

La domanda idrogeno nel sistema energetico Italiano nella transizione verso l'obiettivo net-zero CO₂

Risultati di un'analisi con metodo "Integrated Energy System Modelling"

Convegno: Sfide e criticità nello stimolare la domanda di idrogeno; la prospettiva dell'industria per l'implementazione della strategia idrogeno

S. Campanari, P. Colbertaldo, F. Fattori, M. Motta, M. Catania, F. Mezzera,
G. Muliere, F. Parolin
Hydrogen Joint Research Partnership



Key 2025, 7 Marzo 2025
Hydrogen Arena (Pad. B3)



Background

Il Politecnico di Milano ha lanciato l'iniziativa **Hydrogen Joint Research Partnership – H2 JRP**, fondata presso la Fondazione Politecnico di Milano **insieme ad aziende primarie del settore energia**



- ✓ Il H2 JRP sviluppa attività di **ricerca su aree tematiche relative alla tecnologia dell'idrogeno che hanno un interesse multi-aziendale**, concentrandosi sia su argomenti *'orizzontali'* (temi generali e supporto al quadro generale di R&S) sia su argomenti *'verticali'* dedicati a tecnologie specifiche
- ✓ Il H2 JRP è aperto alla partecipazione di aziende interessate, con possibilità di associarsi a diverso livello

<https://www.fondazionepolitecnico.it/progetti/hydrogen-jrp/>

Hydrogen JRP Members (2025+)

Founders



Platinum Members



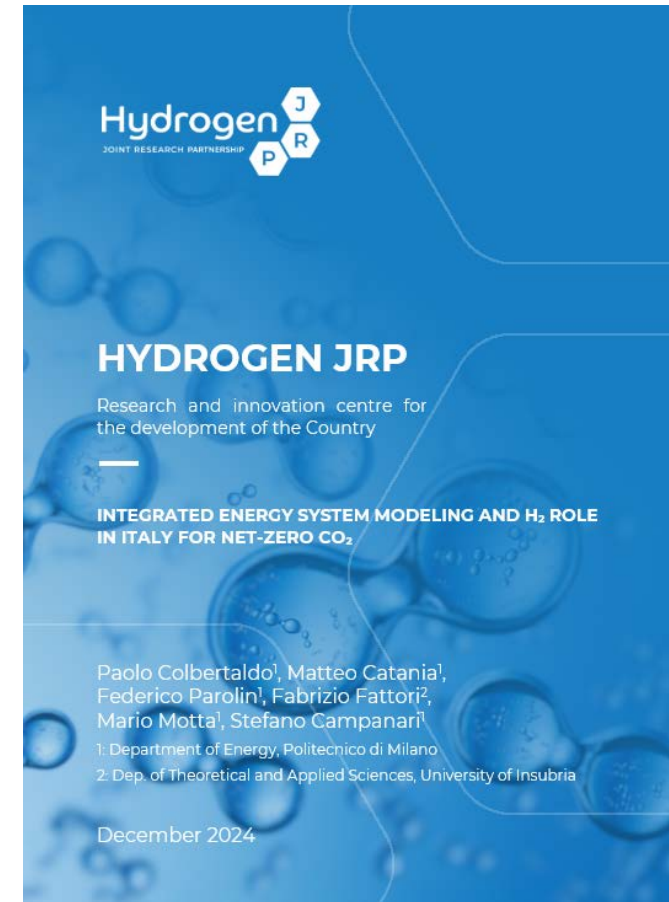
Gold Members



Esempi di attività del H2 JRP comprendono analisi di scenari energetici ed ambientali, studi LCA, analisi di evoluzione di settori applicativi, sviluppo di componenti innovativi, sperimentazione su materiali

- *LCA of Hydrogen Production Pathways; Hydrogen leakages and GWP impact on LCA;*
- *Innovative experimentation to test hydrogen steel embrittlement;*
- *Conditioning and characterization of polymeric materials in hydrogen atmosphere;*
- *New porous framework materials for hydrogen storage (H₂-POFs);*
- *Analysis of the state of the art in hydrogen compression technology;*
- *Experimental assessment of electric input-controlled PEM electrolysis;*
- *Novel concepts in energy storage overlapping with hydrogen;*
- *Carriers of Hydrogen (LOHCs) for an Efficient Storage System;*
- *H₂ in internal combustion engines;*
- *Nuclear SMRs + high-temperature electrolysis for H₂ & power;*
- *Large-scale underground hydrogen storage in artificial caverns;*
- *Synthesis and utilization options of ammonia as clean hydrogen energy vector;*
- (...)

➤ Una specifica attività è dedicata alla valutazione del **ruolo dell'idrogeno nel sistema energetico italiano** per il futuro obiettivo net-zero CO₂, secondo analisi di «Integrated Energy System Modelling»

