

Ricerca di Sistema elettrico



Studio della produzione di idrogeno verde da
immettere nella rete gas esistente in funzione di
possibili scenari nazionali (LA 2.35)

Lucio Ciabattoni, Mosé Rossi, Gabriele Comodi



LA2.35 STUDIO DELLA PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE DA IMMETTERE NELLA RETE GAS ESISTENTE IN FUNZIONE DI POSSIBILI SCENARI NAZIONALI

Autori: L. Ciabattoni (Università Politecnica delle Marche), M. Rossi (Università Politecnica delle Marche), G. Comodi (Università Politecnica delle Marche)

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: 2.35

Responsabile del Progetto: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile del Work Package: Luca TURCHETTI, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Gabriele COMODI, (Università Politecnica delle Marche)

Mese inizio previsto: 01

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio della produzione di idrogeno verde da immettere nella rete gas esistente in funzione di possibili scenari nazionali"

Responsabile scientifico ENEA: Claudia Bassano

Responsabile scientifico Co-beneficiario: Prof. Gabriele Comodi

Sommario

Sommario.....	2
1. Introduzione.....	2
1.1. Contesto ed obiettivi dello studio	3
1.2. Importanza dell'idrogeno verde nella transizione energetica	4
1.3. Modalità di Produzione di Green Hydrogen	6
1.4. Principali tecnologie di elettrolisi: efficienza, costi, maturità tecnologica	8
2. Descrizione delle attività svolte e risultati	10
2.1 Parametri considerati, possibili variazioni e creazione scenari	10
2.2 Metodologia	13
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale	14
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Mensile	15
Ottimizzazione della Taglia dell'Elettrolizzatore e degli Impianti Rinnovabili	15
2.3 Risultati ottimizzazione per i diversi scenari	18
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale	18
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale: aumento prezzi CAPEX e OPEX e riduzione gap tra alcalino e PEM	20
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale: aumento prezzi CAPEX e OPEX e convergenza dei costi tra Alcalino e PEM	22
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale: riduzione percentuale blend idrogeno al 5%	23
Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Mensile	25
Ottimizzazione della Taglia dell'Elettrolizzatore e di impianti rinnovabili con Vincolo di Produzione Annuale	28
3. Conclusioni	31
4. Bibliografia.....	32

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Macro-scenari incrociati con tutti i possibili sotto-scenari	11
Tabella 2 - Parametri di investimento e operativi degli elettrolizzatori (anno 2030)	11
Tabella 3 - Produzione complessiva di H ₂ per i tre scenari (blend al 20%)	12
Tabella 4 - Ripartizione mensile consumi di H ₂ in Italia.....	13

Sommario

Il presente studio si propone di analizzare diverse configurazioni tecnico-economiche per la produzione di idrogeno verde da immettere nella rete gas esistente, valutando le principali tecnologie di elettrolisi e le potenzialità delle fonti rinnovabili sul territorio italiano. Lo scopo è determinare le configurazioni ottimali per minimizzare il costo di produzione di idrogeno (**LCOH**) in funzione di vari scenari energetici e di consumo, tenendo conto di vincoli normativi, temporali e tecnici.

La prima sezione introduce il contesto della transizione energetica, sottolineando il ruolo cruciale dell'idrogeno verde come vettore energetico sostenibile. Viene fornita una panoramica sulle tecnologie di elettrolisi disponibili, con focus sulle tecnologie alcaline e PEM, analizzandone maturità, efficienza, costi e prospettive di sviluppo. Si analizzano inoltre i principali scenari di consumo di gas naturale in Italia (LT, Fit-for-55, G7) e il loro impatto sulla domanda di idrogeno.

La metodologia sviluppata, presentata nella seconda sezione, si articola in due approcci principali:

1. Ottimizzazione basata su **Particle Swarm Optimization (PSO)** per configurazioni con elettrolizzatori accoppiati a impianti fotovoltaici, eolici e di accumulo. La funzione obiettivo è minimizzare l'LCOH rispettando vincoli di domanda e percentuali di autoconsumo da rinnovabili.
2. Metodo iterativo per scenari più semplici, come il consumo da rete, basato sull'analisi dei costi energetici annuali o mensili.

Sono stati valutati diversi scenari:

1. **Consumo da rete:** Configurazioni senza l'utilizzo di rinnovabili dedicate, soluzione più semplice ma meno sostenibile.
2. **Consumo con rinnovabili:** Configurazioni con autoconsumo minimo da rinnovabili variabile.
3. **Scenari con vincoli mensili:** La necessità di soddisfare una domanda mensile distribuita nel tempo.
4. **Analisi di sensitività:** L'impatto di variazioni nei costi di CAPEX e OPEX viene analizzato per fotovoltaico, eolico ed elettrolizzatori.

1. Introduzione

Nell'ambito delle attività oggetto del presente contratto, diverse tecnologie di elettrolisi saranno valutate e confrontate. Lo studio si concentrerà principalmente sulle tecnologie commercialmente mature (alcalina ed a scambio protonico) e pronte per essere installate su

larga scala, tenendo conto delle caratteristiche sia tecniche che economiche. Contestualmente alla definizione delle capacità di elettrolizzatori, al fine della produzione di idrogeno verde, verrà calcolata la capacità aggiuntiva di fonti rinnovabili da installare per poter soddisfare la nuova richiesta di energia elettrica introdotta dagli elettrolizzatori. Lo studio si concentrerà sulle FER solare ed eolica in quanto presentano vincoli meno stringenti sulla localizzazione, rispetto ad altre fonti rinnovabile come idroelettrico, geotermico. Lo studio terrà conto della potenzialità e della producibilità delle fonti in diverse zone del territorio nazionale.

