

# Ricerca di Sistema elettrico



Iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas: analisi di possibili scenari per l'introduzione dell'idrogeno e valutazione economica preliminare (LA2.31-5)

C.Carcasci, M. Calabrese



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
FIRENZE

## INIEZIONE DI IDROGENO NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS: ANALISI DI POSSIBILI SCENARI PER L'INTRODUZIONE DELL'IDROGENO NELLA SEDE DI AREZZO E VALUTAZIONE ECONOMICA PRELIMINARE

LA 2.31 - Iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas: supporto alla sperimentazione e analisi ed elaborazione dei dati rilevati

PhDs M. Calabrese, (Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università degli Studi di Firenze),  
Prof. C. Carcasci, (Dipartimento di Ingegneria Industriale – Università degli Studi di Firenze)

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica -ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: Decarbonizzazione

Progetto: 1.3 - Progetto Integrato Tecnologie dell'Idrogeno

Linea di attività: LA 2.31

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Carlo CARCASCİ, Università degli Studi di Firenze

Mese inizio previsto: 1

Mese inizio effettivo: 12

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione: *Iniezione di idrogeno nelle reti di distribuzione del gas: supporto alla sperimentazione e analisi ed elaborazione dei dati rilevati*

## Indice

|     |                                      |    |
|-----|--------------------------------------|----|
| 1   | Risultati attesi .....               | 4  |
| 2   | Risultati ottenuti.....              | 5  |
| 3   | Sintesi delle attività svolte .....  | 6  |
| 4   | Dettaglio delle attività svolte..... | 7  |
| 4.1 | Caso Studio .....                    | 7  |
| 4.2 | Risultati.....                       | 11 |
| 5   | Pubblicazioni scientifiche .....     | 17 |
| 6   | Eventi di disseminazione .....       | 18 |

## Indice delle figure

|                                                                                                                                                                                        |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Fabbisogno orario di gas naturale. ....                                                                                                                                      | 7  |
| Figura 2: Curva cumulata (sx) ed istogramma (dx) della domanda di gas naturale. ....                                                                                                   | 8  |
| Figura 3: Variazione di Potere Calorifico Superiore (HHV), Wobbe Index (WI) e Densità Specifica (SG) nella miscela idrogeno / gas naturale. ....                                       | 8  |
| Figura 4: Produzione oraria PV (sx) e Temperatura (dx). ....                                                                                                                           | 9  |
| Figura 5: Schema dell'impianto per la produzione di idrogeno. ....                                                                                                                     | 10 |
| Figura 6: Domanda di idrogeno (blu) e produzione specifica del fotovoltaico (rosso) durante l'anno. ....                                                                               | 11 |
| Figura 7: Stato di carica (sx) e LCOH (dx) dello scenario off-grid. ....                                                                                                               | 12 |
| Figura 8: Livello di carica del tank (sx), Bilanci giornalieri energia elettrica (centro) e idrogeno (dx) per scenario off-grid senza surplus (in alto) e ottimizzato (in basso). .... | 13 |
| Figura 9: LCOH e Green Index al variare della potenza di PV e elettrolizzatore per diverse capacità di stoccaggio. ....                                                                | 14 |
| Figura 10: Bilanci annuali di idrogeno e surplus fotovoltaico negli scenari off-grid (sx) e grid-connected (dx). ....                                                                  | 15 |
| Figura 11: Breakdown dell'LCOH del sistema. ....                                                                                                                                       | 15 |

## Indice delle tabelle

|                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabella 1: Limiti normativi concentrazione volumetrica di idrogeno per alcune nazioni europee. .... | 9  |
| Tabella 2: Parametri economici componenti. ....                                                     | 10 |
| Tabella 3: Parametri economici vettori energetici. ....                                             | 11 |
| Tabella 4: Emissioni della quota di gas naturale sostituita con idrogeno. ....                      | 14 |
| Tabella 5: Breakdown dell'LCOH del sistema, ordinati per impatto del componente. ....               | 16 |

## 1 Risultati attesi

L'analisi tecno-economica si propone di valutare i costi e i benefici associati alla produzione e all'utilizzo di idrogeno per la miscelazione nelle reti gas, con l'obiettivo di individuare scenari ottimali che garantiscano sostenibilità economica e riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente. Ci si attende di stimare con precisione i costi di produzione dell'idrogeno tramite elettrolisi, tenendo conto dell'efficienza dei sistemi e del contributo delle energie rinnovabili. I risultati permetteranno di quantificare il beneficio ambientale attraverso indicatori di emissioni (GHG), identificando il potenziale di decarbonizzazione. Dunque, dal confronto tra un primo scenario in cui non si presuppone la possibilità di attivare l'elettrolizzatore con energia elettrica da rete ed un secondo scenario in cui si integra la possibilità di prelevare elettricità dalla rete ci si attende che le dimensioni dei componenti aumentino in modo sensibile nel primo caso. In particolar modo, ci si attende un incremento marcato delle dimensioni del sistema di stoccaggio. Questo si verifica nonostante la limitazione della quantità di energia elettrica prelevabile dalla rete, che è vincolata al mantenimento di una quota di emissioni di idrogeno conforme alle normative europee per garantire che questo possa essere considerato rinnovabile. Ulteriori risultati includeranno valutazioni sugli investimenti necessari per l'adeguamento tecnologico e sulla fattibilità economica della transizione, in assenza o presenza di incentivi economici.

