Allegato 10

SCENARI DI INTEGRAZIONE DELL'IDROGENO NELLA RETE GAS DELLA PROVINCIA DI TRENTO

verso un Trentino energeticamente autonomo
e a 0 emissioni carboniche

PROVINCIA AUTONOMA
DI TRENTO

FONDAZIONE
BRUNO KESSLER
FUTURE BUILT
ON KNOWLEDGE

PROVINCIA
AUTONOMA DI TRENTO

Piano Energetico Ambientale Provinciale

PEAP 2021-2030

Scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas della Provincia di Trento

.. verso un Trentino energeticamente autonomo
e a 0 emissioni carboniche ..

FONDAZIONE BRUNO KESSLER
FUTURE BUILT ON KNOWLEDGE

Dicembre 2020

Responsabile della ricerca:

Luigi Crema <crema@fbk.eu>

Autori:

Diego Viesi <viesi@fbk.eu>

Michele Zendrini <mzendrini@fbk.eu>

Matteo Testi <testi@fbk.eu>

Gruppo di lavoro:

Indice

1 Introduzione 3

2 Stato dell'arte 6

2.1 Produzione di idrogeno da fonti rinnovabili 6

2.2 Trasporto e distribuzione 11

2.2.1 Compatibilità all'iniezione di idrogeno dell'infrastruttura di rete del gas naturale 11

2.2.2 Infrastruttura di rete per puro idrogeno 19

2.3 Utilizzo 21

2.3.1 Applicazioni residenziali 23

2.3.2 Compressori 25

2.3.3 Motori a combustione 26

2.3.4 Bruciatori 26

2.3.5 Turbine a gas 27

2.3.6 *Tanks* per gas naturale compresso (CNG) 28

2.3.7 Stazioni di rifornimento di CNG e H_2 28

3 Elaborazione degli scenari 30

3.1 Premessa 30

3.2 Perché l'idrogeno 30

3.3 Scenari PEAP per il fabbisogno di calore: REF vs LC vs LC+ 31

3.4 Scenari estensione rete gas PAT 32

3.5 Scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas PAT 33

4 Conclusioni 43

5 Appendici 46

5.1 Parametri aggiuntivi adottati (aggiuntivi rispetto allo studio per il nuovo PEAP 2021-2030 «Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati») 46

1 Introduzione

L'idrogeno si configura come un vettore energetico particolarmente attraente per risolvere, o quanto meno attenuare, il problema della variabilità delle risorse rinnovabili. Nel contesto di decarbonizzazione del sistema energetico e industriale, esso può giocare un ruolo chiave in connubio con l'ingente necessità di elettrificazione. L'idrogeno può essere impiegato in maniera versatile sia per applicazioni di mobilità, come nei veicoli a celle a combustibile (Fuel Cell Electric Vehicles – FCEVs), sia per utilizzo stazionario per edifici, *backup* energetico o generazione distribuita.
In tal senso, metodi innovativi e sempre più economici per la produzione, lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno acquisiscono sempre maggior rilevanza e grado di maturità. Al fine di permettere una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema grazie all'utilizzo dell'idrogeno, una soluzione promettente riguarda la miscelazione o *blending* di H_2 con gas naturale (NG) per iniezione nell'infrastruttura di rete attualmente esistente. In seguito alla conversione dell'elettricità in idrogeno grazie all'impiego di elettrolizzatori, si godrebbe in tal modo di una filiera collaudata e di infrastruttura già installata per trasportare e distribuire l'idrogeno dalla produzione all'utente finale.[1]
Chiaramente, tutto ciò è subordinato ad un'analisi tecno-economica attenta e puntuale delle varie criticità che l'iniezione di idrogeno in rete possa comportare. Tali conseguenze risultano legate ad un'ampia serie di fattori, tra cui la percentuale di idrogeno immesso, le condizioni operative della rete di trasporto e distribuzione, i materiali e le tecnologie ausiliarie utilizzate in tali reti, nonché le tecnologie all'utenza finale.
Tra i vari benefici che tale operazione di iniezione potrebbe apportare, si possono menzionare i seguenti:

- Costi di transizione relativamente bassi grazie all'utilizzo di un'infrastruttura esistente e unicamente da modificare rispetto alla costruzione di una rete dedicata al puro idrogeno;
- Ridotti costi di stoccaggio su larga scala, grazie all'impiego della rete piuttosto che di un insieme di stoccaggi e trasporti dedicati;
- Incentivazione alla transizione verso puro idrogeno rispetto a combustibili fossili grazie ad un'evoluzione della percentuale di *blending;*
- Riduzione dell'impatto di emissioni di gas serra grazie all'iniezione di idrogeno "verde", prodotto da fonti rinnovabili.[2]

In linea generale, alcune considerazioni di massima possono essere avanzate per quanto riguarda il *blending* di idrogeno e gas naturale, pur considerando che le infrastrutture e tecnologie specifiche sono da analizzarsi caso per caso per evidenziare possibili rischi, malfunzionamenti ed inefficienze:

- Per bassi contenuti, l'idrogeno può essere immesso nella rete senza limitazioni tecniche significative. Una percentuale in volume compresa tra il 5 e il 20% risulta compatibile con la maggior parte dei componenti senza investimenti sostanziosi per il riadattamento;[1,3,4,5,6]

[1] Melaina, Marc W., Olga Antonia, and Mike Penev. *Blending hydrogen into natural gas pipeline networks. a review of key issues*. No. NREL/TP-5600-51995. National Renewable Energy Laboratory, 2013.

[2] Jaffe, Amy, et al. "The Potential to Build Current Natural Gas Infrastructure to Accommodate the Future Conversion to Near-Zero Transportation Technology." (2017).

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Hydrogen: a renewable perspective" (2019)

[4] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Hydrogen from Renewable Power Technology Outlook for the Energy Transition" (2018).

[5] Judd, Robert, and David Pinchbeck. "Hydrogen admixture to the natural gas grid." *Compendium of Hydrogen Energy*. Woodhead Publishing, 2016. 165-192.

[6] MARCOGAZ, "Hydrogen admission into the existing natural gas infrastructure and end use" (2013)

- Alti contenuti di idrogeno (maggiori del 20%) richiedono sostituzione o implementazione di alcuni componenti e tecnologie di filiera che non sono funzionanti così come lo sono per il gas naturale (e.g. turbine a gas o compressori);[5,7,8,9,10]
- Il sistema di tubazioni per quanto riguarda il trasporto ad alta pressione (maggiore di 16 bar) non risulta compatibile per iniezioni al di sopra di una certa soglia prossima al 15-20%, in quanto i materiali, prevalentemente acciai dolci, risultano sensibili a fenomeni di rottura per fatica e, seppure in misura meno critica, ad infragilimento da idrogeno;[1,11]
- Il sistema di tubazioni per la distribuzione capillare a bassa pressione, laddove vengono impiegati materiali plastici, risulta compatibile in sicurezza anche ad elevati contenuti di idrogeno in miscela.[1,11]

Svariate altre considerazioni sono da farsi per tutta la componentistica di monitoraggio e gestione del trasporto e distribuzione e per ogni specifica tecnologia all'utenza. In tal senso, un'analisi più approfondita delle sezioni di filiera sarà sviluppata nel corpo di questo lavoro, in linea con i più recenti studi e progetti che vari stati ed enti stanno portando avanti. Come principale figura di merito generale, si propone in Figura 1. un'infografica sviluppata da MARCOGAZ, corpo rappresentativo europeo dell'industria del gas naturale, la quale mostra soglie di compatibilità e sensibilità all'iniezione di gas naturale per tutti i settori della filiera, dal trasporto e distribuzione alle varie utenze finali.[12]

In questo contesto, questo studio vuole configurarsi come un'analisi generale sullo stato della letteratura e della ricerca in questo ambito, evidenziando aspetti critici e necessità di modifiche o implementazioni alla filiera e infrastruttura esistenti nel caso di iniezione di miscela H_2/NG. Inoltre, si andrà ad analizzare come possibili soluzioni di questo tipo possono essere calate nel contesto delle reti di trasporto e distribuzione della Provincia Autonoma di Trento (PAT), sviluppando possibili scenari di implementazione al 2030 e al 2050. Per sviluppare tutto ciò, si descriverà in maniera completa la filiera dell'idrogeno nel contesto di iniezione in rete, saranno caratterizzati i metodi di produzione più plausibilmente impiegabili nel breve termine e verranno descritte le compatibilità di trasporto e distribuzione alla luce non solo di un'indagine generica ma anche grazie al contributo specifico dei gestori di rete. In seguito, la conciliabilità della miscela con le possibili utenze finali verrà discussa. Al termine della panoramica di caratterizzazione dello *status quo* della filiera, si presenteranno degli scenari di decarbonizzazione con integrazione dell'idrogeno nella rete gas, compatibili con le peculiarità territoriali della PAT.

---

[7] van Cappellen, Lucas, H. J. Croezen, and F. J. Rooijers. *Feasibility Study Into Blue Hydrogen: Technical, Economic & Sustainability Analysis*. CE Delft, 2018.

[8] Sadler, D., et al. "H21 leeds city gate." *Leeds City Gate, Northern Gas Networks, Wales and West Utilities* 1325 (2016).

[9] Ogden, Joan, et al. "Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature." *Energy Policy* 115 (2018): 317-329.

[10] Gondal, Irfan Ahmad. "Hydrogen integration in power-to-gas networks." *International journal of hydrogen energy* 44.3 (2019): 1803-1815.

[11] Altfeld, Klaus, and Dave Pinchbeck. "Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems." *Gas Energy* 2103.03 (2013): 1-2.

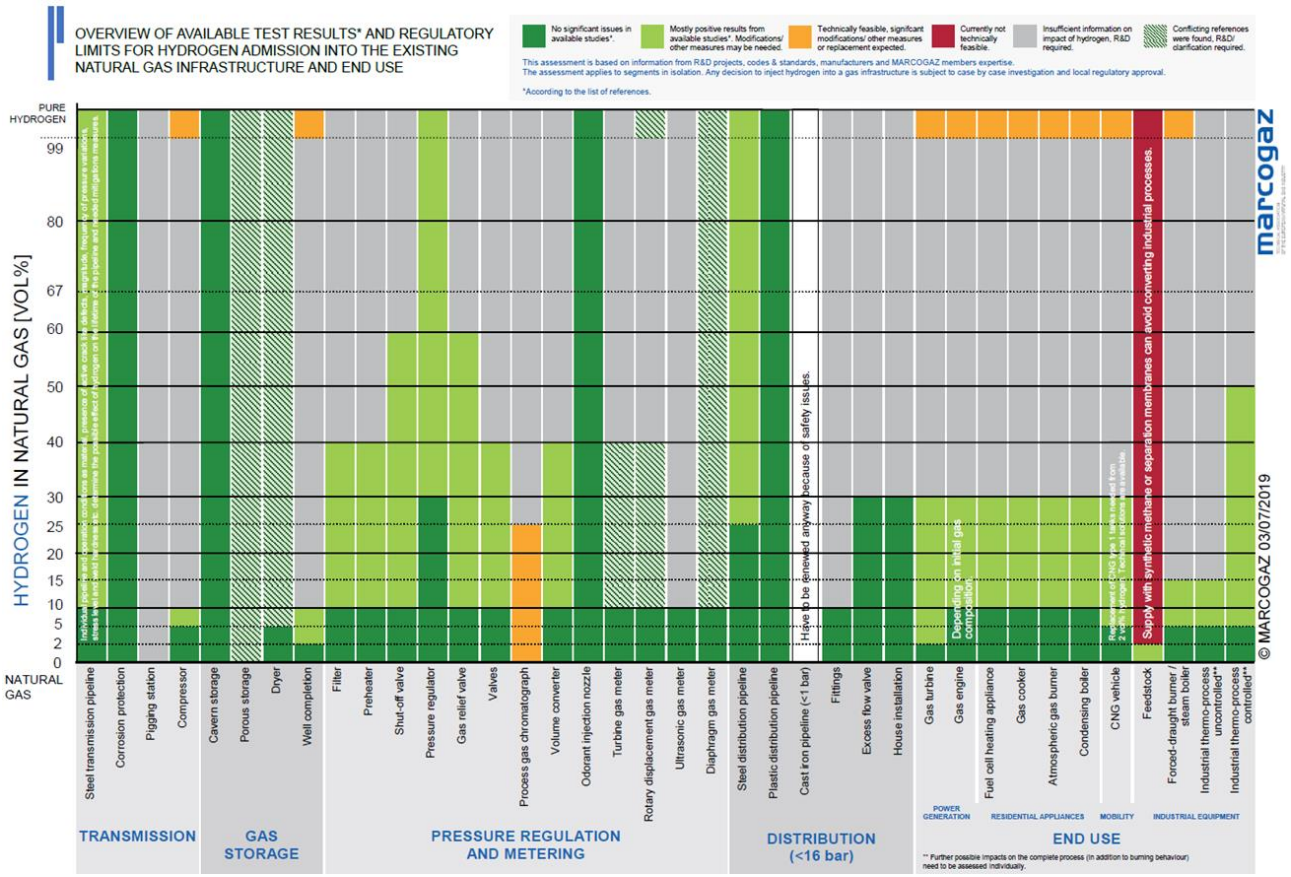


Figura 1: Panoramica di compatibilità all'iniezione di idrogeno delle varie componenti della filiera del gas naturale, dal trasporto e distribuzione all'utilizzo finale.[12]

[12] MARCOGAZ, "Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure" (2019)

2 Stato dell'arte

2.1 Produzione di idrogeno da fonti rinnovabili

Il processo di elettrolisi consiste nella scissione dell'acqua nei suoi componenti base: idrogeno e ossigeno mediante applicazione di un potenziale elettrico esterno.

Ad oggi, sebbene il processo sia relativamente semplice, esistono diverse tecnologie che ne replicano il fenomeno, diversificandosi per materiali, componenti e processo chimico-fisico.

Di queste tecnologie, alcune presentano grado di maturità più avanzato con una presenza più importante e solida nel mercato degli elettrolizzatori; mentre altre sono ancora oggetto di studio, sia per aumentarne le performance che per ridurne i costi di produzione. Infine, va sottolineato che, sebbene vi siano diverse tecnologie per l'elettrolisi dell'acqua, ognuna di esse rappresenta punti di forza e debolezza con proprie applicazioni e scenari applicativi anche molto diversi tra loro. Ciò si traduce nella mancanza di una cosiddetta "killer Technology" nel mondo degli elettrolizzatori. Come conseguenza nessuna tecnologia riesce a imporsi sulle altre, lasciando il settore ancora aperto a nuovi approcci tecnologici.

L'elettrolisi dell'acqua avviene mediante applicazione di un adeguato potenziale elettrico tra due elettrodi immersi in soluzione acquosa. Il processo coinvolge l'evoluzione di ossigeno all'anodo (elettrodo positivo, reazione di ossidazione) e la contemporanea evoluzione di idrogeno al catodo (elettrodo negativo, reazione di riduzione), come riportato nella seguente Figura 2.

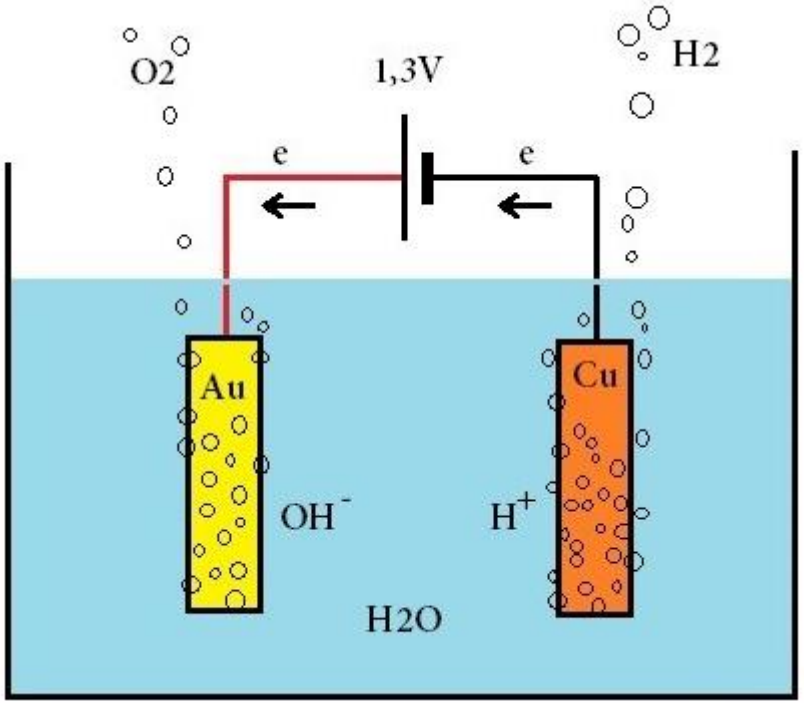


Figura 2: Processo di elettrolisi dell'acqua. L'elettrodo a DX è l'anodo in cui evolve l'ossigeno, l'elettrodo a SX è il catodo dove evolve l'idrogeno. L'elettrolita è la soluzione ove sono immerse gli elettrodi.

Il ruolo degli elettrodi consiste nell'abilitare la reazione di idrolisi e supportare i catalizzatori (anodico e catodico) utilizzati per migliorare le prestazioni del processo. Semplificando notevolmente il sistema elettrochimico, l'elettrolita ha un ruolo di primo piano essendo il principale componente responsabile della conducibilità ionica nel dispositivo. Negli apparecchi industriali è presente una membrana che separa il lato catodico dal lato anodico assumendo in parte le funzioni dell'elettrolita, ossia garantendo lo spostamento degli ioni. Inoltre, tale membrana assicura l'elettro-eutralità dell'elettrolita, condizione necessaria affinché il processo di idrolisi possa procedere in modo costante e continuo. Infine, la membrana ha lo scopo di separare fisicamente la produzione di idrogeno e ossigeno evitando, pertanto, eventuali problemi di contaminazione fra i due gas che causerebbero un calo delle prestazioni oltre a problemi di sicurezza. La membrana può essere di diversa natura (polimerica, ceramica, etc.) così come l'elettrolita (acido, basico, neutro), abilitando quindi l'utilizzo di diverse tecnologie di elettrolisi a seconda dell'applicazione specifica.

Nonostante il processo elettrochimico svolto sia lo stesso, la differenza in materiali e condizioni operative si riflette in diverse tecnologie di elettrolisi (Figura 3), tra cui le più diffuse e maggiormente studiate sono:

- Elettrolisi Alcalina (alkaline water electrolyzers: A-WEL),
- Elettrolisi a scambio protonico a bassa temperatura (polymer electrolyte membrane water electrolyzers: PEM-WEL),
- Elettrolisi ad alta temperatura con elettrolita solido (solid oxide cells water electrolyzers: SOC-WEL),
- Elettrolisi a scambio anionico a bassa temperatura (anion exchange membrane water eletrolyzers: AEM-WEL).

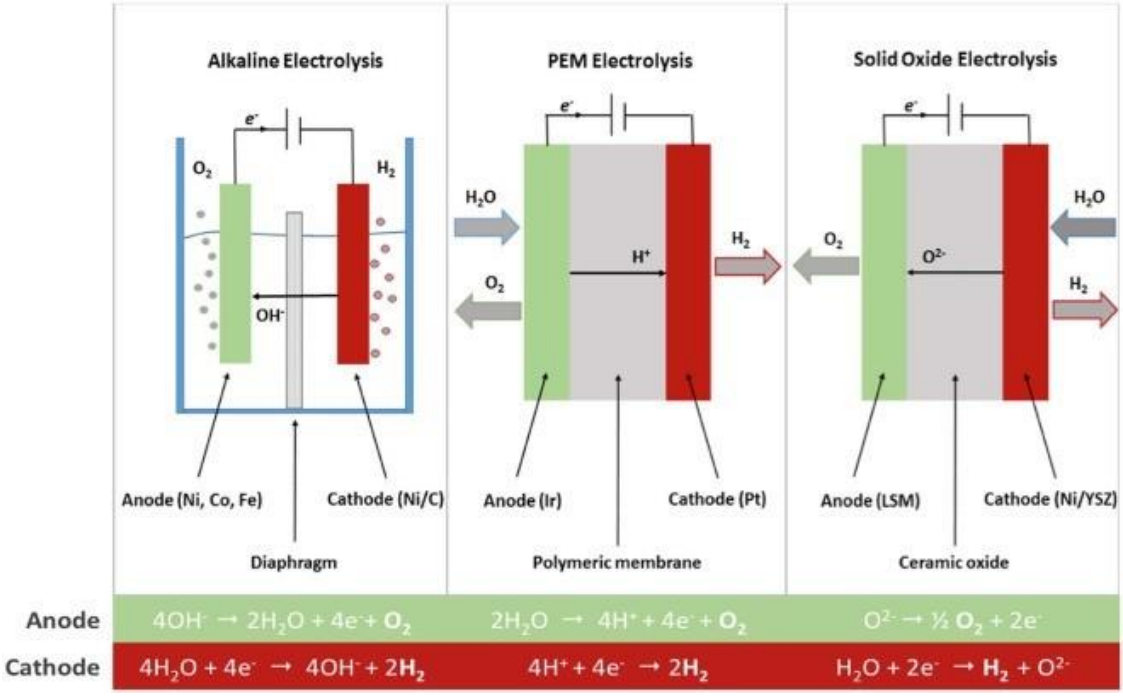


Figura 3: Schema delle principali tecnologie di elettrolisi[1] ad esclusione della tecnologia AEM-WEL.

