

Quali politiche industriali per sviluppare una Filiera Nazionale dell'Idrogeno

Nuovi modelli di business e opportunità per le imprese

LA «FILIERA IDROGENO» DI ASSORISORSE

È stata analizzata la filiera dell'idrogeno in termini di:

- Produzione, Logistica e Trasporto (inclusi asset di Stoccaggio), Utilizzo
- Aspetti Normativi e Politiche di investimento/finanziamento (con focus su PNRR)
- Segmenti di utilizzo più promettenti (e.g. Settori industriali hard-to-abate, hub portuali, ...)



PRODUZIONE



TRASPORTO,
STOCCAGGIO E
DISTRIBUZIONE



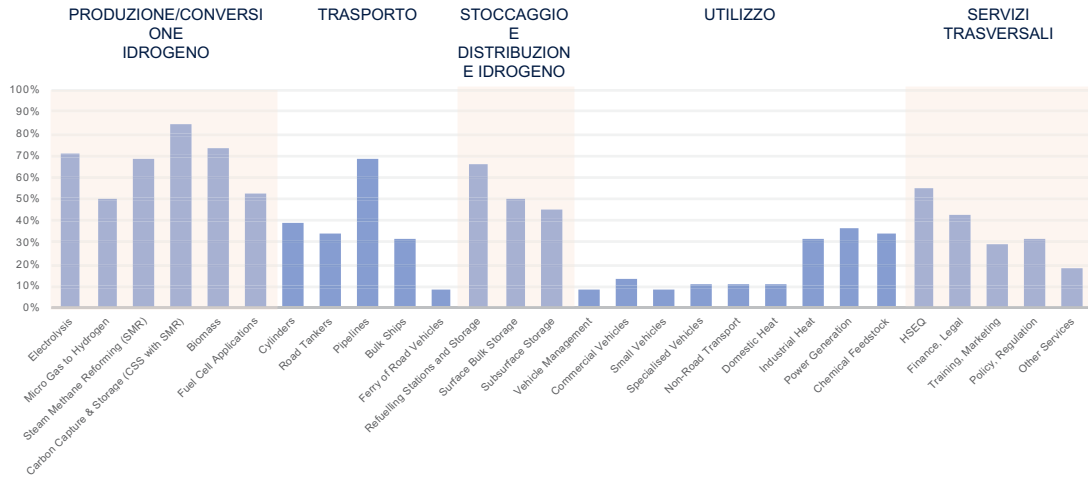
UTILIZZO



QUADRO
NORMATIVO

<https://www.assorisorse.org/attivita/filiera-idrogeno/>

LA «FILIERA IDROGENO» DI ASSORISORSE Presidio delle competenze (% associati)



ASSORISORSE

3

TRE BUSINESS CASE PER UN APPROCCIO CONCRETO

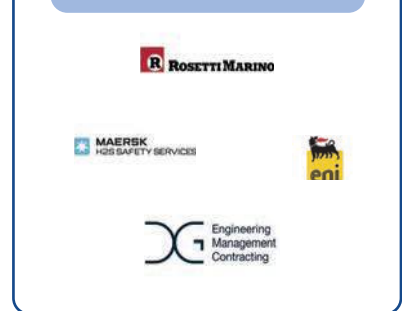
Infrastrutture portuali (Port Hub) per produzione, trasporto e distribuzione di idrogeno



Hydrogen Valley e decarbonizzazione dell'industria hard-to-abate



Generazione e valorizzazione dell'idrogeno da rifiuti solidi e biomasse



ASSORISORSE

4

GdL H₂ 2022 - Business case

Hydrogen Hubs, Trasporto e stoccaggio di idrogeno (LOHC) e Stazione di rifornimento H₂ multiservizio



Hydrogen Hubs, Trasporto e stoccaggio di idrogeno (LOHC) e Stazione di rifornimento H₂ multiservizio

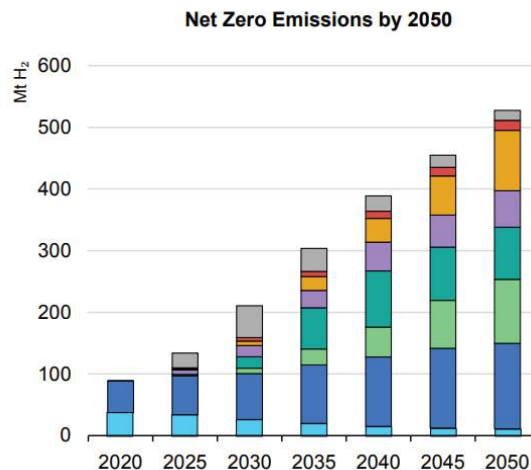
- ❖ **Domanda e penetrazione dell'idrogeno**
- ❖ **Identificazione di settori specifici**
- ❖ La produzione dell'Idrogeno e la garanzia di fornitura
- ❖ Le soluzioni **tecnologiche** per il trasporto e lo stoccaggio
- ❖ Il ruolo della **normativa** ed il tema della **sicurezza**
- ❖ Il ruolo pivotale del Porto: quali comparti decarbonizzabili in virtù della disponibilità di Idrogeno

Percentuale di ripartizione settoriale della domanda di Idrogeno

Domanda Globale di Idrogeno secondo il Net Zero Emission Scenario di IEA

2030: 200 Million tons
2040: 400 Million tons
2050: 520 Million tons

Fonte: Global Hydrogen Review 2021 IEA



ASSORISORSE

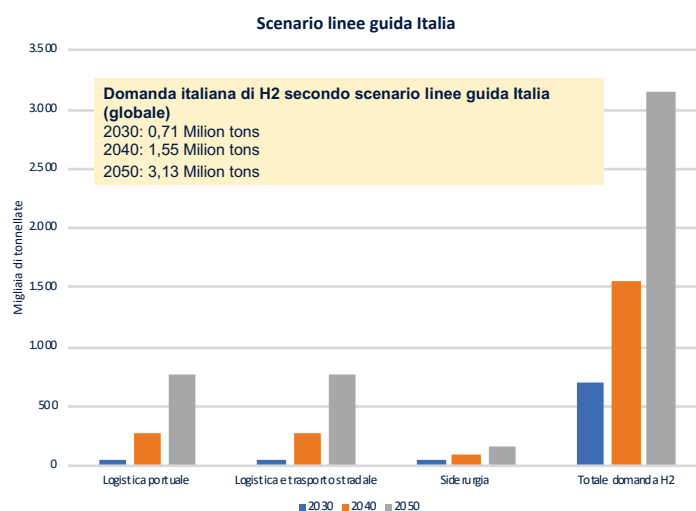
4

Previsione consumi idrogeno Italia

Identificazione dei settori oggetto d'indagine:

- **Logistica Portuale e Marittima**
- **Logistica e trasporto stradale**
- **Siderurgia**

Valorizzazione e caratterizzazione dal trend di crescita sul periodo al 2050, calcolandone la domanda energetica secondo lo **Scenario Strategia Italiana** che prevede un dato di penetrazione sulla domanda totale come da fonte MiSE (2% al 2030, 6,58% al 2040 (interpolazione), 20% al 2050) mantenendo il riferimento allo scenario IEA per la percentuale di ripartizione settoriale della domanda

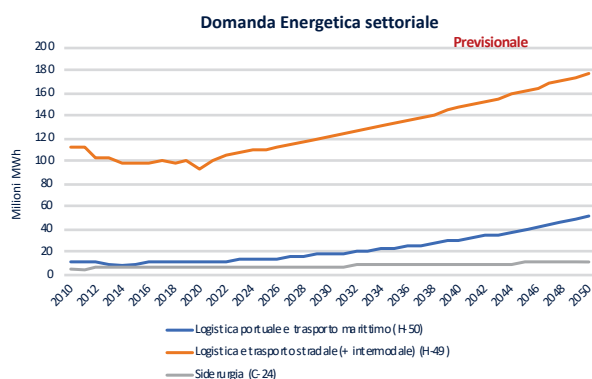


ASSORISORSE

Rielaborazione Assorisorse, fonte dati: Scenario Linee Guida Italia, IEA Global Hydrogen Review2021

5

Penetrazione di H₂ ed emissioni evitate



Emissioni evitate (kton CO ₂)	2030	2040	2050
Scenario Strategia Italiana	5,500	12,000	24,300

Lo scenario Strategia Italiana riporta una crescente **penetrazione dell'idrogeno** negli usi finali per tutti gli anni di target (2030, 2040, 2050) e una quota di emissioni evitate **in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione** > 24 milioni di tonnellate di CO₂

% settoriale di penetrazione dell'idrogeno		2030	2040	2050
Scenario Strategia Italiana	Logistica portuale e trasporto marittimo (H-50)	9.10%	28.83%	49.53%
	Logistica e trasporto stradale (+ intermodale) (H-49)	1.38%	6.08%	14.51%
	Siderurgia (C-24)	20.39%	29.32%	44.58%

ASSORISORSE

Rielaborazione Assorisorse, fonte dati: Scenario Linee Guida Italia, IEA Global Hydrogen Review 2021

6

Come assicurare la disponibilità di Idrogeno?

La produzione nazionale di idrogeno verde potrebbe essere *integrata* con le *importazioni* dove la posizione del Paese potrebbe essere sfruttata come hub per il commercio dell'idrogeno o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio.

La domanda italiana di Idrogeno secondo scenario linee guida Italia:

2030: 0,71 Million tons → 27,9 GW

2040: 1,55 Million tons → 60,9 GW

2050: 3,13 Million tons → 123 GW

2030: 418 km² di solare → oltre l'estensione del Lago di Garda

2040: 913 km² di solare → Equivale a circa Lago di Garda, più il Maggiore, quello di Como ed il Trasimeno

2050: 1.844 km² di solare → Equivale a circa l'estensione territoriale del comune di Roma e quello di Ravenna

ASSORISORSE

7

Le soluzioni per stoccare e trasportare Idrogeno

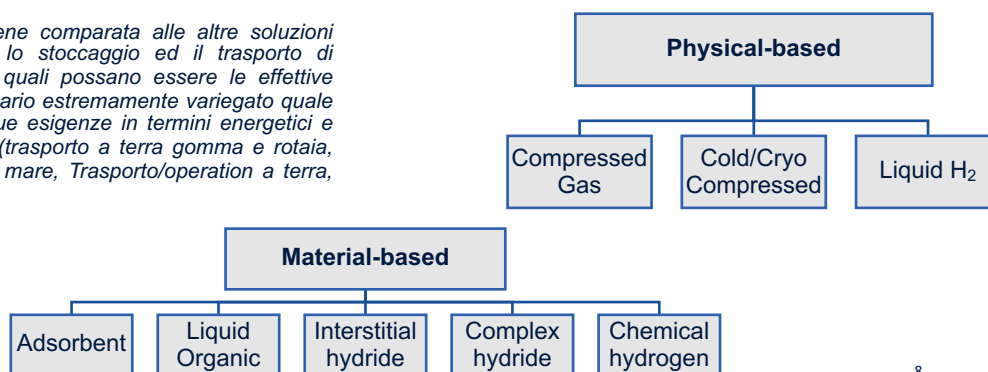
Focus sulle soluzioni per il trasporto di Idrogeno

Le tipologie di stoccaggio di H₂ sono principalmente 3:

- Stoccaggio fisico di gas idrogeno compresso (CGH₂) in serbatoi ad alta pressione (fino a 700 bar);
- Stoccaggio fisico di idrogeno liquido (LGH₂) e freddo/criocompresso (raffreddato a -253 °C, a pressioni di 6-350 bar) in serbatoi coibentati;
- Stoccaggio in materiali: idruri metallici e altri composti chimici, liquidi (LHC), materiali ultramicroporosi, ammoniac.