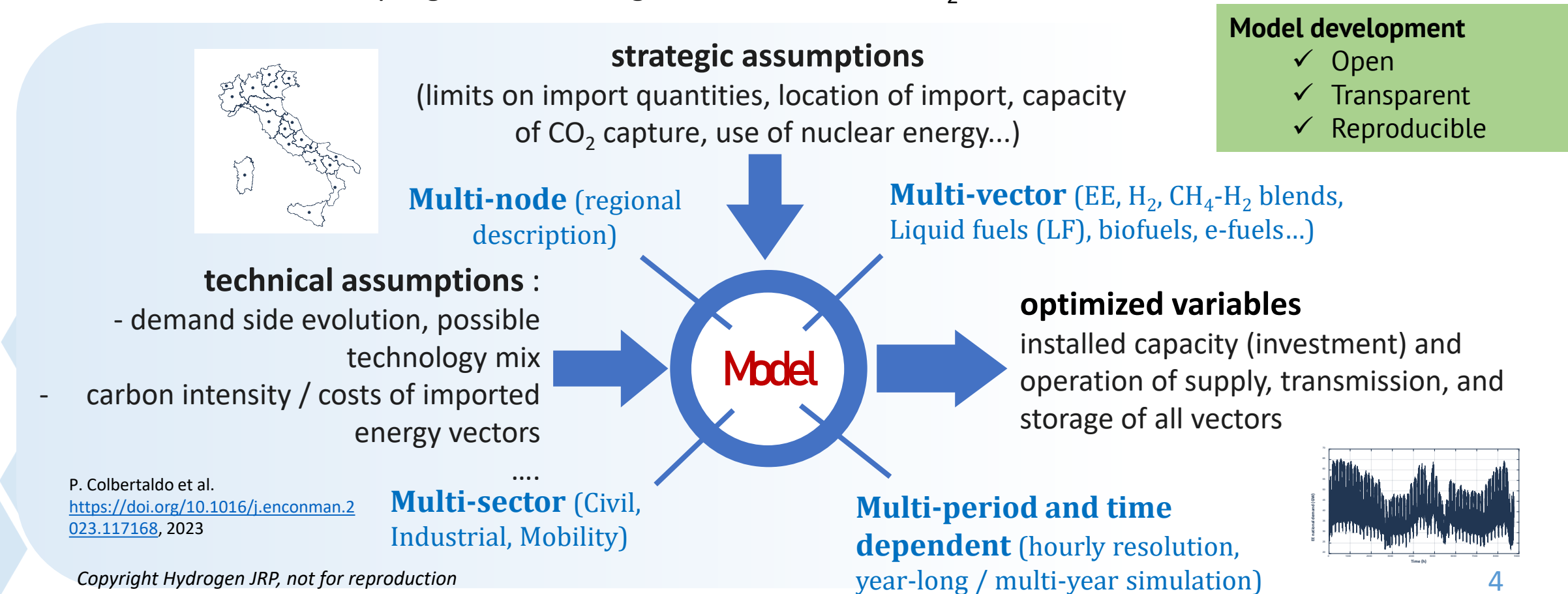


Integrated energy system modelling (IESM)

Scopo generale

Simulazione e ottimizzazione del sistema energetico nazionale, sia con scenari 'snapshot' che di evoluzione temporale, con vincolo di basse o nulle emissioni di CO₂

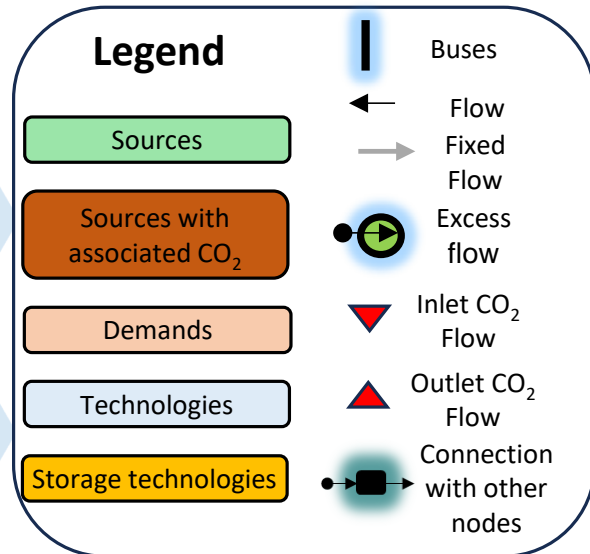
- definire il ruolo dell'idrogeno e delle relative infrastrutture nel sistema energetico nazionale
- studiare la transizione progressiva verso gli scenari net-zero CO₂



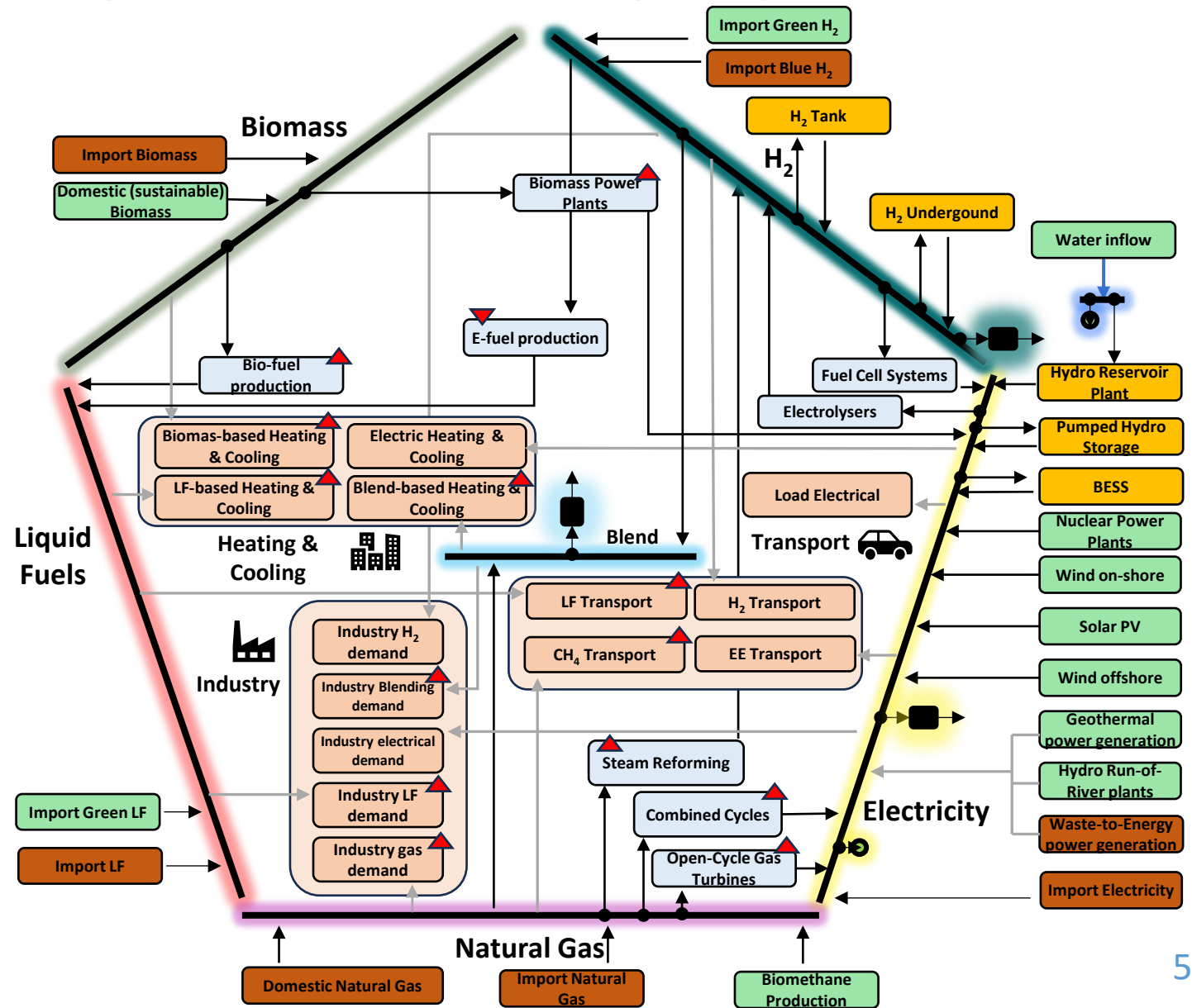
Integrated energy system modelling

Approccio del modello: flussi di energia intrecciati risolti in ogni regione

- 5 vettori energetici
 - Produzione nazionale e import di vettori green e fossili
 - Opzioni di energy storage multiple
 - Mappatura scambi inter-regionali
- ✓ bilanci energetici per ogni vettore in ogni nodo n ad ogni passo temporale di analisi