Tra le varie tecnologie di elettrolizzatori, quella alcalina è considerata la più matura, affidabile e robusta. Tali caratteristiche si riflettono nella grossa fetta di mercato che si è ritagliata nel settore (quasi la totalità) e nell'ampia gamma di taglie di utilizzo. Solo recentemente, gli elettrolizzatori con membrana a scambio protonico si sono affacciati nel mercato imponendosi in maniera sempre più marcata grazie alle loro importanti caratteristiche di risposta dinamica e densità di potenza. Tuttavia, questi ultimi si

trovano ancora nella zona grigia che divide le tecnologie ancora in fase di dimostrazione dalle tecnologie mature (in particolare elevata maturità è riportata per le tecnologie utilizzate in impianti di grande scala che operano da diversi anni mentre le tecnologie utilizzate su impianti di scala intermedia sono ancora in fase di dimostrazione). Infine, l'elettrolisi ad alta temperatura con elettrolita solido, riscuote notevole interesse per l'eleva efficienza e per la possibilità di sfruttare il calore disperso (waste heat) di vari processi industriali. Tuttavia, tale tecnologia è ancora in fase di sviluppo, con una potenza complessiva dimostrata dell'ordine dei MW.

Come esempio, in Figura 4, è riportata la stima dei volumi di produzione per le diverse tecnologie, e relative taglie, previste in Germania nel 2020. La Germania rappresenta il paese trainante in Europa per il contesto idrogeno e le previsioni di implementazione sono un indice affidabile (in particolare per i volumi) delle posizioni di mercato delle varie tecnologie. In questa rappresentazione high temperature electrolyser (HTE) deve essere intesa come SOC-WEL.

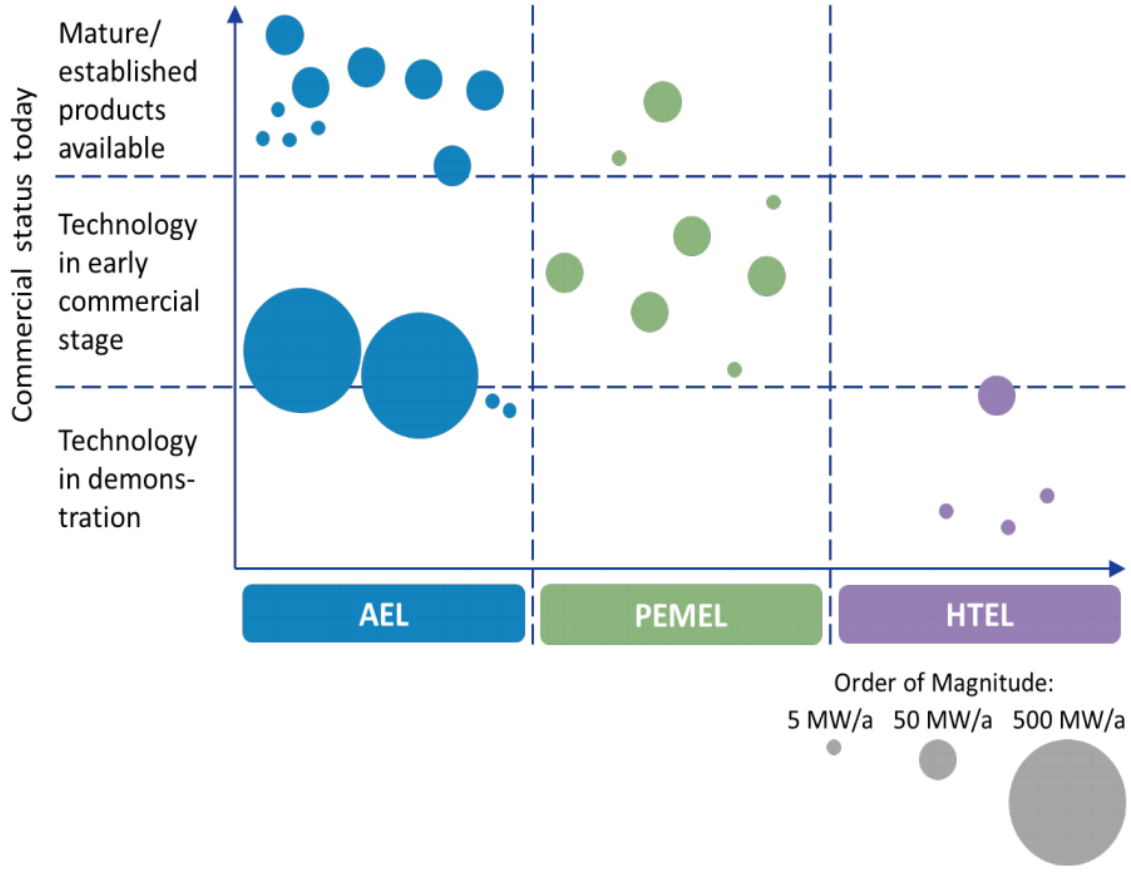


Figura 4: Previsione dei volumi di produzione degli elettrolizzatori, previsti per le principali tecnologie in Germania al 2020.[2]

Infine, si sottolinea come un sistema di elettrolisi comprenda non solo lo stack elettrolitico, ma anche il BoP (*Balance of Plant*) che ne permette il corretto funzionamento e ne garantisce la durabilità. I principali sistemi aggiuntivi che devono essere considerati per lo sviluppo del sistema sono:

- Sistemi di purificazione dell'acqua (osmosi inversa, letti a resina mista, etc.)
- Sistemi di purificazione per l'idrogeno e ossigeno (dryer, oxidizer, PSA, etc.)
- Sistemi di compressione
- Elettronica di potenza (trasformatori e convertitori DC-DC e AC-DC)

Elettrolizzatori alcalini

Gli elettrolizzatori di tipo alcalino (A-WEL, **A**lkaline **W**ater **E**lectrolyser) lavorano con un elettrolita ad elevata basicità. I due elettrodi sono immersi nella soluzione elettrolitica liquida (generalmente una soluzione di idrossido di potassio – KOH, oppure idrossido di sodio - NaOH). La divisione dei due elettrodi avviene attraverso un diaframma che garantisce la separazione dei prodotti gassosi (idrogeno e ossigeno) ed il trasporto di ioni OH^- da un elettrodo all'altro. In questo caso, la membrana è costituita da un diaframma poroso imbevuto dell'elettrolita stesso. Per quanto riguarda le prestazioni, gli elettrolizzatori alcalini mostrano una densità di corrente fra 300 e 400 mA/cm^2 con tensioni di cella nel range 1.7-2.4 V, lavorando in un intervallo di temperatura di 60-90°C.[13] Di particolare interesse per lo sviluppo della tecnologia A-WEL è stata l'introduzione, negli anni 80-90 del secolo scorso, di materiali più performanti per elettrodi e membrana, che ha portato un aumento della densità di corrente da 0.15-0.20 A/cm^2 agli attuali 0.20-0.40 A/cm^2. L'efficienza di produzione di idrogeno del sistema è compresa tra il 63% e 70 % rispetto al LHV dell'idrogeno (33.3 kWh/kg) oppure nel range 74.3-82.6% considerando il HHV dell'idrogeno (39.4 kWh/kg).[14] Le singole aziende riportano performance superiori per i singoli prodotti o per un'intera serie di prodotti. In particolare, l'azienda *De Nora* dichiara di poter raggiungere densità di correnti fino a 1.5 A/cm^2 con tensioni di 2V, grazie a innovativi catalizzatori e processi di produzione.[15]

Il costo per kW di input elettrico si attesta, per questa tecnologia, attorni a 500-600 €/kW per taglie di sistema compre fra i 5 ed i 41 MW di impianto. Al diminuire della taglia, i fattori di scala tendono a far salire velocemente i costi raggiungendo i 1000 €/kW_{el} per un impianto da 1 MW. Altre fonti riportano che per taglie inferiori al MW, i sistemi alcalini mostrano costi che si attestano fra i 5000 ed i 1880 €/kW_{el} per sistemi da 0.35 e 3.35 MW, rispettivamente. Tali dati provengono dall'analisi di 16 offerte commerciali. Per completezza si riporta un grafico che illustra la tendenza dei costi reperiti in letteratura per sistemi di elettrolisi alcalina con dimensione tra 0-5 MW. Tali dati sono anche in linea con studi più recenti.[16]

Proton-exchange membrane electrolyzers

A differenza degli elettrolizzatori alcalini, A-WEL, gli elettrolizzatori PEM-WEL (*Proton Exchange Membrane Water Electrolyser)* sono caratterizzati da un elettrolita solido polimerico che garantisce la conduzione di protoni H^+ da un elettrodo all'altro. Inoltre, la membrana polimerica è anche responsabile per la separazione dei gas e assicura l'isolamento elettrico degli elettrodi. Rispetto agli elettrolizzatori alcalini, i PEW-WEL permettono di raggiungere densità di corrente più elevate e di lavorare in pressione. Altri vantaggi degli elettrolizzatori PEM rispetto agli alcalini consistono nella possibilità di operare tra lo 0% ed il 100% della potenza nominale e nei veloci tempi di risposta a fluttuazioni di potenza (circa 100 ms.) [17]. Tuttavia, gli elettrolizzatori PEM presentano lo svantaggio di dover utilizzare catalizzatori costosi quali platino o iridio.

13 Dongguo et Al, Highly quaternized polystyrene ionomers for high performance anion exchange membrane water electrolyzer, Nature Energy, **volume** 5, pages378–385(2020)

14 Krishnan, S., Fairlie, M., Andres, P., de Groot, T., & Jan Kramer, G. (2020). Power to gas (H2): alkaline electrolysis. Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System, 165–187. doi:10.1016/b978-0-12-818762-3.00010-8

15 https://denora.com/products/applications/energy-storage/alkaline-water-electrolysis.html

16 Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 2440–2454.

17 M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller and M. Kopper, Power-to-Gas: technology and business models, Springer Briefs in Energy, 2014

La purezza dell'idrogeno prodotto mediante tecnologie PEM è molto elevata ed è, inoltre, possibile ottenere idrogeno ad elevata pressione direttamente dallo stack senza bisogno di compressori esterni. Tale proprietà è determinata dalla favorevole geometria della cella PEM dove il lato catodico (ove si ha l'evoluzione dell'idrogeno) non è bagnato o flussato in acqua. Ciò consente di produrre gas particolarmente puro con tracce di acqua legate alla pressione di uscita e alla temperatura di funzionamento.

I principali vantaggi degli elettrolizzatori a membrana polimerica possono essere riassunti nei seguenti punti:

- Veloce tempo di risposta in operazione dinamica;
- Stabilità dell'elettrolita solido;
- Buone performance per operazione a carico parziale;
- Alto livello di purezza dell'idrogeno già in uscita dalla cella.

I principali svantaggi di PER-WEL consistono in:

- Elevati CAPEX e OPEX;
- Breve tempo di vita dello stack;
- Utilizzo di PGM;

Tuttavia, va sottolineato il costo normalizzato al kW è poco significativo in quanto la componente di costo fisso di produzione è significativa e ne distorce il significato (come si vede anche dalla piccola variazione di prezzo tra il modello S20 e S40 per i sistemi *NEL*).

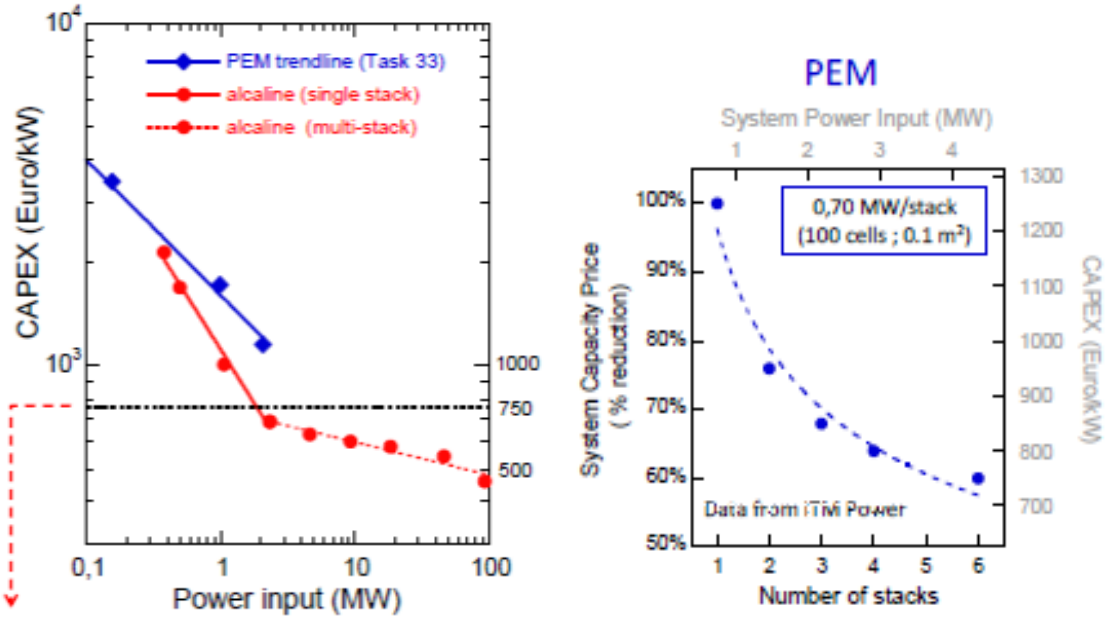


Figura 5: Previsione dei CAPEX per sistemi elettrolitici PEM in comparazione con quelli alcalini.

L'utilizzo di sistemi multi-stack causa una riduzione dei CAPEX per entrambe le tecnologie (dovuto principalmente all'aumento di subsistemi prodotti), uno studio su tale parametro è stato effettuato da Joris nel 2017[18]

[18] State od the art CAPEX data for water electrolyser and their impact on renewable hydrogen price setting, Joris, 2017

Solid oxide electrolyzers

Gli elettrolizzatori ad ossi solidi fanno uso di elettroliti solidi, generalmente ceramici, che garantiscono il trasporto di ioni da un elettrodo all'altro alle elevate temperature operative della cella (>500°C). Grazie alle elevate temperature, le efficienze di conversione risultano tendenzialmente più elevate che in altre tecnologie operanti a bassa temperatura anche operando a più elevate correnti. Lo stato dell'arte di SOC-WEL prevede celle planari con elettroliti in yttria stabilizzata zirconia (YSZ), catodi in Ni-YSZ ed anodi in lantanio manganato di stronzio (LSM). Tra i principali vantaggi degli elettrolizzatori ad ossidi solidi si trova la flessibilità di operare con diversi combustibili. Grazie alle alte temperature: non soltanto acqua ma anche idrocarburi e altri combustili risultano sufficientemente reattivi da poter essere utilizzati. L'utilizzo di un'ampia gamma di combustibili permette, inoltre, di utilizzare lo stesso sistema in modalità reversibile. In aggiunta, la cella mostra buona stabilità a lungo termine se operata in specifici range operativi. Per quanto concerne la durabilità, pochi dati oltre le 4000h operative sono disponibili. Tuttavia, sono state dimostrate una degradazione delle performance del 2%/1000h su 9000h di test su uno stack di 25 celle di *Topsoe Fuel Cell* ed una perdita del 0,5%/1000h su oltre 10000h per uno stack da 6 celle di SOLIDpower [19].

Si sottolinea come la natura ancora poco matura della tecnologia, e la mancanza di una vera e propria filiera di predizione non permetta di definire valori di costo appropriati.

Il documento SRIA dalla piattaforma FCH JU, riporta un costo attuale di circa 2130 €/kW al 2020, con un netto miglioramento dal 2017 (6950 €/kW).[20]

2.2 Trasporto e distribuzione

2.2.1 Compatibilità all'iniezione di idrogeno dell'infrastruttura di rete del gas naturale

In linea di principio, una rete di trasporto e distribuzione per gas naturale non è utilizzabile per idrogeno puro a meno di modifiche ai componenti e ai protocolli di gestione della rete. Ciò segue logicamente dalle diverse proprietà chimico-fisiche dei due gas in questione. A tal proposito, in Tabella 1 è riportato un confronto tra le principali caratteristiche dell'idrogeno, del gas naturale e dell'aria.

Tabella 1: Confronto di proprietà fisiche di idrogeno, metano e aria.[8]

	Hydrogen	Methane (Natural Gas)	Air
Molecular Weight	2.02	16.04	28.9
Density 15 °C kg/Nm³	0.0855	0.6786	1.2227
HHV kJ/kg*	142,000	55,000	N/A
HHV kJ/Nm³	12,135	37,323	N/A
Wobbe Index kJ/Nm³	45901	50098	N/A
Wobbe Index Ratio	91.6%	100%	N/A
Volumetric Leak Ratio	282%	100%	N/A

[19] Wang, Ligang, et al. "Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and techno-economics." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 110 (2019): 174-187.

[20] https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/20200703%20Final%20Draft%20updated%20SRIA%20HE-HER.pdf

Un aspetto generale da tenere in considerazione nell'ipotesi di iniezione di idrogeno in rete riguarda la necessità di aumentare il flusso volumetrico di gas nelle tubazioni per mantenere il medesimo apporto energetico, a causa della minore densità energetica volumetrica del gas naturale. Considerando gas puri e le relative densità energetiche, l'idrogeno necessiterebbe di un flusso tre volte maggiore in volume rispetto al gas naturale a parità di fabbisogno energetico. Ciò influenza direttamente i livelli e le cadute di pressione in rete, andando a modificare le specifiche di dimensionamento delle tubazioni e le potenze dei compressori, nonché la funzionalità di quest'ultimi. Contrariamente, la densità volumetrica risulta un fattore attenuante in questo senso, compensando l'influenza dell'aumento di flusso volumetrico sulle cadute di pressione imponibili e accettabili.[7,21,22]

Tuttavia, nonostante tali differenze fisiche e operative tra i due gas, i sistemi di trasporto, distribuzione e utilizzo finale tipici del gas naturale si ritengono utilizzabili anche per miscele idrogeno/metano previ opportuni aggiustamenti e entro determinate soglie.[2] Svariati studi degli ultimi anni suggeriscono, come già sottolineato, che il *blending* di idrogeno nel gas naturale in basse concentrazioni (circa 5-20% in volume a seconda delle varie fonti e delle specificità locali degli studi condotti) si possa immettere in rete senza aumenti significativi di rischi. Diversi studi condotti negli Stati Uniti fissano la compatibilità dell'infrastruttura

[21] Cerniauskas, Simonas, et al. "Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study." *International Journal of Hydrogen Energy* (2020).