Nello specifico, l'attività consisterà nello sviluppo di una metodologia di ottimizzazione tecnico-economica che tenga conto delle differenti condizioni al contorno dello specifico problema, quali ad esempio:

- aleatorietà e non programmabilità delle fonti rinnovabili;
- evoluzione dei costi energetici e delle tecnologie;
- limiti tecnologici delle diverse tecniche di elettrolisi.

In particolare, la metodologia sarà poi applicata con una prospettiva coerente con la suddivisione in zone del mercato elettrico italiano; di conseguenza, verrà stimata la capacità di elettrolizzatori ed il mix di rinnovabili (fonte e taglia) installabili nelle sette zone di mercato necessari per la produzione di idrogeno verde da poter immettere nella rete gas esistente per differenti scenari di blending idrogeno/gas naturale. Infine, la metodologia sviluppata verrà utilizzata per lo studio di differenti scenari energetici, rispondenti a differenti funzioni obiettivo, a fronte di diverse politiche energetiche. Infine, la metodologia verrà applicata su scala regionale andando a verificare le potenzialità di produzione di idrogeno verde da immettere nella rete gas esistente.

L'output finale della presente attività consisterà in una analisi in cui verranno presentati, per diversi scenari, le combinazioni di taglie di elettrolizzatori, di diverse tecnologie di elettrolisi, e di mix di capacità rinnovabile utili a soddisfare gli obiettivi di decarbonizzazione della rete gas.

1.1. *Contesto ed obiettivi dello studio*

L'urgenza di ridurre le emissioni di gas serra e mitigare i cambiamenti climatici ha spinto la comunità internazionale a sviluppare strategie ambiziose per la transizione verso un sistema energetico sostenibile. In questo contesto, l'idrogeno verde, prodotto mediante l'elettrolisi dell'acqua utilizzando energia derivante da fonti rinnovabili, emerge come una soluzione promettente per affrontare le sfide della decarbonizzazione.

Già a partire dal 2019, l'International Energy Agency (IEA) ha individuato l'idrogeno verde come una "soluzione versatile" per ridurre le emissioni di carbonio, in particolare nei settori più difficili da decarbonizzare, come l'industria pesante e il trasporto su lunghe distanze [1].

Tuttavia, ad oggi, persistono diverse barriere tecniche ed economiche che ostacolano la diffusione di questa tecnologia. In particolare, la mancanza di un'infrastruttura adeguata, sia per la produzione, lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno, impedisce alle aziende ad alta intensità energetica, e in particolare a quelle del settore, di investire in modo significativo nell'utilizzo dell'idrogeno. Inoltre, il mercato energetico ha subito rallentamenti anche a causa della scarsità di politiche incentivanti finalizzate alla diffusione della produzione di idrogeno verde [2].

Nonostante queste difficoltà, la Strategia Nazionale per l'idrogeno, sempre nel documento citato, propone soluzioni per superare gli ostacoli, come lo sviluppo delle tecnologie per la produzione di idrogeno verde e l'adozione della rete gas nazionale per il trasporto di questa molecola. In questa direzione, nel 2019 Snam è stata la prima in Europa a sperimentare l'introduzione di un mix composto dal 5% di idrogeno e gas naturale nella propria rete di trasmissione. Il test ha visto l'erogazione di questa miscela a due aziende (un pastificio e un impianto di imbottigliamento di acque minerali) per circa un mese [3]. Se fosse possibile applicare il 5% di idrogeno al volume totale di gas trasportato, si potrebbero immettere circa 3,5 miliardi di metri cubi di idrogeno nella rete ogni anno, corrispondenti ai consumi annuali di circa 1,5 milioni di famiglie e con una riduzione di circa 2,5 milioni di tonnellate di CO₂.

Questo studio si propone di esaminare il ruolo dell'idrogeno, con particolare attenzione all'idrogeno verde, nella transizione energetica italiana. L'obiettivo principale è analizzare la produzione e l'integrazione dell'idrogeno verde nella rete di distribuzione del gas esistente, esplorando le tecnologie di elettrolisi già mature sul mercato e valutando la capacità aggiuntiva di fonti rinnovabili necessaria per soddisfare il fabbisogno energetico degli elettrolizzatori. Lo studio svilupperà una metodologia di ottimizzazione tecnico-economica per identificare soluzioni coerenti con la suddivisione territoriale del mercato elettrico italiano, tenendo conto di scenari energetici differenziati in base a politiche nazionali e internazionali.

1.2. Importanza dell'idrogeno verde nella transizione energetica

L'idrogeno verde rappresenta una risorsa cruciale per superare i limiti dell'elettrificazione diretta in settori come l'industria pesante, i trasporti a lunga percorrenza e il riscaldamento. Grazie alla sua versatilità, può essere utilizzato come vettore energetico, combustibile e materia prima industriale, favorendo una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico. Inoltre, la possibilità di immettere idrogeno nella rete gas esistente per il blending con il gas naturale consente di ridurre le emissioni di CO₂ senza richiedere interventi infrastrutturali onerosi [4].

