibilità a lavorare a carichi parziali tipica del PEMEL.

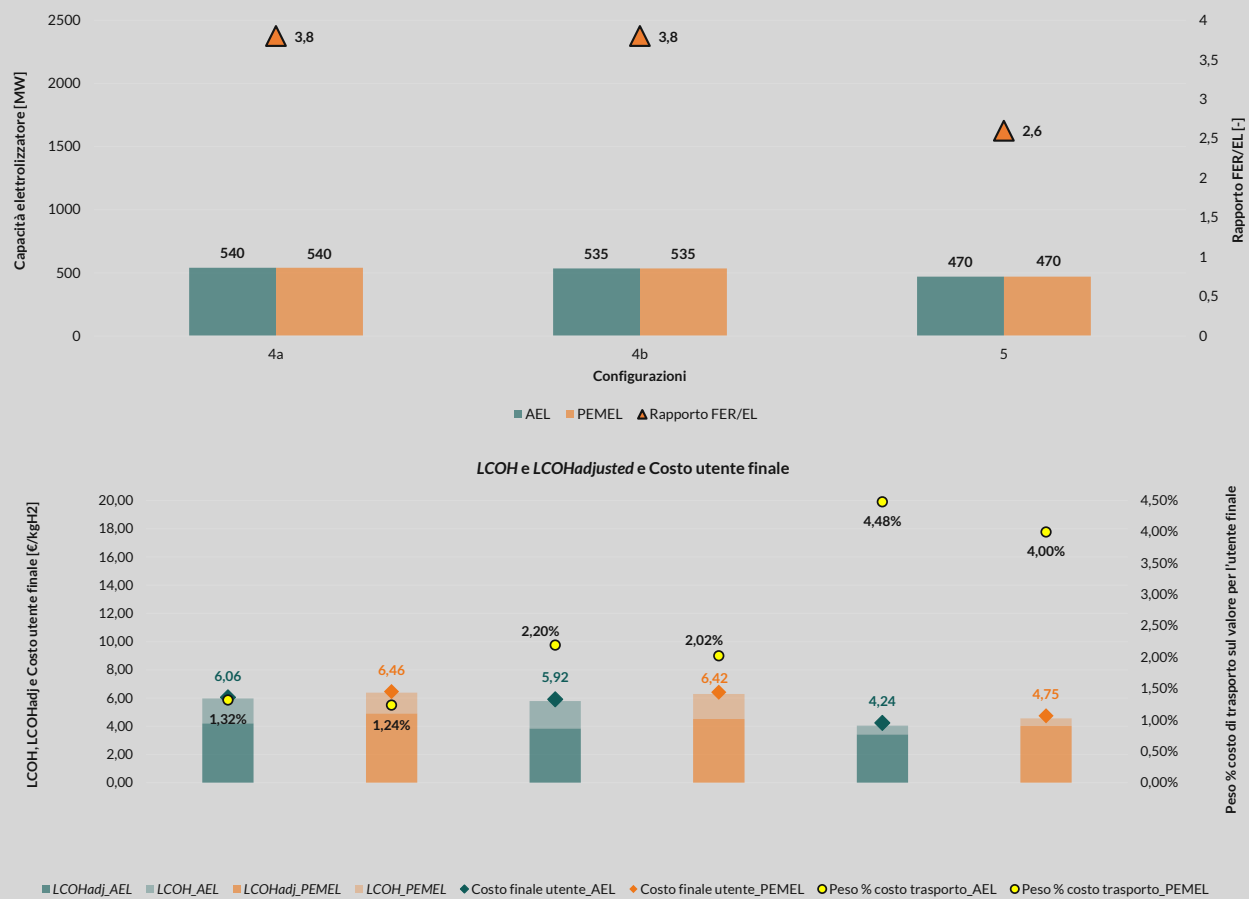


Figura 20

Dimensionamento impiantistico (in alto) e relativo *Levelized Cost of Hydrogen* (in basso) delle ultime 3 configurazioni analizzate e attuabili dopo il 2030

In assenza di PPA, la possibilità di diversificare il mix di approvvigionamento dell'energia elettrica da fonte rinnovabile (fotovoltaico + eolico *onshore*) determina una notevole riduzione del sovradimensionamento dell'elettrolizzatore rispetto alla configurazione n.2 precedentemente mostrata.

Il maggior fattore di carico dell'elettrolizzatore consente quindi di ridurre il costo complessivo di produzione dell'idrogeno verde; applicando incentivi commisurati (come quelli attualmente in discussione a livello comunitario), il costo dell'idrogeno rinnovabile così prodotto potrebbe risultare competitivo con il costo di produzione dell'idrogeno grigio/blu.

Nota: Il costo finale per l'utente è determinato dalla somma del costo di trasporto e dell'LCOH, ovvero dal costo di produzione dell'idrogeno per unità di massa di idrogeno prodotto, senza considerare ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta in *surplus* e non utilizzata per la produzione di idrogeno. All'interno del LCOHadj sono considerati anche i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta in *surplus*. Tutte queste voci sono state rispettivamente calcolate per gli elettrolizzatori alcalini (AEL) e per quelli a membrana elettrolitica polimerica (PEMEL).