[22] D. Berstad, Technologies for hydrogen liquefaction, Proceedings of Gasskonferansen Trondheim, Norway 2018

esistente ad una concentrazione in volume di idrogeno compresa tra il 5 e il 15%. In Europa tali limiti attualmente si aggirano tra lo 0,1 e il 12% in volume.[1,2,21,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32]

A conferma di ciò, un report di DNV GL, uno studio condotto dai gestori di rete francesi e il progetto Leeds City Gate (H21) hanno mostrato che le infrastrutture in termini di tubazioni non presentano criticità particolarmente limitanti per il trasporto di bassi contenuti in idrogeno (DNV GL, 2017; trouvè2019, Leeds City Gate, 2016). Tuttavia, le appropriate concentrazioni ammissibili sono dipendenti dalle condizioni e caratteristiche di ciascuna rete e dei relativi componenti. Pertanto, una valutazione di compatibilità precisa e affidabile è da svilupparsi caso per caso.[8]

Dal punto di vista dei materiali di cui sono costituite le tubazioni della rete di trasporto, una miscela contenente fino al 30% di idrogeno in volume non arreca danni degni di nota alla struttura. Salendo al di sopra del 50%, invece, si superano le soglie di resistenza dei materiali, indicando così una condizione di incompatibilità legata al possibile cedimento strutturale per deterioramento.[6] Tutto ciò è legato al fatto che l'aggiunta di idrogeno al gas naturale comporta il diretto contatto di specie gassose con i materiali di una

---

[23] Final Report: Transitioning the Transportation Sector: Exploring the Intersection of Hydrogen Fuel Cell and Natural Gas Vehicles, September 9, 2014. American Gas Association, 400 N. Capitol St., NW, Washington, DC 20001. Organized in partnership by: Sandia National Laboratories, AGA and Toyota, in support of the U.S. Department of Energy. url: http://energy.gov/sites/prod/files/2015/02/f19/2015-01_H2NG-Report-FINAL.pdf.

[24] JRC (2014) Final Report Summary and Main Outcomes. Workshop "Putting Science into Standards: Power-to- Hydrogen and HCNG" EARTO, the European Standards Organisations and the European Commission's Joint Research Centre JRC Petten, The Netherlands, 21-22 October 2014. The presentations of the workshop can be downloaded from: https://ec.europa.eu/jrc/en/event/workshop/workshop-putting-science-standards-power-hydrogen-andhcng/presentations-keynotes-condusions.

[25] Bünger, U., et al. "Power-to-gas (PtG) in transport status quo and perspectives for development." *German Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure, Tech. Rep* 6 (2014).

[26] Bünger, U., et al. "integration of renewable energy and other applications." *Compendium of Hydrogen Energy: Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy* (2015): 133.

[27] Alliat, I., Florisson, O., Lovesmith, G.B., 2009. The value of the existing natural gas system for hydrogen, the sustainable future energy carrier: progress obtained in the NATURALHY-project

[28] Brydol, S., Taljegard, M., Grahn, M., Hansson, J., 2017. Electrofuels for the transport sector: a review of production costs (available online at). Renew. Sustain. Energy Rev. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288.

[29] International Energy Agency, IEA Greenhouse gas R&D programme, "Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen to natural gas," Report number PH4/24, 2003. OECD/ IEA, 2003. International Energy Agency 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France. http://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf.

[30] NATURALHY project, "Using the existing natural gas system for hydrogen", (2009), accessible online: *https://www.fwg-gross-bieberau.de/fileadmin/user_upload/Erneuerbare_Energie/Naturalhy_Brochure.pdf*

[31] Sandia National Laboratories, 2014. Final Report: Transitioning the Transportation Sector: Exploring the Intersection of Hydrogen Fuel Cell and Natural Gas Vehicles, September 9, 2014. American Gas Association, 400 N. Capitol St., NW, Washington, DC 20001. Organized in partnership by: Sandia National Laboratories, AGA and Toyota, in support of the U.S. Department of Energy. http://energy.gov/sites/prod/files/2015/02/f19/2015-01_H2NG-Report-FINAL.pdf.

[32] Steen, M., 2015. Building a hydrogen infrastructure in the EU (Chapter 12) In: Veziroglu, N. (Ed.), Compendium of Hydrogen Energy v.1 Woodhead Publishing

struttura per i quali non è stata progettata e le influenze di tali interazioni sono da stabilirsi a seconda del materiale in questione.

In prima misura, la presenza di idrogeno causa una differente risposta in termini di fatica, come mostrato nel contesto del progetto *NaturalHy*, nel quale si è analizzato come, nonostante gli effetti siano sfavorevoli, l'iniezione può essere effettuata in maniera affidabile e sicura.[8] Per fatica si intende il fenomeno fisico di degradazione meccanica dei materiali quando sottoposti a carichi variabili in intensità nel tempo. Nel caso di tubazioni per trasporto di gas, ciò è legato al flusso del componente gassoso il quale sollecita variabilmente la struttura a seconda della pressione e della fluidodinamica. L'aspetto di durabilità delle tubazioni di rete e conseguentemente dei componenti ausiliari può diventare critico in caso di esposizione per lunghi periodi, specialmente se le concentrazioni di idrogeno e le pressioni in gioco sono elevate. Le proprietà di resistenza a fatica, legate alla tenacità dei materiali, specialmente acciai, utilizzati nell'infrastruttura del gas sono influenzate in maniera negativa dall'iniezione di idrogeno, soprattutto considerando le maggiori velocità e turbolenze del gas. La degradazione del materiale può comportare non solo maggiore suscettibilità in quanto a crescita di cricche ma anche più frequente iniziazione di nuove difettosità. In questo contesto, la vita di servizio della struttura può essere ridotta rispetto a quella stimata per il solo gas naturale. In aggiunta, il sistema di gestione di integrità della rete si deve riconfigurare per il monitoraggio non solo di difetti e cricche ma anche di difetti da corrosione. Contrariamente e positivamente, dal punto di visto della propagazione instabile di cricche, causa di cedimento drastico della struttura, l'idrogeno apporta un effetto benefico in quanto possiede un più rapido comportamento in decompressione rispetto al gas naturale.[3,8,30]

In generale, l'effetto dell'idrogeno è fortemente correlato al tipo di acciaio che viene utilizzato per le tubazioni, portando alla necessità di analisi puntuali sulla rete in questione per quanto riguarda la compatibilità ad un certo livello di *blending.* Studi condotti negli Stati Uniti e nei Paesi Bassi affermano la tolleranza all'idrogeno da parte di acciai quali X42 e X70 di cui è costituita la tubazione di rete, i quali non appaiono suscettibili ad infragilimento nelle condizioni operative.[1,7,8,21]

Quest'ultima gioca un ruolo importante nella degradazione e possibile rottura a fatica dei materiali e risulta un parametro sensibile quando si vuol considerare la rete come un serbatoio di stoccaggio energetico. Durante le fasi di cosiddetto *line packing*, il livello di pressione in rete viene modulato per far sì che si compensi, almeno parzialmente e su base giornaliera, alle variabilità di iniezione e consumo, permettendo così di immagazzinare più o meno energia in rete grazie ad aumenti o riduzioni di pressione rispettivamente. La capacità di stoccaggio dipende dalle dimensioni della rete, la velocità del flusso e la caduta di pressione imposta. Il ridotto contenuto energetico dell'idrogeno rispetto al gas naturale e la maggiore velocità comportano una riduzione della capacità immagazzinabile a circa un terzo a parità di dimensioni della rete e agli stessi livelli di pressione. Ciò risulta limitante nel momento in cui la pressione massima imponibile è fissata al fine di non creare condizioni critiche al deterioramento dei materiali delle tubazioni e dei componenti. Al crescere della pressione e della variazione imposta, si sviluppano forze via via maggiori le quali aumentano la crescita delle cricche, accentuando i fenomeni di fatica e implicando possibili aumenti di costi di manutenzione e/o sostituzione. Nel complesso, accurate valutazioni andrebbero sviluppate per comprendere in che misura il *line packing* con idrogeno in rete possa causare danni all'infrastruttura. In questo contesto, eventualmente, addizionali e alternativi costi di stoccaggio per compensare al mancato stoccaggio in rete andrebbero confrontati con gli investimenti da farsi in termini di rinforzo, manutenzione e sostituzione di componenti di rete.[7]

Altri componenti primari della rete a parte le tubazioni sono le stazioni di compressione e riduzione, nelle quali compressori meccanici vengono impiegati. A tal proposito, specifiche ricerche sono da condursi al fine di verificare nello specifico e a seconda del meccanismo di compressione le compatibilità in funzione della

concentrazione di idrogeno. Ciò segue dal maggior flusso volumetrico di gas in questione, conseguenza delle proprietà differenti dell'idrogeno rispetto al gas naturale, il quale potrebbe implicare aggiustamenti infrastrutturali alle stazioni di compressione e alle valvole.[21,22]

Nel complesso, una stima di compatibilità delle componenti principali della linea di trasmissione si può trovare in Figura 6. Come si può notare, le tubazioni di rete tendono a livello di materiale costitutivo a tollerare fino ad un 30% almeno di contenuto volumetrico in idrogeno. Leggermente più critici risultano i compressori alle stazioni di compressione, i quali permettono percentuali fino al 20% senza inficiarne funzionamento o sicurezza.

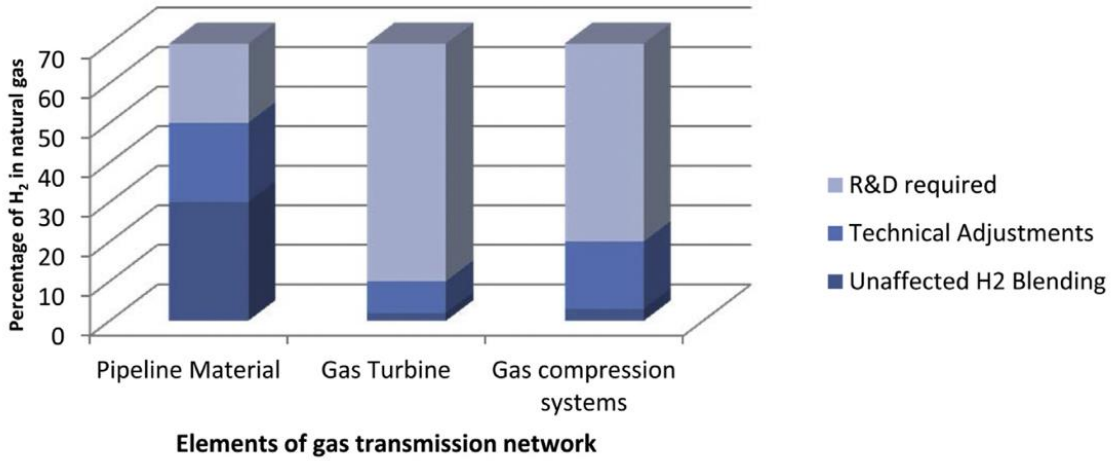


Figura 6: Sensibilità dei componenti della rete di trasmissione al contenuto di idrogeno in miscela con gas naturale.[10]

Per quanto riguarda la rete di distribuzione, le condizioni di iniezione di idrogeno risultano ancor meno critiche nel complesso rispetto alla rete di trasmissione, a parte nel caso di perdite. Ciò è legato innanzitutto alle pressioni inferiori in questione e in secondo luogo alla più vasta gamma di materiali impiegati nelle tubazioni, i quali generalmente risultano spesso compatibili con idrogeno o miscele H_2/NG. E' stato mostrato come tubazioni metalliche in acciaio basso-resistente, quali API 5LA, B, X42 o X46, ferro duttile, ghisa, ferro battuto o rame non pongano problematiche di rottura o degradazione in presenza di idrogeno nelle condizioni operative, specialmente a livelli costanti pressione. Analogamente, non si riscontrano criticità di alcuna tipologia per quanto riguarda i materiali plastici, spesso preferiti in linee di distribuzione a bassa pressione. Tubazioni plastiche in polietilene (PE) o polivinilcloruro (PVC) sono compatibili anche all'idrogeno puro.[1,10,21] I polimeri non sono soggetti a normali meccanismi di corrosione, anche se come i materiali metallici soffrono di degradazione sul lungo tempo. Oltre a ciò, questi godono di migliori prestazioni per quanto riguarda la tenuta in corrispondenza delle connessioni, nonostante possano essere soggetti a permeazione attraverso lo spessore a causa della maggiore permeabilità del gas sotto effetto di gradienti di concentrazione. In questo senso, le perdite per permeazione potrebbero necessitare un maggiore monitoraggio e un aumento di costi di gestione rispetto al gas naturale.[1,30,33]

[33] Dodds, P.E., Demoullin, S., 2013. *Conversion of the UK gas system to transport hydrogen*. Int. J. Hydrog. Energy 38, 7189–7200. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070

In Figura 7 si riporta un prospetto di varie compatibilità degli elementi costitutivi della rete distribuzione. Si evidenzia come la maggior parte di questi risultino compatibili a percentuali di idrogeno prossime al 30% o oltre.

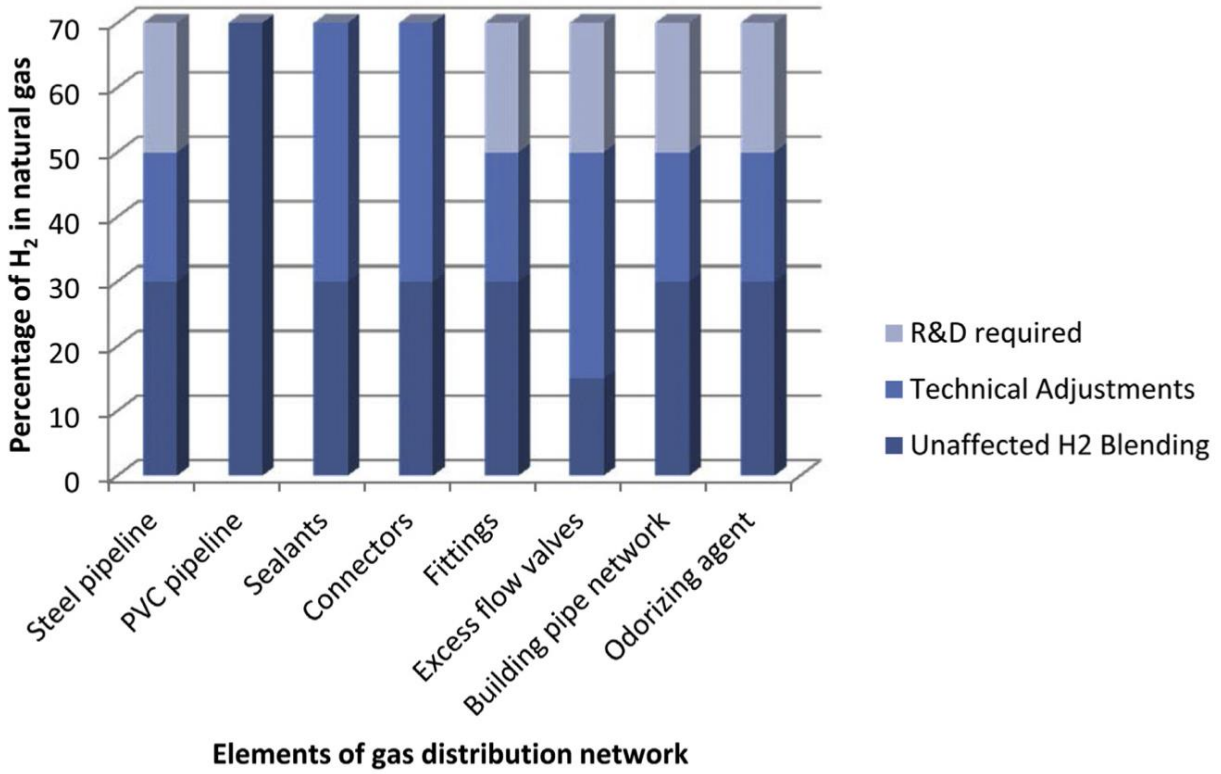


Figura 7: Sensibilità dei componenti della rete di distribuzione al contenuto di idrogeno in miscela con gas naturale.[10]

In base a quanto analizzato sia per la rete di trasporto che per quella di distribuzione, il mantenimento e la gestione di rete potrebbero risultare più onerosi economicamente nell'eventualità di *blending* H_2/NG per necessità sia di più frequenti ispezioni sullo stato di salute infrastrutturale sia di addizionali sistemi di rilevazione di perdite. A livello puramente generale e in prima approssimazione, è stato stimato da studi di durabilità e integrità come i costi di adattamento per la gestione possano aumentare di un 10% circa le spese di controllo e sicurezza nel caso di iniezione di idrogeno.[1]

Quanto appena sottolineato nasce dalle problematiche legate ai rischi che si vanno presentando qualora si abbiano perdite di idrogeno nell'ambiente. Tutto ciò è da considerarsi sebbene per miscele a basso contenuto di idrogeno (<20% in volume) si abbia un modesto incremento del rischio di ignizione e della severità di eventuali esplosioni rispetto al puro gas naturale. Pertanto, a prescindere dal contenuto di H_2 in rete, la struttura di monitoraggio e sicurezza necessita di aggiustamenti adeguati agli specifici gas in questione.[1]

In questo contesto, è prevedibile che diversi componenti e strumenti di misurazione vadano modificati o sostituiti. Le plastiche in rete quali *O-rings* o guarnizioni per le valvole potrebbero essere soggette a maggiori perdite e, pertanto, andrebbero monitorate per valutarne la sostituzione nel caso le perdite fossero eccessive. Tale effetto nello specifico sarebbe più evidente e dispendioso nella rete di distribuzione a causa del maggior quantitativo di tali componenti ai vari nodi della rete.[7] In generale, le seguenti misure sono da intraprendere quando si considera il *blending*:

- Installazione di gas cromatografi certificati compatibili con la miscela H_2/CH_4;

- Identificazione di rilevatori di perdita compatibili con la miscela H_2/CH_4;
- Valutazione e certificazione degli attuali misuratori.[34]

La composizione del gas e la sua purezza sono generalmente determinate sia per questioni fiscali che per ragioni di sicurezza attraverso l'uso di gas cromatografi. L'attuale tecnologia di cromatografia si basa sull'elio (He) come gas vettore, il quale non permette la misurazione dell'idrogeno a causa delle simili conducibilità termiche (k_{He} = 151 $Wm^{-1}K^{-1}$; k_{H2} = 180 $Wm^{-1}K^{-1}$). Alcuni produttori sviluppano nuovi gas cromatografi capaci di lavorare con contenuti di idrogeno in miscela minori del 10%.[5]

Per quanto riguarda la rilevazione di eventuali perdite, è da distinguersi la casistica della rete di trasporto rispetto a quella di distribuzione in quanto la locazione della rete influenza le conseguenze di possibili fughe di gas. Il livello di idrogeno accettabile in trasporto e distribuzione potrebbe, pertanto, differire sulla base di frequenza e severità di incendi o esplosioni in relazione alla popolazione esposta a tali eventi, molto maggiore nel caso della distribuzione rispetto al trasporto. Per di più, è da considerare il fatto che i rischi derivanti da perdite di idrogeno possono risultare più pericolosi in fase di distribuzione rispetto al trasporto a causa del più stringente confinamento delle aree esposte alla perdita.[2] La verosimiglianza di un'esplosione causata da fughe di idrogeno e le conseguenze della deflagrazione variano significativamente in relazione al livello di confinamento della perdita, andando a determinare i danni causati ad umani o oggetti, la durata del pericolo e la facilità di estinzione del rischio. Come si verifica per il metano, le condizioni di ignizione si riscontrano facilmente in ambienti chiusi come le abitazioni, anche se l'idrogeno possiede una minore emissività termica e brucia più rapidamente del metano. Nel complesso, il grado e la tollerabilità del rischio sono determinati da tutta la gamma di fattori in gioco, i quali vanno osservati simultaneamente.[33,35,36,37,38]

In questo contesto, la rilevazione di perdite è generalmente verificata da una diversa gamma di sensori, i quali se designati al gas naturale non necessariamente sono configurabili o compatibili all'idrogeno. Alcune tecnologie risultano più sensibili all'idrogeno rispetto al metano, alter non rilevano alcuna traccia di H_2 e reagiscono solamente in presenza di metano, essendo pertanto meno performanti in caso di miscela e totalmente inutilizzabili in caso di idrogeno puro. In questo senso, sensori basati su tecnologie di semiconduttori permettono la rilevazione di idrogeno previa opportuna calibrazione. Differentemente, sensori a ionizzazione di fiamma o basati sulla conducibilità termica non sono impiegabili per alcuna rete che preveda iniezioni maggiori del 5%.[5]

Come figura di riferimento per condizioni operative standard, alcune stime suggeriscono delle perdite volumetriche inferiori allo 0,001% del volume totale di idrogeno trasportato. Tali quantità non risultano critiche dal punto di vista di sicurezza e non rappresentano significative perdite sul fronte economico. Da

[34] Trouvé et al., "Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks", GRTgaz (2019)

[35] Ricci M. Experts' assessments and representations of risks associated with hydrogen. UKSHEC: University of Salford; 2005.