La soluzione LOHC viene comparata alle altre soluzioni (liquido, gassoso) per lo stoccaggio ed il trasporto di Idrogeno evidenziando quali possano essere le effettive applicazioni in uno scenario estremamente variegato quale quello dei porti, delle sue esigenze in termini energetici e dei diversi stakeholder (trasporto a terra gomma e rotaia, trasporto/operations via mare, Trasporto/operation a terra, merci e passeggeri).

ASSORISORSE

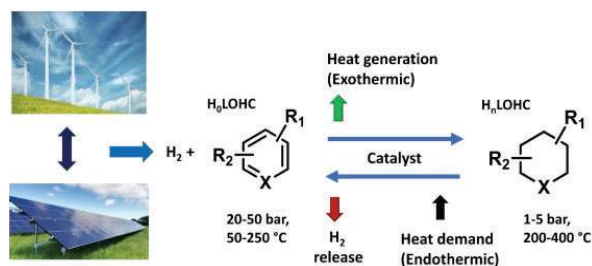


8

Tecnologia LOHC per lo stoccaggio ed il trasporto di Idrogeno

Descrizione della tecnologia

- I Liquid-organic hydrogen carriers (LOHC) sono sostanze organiche allo stato liquido o semisolido che immagazzinano idrogeno mediante processi di idrogenazione e deidrogenazione catalitica per più cicli.
- Per definizione, i LOHC sono composti organici che esistono come liquidi o solidi a basso punto di fusione in condizioni di stoccaggio ambientale.
- Questi sistemi possono avere una coppia di molecole ricche di idrogeno (H₂⁺) e povere di idrogeno (H₂⁻).
- L'idrogeno viene immagazzinato dalle molecole di H₂⁻ attraverso l'idrogenazione catalitica (esotermica) e l'idrogeno viene rilasciato dalle reazioni di deidrogenazione catalitica (endotermica) delle molecole di H₂⁺ in condizioni ottimali di temperatura e pressione.
- I sistemi LOHC sono potenzialmente sicuri e relativamente poco costosi



Imperativi per la scelta della soluzione LOHC

- Atossicità e Sicurezza
- punti di fusione bassi con valori < -30 °C
- Il punto di ebollizione del sistema LOHC deve essere elevato (>300 °C) per semplificare la purificazione dell'idrogeno e richiedere una bassa viscosità dinamica per facilitare il pompaggio
- richieste capacità di stoccaggio volumetriche (>55 kg/m³) e gravimetriche (>6 wt%) ragionevolmente elevate
- l'entalpia di legame desiderata tra idrogeno e molecola carrier dovrebbe essere nell'intervallo di 40-70 kJ/mol H₂
- il sistema deve essere in grado di produrre idrogeno molto puro in reazioni catalitiche di idrogenazione/deidrogenazione molto selettive durante molti cicli, ed evitare la decomposizione della struttura molecolare di trasporto
- Deve essere compatibile con le attuali infrastrutture di rifornimento per abbassare i costi di produzione

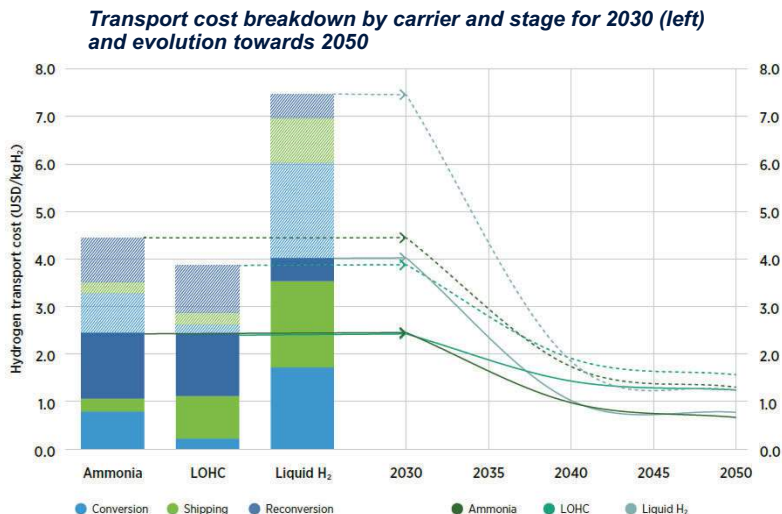
ASSORISORSE

LOHC per il trasporto di H2

I LOHC possono utilizzare le infrastrutture esistenti, sono composti stabili e non hanno perdite per evaporazione durante il trasporto o lo stoccaggio.

Tuttavia:

- le perdite (0,1% per ciclo) richiedono una compensazione;
- la maggior parte sono sostanze chimiche speciali prodotte in quantità oggi limitate;
- hanno tutti un contenuto di idrogeno relativamente basso (4-7% in peso), che si traduce nella necessità di trasportare una grande massa di LOHC
- richiedono calore, equivalente al 30-40% dell'energia contenuta nell'idrogeno.



Fonte: Global Hydrogen Trade to meet the 1.5C° climate Goal IRENA

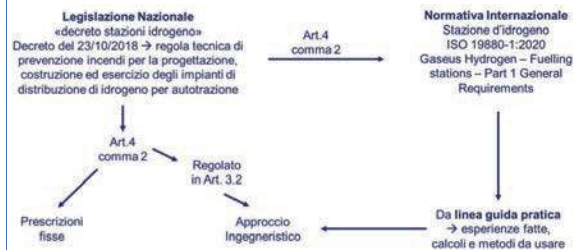
ASSORISORSE

Riferimenti normativi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno e per la sicurezza

Sicurezza



Progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di H₂



ASSORISORSE

L'esempio del Piano Operativo Triennale della AdSP di Ravenna 2021-2023

- L'intervento prevede la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione **fotovoltaica** di circa **19,7 MWp** da installare a terra su strutture ad inseguimento mono-assiale, con asse di rotazione nord-sud, in grado di aumentare la potenza dell'energia solare captata e di conseguenza la resa effettiva del dispositivo. Il progetto prevede anche l'installazione di **elettrolizzatori** della capacità elettrica in assorbimento di **4 MWe** e una capacità produttiva di circa 800 Nm³/h (0,0899kg/Nm³ → **650ton/anno**) per la conversione di parte dell'energia prodotta dal FTV in idrogeno green (30 bar) che potrà essere iniettato in rete oppure compresso ed accumulato per la vendita.
- L'opera è stata sottoposta al MIMS al fine del suo totale finanziamento (100%) nell'ambito
- Il costo di un impianto in grado di comprimere l'idrogeno a 350 bar, stoccarlo in un serbatoio con un distributore, ad es. per autobus, è dell'ordine di circa **1.500k€**.
- La conversione a H₂ di traghetti (Baleno e Azzurro della StartRomagna) impiegati sulla tratta Marina di Ravenna/Porto Corsini, tramite l'impiego di celle a combustibile e batterie, necessita di un approvvigionamento pari a 1250m³ di H₂ al giorno.

Item	Costi	Layout	Tempi	Port Hub Ravenna	Layout
Photovoltaic panels	~350 €/kW	~2 ha/MW	10-12 mesi	20MW	35 ha
Green hydrogen	3 ÷ 8.5 USD/Kg H2		20-24 mesi	10MW - 2000Nmc/h	(50x40)

ASSORISORSE

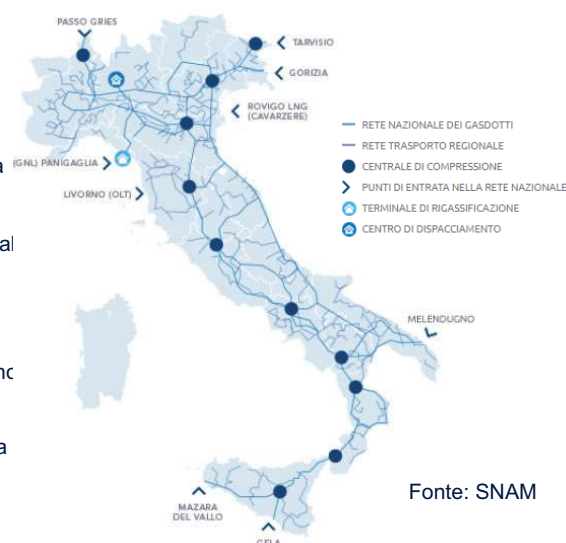
12

La necessità di hub per l'importazione di H2

In Italia nel 2021 la nuova capacità di rinnovabili installata è stata di 1.351 MW, portando il Paese a superare la soglia dei **60 GW** di rinnovabili complessivi.

Il dato deve essere paragonato a **+27,9GW** necessarie per la sola penetrazione dell'idrogeno al 2030 in accordo allo scenario linea guida Italia per i tre settori di riferimento.

I target relativi alle rinnovabili sono stati incrementati durante il 2021 dal pacchetto «Fit for 55%», contenente la proposta legislativa per il raggiungimento dell'obiettivo fissato Green Deal Europeo di ridurre le emissioni in Europa almeno del 55% entro il 2030. Di conseguenza, obiettivi sempre più ambiziosi vengono posti anche in Italia, dove i target del PNIEC devono essere rivisti al rialzo, come indicato nel Piano per la Transizione Ecologica (PTE) del Ministero della Transizione Ecologica che richiede un incremento al 72% di fonti rinnovabili nella generazione elettrica (vs. obiettivo PNIEC del 55%) e di installare circa **70 GW** di ulteriori centrali elettriche rinnovabili entro il 2030.



Fonte: SNAM

ASSORISORSE

13

Integrazione produzione locale con Hub importazione

In accordo allo scenario Strategia Italia, la sola **Logistica Portuale e Marittima al 2030**, con una penetrazione in % di H₂ al 9,10 richiede **50 mila tonnellate di H₂**.

- L'esempio di **Ravenna**, che rappresenta uno dei molteplici casi di produzione locale, produrrebbe circa **650 tonnellate di H₂ all'anno**.
- L'esempio della prima **liquid hydrogen carrier** al mondo, costruita da Kawasaki Heavy Industries (KHI), presenta una capacità di stoccaggio di 1250m³, (70kg/m³) pari a **87,5 tonnellate**.

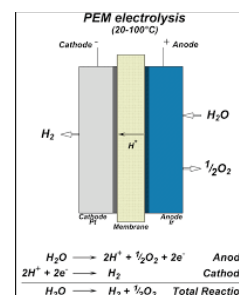
Affiancare alla pianificazione di siti per la produzione locale in Italia di Idrogeno i sistemi per l'importazione di vettori energetici a base di H₂ è essenziale per assicurarne la disponibilità e per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

GdL H₂ 2022 - Business case

Hydrogen Valleys

AGENDA

- HYDROGEN VALLEY BUSINESS CASE
- ANALISI DELLE INIZIATIVE H₂ VALLEY
 - Definizione di un modello
 - Definizione KPI
 - Screening dei Progetti
- UTILIZZO H₂
 - Settori Hard to abate
 - Mobilità
- PRODUZIONE H₂
 - Idrogeno Verde
 - Idrogeno Blu
- TRASPORTO E STOCCAGGIO
 - Compressione
 - Stoccaggio
 - Trasporto



HYDROGEN VALLEY BUSINESS CASE

- È un ecosistema regionale che collega la produzione di idrogeno, il trasporto e l'utilizzatore finale come mobilità o materie prime a fini industriali, coprendo vari aspetti della filiera dell'idrogeno.
- Caratteristiche dell'ecosistema Hydrogen Valley (HV):
 - **Ampia scala:** La portata e la scala del progetto vanno oltre le attività dimostrative e comportano almeno un investimento multimilionario. Può anche includere diversi sottoprogetti che formano il "portafoglio" della Valley.
 - **Ambito geografico ben definito:** Le HV rappresentano un ecosistema dell'idrogeno che copre un'area geografica specifica. L'impronta può variare da un focus locale o regionale, a una specifica regione nazionale o internazionale.
 - **Ampia copertura della catena del valore:** gli HV coprono diverse fasi della catena del valore dell'idrogeno, dalla produzione di idrogeno al successivo stoccaggio e alla distribuzione ai consumatori attraverso varie modalità di trasporto.
 - **Fornitura per l'utilizzo in vari settori:** L'HV, tra le altre cose, mira a dimostrare e applicare la versatilità dell'idrogeno in vari settori nell'area geografica di riferimento. Tra questi, ad esempio, la mobilità, l'industria e gli usi finali dell'energia. Le HV sono ecosistemi in cui varie applicazioni finali condividono un'infrastruttura comune alimentata a idrogeno.