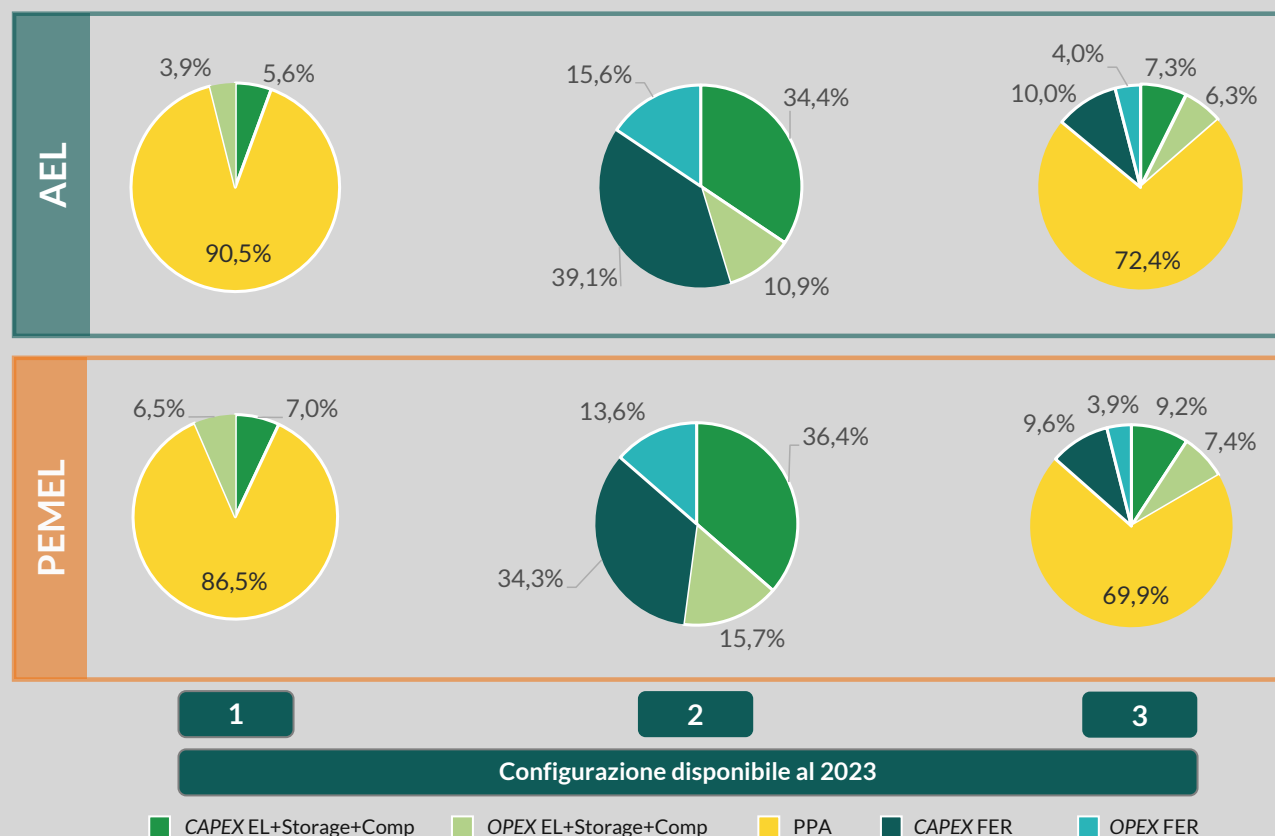
Approvvigionamento elettrico: maggiore voce di costo

Figura 21

Dettaglio circa la ripartizione del LCOH nelle varie voci di costo per le prime 3 configurazioni impiantistiche

Nel caso della prima configurazione, la più semplice dal punto di vista impiantistico, si può osservare come il 90% del costo finale dell'idrogeno prodotto sia attribuibile all'approvvigionamento di energia elettrica (PPA). Nel caso della configurazione n.3, si osserva che il contributo del PPA è invece limitato a circa il 70% con l'aggiunta di un 14% derivante dalle CAPEX e dalle OPEX delle tecnologie FER (fotovoltaico nello specifico).

Osservando invece la configurazione n.2, si nota che in assenza di PPA l'eccessivo sovradimensionamento dell'impianto di elettrolisi determina un ribilanciamento della ripartizione del LCOH tra fonti FER (circa 55% per il caso AEL) e l'insieme delle voci di costo relative ad elettrolizzatore, compressore e sistema di stoccaggio dell'idrogeno (circa 45% per il caso AEL).