[36] Alcock JL. Compilation of existing safety data on hydrogen and comparative fuels. European Integrated Hydrogen Project Phase 2 (EIHP2); 2001

[37] Abdel-Aal HK, Sadik M, Bassyouni M, Shalabi M. A new approach to utilize hydrogen as a safe fuel. International Journal of Hydrogen Energy 2005;30:1511e4.

[38] Lowesmith BJ, Hankinson G, Spataru C, Stobbart M. Gas build-up in a domestic property following releases of methane/hydrogen mixtures. NaturalHy: Loughborough University; 2009.

quest'ultimo punto di vista, si deve inoltre tenere in considerazione che in termini energetici le perdite risultano maggiori per il gas naturale rispetto all'idrogeno.[33,39]
Nell'ipotesi di utilizzo finale da parte di utenti anche domestici e nel contesto di sicurezza degli operatori di rete, si deve contemplare la difficoltà di percezione di rischio da parte dell'uomo. L'idrogeno è inodore, incolore e brucia con fiamma non visibile. Pertanto, è necessario aggiungere impurità e odoranti al fine di rendere manifesta la pericolosità di eventuali perdite. Tali soluzioni di sicurezza non sono ancora sviluppate in maniera definitiva e specifici composti sono in fase di ricerca.[33,36,37,40,41]
Il contesto del trasporto e distribuzione del gas naturale deve necessariamente interfacciarsi all'utenza finale e l'intento con cui si procede ad iniettare H_2 in rete è da definirsi in maniera ben specifica. Qualora non vi fosse solo l'intenzione di decarbonizzare l'infrastruttura e i consumi, ma si voglia recuperare idrogeno per specifiche applicazioni al termine della filiera, risulta fondamentale integrare tecnologie e dispositivi in grado di separare l'H_2 dalla miscela. In questo senso, la separazione di idrogeno da miscele gassose, è un processo ben sviluppato e utilizzato in ambito industriale, si vedano le raffinerie ad esempio, il quale è tendenzialmente operato tramite la tecnologia di *Pressure Swing Adsorption* (PSA).[1,2] E' stato stimato dal *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) che la separazione di un 10-20% in volumen di idrogeno dalla miscela con gas naturale comporterebbe un costo aggiuntivo variabile nel range 2-9$/kg-$H_2$, corrispondenti a circa 1,6-7,4 €/kg-H_2, al costo totale di trasporto e distribuzione dell'idrogeno. Tuttavia, si può considerare l'eventualità in cui la separazione venga eseguita in un sito ad inizio filiera, la quale non necessiti di ricompressione del gas. In questa evenienza, il costo di separazione contribuirebbe in maniera inferiore con un'aggiunta variabile tra 0,16 e 1,1 €/kg-H_2 per una miscela al 10% di H_2. Si sottolinea per chiarezza che tali costi rappresentano unicamente costi di separazione e non tengono in alcun modo conto di spese di iniezione o trasporto del gas. In aggiunta a tutto ciò, si deve far presente che il PSA guadagna fattibilità economica al crescere dei volumi di purificazione in gioco e risulta tanto più performante quanto maggiore è la percentuale di idrogeno in miscela (specialmente >50%). Altre tecnologie di separazione sono in fase di sviluppo, quali sistemi ibridi a membrana basati su processi catalitici. Nel complesso, la fattibilità economica e i potenziali benefici della separazione dipendono dalle specifiche prestazioni del processo di separazione, dal contenuto di idrogeno in miscela e dal grado di purezza del gas richiesto dall'applicazione finale.[1,2,30]
Infine, per quanto riguarda la fattibilità economica della riconversione della rete di gas naturale, si possono fare in prima approssimazione le seguenti considerazioni generali. Al di sotto di una certa percentuale di *blending*, l'infrastruttura esistente può essere utilizzata tal quale senza investimenti significativi. In questa sede, in accordo con i vari studi analizzati e comunemente a quanto dichiarato da SNAM, si considererà tale soglia al 10% di idrogeno in volume. Qualora si volesse considerare un più alto contenuto di H_2 in miscela, il costo di sostituzioni, modifiche e implementazione di misure di sicurezza adeguate è stato stimato variabilmente tra il 5 e il 30% del costo di costruzione di una rete *ex-novo*, adibita e compatibile al puro idrogeno da uno studio dell'università di Delft in collaborazione con diversi gestori di rete olandesi. Un altro report della Commissione Europea, su dati di base tedeschi, conferma come tale valore sia da fissarsi al 15%

[39] Haeseldonckx D, D'haeseleer W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. International Journal of Hydrogen Energy 2007;32:1381e6.

[40] Sprague MJ, Flynn PJ, Boehman AL, Lvov SN, Kirby S, Lee J. Odorization of hydrogen for fuel leak detection. Columbia, South Carolina, USA: The National Hydrogen Association Conference & Hydrogen Expo; 2009

[41] Puri PS. Novel methods of leak detection. In: 16th hydrogen energy conference. Lyon: 2006

del costo totale di investimento che si avrebbe per la nuova rete.[7,34,42,43,44] Nello specifico, in riferimento a quanto dichiarato da SNAM, i costi per la costruzione di tale rete sono da considerarsi variabili tra 700 e 1500 €/m, a seconda delle specifiche caratteristiche del sito di costruzione (idrografia, rete stradale e/o ferroviaria, zone abitate, …). Ciò è coerente con quanto affermato dallo studio dell'università di Delft che evidenzia come i costi della nuova rete possano considerarsi paragonabili o superiori a quelli per nuove infrastrutture per il gas naturale.[7] Pertanto, la figura di costo di riadattamento qui assunta rappresenta il valore conservativo di 225 €/m, calcolato come 15% del limite superiore fornito da SNAM per una nuova rete. A supporto ulteriore di tali assunzioni e come ulteriori figure di riferimento, si riporta in Figura 8 una panoramica di compatibilità delle varie sezioni della filiera, le quali sono evidentemente coerenti con quanto dichiarato dall'autorità del gestore di rete in relazione allo studio principale assunto come riferimento.[12,34,43]

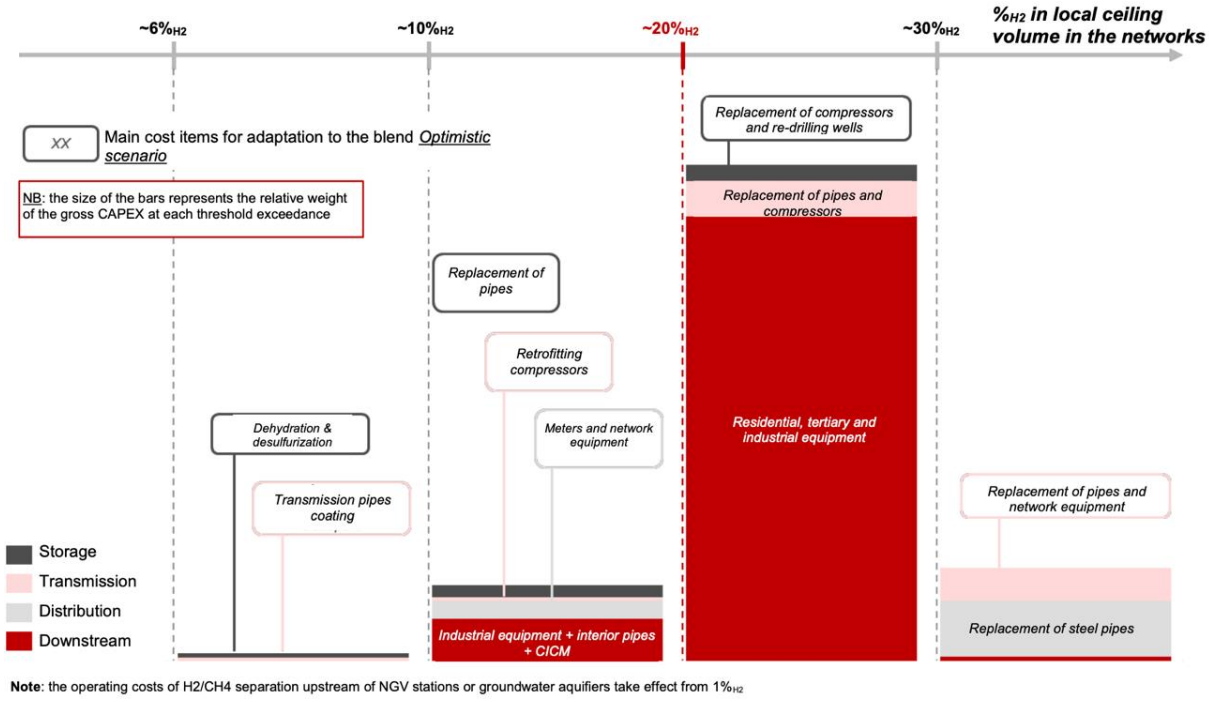


Figura 8: Panoramica di compatibilità delle varie sezioni della filiera del gas naturale a diversi blending di idrogeno.[34]

2.2.2 Infrastruttura di rete per puro idrogeno

Sebbene l'infrastruttura esistente del gas naturale si possa utilizzare per l'iniezione di idrogeno in miscela al gas naturale fino ad un certo contenuto, qualora si voglia raggiungere livelli significativi di *blending* non è strettamente immediato che l'adattamento necessario risulti economicamente o ecologicamente vantaggioso o fattibile. A tal proposito, diversi autori europei suggeriscono come dal punto di vista non solo economico ma anche delle emissioni di gas serra risulti preferibile sviluppare una nuova infrastruttura adibita specificamente ad idrogeno puro nel contesto di utilizzo come carburante per veicoli a celle a combustibile o in quelle applicazioni richiedenti idrogeno puro. Le maggiori limitazioni in tal senso sono dettate dal livello massimo di *blending* raggiungibile prima di incorrere in investimenti sostanziali di adeguamento e dalle

[42] European Commission, "Hydrogen generation in Europe - Overview of costs and key benefits" (2020)

[43] International Energy Agency, "The future of hydrogen – Seizing today's opportunities" (2019)

[44] Walker et al., "Hydrogen supply chain base evidence" *Element Energy Ltd* (2018)

conseguenti, limitate riduzioni di emissioni di gas serra al netto dell'implementazione. In aggiunta, le già sottolineate complicazioni di separazione dell'idrogeno dalla miscela aggiungono fattori deterrenti all'adattamento della rete esistente.[9,12,21,25] Differentemente, nel caso di decarbonizzazione della rete e di impiego finale di miscele H_2/NG, la prospettiva di iniezione nella struttura esistente sembra essere più promettente, specialmente considerando la riduzione continua del costo degli elettrolizzatori e l'ampio margine di impiego delle miscele in ambito residenziale.[10,21,45,46] Tuttavia, anche in questo panorama, le opinioni sono talvolta contrastanti e le considerazioni generali rimangono subordinate ad analisi più circostanziali, calate nelle realtà concrete in cui si va valutando l'adattamento di una rete esistente o la costruzione di una nuova struttura.

Considerato ciò e sottolineata l'incompatibilità degli acciai della rete di trasporto ad alti contenuti di H_2 in condizioni di alta pressione, si vogliono riportare i risultati evidenziati da *Cerniauskas et al.*[21] sulla rete gas in Germania.[33] In questo studio diverse opzioni tecniche possibili sono state considerate per l'iniezione di idrogeno puro nell'infrastruttura esistente:

- Utilizzo delle tubazioni senza modifiche sostanziali;
- Rivestimento delle superfici a diretto contatto con l'idrogeno;
- Aggiunta di inibitori gassosi all'idrogeno;
- Installazione di tubazioni specializzate per trasporto di idrogeno all'interno delle tubazioni esistenti (approccio *pipe-in-pipe*).

In Tabella 2 sono riportati i principali punti di forza e debolezze di tali soluzioni.

Tabella 2: Descrizione di vantaggi e svantaggi di possibili soluzioni di riadattamento dell'infrastruttura del gas naturale al puro idrogeno.[21]

Reassignment alternative	Strengths	Weaknesses
Pipelines without modifications	Few modifications are required Limited material fracturing under static load [17]	Increased material degradation [10]
Coating	Specific protection layer against H_2 embrittlement [19] Developed industrial processes on metal surfaces [25,26]	No known on-site coating procedures Excavation of pipelines probably required
Inhibitors (O_2, CO, SO_2)	Limited modifications are required Protection layer undermining hydrogen permeation [19,27,36]	Toxicity and security risks [19] Purity requirements of hydrogen processing and fuel cells [29–32]
Pipe-in-pipe	Combined benefits from inner and outer pipeline [20,33]	Required additional material [33–35] Excavation of pipelines probably required

L'analisi di fattibilità e costi per tali soluzioni è stata sviluppata solamente per le due opzioni che non richiedessero azioni intensive di modifica dell'impianto esistente in quanto, in tali eventualità, si è direttamente assunto fosse più conveniente procedere all'installazione di nuove tubazioni appropriate per l'idrogeno. Pertanto, è stata approfondita la discussione riguardo le possibilità di utilizzare degli inibitori o di impiegare la rete senza modifiche sostanziali.

La comparazione dei costi di riconfigurazione della rete con quelli di costruzione di una nuova ha evidenziato come per tubazioni di grosso calibro (d > 250 mm) e ad alta pressione solamente l'accettazione di una maggiore degradazione dei materiali dovuta all'impiego della rete tal quale risulta economicamente

[45] Gas market report. Market report series. International Energy Agency (IEA); 2018

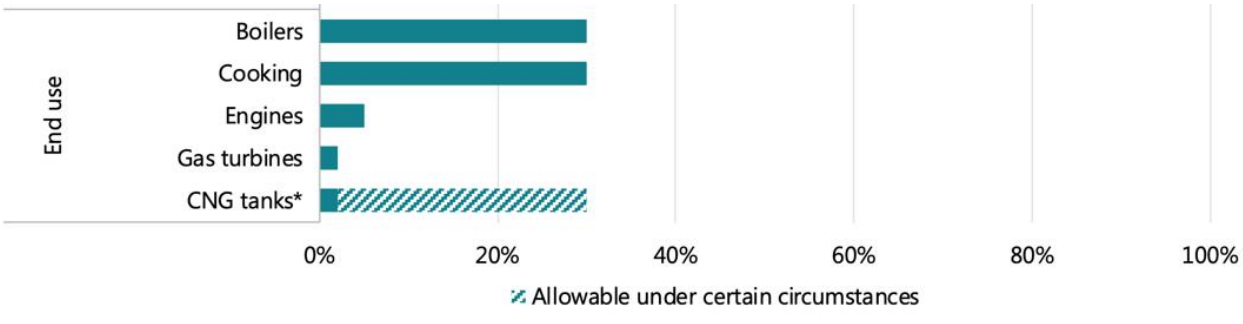
[46] Gillingham K, Huang P. "Is abundant natural gas a bridge to a low-carbon future or a dead-end?" Energy J 2019; 40:1-26.

vantaggiosa rispetto all'installazione di nuove tubazioni. L'impiego di inibitori si è rivelato più dispendioso a causa del costo di investimento necessario e della purificazione addizionale, oltre che apportare costi aggiuntivi (non considerati) per il loro smaltimento. Differentemente, per le tubazioni di piccolo diametro (d < 250 mm) l'utilizzo di inibitori quali O_2 è risultato promettente, apportando costi simili alle lievi modifiche della rete esistente. Tuttavia, restrizioni e complicanze tecniche, assieme alla poco sviluppata conoscenza delle interazioni di gas aggiuntivi in rete e all'interfaccia con l'utenza finale, hanno suggerito come unica possibile soluzione l'ammissione di un maggior degrado della struttura, piuttosto che un riadattamento di qualche natura.[21]

Prescindendo dalle limitazioni tecniche, l'iniezione di idrogeno puro in rete comporta inequivocabilmente un problema di carattere operazionale nella fase di transizione da metano a idrogeno. La necessità di garantire la fornitura durante le fasi di transizione deve essere studiata e messa a punto specificamente per ciascuna zona di copertura. Le modalità con cui ciò possa avvenire sono state investigate nell'ambito del progetto *H21 Leeds City Gate*. La strategia di transizione può consistere nel convertire separate aree della rete a medio- e bassa-pressione, per poi iniettare idrogeno in differenti punti rispetto a quelli del gas naturale, permettendo così di ridurre tempi e portate di carenza di fornitura. Ad ogni modo, è stato evidenziato come per rendere possibile tutto ciò l'eccellenza operazionale sia da garantirsi, per tutelare la sicurezza di trasporto e la stabilità operativa della rete.[7,8]
In questo contesto, risultano evidenti le complicazioni di carattere tecnico e operativo qualora si considerasse una riconfigurazione della rete esistente del gas naturale senza accettare il maggior deterioramento causato da alti livelli di *blending* o idrogeno puro. Pertanto, ai fini dello sviluppo dei possibili scenari di decarbonizzazione, si è considerato praticamente affidabile l'impiego della rete esistente senza costi aggiuntivi fino al 10% in volume di idrogeno. Per valori al di sopra di questa soglia, sono stati assunti dei costi di adattamento della rete che non prevedano lo smantellamento della tubazione esistente ma solo un *retrofitting* completo che garantisca la sicurezza del trasporto, senza considerare l'incremento nel degrado dei materiali e così trascurando l'eventualità di investimenti di ricostruzione anticipati rispetto alle previsioni.

2.3 Utilizzo

Oltre alla compatibilità della rete, l'iniezione di idrogeno in miscela al gas naturale deve essere contestualizzata anche alle sensibilità delle utenze finali, le quali, predisposte e ingegnerizzate per puro metano, non risultano strettamente idonee ad altri gas. In questo senso, Figura 9 e Figura 10 riportano panoramica generali delle tolleranze per diversi dispositivi all'utenza finale.[9,43] In questa sezione, si andranno ad investigare più nel dettaglio le problematiche e i valori accettabili di idrogeno in miscela per il corretto funzionamento di ciascuna tecnologia che possa risultare critica.



* The higher tolerance of CNG tanks is for Type IV tanks (although the tolerance for CNG tanks may be as low as 0.1% depending on the humidity of the natural gas (United Nations, 2014); the higher tolerance for distribution would require specific safety assessments.

Figura 9: Panoramica di compatibilità all'idrogeno dei dispositivi all'utenza finale. Tratto da [43].

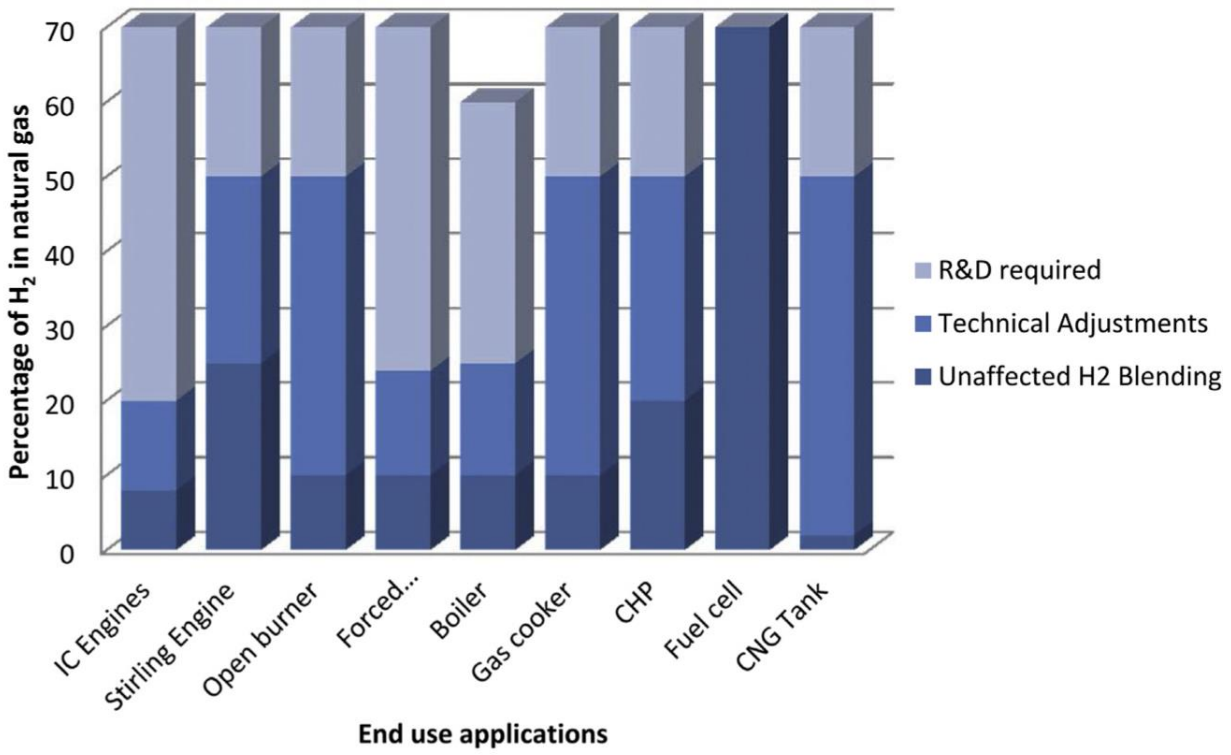


Figura 10: Panoramica di compatibilità all'idrogeno dei dispositivi all'utenza finale. Tratto da [9].