ASSORISORSE

3

HYDROGEN VALLEY BUSINESS CASE

Al fine di identificare e massimizzare le opportunità per le aziende energetiche italiane associate ad Assorisorse, è stato identificato un business case per una HV virtuale considerando i seguenti vincoli e caratteristiche.

- **Screening** delle principali iniziative della Hydrogen Valley attualmente in corso su base globale, europea e italiana e del quadro normativo di riferimento;
- Definizione di un **archetipo** che funga da modello, considerando la dimensione media degli HV identificati nella fase di screening;
- Definizione dei KPI tipici che possono essere presi in considerazione nell'analisi delle prestazioni di un HV
- Identificazione punti chiave e criticità nell'implementazione di una hydrogen valley:
 - **Utilizzo di H₂**, principalmente incentrato su settori difficili da abbattere (acciaio, fertilizzanti, industria cartaria, ceramica...) e sulla mobilità.
 - **Produzione di H₂**, definendo un'ipotesi di dimensionamento dell'impianto, considerando H₂ verde per l'acciaio e la mobilità e H₂ blu per industria chimica/fertilizzanti
 - **Stoccaggio e trasporto di H₂ compresso**, con particolare attenzione a:
 - Stoccaggio: affidabilità per i diversi scopi
 - Compressione: considerazioni sul consumo in base alle dimensioni e all'uso finale
 - Trasporto: confronto tra diverse strategie di produzione (centralizzata, decentralizzata, ecc.).

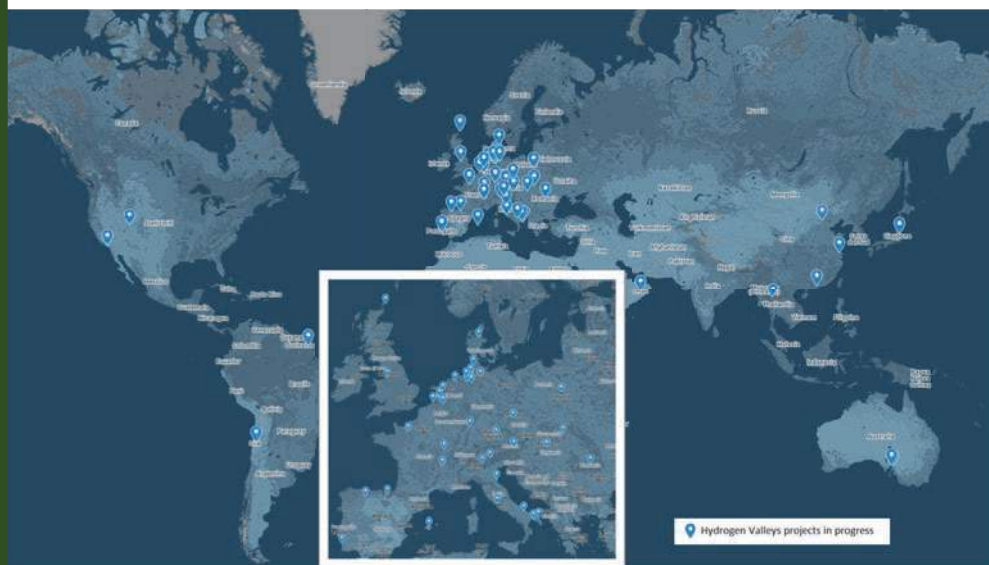


ASSORISORSE

4

ANALISI DELLE H₂ VALLEY – Screening dei Progetti – Globale & Europa

- Geolocalizzazione dei progetti Hydrogen Valley



Source: The Hydrogen Valleys Platform, Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking

ASSORISORSE

ANALISI DELLE H₂ VALLEY – Screening dei Progetti– Europa



Project	Area	Hydrogen production	Energy	Value chain Coverage	Utilization	Status
Basque Hydrogen Corridor BH2C	Regione Basca	20.000 t/y H ₂ verde	solare fotovoltaico, eolico onshore	- Produzione (PEM+ALK); - Stoccaggio (CGH2 + LOHC); - Trasporto (H ₂ compresso in pipeline trasporto su strada)	- Mobilità (automobili, autobus, camion, carrelli elevatori e navi); - Energia (rete del gas); - Materie prime industriali (raffinerie, acciaio e altre industrie)	Inizio dell'implementazione;
H2 Proposition Zuid-Holland / Rotterdam	Provincia di Zuid-Holland & Rotterdam	1.160 kton/y H ₂ verde + blu	Eolico offshore + SMR (con CCUS)	- Produzione (PEM+SMR con CCUS); - Stoccaggio (CGH2+ LOHC + ammoniacale); - Trasporto (CGH2 in pipeline)	- Mobilità (automobili, autobus, camion, navi) con l'obiettivo di avere 500 camion alimentati a idrogeno entro il 2025 - Energia (rete del gas e centrali elettriche a gas); - Materie prime industriali (raffinerie e industria dei fertilizzanti)	Piano di progetto concreto concordato dalle principali parti interessate
Puglia Hydrogen Valley	Brindisi, Taranto, Cerignola	27.000 t/y H ₂ verde	solare fotovoltaico + elettrolizzatori	- Produzione (elettrolisi); - Stoccaggio - Trasporto (H ₂ compresso in tubazione)	- Mobilità- Energia (rete del gas); - Materia prima industriale (industria locale)	l'iter autorizzativo è già in corso per il progetto di Brindisi (60 MW di elettrolisi)
BIG HIT	Scotland (UK)	50 T/y	Eolico + maree	-Produzione (PEM) -Trasporto (nave)	- Mobilità (automobili) - Celle a combustibile per l'approvvigionamento di generazioni distribuite	Completamente implementato
Green Crane (Western route)	Spagna	29.000 T/y	Eolico onshore + solare fotovoltaico	- Produzione (PEM+ALK); - Stoccaggio (LOHC); - Trasporto (CGH2 in corso)	- Mobilità (autobus, camion) - Energia (celle a combustibile per la fornitura di generazioni distribuite e connessione alla rete del gas); - Materie prime industriali (raffinerie, acciaio e industria)	Piano di progetto concreto concordato dalle principali parti interessate
HYBAYERN	Landshut (Germania)	600-800 t/y	Solare fotovoltaico, idroelettrico e, in futuro eolico, in corridoi dedicati.	-Produzione (PEM) -Trasporto (CGH2 su strada)	- Mobilità (auto, autobus)	Piano di progetto concreto concordato dalle principali parti interessate
HYDROGEN DELTA	Vlissingen (Paesi Bassi)	50.000 t/y	solare, eolico (potenziale uso di energia nucleare) + SMR e CCUS	- Produzione (PEM+SMR con CCUS); - Stoccaggio (CGH2 in caverna); - Trasporto (H ₂ compresso in tubazione).	- Materie prime industriali (raffinerie, acciaio, chimica e altre industrie)	Piano di progetto concreto concordato dalle principali parti interessate
AGNES	Ravenna	4.000 t/y	Eolico offshore + sistema fotovoltaico galleggiante	- Produzione (elettrolisi); - Stoccaggio (CGH2 in serbatoio); - Trasporto (H ₂ compresso in tubazioni).	- Energia (allacciamento alla rete del gas)	Il completamento della valutazione di impatto ambientale è previsto per il 2023.
HyNet North West	UK	790 kton/y	SMR + CCUS	- Produzione (SMR + CCUS in 1a fase; elettrolisi in 2a fase); - Stoccaggio (CGH2 in caverna) - Trasporto (H ₂ compresso in condotta)	- Energia (rete del gas e centrali elettriche a gas); - Materie prime industriali (raffinerie; altre industrie)	Piano di progetto concreto concordato dalle principali parti interessate
Hydrogen Valley South Tyrol	South Tyrol (Italy)	400 t/y	Rinnovabile	- Produzione (PEM+ALK); - Stoccaggio (CGH2 in serbatoio); - Trasporto (autotrasporto di CGH2).	- Mobilità (auto, autobus, camion)	Fase di roll-out regionale: i primi test sono stati completati con successo e le prime flotte di veicoli a zero emissioni vengono ora messe su strada.

Source: The Hydrogen Valleys Platform, Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking

ASSORISORSE

*CGH2: Compressed Gaseous Hydrogen
*LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers

ANALISI DELLE H₂ VALLEY - Definizione del modello - Archetipi

Hydrogen Valley – Selezione Archetipo

Considerando lo scopo del lavoro, l'Archetipo 2 è stato selezionato come riferimento principale per questo lavoro, grazie ai seguenti elementi:

- Sviluppo del mercato locale in termini di produzione di energia rinnovabile e utilizzo di idrogeno verde.
- Grandi off-taker come "carichi di ancoraggio" che creano una domanda critica iniziale di idrogeno pulito.
- Focus sull'idrogeno blu (riutilizzo degli asset esistenti) e sull'idrogeno verde (costruzione di nuovi impianti)
- Ampia gamma di utilizzi dell'idrogeno (dalla mobilità agli off-taker industriali)

Archetipo 1: impronta locale, produzione su piccola scala incentrata sulla mobilità



Produzione locale di idrogeno (verde)
 Progetti per applicazioni di mobilità
 Obiettivi: aggregazione dei volumi di consumo e condivisione delle infrastrutture di approvvigionamento

Archetipo 2: Impronta locale, produzione su media scala industriale



Produzione locale di idrogeno (verde + blu)
 Off-taker industriali e della mobilità
 Riutilizzo delle infrastrutture esistenti (ad es. trasformazione dell'idrogeno grigio in blu)

Archetipo 3: scala più ampia, orientamento internazionale e all'esportazione



Produzione di idrogeno su larga scala (verde + blu)
 Trasporto anche su lunghe distanze con ampliamento rispetto all'offerta locale
 Focus sulla connessione globale domanda-offerta

ASSORISORSE

Source: Uwe Weichenhain, Markus Kaufmann, Anja Benz (Roland Berger) Guillermo Matute Gomez (Inycom): Hydrogen Valleys, Insights into the emerging hydrogen economies around the world;