Copyright Hydrogen JRP, not for reproduction

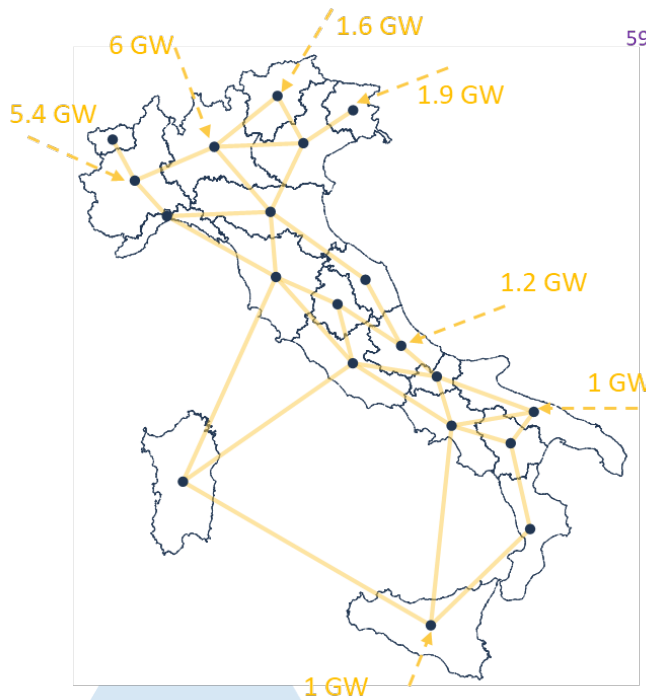


Integrated energy system modelling: networks

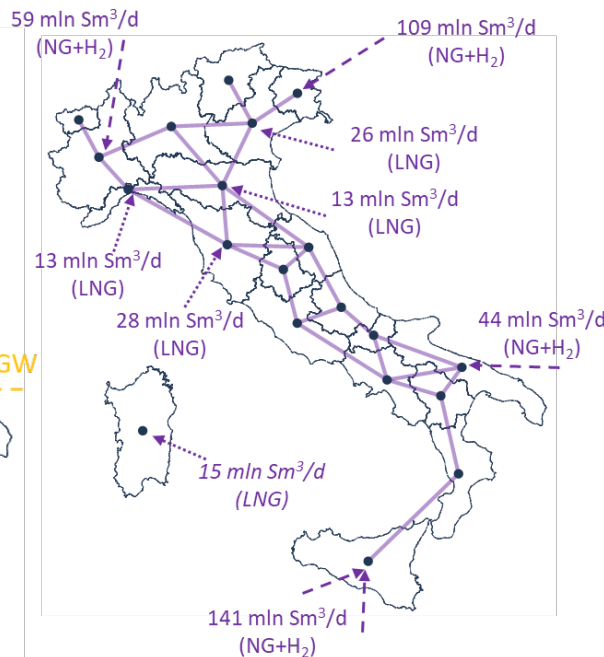
«Reti virtuali» semplificate per tutti i vettori energetici

- Tiene conto dei piani di sviluppo dei TSO e delle possibili espansioni
- Consente di valutare i requisiti degli scambi transfrontalieri e interregionali

Electricity



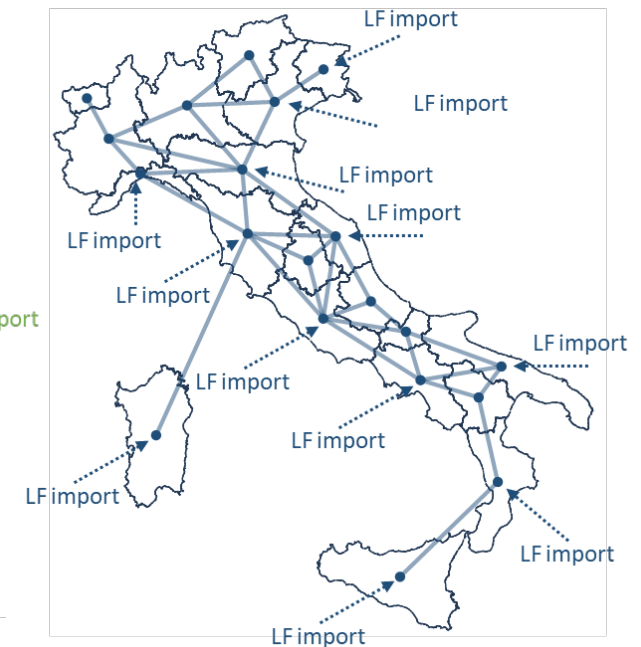
CH₄-H₂ blend



Hydrogen



Liquid fuels (including biofuels, e-fuels, conventional)