## 2 Risultati ottenuti

I risultati ottenuti rispecchiano ciò che ci si attendeva viste le premesse dell'analisi. Dato che l'idrogeno prodotto viene introdotto in blending nella rete gas, la domanda di idrogeno ha lo stesso andamento della domanda di gas naturale, con maggior richiesta nei mesi invernali, mentre la produzione del fotovoltaico è concentrata nei mesi estivi. Questo disaccoppiamento rende necessario un sistema di stoccaggio di elevate dimensioni. In particolare, nel caso in esame l'auto-produzione completa dell'idrogeno necessario è assicurata da 20 MW di elettrolizzatore e fotovoltaico. Le dimensioni dello stoccaggio in questo caso risulterebbero pari a 250 t, che non sono sostenibili né da un punto di vista tecnico né da un punto di vista economico, risultando in un LCOH di 29.4 €/kg<sub>H2</sub>. Introducendo la possibilità di prendere energia elettrica dalla rete, l'ottimizzazione porterebbe a un costo di produzione minimo di 7.7 €/kg<sub>H2</sub>, con un sistema composto da un elettrolizzatore da 12.6 MW, un impianto fotovoltaico da 14.7 MW<sub>p</sub> e un serbatoio di stoccaggio con capacità di 662 kg. Tuttavia, questa configurazione porta a un fattore di emissione dell'idrogeno prodotto di 8.46 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub>, ben superiore al limite di 3 kg<sub>CO2</sub>/kg<sub>H2</sub> imposto dall'Unione Europea per considerare l'idrogeno prodotto come rinnovabile. Per rispettare questo limite, le taglie dei componenti crescono in modo sensibile, con un elettrolizzatore da 20.4 MW, un impianto fotovoltaico da 55.4 MW<sub>p</sub> e un sistema di stoccaggio da 6 t. Il costo di produzione dell'idrogeno corrispondente a questa configurazione è di 10.63 €/kg<sub>H2</sub>. I risultati possono dunque portare a una duplice conclusione: la prima riguarda la sostanziale impossibilità dal punto di vista economico di realizzare un impianto di questo tipo senza il collegamento alla rete elettrica; la seconda sottolinea l'impatto del fattore di emissione della rete nazionale, che va a modificare la quantità di elettricità che si può prelevare rimanendo sotto al limite imposto dall'Unione Europea. In tutto ciò, è importante sottolineare come il caso in esame rappresenti una sorta di "worst-case scenario", poiché il tipo di domanda (prevalentemente concentrata nei mesi invernali) è opposta rispetto alla produzione di energia rinnovabile dell'impianto fotovoltaico (concentrata nei mesi estivi).

### 3 Sintesi delle attività svolte

Questa attività ha come obiettivo un'analisi tecno-economica del sistema di produzione e stoccaggio di idrogeno per iniezione in blending in una rete di gas naturale. È stato sviluppato un modello per dimensionare un impianto di produzione dell'idrogeno ottimizzato per minimizzare i costi e rispettare criteri di sostenibilità. Lo studio prevede l'impiego di un impianto fotovoltaico per la generazione dell'energia elettrica necessaria, un elettrolizzatore a membrana a scambio protonico (PEM) per la produzione dell'idrogeno, un sistema di compressione e un sistema di stoccaggio finalizzato a bilanciare le variazioni stagionali tra produzione e domanda. Nel blending dell'idrogeno all'interno della miscela di gas naturale, l'obiettivo è mantenere costante l'energia che si fornisce alle utenze finali. Tutti i componenti della value chain sono stati dimensionati in modo da minimizzare il costo di produzione dell'idrogeno.

## 4 Dettaglio delle attività svolte

### 4.1 Caso Studio

Il caso studio prende in esame due cabine Re.Mi. situate nella città di Arezzo, per le quali sono stati analizzati i dati di consumo di gas naturale relativi all'anno 2022. Tali dati costituiscono il riferimento per la valutazione della domanda energetica, necessaria all'integrazione delle miscele idrogeno-gas naturale nel sistema esistente. La domanda, rappresentata graficamente nella Figura 1 su base oraria, ammonta complessivamente a 55.8 MSm<sup>3</sup>/y, che corrispondono ad una domanda termica di 499.8 GWh/y, considerando un Potere Calorifico Inferiore (PCI) del gas naturale di 8.9608 kWh/Sm<sup>3</sup>. Dall'analisi emerge una maggiore domanda nei mesi invernali, attribuibile principalmente all'uso del gas naturale per il riscaldamento e il carico termico. Conoscendo la domanda di gas naturale, è stato calcolato il fabbisogno di idrogeno attraverso un bilancio energetico basato su un blending volumetrico del 10%. Nel blending dell'idrogeno all'interno della miscela di gas naturale, l'obiettivo è mantenere costante l'energia che si fornisce alle utenze finali. Fissando l'energia fornita e la concentrazione di idrogeno nella miscela, dunque, è possibile determinare la quantità di idrogeno necessaria attraverso un semplice bilancio energetico. Il processo di blending comporta un aumento nel volume totale della miscela, dato che il potere calorifico dell'idrogeno è circa un terzo rispetto a quello del gas naturale su base volumetrica (circa 2.839 kWh/Sm<sup>3</sup> per l'idrogeno). Per questo motivo, con una concentrazione di idrogeno fissa e pari al 10%, il volume annuo di idrogeno necessario risulta pari a 5.99 MSm<sup>3</sup>, con un volume totale della miscela che aumenta e risulta 59.87 MSm<sup>3</sup>.

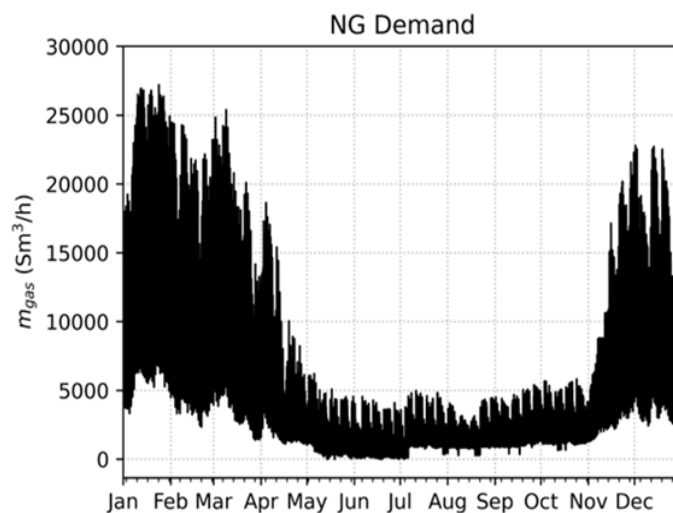


Figura 1: Fabbisogno orario di gas naturale.