A livello tecnologico, le attuali soluzioni di elettrolisi, come l'elettrolisi alcalina e quella a membrana elettrolitica a scambio protonico (PEM), offrono un potenziale significativo per la produzione su larga scala [5]. Tuttavia, per garantire un'applicazione diffusa, è necessario affrontare alcune sfide, quali la variabilità delle fonti rinnovabili, l'efficienza energetica degli elettrolizzatori e la riduzione dei costi associati alle tecnologie emergenti.

Dal punto di vista economico, l'idrogeno verde può contribuire alla stabilizzazione del mercato energetico, offrendo una soluzione per immagazzinare energia nei periodi di surplus e utilizzarla in quelli di maggiore domanda. Questo aspetto è particolarmente rilevante in un sistema energetico basato su fonti rinnovabili intermittenti, come il solare e l'eolico [6].

L'Italia, grazie alla sua posizione geografica e alla disponibilità di risorse rinnovabili, è in una posizione strategica per sviluppare un'economia dell'idrogeno verde. L'adozione di politiche europee, come il Green Deal e il Fit for 55, ha dato un forte impulso allo sviluppo di infrastrutture dedicate e alla promozione di tecnologie innovative per la decarbonizzazione. A livello nazionale, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) pone l'accento sull'espansione delle fonti rinnovabili e sullo sviluppo di soluzioni per la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno [7].

Nonostante le potenzialità offerte, la transizione verso un sistema basato sull'idrogeno verde richiede una pianificazione attenta che tenga conto delle peculiarità regionali, delle infrastrutture esistenti e dell'evoluzione delle politiche energetiche. In particolare, la suddivisione del mercato elettrico italiano in sette zone offre un'opportunità unica per sviluppare soluzioni mirate, ottimizzando la distribuzione delle risorse e adattandosi alle specificità locali.

Sul piano internazionale, l'interesse per l'idrogeno verde è in costante crescita, con diversi paesi che stanno implementando strategie nazionali per stimolare l'adozione di questa tecnologia. Le collaborazioni tra stati membri dell'Unione Europea, insieme a investimenti privati e pubblici, stanno accelerando la creazione di un mercato competitivo e sostenibile [8].

In particolare tre sono gli scenari di riferimento considerati in questo studio: lo scenario "LT (Late Transition)", "Fit-For-55" e "G7" che delineano diverse traiettorie per il consumo di gas naturale in Italia [9], riflettendo differenti ambizioni e politiche energetiche. In particolare lo **Scenario LT (Late Transition)**, sviluppato da Snam e Terna nel "Documento di Descrizione degli Scenari 2022", si basa sugli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2019 e prevede una transizione energetica graduale, con una riduzione moderata del consumo di gas naturale. Secondo le proiezioni, il consumo di gas diminuirà dai 74 miliardi di metri cubi (mld m³) del 2019 a circa 58 mld m³ nel 2030, 46 mld m³ nel 2040 e 37 mld m³ nel 2050. Questa riduzione riflette un'adozione incrementale di fonti rinnovabili e un miglioramento dell'efficienza energetica, mantenendo comunque il gas naturale come componente significativa del mix energetico nazionale nel medio termine. Lo **Scenario Fit-**

For-55, allineato con il pacchetto legislativo dell'Unione Europea "Fit for 55" [10, 11], mira a ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Secondo il "Documento di Descrizione degli Scenari 2022" [17], il consumo di gas naturale in Italia è previsto in calo a circa 48 mld m³ nel 2030, 24 mld m³ nel 2040 e 18 mld m³ nel 2050. Questo scenario implicherebbe una significativa elettrificazione dei consumi e un sostanziale incremento delle fonti rinnovabili, riducendo la dipendenza dal gas naturale in favore di soluzioni energetiche più sostenibili. Infine lo **Scenario G7**, basato sullo studio "Breaking free from fossil gas" pubblicato dal think tank tedesco Agora Energiewende nel 2023 [12], prevede una drastica riduzione del consumo di gas naturale in Europa, con l'obiettivo di dimezzare i consumi entro il 2030 e raggiungere la completa eliminazione dei combustibili fossili entro il 2050. Per l'Italia, le proiezioni indicano un consumo di circa 46 mld m³ nel 2030, 18 mld m³ nel 2040 e 8 mld m³ nel 2050. Questo percorso, ancora più che il piano "Fit-For-55" richiede politiche ambiziose e investimenti significativi in infrastrutture energetiche sostenibili, accelerando la transizione verso un sistema energetico decarbonizzato.

Questo studio, incentrato sulle potenzialità di produzione di idrogeno verde in Italia e sulla sua integrazione nella rete gas, mira a fornire un contributo alla definizione di strategie nazionali coerenti con gli obiettivi europei e internazionali. L'approccio adottato consentirà di valutare differenti scenari energetici e identificare soluzioni ottimali per massimizzare l'impatto delle politiche di decarbonizzazione, favorendo al contempo lo sviluppo economico e tecnologico del paese.

1.3. Modalità di Produzione di Green Hydrogen

La produzione di idrogeno verde rappresenta una delle principali soluzioni per la decarbonizzazione, poiché utilizza esclusivamente energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili per alimentare gli elettrolizzatori. Esistono diverse modalità per garantire che l'energia utilizzata per la produzione sia effettivamente "verde", ciascuna con specifici vantaggi, limitazioni e implicazioni economiche e tecniche.