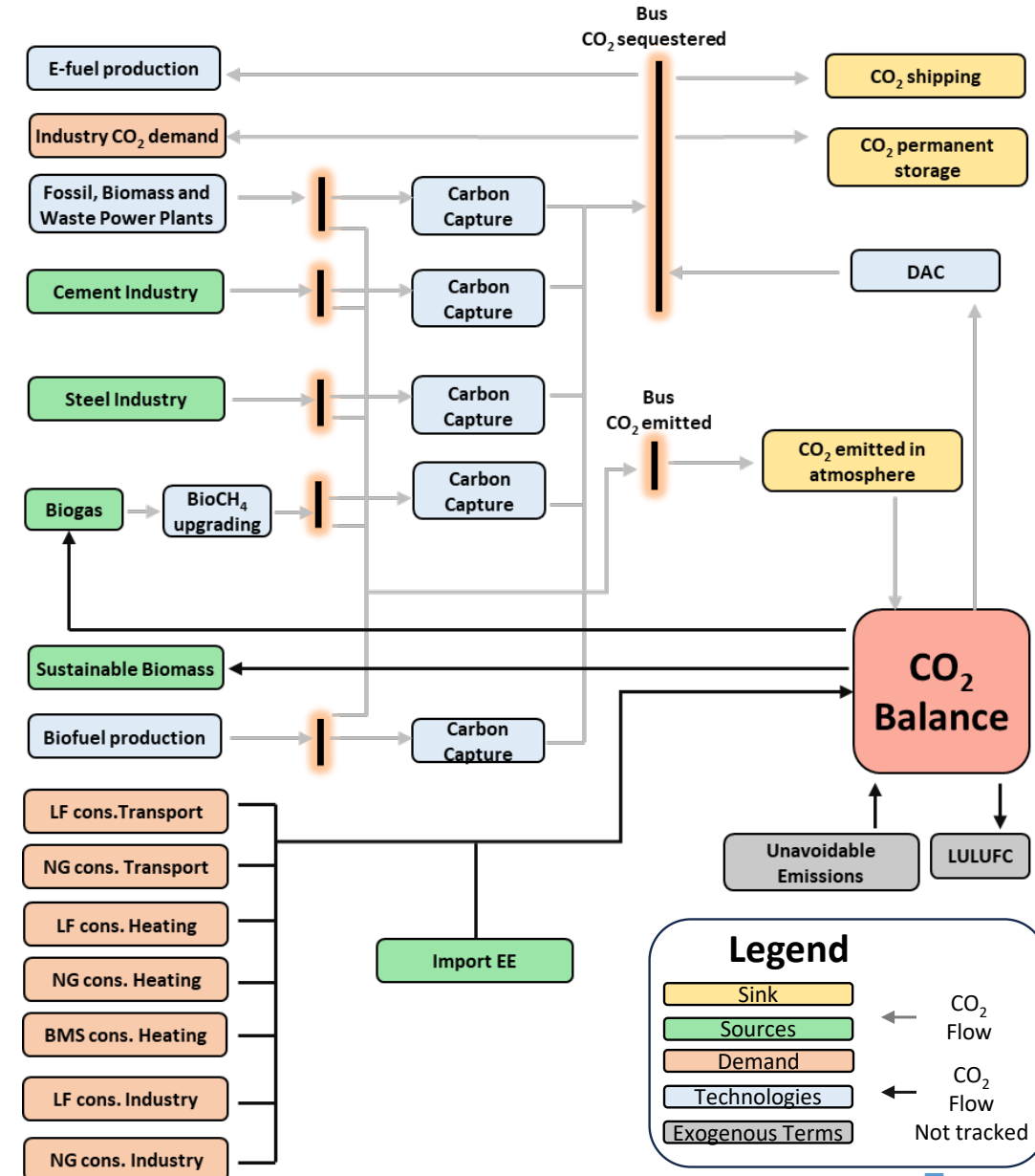
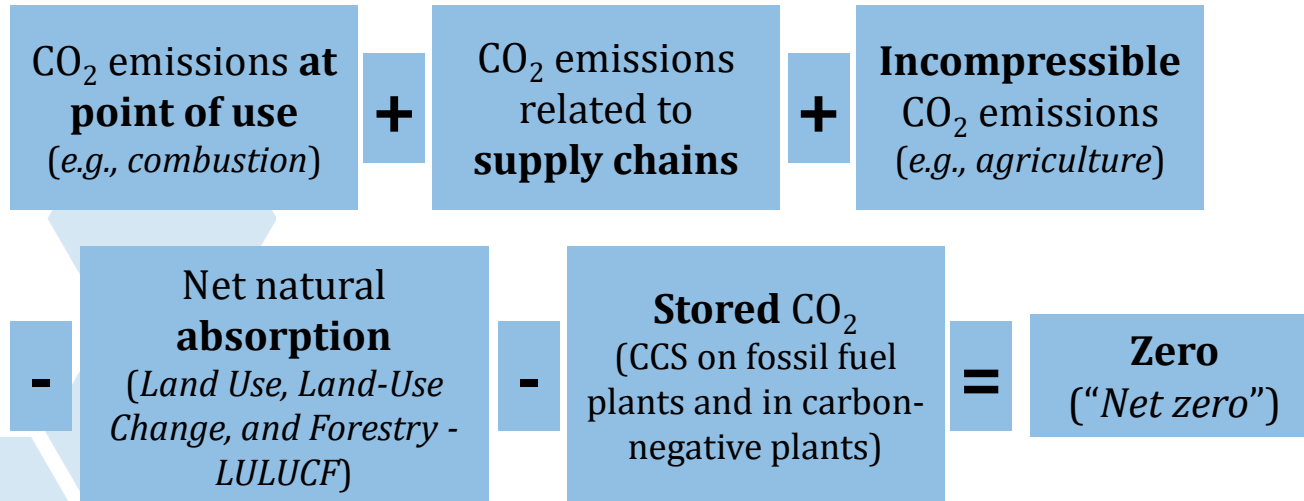


(*) l'infrastruttura H₂ comprende collegamenti tramite pipeline e/o altre modalità (camion, navi..) a seconda delle quantità e posizioni; i gasdotti includono la riconversione di porzioni di connessioni esistenti e della rete NG.

Integrated energy system modelling

Mappatura e bilancio dei flussi di CO₂

- Obiettivi intermedi secondo vincoli policy (es. *Fit for 55*)
- Obiettivo di lungo termine: bilancio net-zero
- Ruolo cattura e stoccaggio CO₂



Ipotesi di evoluzione della domanda

Evoluzione della domanda di riscaldamento (settore civile)

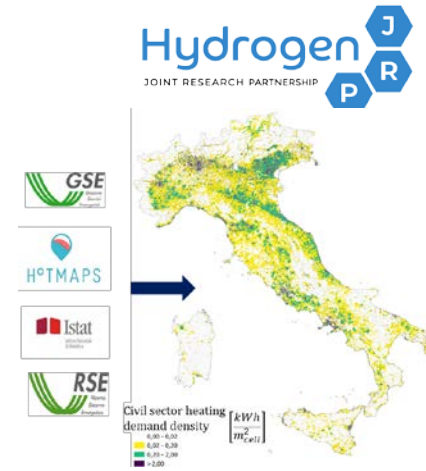
Evoluzione dei settori dei trasporti - scenario ipotizzato (database e ipotesi proprie di JRP H2)

Industria: generazione di calore di processo

Industria: materie prime per l'industria chimica

Siderurgia primaria, cemento e calce

- Evoluzione delle abitazioni
 - Teleriscaldamento da FER e calore di scarto
 - Tariffe di retrofit dal PNEC e LTS italiano
 - Uso massiccio delle pompe di calore elettriche
 - Pompe di calore a gas in edifici non ristrutturati
-
- Elettricità utilizzata in modo massiccio nella «mobilità leggera» (auto e veicoli commerciali leggeri, aviazione a corto raggio e navigazione)
 - L'idrogeno viene utilizzato per parte del trasporto pesante e per parte dell'aviazione e della navigazione, che continuano a fare affidamento anche sui combustibili liquidi
 - Elettificazione integrale del calore a bassa temp. (<100°C) con pompe di calore, penetrazione minore per temp. > 100°C
 - Conversione da combustibili tradizionali a gassosi (miscela CH₄-H₂) per calore a media e alta temperatura (>100°C)
 - Produzione di ammoniaca, metanolo: da NG a H₂ e CO₂
 - Produzione HVC e BTX (per materie plastiche e gomma): dalla nafta/GPL al metanolo
 -
 - Switch a DRI + EAF alimentato da CH₄ con CCS o alimentato da H₂
 - Ampio uso di biocarburanti + CCS