Un'analisi più dettagliata della domanda è riportata in Figura 2, in cui si riportano la curva cumulata e l'istogramma della domanda oraria di gas naturale. Si osserva che si ha più frequentemente una bassa richiesta di gas, indice dei mesi primaverili ed estivi in cui non si ha la necessità di riscaldamento. La domanda media oraria è pari a 6367 Sm<sup>3</sup>/h, ben inferiore al valore massimo di 27194 Sm<sup>3</sup>/h. La mediana (50% percentile) corrisponde ad una domanda di 3665 Sm<sup>3</sup>/h, confermando che la distribuzione è concentrata su bassi valori di domanda. Per concludere, 25% e 75% percentile corrispondono rispettivamente ad una domanda di 1909 Sm<sup>3</sup>/h e 9783 Sm<sup>3</sup>/h.



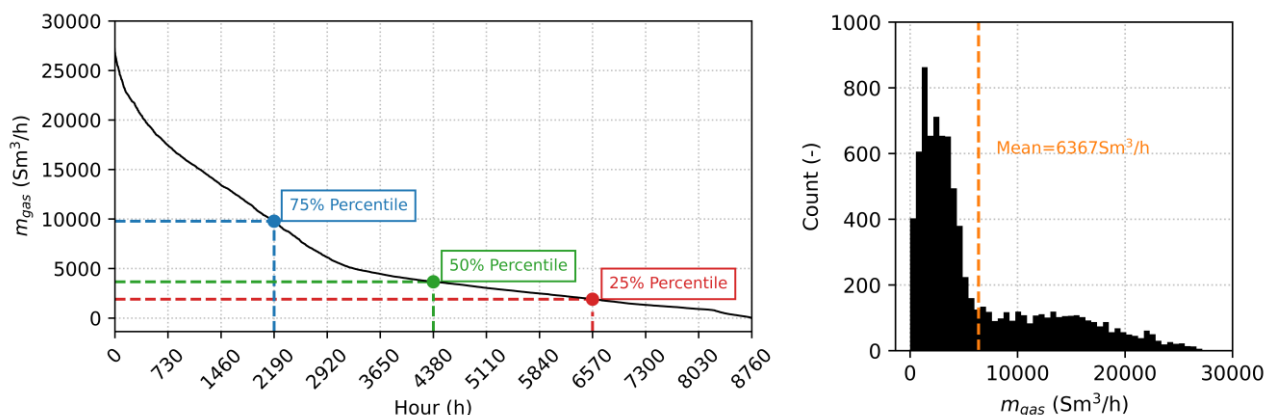


Figura 2: Curva cumulata (sx) ed istogramma (dx) della domanda di gas naturale.

In Italia, la normativa attuale (al 2023) limita al 2% la quantità di idrogeno che si può immettere in blending con gas naturale. La scelta è legata al mantenimento dei limiti di Wobbe Index (WI), Potere Calorifico Superiore (PCS) e Densità Specifica (SG), che rappresentano gli indici qualitativi più rilevanti per valutare l'intercambiabilità della miscela. Il Wobbe Index, in particolare, misura la compatibilità energetica dei gas iniettati, mentre il PCS determina il contenuto energetico complessivo. A livello tecnico, questi parametri stabiliscono i limiti operativi della miscela e sono regolamentati da normative stringenti, al fine di garantire la sicurezza e il corretto funzionamento delle infrastrutture di distribuzione. La Figura 3 mostra che una concentrazione del 10%, scelta in questa analisi, rende la miscela vicina ai limiti per il PCS, mentre i limiti di WI sono raggiunti con concentrazioni maggiori di idrogeno. Il vincolo principale è determinato dal terzo parametro, la Densità Specifica, il cui limite si raggiunge a concentrazioni intorno al 2%. In Tabella 1 sono riportati i valori normativi di alcuni paesi europei.

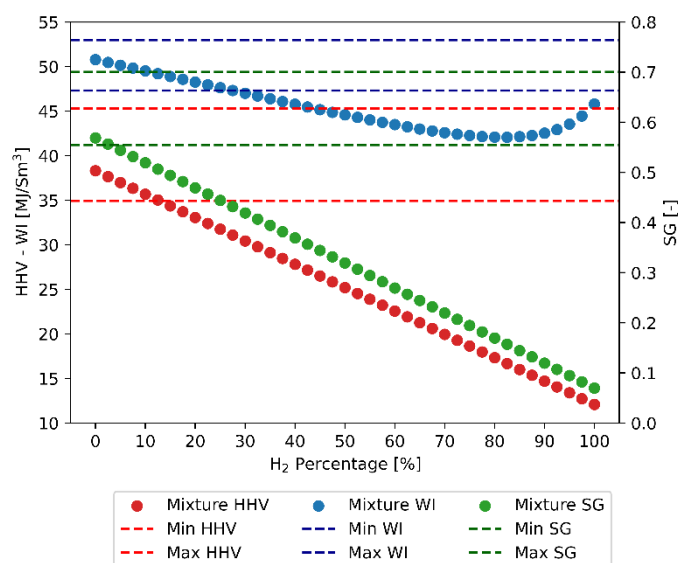


Figura 3: Variazione di Potere Calorifico Superiore (HHV), Wobbe Index (WI) e Densità Specifica (SG) nella miscela idrogeno / gas naturale.