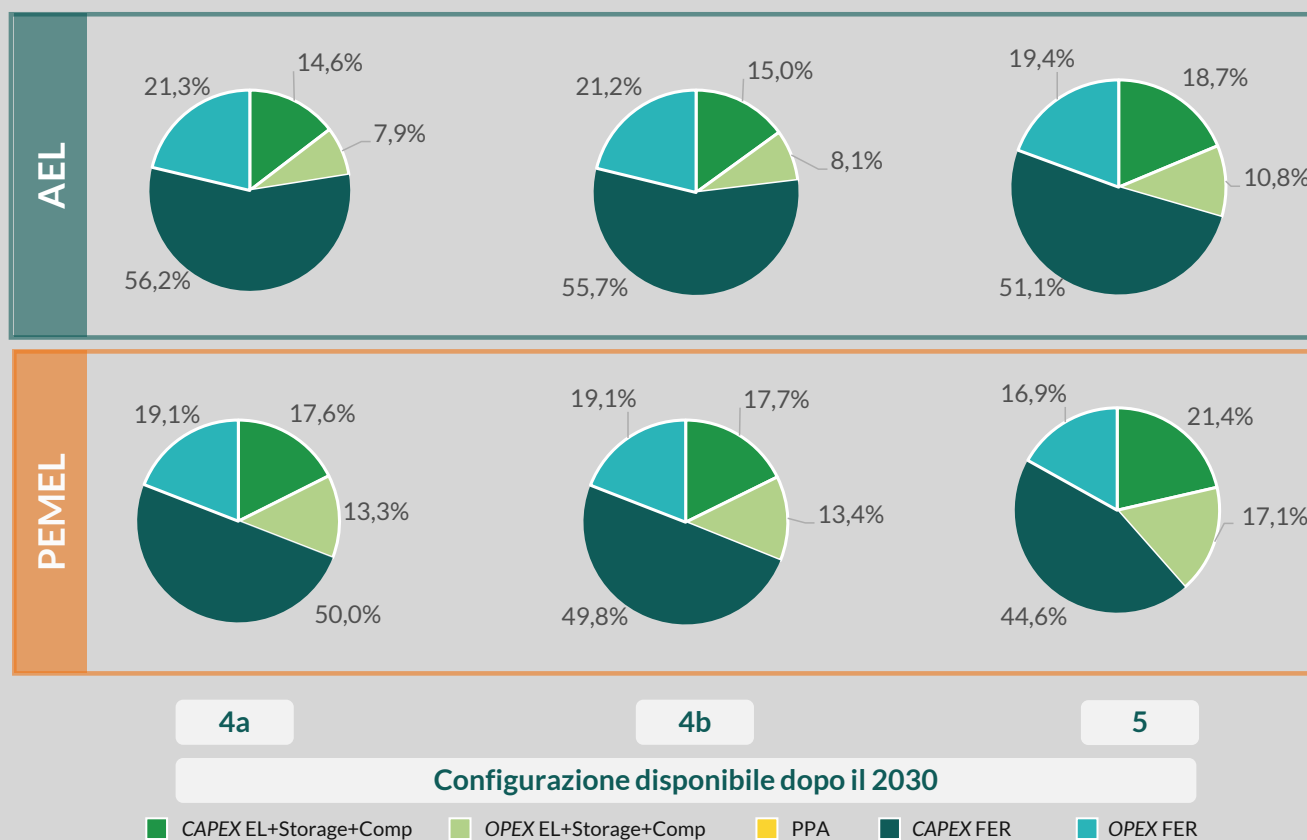


Figura 22

Dettaglio circa la ripartizione del LCOH nelle varie voci di costo per le configurazioni disponibili dopo il 2030

In assenza di PPA, nelle soluzioni realizzabili dopo il 2030 e che richiedono la presenza di un'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno, il maggior contributo al costo di produzione dell'idrogeno (LCOH) è identificato dalle fonti FER ed oscilla, per le soluzioni che adottano un elettrolizzatore alcalino, tra il 70% della configurazione n.5 e il 77% delle configurazioni n.4a e n.4b; analogamente, per le soluzioni che adottano un elettrolizzatore a membrana elettrolitica polimerica, tale valore oscilla tra il 61% della configurazione n.5 e il 70% delle configurazioni n.4a e n.4b.

Schede Partner



Quotato in Borsa, con circa 13.000 dipendenti, il Gruppo gestisce la generazione, la vendita e la distribuzione di energia e la vendita e la distribuzione di gas, il teleriscaldamento, il ciclo dei rifiuti, la mobilità elettrica e i servizi smart per le città, l'illuminazione pubblica e il servizio idrico integrato. La sostenibilità è al centro della strategia industriale di **A2A**, fra le prime aziende ad aver definito una politica ispirata ai 17 obiettivi dell'Agenda 2030 dell'ONU. Per promuovere la crescita sostenibile del Paese e rendere la transizione energetica e l'economia circolare delle realtà concrete, il piano industriale prevede investimenti in progetti allineati all'Agenda ONU.

A2A può vantare un'integrazione su tutta la catena del valore, dalla produzione di energia rinnovabile alla produzione e vendita di idrogeno, abilitando nuovi modelli distribuiti e/o integrati, nei quali l'idrogeno ha un ruolo chiave grazie anche alle competenze distintive nella gestione di impianti complessi e tecnologicamente all'avanguardia in ambito generazione elettrica ed economia circolare.

agsm aim

AGSM AIM è la multiutility nata il 1 gennaio 2021 dalla fusione per incorporazione tra Agsm Verona e Aim Vicenza. È attiva nei settori dell'energia elettrica, del gas, del teleriscaldamento, dell'efficienza energetica, dell'illuminazione pubblica, nei servizi di telecomunicazioni e fibra ottica, nell'igiene ambientale, nella sosta e manutenzione del patrimonio comunale.

È un Gruppo a capitale interamente pubblico, partecipato al 61,2% Comune di Verona e al 38,8% dal Comune di Vicenza, territori nei quali è storicamente e profondamente radicata. Con 3,3 miliardi di euro di ricavi, 185 milioni di margine operativo lordo (dati di Bilancio 2022), 2.000 dipendenti in Italia e oltre 850.000 clienti serviti nella vendita di energia elettrica e gas, è una delle principali multiutility italiane.