Integrated energy system modelling

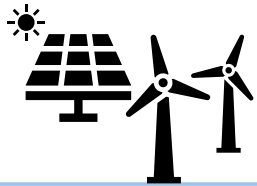
Obiettivo: Costo Totale Annuo Minimo, con vincolo su emissioni di CO₂

- inclusi CAPEX per nuovi impianti e revamping (FER, elettrolisi, stoccaggio, impianti convenzionali), CAPEX per infrastrutture, OPEX per O&M, fonti domestiche, importazione di vettori energetici, trasporto di vettori energetici per scambi regionali, opzioni CCS

- *Note di cautela:*

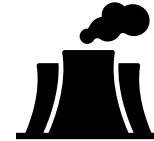


- *non include (per ora) le emissioni LCA delle tecnologie installate, incluse le rinnovabili*
- *i costi infrastrutturali per il potenziamento della rete elettrica sono contabilizzati per la sola rete di trasmissione AT. Lavori in corso per aspetti legati alla rete di distribuzione.*



Vincoli di installazione rinnovabili

- **Massimo potenziale:** circa 400 GW FV e 220 GW eolico, oltre a idroelettrico (25 GW), geotermia (1 GW), biometano 55 TWh/y, biomasse 52 TWh/y
- Limite annuo di installazioni:
 - FV: 8 GW/y fino al 2034, poi 12 GW/y
 - Eolico onshore: 3 GW/y fino al 2034, poi 6 GW/y
 - Eolico offshore: 1 GW/y fino al 2034, poi 3 GW/y
- **Distribuzione regionale** proporzionale al potenziale

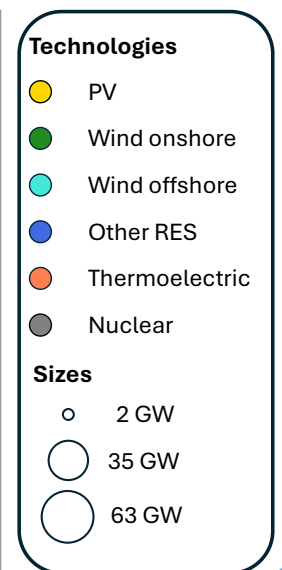
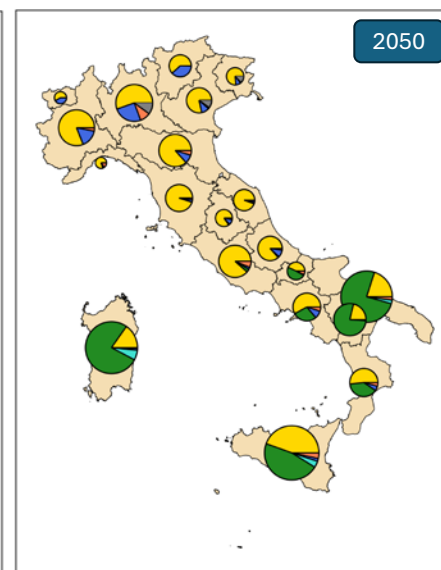
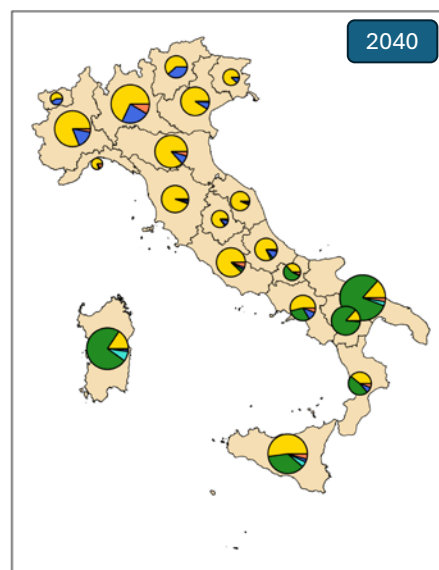
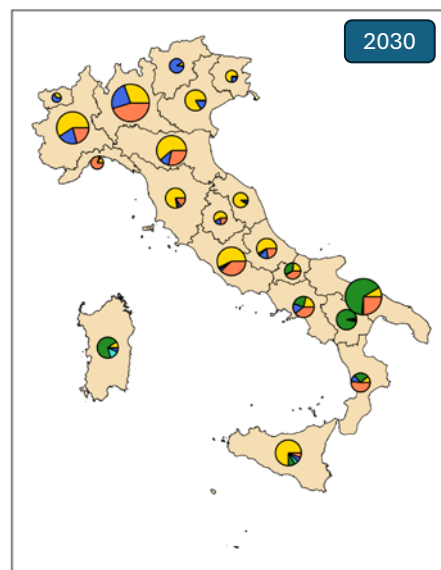
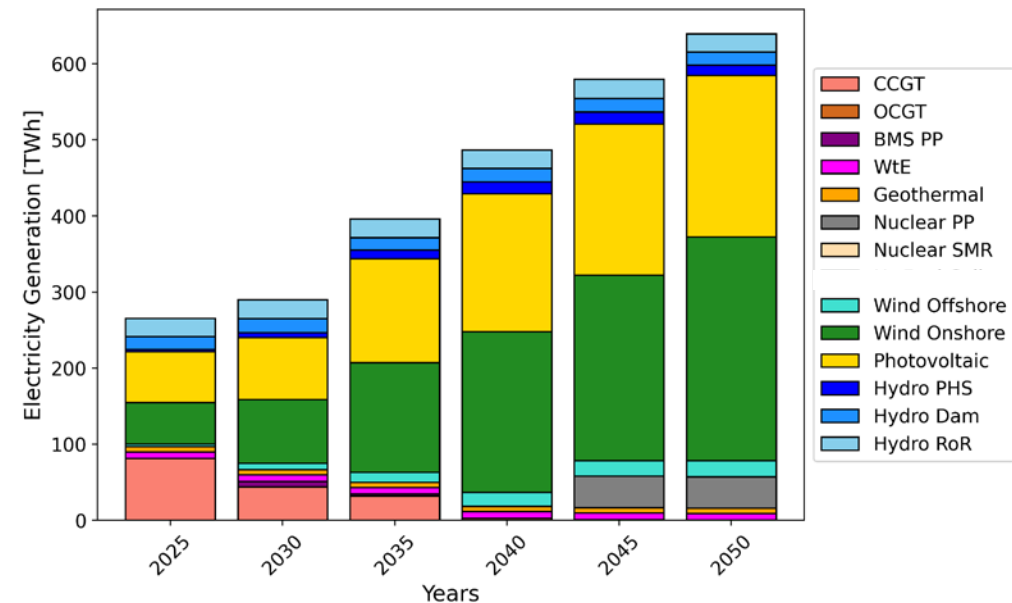
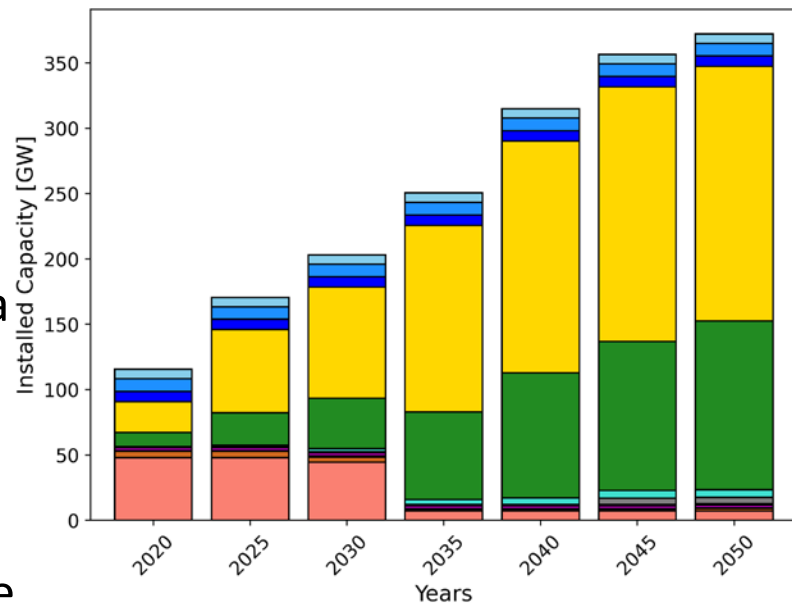