1. Acquisto di Garanzie di Origine (GO)

Una delle modalità più semplici è l'acquisto di **garanzie di origine (GO)**, certificati emessi dai produttori di energia rinnovabile che attestano la provenienza dell'energia da fonti pulite. Questo approccio consente agli operatori di acquistare energia dalla rete elettrica e, parallelamente, acquistare GO per "compensare" l'energia utilizzata, certificandone la sostenibilità. Sebbene sia la soluzione meno onerosa dal punto di vista infrastrutturale, questo approccio presenta limitazioni: non garantisce che l'energia utilizzata per alimentare l'elettrolizzatore sia temporalmente coincidente con la produzione di energia rinnovabile e può sollevare questioni sulla reale addizionalità del contributo alle rinnovabili.

2. Firma di un Power Purchase Agreement (PPA)

Un **Power Purchase Agreement (PPA)** rappresenta un contratto a lungo termine tra il produttore di energia rinnovabile e il consumatore (in questo caso, il produttore di idrogeno verde). Con un PPA, l'operatore può garantire un approvvigionamento stabile e sostenibile di energia rinnovabile a prezzi competitivi. Esistono due principali tipi di PPA:

- **Fisico:** L'energia rinnovabile è fornita direttamente dal produttore al consumatore attraverso la rete.
- **Virtuale:** Il PPA funziona come un accordo finanziario, compensando le variazioni di prezzo dell'energia nel mercato. I PPA assicurano una maggiore tracciabilità e stabilità economica rispetto alle GO, ma possono essere limitati dalla disponibilità geografica e richiedono impegni contrattuali a lungo termine.

3. Acquisto Diretto di Energia Rinnovabile dalla Rete

L'acquisto diretto di energia rinnovabile dalla rete implica selezionare fornitori che garantiscano la fornitura di elettricità proveniente esclusivamente da fonti rinnovabili. Sebbene questa modalità sia simile al PPA, differisce per la maggiore flessibilità in termini contrattuali e per la possibilità di combinare diversi fornitori. Tuttavia, anche in questo caso, la temporalità tra produzione rinnovabile e consumo di energia potrebbe non essere garantita.

4. Installazione di Impianti Rinnovabili Dedicati

La modalità più diretta e indipendente per garantire una produzione totalmente sostenibile è l'**installazione di impianti rinnovabili dedicati**, come fotovoltaico, eolico o idroelettrico, collegati direttamente agli elettrolizzatori. Questa configurazione elimina la dipendenza da fornitori terzi, riduce le emissioni associate al trasporto di elettricità sulla rete e garantisce una completa coincidenza temporale tra produzione e consumo. Tuttavia, richiede significativi investimenti iniziali e dipende dalla disponibilità di spazio e risorse naturali locali. Inoltre, a causa della variabilità delle fonti rinnovabili, potrebbe essere necessario integrare sistemi di accumulo di energia per garantire un funzionamento continuo dell'elettrolizzatore.

5. Combinazione di Modalità

In molti casi, un approccio combinato può rappresentare la soluzione ottimale. Ad esempio, l'installazione di impianti rinnovabili può essere integrata con l'acquisto di energia rinnovabile dalla rete o di GO per compensare i periodi di scarsa produzione. La scelta della strategia dipende da vari fattori, come il contesto normativo, i costi delle tecnologie, la disponibilità di risorse locali e le esigenze di produzione.

Le diverse modalità di approvvigionamento energetico per la produzione di idrogeno verde offrono soluzioni flessibili per soddisfare i criteri di sostenibilità e tracciabilità. Mentre

l'acquisto di GO rappresenta la via più semplice, l'installazione di impianti dedicati garantisce il massimo controllo e la reale addizionalità di energia rinnovabile. In ogni caso, la scelta della modalità deve essere guidata da un'analisi tecnico-economica approfondita e dall'obiettivo di massimizzare l'impatto ambientale positivo della produzione di idrogeno verde. In questo report verranno mostrati i risultati del dimensionamento ottimo e di analisi economiche considerando le diverse modalità potenziali di produzione di green hydrogen appena descritte.

1.4. Principali tecnologie di elettrolisi: efficienza, costi, maturità tecnologica

Le due principali tecnologie di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde, ovvero l'elettrolisi alcalina e l'elettrolisi a membrana elettrolitica a scambio protonico (PEM), si distinguono per le loro caratteristiche tecniche, economiche e di maturità tecnologica. Ciascuna di queste tecnologie ha punti di forza e limiti che ne influenzano l'applicazione in contesti diversi.

L'**elettrolisi alcalina** è una tecnologia consolidata, utilizzata da decenni nell'industria per produrre idrogeno su larga scala. Il processo si basa sull'utilizzo di una soluzione alcalina come elettrolita, che conduce l'elettricità tra gli elettrodi separati da un diaframma. Questa tecnologia ha il vantaggio di essere economicamente competitiva, con un costo iniziale relativamente basso rispetto ad altre soluzioni, che varia tra i 700 e i 1.500 €/kW. Tuttavia, l'efficienza energetica si attesta su un intervallo compreso tra il 60% e il 70%, leggermente inferiore rispetto a tecnologie più avanzate. Un punto critico dell'elettrolisi alcalina è la sua limitata capacità di operare in modo flessibile: il processo risponde lentamente alle variazioni di carico elettrico, rendendolo meno adatto all'integrazione con fonti rinnovabili intermittenti come il solare e l'eolico. Nonostante questi limiti, la robustezza della tecnologia e il suo utilizzo consolidato la rendono un'opzione economicamente sostenibile per applicazioni stazionarie e su larga scala.