AGSM AIM fornisce servizi essenziali e prodotti a elevato valore aggiunto per il cittadino e lo sviluppo delle imprese, degli enti e delle istituzioni del territorio. Le attività del Gruppo sono ripartite in base al criterio delle funzionalità e articolate in 6 business unit: vendita di gas, energia elettrica e teleriscaldamento, smart services e illuminazione pubblica, teleriscaldamento e cogenerazione, generazione di energia elettrica, distribuzione di gas ed energia elettrica e raccolta, trattamento e recupero dei rifiuti.

In qualità di polo aggregante, in particolare modo nel Nord-Est, e grazie a una significativa massa critica conseguita post-fusione, AGSM AIM ha l'obiettivo di realizzare investimenti che portino benefici diretti per i territori, migliorino la qualità del servizio offerto ai cittadini e rispondano con efficacia alle sfide che attendono il settore dei servizi di utilità pubblica. Il Gruppo è impegnato in un importante Piano di investimenti con l'obiettivo di sostenere la trasformazione prevista nel settore per quanto riguarda le transizioni green e digitale, la circular transformation e la decarbonizzazione, le gare e le liberalizzazioni. La missione del Gruppo consiste nell'impegno al raggiungimento di risultati economici e operativi che consentano la produzione e la distribuzione di valore aggiunto, garantendo allo stesso tempo il rispetto delle diverse esigenze del territorio.

AGSM AIM riconosce il valore di uno sviluppo sostenibile e il suo ruolo è contraddistinto sia dalla natura multiservizi sia dal contesto normativo ed economico del settore, oltre che dalle diverse istanze che in ciascun campo di attività derivano dagli obiettivi generali di soddisfazione del Cliente.

Le imprese partner



aizoOn è una società italiana di consulenza tecnologica di innovazione, indipendente, che opera a livello globale. È presente con proprie sedi in Europa, Nord America, Australia. Sostiene il futuro dei suoi Clienti nell'era digitale grazie ad un'ampia capacità di intervento articolata in: Servizi di consulenza e Progetti chiavi in mano, Piattaforme e Prodotti, Soluzioni, Programmi ecosistemici.

E' organizzata in:

- **Market Division:** approfondita ed assidua conoscenza delle necessità e delle trasformazioni in atto nei settori di business presidiati: Finance, Government, Aerospace, Defense e Naval, Transportation, Consumer Goods & Services, Industrial Goods & Communication, Energy, Health & Lifescience.
- **Digital Engineering & Innovation Division:** soluzioni avanzate di Artificial Intelligence, coprendo l'intera filiera di trasformazione del dato digitale. Partner strategico nei diversi livelli di maturità tecnologica (TRL) del processo.
- **Cyber Security Division:** offre servizi e sviluppa piattaforme tecnologiche proprietarie per rispondere alle attuali sfide del mondo cyber: analisi del malware, data leaks, cyber defense, monitoraggio del traffico di rete.

aizoOn è capofila del progetto HEHS (High Efficiency Hydrogen Storage), con i partner Università degli studi di Perugia e Nippon Gases, ammesso a finanziamento su fondi PNRR (misura 3.5 "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno", Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile"). HEHS intende sviluppare tecnologie innovative per lo stoccaggio dell'idrogeno ed identificare soluzioni tecnologiche per il trasporto e la distribuzione, con particolare riguardo alla sicurezza del processo e alla sostenibilità ambientale ed economica dello stesso.



Alperia è il principale provider di servizi energetici per l'Alto Adige e una delle maggiori aziende italiane nel settore della Green Energy.

Siamo un'azienda orientata al futuro che offre servizi energetici sostenibili al 100%: gestiamo 35 centrali idroelettriche, 7 impianti fotovoltaici, 7 sistemi di teleriscaldamento, circa 1.000 punti di ricarica per auto elettriche e più di 9.000 chilometri di rete di distribuzione elettrica. Ci occupiamo, inoltre, di vendita di energia, efficientamento energetico e sviluppo di soluzioni innovative che consentano una migliore gestione delle risorse.

La sostenibilità è il fondamento della nostra strategia aziendale, guida le nostre scelte ed è al centro delle nostre attività di business. Il nostro impegno è di agire secondo principi di responsabilità ecologica e sociale e di efficienza economica, creando valore aggiunto per i territori in cui operiamo.

La nostra "terra madre" è l'Alto Adige, ma abbiamo sedi anche in Veneto, in Piemonte e nelle Marche; regioni in cui ci stiamo espandendo con nuove, importanti, acquisizioni.

La capogruppo Alperia S.p.A. è una società per azioni nata il 1° gennaio 2016 dalla fusione delle due maggiori società energetiche della provincia di Bolzano.

La Provincia Autonoma di Bolzano detiene attualmente il 46,38%, Selfin, società partecipata da 100 Comuni altoatesini, detiene l'11,62% della società a cui si aggiungono le quote dei Comuni di Bolzano e di Merano, ciascuno con il 21% delle azioni.

La sede principale è a Bolzano con altre sedi operative dislocate sul territorio altoatesino e nazionale.



Cassa Depositi e Prestiti (CDP), dal 1850, promuove lo sviluppo sostenibile del Paese, impiegando risorse finanziarie raccolte prevalentemente attraverso il risparmio postale.

Insieme alle società del Gruppo, CDP sostiene l'innovazione, la crescita e l'internazionalizzazione delle imprese, finanzia la realizzazione delle infrastrutture e gli investimenti delle Pubbliche Amministrazioni, offrendo anche consulenza tecnica nelle fasi di programmazione e progettazione delle opere.