Vincoli di emissione CO₂

- **Bilancio net-zero** nel 2050
- Target del Fit-for-55 di 233 Mt_{CO₂}/y al **2030**
- Capacità di **sequestro** CO₂ nazionale: 20 Mt_{CO₂}/y
- **Budget** di emissioni CO₂ cumulative: 5.64 Gt_{CO₂}

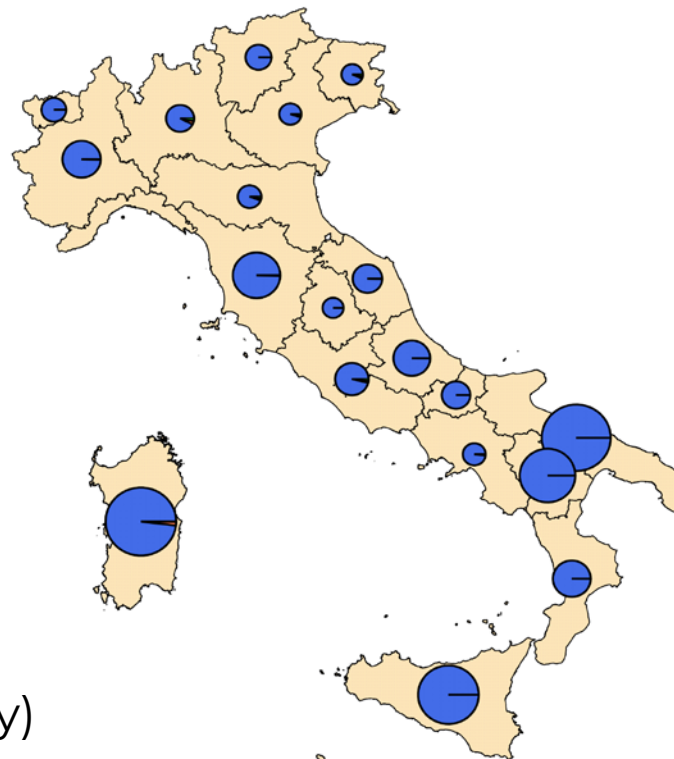
Risultati scenario baseline: Power Generation

- Penetrazione graduale delle rinnovabili, fino a ~200 GW di FV e 130 GW eolico (nota: il mix onshore-offshore cambia a seconda delle ipotesi) al 2050
- FV in tutto il territorio, eolico concentrato in Sud e Isole; ipotizzato ingresso nucleare dal 2040, ruolo dipendente dalle ipotesi
- Riduzione graduale della produzione termoelettrica classica, con ruolo (scenario Net-Zero CO₂) di modulazione carico di punta



Risultati scenario baseline: Idrogeno

- H₂ risulta un vettore energetico chiave per la decarbonizzazione
- Ampia presenza di elettrolisi e tecnologie per stoccaggio H₂
- Uso reforming con cattura limitato dalla capacità di stoccaggio CO₂ assunta (20 Mt/y)
- Circa 7 Mt/anno di H₂ al 2050, di cui 3,7 di produzione nazionale, comparabile con i 2,9 Mt/y della strategia nazionale; maggiore peso dell'import (3.36 vs. 1.25 Mt/y)



Technologies

● Electrolyzers

● SMR

Sizes

○ 0.2 GW_{H2}

○ 3 GW_{H2}

○ 6.7 GW_{H2}

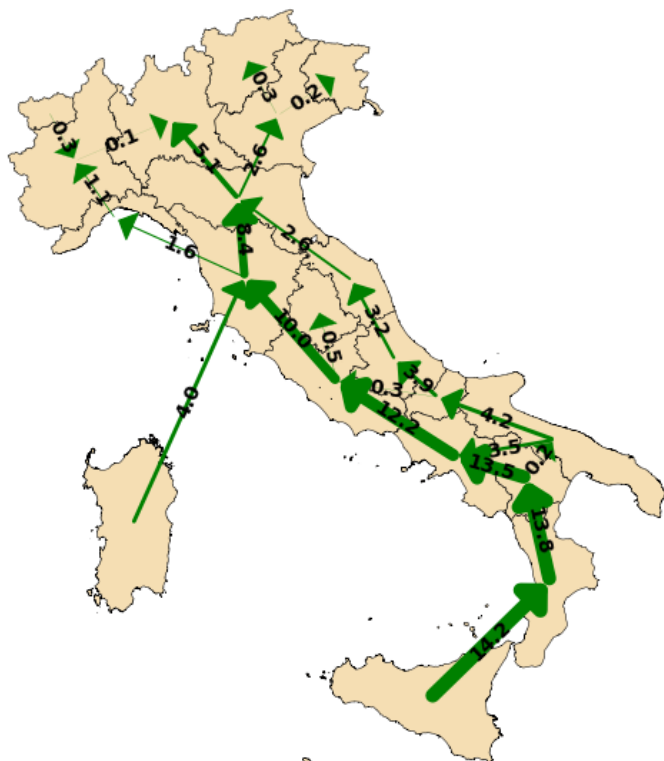
Parameters		2030	2040	2050
Storage technologies [GWh]	H ₂ storage underground	826	1123	1123
	H ₂ storage tanks	1	102	102
Production technologies [GW _{H2}]	Electrolyzers	2	41	41
	SMR	1	1	1
Quantities [Mton _{H2}] / [TWh]	Import	0.24 / 8	0.15 / 5	3.36 / 112
	H ₂ produced	0.24 / 8	2.28 / 76	3.69 / 123