Le attuali limitazioni per le turbine a gas impongono volumi di H_2 al massimo al 3-4%, nonostante sia stimato che sistemi nuovi e sottoposti a piccoli aggiustamenti tecnici possano funzionare correttamente fino a valori prossimi al 10-15% di H_2. Per quanto riguarda i compressori, valori di soglia si aggirano attorno al 10-15% vol H_2, come già evidenziato discutendo le stazioni di compressione in rete. Leggermente più flessibili risultano le apparecchiature residenziali, le quali sembrano funzionare senza criticità fino a percentuali del 20%. Da ultimi, diversi tipi di motori e bruciatori tollerano volumi variabili tra il 5 e il 20% a seconda dello specifico principio di funzionamento.[10,12,47]

Per quanto riguarda le tecnologie a combustione in generale, si riscontra un principale effetto dovuto all'aggiunta di idrogeno in miscela al gas naturale. La miscelazione impone una riduzione dell'indice Wobbe, un parametro di intercambiabilità di diversi gas combustibili per garantire sicurenza e efficienza operativa. A prescindere dal potere calorifico, diversi gas con il medesimo indice Wobbe producono la medesima potenza termica in un bruciatore.[5,33,39,48,49] Dal momento che la potenza termica risulta direttamente proporzionale all'indice Wobbe, l'input termico sarà ridotto per miscele H_2/NG a parità di volumi. In questo senso, l'effetto dell'aggiunta di idrogeno su tale parametro stabilisce una soglia oltre la quale non è tecnicamente possibile

[47] Taamallah S, et al. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: technology, fundamentals, and numerical simulations. Appl Energy 2015;154:1020-47.

[48] Domnick A. LNG quality e background and outlook. In: Report of the IGU working group PGCD 1. IGU; 2006

[49] Zachariah-Wolff JL, Egyedi TM, Hemmes K. From natural gas to hydrogen via the Wobbe index: the role of standardized gateways in sustainable infrastructure transitions. International Journal of Hydrogen Energy 2007;32:1235-45.

aumentare la percentuale di *blending.* Considerata la categorizzazione a fasce dei valori di indice Wobbe, la miscela deve mantenersi al di sopra di uno specifico valore ritenuto sicuro per una specifica tecnologia.

Ad esempio, per apparecchiature opportunamente regolate e favorevoli condizioni di purezza del gas naturale, le convenzionali utenze domestiche sembrano poter accettare percentuali fino al 20% di idrogeno. Diversamente, utenze non regolate e basse qualità del gas naturale impediscono anche totalmente la miscelazione di idrogeno e metano. Dal punto di vista più industriale e di mobilità, invece, compressori, turbine a gas o *tanks* per gas naturale compresso (CNG) impongono concentrazioni non al di sopra di qualche punto percentuale.[1,5,30]

In questo contesto, l'infrastruttura all'utilizzo finale e le eventuali misure di adattamento e riconfigurazione della stessa sono generalmente considerati come il maggior ostacolo all'avanzamento del *blending* di idrogeno nel gas naturale.[1,2] Con l'intento di contestualizzare la problematica, in questa sezione si descriveranno più nel dettaglio le soglie, criticità e possibili implementazioni per le varie tecnologie all'utenza finale.

2.3.1 Applicazioni residenziali

Tutti i test sviluppati nel contesto di progetti europei come *NaturalHy* o *Ameland* o da enti nazionali come Engie (progetto GRHYD) hanno mostrato che le utenze residenziali possono operare in sicurezza con un livello di idrogeno del 20% (talvolta anche 30%), senza perdite di performance e con una riduzione di emissione di ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica. Tuttavia, per quanto indicativi sul breve termine, tali sperimentazioni non forniscono garanzie di alcuna natura riguardo l'affidabilità delle tecnologie sul lungo termine, non potendo stimare aggiuntive degradazioni ed eventuali riduzioni di tempi di vita, specialmente con livelli variabili di idrogeno in miscela.[1,5,30,50,51]
Attualmente, il gas naturale dispensa boiler e fornelli da cucina nelle case. L'idrogeno può essere bruciato direttamente in queste utenze visto quanto analizzato finora in miscela con gas naturale, anche se la compatibilità ad idrogeno puro è da verificarsi e misure di sicurezza e prevenzione devono essere intraprese indipendentemente dal volume aggiunto di H_2. Le guarnizioni per fughe del gas, le teste dei fornelli e i rilevatori di fiamma necessitano di attuazioni specifiche o sostituzioni, a causa della maggiore velocità di fiamma dell'idrogeno e il minor range di tempra.[33,39]
Per quanto riguarda le applicazioni domestiche e residenziali, alcune questioni aperte necessitano di essere tutt'ora investigate e chiarificate, quali ad esempio i potenziali effetti a lungo termine dell'aggiunta di idrogeno in termini di sovrariscaldamento dei bruciatori e degli scambiatori di calore, oppure il reale impatto di indici Wobbe al di sotto di 14 kWh/m^3, non etichettabili attualmente come CE. Per fare ciò, maggiori dati sono necessari su diversi fronti:

- bruciatori atmosferici, dal momento che la maggior parte delle tecnologie impiegano tali bruciatori e i test disponibili non coprono tutta la gamma di applicazioni;
- nuove tecnologie e apparecchiature pre-GAD.[5]

In aggiunta, esistono tuttora incertezze riguardo alle tolleranze delle apparecchiature nei confronti di livelli variabili di idrogeno in miscela e pochi studi hanno evidenziato nello specifico le modifiche necessarie alla messa in sicurezza delle utenze, assieme ai relativi costi di investimento e operativi.[1] In questa sede, al fine di stimare possibili costi di adattamento delle utenze finali, saranno presi in considerazione gli studi condotti

[50] http://www.pace-energy.eu/wp-content/uploads/2017/10/Jacob-Dijkstra_The-exemplary-role-of-local-communities-in-the-energy-transition_The-Ameland-island-story.pdf.

[51] https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project.

in Regno Unito da *Dodds et al.*[33] e i risultati del progetto *H21 Leeds City Gate*[8], uniche fonti autorevoli ritrovate che stimassero investimenti in questo contesto. E' da sottolineare che le stime fornite dai due studi non sono perfettamente allineate l'un l'altra come approccio e assunzioni generali. Nel primo, si considerano modifiche alla sola componentistica (teste dei boiler e dei fornelli o forni) e l'aggiunta di sistemi di sicurezza (rilevatori e misuratori), andando a stimare costi complessivi oltre che per l'acquisto di tali componenti anche sulla base di ore di lavoro ritenute necessarie per le installazioni. Nel secondo, si assume l'installazione di apparecchiature *ex-novo* (boiler, fornelli, radiatori, …) oltre che il lavoro necessario per installarle e un 20% aggiuntivo del costo totale per cosiddette spese manageriali e regolatorie. Alla luce di ciò, si rimanda agli studi in questione per un'analisi dettagliata del *breakdown* dei costi stimati e si procede a descrivere più sommariamente i valori che verranno presi in considerazione nello studio presente, giustificando le assunzioni fatte.

A valle dell'analisi di entrambi gli studi, per il blending 10-30%, si è considerato valido l'approccio di *Dodds et al.* per quanto concerne la sostituzione della sola componentistica e non dell'intera tecnologia, in quanto, coerentemente a quanto sottolineato in precedenza riguardo alle tolleranze generalmente riconosciute, non si ritiene strettamente necessario sostituire in maniera completa ma soltanto implementare le utenze. Pertanto, i costi di lavoro, componentistica e misurazione sono stati assunti in linea con questo studio. Con approccio conservativo, (I) il costo orario di lavoro è stato rivisto al rialzo con un valore di 35 euro/ora, (II) i costi di componentistica e misurazione sono stati moltiplicati per 1.5. Ne risulta un costo di adeguamento pari a 752 euro per ogni utenza

In Tabella 3 e Tabella 4 si riportano le figure di costo dei due studi esaminati.

Tabella 3: Figure di costo di lavoro e componentistica in Dodds et al.[33]

Item	Cost per household (£)	Cost per appliance (£)
Labour	300	
Meters and detectors	160	230
Boiler parts	8	80
Hob parts	18	90
Oven parts	4	90
Total	490	490

Tabella 4: Figure di costo di lavoro per adattamento utenze domestiche a miscele H_2/NG in H21 Leeds City Gate[8]. Per chiarezza di lettura, si fa presente come lo studio consideri un campione di 2500 abitazioni su cui operare le sostituzioni: su tale numero sono basate le ore e i costi totali riportati.

Activity	Action	Effort (h)	Number	Total Effort (h)	Cost
Boilers	Initial house visit	1.5	2,500	3,750	£173,625
	Replacement products order	1	2,500	2,500	£115,750
	HySwitch ready boiler changeover*	2	1,250	2,500	£115,750
	Traditional Combi boiler changeover	6	750	4,500	£208,350
	Traditional System boiler changeover	11	500	5,500	£254,650
Cookers	HySwitch ready hob/freestanding changeover	1	1,000	1,000	£46,300
	Traditional hob changeover	13.5	400	5,400	£250,020
	Traditional grill/oven changeover	4	1,200	4,800	£222,240
Heaters	HySwitch ready fire/simple fire changeover	2	800	1,600	£74,080
	Traditional gas fire (complex) change over	5	700	3,500	£162,050
Other Parts	Pipework adjustment and change of fiscal meter	1	2,500	2,500	£115,750
			Total	37,550	£1,738,565
Number of gas fitters		(37,550/40)		939	
Management		40 (5 days @ 8hrs)	125	5,000	£366,650
				Grand Total	£2,105,215
				Cost per property	£842.09

2.3.2 Compressori

A seconda dello specifico prodotto in questione, i sistemi di compressione del gas sembrano sopportare concentrazioni di idrogeno variabili tra il 10 e il 20%, senza effetti particolarmente rilevanti sulle funzionalità della tecnologia. [2,10,52]

Il caso specifico dei compressori risulta particolarmente significativo in quanto non solo possibili tecnologie all'utenza ma anche elementi funzionali della rete in termini di trasporto e distribuzione. In tal senso, elevate concentrazioni di idrogeno immesso in rete possono comportare condizioni operative significativamente diverse dalle nominali attualmente impiegate per permettere di mantenere le medesime forniture. La ridotta densità energetica dell'idrogeno, come già sottolineato, impone flussi volumetrici superiori per soddisfare la

[52] Gondal IA. "Hydrogen transportation by pipelines." Compend Hydrogen Energy 2015:301-22

richiesta. Le possibilità operative dei compressori attualmente utilizzati fissano il limite superiore di tale incremento di flusso, e così la percentuale ammissibile in rete.[7,10,52]

Considerando ad esempio il caso studio effettuato dall'università di Delft per la rete olandese, si è osservato come in rete si utilizzassero compressori a pistone e centrifughi. Questi ultimi sono risultati inadeguati per sopportare incrementi di flusso operativo, mentre per i primi si sono invocati maggior ricerca e investigazioni per comprendere specificamente le soglie di tollerabilità. Nel complesso, e in maniera universale, è da investigarsi più approfonditamente e specificamente alle peculiarità regionali e nazionali quali siano le effettive compatibilità ed eventuali sostituzioni.[2,7]

2.3.3 Motori a combustione

Motori a combustione sono tendenzialmente impiegati in installazioni per cogenerazione, nelle quali sia potenza elettrica che termica vengono prodotte simultaneamente. Le principali ricerche effettuate in termini di fisica della combustione in correlazione alle evidenze sperimentali su motori realmente in produzione, hanno evidenziato come l'aumento della velocità e temperatura di fiamma e della reattività causate dall'aggiunta di idrogeno in miscela al gas naturale causino un aumento di pressione di lavoro al cilindro, oltre che svariate altre conseguenze. E' noto come al crescere del quantitativo di idrogeno in miscela, diminuisca il numero del metano (MN), una misura della resistenza del gas alla detonazione. A conseguenza di ciò, si hanno altri effetti:

- aumento della temperatura di combustione e dei gas di scarico, il quale porta ad una maggiore sensibilità al *knock* del motore e a maggiori emissioni di NO_x;
- aumento di efficienza energetica, ma aumento al contempo di usura del motore;
- potenza del motore ridotta in caso di motori dotati di *knock-control*;
- ripercussioni negative sui sensori *lambda* che possono causare un'inaccurata misura dell'ossigeno nei gas esausti, portando il sistema di controllo a modificare il rapporto aria:combustibile e pertanto modificando inappropriatamente le prestazioni del motore.

In generale, si è mostrato come percentuali del 2-5% siano tollerate senza particolari incidenze dai motori a combustione, a seconda della fonte specifica del gas. Tuttavia, un'analisi caso per caso delle condizioni specifiche dei motori in questione è da ritenersi necessaria per definire il massimo livello accettabile di idrogeno in miscela, in quanto le tolleranze vanno a definirsi sulle relative condizioni operative e le ammissibili emissioni di NO_x.[2,5,9]

2.3.4 Bruciatori

Essendo l'idrogeno un gas intrinsecamente differente dal gas naturale, in termini di temperatura, lunghezza di fiamma e colore, i bruciatori richiedono una configurazione differente. A livello industriale, si ritiene che l'impiego di idrogeno richieda la sostituzione degli attuali bruciatori o fornaci. Dal punto di vista della maturità tecnologica, bruciatori ad idrogeno sono già installati industrialmente su larga scala (3-50 MW) ed è consolidata l'esperienza nella gestione di miscele con idrogeno o idrogeno puro. In questo senso, l'inerzia alle modifiche e sostituzioni si delinea come un vincolo ben più limitante che l'immaturità delle tecnologie da implementare.[7]

In molti casi, è possibile modificare la configurazione dei bruciatori esistenti anche a percentuali di *blending* particolarmente spinte, nonostante la complessità tecnica e i costi di modifica risultino particolarmente elevati al di sopra del 15% circa.[2] Uno dei principali vincoli in termini operativi per i bruciatori riguarda le regolamentazioni che definiscono le soglie di emissione di NO_x. La produzione di ossidi di azoto è più elevata

per quanto riguarda l'idrogeno a causa della maggior temperatura adiabatica di fiamma.[10,53,54] In questo contesto, diverse compagnie e ricerche si sono focalizzate sulla minimizzazione di tali emissioni e il ricircolo del gas esausto (*exhaust gas recirculation – EGR)* è stato indicato come la miglior soluzione tecnica al problema.[7,55,56] Tale tecnica consiste nel reintrodurre i gas di scarico nel bruciatore, riducendo in tal modo l'ossigeno disponibile e la temperatura di combustione, abbassando pertanto i livelli di emissione di NO_x. Si deve tuttavia considerare che se livelli inferiori di NO_x sono richiesti, opportuni catalizzatori devono essere impiegati, adducendo costi significativi al sistema, nonché perdite energetiche.[7]
Come già sottolineato per altre tecnologie e specifiche applicazioni, diversi dispositivi impongono specifiche analisi di compatibilità per definire soglie tollerate e investimenti di modifica o sostituzione.[10]

2.3.5 Turbine a gas

Per quanto riguarda le turbine a gas, le soglie di compatibilità con l'idrogeno risultano le più basse tra le varie tecnologie esaminate, permettendo valori tra 1-2% senza inficiare significativamente le prestazioni e la sicurezza di operazione. Alcune specifiche turbine per *syngas* possono tollerare livelli di idrogeno maggiori (10-50%), pur rimanendo una minoranza rispetto alla tecnologia di riferimento maggiormente installata.[5,9,12]
Si possono in maniera generale definire due principali problematiche da valutare scrupolosamente quando si aggiunga idrogeno al gas naturale:

- emissioni di NO_x: NO_x sono creati come già sottolineato ad alta temperatura durante la combustione e accentuati dalla presenza di idrogeno in miscela;
- *flashback*: il *flashback* avviene allo sviluppo di fiamme contro corrente rispetto al flusso del gas iniettato. Ciò può causare maggiori danni ed usura della camera di combustione e del combustore, implicando maggiori costi di manutenzione e sostituzione potenzialmente anticipata di componenti o dell'intero dispositivo.

E' di particolare importanza in questo scenario, fare una distinzione tra due tipologie caratteristiche di turbina:

- turbine non miscelate: il combustibile è iniettato al centro della camera di combustione e l'aria da un lato della camera. In questa configurazione, per prevenire eccessive emissioni di ossidi di azoto, si usa vapore per ridurre la temperatura di fiamma. Questo vapore sarebbe usualmente utilizzato per raffreddamenti ausiliari, portando così nel complesso ad una Perdita di efficienza. In queste tipologie di turbine, si possono avere efficienze che calano fino al 30-35%;
- turbine pre-miscelate: combustibile e aria sono miscelati prima di entrare in camera di combustione, così imponendo una minore temperatura di fiamma. Pertanto, non si necessita raffreddamento aggiuntivo e non si ha riduzione di efficienza. In questo caso, le massime efficienze raggiunte da turbine pre-miscelate raggiungono valori del 60-65%.[7]

Le turbine sono da considerarsi designate a lavorare a massimo carico. Pertanto, l'operazione in modalità flessibili o con diversi combustibili può causare facilmente sia aumenti di emissioni di NO_x che maggior rischio di *flashback*.[7]

---

[53] Korb Benjamin, Kawauchi Satoshi, Wachtmeister Georg. Influence of hydrogen addition on the operating range, emissions and efficiency in lean burn natural gas engines at high specific loads. Fuel 2016;164:410-8

[54] Sofianopoulos A, Assanis DN, Mamalis S. Effects of hydrogen addition on automotive lean-burn natural gas engines: critical review. J Energy Eng 2015;142(2):E4015010.