Supporta le politiche di valorizzazione del patrimonio immobiliare pubblico e investe nell'edilizia sociale e scolastica, nella formazione, nell'arte e nella cultura. CDP, inoltre, è operatore chiave della cooperazione internazionale, finanziando, anche in partnership con soggetti pubblici e privati, progetti finalizzati al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile.

CDP è infine azionista di primarie aziende italiane operanti in settori strategici, con le quali promuove iniziative congiunte volte a favorire lo sviluppo dei settori industriali e delle filiere.



Shaping a Better Energy Future

CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) da circa settant'anni offre ai suoi clienti, in più di 70 paesi nel mondo, servizi nell'innovazione, digitalizzazione, testing, ingegneria e nella consulenza per il settore elettrico e nell'ingegneria civile e ambientale. In particolare, attraverso la sua Divisione KEMA Labs, il Gruppo è il leader mondiale nel testing indipendente, nell'ispezione e nella certificazione di componenti e sistemi per il settore elettrico e digitale. Inoltre, attraverso la sua società ISMES, il Gruppo supporta i gestori di infrastrutture fornendo un servizio integrato che include gli studi, la progettazione, il monitoraggio e il supporto alla gestione e manutenzione delle opere.

CESI, infine, è tra le poche aziende al mondo a sviluppare e produrre celle solari avanzate per applicazioni spaziali.

I suoi principali clienti sono utility elettriche, operatori della rete di trasmissione e di distribuzione, produttori internazionali di componenti elettrici ed elettronici, proprietari e gestori di grandi infrastrutture, investitori privati, istituzioni pubbliche (governi, pubblica amministrazione, enti locali) e autorità regolatorie. Inoltre, CESI lavora a stretto contatto con istituzioni finanziarie internazionali come World Bank, European Bank for Reconstruction and Development, Inter-American Bank, Asian Development Bank ed Arab Fund.

CESI ha sedi a Milano, Arnhem, Berlino, Mannheim, Chalfont e Knoxville (USA), Praga, Dubai, Rio de Janeiro, Shanghai e Santiago del Cile.

Le imprese partner



Ci facciamo carico di tutti quei servizi di facility che non rientrano nel core business dei nostri clienti e che comprendono: gestione e manutenzione degli immobili e degli impianti; efficientamento energetico e forniture di energia; pulizie civili, industriali e sanitarie; sicurezza e vigilanza; gestione magazzini e movimentazione merci; traslochi civili e industriali.

Oltre ad occuparci della gestione e del coordinamento, eroghiamo direttamente i servizi, su tutto il territorio nazionale, attraverso il nostro personale (oltre 17.000 dipendenti), formato e addestrato per garantire i più elevati standard qualitativi e di performance.

Nel progettare i nostri servizi - anche in modalità Global Service e Project Financing - investiamo in innovazione e ricerca per sviluppare soluzioni efficienti e sostenibili, con una particolare attenzione alla salvaguardia ambientale e al risparmio energetico.

Ci prendiamo cura degli immobili e degli impianti dei nostri clienti per offrire livelli ottimali di benessere, comfort e sicurezza, intervenendo nella progettazione, realizzazione e gestione di centrali tecnologiche, meccaniche ed elettriche ad alta efficienza, grazie ad una consolidata esperienza e alla qualifica di ESCo.

Che si tratti di grandi strutture di servizio, di nuove costruzioni o della ristrutturazione di edifici civili, industriali e commerciali, identifichiamo le soluzioni più idonee allo specifico fabbisogno energetico e implementiamo le migliori tecnologie (fotovoltaico, solare termico, idrogeno, ecc...) con l'obiettivo di ridurre consumi, emissioni e costi a favore di una maggiore efficienza e un minor impatto ambientale.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia con attività nell'approvvigionamento, produzione e vendita di energia elettrica e gas naturale e nei servizi energetici e ambientali. Ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da 200 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza. La potenza netta installata complessiva del Gruppo è di circa 7 GW. Nel 2022 ha generato 19,7 TWh, coprendo il 7,2% della produzione elettrica nazionale. Nei primi mesi del 2023 Edison ha raggiunto i 2 milioni di contratti tra clienti residenziali, PMI e clienti industriali per la vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi a valore aggiunto. Oggi opera in Italia ed Europa, impiegando oltre 5.500 persone.

Edison, attraverso Edison NEXT, accompagna clienti e territori nel loro percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica, attraverso una piattaforma di soluzioni innovative ed efficienti per l'ottimizzazione dei consumi e la decarbonizzazione che comprende sistemi di autoproduzione, soluzioni per l'efficienza energetica, per l'economia circolare, per la mobilità sostenibile e per la trasformazione intelligente di quartieri e città. Per contribuire al raggiungimento dei target di neutralità climatica, Edison NEXT è impegnata nello sviluppo della filiera di vettori energetici green

come l'idrogeno e il biometano. Opera in particolare con progetti integrati lungo tutta la catena del valore per la produzione e l'utilizzo di idrogeno verde per l'industria, la mobilità sostenibile e la generazione elettrica. Edison NEXT è presente in Italia, Spagna e Polonia, in oltre 65 siti industriali, 2.100 strutture pubbliche e private e 280 città, con oltre 3.700 persone.

Elettricità Futura, la principale Associazione della filiera industriale nazionale dell'energia elettrica, rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico italiano. La nostra Associazione ha l'obiettivo fondamentale di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano nella direzione della transizione energetica, un percorso di rilancio della filiera industriale che consente di creare notevoli benefici per l'economia e l'occupazione aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività dell'Italia.