Tabella 1: Limiti normativi concentrazione volumetrica di idrogeno per alcune nazioni europee.

| Nazione  | Limite % Blending H <sub>2</sub> |
|----------|----------------------------------|
| Italia   | 2%                               |
| Spagna   | 5%                               |
| Francia  | 6%                               |
| Germania | 10%                              |
| Svezia   | 0.5%                             |
| Austria  | 4%                               |

In questa analisi, la produzione di idrogeno verde è effettuata utilizzando l'elettricità prodotta da un impianto fotovoltaico, un elettrolizzatore a membrana a scambio protonico (PEM) per la produzione dell'idrogeno e un sistema di stoccaggio finalizzato a bilanciare le variazioni stagionali tra produzione e domanda. L'elettrolizzatore PEM è costituito da moduli da 200 kW<sub>p</sub> con un'efficienza nominale pari al 65.5% e un comportamento in off-design opportunamente modellato. La produzione di idrogeno rinnovabile è garantita tramite l'impiego di energia elettrica generata da un impianto fotovoltaico, dimensionato sulla base dei dati del database PVGIS con una risoluzione temporale oraria. Per la località in esame, la producibilità dell'impianto fotovoltaico risulta uguale a 1353.5 kWh/kW<sub>p</sub>. La Figura 4 riporta gli andamenti orari della produzione del fotovoltaico e della temperatura dell'aria. Un sistema di compressione è integrato per innalzare la pressione dell'idrogeno prodotto, da 30 bar (pressione di uscita dell'elettrolizzatore) fino a 200 bar, valore idoneo allo stoccaggio. Il consumo specifico del compressore è assunto costante ed uguale a 1.7 kWh/kg<sub>H2</sub>. La gestione dinamica del serbatoio di accumulo è implementata mediante aggiornamento del livello di carica ad ogni timestep, risolvendo i bilanci energetici del sistema. Lo schema d'impianto è rappresentato in Figura 5. L'elettrolizzatore può anche produrre idrogeno con elettricità proveniente dalla rete elettrica, con dei limiti che verranno spiegati in seguito.

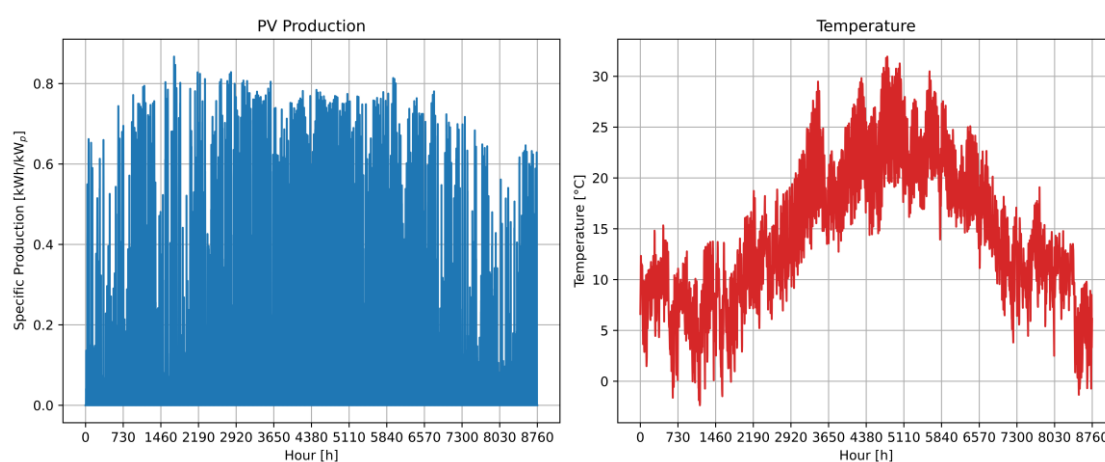


Figura 4: Produzione oraria PV (sx) e Temperatura (dx).

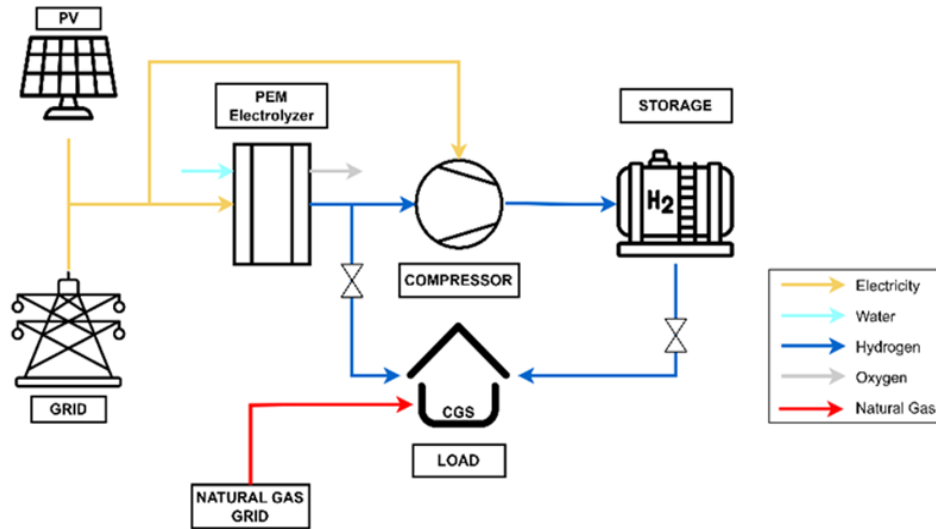


Figura 5: Schema dell'impianto per la produzione di idrogeno.

Il dimensionamento dell'impianto è ottenuto attraverso un'ottimizzazione stocastica basata su algoritmi genetici. La funzione obiettivo scelta per l'ottimizzazione è il costo dell'idrogeno livellato (LCOH), che esprime il valore attuale del costo unitario dell'idrogeno prodotto nel corso della durata del progetto. La durata dell'impianto è assunta pari a 30 anni, con un tasso di interesse ( $i$ ) del 5%. L'equazione per calcolare l'LCOH è riportata nell'Equazione (1):

$$LCOH = \frac{\sum_{y=0}^T \frac{(CAPEX_y + OPEX_y)}{(1+i)^y}}{\sum_{y=0}^T \frac{H_{2,prod}}{(1+i)^y}} \quad (1)$$

Dove  $CAPEX_y$  e  $OPEX_y$  sono rispettivamente le spese capitali e operative annue e  $H_{2,prod}$  è l'idrogeno prodotto. I principali parametri utilizzati per l'analisi sono riportati in Tabella 2 e Tabella 3.