[55] Igawa, S. & Seo, A., 2011. NOx emission reduction in hydrogen combustion. *International gas conference proceeding,* pp. 1111-1125

[56] Heffel, J., 2003. NOx emission and performance data for a hydrogen fuelde combustion engine. *International journal of hydrogen energy*

Diversi manifattori nello scenario globale lavorano all'ingegnerizzazione di turbine in grado di sostenere miscele ad alto contenuto di idrogeno o idrogeno pure. Tra questi, Siemens e Ansaldo dichiarano prodotti capaci di lavorare con miscele fino al 40-50%, ricercando e sviluppando turbine fino al 100% compatibili con idrogeno. Si deve sottolineare inoltre come un notevole vantaggio per le turbine a gas risieda nella possibilità di riconfigurare la turbina esistente con un nuovo combustore adibito alle miscele in esame.[7]

2.3.6 *Tanks* per gas naturale compresso (CNG)

Nell'ambito dell'*automotive*, la miscela di idrogeno al gas naturale compresso (CNG) permette percentuali fino al 30% per quanto riguarda il funzionamento dei motori, mentre è limitata al solo 2% per quanto riguarda i serbatoi di stoccaggio.[12,21,57] Secondo il regolamento UNECE 110 per i veicoli a CNG, il contenuto di idrogeno in miscela è limitato alla suddetta percentuale se il cilindro di stoccaggio è costruito (come nella maggior parte delle casistiche) in acciaio con tensione massima di rottura pari o superiore a 950 MPa.[5]

Tutto ciò segue dalla suscettibilità degli acciai alto-resistenti all'idrogeno. Quest'ultimo ha un impatto negativo sulle proprietà meccaniche del materiale, portando ad elevata permeabilità attraverso le pareti e ad infragilimento dell'acciaio. L'infragilimento è causa di criccatura superficiale e concorre alla crescita rapida delle cricche, portando a frattura del *tank*.[21,57]

Per questo motivo, l'opzione di utilizzare idrogeno puro in motori a combustione interna è sede di investigazione da parte di diverse case automobilistiche quali BMW, Ford, MAN e Mazda. Tuttavia, si deve evidenziare come le attività di ricerca in quest'area siano in una fase di stagnazione a causa di efficienze comparabili e non superiori rispetto ai convenzionali motori. In questo senso, maggior attenzione è rivolta verso lo studio di veicoli a puro idrogeno basati su celle a combustibile (FCEVs).[21]

2.3.7 Stazioni di rifornimento di CNG e H_2

Ad una stazione di rifornimento di idrogeno, il gas viene compresso a valori di pressione di 350 o 700 bar, grazie all'impiego di compressori opportunamente designati e stoccato in robusti cilindri in pressione. Il carburante viene dispensato ai veicoli ad alta pressione. In linea generale e a livello di configurazione di impianto, le componenti coinvolte in una stazione di rifornimento per CNG sono le medesime rispetto ad una ad idrogeno, con unica, ma sostanziale, differenza legata ai livelli di pressione in gioco. Pertanto, opportuni materiali e ingegnerizzazioni sono necessari per il funzionamento della stazione. L'idrogeno richiede maggiori potenze in compressione e sistemi di stoccaggio e dispensazione in grado di sostenere livelli di pressione di centinaia di bar. Da un lato, i compressori, oltre che dover essere opportunamente dimensionati in potenza, richiedono anche specifiche configurazioni a causa del differente gas da comprimere. Dall'altro, i sistemi di stoccaggio adibiti per idrogeno non sono costituiti di acciai alto-resistenti come per il CNG, bensì composti di un corpo in acciaio ricoperto internamente da un *layer* polimerico per evitare l'infragilimento oppure direttamente costituiti da polimeri rinforzati in fibre di carbonio per livelli di pressione particolarmente elevati.[2,58,59,60]

---

[57] Gas cylinders d high pressure cylinders for the on-board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles, ISO 11439:2000. Geneva/CH: ISO; 2000.

[58] Baetcke, Lars, and Martin Kaltschmitt. "Hydrogen Storage for Mobile Application: Technologies and Their Assessment." *Hydrogen Supply Chains*. Academic Press, 2018. 167-206.

[59] Reuß, Markus, et al. "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model." *Applied energy* 200 (2017): 290-302.

[60] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, and V. Fierro, "Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 102, pp. 150–170, Mar. 2019.

Tali opzioni implicano costi di investimento maggiori rispetto a quanto non per il CNG in quanto al crescere della pressione da sostenere crescono i requisiti tecnici del sistema. Pertanto, un *tank* per CNG a 200-240 bar costerà necessariamente di più rispetto ad uno per H_2 a 350-700 bar.[2]
Per quanto riguarda la possibile riconfigurazione di compressori di CNG per H_2, la procedura potrebbe richiedere un ulteriore *stage* di compressione e il rimpiazzamento di valvole e guarnizioni per la tenuta. Per di più, il differente design dei compressori dettato dalle diverse densità e viscosità dei gas potrebbe non essere strettamente compatibile da compressore a compressore.[2]

In questo contesto, si è evidenziato in alcuni studi come il riadattamento di stazione di rifornimento del gas naturale ad idrogeno possa non essere una prospettiva attraente dal punto di vista economico. Questo deriva dal fatto che una stazione ad idrogeno richiede una struttura simile ma inevitabilmente da adattare. I costi di questo adattamento sono attualmente elevati e, in un panorama di sviluppo di mercato per i veicoli ad idrogeno che non mira a maturità nell'immediato (10 anni o meno), risulta più promettente investire in una struttura *ex-novo* specificamente adibita all'idrogeno.[2,10]

3 Elaborazione degli scenari

3.1 Premessa

Questo studio considera:

- gli scenari di decarbonizzazione LC e LC+ realizzati da FBK per il nuovo PEAP 2021-2030 («Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati», in Tabella 5 gli obiettivi di decarbonizzazione);
- la possibilità di estendere la rete gas della Baseline 2016 con nuove utenze sia in aree già metanizzate sia in aree non metanizzate;
- la possibilità di produrre idrogeno da elettrolisi nel territorio trentino, integrarlo nella rete gas e soddisfare parte del fabbisogno di calore provinciale, come modalità di decarbonizzazione alternativa alle pompe di calore.

Tabella 5: Riduzioni delle emissioni di CO2 rispetto al 1990 considerate negli scenari LC e LC+.

	2030	2050
LC	-40%	-80%
LC+	-50%	-90%

3.2 Perché l'idrogeno

Nel luglio 2020 la Commissione Europea ha pubblicato una nuova comunicazione intitolata "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration".

In questa comunicazione emergono vari punti di sostegno all'idrogeno:

- L'idrogeno ha un ruolo importante da svolgere nella riduzione delle emissioni nei settori difficili da decarbonizzare, in particolare come vettore energetico in alcune applicazioni di trasporto (trasporto pesante su strada, flotte di autobus o di trasporto ferroviario non elettrificato, trasporto marittimo e fluviale) e come vettore energetico o materia prima in alcuni processi industriali (industria siderurgica, raffinazione o chimica, compresa la produzione di "fertilizzanti verdi" per l'agricoltura).
- L'idrogeno prodotto attraverso l'elettrolisi utilizzando elettricità rinnovabile può svolgere un ruolo "nodale" particolarmente importante in un sistema energetico integrato, dove può aiutare a integrare grandi quote di generazione rinnovabile variabile e non programmabile (ad esempio eolico, fotovoltaico, idroelettrico fluviale), scaricando le reti in tempi di fornitura abbondante e fornendo stoccaggio a lungo termine al sistema energetico.
- La rete del gas esistente offre ampie capacità in tutta l'UE per integrare gas rinnovabili e gas a basse emissioni di carbonio e il riutilizzo della rete del gas per applicazioni a idrogeno può fornire in alcuni casi una soluzione efficiente in termini di costi.
- Sebbene le reti del gas possano essere utilizzate per consentire la miscelazione dell'idrogeno in misura limitata durante una fase di transizione, potrebbero essere necessarie infrastrutture dedicate per lo stoccaggio e il trasporto su larga scala di idrogeno puro, che vadano oltre i gasdotti punto a punto all'interno di cluster industriali.

In base alle conoscenze odierne, riferendosi all'intera catena dell'infrastruttura energetica, dal trasporto agli utilizzi finali, i limiti ammissibili del quantitativo di idrogeno in miscela al Gas Naturale, fino ad arrivare ad idrogeno puro, differiscono tra loro a seconda del componente dell'infrastruttura considerato, cosi come le tecnologie e le norme. Ad esempio, per gli acciai costituenti le tubazioni, la norma di riferimento internazionalmente accettata ad oggi è la ASME B31.12. Per altre parti dell'infrastruttura è necessario considerare anche l'evoluzione tecnologica, che sul tema idrogeno, vedono molti costruttori impegnati a sviluppare tecnologie sempre più avanzate.

Una sintesi dei limiti per ogni componente dell'infrastruttura è illustrata nel documento MARCOGAZ "Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use", dalla quale è estrapolata l'infografica riportata in Figura 1. Tale infografica è stata prodotta nel 2018 da una Task Force partecipata dai maggiori TSO europei ed è costruita partendo da pubblicazioni e papers pubblici.

Seguono le principali considerazioni:

- Soci MARCOGAZ con esperienza nella gestione di infrastrutture gas o coinvolti in ricerche pertinenti hanno esaminato più di 60 referenze sulla tolleranza all'idrogeno delle infrastrutture gas esistenti e delle applicazioni finali.
- Gli elementi principali dell'infrastruttura e degli apparecchi residenziali sono attesi in grado di accettare 10 vol.-% H_2 senza modifiche.
- Alcune reti e apparecchi residenziali sono già in funzione con 20 vol.-% di idrogeno.
- Gli elementi principali dell'infrastruttura e degli apparecchi residenziali sono attesi in grado di accettare 30 vol.-% H_2 con modifiche.
- Concentrazioni più elevate possono essere raggiunte da R&D, ulteriori misure o sostituzione.
- Molti processi industriali (eccetto le materie prime) sono attesi in grado di accettare 5 vol.-% H_2 senza modifiche.
- Le turbine a gas delle attuali centrali elettriche, ma anche i serbatoi in acciaio per CNG, si valuta che siano sensibili anche a piccole quantità di idrogeno e necessitano di ulteriori misure di R&D/mitigazione quando si pianifica di trasmettere concentrazioni di idrogeno più elevate.
- Le apparecchiature di processo termico (come forni e bruciatori) sono attese in grado di accettare 15 vol.-% H_2 con modifiche.
- Una concentrazione più elevata può essere tollerata da R&D, ulteriori misure o sostituzione.

3.3 Scenari PEAP per il fabbisogno di calore: REF vs LC vs LC+

Nel settore termico, gli scenari di decarbonizzazione LC e LC+ realizzati da FBK per il nuovo PEAP 2021-2030 («Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati») sono illustrati in Tabella 6 e in Figura 11.

Innanzitutto, la domanda di riscaldamento diminuisce grazie al miglioramento dell'efficienza dell'involucro dell'edificio, nel 2030 -2/-4% in LC/LC+ e nel 2050 -9/-14% in LC/LC+. Nel riscaldamento individuale, la diffusione delle pompe di calore rappresenta il principale cambiamento tecnologico nel percorso di decarbonizzazione, passando dal 4% della Baseline 2016 all'11/27% in LC/LC+ 2030 e al 43/64% in LC/LC+ 2050. Inoltre, il solare termico e la cogenerazione a biogas aumentano, ma leggermente, mentre le caldaie a biomassa sono mantenute stabili. Tra i combustibili fossili, l'uso del gas rappresenta un ponte tra un sistema energetico dominato dai combustibili fossili (2016) e un sistema energetico dominato da FER (2050): (I) le prospettive per il CHP industriale a gas mostrano una leggera crescita al 2030 e poi una riduzione al 2050, (II) le prospettive per le caldaie a gas mostrano una stabilità in LC 2030 mentre è prevista una riduzione in LC

2050, LC+ 2030 e LC+ 2050. L'uso di caldaie a gasolio e GPL è visto come perdente, dal punto di vista ambientale, di efficienza e di costi, con un forte calo al 2030, per poi essere assente nel 2050. Infine, per scelta del gruppo di lavoro PEAP, il settore del teleriscaldamento rimane invariato, mantenendo stabile il 3% del fabbisogno totale di calore PAT.

Tabella 6: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore termico.

TWh/anno	2016	2030			2050		
	BASELINE	REF	LC	LC+	REF	LC	LC+
EFF. ENERG. INVOLUCRO ED.	**0.94**	**1.04**	**1.15**	**1.31**	**1.14**	**1.36**	**1.70**
FABBISOGNO DI CALORE	**7.24**	**7.22**	**7.12**	**6.97**	**6.89**	**6.62**	**6.22**
Solare termico	0.15	0.15	0.20	0.24	0.14	0.27	0.36
Pompa di calore	0.28	0.28	0.76	1.86	0.27	2.86	4.00
CHP biogas th	0.02	0.02	0.03	0.04	0.02	0.04	0.04
CHP/Indiv gas th	1.09	1.09	1.33	1.25	1.04	0.80	0.47
Boiler/Indiv gasolio	0.68	0.68	0.03	0.03	0.65	0.00	0.00
Boiler/Indiv GPL	0.18	0.17	0.01	0.01	0.17	0.00	0.00
Boiler/Indiv gas	3.43	3.43	3.38	2.18	3.27	1.37	0.15
Boiler/Indiv biomassa	1.17	1.17	1.15	1.13	1.12	1.07	1.01
CHP/DH biomassa th	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06
CHP/DH gas th	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09
Boiler/DH biomassa	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Boiler/DH gas	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03
Boiler/DH gasolio	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003

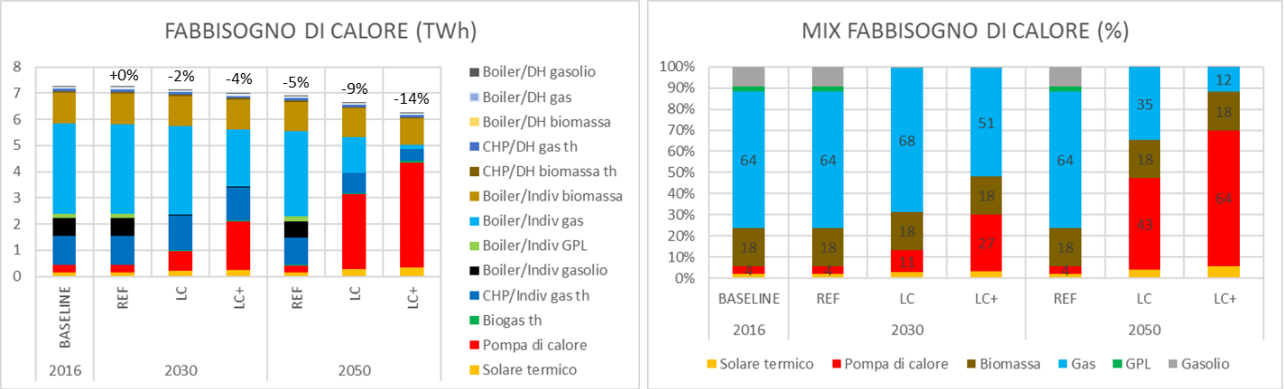


Figura 11: Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati: Scenari PEAP settore termico.

3.4 Scenari estensione rete gas PAT

Al 2016 la rete gas della PAT è composta da 290 km di trasporto (251 km Snam e 39 km Retragas) e 2655 km di distribuzione.

Secondo indicazioni fornite da APRIE, la possibilità di estendere la rete gas della Baseline 2016 con nuove utenze sia in aree già metanizzate (5927 PDR totali, 3220 PDR coinvolti) sia in aree non metanizzate (16698 PDR totali, 8107 PDR coinvolti) interessa un fabbisogno di calore pari a 233 GWh di cui 175 GWh in

sostituzione di gasolio e 58 GWh in sostituzione di GPL. Il costo dell'estensione è stimato in 157 M€ di cui 37 M€ per la nuova rete di trasmissione (54 km) e 120 M€ per la nuova rete di distribuzione (618 km).

La Tabella 7 riassume le caratteristiche degli scenari di estensione rete gas PAT secondo indicazioni fornite da APRIE.

Tabella 7: Scenari estensione rete gas PAT (secondo indicazioni APRIE).

Area	PDR tot	PDR coinv	FC gasolio (TWh)	FC GPL (TWh)	FC TOT (TWh)	Estensione RT (km)	Estensione RD (km)	Estensione RT (M€)	Estensione RD (M€)
comuni metanizzati	5927	3220	0.036	0.025	0.061		213		38
comuni non metanizzati	16698	8107	0.140	0.032	0.172	54	405	37	82
TOT	22625	11327	0.175	0.058	0.233	54	618	37	120

3.5 Scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas PAT

Gli scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas PAT sono stati valutati secondo due traiettorie:

- **H2:** (I) estensione rete gas PAT con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore previste dagli scenari PEAP LC e LC+, (II) ruolo idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione LC e LC+ per la PAT.
- **H2+:** (I) estensione rete gas PAT con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore previste dagli scenari PEAP LC e LC+, (II) ulteriore metanizzazione del 8-15% del fabbisogno di calore provinciale coperto da pompe di calore negli scenari PEAP LC e LC+, (III) ruolo idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione LC e LC+ per la PAT.

La Tabella 8 ripercorre i passaggi metodologici e i risultati ottenuti.

Innanzitutto si è valutata una riduzione del fabbisogno termico coperto dalle pompe di calore, nella traiettoria H2 per l'estensione della rete gas PAT, nella traiettoria H2+ aggiungendo un ulteriore riduzione con una percentuale compresa tra il -8 e il -15% rispetto agli scenari LC e LC+ [1].

Il fabbisogno termico "sottratto" alle pompe di calore è stato assegnato alle caldaie a gas. Questo determina in EnergyPLAN un aumento delle emissioni di CO2. Per rispettare gli obiettivi di LC e LC+ si è quindi dovuto rivedere, con il supporto di EnergyPLAN, la composizione del fabbisogno termico coperto da caldaie a gas, come mix tra fabbisogno termico coperto da gas naturale [2] e da idrogeno [3]. Mediante EnergyPLAN è stato valutato l'esatto mix, con il necessario quantitativo minimo di fabbisogno termico coperto da idrogeno. Nel successivo passaggio metodologico [4] è stato verificato il rispetto del fabbisogno termico coperto dalle tre tecnologie in esame, pompe di calore [1] + caldaie a gas contributo gas naturale [2] + caldaie a gas contributo idrogeno [3], che nelle 3 varianti di LC e LC+, sia al 2030 che al 2050, deve rimanere invariato anche a valle di spostamenti da una tecnologia all'altra.

Per la produzione dell'idrogeno necessario al blending in rete gas è innanzitutto stata calcolata la dimensione dello storage giornaliero [5], dividendo il fabbisogno termico coperto da idrogeno [3] per 366.

Tra gli output dell'analisi EnergyPLAN è stata calcolata la potenza necessaria agli elettrolizzatori [6], il fabbisogno di gas naturale [7], il fabbisogno di H2 [8].

Calcolando il fabbisogno complessivo di gas [9] come somma di gas naturale [7] e H2 [8] e dividendolo per il fabbisogno unitario di una PDR (valore medio unitario fornito da APRIE) è stato calcolato il numero di PDR assoggettate alla rete gas [10]. Allo stesso tempo, calcolando il rapporto tra fabbisogno H2 [8] e fabbisogno complessivo gas [9] è stata calcolata la % di H2 nella rete gas [11].

Tabella 8: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: metodologia e risultati.

Metodologia	Parametri	2016	2030							2050						
		BASE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
[1] riduzione PdC per est. rete gas (e per -8/-15% PdC)	PdC Heat (TWh)	0.283	0.282	0.756	0.527	0.448	1.862	1.638	1.474	0.269	2.861	2.648	2.251	3.997	3.797	3.493
[2] aumento gas e parziale sost. con H2 (EnergyPLAN)	Boil Gas Heat (TWh)	3.434	3.427	3.376	3.397	3.361	2.181	2.173	2.063	3.269	1.372	1.363	1.249	0.147	0.138	0.104
[3] aumento gas e parziale sost. con H2 (EnergyPLAN)	Boil H2 Heat (TWh)	0.000	0.000	0.000	0.217	0.332	0.000	0.241	0.516	0.000	0.000	0.222	0.733	0.000	0.207	0.545
[4] verifica totale PdC+B_Gas+B_H2 Heat	PdC+B_Gas+B_H2 Heat (TWh)	3.717	3.709	4.132	4.141	4.141	4.043	4.052	4.052	3.538	4.233	4.233	4.233	4.144	4.143	4.143
[5] calcolo storage H2 giornaliero	H2 storage (H2) (GWh)	0.000	0.000	0.000	0.592	0.908	0.000	0.660	1.409	0.000	0.000	0.606	2.004	0.000	0.566	1.490
[6] potenza necessaria elettrolizzatori (EnergyPLAN)	H2 electrolyser (MW)	0	0	0	128	195	0	142	303	0	0	124	407	0	115	303
[7] fabbisogno gas (EnergyPLAN)	TOT Gas (TWh)	6.66	6.30	6.57	6.58	6.54	5.17	5.15	5.01	5.84	3.15	3.14	3.03	1.36	1.35	1.32
[8] fabbisogno H2 (EnergyPLAN)	TOT H2 (TWh)	0.00	0.00	0.00	0.22	0.34	0.00	0.25	0.53	0.00	0.00	0.23	0.75	0.00	0.21	0.56
[9] fabbisogno gas+H2	TOT Gas+H2 (TWh)	6.66	6.30	6.57	6.80	6.88	5.17	5.40	5.54	5.84	3.15	3.37	3.78	1.36	1.56	1.88
[10] calcolo PDR (consid. valore medio unitario da APRIE)	PDR	395036	374718	396266	410138	414963	318536	332707	341333	363994	204340	218611	245208	93897	107705	129798
[11] calcolo % H2	% H2	0.00	0.00	0.00	3.24	4.94	0.00	4.63	9.57	0.00	0.00	6.82	19.84	0.00	13.46	29.79

Considerando come basso blending una percentuale ≤ 10%, dove non sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, e come alto blending una percentuale compresa tra il 10 e il 30%, dove sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, sono state delineate le seguenti osservazioni:

- Nella traiettoria H2, al 2030 si riscontra basso blending H2 sia in LC che in LC+ mentre al 2050 si riscontra basso blending H2 in LC e medio blending H2 in LC+.
- Nella traiettoria H2+, al 2030 si riscontra basso blending H2 sia in LC che in LC+ mentre al 2050 si riscontra medio blending H2 sia in LC che in LC+.