D'altra parte, l'**elettrolisi PEM** rappresenta una tecnologia più recente, progettata per affrontare alcune delle sfide legate all'operatività dell'elettrolisi alcalina. Utilizzando una membrana a scambio protonico come elettrolita, questa tecnologia consente una risposta rapida ai cambiamenti di carico elettrico, rendendola ideale per applicazioni che integrano fonti rinnovabili non programmabili. L'efficienza dell'elettrolisi PEM è leggermente superiore, oscillando tra il 65% e il 75%, e la purezza dell'idrogeno prodotto è elevata, il che ne facilita l'utilizzo in applicazioni sensibili come quelle industriali avanzate. Tuttavia, ad oggi il costo iniziale di questa tecnologia è significativamente più alto, variando tra i 1.000 e i 2.500 €/kW, a causa dell'uso di materiali costosi come il platino e l'iridio. Questa dipendenza da materiali critici rappresenta una delle principali sfide per la diffusione su larga scala dell'elettrolisi PEM, anche se sono in corso ricerche per ridurre la quantità di metalli preziosi utilizzati o sostituirli con alternative meno costose.

Per quanto riguarda il trend di riduzione dei prezzi, si prevede che i costi di entrambe le tecnologie possano diminuire significativamente nei prossimi dieci anni. L'elettrolisi alcalina, grazie alla sua maturità tecnologica, dovrebbe registrare una riduzione più contenuta, con una possibile discesa dei costi di circa il 20-30%, raggiungendo potenzialmente valori vicini ai 500-1.000 €/kW. L'elettrolisi PEM, invece, potrebbe beneficiare maggiormente delle economie di scala e degli avanzamenti tecnologici, con una diminuzione dei costi stimata tra il 40% e il 50%, portandola a competere anche in termini di prezzo con la soluzione alcalina entro il 2035. Questi progressi sono cruciali per rendere entrambe le tecnologie più competitive e accelerare la transizione verso un'economia basata sull'idrogeno verde.

2. Descrizione delle attività svolte e risultati

Per l'ottimizzazione della taglia degli elettrolizzatori, vengono considerati diversi scenari che riflettono differenti condizioni operative e politiche energetiche. I macro-scenari principali sono due: **1. Consumo da rete** e **2. H₂ con una certa percentuale di autoconsumo da rinnovabili**. Nel primo caso, il sistema opera esclusivamente prelevando energia dalla rete elettrica, senza prevedere l'installazione di nuove fonti rinnovabili. In questo scenario, l'unica variabile da ottimizzare è la taglia dell'elettrolizzatore, considerando il costo dell'energia come parametro fisso o variabile per l'analisi di sensitività. Nel secondo macro-scenario, invece, l'approccio include l'installazione di impianti fotovoltaici, eolici e/o sistemi di accumulo, con un vincolo sull'energia consumata dall'elettrolizzatore, che deve provenire per una percentuale definita da fonti rinnovabili. Questa percentuale può variare, influenzando direttamente le configurazioni ottimali del sistema.

Ogni macro-scenario è suddiviso in due sotto-scenari: **(a)** ottimizzazione basata su un valore annuale di produzione di idrogeno e **(b)** ottimizzazione vincolata a valori mensili, per tenere conto delle variazioni stagionali nella disponibilità delle fonti rinnovabili e nella domanda di idrogeno. A loro volta, questi sotto-scenari vengono declinati nei tre scenari di consumo di gas naturale precedentemente definiti: **LT (Late Transition)**, **Fit-for-55** e **G7**, che riflettono differenti traiettorie di decarbonizzazione e politiche energetiche nazionali.

Per ciascuno di questi scenari e sotto-scenari, le configurazioni ottimali saranno confrontate utilizzando il **Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)** come Fitness Function, che rappresenta il costo normalizzato di produzione di idrogeno per chilogrammo prodotto.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX + OPEX + CostiEnergia}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{TotKgAnnualiH_2}{(1+i)^t}}$$

Inoltre, saranno condotte analisi di sensitività per valutare l'impatto delle principali variabili, tra cui: la percentuale di penetrazione delle rinnovabili, il blend di idrogeno nel gas naturale, i costi di investimento (CAPEX) e di esercizio (OPEX) degli elettrolizzatori. Questi studi consentiranno di identificare non solo le soluzioni tecnicamente ed economicamente più vantaggiose, ma anche le loro implicazioni in diversi contesti e condizioni al contorno, offrendo così una visione completa sulle opportunità e le sfide legate alla transizione verso l'idrogeno verde.

2.1 Parametri considerati, possibili variazioni e creazione scenari

Come descritto in precedenza, per l'ottimizzazione della taglia degli elettrolizzatori (e degli eventuali impianti di produzione rinnovabile), vengono considerati diversi scenari che riflettono differenti condizioni operative e politiche energetiche. In particolare, la lista

completa dei macro-scenari incrociati con tutti i possibili sotto-scenari è riportata nella tabella seguente.