Tabella 2: Parametri economici componenti.

| Componente          | CAPEX               | OPEX [€/anno]       | Durata [anni] |
|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|
| Fotovoltaico        | 700 €/kW            | 1% CAPEX            | 30            |
| Elettrolizzatore    | Corr. Costo Eq. (2) | Corr. Costo Eq. (3) | 15            |
| Tank H <sub>2</sub> | 463 €/kg            | 2% CAPEX            | 30            |
| Compressore         | Corr.Costo Eq. (4)  | 2% CAPEX            | 20            |

Tabella 3: Parametri economici vettori energetici.

| Vettore Energetico             | Prezzo             |
|--------------------------------|--------------------|
| Acquisto elettricità da rete   | 140 €/MWh          |
| Acquisto acqua demineralizzata | 4 €/m <sup>3</sup> |

Il costo per sostituire il compressore è fissato all'80% del CAPEX, quello per sostituire l'elettrolizzatore al 30%. Le Equazioni (2), (3) e (4) riportano rispettivamente le correlazioni di costo per calcolare CAPEX dell'elettrolizzatore, OPEX dell'elettrolizzatore e CAPEX del compressore.

$$CAPEX_{EL} = 1185 \times P_{EL}^{0.925} \quad (2)$$

$$OPEX_{EL} = (349.8 \times P_{EL}^{-0.305}) \times P_{EL} \quad (3)$$

$$CAPEX_{comp} = 0.91 \times 51901 \times \dot{m}_{max,EL}^{0.65} \quad (4)$$

Dove  $P_{EL}$  e  $\dot{m}_{max,EL}$  sono rispettivamente la potenza dell'elettrolizzatore (in kW) e la portata massima di idrogeno che può produrre (in kg/s).

## 4.2 Risultati

Nella prospettiva della transizione energetica, è essenziale che l'elettricità usata per produrre idrogeno nell'elettrolizzatore sia rinnovabile. Il problema nel caso in esame è che la domanda di idrogeno ha un andamento opposto rispetto alla produzione di energia dell'impianto PV, come visibile in Figura 6. La domanda di idrogeno ha infatti la stessa tendenza di quella del gas naturale, ed è dunque concentrata nei mesi invernali, mentre la produzione dell'impianto fotovoltaico è, come ben noto, concentrata nei mesi estivi dell'anno.

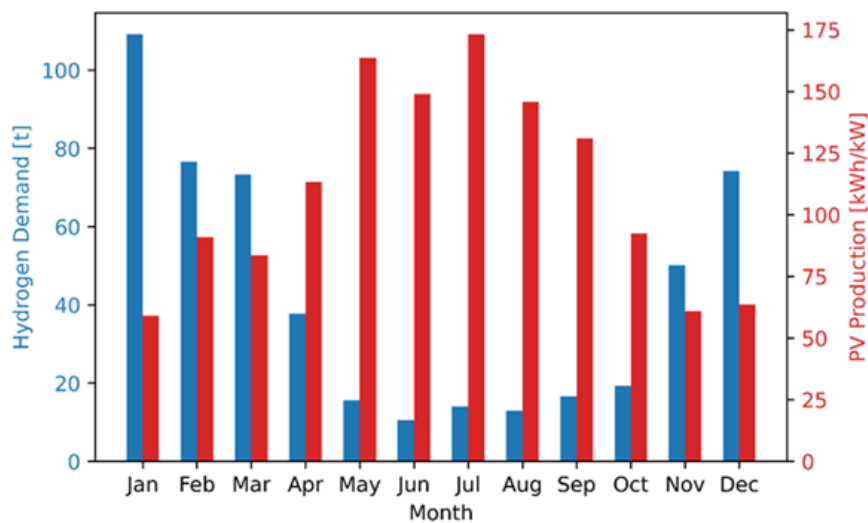


Figura 6: Domanda di idrogeno (blu) e produzione specifica del fotovoltaico (rosso) durante l'anno.

Ciò comporta la necessità di un sistema di stoccaggio di elevate dimensioni per auto-produrre tutta la quantità di idrogeno verde necessaria. In particolare, considerando una produzione media dell'elettrolizzatore di 20 kg/h per MW, la copertura della domanda annua di idrogeno di 510 t richiederebbe un'energia elettrica pari a 25.5 GWh. Considerando che la produzione annua dell'impianto fotovoltaico è di 1353.5 kWh/kW<sub>p</sub>, l'auto-produzione completa di idrogeno è assicurata da un impianto fotovoltaico di circa 19 MW. Con queste dimensioni, però, a causa del disaccoppiamento stagionale tra domanda e produzione, sarebbe necessario un sistema di stoccaggio di 250 t circa che non è sostenibile né da un punto di vista tecnico né da un punto di vista economico, dato che risulta in un LCOH di 29.37 €/kgH<sub>2</sub>. Come visibile in Figura 7, il sistema di stoccaggio pesa per l'82.8% sul costo complessivo e ha un andamento fortemente stagionale.