Elettricità Futura ha elaborato il Piano 2030 del settore elettrico che, in coerenza con il REPowerEU, ha l'obiettivo di installare 85 GW di rinnovabili in Italia, portando all'84% le rinnovabili nel mix elettrico e riducendo del 75% le emissioni di CO2 del settore elettrico nel 2030 (rispetto al 1990).

Il Piano 2030 del settore elettrico, condiviso dal Governo, prevede oltre 360 miliardi di euro di benefici economici, in termini di valore aggiunto per filiera e indotto, e 540.000 nuovi posti di lavoro nel settore elettrico e nella sua filiera industriale nel 2030, che si aggiungeranno ai circa 120.000 di oggi.

Elettricità Futura lavora per:

- Rappresentare le imprese del settore elettrico dialogando costantemente con le Istituzioni nazionali, regionali ed europee, con le Autorità, gli Enti e

gli Organismi tecnici di riferimento.

- Proporre azioni concrete per la crescita delle imprese e lo sviluppo del settore elettrico, portando le esigenze dei nostri Associati nei tavoli decisionali.
- Assistere le imprese fornendo aggiornamenti costanti sulla disciplina del settore e informazioni puntuali per rispondere ai singoli bisogni.
- Promuovere la diffusione della cultura della transizione energetica, l'innovazione sostenibile e i valori delle imprese elettriche, anche attraverso i nostri studi, gli eventi, la formazione e un'incisiva attività di comunicazione.
- Coinvolgere le imprese associate, favorendo occasioni di incontro, confronto e condivisione nei nostri tavoli di lavoro.
- Negoziare e stipulare con le organizzazioni sindacali il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico e forniamo assistenza alle aziende per la sua applicazione.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria, a Confindustria Energia ed è membro delle principali Associazioni europee del settore.

Enel Green Power è stata fondata nel dicembre 2008 e, all'interno del Gruppo Enel, gestisce e sviluppa attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello globale.

L'azienda è presente in 32 Paesi nei 5 continenti e conta oltre 1200 impianti. La capacità rinnovabile installata è di circa 54 GW attraverso un mix di generazione che include le principali fonti rinnovabili tra cui eolico, solare, idroelettrico e geotermico. Enel Green Power riveste un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica, essendo uno tra i principali operatori nel settore delle rinnovabili a livello mondiale. L'obiettivo dell'azienda è accompagnare il Pianeta verso una nuova era di energia sostenibile e decarbonizzata, per tutti.

Enel Green Power è presente in tutto il mondo con i suoi impianti di energia da fonti rinnovabili. L'azienda è al lavoro per stabilire nuovi standard nel campo della sostenibilità energetica, spingendo costantemente i confini tecnologici e la consapevolezza degli stakeholder.

Enel Green Power con il suo ambizioso piano di crescita ed investimenti contribuisce ad uno sviluppo sostenibile in tutte le realtà in cui opera. Le fonti rinnovabili uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia: la produzione diffusa di elettricità da acqua,

sole, vento e calore della terra contribuisce infatti a una maggiore autonomia energetica delle nazioni, e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando la capacità installata e ottimizzando, per ogni paese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel Green Power nei diversi paesi in cui opera.

Le imprese partner



Eni è una società integrata dell'energia con oltre 30.000 dipendenti in 62 Paesi del mondo.

Come impresa integrata dell'energia, Eni punta a contribuire al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete, rapide ed economicamente sostenibili alla sfida di contrastare il cambiamento climatico favorendo l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Per giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica verso il "Net zero goal" al 2050, la compagnia ha adottato una strategia che prevede, oltre alla riduzione delle emissioni GHG dirette, lo sviluppo del business delle rinnovabili e di nuovi business improntati alla circolarità, l'impegno in ricerca e innovazione tecnologica e un portafoglio resiliente di idrocarburi in cui il gas avrà un ruolo importante, in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica.

A questo si aggiunge un modello di Open Innovation che ha esteso il tessuto delle collaborazioni rivolte all'innovazione sia verso il mercato sia verso startup, tanto in Italia quanto all'estero. Lo sviluppo di nuove tecnologie e la valorizzazione di quelle esistenti anche in mercati esterni al business si basano sia sulle competenze e sulle tecnologie proprietarie sia

sul dinamismo finanziario derivante dalla costituzione di un acceleratore di start-up (Joule), un Corporate Venture Capital (Eni Next) e una Corporate Venture Building (Eniverse) che ne assicurano la realizzazione.

Entro il 2026, Eni punta a ottenere 7GW di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili, 15 GW entro il 2030 e 60 GW entro il 2050. Le energie rinnovabili sono una delle leve fondamentali su cui la compagnia basa la propria strategia di decarbonizzazione che prevede, entro il 2040, di ridurre dell'80% rispetto al 2018 le emissioni nette Scope 1, 2 e 3. La graduale evoluzione del business permetterà di vendere il 100% di prodotti decarbonizzati.



Esselunga è una delle principali realtà italiane nel settore della grande distribuzione che opera attraverso una rete di oltre 180 negozi tra superstore, supermarket e il nuovo format laEsse in Lombardia, Toscana, Emilia-Romagna, Piemonte, Veneto, Liguria e Lazio.

Tutti i negozi sono serviti dai centri di produzione, lavorazione e distribuzione situati a Limoto di Pioltello (MI), Parma, Biandrate (NO), Sesto Fiorentino (FI) e Chiari (BS).