✓ Risultati confrontabili anche in soluzioni 'near optimal*' ottenute minimizzando l'uso di H₂ (*con scarto sui costi totali <5%)

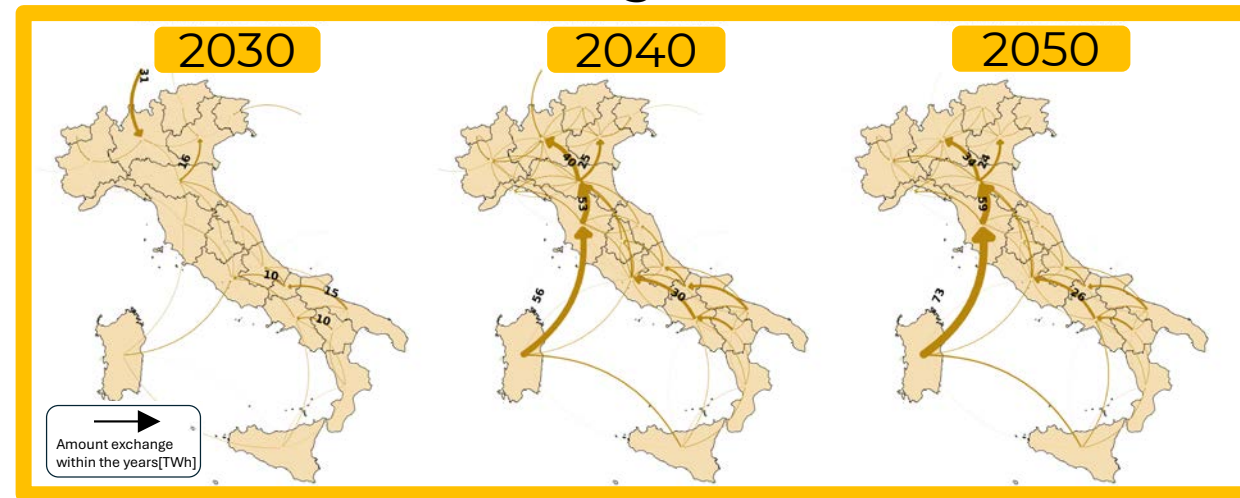
Risultati scenario baseline: flussi dei vettori energetici

- Aumento progressivo per energia elettrica e idrogeno
- Aumento degli scambi inter-regionali, importazione H2 rilevante
- Trasporto massivo da Sud a Nord, con ruolo rilevante della Sardegna

Connessioni H2 al 2050, valori in GW (caso con export non incluso)



Flussi energia elettrica

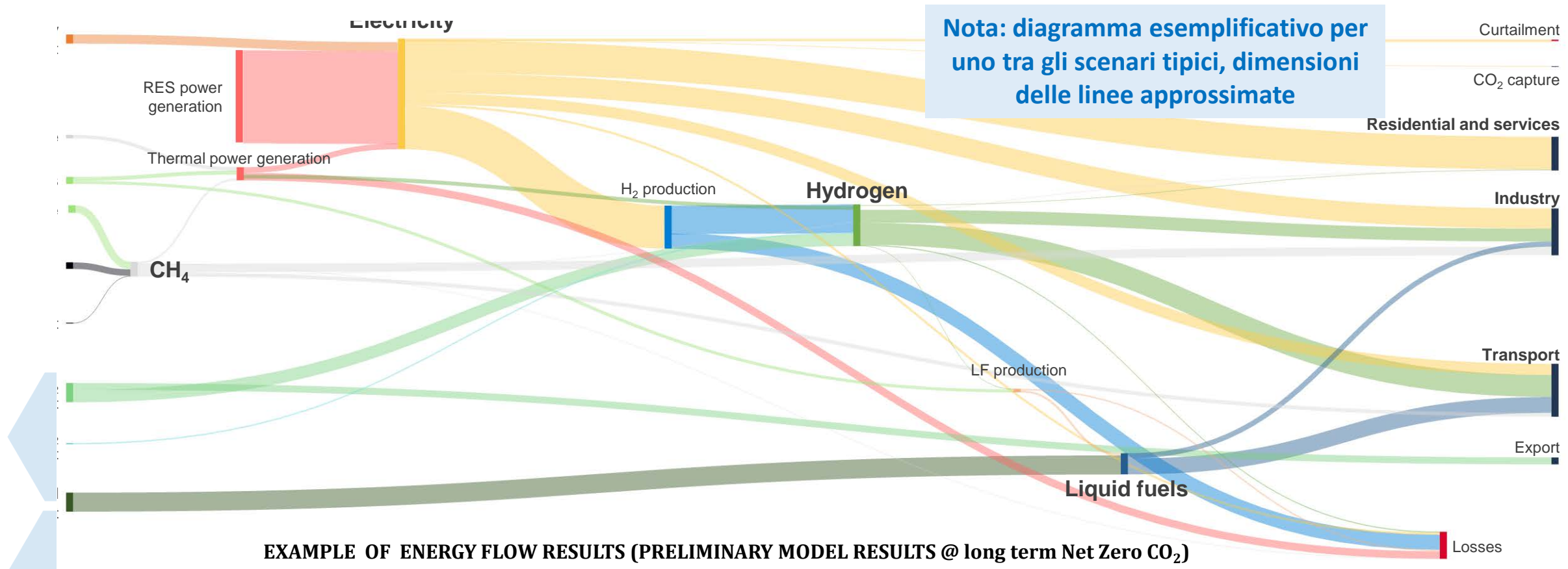


Flussi H₂



Diagramma dei flussi dei vettori energetici (esempio)

- Il 60-65% dell'H₂ è destinato all'industria (compresa la domanda di materie prime e gli usi ad alta temperatura, uso per produzione termoelettrica); ruolo minore nel riscaldamento civile
- Fino al 35-40% di H₂ è destinato al trasporto (compresi tutti i tipi: navigazione-aria-terra)