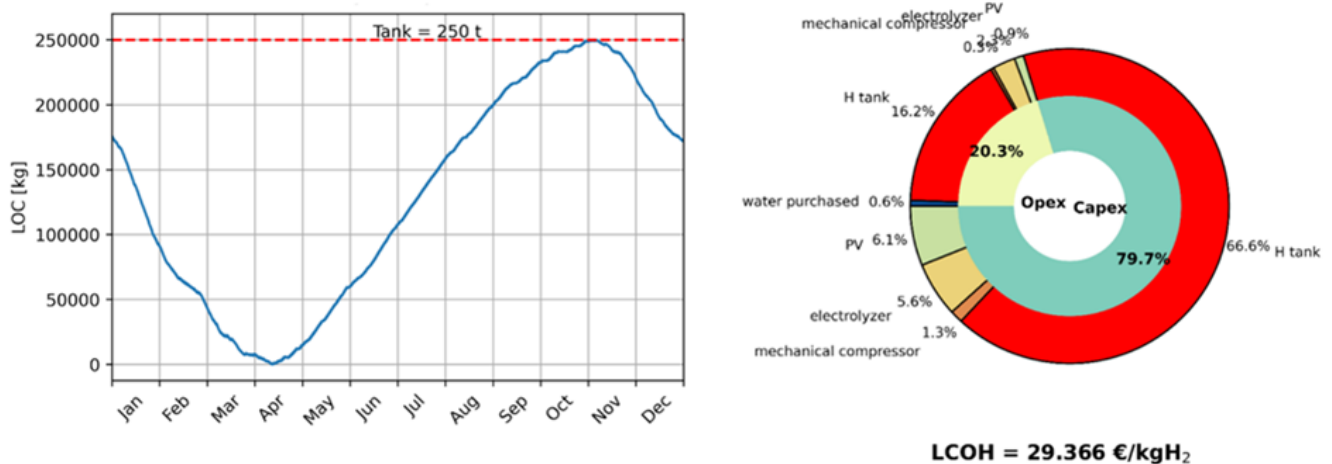


Figura 7: Stato di carica (sx) e LCOH (dx) dello scenario off-grid.

Una soluzione off-grid per ridurre la taglia del tank è quella di sovradimensionare l'impianto fotovoltaico in modo da aumentare la produzione invernale dell'elettrolizzatore. L'ottimizzazione off-grid risulta in un PV da 79.5 MW che consentirebbe una maggior produzione invernale ed un quasi totale surplus di energia estiva, come si osserva dai bilanci giornalieri e dal livello di carica per tre giornate estive riportati in Figura 8. In questa configurazione, la dimensione del tank diminuisce di 5 volte, arrivando a 50.4 t, e l'LCOH risulta pari a 16.4 €/kgH<sub>2</sub>. Il sistema, seppur più conveniente, sarebbe comunque non sostenibile economicamente.

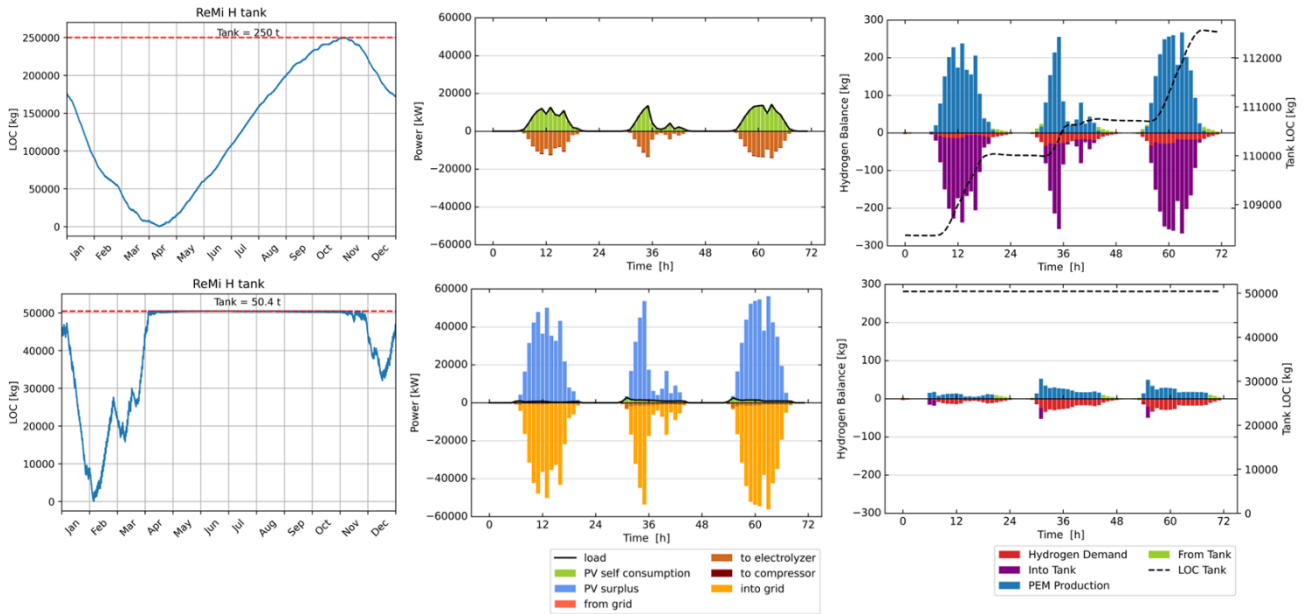


Figura 8: Livello di carica del tank (sx), Bilanci giornalieri energia elettrica (centro) e idrogeno (dx) per scenario off-grid senza surplus (in alto) e ottimizzato (in basso).