Nel processo di decarbonizzazione della PAT (al 2030 e al 2050), le traiettorie H2 e H2+, mediante blending di idrogeno, permettono di mantenere un numero maggiore di utenze collegate alla rete gas rispetto a LC e LC+ (solo gas naturale). Al 2030 rimane il complessivo risultato di stabilità/leggero aumento di utenze in LC e il leggero decremento di utenze in LC+. Al 2050 rimane il complessivo risultato di forte decremento di utenze sia in LC che soprattutto in LC+.

In Tabella 9 e in Figura 12 viene illustrato il fabbisogno termico delle traiettorie H2 e H2+, caratterizzato dall'introduzione dell'idrogeno presente in forma di blending nella rete gas. Emergono le seguenti osservazioni:

- Nella traiettoria H2, al 2030 e al 2050 l'idrogeno copre il 3% del fabbisogno di calore in LC e in LC+.
- Nella traiettoria H2+, al 2030 l'idrogeno copre il 5% del fabbisogno di calore in LC e il 7% in LC+. Al 2050 l'idrogeno copre l'11% del fabbisogno di calore in LC e il 9% in LC+.

Tabella 9: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: fabbisogno di calore.

TWh/anno	2016	2030							2050						
	BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
EFF. ENERG. INVOLUCRO ED.	**0.94**	**1.04**	**1.15**	**1.15**	**1.15**	**1.31**	**1.31**	**1.31**	**1.14**	**1.36**	**1.36**	**1.36**	**1.70**	**1.70**	**1.70**
FABBISOGNO DI CALORE	**7.24**	**7.22**	**7.12**	**7.13**	**7.13**	**6.97**	**6.98**	**6.98**	**6.89**	**6.62**	**6.62**	**6.62**	**6.22**	**6.22**	**6.22**
Solare termico	0.15	0.15	0.20	0.20	0.20	0.24	0.24	0.24	0.14	0.27	0.27	0.27	0.36	0.36	0.36
Pompa di calore	0.28	0.28	0.76	0.53	0.45	1.86	1.64	1.47	0.27	2.86	2.65	2.25	4.00	3.80	3.49
Biogas th	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.04	0.04	0.04	0.02	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
CHP/Indiv gas th	1.09	1.09	1.33	1.33	1.33	1.25	1.25	1.25	1.04	0.80	0.80	0.80	0.47	0.47	0.47
Boiler/Indiv gasolio	0.68	0.68	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Boiler/Indiv GPL	0.18	0.17	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Boiler/Indiv gas	3.43	3.43	3.38	3.40	3.36	2.18	2.17	2.06	3.27	1.37	1.36	1.25	0.15	0.14	0.10
Boiler/Indiv H2	0.00	0.00	0.00	0.22	0.33	0.00	0.24	0.52	0.00	0.00	0.22	0.73	0.00	0.21	0.55
Boiler/Indiv biomassa	1.17	1.17	1.15	1.15	1.15	1.13	1.13	1.13	1.12	1.07	1.07	1.07	1.01	1.01	1.01
CHP/DH biomassa th	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
CHP/DH gas th	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Boiler/DH biomassa	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Boiler/DH gas	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03
Boiler/DH gasolio	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003

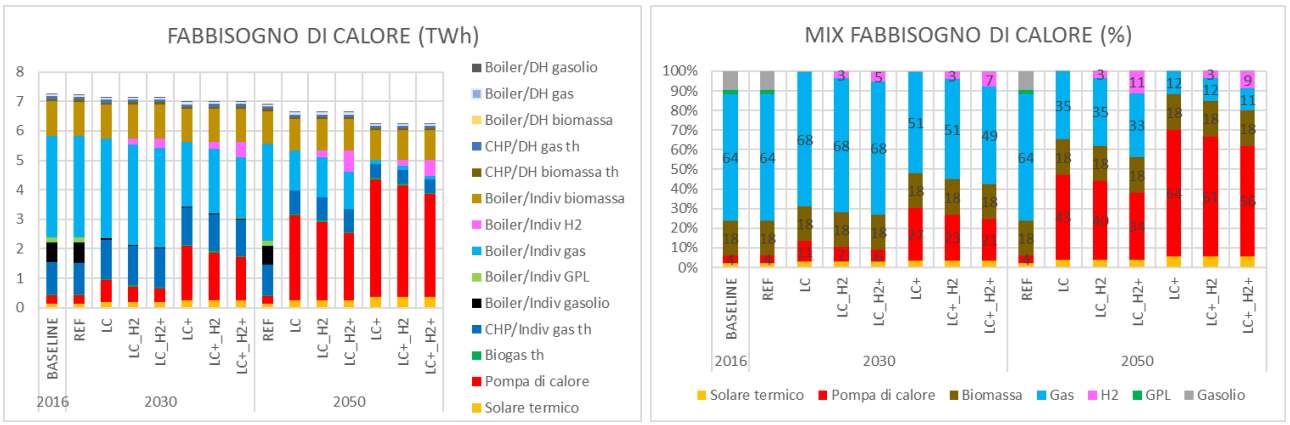


Figura 12: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: fabbisogno di calore.

In Tabella 10 e in Figura 13 viene illustrato il fabbisogno complessivo di idrogeno per settore termico e per settore trasporti delle traiettorie H2 e H2+. La mobilità a idrogeno, assente nella Baseline 2016, è prevista su base sperimentale al 2030, in piccole "captive fleets", allo 0.4/0.6% in LC/LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti, per poi trovare un ampio mercato al 2050 e raggiungere una quota importante al 21/27% in LC/LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti. Al 2030, nelle traiettorie H2 e H2+, è quindi prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0.52 TWh/anno in LC+_H2+ (nello stesso scenario il fabbisogno di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0.02 TWh/anno). Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi, in H2 prevale il fabbisogno per trasporti mentre in H2+ prevale il fabbisogno per termico. Il massimo fabbisogno di idrogeno è raggiunto in LC_H2+ con 1.10 TWh/anno (di cui 0.73 TWh/anno per termico e 0.37 TWh/anno per trasporti).

Tabella 10: Fabbisogno complessivo di idrogeno per settore termico e per settore trasporti.

TWh/anno	2016	2030							2050						
	BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
Boiler/Indiv H2	0.00	0.00	0.00	0.22	0.33	0.00	0.24	0.52	0.00	0.00	0.22	0.73	0.00	0.21	0.55
Trasporti H2	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.37	0.37	0.37	0.45	0.45	0.45
TOTALE H2	0.00	0.00	0.02	0.23	0.35	0.02	0.26	0.54	0.00	0.37	0.59	1.10	0.45	0.66	1.00

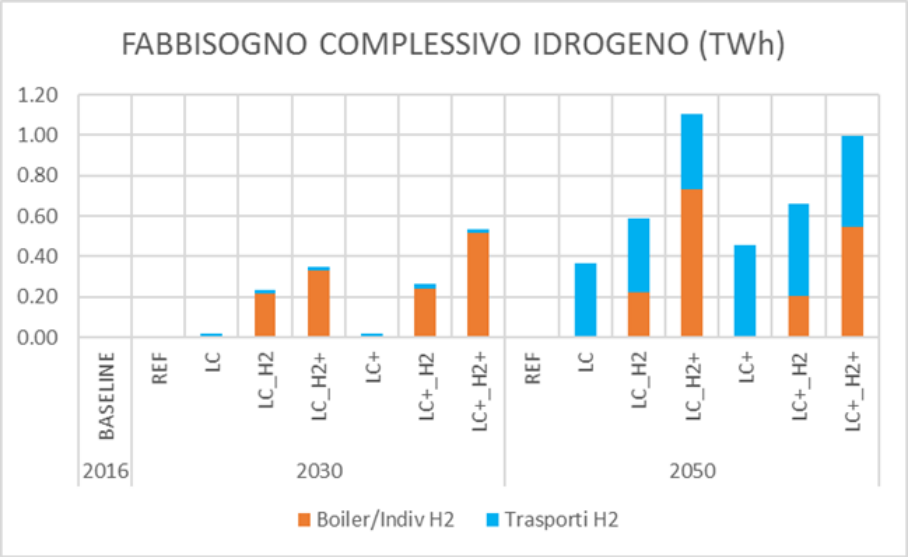


Figura 13: Fabbisogno complessivo di idrogeno per settore termico e per settore trasporti.

In Tabella 11 e in Figura 14 vengono illustrate le caratteristiche del settore elettrico delle traiettorie H2 e H2+, caratterizzato dall'impatto della produzione di idrogeno mediante elettrolisi. Emergono le seguenti osservazioni:

- Per quanto riguarda i consumi elettrici, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento è concentrato nei consumi elettrici per termico dove da un lato diminuisce il consumo elettrico per pompe di calore ma dall'altro aumenta in maniera maggiore il consumo elettrico per gli elettrolizzatori destinati alla produzione di idrogeno per blending in rete gas.
- Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento import e un decremento export rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 il bilancio annuo vede un netto predominare dell'export sull'import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce, raggiungendo in LC+_H2+ una pressoché perfetta parità.

Tabella 11: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: settore elettrico.

TWh/anno	2016	2030							2050						
	BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
CONSUMI ELETTRICI LORDI	**3.46**	**3.46**	**3.76**	**4.00**	**4.15**	**4.20**	**4.48**	**4.83**	**3.36**	**5.20**	**5.45**	**6.03**	**5.66**	**5.88**	**6.26**
Consumi elettrici "puri"	3.25	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Consumi elettrici "termico"	0.09	0.08	0.22	0.46	0.61	0.54	0.82	1.17	0.07	0.76	1.01	1.59	1.07	1.29	1.67
Consumi elettrici "trasporti"	0.12	0.1	0.26	0.26	0.26	0.38	0.38	0.38	0.09	1.24	1.24	1.24	1.39	1.39	1.39
PRODUZIONE ELETTRICA	**5.46**	**5.48**	**5.97**	**5.97**	**5.97**	**5.96**	**5.96**	**5.96**	**5.45**	**6.26**	**6.26**	**6.26**	**6.19**	**6.19**	**6.19**
Idroelettrico	4.32	4.32	4.45	4.45	4.45	4.45	4.45	4.45	4.32	4.76	4.76	4.76	4.76	4.76	4.76
Fotovoltaico	0.18	0.18	0.35	0.35	0.35	0.40	0.40	0.40	0.19	0.74	0.74	0.74	0.93	0.93	0.93
Biogas el	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
CHP/Indiv gas el	0.85	0.86	1.05	1.05	1.05	0.99	0.99	0.99	0.83	0.64	0.64	0.64	0.37	0.37	0.37
CHP/DH biomassa el	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
CHP/DH gas el	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07
OPERATIVITA' STORAGE	**0.00**	**0.00**	**0.00**	**0.01**	**0.01**	**0.01**	**0.02**	**0.02**	**0.00**	**0.06**	**0.05**	**0.05**	**0.08**	**0.08**	**0.07**
IMPORT/EXPORT ELETTRICO	**2.04**	**2.05**	**2.24**	**2.00**	**1.86**	**1.79**	**1.51**	**1.16**	**2.11**	**1.07**	**0.83**	**0.24**	**0.54**	**0.31**	**-0.07**
Export el	2.06	2.07	2.25	2.02	1.89	1.82	1.59	1.37	2.13	1.35	1.25	1.06	1.19	1.12	1.02
Import el	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03	0.08	0.21	0.02	0.28	0.42	0.82	0.65	0.81	1.09

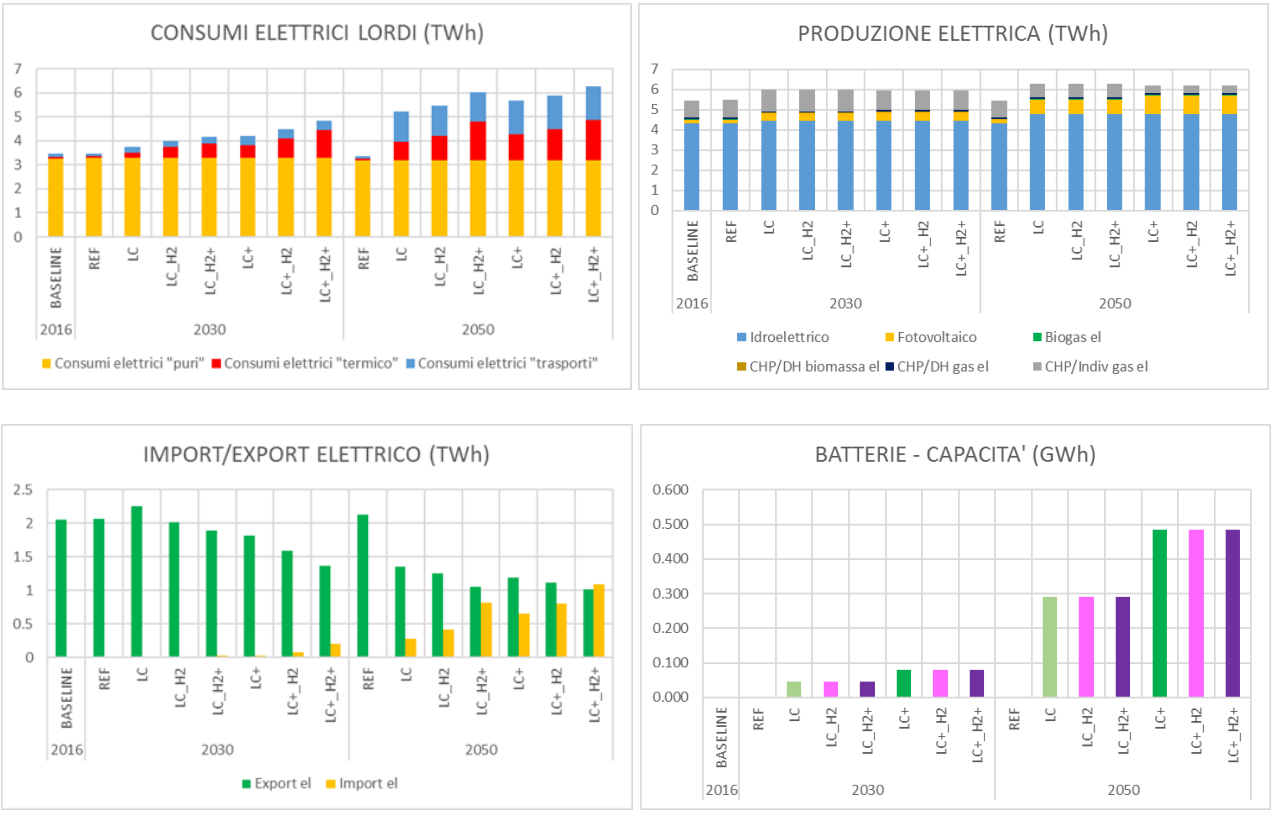


Figura 14: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: settore elettrico.

Data l'importanza del settore elettrico, è stata eseguita un'analisi in potenza (Tabella 12 e Figura 15). I dati di output di EnergyPLAN consentono un'analisi dei profili orari nella rete elettrica e della potenza oraria massima raggiunta da consumo, produzione, import ed export. È così possibile valutare l'impatto della produzione di idrogeno mediante elettrolisi. Emergono le seguenti osservazioni:

- Per quanto riguarda i consumi elettrici lordi, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta dalle pompe di calore e un incremento della potenza richiesta da elettrolisi rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Il decremento in potenza delle pompe di calore è molto minore rispetto all'incremento in potenza dell'elettrolisi, ciò è legato alla diversa efficienza elettrica delle due tecnologie nel generare calore (la prima da abbinare al calore ambiente, la seconda da abbinare ad una caldaia).
- Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta per export e un incremento della potenza richiesta per import rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 si nota un netto predominare della potenza di export sulla potenza di import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce ma comunque in tutti gli scenari il valore di export rimane superiore al valore di import. Si può inoltre osservare come la potenza di scambio con la rete nazionale dovrà aumentare meno in H2 e H2+ rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Ciò rappresenta un aspetto positivo, suggerendo un basso impatto per queste due traiettorie sulla capacità di scambio elettrico con la rete nazionale.

Tabella 12: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: focus potenza oraria massima su rete elettrica.

MW MAX	2016	2030							2050						
	BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
CONSUMI ELETTRICI LORDI															
Consumi elettrici "puri"	740	746	746	746	746	746	746	746	728	728	728	728	728	728	728
Ricarica veicoli elettrici	25	21	71	71	71	110	110	110	18	256	256	256	271	271	271
Pompa di calore	35	34	90	63	53	222	195	176	29	313	289	246	437	415	382
Elettrolisi	0	0	5	130	197	6	144	305	0	102	179	463	126	183	371
PRODUZIONE ELETTRICA															
Fotovoltaico	102	106	202	202	202	232	232	232	109	432	432	432	540	540	540
Idroelettrico	1122	1122	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1122	1237	1237	1237	1237	1237	1237
CHP	417	421	500	500	500	475	475	475	400	324	324	324	215	215	215
OPERATIVITA' STORAGE															
Batterie	0	0	23	23	23	40	40	40	0	145	145	145	242	242	242
IMPORT/EXPORT ELETTRICO															
Export el	860	863	931	905	889	884	853	835	868	954	943	918	995	985	969
Import el	179	179	184	217	235	211	248	291	167	332	390	587	506	593	739

Figura 15: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: focus potenza oraria massima su rete elettrica.

Passando all'analisi dei consumi energetici, FER ed emissioni di CO2 (Tabella 13 e Figura 16), emergono le seguenti osservazioni:

- Per quanto riguarda il consumo di energia primaria: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 un aumento <1% rispetto a LC e LC+ nella variazione con la Baseline 2016, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 e al 2050 un aumento dell'1-2% rispetto a LC e LC+ nella variazione con la Baseline 2016.
- Per quanto riguarda la fornitura di fonti rinnovabili: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 una diminuzione <1% rispetto a LC e LC+, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 una diminuzione <1% rispetto a LC e LC+, al 2050 un aumento <1% rispetto a LC e una diminuzione <1% rispetto a LC+.
- Per quanto riguarda le emissioni di CO2 si osserva nelle traiettorie H2 e H2+ il rispetto degli obiettivi sia in LC che in LC+.

Tabella 13: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2.