Fanno parte di Esselunga anche i Bar Atlantic e le profumerie eb@.

La storia di Esselunga inizia nel 1957 con l'apertura a Milano del primo supermercato in Italia. Oggi il gruppo si avvale di oltre 25.000 persone, ha un fatturato di oltre 8,8 miliardi di euro e conta 5,5 milioni di clienti fidelizzati. L'azienda lavora costantemente per garantire qualità, convenienza, innovazione e tutela dei consumatori, con un impegno quotidiano per la sostenibilità.

Produttore oltre che distributore, Esselunga è una vera e propria food company che vanta tra i suoi punti di forza i prodotti freschi e, in particolare, i prodotti realizzati nei propri stabilimenti.

La valorizzazione del territorio e la centralità del made in Italy sono da sempre una prerogativa di Esselunga.

Obiettivo quotidiano è garantire la soddisfazione del cliente attraverso un ottimo livello di servizi e prodotti e ponendo grande attenzione alla convenienza.

L'azienda è impegnata in attività a sostegno della cultura, del sociale, della salute, dell'educazione e dello sport. Tutte le iniziative che abbraccia confermano e rafforzano la vocazione di Esselunga per il servizio alle comunità e al territorio.



Con più di 82mila dipendenti, oltre 10mila treni/giorno, 1mld di presenze/anno su treni e bus e 45mln di ton di merci/anno, 16.800km di rete ferroviaria, di cui 1000km AV/AC, e una rete stradale di circa 32mila km, il **Gruppo FS** è una delle più grandi realtà industriali, al centro del sistema della mobilità sostenibile del Paese.

La governance di FS si articola su 4 Poli di Business - Infrastrutture, Passeggeri, Logistica, Urbano - ciascuno composto da diverse società controllate dalla holding, omogenee per missione e obiettivi. Ogni Polo è coordinato da una Capogruppo di settore con funzione di indirizzo, coordinamento, controllo strategico e finanziario. La Direzione Internazionale interagisce con i Poli e coordina tutte le attività estere.

Le potenzialità dei Poli si realizzano attraverso fattori abilitanti: innovazione, connettività -per persone e merci- e persone, portatrici di talenti, eccellenze e competenze sempre crescenti.

Cogliendo le opportunità dell'Innovazione, FS si avvarrà di piattaforme digitali per la Smart Mobility, per la logistica integrata e per la realizzazione di infrastrutture resilienti. È in programma l'estensione della fibra ottica lungo ca 17.000 km di linee per favorire la connettività delle 2.200 stazioni.

Fattore abilitante determinante per il raggiungimento degli obiettivi del Gruppo, che promuove inclusione, formazione continua e valorizzazione dei talenti, sono le persone con la loro professionalità e determinazione.

Per ridurre la CO2 ed arrivare, entro il 2040, al carbon neutral, FS investirà 1,6mld € installando impianti che abbiano una capacità produttiva di 2GW anno, pari al 40% dei consumi totali.

L'Europa è il mercato domestico di riferimento, nel quale il Gruppo è attivo attraverso le società controllate. In ambito extra EU è presente nei settori dell'ingegneria e della certificazione, con il proprio know-how tecnologico, operativo e ingegneristico, sviluppando progetti di mobilità.



Italgas è il primo operatore in Italia e in Grecia nella distribuzione del gas e il terzo in Europa. Gestisce una rete di distribuzione che si estende complessivamente per circa 81.000 chilometri al servizio di circa 8 milioni di clienti. Il Gruppo è titolare di 2.044 concessioni, con una presenza storica nelle maggiori città italiane e greche, tra cui Torino, Venezia, Firenze, Roma, Atene e Salonicco; è inoltre attivo nei settori dell'efficienza energetica, dell'IT e della gestione dei servizi idrici.

La sua fondazione risale al 1837. Con oltre 185 anni di storia alle spalle è unanimemente riconosciuta come la società che ha portato il gas nelle case degli italiani, contribuendo allo sviluppo economico e sociale del Paese.

Oggi Italgas è soprattutto un Gruppo che guarda al futuro, con obiettivi di crescita e di sviluppo chiari, un importante piano di investimenti per la progressiva estensione del servizio e l'adozione delle tecnologie digitali che rendono ogni giorno la gestione delle reti sempre più efficiente e che preparano l'infrastruttura all'arrivo dei gas rinnovabili e a basso o nullo contenuto di carbonio, come biometano, metano sintetico e idrogeno.

Le imprese partner



MCE - Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza energetica e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione della manifestazione si svolgerà in Fiera Milano dal 12 al 15 marzo 2024 connotata da un nuovo claim "Beyond Comfort", il cui elemento centrale è rappresentato dalla declinazione di tutte le attività di MCE sulle 3 linee guida che stanno influenzando il mondo: "Innovation", "Sustainability" ed "Energy Efficiency".

Nell'ambito di MCE 2024 una speciale area dedicata, Hydrogen Hub, vedrà la presenza di aziende e la proposta di contenuti con l'obiettivo di fornire opportunità di networking, proporre progetti e generare informazione e cultura, stimolando il dibattito.

MCE - MOSTRA CONVEGNO EXPOCOMFORT è una manifestazione fieristica di proprietà di RX, azienda che si occupa di generare business per persone, comunità e organizzazioni. Eleviamo la potenza degli eventi face-to-face combinando dati e prodotti digitali per suppor-

tare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari in circa 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 42 settori industriali. RX si impegna ad avere un impatto positivo sulla società e si dedica pienamente alla creazione di un ambiente di lavoro inclusivo per tutti.