✓ Dal 15 al 25% della riduzione delle emissioni totali di CO₂, a seconda degli scenari (es. ~85 Mt_{CO2}/a vs. 330 attuali) è legato all'uso dell'idrogeno

Ruolo delle reti: confronto con diverse infrastrutture

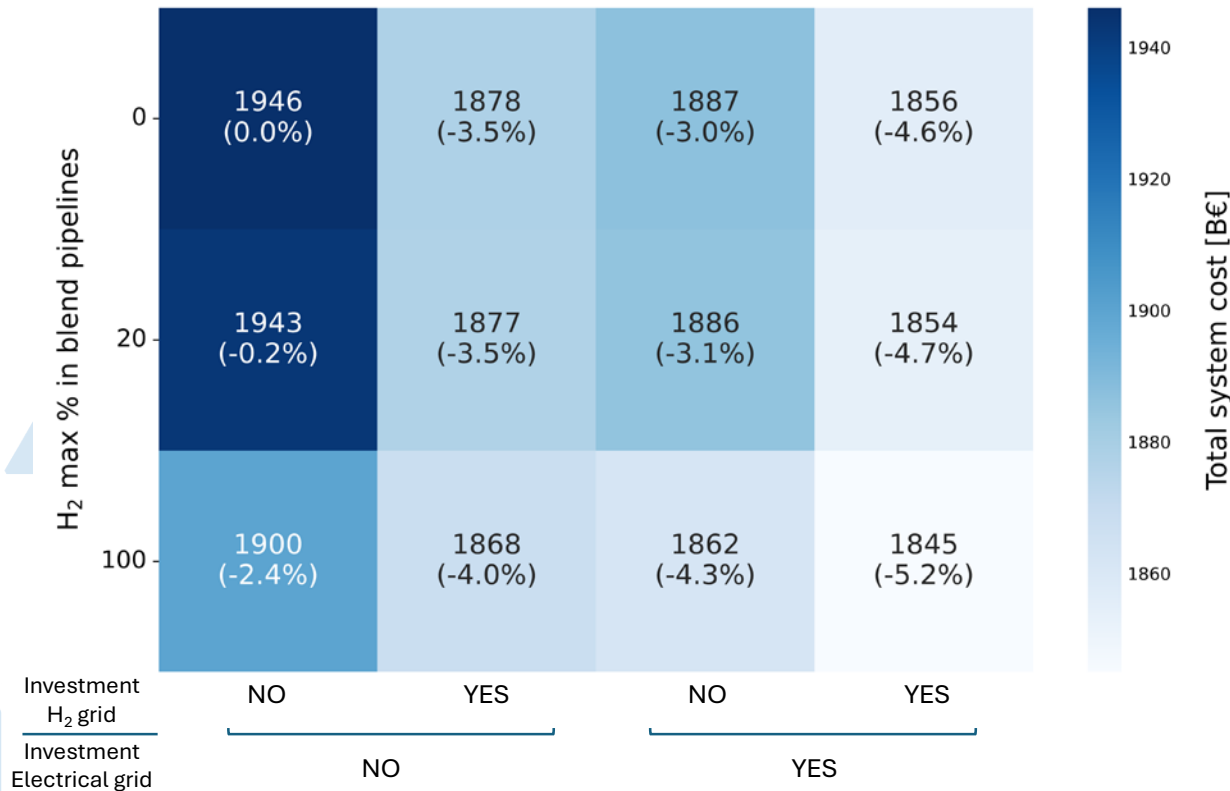
Esempio di analisi di 12 diverse combinazioni

- Rete Gas (CH₄-H₂ blend) : 3 opzioni di max H₂ % (up to 0, 20, 100 %)
- Rete elettrica: 2 opzioni con o senza investimenti in maggiori connessioni regionali dal 2035
- Rete H₂ : 2 opzioni, con o senza investimenti in maggiori connessioni regionali dal 2040



Infrastructure scenarios

- **Il costo totale del sistema** (operation e investimenti; nota, prossimo al PIL ma diviso su 25-30 anni) **è minore nel caso con tutte le reti potenziate** → conviene investire nelle reti e massimizzare la capacità di trasporto tra regioni



	caso con investimenti reti minimi			caso con investimenti rete massimi		
[TWh]	2030	2040	2050	2030	2040	2050
EE	330	512	687	330	503	641
H2 import	0	0.4	32	8	5	112
H2 produced	7	77	149	8	76	121
LF import	493	329	159	493	331	159
LF prodotto	0	2	11	0	0	11
Biomass	77	39	72	77	39	72
NG	323	319	98	325	182	55



Produzione elettrica

- Elevata capacità di generazione di FER (10-20 x attuale)
- Il potenziale fotovoltaico è saturato nella maggior parte delle regioni, il potenziale eolico non viene sfruttato se lontano dai punti di consumo (es. Sardegna)



Fonti biogeniche

- Elemento cruciale del sistema energetico 'zero carbon'
- La disponibilità limitata provoca concorrenza tra i settori: la produzione di biocarburanti è preferita alla sintesi di e-fuel
- La cattura della CO₂ su impianti a biomassa e biometano consente emissioni di CO₂ negative

- Autosufficienza energetica difficile da raggiungere: il sistema ha bisogno di una forte importazione di combustibili liquidi verdi (e/o di idrogeno per supportare la produzione di e-fuel)



Idrogeno

- Abilitatore del 'sector coupling' tra energia, civile, industria e trasporti, elemento di flessibilità ed accumulo
- Sostituisce la maggior parte del GN nella produzione di energia, nel riscaldamento e nell'industria, per tutti gli usi in cui l'elettrificazione è insufficiente o non applicabile
- Capacità di elettrolisi che raggiunge 40-50 GW dopo il 2040
- Corridoi di trasporto sud-nord per collegare i punti di importazione e le aree di produzione a basso costo con i grandi hub di consumo



CO₂ capture and storage

- Essenziale per compensare le emissioni «inevitabili»
- La capacità di stoccaggio disponibile (qui 20 Mt/a) è sempre saturata (~18 Mt/a solo da cemento e acciaio), capacità maggiori sono utilizzate dove disponibili

La domanda idrogeno nel sistema energetico Italiano nella
transizione verso l'obiettivo net-zero CO₂
Risultati di un'analisi con metodo "Integrated Energy System
Modelling"

Grazie per l'attenzione

S. Campanari, P. Colbertaldo, F. Fattori, M. Motta,
M. Catania, F. Mezzera, G. Muliere, F. Parolin
Hydrogen Joint Research Partnership



Key 2025, 7 Marzo 2025
Hydrogen Arena (Pad. B3)