	1990	2016	2030							2050						
		BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
BILANCIO ENERGETICO																
FORNITURA (TWh/anno)	14.37	19.09	17.84	17.60	17.45	17.37	16.67	16.54	16.42	16.35	13.62	13.59	13.59	12.82	12.83	12.85
FORNITURA (kWh/ab*anno)	32230	35473	30936	30514	30267	30118	28908	28685	28466	26680	22227	22184	22182	20927	20932	20976
Variazione 1990 (%)		10.06	-4.01	-5.33	-6.09	-6.56	-10.31	-11.00	-11.68	-17.22	-31.04	-31.17	-31.18	-35.07	-35.06	-34.92
Variazione 2016 (%)			-12.79	-13.98	-14.68	-15.10	-18.51	-19.13	-19.75	-24.79	-37.34	-37.46	-37.47	-41.01	-40.99	-40.87
CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (TWh/anno)		17.05	15.78	15.35	15.44	15.49	14.86	14.98	15.13	14.22	12.30	12.38	12.61	11.69	11.78	11.91
CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (kWh/ab*anno)		31675	27361	26619	26778	26861	25773	25983	26236	23207	20067	20208	20578	19085	19229	19435
Variazione 2016 (%)			-13.62	-15.96	-15.46	-15.20	-18.63	-17.97	-17.17	-26.74	-36.65	-36.20	-35.03	-39.75	-39.29	-38.64
FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)																
Quota FER (% della FORNITURA)	19.1	34.8	36.8	41.2	40.6	40.5	48.6	48.2	48.3	39.4	71.7	71.6	72.1	85.6	85.5	85.5
EMISSIONI CO2																
Emissioni CO2 (Mt/anno)	3.01	2.89	2.59	2.33	2.33	2.34	1.95	1.95	1.95	2.26	0.82	0.83	0.83	0.41	0.42	0.43
Emissioni CO2 (t/(ab*anno))	6.75	5.36	4.50	4.04	4.05	4.05	3.37	3.39	3.37	3.69	1.34	1.35	1.35	0.67	0.68	0.70
Variazione 1990 (%)		-20.50	-33.34	-40.07	-40.02	-39.98	-50.00	-49.78	-49.98	-45.31	-80.11	-79.97	-80.03	-90.13	-89.96	-89.67
Variazione 2016 (%)			-16.15	-24.61	-24.56	-24.50	-37.11	-36.83	-37.08	-31.20	-74.98	-74.80	-74.88	-87.58	-87.37	-87.00

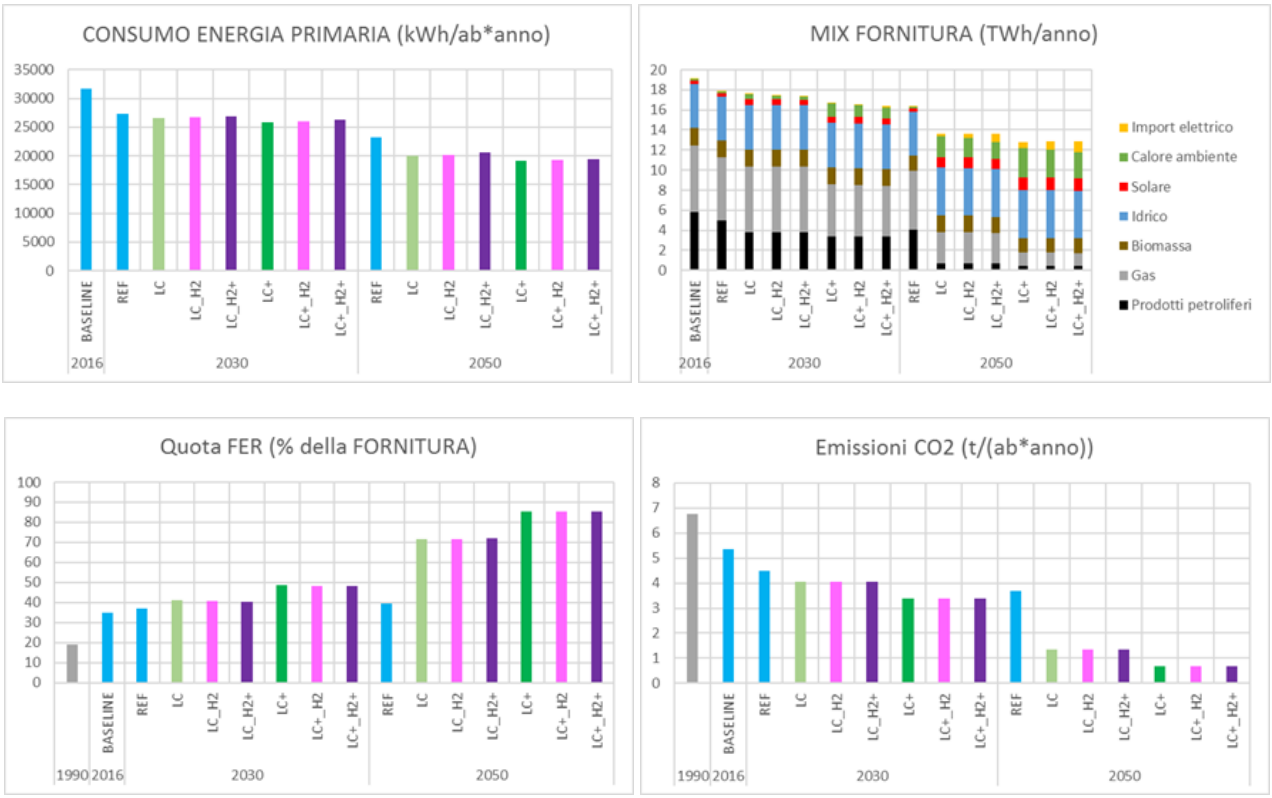


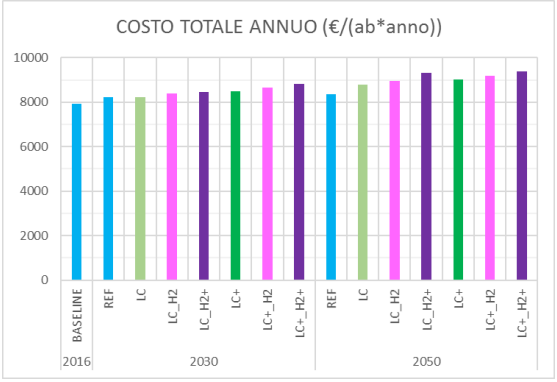
Figura 16: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: consumi energetici, FER ed emissioni di CO_2.

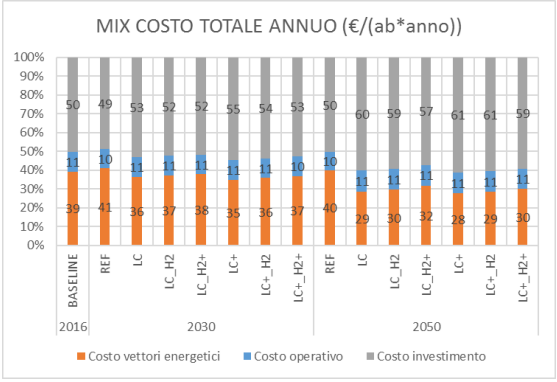
Come ultimo aspetto, l'analisi economica (Tabella 14 e Figura 17), emergono le seguenti osservazioni:

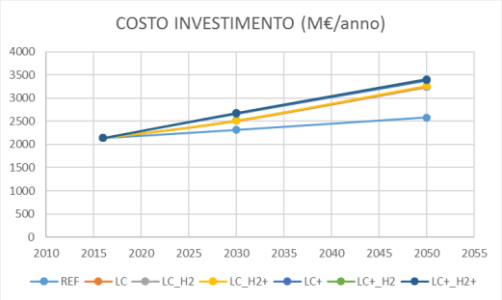
- Per quanto riguarda il costo dei vettori energetici, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 17% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
- Per quanto riguarda il costo operativo, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 3% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
- Per quanto riguarda il costo d'investimento, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 1% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
- Per quanto riguarda il costo totale annuo, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 6% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
- Per quanto riguarda la stima del Δ dei costi d'investimento rispetto alla traiettoria di REF, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 5% nel confronto al 2030-2050 tra LC e LC_H2+.

Tabella 14: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: analisi economica.

	1990	2016	2030							2050						
		BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
COSTI																
Costo vettori energetici (M€/anno)		1669	1953	1727	1803	1842	1701	1784	1878	2042	1541	1618	1805	1531	1606	1728
Costo prodotti petroliferi (M€/anno)		727	891	574	574	574	515	515	515	902	95	95	95	58	58	58
Costo gas (M€/anno)		451	556	469	470	467	369	368	358	636	227	226	218	98	97	95
Costo import elettrico (M€/anno)		1	2	1	2	3	2	6	16	2	25	39	76	61	76	102
Costo totale import energetico (M€/anno)		1179	1449	1044	1046	1044	886	889	889	1540	347	360	389	217	231	255
Costo totale import energetico (€/(ab*anno))		2191	2513	1810	1814	1810	1536	1542	1542	2513	566	588	635	354	377	416
Variazione 2016 (%)			14.71	-17.35	-17.20	-17.35	-29.86	-29.62	-29.62	14.74	-74.15	-73.18	-71.02	-83.83	-82.79	-81.00
Costo operativo (M€/anno)		454	474	506	512	514	519	525	533	491	611	616	630	608	613	623
Costo investimento (M€/anno)		2143	2318	2512	2521	2522	2666	2677	2679	2583	3240	3247	3269	3384	3406	3404
COSTO TOTALE ANNUO (M€/anno)		4266	4745	4745	4836	4879	4886	4986	5090	5116	5392	5482	5704	5523	5625	5755
COSTO TOTALE ANNUO (€/(ab*anno))		7926	8229	8228	8385	8460	8473	8646	8826	8350	8801	8947	9310	9014	9181	9392
Variazione 2016 (%)			3.82	3.81	5.79	6.73	6.89	9.08	11.35	5.34	11.03	12.87	17.45	13.72	15.83	18.49







STIMA Δ COSTI INVESTIMENTO VS REF						
MEDIA M€/anno	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
2016-2030	97	101	102	174	179	180
2030-2050	425	433	445	574	591	591

Figura 17: Scenari integrazione idrogeno nella rete gas PAT: analisi economica.

4 Conclusioni

Nel contesto degli scenari di decarbonizzazione LC e LC+ realizzati da FBK per il nuovo PEAP 2021-2030 («Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati», in Tabella 5 gli obiettivi di decarbonizzazione), nonché considerando la possibilità di estendere la rete gas della Baseline 2016 con nuove utenze sia in aree già metanizzate sia in aree non metanizzate, questo studio analizza la possibilità di produrre idrogeno da elettrolisi nel territorio trentino, integrarlo nella rete gas (blending) e soddisfare parte del fabbisogno di calore provinciale, come modalità di decarbonizzazione alternativa alle pompe di calore.

Nel luglio 2020 la Commissione Europea ha pubblicato una nuova comunicazione intitolata "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration"; in questa comunicazione viene sottolineato il ruolo strategico dell'idrogeno nella riduzione delle emissioni nei settori difficili da decarbonizzare, in particolare come vettore energetico in alcune applicazioni di trasporto e come vettore energetico o materia prima in alcuni processi industriali. Inoltre, l'idrogeno prodotto attraverso l'elettrolisi utilizzando elettricità rinnovabile può svolgere un ruolo "nodale" particolarmente importante in un sistema energetico integrato, dove può aiutare a integrare grandi quote di generazione rinnovabile variabile e non programmabile (ad esempio eolico, fotovoltaico, idroelettrico fluviale), scaricando le reti in tempi di fornitura abbondante e fornendo stoccaggio a lungo termine al sistema energetico. La rete del gas esistente offre ampie capacità in tutta l'UE per integrare gas rinnovabili e gas a basse emissioni di carbonio e il riutilizzo della rete del gas per applicazioni a idrogeno può fornire in alcuni casi una soluzione efficiente in termini di costi.

In base alle conoscenze odierne, riferendosi all'intera catena dell'infrastruttura energetica, dal trasporto agli utilizzi finali, i limiti ammissibili del quantitativo di idrogeno in miscela al Gas Naturale, fino ad arrivare ad idrogeno puro, differiscono tra loro a seconda del componente dell'infrastruttura considerato, cosi come le tecnologie e le norme. Secondo indicazioni MARCOGAZ (2018): (I) gli elementi principali dell'infrastruttura e degli apparecchi residenziali sono attesi in grado di accettare 10 vol.-% H2 senza modifiche, (II) gli elementi principali dell'infrastruttura e degli apparecchi residenziali sono attesi in grado di accettare 30 vol.-% H2 con modifiche, (III) concentrazioni più elevate possono essere raggiunte da R&D, ulteriori misure o sostituzione.

Gli scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas PAT sono stati valutati secondo due traiettorie:

- **H2:** (I) estensione rete gas PAT con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore previste dagli scenari PEAP LC e LC+, (II) ruolo idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione LC e LC+ per la PAT.
- **H2+:** (I) estensione rete gas PAT con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore previste dagli scenari PEAP LC e LC+, (II) ulteriore metanizzazione del 8-15% del fabbisogno di calore provinciale coperto da pompe di calore negli scenari PEAP LC e LC+, (III) ruolo idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione LC e LC+ per la PAT.

Considerando come basso blending una percentuale ≤ 10%, dove non sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, e come alto blending una percentuale compresa tra il 10 e il 30%, dove sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, sono state delineate le seguenti osservazioni:

- Nella traiettoria H2, al 2030 si riscontra basso blending H2 sia in LC che in LC+ mentre al 2050 si riscontra basso blending H2 in LC e medio blending H2 in LC+.
- Nella traiettoria H2+, al 2030 si riscontra basso blending H2 sia in LC che in LC+ mentre al 2050 si riscontra medio blending H2 sia in LC che in LC+.

Nel processo di decarbonizzazione della PAT (al 2030 e al 2050), le traiettorie H2 e H2+, mediante blending di idrogeno, permettono di mantenere un numero maggiore di utenze collegate alla rete gas rispetto a LC e LC+ (solo gas naturale). Al 2030 rimane il complessivo risultato di stabilità/leggero aumento di utenze in LC e il leggero decremento di utenze in LC+. Al 2050 rimane il complessivo risultato di forte decremento di utenze sia in LC che soprattutto in LC+.

I risultati dell'analisi, svolta con l'ausilio di EnergyPLAN, possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- FABBISOGNO TERMICO:
  - Nella traiettoria H2, al 2030 e al 2050 l'idrogeno copre il 3% del fabbisogno di calore in LC e in LC+.
  - Nella traiettoria H2+, al 2030 l'idrogeno copre il 5% del fabbisogno di calore in LC e il 7% in LC+. Al 2050 l'idrogeno copre l'11% del fabbisogno di calore in LC e il 9% in LC+.
- FABBISOGNO COMPLESSIVO IDROGENO (TERMICO + TRASPORTI):
  - Al 2030, nelle traiettorie H2 e H2+, è prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0.52 TWh/anno in LC+_H2+ (nello stesso scenario il fabbisogno di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0.02 TWh/anno).
  - Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi, in H2 prevale il fabbisogno per trasporti mentre in H2+ prevale il fabbisogno per termico. Il massimo fabbisogno di idrogeno è raggiunto in LC_H2+ con 1.10 TWh/anno (di cui 0.73 TWh/anno per termico e 0.37 TWh/anno per trasporti).
- SETTORE ELETTRICO:
  - Per quanto riguarda i consumi elettrici, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento è concentrato nei consumi elettrici per termico dove da un lato diminuisce il consumo elettrico per pompe di calore ma dall'altro aumenta in maniera maggiore il consumo elettrico per gli elettrolizzatori destinati alla produzione di idrogeno per blending in rete gas.
  - Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento import e un decremento export rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 il bilancio annuo vede un netto predominare dell'export sull'import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce, raggiungendo in LC+_H2+ una pressoché perfetta parità.
- FOCUS POTENZA ORARIA MASSIMA SU RETE ELETTRICA:
  - Per quanto riguarda i consumi elettrici lordi, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta dalle pompe di calore e un incremento della potenza richiesta da elettrolisi rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Il decremento in potenza delle pompe di calore è molto minore rispetto all'incremento in potenza dell'elettrolisi, ciò è legato alla diversa efficienza elettrica delle due tecnologie nel generare calore (la prima da abbinare al calore ambiente, la seconda da abbinare ad una caldaia).
  - Per quanto riguarda l'import e l'export elettrico, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un decremento della potenza richiesta per export e un incremento della potenza richiesta per import rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Mentre al 2030 si nota un netto predominare della potenza di export sulla potenza di import, al 2050 il gap tra le due componenti si riduce ma comunque in tutti gli scenari il valore di export rimane superiore al valore di import. Si può inoltre osservare come la potenza di scambio con la rete nazionale dovrà aumentare meno in H2 e H2+ rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Ciò rappresenta un aspetto positivo, suggerendo un basso impatto per queste due traiettorie sulla capacità di scambio elettrico con la rete nazionale.

- CONSUMI ENERGETICI, FER, EMISSIONI DI CO2
    - Per quanto riguarda il consumo di energia primaria: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 un aumento <1% rispetto a LC e LC+ nella variazione con la Baseline 2016, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 e al 2050 un aumento dell'1-2% rispetto a LC e LC+ nella variazione con la Baseline 2016.
    - Per quanto riguarda la fornitura di fonti rinnovabili: (I) nella traiettoria H2 si osserva al 2030 e al 2050 una diminuzione <1% rispetto a LC e LC+, (II) nella traiettoria H2+ si osserva al 2030 una diminuzione <1% rispetto a LC e LC+, al 2050 un aumento <1% rispetto a LC e una diminuzione <1% rispetto a LC+.
    - Per quanto riguarda le emissioni di CO2 si osserva nelle traiettorie H2 e H2+ il rispetto degli obiettivi sia in LC che in LC+.
- ANALISI ECONOMICA:
    - Per quanto riguarda il costo dei vettori energetici, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 17% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
    - Per quanto riguarda il costo operativo, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 3% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
    - Per quanto riguarda il costo d'investimento, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 1% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
    - Per quanto riguarda il costo totale annuo, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 6% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+.
    - Per quanto riguarda la stima del Δ dei costi d'investimento rispetto alla traiettoria di REF, nelle traiettorie H2 e H2+, si osserva un incremento rispetto a LC e LC+ al 2030 e al 2050. Questo incremento arriva ad un massimo del 5% nel confronto al 2030-2050 tra LC e LC_H2+.

Complessivamente, i risultati di questo studio indicano come attrattivo il blending dell'idrogeno nella rete gas della PAT, sfruttando sia la piena compatibilità fino al 10% di H2 sia la parziale compatibilità tra il 10 e il 30%, quest'ultima con investimenti di adeguamento comunque limitati, concentrazioni più elevate del 30% non sono state considerate ma possono essere raggiunte da R&D, ulteriori misure o sostituzione. Il consumo di energia primaria rimane prossimo alle soluzioni di LC e LC+, come prossima rimane la fornitura di fonti rinnovabili. L'incremento del costo totale annuo arriva ad un massimo del 6% nel confronto al 2050 tra LC e LC_H2+, in quest'ultimo l'idrogeno copre l'11% del fabbisogno di calore. Laddove dovessero riscontrarsi difficoltà nell'incrementare rapidamente l'introduzione delle pompe di calore, come previsto da LC e LC+, il blending dell'idrogeno rappresenta una valida alternativa.

5 Appendici

5.1 Parametri aggiuntivi adottati (aggiuntivi rispetto allo studio per il nuovo PEAP 2021-2030 «Elaborazione scenari dinamici-integrati-ottimizzati»)

Efficienza

Tecnologia	2016	2030	2050	Fonte
Boiler/Indiv Gas/H2	0.93	0.97	0.98	IEA

CAPEX

Tecnologia	Unità	2016 (MEuro/Unità)	2030 (MEuro/Unità)	2050 (MEuro/Unità)	Fonte
Boiler/Indiv Gas/H2	1000 Unità*	3.0	3.0	3.0	IEA
Estensione rete gas PAT	1 Unità**	157	157	157	APRIE 2020
Adeguamento rete gas (blending 10-30%)	km	0.225	0.225	0.225	FNBGas 2019, SNAM 2020
Adeguamento utenze (blending 10-30%)	1000 PDR	0.752	0.752	0.752	Dodds 2013, FBK 2020

OPEX

Tecnologia	Unità	2016	2030	2050	Fonte
Boiler/Indiv Gas/H2	% CAPEX	4.17	4.17	4.17	IEA

Vita utile

Tecnologia	Unità	2016	2030	2050	Fonte
Boiler/Indiv Gas/H2	anni	20	20	20	EnergyPLAN
Rete gas	anni	40	40	40	EnergyPLAN

RIEPILOGO INVESTIMENTI

Parametri	2016	2030							2050						
	BASELINE	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC	LC_H2	LC_H2+	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
Costi aggiuntivi estensione rete gas (M€)				157	157		157	157			157	157		157	157
Costi aggiuntivi adeguamento rete gas (blending 10-30%) (M€)												77		77	77
Totale costi aggiuntivi estensione e adeguamento rete gas (M€)				157	157		157	157			157	234		234	234
Costi aggiuntivi adeguamento utenze (blending 10-30%) (M€)												184		81	98
Totale costi aggiuntivi estensione rete e adeguamento rete + utenze (M€)	0	0	0	157	157	0	157	157	0	0	157	419	0	315	332