Alla luce dei risultati ottenuti, risulta fondamentale valutare l'impatto della connessione dell'elettrolizzatore alla rete elettrica al fine di supportare la produzione di idrogeno nei periodi di bassa generazione da impianti fotovoltaici. Secondo le normative europee vigenti, l'idrogeno può essere considerato verde se garantisce una riduzione delle emissioni di gas serra almeno pari al 73.4% rispetto a quelle di un combustibile fossile di riferimento, il cui valore è fissato a  $94 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{MJ}$ . Questo vincolo corrisponde a un fattore di emissione totale, noto come Green Index (GI), inferiore a circa  $3.0 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ , limitando la quantità di energia elettrica prelevabile dalla rete. In assenza di tale vincolo, l'ottimizzazione porterebbe ad un LCOH minimo pari a  $7.70 \text{ €/kg}_{\text{H}_2}$ , con un sistema composto da un elettrolizzatore da 12.6 MW, un impianto PV da  $14.7 \text{ MW}_p$  e un serbatoio di stoccaggio da 662 kg. Tuttavia, con questa configurazione, il Green Index dell'idrogeno prodotto sarebbe pari a  $8.46 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ , determinando un incremento delle emissioni rispetto allo scenario di riferimento basato sull'uso esclusivo di gas naturale. Per rispettare il limite imposto dal fattore di emissione, si inserisce nell'ottimizzazione il vincolo che il fattore di emissione sia inferiore a  $3.0 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ , ottenendo così una configurazione ottimale composta da un elettrolizzatore da 20.4 MW, un impianto PV da  $55.4 \text{ MW}_p$  e un sistema di stoccaggio da 6.03 t. In questo caso, l'LCOH risulta pari a  $10.63 \text{ €/kg}_{\text{H}_2}$ . La Figura 9 mostra le heatmaps di LCOH e Green Index per diverse taglie di stoccaggio al variare della potenza dell'elettrolizzatore e del fotovoltaico. Risulta innanzitutto evidente che con un tank di 1 tonnellata non si riesce mai a stare sotto al limite di emissioni. Inoltre, si osserva come con taglie di fotovoltaico ed elettrolizzatore più basse si riuscirebbe a diminuire l'LCOH, ma superando la quantità di elettricità che si può prendere da rete. La configurazione ottimale si trova proprio ad un livello di emissioni pari al limite di  $3.0 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ . La Tabella 4 riporta le emissioni della quota di gas naturale sostituita con idrogeno nei vari scenari. Il caso di riferimento, che considera emissioni di gas naturale con un fattore di emissione di  $56.1 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MJ}$ , emette  $3706 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{anno}$ . Nei casi con idrogeno si considera un fattore di emissione della rete di  $350 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ . Il caso off-grid, chiaramente, non presenta emissioni di anidride carbonica. Senza vincoli sulle emissioni, la quantità di elettricità che si prende da rete è tale da emettere  $4201 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{anno}$ , superiore al valore di riferimento con gas naturale. Al contrario, imponendo il vincolo sulla quantità di emissioni, queste risultano pari a 1490 tonnellate di  $\text{CO}_2$ .

all'anno, con una riduzione del 60% rispetto al caso di riferimento. Risulta dunque fondamentale imporre questo limite se l'uso dell'idrogeno è volto alla sostenibilità.

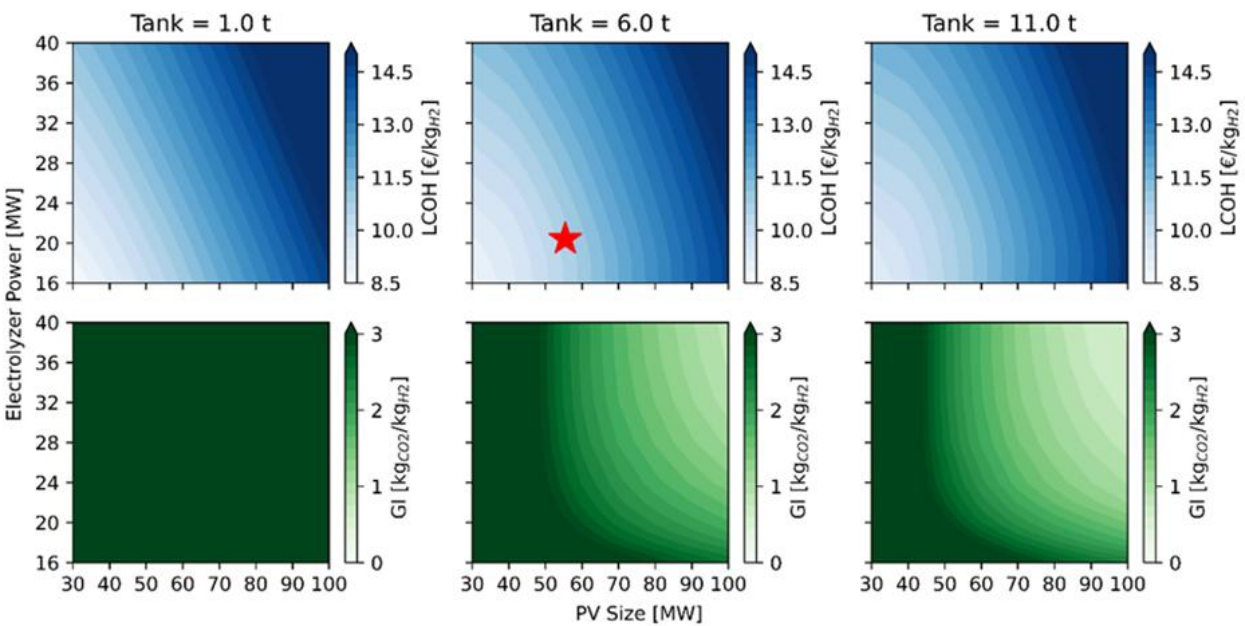


Figura 9: LCOH e Green Index al variare della potenza di PV e elettrolizzatore per diverse capacità di stoccaggio.

Tabella 4: Emissioni della quota di gas naturale sostituita con idrogeno.

| Scenario                                           | Emissioni [ t <sub>CO2</sub> /anno ] |
|----------------------------------------------------|--------------------------------------|
| Caso di riferimento – Gas Naturale                 | 3706                                 |
| Caso studio – Off-grid                             | 0                                    |
| Caso studio – LCOH minimo                          | 4201                                 |
| Caso studio – LCOH minimo con vincolo su emissioni | 1490                                 |

L’aumento della capacità del fotovoltaico e la diminuzione della capacità di stoccaggio rispetto allo scenario off-grid causano una differenza significativa nei bilanci energetici durante l’anno. Come mostrato in Figura 10, lo scenario grid-connected risulta in un allineamento tra produzione e domanda di idrogeno, visto il sovra-dimensionamento dell’impianto PV, che di contro genera un elevato surplus di elettricità che può essere venduta durante i mesi estivi. È importante sottolineare che l’ottimizzazione del LCOH è stata ottenuta senza considerare i ricavi dalla vendita del surplus di elettricità, dato che lo scopo primario dell’analisi è la minimizzazione dei costi di produzione dell’idrogeno. Nel caso off-grid, invece, la produzione di idrogeno segue la tendenza della produzione del fotovoltaico: in estate, vi è una sovrapproduzione che riempie il sistema di stoccaggio mentre in inverno si utilizza la sovrapproduzione estiva per compensare la bassa produzione invernale.