ANALISI DELLE H₂ VALLEY – KPI di riferimento

Tecnologia		Ambientali, di Utilizzo e di Strategia			Finanziari, economici e sociali di progetto		
Indicatori di progresso nel campo nella diffusione della tecnologia dell'idrogeno	Indicatori di progresso tecnologico	Indicatori Ambientali	Indicatori di utilizzo	Indicatori di strategia	Indicatori finanziari e di progetto	Indicatori economici e di progetto	Indicatori sociali
Produzione / trasporto / stoccaggio / consumo idrogeno verde (t/anno)	Levelized Cost of Hydrogen - LCOH (€/Kg)	Emissioni climalteranti evitate su produzione / trasporto / stoccaggio / uso (kg CO ₂)	Consumi energetici (MWh/anno)	Incidenza percentuale della HV sul raggiungimento degli obiettivi nazionali (%)	Finanziari: Return on Equity (ROE), Return on Investment (ROI), Debt Service Coverage Ratio (%)	Economici: Tasso Interno Economico di Rendimento (ETIR) (%), Valore Attuale Netto Economico (EVAN) (€), Cost Benefit Ratio (%)	Creazione posti di lavoro (n°)
Produzione / trasporto / stoccaggio / consumo idrogeno blu (t/anno)	Elettrolizzatori: Tasso di apprendimento tecnologico (%)	Impronta carbonica della HV (t CO ₂ / Output o per estensione territoriale)	Intensità energetica della HV (MWh/Output)	Livello di integrazione / sinergia tra settori (da definire)	Progetto: Tasso Interno Rendimento (TIR) (%), Valore Attuale Netto (VAN) (€)	Economici: valorizzazione Esternalità Positive ed Esternalità Negative (€/anno)	Utenti coinvolti (n°)
Stoccaggio CCUS (t/anno)	Elettrolizzatori: Lower Heating Value (%)	Life Cycle Assessment di prodotto generato nell' HV (vari indicatori)	Grado di autosufficienza energetica dell'HV (%)	Progetti incubati o sovvenzionati, spillover tecnologici (n°)	Voci di ricavo: Idrogeno, Gas Sintesi, Ammoniacca, Ossigeno, Elettricità da Fuel Cells, Servizi Ancillari alla Rete (€/anno)	Valore Aggiunto Generato (€/anno)	Accettazione sociale della HV (da definire)
Produzione / trasporto / stoccaggio / consumo Ammoniacca, Ossigeno, Gas Sintesi (t/anno)	Elettrolizzatori: Efficienza energetica (%)	Consumi addizionali di risorse (e.g. acqua, altre risorse) (€/anno oppure t/anno)	Ore di mancato servizio (ore/anno)	Collaborazioni con enti di ricerca, aziende, università, associazioni, brevetti presentati (n°)	Efficientamenti di Processo: Ossigeno, CO ₂ (t/anno)	Gettito Fiscale Aggiuntiva (€/anno)	Ritorno in immagine per il territorio (da definire)
Servizi ancillari alla rete (MWh/anno)	Costo stoccaggio (€/Kg) ed Efficientamento Perdite (Kg/anno)	Consumo di suolo (ha)	Risparmio ed efficientamento energetico (% oppure €/anno)			Incidenza sul PIL (Δ%/anno)	
Capacità Elettrolizzatori installati (MW)		Indicatori di cattura della CO ₂ (%) Raggiungimento del target di tassonomia EU (3 kgCO ₂ e/kgH ₂)				Effetti economici Diretti, Indiretti ed Indotti (€/anno) (da matrici input-output per macrosettori, modelli macroeconomici)	
Capacità Fuel Cells installate (kW)							
Installazione di parchi RES (MW)							
Blending in rete gas (%)							
Veicoli utilizzati (n°)							
Stazioni di rifornimento installate (n° oppure t/anno idrogeno distribuito)							

ASSORISORSE

PRODUZIONE H₂ – Ipotesi di implementazione

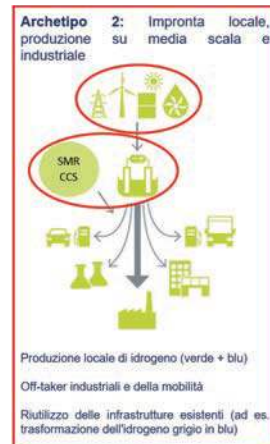
- **Posizione: Brownfield.** Per accedere al fondo PNRR (come da sezione M2C2.3, investimento 3.1), si propone di localizzare l'HV in aree industriali dismesse, già collegate all'elettricità, all'acqua, al gas, alle fognature, ecc. e vicine alle linee di trasporto e ai nodi di rete, al fine di mantenere bassi i costi.

- **Idrogeno rinnovabile (Verde)** contenuto di energia da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa che consente di **ridurre le emissioni di gas serra del 70%** rispetto ai combustibili fossili (proposta di modifica della RED II). Caratteristiche ipotizzate degli impianti di produzione:

- Potenza dell'elettrolizzatore: **200 MW**
- Potenza fotovoltaica installata: **335 MW** (C.F.: 16% con BESS)
- Idrogeno prodotto annualmente: **95M Nm³/a (8,5 kton/a)**
- Ossigeno prodotto annualmente: **47,5 Nm³/a (68 kton/a)**
- Impronta dell'impianto rinnovabile (fotovoltaico): circa **5 Km²**
- Acqua consumata: **75.000 m³/a**
- Progetti di riferimento:
 - Green Hydrogen Valley (Puglia, Italia);
 - Corridoio H2 Basco (Spagna)

- **Idrogeno a basse emissioni di carbonio (Blu)** da fonti non rinnovabili e che soddisfa una soglia di **riduzione delle emissioni di gas serra del 70% rispetto all'idrogeno di origine fossile.** (proposta di modifica RED II). Caratteristiche ipotizzate degli impianti di produzione:

- Conversione della produzione di idrogeno da **SMR a idrogeno a basse emissioni di carbonio**
- La costruzione della valle dell'idrogeno all'interno di un brownfield comprendente un impianto di produzione di idrogeno per SMR prevede l'installazione di sistemi CCUS dimensionati per la produzione di idrogeno dell'impianto stesso
- Efficienza media del sistema di cattura del carbonio considerata: **90%**.



ASSORISORSE

10

UTILIZZO H₂ – Ipotesi di implementazione

- **Idrogeno rinnovabile (Verde)**

- **Hard to abate**

- **Settore siderurgico**

- *Ipotesi: Degli 8,5 kton/a di H₂ rinnovabile prodotti, si ipotizza che 7,5 kton/a siano dedicati alla decarbonizzazione dell'acciaio*

- **Ipotesi di applicazione 1a:** come sostituto del gas naturale nel forno elettrico ad arco (EAF)

- Percentuale di miscelazione idrogeno/GN: **30% (v/v%)**
- Acciaio EAF totale lavorabile: circa **2,6 Mton/anno**, **16%** della produzione totale italiana (**16 Mt**)
- Riduzione totale delle emissioni di CO₂: circa **190 kton/a (2,6% delle emissioni totali della produzione italiana di acciaio da EAF)**

- **Ipotesi di applicazione 2a:** come sostituto dei processi produttivi dell'altoforno (BF) in sostituzione del gas naturale e del coke.

- Percentuale di miscelazione idrogeno/GN: **30% (v/v%)**
- Sostituzione del coke: **100 Nm³/t di H₂ sostituiscono 100 kg/t di coke su un totale di 500 kg/t.**
- Totale acciaio BF lavorabile: circa **670 kton/anno**, il **17%** della produzione totale italiana (**4 Mt**)
- Riduzione totale delle emissioni di CO₂: circa **160 kton/a (2,1% delle emissioni totali della produzione italiana di acciaio da altoforno)**

- **Mobilità**

- **Ipotesi di applicazione 3a:** degli 8,5 kt/a di H₂ rinnovabile prodotti, si ipotizza che **1,0 kt/a** siano dedicati alla mobilità. Si propone una divisione delle risorse:

- **Flotta di autobus (300 t/a): 60 - 125 unità**, considerando un consumo teorico di H₂ di 12,5 km/kg e una distanza media percorsa di 30.000-60.000 km/a.
- **Autocarri (550 t/a): 65 - 130 unità**, considerando un consumo teorico di H₂ pari a 12 km/kg e una distanza media percorsa compresa tra 50.000 e 100.000 km/a.
- **Treni (50t/a): 2 - 5**, considerando un consumo teorico di H₂ di 2-4 km/kg e una distanza media percorsa di 40.000 km/a
- **Auto (100 t/a): circa 850**, considerando un consumo teorico di H₂ di 100 km/kg e una distanza media percorsa di 11.300 km/a.



ASSORISORSE

11

UTILIZZO H₂ – Ipotesi di implementazione

• Idrogeno a basse emissioni di carbonio (Blu)

• Industria chimica:

• **Ipotesi di applicazione 1b:** conversione dell'idrogeno prodotto da SMR nell'industria dell'ammoniaca per decarbonizzare i processi di sintesi dei fertilizzanti

- In Italia è attualmente in funzione un solo impianto di ammoniaca con una produzione di circa **600 kton/anno** che consuma circa **107 kton/anno di H₂**.
- Emissioni totali di CO₂ associati alla produzione di H₂: circa **950 kton/anno**, ipotizzando un fattore di emissività di **8,9 kg CO₂/kg H₂**
- CO₂ riutilizzata nel processo di produzione dell'urea: **440 kton/anno sono riutilizzate nel processo di produzione dell'urea**.
- CO₂ da catturare e stoccare con l'implementazione di sistemi CC: **415 kton/a**

Archetipo 2: Impronta locale, produzione su media scala e industriale



Produzione locale di idrogeno (verde + blu)

Off-taker industriali e della mobilità

Riutilizzo delle infrastrutture esistenti (ad es. trasformazione dell'idrogeno grigio in blu)

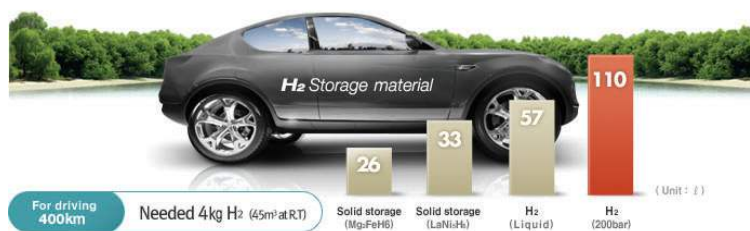
TRASPORTO E STOCCAGGIO – Caratteristiche di Stoccaggio

La compressione dell'idrogeno - e delle miscele GN/H₂ - giocherà un ruolo chiave nello sviluppo delle Hydrogen Valley: sebbene l'idrogeno abbia un grande contenuto energetico in termini di massa (2,5x rispetto al gas naturale), deve essere compresso per contenere una grande quantità di energia in un volume limitato.

La liquefazione richiede una grande quantità di compressione per mitigare gli alti costi di raggiungimento dello stato criogenico (-253°C per avere H₂ liquido @ Patm).

Stoccaggio nei materiali: idruri metallici e altri composti chimici (ad esempio, ammoniaca), liquidi (LOHC) o materiali ultramicroporosi. Le tecnologie possono funzionare a pressione ambiente, riducendo il contenuto energetico del composto.

	Trasporto	Stoccaggio	Combustione diretta
H ₂ Compresso	●	●	●
H ₂ Liquido	●	●	●
Ammoniaca	●	●	●
LOHC	●	●	●
Metalli idrati	●	●	●



Confronto delle dimensioni del volume per 4 kg di idrogeno attraverso diversi sistemi di stoccaggio a bordo del veicolo

TRASPORTO E STOCCAGGIO – Compressione – Consumi energetici nelle H2 Valley

Ipotesi per il calcolo del consumo energetico:

- Le 8.500 t/a prodotte in totale sono così distribuite:
 - 7.500 t/a (20 t/g) dedicate all'HTA
 - 1.000 t/a dedicate alla mobilità (Heavy duty e piccola mobilità)
- Lo stoccaggio è dimensionato sulla produzione massima
- Si considerano 4 casi ipotetici di compressione del 100% di H2:
 - Trasporto: 30 -> 80 bar
 - Stoccaggio: 30 -> 200 bar
 - Stoccaggio: 30 -> 500 bar
 - Stoccaggio: 30 -> 900 bar

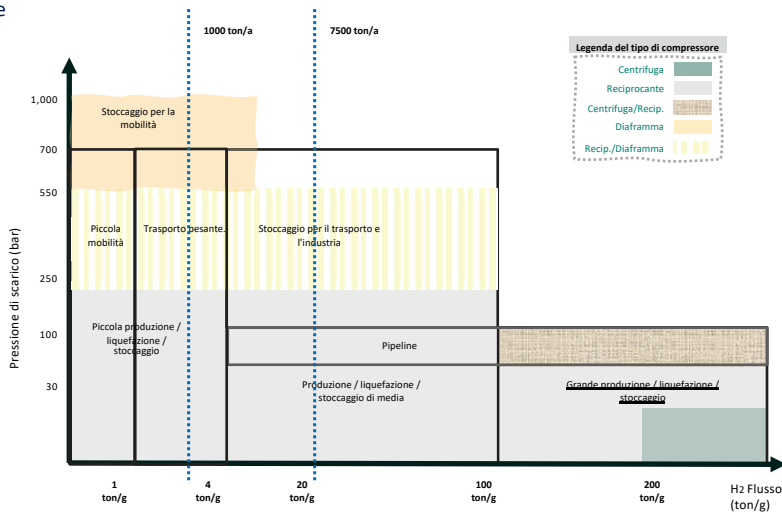
Potenza richiesta per la compressione

20 ton/day (HTA)