Tabella 1 - Macro-scenari incrociati con tutti i possibili sotto-scenari

# Scenario	Macro Scenario	Sotto-Scenario	Scenario Gas
1	Consumo da rete	Produzione annuale di H2	LT (Late Transition)
2	Consumo da rete	Produzione annuale di H2	Fit-for-55
3	Consumo da rete	Produzione annuale di H2	G7
4	Consumo da rete	Produzione mensile di H2	LT (Late Transition)
5	Consumo da rete	Produzione mensile di H2	Fit-for-55
6	Consumo da rete	Produzione mensile di H2	G7
7	Consumo da rinnovabili	Produzione annuale di H2	LT (Late Transition)
8	Consumo da rinnovabili	Produzione annuale di H2	Fit-for-55
9	Consumo da rinnovabili	Produzione annuale di H2	G7
10	Consumo da rinnovabili	Produzione mensile di H2	LT (Late Transition)
11	Consumo da rinnovabili	Produzione mensile di H2	Fit-for-55
12	Consumo da rinnovabili	Produzione mensile di H2	G7

La Tabella 2 fornisce i valori iniziali legati all'investimento e ai costi operativi degli elettrolizzatori per il 2030. Il **CAPEX** varia in base alla tecnologia utilizzata: per gli elettrolizzatori alcalini si considera un range di 700-1000 €/kW_{el}, mentre per quelli PEM il range varia tra 800-1500 €/kW_{el}. L'**OPEX**, espresso in €/kW_{el}_anno, può essere stimato come una percentuale del CAPEX, tipicamente tra il 5% e il 7%. L'efficienza (50,45 kW_{el}/kgH₂) rappresenta il consumo specifico di energia, e la vita utile è stimata in 60.000 ore, con una sostituzione dello stack prevista dopo 15 anni, pari al 30% del CAPEX. Gli elettrolizzatori alcalini hanno bisogno di 15 minuti per avviarsi a regime ogni qualvolta vengono accesi.

Tabella 2 - Parametri di investimento e operativi degli elettrolizzatori (anno 2030)

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
CAPEX	800-1500	700-1000	€/kW _{el}
OPEX	2-5%	2-5%	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45		kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	60.000		ore
Stack Replacement	30%		%CAPEX
Anno di stack repl.	15		anni

La Tabella 3 riporta i valori complessivi di produzione di idrogeno in kilotonnellate equivalenti di petrolio (ktep) necessarie per raggiungere un blend di idrogeno al 20% nelle diverse zone di mercato italiane (con ripartizione fissa e presa da dati Snam/Terna), in base ai tre scenari energetici considerati:

- **LT (Late Transition):** il consumo di gas rimane relativamente alto, con una maggiore necessità di H₂.
- **Fit-for-55:** il consumo di gas diminuisce rispetto a LT, comportando una riduzione della domanda di H₂.
- **G7:** il consumo di gas è ridotto drasticamente, portando a una minore richiesta di H₂.

Il totale varia da 2.555 ktep/anno nello scenario LT a 1.978 ktep/anno nello scenario G7.

Tabella 3 - Produzione complessiva di H₂ per i tre scenari (blend al 20%)

Zona	2030-LT (ktep/anno)	2030-FF55 (ktep/anno)	2030-G7 (ktep/anno)
NORD	1.214	1.136	940
CNOR	215	201	166
CSUD	105	98	81
SUD	652	610	505
CALA	10	9	8
SICI	359	336	278
SARD	0	0	0
Totale	2.555	2.390	1.978

I dati delle precedenti tabelle sono utilizzati come parametri iniziali per l'ottimizzazione. La produzione di idrogeno necessaria dipende dal livello di blend richiesto (5%, 10% o 20%). I valori della tabella 3 riflettono il caso limite di un blend al 20% (sul volume di gas), mentre per valori inferiori (es. 5% o 10%), la domanda sarà proporzionalmente ridotta. Per ogni livello di blend, sarà necessario determinare:

- Le dimensioni ottimali dell'elettrolizzatore in ogni zona.
- La possibile combinazione di tecnologie (alcalino o PEM) in base ai range di CAPEX e OPEX.
- L'integrazione con fonti rinnovabili per il macro scenario "H₂ con autoconsumo".

Infine, i tre scenari di consumo di gas (LT, Fit-for-55, G7) saranno confrontati considerando le differenze nella domanda di idrogeno e le loro implicazioni sui costi complessivi di produzione,

valutati attraverso il Levelized Cost of Hydrogen (LCOH). Un'analisi di sensitività sui costi di CAPEX, OPEX e sull'efficienza consentirà di comprendere meglio la robustezza delle soluzioni ottimali.

Tabella 4 - Ripartizione mensile consumi di H₂ in Italia

Mese	%	Mese	%
Gennaio	13,50%	Luglio	6,50%
Febbraio	10,40%	Agosto	5,50%
Marzo	9,90%	Settembre	6,50%
Aprile	7,20%	Ottobre	7,30%
Maggio	5,80%	Novembre	9,60%
Giugno	5,70%	Dicembre	12,00%

La ripartizione mensile dei consumi di gas in Italia, come riportato in tabella 4 mostra una chiara variazione stagionale, con una maggiore concentrazione dei consumi nei mesi invernali, tipicamente legata alla necessità di riscaldamento. I picchi si osservano in **gennaio (13,5%)** e **dicembre (12%)**, che insieme rappresentano oltre un quarto del consumo totale annuo. Durante i mesi estivi, i consumi scendono sensibilmente, con valori minimi a luglio (6,5%) e agosto (5,5%), riflettendo la ridotta domanda energetica per il riscaldamento e l'eventuale spostamento della popolazione verso località meno energivore. La distribuzione mensile sottolinea l'importanza di adottare strategie flessibili per sistemi come gli elettrolizzatori, che potrebbero sfruttare i periodi di minor costo energetico durante la stagione estiva per ottimizzare i costi di produzione di idrogeno. Questa situazione potrebbe essere messa in atto qualora vi fosse la possibilità di stoccare idrogeno per diversi mesi. Al contrario, qualora la possibilità di stoccaggio fosse relativamente limitata temporalmente, l'elevata domanda invernale richiederebbe un dimensionamento adeguato degli impianti per rispondere ai picchi.