RX fa parte di RELX, leader mondiale nella fornitura di soluzioni, servizi e strumenti decisionali per clienti professionali. www.rxglobal.com



OX2 è un'azienda svedese impegnata ad accelerare l'accesso alle energie rinnovabili per promuovere un futuro sostenibile e contribuire alla transizione energetica. OX2 sviluppa, costruisce e vende soluzioni di energia rinnovabile. Fondata nel 2004, oggi è uno dei maggiori sviluppatori di energia eolica onshore in Europa. La competenza dell'azienda copre l'intera filiera delle energie rinnovabili: acquisizione, progettazione, sviluppo, realizzazione, costruzione e gestione. Il portafoglio di progetti in sviluppo di OX2 consiste sia in progetti sviluppati internamente sia acquisiti nell'eolico onshore e offshore, nel solare e nello storage di energia in varie fasi di sviluppo. L'azienda è attiva anche nello sviluppo di progetti basati su altre tecnologie di energia rinnovabile come l'idrogeno. OX2 opera su 12 mercati: Svezia, Finlandia, Estonia, Lituania, Polonia, Romania, Francia, Spagna, Italia, Grecia e Åland, Australia. L'azienda, con circa 500 esperti nel campo delle tecnologie e nel business delle fonti rinnovabili, ha la sede principale a Stoccolma, Svezia, mentre in Italia è presente dalla fine del 2021 a Milano e con sedi operative a Roma e Foggia. OX2 è quotata al Nasdaq Stockholm dal 2022. www.Ox2.com

RWE

RWE è tra i principali attori nel mercato delle energie rinnovabili in Italia dove è presente con 17 parchi eolici onshore in esercizio con una capacità installata di circa 500MW, in grado di soddisfare il fabbisogno energetico annuale di circa 400,000 famiglie.

RWE, inoltre, è attiva in tutte le fasi della catena del valore - dalla ricognizione di potenziali siti per lo sviluppo, alla costruzione, manutenzione nonché alla dismissione e repowering di impianti su tutto il territorio nazionale - dando sempre priorità alla massima qualità dei progetti.

Le iniziative RWE si fondano su partnership solide, sul dialogo con le comunità locali, garantendo misure di compensazione e mitigazione in campo ambientale.

A livello mondiale RWE ha un importante obiettivo entro il 2030: investire più di 50 miliardi € per accrescere la capacità installata in energia verde a 50 GW e raggiungere il Net Zero entro il 2040 in linea con la sua mission "Our energy for a sustainable life".

L'Italia rappresenta uno dei mercati più promettenti per RWE in Europa. Nella penisola sono previsti importanti investimenti e un'ambiziosa strategia di sviluppo e, sempre entro il 2030, l'obiettivo principale è quello di più che raddoppiare la capacità installata, arrivando a 1GW da eolico onshore, solare e batterie di accumulo.

Inoltre, RWE - 2° operatore a livello globale nell'offshore - punta a diventare un partner essenziale per l'eolico offshore in Italia. In linea con le strategie di gruppo, RWE anche in Italia ha un team dedicato all'eolico offshore il cui sviluppo sarà basato su tecnologie innovative come l'eolico e il solare su fondazioni galleggianti.

Un altro mercato sui cui RWE vuole puntare in Italia è quello dell'agrivoltaico, ritenendo questo settore emergente in grado di coniugare il bisogno energetico con l'attività agricola, unitamente alla tutela dell'ambiente e del paesaggio. Per questo RWE è fra i soci fondatori dell'Associazione Italiana Agrivoltaico Sostenibile (AIAS) che nasce con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo dell'agrivoltaico sostenibile in Italia e diventare un punto di riferimento nel dibattito crescente in questo settore.



Snam è il primo operatore europeo nel trasporto del gas naturale con una rete, in Italia e all'estero, di circa 38.000 km. Opera anche nello stoccaggio, di cui detiene il 17,1% della capacità a livello europeo, e nella rigassificazione, con 6,5 miliardi di metri cubi di gas che saliranno a 16,6 miliardi di metri cubi al 2024 per effetto dell'entrata in esercizio dei rigassificatori di Piombino e Ravenna. È tra le principali società quotate italiane per capitalizzazione di mercato.

Con i suoi 80 anni di esperienza nella realizzazione e gestione di infrastrutture, garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti e promuove la transizione energetica con investimenti nei gas verdi (biometano e idrogeno), nell'efficienza energetica e nella tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage). Crea, inoltre, nuove aree verdi attraverso una società benefit focalizzata su progetti di forestazione urbana.

L'azienda è impegnata, tra le prime nel mondo dell'energia, a raggiungere le zero emissioni nette di gas a effetto serra (emissioni "Scope 1" e "Scope 2") al 2040. A partire dal 2021, si è data un obiettivo di riduzione sulle emissioni indirette "Scope 3" al 2030 rispetto a consociate e fornitori.

Il modello di business di Snam si basa sulla crescita sostenibile, la trasparenza, la valorizzazione dei talenti e delle diversità, la tutela e lo sviluppo sociale dei territori.

Copyright 2015 © Politecnico di Milano

Dipartimento di Ingegneria Gestionale Collana Quaderni AIP

Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 – Tribunale di Milano

ISBN 8864930947