80 bar	460 kW
200 bar	885 kW
500 bar	1300 kW

3 ton/day (Mobilità)

500 bar	200 kW
900 bar	>250 kW



Source: BCG, Steel's contribution to a low carbon Europe, 20
IEA
<https://ec.europa.eu>

TRASPORTO E STOCCAGGIO – Trasporto – Archetipi di Trasporto

Archetipo	Descrizione
Centralizzato 	Produzione centralizzata di idrogeno in impianti FER ed elettrolisi di taglia grande. Trasporto dell'idrogeno tramite pipeline fino all'utilizzatore finale.
Decentralizzato FER Locali Local RES 	Produzione decentralizzata di idrogeno in impianti FER di taglia variabile (dipendente dalla disponibilità rinnovabile) Produzione dell'idrogeno da elettrolisi in aree geografiche a ridosso dell'utilizzatore finale.
Decentralizzato Connesso alla linea elettrica Grid connection 	Produzione FER dislocata rispetto agli elettrolizzatori con immissione e trasporto della corrente generata nella rete elettrica. Produzione dell'idrogeno da elettrolizzatore in area dislocata rispetto alla produzione da FER, ma limitrofa all'utilizzatore finale



Principali findings

- Lo screening dei progetti delle Hydrogen valleys a livello globale europeo e nazionale ha permesso di individuare l'archetipo n. 2 come quello di maggiore interesse in relazione al prossimo sviluppo del mercato dell'idrogeno.
- L'archetipo n. 2 è stato esplorato e alcune considerazioni sulle sue caratteristiche sono state proiettate sul territorio italiano attraverso l'ipotesi di dimensionamento degli impianti (in termini di produzione e utilizzo) in accordo con i progetti esistenti relativi all'archetipo.

• Idrogeno Rinnovabile (verde)

- Produzione idrogeno da fonte energetica fotovoltaica (335 MW) con sistemi BESS accoppiata con elettrolizzatore da 200 MW. Produzione totale: **8,5 kton/anno**
- Abbattimento emissioni CO₂: nell'ordine di **2-2.5%** delle emissioni associate alla produzione di acciaio
- Stoccaggio: compressione (CGH₂) più adatta, poiché consente la combustione diretta del gas nel forno.
- La produzione centralizzata può comportare una parziale transizione **dall'archetipo 2 al 3** (importazione di idrogeno dall'estero)

• Idrogeno a basse emissioni (blu)

- Produzione idrogeno da SMR con sistemi di cattura della CO₂: **107 kton/anno**
- Impianto dimensionato per permettere la completa decarbonizzazione del settore dei fertilizzanti attraverso l'installazione di **sistemi CCS** negli Steam Methane Reformer.
- Decarbonizzazione di un'ulteriore frazione di idrogeno prodotto dalla sintesi dell'ammoniaca per usi ulteriori alla produzione di fertilizzante.
- Sfruttamento degli attuali impianti di SMR tramite l'installazione di sistemi CCS per decarbonizzare la produzione di idrogeno attuale.



GdL H₂ 2022 - Business case

Generazione e valorizzazione H₂ da rifiuti solidi e biomasse



BolognaFiere, 12-14 Ottobre 2022

Sommario

Obiettivi del progetto

Descrizione delle tecnologie utilizzate: processo, TRL, efficienze

Basi di Progetto

Le soluzioni proposte ed analisi

Le Materie prime: mercato, produttori, disponibilità

I Prodotti: mercato, potenzialità

Conclusioni e sviluppi

Obiettivi del progetto

Il Tema

L' **idrogeno**, prodotto mediante **conversione** di biomasse e rifiuti solidi urbani ed agricoli, come intermedio per la produzione di combustibili sintetici ed acido acetico per una **filiera** completamente decarbonizzata e circolare

Gli obiettivi

- o **Individuare** e creare una filiera che includa non solo i produttori di biomasse e rifiuti solidi, ma anche eventuali **stakeholders** per la successiva conversione in idrogeno, biometano e combustibili liquidi sintetici all'interno di una **filiera** completamente **decarbonizzata e circolare**
- o **Valutare** le diverse soluzioni proposte sulla base di un'analisi dei consumi di energia elettrica, di acqua e dei **prodotti a parità di biomassa utilizzata**.

Le Tecnologie utilizzate

- o **Digestione anaerobica**, trattamento del biogas e cattura della CO₂ (TRL 9)
- o **Metanazione biologica** per la produzione di biometano utilizzando H₂ e CO₂ (TRL 8)
- o **Idrolisi della biomassa** a glucosio mediante enzimi (TRL 4-5)
- o **Fermentazione del glucosio** ad etanolo e CO₂ mediante lieviti (TRL 4-5)
- o **Reforming elettrochimico** dell'etanolo ad idrogeno ed acido acetico (TRL 2-3)
- o **Elettrolizzatori PEM** per la produzione di idrogeno, in alternativa o in supporto del reformer elettrochimico per la produzione di idrogeno verde (TRL 9)
- o **Reazione di reverse water gas shift** mediante **reattore elettrificato** per la successiva sintesi di metanolo sintetico (TRL 4)
- o **Sintesi del metanolo** (TRL 9)

Le soluzioni tecnologiche proposte

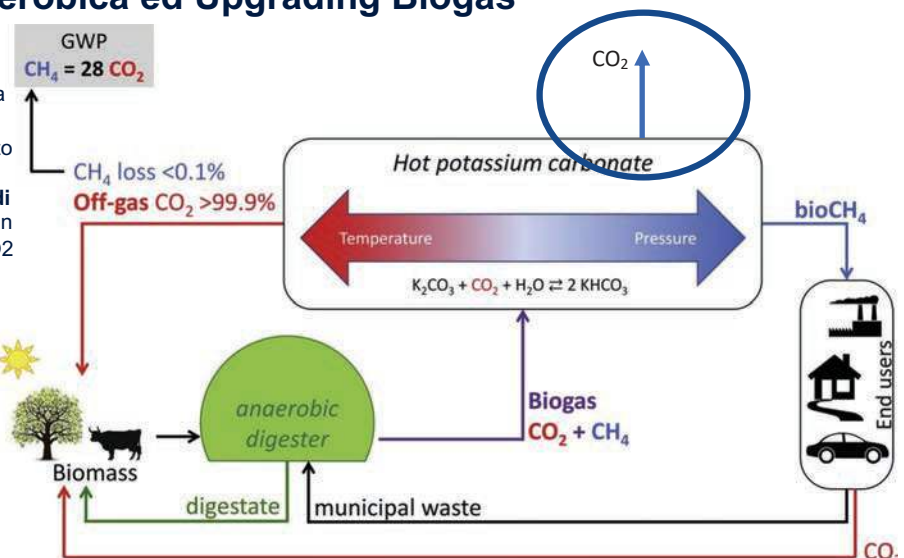
Le tecnologie proposte sono state raggruppate in **4 soluzioni alternative** che si differenziano tra loro per requisiti energetici, tipologia di prodotti e maturità tecnologica

ASSORISORSE

3

Descrizione Tecnologie: Digestione Anaerobica ed Upgrading Biogas

La tecnologia proposta di upgrading del biogas si basa su un'evoluzione della tecnologia ad acqua in quanto viene impiegata una **soluzione acquosa salina di carbonato di potassio** che in una 1^a colonna cattura la CO₂ diventando bicarbonato e in una 2^a colonna la rilascia ritornando carbonato, senza quindi consumo o perdite di sale



Fonte: GM Green Methane S.r.l

ASSORISORSE

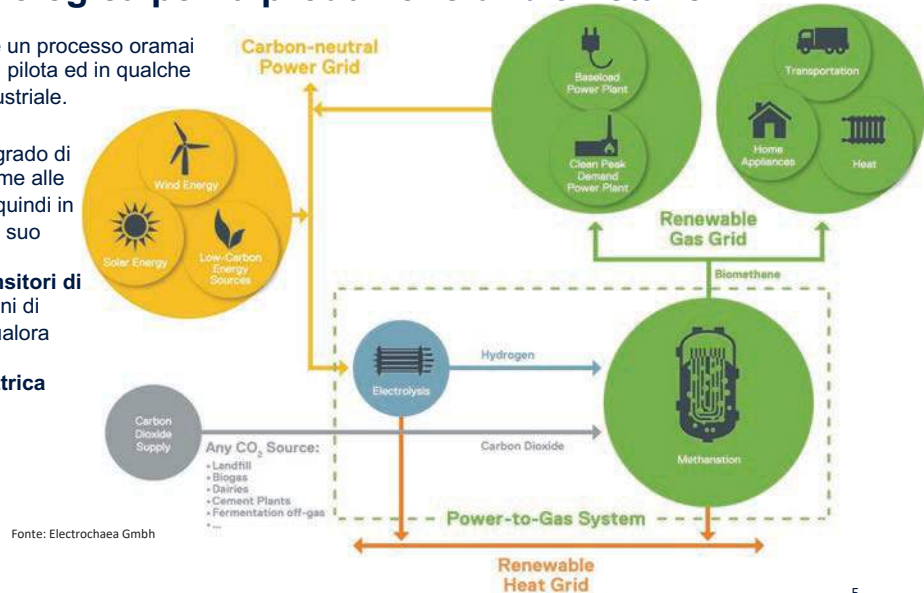
4

Descrizione Tecnologie: Metanazione biologica per la produzione di biometano

La metanazione biologica è un processo oramai testato in numerosi impianti pilota ed in qualche caso anche di capacità industriale.

E' una tecnologia che è in grado di produrre biometano conforme alle caratteristiche della rete e quindi in grado di decarbonizzarne il suo utilizzo.

Si adatta molto bene a **transitori di carico** dovuti alle fluttuazioni di disponibilità di idrogeno, qualora generato da elettrolizzatori alimentati con **energia elettrica rinnovabile**.



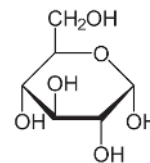
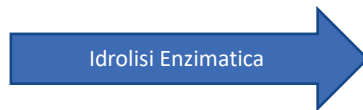
ASSORISORSE

5

Descrizione Tecnologie: Idrolisi delle biomasse

L'etanolo derivato dalla fermentazione può essere prodotto dalla trasformazione di risorse biologiche come colture ricche di energia (**canna da zucchero o mais**) o **biomassa lignocellulosica**, oppure da rifiuti organici, come i rifiuti alimentari, **il letame, i rifiuti vegetali e i fanghi di scarto**.

Soprattutto gli **scarti alimentari** contengono carboidrati per circa il **65% del totale dei loro solidi**, sono ricchi di carbonio e rappresentano quindi un buon substrato per la produzione di etanolo. Tuttavia, per quanto riguarda i rifiuti alimentari, poche informazioni mostrano il loro utilizzo per la produzione di etanolo. I rifiuti alimentari sono una biomassa complessa che contiene vari componenti, come **amidi, grassi e materiali cellulosici** e per questo motivo occorre un **pretrattamento per idrolizzare i rifiuti alimentari e produrre zuccheri a loro volta fermentabili**.



Il pretrattamento della biomassa può essere effettuato in diversi modi, come l'idrolisi acida, il trattamento termico e l'**idrolisi enzimatica**. Quest'ultima tipologia di pretrattamento è caratterizzata da bassi costi di esercizio rispetto all'idrolisi acida e al trattamento termico, perché di solito viene condotta in condizioni miti e non presenta problemi di corrosione.