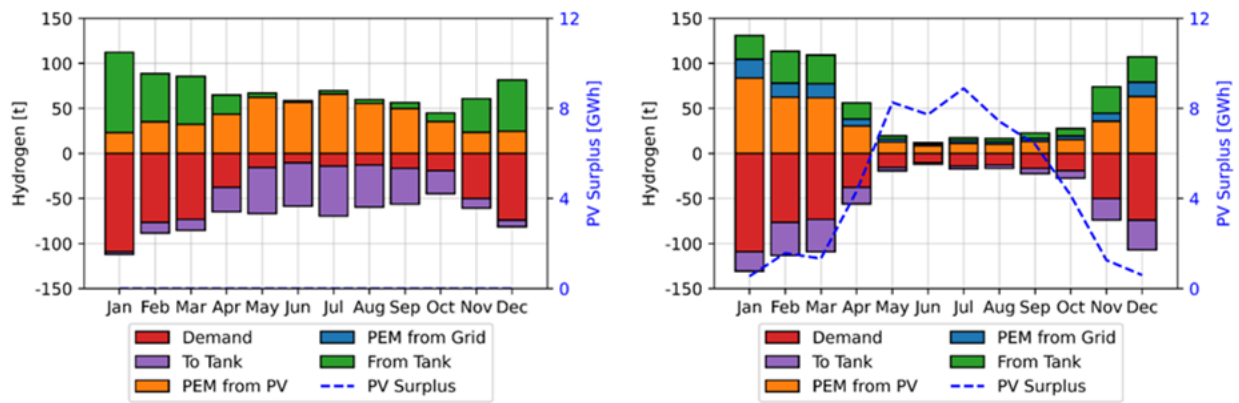


Figura 10: Bilanci annuali di idrogeno e surplus fotovoltaico negli scenari off-grid (sx) e grid-connected (dx)

Per concludere, la Figura 11 e la Tabella 5 mostrano un breakdown dettagliato dei vari componenti dell'LCOH con il sistema dimensionato in modo ottimale e con vincolo sulle emissioni. Si osserva che i principali contributi all'LCOH sono dati dal CAPEX di fotovoltaico ed elettrolizzatore e dall'acquisto di elettricità da rete. In questo scenario, il sistema di stoccaggio di idrogeno ha un impatto minimo poiché il sistema è designato per uno stoccaggio di breve termine. Il valore relativamente elevato del costo di produzione è legato quindi principalmente al disaccoppiamento stagionale tra la produzione da fotovoltaico e la domanda di idrogeno. In questo scenario, riuscire a vendere la grande quantità di surplus che si avrebbe nei mesi estivi diventa fondamentale per permettere al sistema di essere economicamente sostenibile.

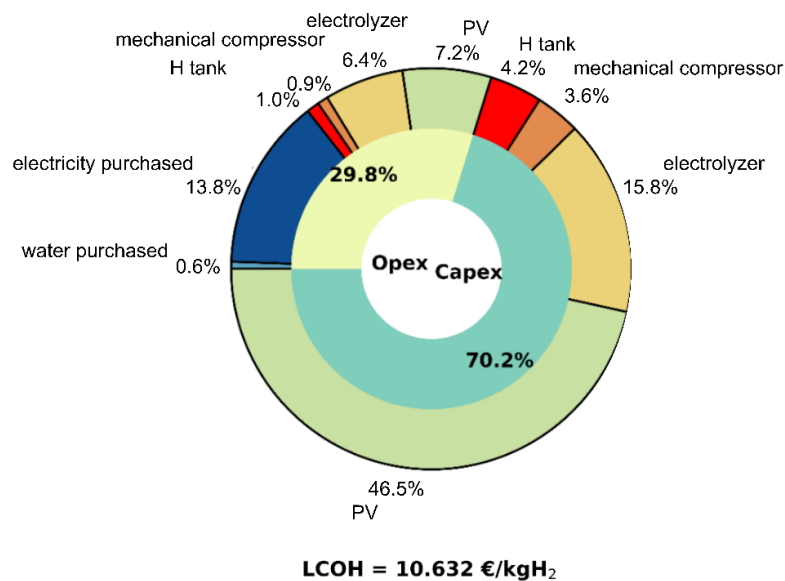


Figura 11: Breakdown dell'LCOH del sistema.



Tabella 5: Breakdown dell'LCOH del sistema, ordinati per impatto del componente.

| Componente           | CAPEX [€/kg <sub>H2</sub> ] | OPEX [€/kg <sub>H2</sub> ] | Impatto [%] |
|----------------------|-----------------------------|----------------------------|-------------|
| Fotovoltaico         | 4.949                       | 0.761                      | 53.7        |
| Elettrolizzatore     | 1.677                       | 0.679                      | 22.2        |
| Acquisto Elettricità | -                           | 1.471                      | 13.8        |
| Tank H <sub>2</sub>  | 0.451                       | 0.109                      | 5.2         |
| Compressore          | 0.384                       | 0.091                      | 4.5         |
| Acquisto Acqua       | -                           | 0.060                      | 0.6         |
| Totale               | 7.461                       | 3.171                      | -           |

## 5 Pubblicazioni scientifiche

Calabrese M, Ademollo A, Busi L, Meazzini M, Carcasci C. Techno-economic assessment of Green Hydrogen Production for Blending in the Natural Gas Network. Journal of Physics Conference Series 2024;2893:012066. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2893/1/012066>.

## 6 Eventi di disseminazione

79° Congresso Nazionale ATI "Dare Energia Al Futuro: Innovazione e Sviluppo Sostenibile per l'Industria, le Comunità e lo Sport" – Genova 4-6 Settembre 2024