2.2 Metodologia

Per determinare la configurazione ottimale di un sistema di produzione di idrogeno verde, si adottano due approcci distinti a seconda dello scenario considerato. Nel caso in cui il sistema includa **fotovoltaico (PV), eolico, elettrolizzatore e storage**, l'ottimizzazione viene effettuata utilizzando l'algoritmo di **Particle Swarm Optimization (PSO)**, come descritto in precedenza, per garantire la minimizzazione del costo di produzione di idrogeno considerando le variabili annuali o mensili. Tuttavia, negli scenari in cui il sistema è costituito esclusivamente da un elettrolizzatore, alimentato dalla rete elettrica, si adotta un metodo alternativo basato sul calcolo del **LCOH unitario** (Levelized Cost of Hydrogen per kg di H₂). Questo approccio permette di individuare il numero ottimale di ore di produzione dell'elettrolizzatore, garantendo il costo minimo per kg di idrogeno prodotto.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale

Nel caso di un sistema costituito unicamente da un elettrolizzatore alimentato dalla rete che soddisfi un valore annuale di produzione di H₂ (scenari da 1 a 3), la metodologia per determinare la taglia ottimale si basa sul calcolo iterativo del **LCOH unitario**. L'approccio considera i prezzi zonali dell'energia elettrica per tutte le ore dell'anno e tiene conto della possibilità di immagazzinare l'idrogeno nel lungo periodo, eliminando la necessità di analisi mensili dettagliate. I passaggi sono descritti come segue:

1. **Ordinamento dei Prezzi Zonali:**

Si ordina in modo crescente il costo orario dell'energia elettrica per tutte le ore dell'anno nella zona considerata. Questo ordinamento consente di identificare le ore con il minor costo energetico, prioritarie per minimizzare il costo di produzione.

2. **Produzione Crescente di Idrogeno:**

Partendo dalle ore con il prezzo dell'energia più basso, si incrementa progressivamente il numero di ore operative dell'elettrolizzatore. Per ciascun incremento, si calcola la quantità di idrogeno prodotta, basandosi sull'efficienza dell'elettrolizzatore.

3. **Calcolo del Costo di Produzione Unitario:**

Per ciascun numero crescente di ore operative, si calcola il costo di produzione unitario (LCOH) di un kg di idrogeno.

4. **Identificazione del Punto Ottimale:**

Si identifica il numero di ore operative totali che minimizza il costo unitario di

produzione di idrogeno. Questo punto determina sia la taglia ottimale dell'elettrolizzatore che il numero ottimale di ore di funzionamento.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Mensile

Quando si desidera soddisfare la domanda di idrogeno su base mensile e il prelievo di energia unicamente da rete, la metodologia per individuare la taglia ottimale dell'elettrolizzatore richiede un approccio iterativo simile al precedente che minimizzi il **LCOH**, rispettando questa volta le quantità richieste per ciascun mese. Il processo si articola nei seguenti passaggi:

1. **Ordinamento dei Prezzi Zonali Mensili:**

Per ogni mese, si ordinano i prezzi zonali dell'energia elettrica in modo crescente, identificando le ore con i costi più bassi. Questo permette di determinare l'ordine di priorità per l'utilizzo dell'energia al fine di minimizzare il costo complessivo di produzione.

2. **Scelta e calcolo LCOH per una Taglia Iniziale:**

Si seleziona un valore iniziale per la taglia dell'elettrolizzatore e, per ciascun mese, si identificano le ore operative partendo da quelle con il costo energetico più basso, fino a soddisfare la domanda mensile di idrogeno. Utilizzando queste ore operative, si calcola il valore del **LCOH** per la taglia scelta, tenendo conto dei costi energetici, di investimento e di manutenzione.

3. **Iterazione sulla Taglia:**

La taglia dell'elettrolizzatore viene modificata iterativamente. Per ogni valore di taglia, si ricalcola il **LCOH**, aggiornando il set di ore operative per ciascun mese e garantendo che la produzione mensile soddisfi la domanda richiesta. Questo processo continua fino a identificare il valore di taglia che minimizza il costo unitario di produzione.

Ottimizzazione della Taglia dell'Elettrolizzatore e degli Impianti Rinnovabili

Nel momento in cui l'ottimizzazione coinvolge non solo la taglia dell'elettrolizzatore, ma anche la taglia di eventuali impianti fotovoltaico, eolico e storage elettrico, risulta necessario l'utilizzo di un approccio all'ottimizzazione più robusto e coordinato di una semplice iterazione sulla variabile da ottimizzare.