Inoltre, il **costo dell'enzima** è stato recentemente **ridotto** in modo sostanziale grazie all'utilizzo di biotecnologie avanzate.

Nel presente lavoro è stata considerata una concentrazione di **carica enzimatica** (carboidrasi) **del 10% in acqua**, con una resa di idrolisi, basata su dati di letteratura, di **0,627 gGLUCOSIO/gTSCwaste**.

Tali risultati vengono ottenuti sulla base di dati sperimentali ad una **temperatura di circa 35 °C e pH 4,5**. La durata della reazione è stimata intorno alle **12 h**.

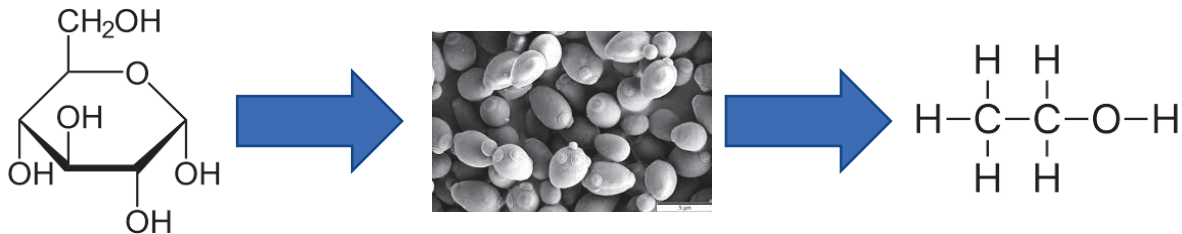
Source: J.H. Kim et al. / Waste Management 31 (2011) 2121-2125

ASSORISORSE

6

Descrizione Tecnologie: Fermentazione

Rispetto ad altri tipi di microrganismi, i **lieviti**, in particolare il *Saccharomyces cerevisiae*, sono i microbi più utilizzati nella produzione di etanolo grazie alla loro elevata produttività di etanolo, all'alta tolleranza all'etanolo e alla **capacità di fermentare un'ampia gamma di zuccheri**.



La produzione di bioetanolo durante la fermentazione dipende da diversi fattori come la temperatura, la concentrazione di zuccheri, il pH, il tempo di fermentazione, la velocità di agitazione e la dimensione dell'inoculo. L'efficienza e la produttività dell'etanolo possono essere migliorate immobilizzando le cellule di lievito.

Il ceppo *S. cerevisiae* produce etanolo con una **resa** vicina al massimo teorico (**0,51g di etanolo per g di glucosio reagente**), con una durata di reazione di circa **18h**. A livello industriale tale valore è superiore al **90%** e ai fini del presente lavoro questa viene fissata al 90%, con una temperatura di reazione intorno ai **30°C**.

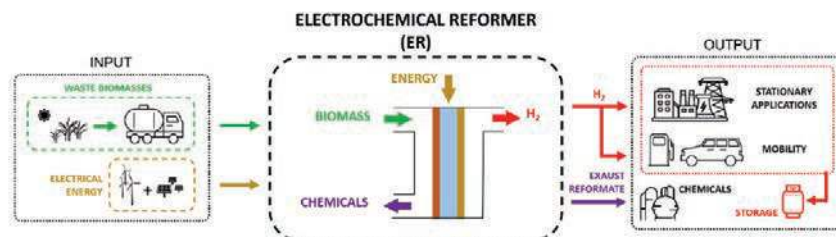
ASSORISORSE

Source: J.H. Kim et al. / Waste Management 31 (2011) 2121-2125
Journal of Industrial Microbiology & Biotechnology (2020) 47:109–132

7

Descrizione Tecnologie: Reforming Electrochimico

La tecnologia proposta consiste nell'utilizzo del processo di reforming elettrochimico, processo che prevede l'**ossidazione di molecole organiche e la contestuale sintesi di idrogeno gassoso**. Alcune innovazioni tecnologiche permettono di cambiare l'ingegneria del processo e superare alcune barriere tecniche attualmente esistenti. Tale improvement tecnologici permetteranno di utilizzare materie prime derivate da biomasse (etanolo, glicerolo, ma non solo) e la conseguente generazione di idrogeno e prodotti chimici ad alto valore aggiunto (acido acetico nel caso di ER dell'etanolo).



Tale processo permette:

- la formazione di idrogeno con energie molto minori rispetto ai processi classici di elettrolisi, con un valore di **18 kWh/Kg_{H2}** comprato ai circa 50 kWh/Kg_{H2} dell'elettrolisi dell'acqua
- introduzione di un nuovo percorso per la valorizzazione della biomassa di scarto della filiera agroalimentare
- **sintesi di molecole ad alto valore aggiunto**. Es. **acido acetico senza l'utilizzo di materie prime critiche, come i catalizzatori a base di iridio (processo Cativa) o di rodio (processo Monsanto)**.

Ai fini del presente lavoro è stata considerata una **resa** del sistema pari al **85%**.



ASSORISORSE

8

Descrizione Tecnologie: reattore elettrificato di Reverse Water Gas Shift

Il processo prevede l'utilizzo di una tecnologia basata su di un **reattore elettrificato di Reverse Water Gas Shift (e-RWGS)** che consente di produrre un gas di sintesi per la successiva conversione in Metanolo.

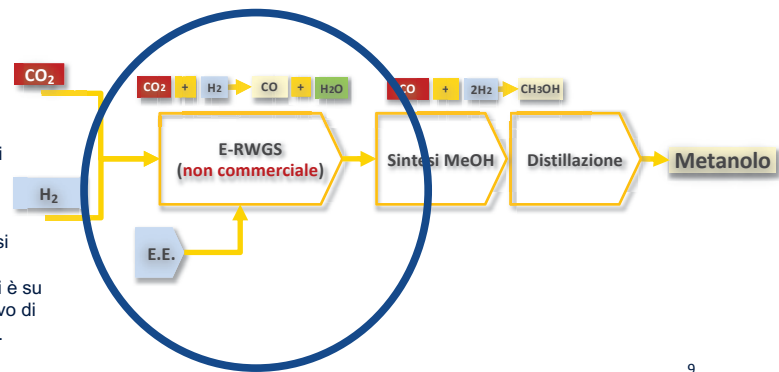
Il processo delle soluzioni proposte utilizza, come feedstock, CO₂ di origine biogenica ed H₂ verde da elettrolisi o da reforming elettrochimico. Tra i vari principi di riscaldamento su cui si basano tali reattori, resistivo, induttivo, a microonde e ad onde d'urto, si è utilizzato quello di **tipo resistivo**.

Secondo tale tecnologia, il calore è generato direttamente da un flusso di elettroni che fluisce attraverso gli elementi riscaldanti. La tecnologia utilizzata prevede l'utilizzo di elementi riscaldanti situati all'interno del catalizzatore/materiale di supporto.

I vantaggi derivanti dalla tecnologia proposta sono i seguenti:

- aumento dell'efficienza di trasferimento del calore,
- profili uniformi dei flussi di calore,
- riduzione dei gradienti di temperatura,
- riduzione delle dimensioni del reattore,
- eliminazione delle apparecchiature di recupero termico dai fumi necessari per il riscaldamento della carica
- eliminazione di emissioni di CO₂ derivanti dall'uso di forni di riscaldamento,
- maggior efficienza di utilizzo del H₂ verde, rif. processo Camere
- Maggiore selettività nella conversione a gas di sintesi rispetto all'idrogenazione diretta della CO₂

Lo stadio di reazione per la produzione di gas di sintesi è su scala di laboratorio/pilota (TRL = 4), mentre il successivo di sintesi del metanolo è consolidato da decenni (TRL=9).



ASSORISORSE

9

Basi di Progetto

Le basi per la definizione delle capacità produttive delle tecnologie utilizzate all'interno delle varie tecnologie proposte sono le seguenti:

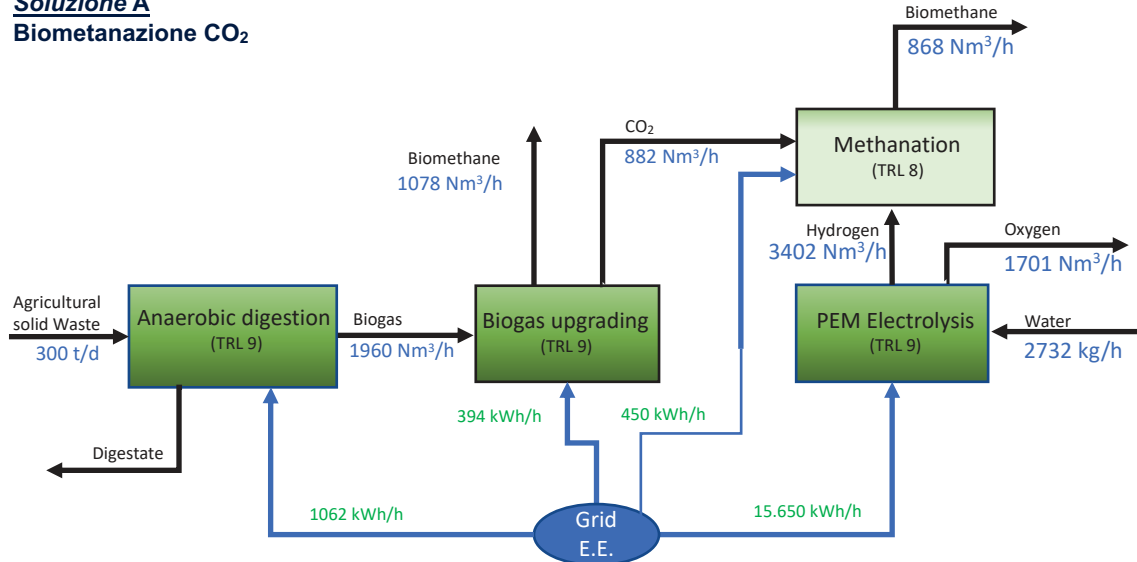
- Disponibilità di **biomassa** in quantitativi analoghi **per tutte le soluzioni** proposte (**300 tpd**)
- **Soluzione «A» produzione di biometano** mediante conversione di tutta la fase gas prodotta dal **digestore anaerobico (DA)**, tramite il processo di **upgrading del biogas** e la successiva **biometanazione della CO₂ prodotta**. In questo caso tutto l'idrogeno necessario viene ottenuto tramite elettrolizzatore
- **Soluzione «B» produzione di bio-metanolo** mediante l'utilizzo di tutta la CO₂ prodotta dal processo di **upgrading del biogas** con il **reattore elettrificato di Reverse Water Gas Shift (e-RWGS)** ed il successivo processo di sintesi e distillazione del metanolo. Anche in questo caso tutto l'idrogeno necessario viene prodotto tramite elettrolizzatore. La soluzione prevede **anche la stessa produzione di biometano** nella sezione di upgrading del biogas a valle del DA come per la **Soluzione «A»**
- **Soluzione «C» produzione di bio-metanolo** come sopra, ma con la produzione di idrogeno ottenuta dal **reforming elettrochimico (ER)** di etanolo prodotto tramite **conversione di biomasse** mediante stadi biologici di **idrolisi** e di **fermentazione della biomassa**. Il **reforming elettrochimico oltre a produrre H₂, produce anche acido acetico**.
- **Soluzione «D»** stessa **produzione di bio-metanolo** della «Soluzione C», ma con l'idrogeno prodotto tramite elettrolizzatore anziché ER. In questa soluzione viene prodotto anche **etanolo** in quanto non più alimentato a ER. Tale soluzione è stata proposta in quanto caratterizzato da un TRL più elevato. L'elettrolizzatore ha un TRL 9 a differenza del TRL2/3 di ER

ASSORISORSE

10

Soluzioni Proposte

Soluzione A Biometanazione CO₂

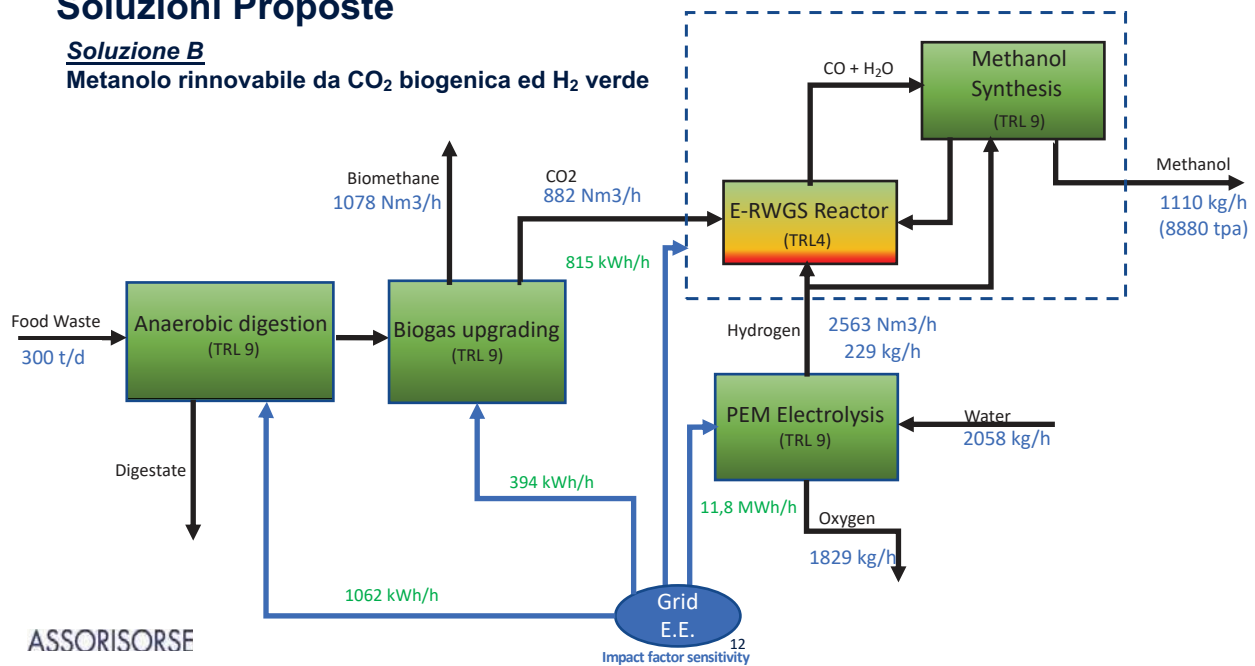


ASSORISORSE

11

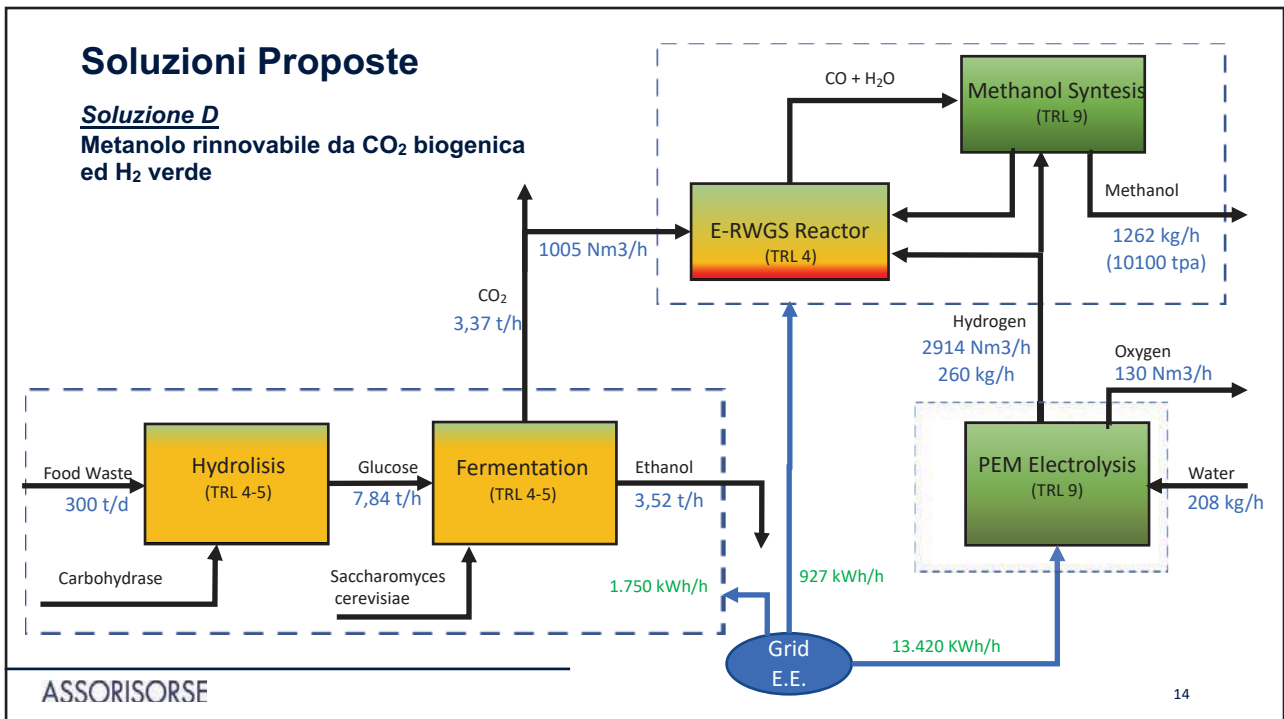
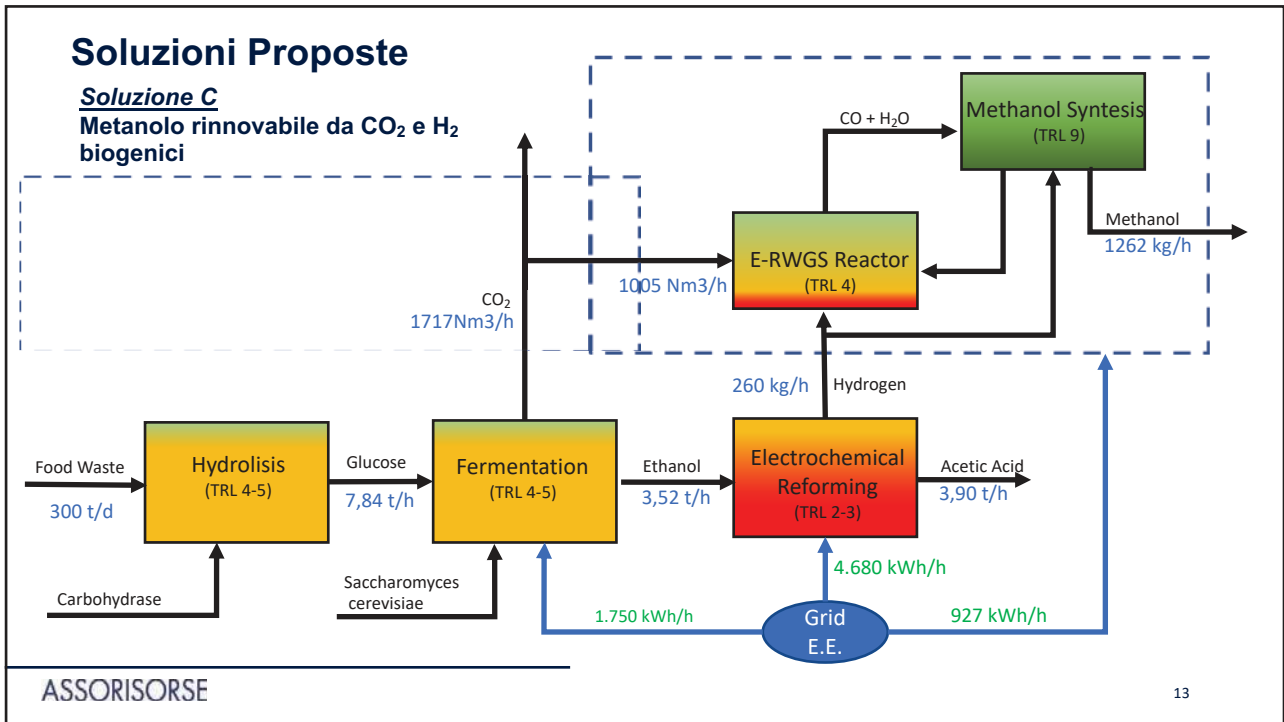
Soluzioni Proposte

Soluzione B Metanolo rinnovabile da CO₂ biogenica ed H₂ verde



ASSORISORSE

12
Impact factor sensitivity



Valutazione delle soluzioni: consumi energetici

La tabella sottostante riassume i dati principali dei bilanci di massa e requisiti energetici delle varie soluzioni proposte nelle slide precedenti

	Feedstock		Biomass processing: Produced/ utilised CO2			Cons. H2	Electric Power Consumption (kWh/h)					Products					TRL	
	Biomass (tpd)	water (kg/h)	Produced (Nm3/h)	Utilization %	Utilised (Nm3/h)	(Kg/h)	Biomass processing	Methanation	Electrol. PEM	Electrochem. Reformer	MeOH Plant	Total El. Power	O2 by PEM (kg/h)	CH4 (kg/h)	MeOH (kg/h)	Acetic Acid (kg/h)		Ethanol (kg/h)
Soluzione A Biometanazione CO2	300	2732	882	100%	882	304	1455	450	15.649	-	-	17.554	2428	3820	-	-	-	8/9
Soluzione B Metanolo rinnovabile da CO2 ed H2	300	2055	882	100%	882	228	1455	-	11.783	-	814,3	14.052	1826	2116	1108	-	-	4/9
Soluzione C Metanolo ed acido acetico da CO2 e H2	300	-	1717	59%	1005	260	1750	-	-	4680	927,4	7.357	-	-	1262	3900	-	2/4/9
Soluzione D Metanolo ed etanolo da CO2 ed H2	300	2340	1717	59%	1005	260	1750	-	13.419	-	927,4	16.097	2080	-	1262	-	3520	4/9

Dalla tabella si possono trarre le seguenti valutazioni:

La proposta di gran **lunga meno energivora** è la **Soluzione «C»**, l'unica che prevede la produzione di idrogeno tramite il processo del reforming elettrochimico. Anche in termini di prodotti risulta interessante dal momento che prevede la produzione di metanolo ed acido acetico utilizzabili sia come materie prima nell'industria della chimica o, per il solo metanolo, anche come vettore energetico per il settore del trasporto. Da segnalare invece che, dal punto di vista della **percentuale di utilizzo della CO₂** prodotta dalla digestione anaerobica, le **soluzioni più vantaggiose** sono la **«A» e la «B»**, entrambe provviste di elettrolizzatore per la produzione di H₂ e quindi in grado di produrre tutto l'idrogeno necessario alla idrogenazione del 100% della CO₂ prodotta.

ASSORISORSE

15

Valutazione delle soluzioni: valorizzazione prodotti

Per assegnare un ranking alle soluzioni proposte in funzione degli attuali prezzi di mercato dei prodotti, si è data una **valorizzazione a prescindere dalla loro caratterizzazione dell'essere «advanced» o «renewable»**

I risultati sono riassunti nella tabella sottostante

SOLUZIONI	Sales Revenues (\$/h) (*)					
	Oxygen	Methane	Acetic Acid	Methanol	Ethanol	Total
Soluzione A - Biometanazione CO2	437	1.471	-	-	-	1.908
Soluzione B - Metanolo rinnovabile da CO2 biogenica ed H2 verde	329	815	-	727	-	1.870
Soluzione C - Metanolo ed acido acetico rinnovabile da CO2 e H2 biogenici	-	-	7.605	828	-	8.433
Soluzione D - Metanolo ed etanolo rinnovabile da CO2 biogenica ed H2 verde	374	-	-	828	5.210	6.412

I ricavi orari (*) dalla vendita dei prodotti è stata calcolata sulla base delle produzioni orarie dei vari prodotti e dei seguenti prezzi unitari di mercato:

	Oxygen	Methane	Acetic Acid	Methanol	Ethanol
Costo unitario	0,18	7,7	0,656	1,95	1,48
U.M.	\$/Nm3	\$/MMU	\$/kg	\$/kg	\$/kg

(*) Si è preferito indicare i ricavi orari anziché quelli annuali perché non è al momento possibile definire il fattore di disponibilità per le tecnologie non ancora mature. La valuta in \$ è quella utilizzata dalle fonti.

ASSORISORSE

Fonti
<https://www.chemanalyst.com/Pricing-data>
<https://markets.businessinsider.com/stocks/aoxy-stock>

16

I Prodotti – Bio-metano

Il biometano attualmente viene prodotto dai seguenti processi:

- "upgrading" del biogas, mediante separazione del metano dalla CO₂ contenuta nel biogas prodotto dalla digestione anaerobica di biomasse
- metanazione, biologica o catalitica
- gasificazione di biomassa solida

La digestione anaerobica delle biomasse rappresenta una fonte accessibile di CO₂ biogenica concentrata, "pronta all'uso" per la successiva trasformazione a metano tramite il processo di bio-metanazione proposto.

Le tecnologie di **cattura della CO₂ dal biogas** sono **tecnologie mature**, già **implementate in circa 1.021 unità** di produzione di biometano **in esercizio in Europa** (censimento di European Biogas Association (EBA) e Gas Infrastructure Europe (GIE) aggiornato **ad ottobre 2021**).

Le taglie della maggior parte degli impianti di biogas variano tra 50 a 2.000 Nm³/h e costituiscono quindi un'ottima fonte di CO₂ biogenico per gli impianti di metanazione.

Tali impianti sono geograficamente in gran parte distribuiti, ancorati in contesti locali, e costituiscono un'importante opportunità per un'economia circolare locale in collaborazione con produttori locali di energia elettrica rinnovabile per la produzione di idrogeno.

La **mappa degli impianti di produzione biometano in Europa** è disponibile sul sito di Assogasmetano all'indirizzo:

<https://www.assogasmetano.it/wp-content/uploads/2022/02/MAPPA-IMPIANTI-EUROPEI-2021.pdf>

Attualmente circa 3,5 Mtep di biometano sono prodotti in tutto il mondo. I maggiori produttori sono l'Europa ed il Nord America, con alcuni paesi come la **Danimarca e la Svezia che vantano oltre il 10%** delle quote di **biogas / biometano** nelle vendite totali di gas (IE-Outlook for Biogas and Biomethane, 2020).

L'**Italia** conta, secondo le stime di EBA e GIE, **27 impianti** per la produzione di **biometano**.

La capacità complessiva di **produzione di biometano in Italia è di 25.445 Nm³/h**, pari a circa 220 milioni di Nm³/anno o **182Ktep** (EBA Statistical Report- 2022).

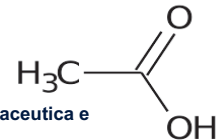
ASSORISORSE

17

I Prodotti – Acido Acetico

Il **mercato** globale dell'acido acetico è in **crescita** grazie ad alcuni fattori trainanti:

- La crescente domanda di acido acetico nei settori della **plastica, della gomma, delle ristrutturazioni, della farmaceutica e delle vernici**
- L'aumento dell'offerta di monomero di acetato di vinile (VAM) e di acido tereftalico purificato (PTA) **nell'industria tessile e degli imballaggi** sta stimolando il mercato dell'acido acetico.
- si prevede che i benefici medici forniti dall'acido acetico sotto forma di aceto, tra cui il mantenimento del colesterolo e della pressione sanguigna e il controllo del diabete, daranno un impulso al mercato.
- Le bottiglie in **polietilene tereftalato (PET)** stanno diventando estremamente diffuse **nell'industria medica e dei prodotti di consumo**. Poiché le bottiglie in PET sono prodotte a partire dall'acido tereftalico purificato (PTA), derivato dall'acido acetico, l'aumento della domanda sta guidando la crescita del mercato.
- Si prevede che i crescenti investimenti infrastrutturali in tutto il mondo favoriranno la crescita di rivestimenti e sigillanti, sostenendo così positivamente la crescita del mercato dell'acido acetico.
- L'acido tereftalico è una parte fondamentale della produzione di **resine poliestere**, che sono ampiamente utilizzate nei film di poliestere e nelle fibre di poliestere, contribuendo alla crescita complessiva del mercato.
- Il processo di produzione di acido acetico proposto nella **Soluzione C prevede da un lato l'eliminazione delle materie prime critiche come rodio e iridio**, e dall'altro, l'introduzione di un processo ecologico che funziona a bassa temperatura (60°-80°C) in soluzioni a base d'acqua e che utilizza risorse di biomassa (bioetanolo). Tale processo permette la sintesi di un innovativo **bio-acido acetico la cui possibile valorizzazione economica resta ancora da valutare**.



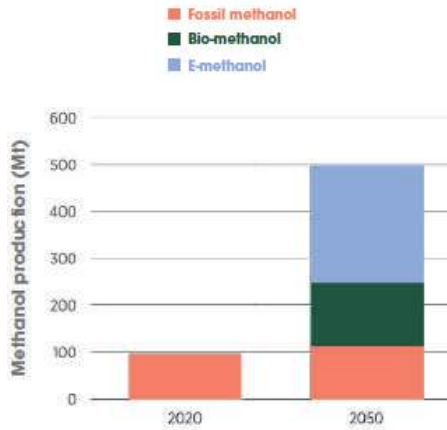
ASSORISORSE

18

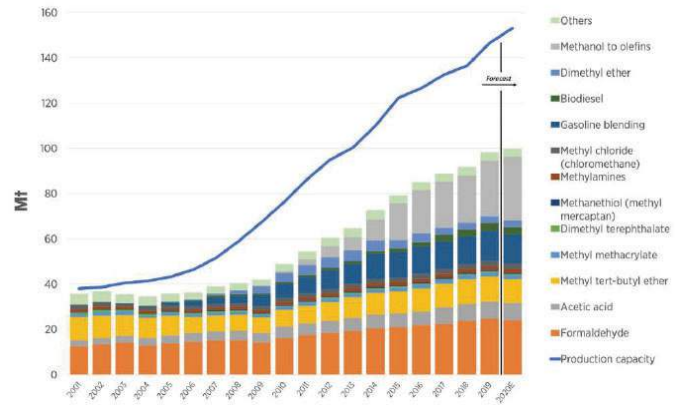
I Prodotti – Il Metanolo come si produce oggi

La domanda mondiale attuale di metanolo è di circa 100 Mt/a. E' prevista una crescita del 500% al 2050

La domanda mondiale di MeOH è raddoppiata negli ultimi 10 anni soprattutto per il suo utilizzo finalizzato alla produzione di olefine e di combustibile



Source: IRENA- Innovation Outlook, Renewable Methanol, 2021



Source: Based on data from MMSA (2020).

ASSORISORSE

19

I Prodotti – Il Metanolo rinnovabile – Gli utilizzi possibili

Il metanolo viene anche utilizzato come **combustibile marino** soprattutto per ridurre le emissioni di SOx, NOx, particolato.

Il metanolo, ed in parte anche l'ammoniaca (con alcune complessità tecniche e di sicurezza aggiuntive), potrebbero consentire il raggiungimento dei limiti di emissione di inquinanti definiti dall'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO).

Alcune iniziative sono in corso:

- Traghetto nel Mare del Nord che utilizza motori alimentati a metanolo in esercizio dal 2015
- Aziende come Wartsila e MAN Energy Solutions forniscono tecnologie per la commercializzazione di motori dual fuel (MDO – Metanolo, MDO – Idrogeno, MDO – Ammoniaca)
- La società danese Maersk ha annunciato nell'agosto 2021 un ordine per otto portacontainers da 18,000 TEU alimentate a metanolo.



ASSORISORSE

20

Principali aspetti HSE

Produzione, trattamento e stoccaggio

- Parametri di processo
- Emissioni fuggitive
- Limiti di esposizione professionale
- Atmosfere potenzialmente esplosive

Monitoraggio e Campionamenti



- Attività di conduzione impianti
- Attività di manutenzione ordinaria
- Attività di manutenzione programmata/straordinaria

Coordinamento e Supervisione



ASSORISORSE

Principali aspetti HSE

Limiti di Esposizione Professionale

D.Lgs. 81/08 _ ALLEGATO XXXVIII
Valori Limite di Esposizione Professionale

N.CE	CAS	AGENTE CHIMICO	VALORI LIMITE				NOTAZIONE ⁵
			8 ore ¹		Breve termine ²		
			mg/m ³ ³	ppm ⁴	mg/m ³ ³	ppm ⁴	
204-696-9	124-38-9	Anidride carbonica	9000	5000	-	-	-
200-580-7	64-19-7	Acido acetico	25	10	50	20	-
200-578-6	64-17-5	Etanolo (⁶)	1900	1000	-	-	-
200-659-6	67-56-1	Metanolo	260	200	-	-	Cute
211-128-3	630-08-0	Monossido di carbonio	23	20	117	100	-



¹ Misurato o calcolato in relazione ad un periodo di riferimento di otto ore, come media ponderata nel tempo (TWA).

² Limite di esposizione a breve termine (STEL). Valore limite che non deve essere superato. Il periodo di riferimento è di 15 minuti, se non altrimenti specificato.

³ Milligrammi per metro cubo di aria. Per le sostanze chimiche in fase gassosa o di vapore il valore limite è espresso a 20° C e 101,3 kPa.

⁴ Parti per milione per volume di aria (ml/m3).

⁵ La notazione che riporta il termine "cute" per un valore limite di esposizione professionale indica la possibilità di un assorbimento significativo attraverso la cute.

⁶ in accordo a OSHA

ASSORISORSE

Principali aspetti HSE

Limiti di Esplosività



Limiti di esplosività				
Gas/vapore	Limite Inferiore di esplosività [% vol]	Limite superiore di esplosività [% vol]	Punto di infiammabilità	Temperatura di accensione
Etanolo	3,1*	27,7*	12,0 °C	400° C
Metanolo	5,5*	44,0*	9,7 °C	455° C
Idrogeno	4,0*	75,0	-	560 °C
Acido acetico	6,0	17,0	39,0 °C	485 °C
Ossido di carbonio	12,5	74,2	-	605° C

* Secondo lo Standard PTB (Physikalisch-Technische Bundesanstalt).



ASSORISORSE

Conclusioni e sviluppi futuri

Le tecnologie selezionate offrono un'opportunità di utilizzo delle **biomasse per un'economia circolare** pienamente compatibile con gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra anche grazie all'ampia disponibilità di energia elettrica rinnovabile prevista dal piano nazionale energetico

Si evidenziano le seguenti **aree di approfondimento ulteriori**:

- Classificazione delle soluzioni proposte mediante **analisi del ciclo di vita (LCA)**
- Indagine di mercato** sia in termini di volumi, che di valorizzazione economica dei prodotti. La natura biologica e rinnovabile dei prodotti dovrebbero consentire un posizionamento sicuramente di interesse per la loro natura biologica e rinnovabile
- Censimento e relativo **approfondimento sullo stato di maturità delle tecnologie** ancora non pienamente industrializzate.
- Individuazione e creazione di una **filiera** che includa non solo i produttori di biomasse e rifiuti solidi, ma anche eventuali stakeholders per la successiva conversione in idrogeno e successivi prodotti di sintesi all'interno di una filiera completamente decarbonizzata e circolare
- Individuazione di un **modello di business** più efficiente ed efficace in termini di capacità produttiva e localizzazione geografica degli impianti
- Identificazione del **quadro normativo** di riferimento anche alla luce di possibili incentivi

ASSORISORSE

24