In tal senso la scelta è ricaduta sulla Particle Swarm Optimization (PSO) [13, 14] che è un algoritmo metaeuristico di ottimizzazione ispirato al comportamento sociale di stormi di uccelli o banchi di pesci. Ogni particella rappresenta una possibile soluzione del problema, caratterizzata da una posizione nello spazio di ricerca (variabili decisionali) e da una velocità, che definisce il suo movimento. I passaggi principali sono i seguenti:

a. Inizializzazione

- **Popolazione delle particelle:** Si genera una popolazione iniziale di particelle, dove ciascuna particella è definita dalla posizione ($\vec{x}_i$) e dalla velocità ($\vec{v}_i$).
 - Ogni particella rappresenta una configurazione di sistema: $\vec{x}_i = \{\text{Taglia}_{\text{PV}}, \text{Taglia}_{\text{Wind}}, \text{Taglia}_{\text{Storage}}, \text{Taglia}_{\text{Electrolyzer}}\}$.
 - Le posizioni iniziali ($\vec{x}_i$) sono scelte casualmente entro i limiti inferiori e superiori predefiniti per ciascuna variabile.
- **Velocità iniziali:** La velocità iniziale di ciascuna particella ($\vec{v}_i$) è anch'essa scelta casualmente, entro un intervallo predefinito.

b. Calcolo della Fitness (LCOH)

La **fitness** di ciascuna particella viene calcolata sulla base del rispetto dei vincoli e dei costi complessivi. Non soffermandosi sulla funzione obiettivo specifica, si sottolinea che la fitness integra:

Vincolo del bilancio energetico:

L'energia totale in uscita dalle fonti rinnovabili e dallo storage deve essere almeno uguale all'energia richiesta per far produrre l'idrogeno necessario all'elettrolizzatore, moltiplicata per la percentuale di utilizzo di rinnovabili desiderata:

$$E_{\text{PV}} + E_{\text{Wind}} + E_{\text{Storage, out}} - E_{\text{Storage, in}} \geq E_{\text{Electrolyzer, req}} \cdot P_{\text{rinnovabili}}$$

Dove:

- $E_{\text{Electrolyzer, req}}$ è l'energia totale richiesta dall'elettrolizzatore per produrre il fabbisogno annuo di idrogeno.
- $P_{\text{rinnovabili}}$ è la minima percentuale desiderata di energia fornita dalle fonti rinnovabili (es. 80%).
- $E_{\text{PV}}, E_{\text{Wind}}, E_{\text{Storage, out}}$ rappresentano rispettivamente l'energia annua fornita dal PV, dall'eolico e dall'accumulo.
 $E_{\text{Storage, in}}$ rappresenta l'energia annua caricata nell'accumulo (NB le quantità "out" e "in" differiscono per via del rendimento di carica e scarica dell'accumulo).

Produzione minima di idrogeno: La produzione totale di idrogeno (M_{H_2}) deve essere almeno uguale al fabbisogno annuale ($M_{\text{H}_2}^{\text{req}}$):

$$M_{\text{H}_2} \geq M_{\text{H}_2}^{\text{req}}$$

Capacità dei sistemi: La capacità di ogni componente ($\text{Taglia}_{\text{PV}}, \text{Taglia}_{\text{Wind}}, \text{Taglia}_{\text{Storage}}$) deve essere positiva o nulla e rispettare limiti superiori prefissati.

Penalità: Soluzioni che non rispettano i vincoli vengono penalizzate aggiungendo un termine penalizzante alla fitness.

Caso mensile: Nel caso in cui si cerca di ottimizzare la taglia degli elettrolizzatori, PV, Wind e storage a livello mensile e non annuale, gli stessi vincoli proposti in precedenza saranno replicati per ciascun mese dell'anno con i coefficienti di ripartizione presenti nella sezione 2.1.

c. Aggiornamento delle Migliori Posizioni

- **Posizione migliore individuale ($\vec{p}_i$):**
Per ogni particella, si aggiorna la posizione migliore raggiunta fino a quel momento, confrontando la fitness corrente con la fitness delle iterazioni precedenti.
- **Posizione migliore globale ($\vec{g}$):**
Si identifica la particella con la migliore fitness tra l'intera popolazione, definendo così la posizione globale ottimale corrente.

d. Aggiornamento di Velocità e Posizione

Ad ogni iterazione, la velocità e la posizione di ciascuna particella vengono aggiornate utilizzando le seguenti equazioni:

- **Velocità:**

$$\vec{v}_i^{(t+1)} = w\vec{v}_i^{(t)} + c_1r_1(\vec{p}_i - \vec{x}_i^{(t)}) + c_2r_2(\vec{g} - \vec{x}_i^{(t)})$$

Dove:

- w : fattore di inerzia, che bilancia esplorazione e sfruttamento.
 - c_1, c_2 : coefficienti di accelerazione, che regolano il peso dell'esperienza individuale ($\vec{p}_i$) e della popolazione ($\vec{g}$).
 - r_1, r_2 : numeri casuali uniformi in $[0,1]$.
- **Posizione:**

$$\vec{x}_i^{(t+1)} = \vec{x}_i^{(t)} + \vec{v}_i^{(t+1)}$$

La posizione viene aggiornata sommando la velocità alla posizione corrente.

e. Criterio di Arresto

Dal momento che non esistono vincoli temporali per lo svolgimento dell'ottimizzazione, il processo si interrompe quando si verifica il raggiungimento del numero massimo di iterazioni.

Inoltre, per favorire la convergenza della popolazione verso l'ottimo globale, nel momento in cui il cambiamento medio delle posizioni delle particelle è inferiore a una soglia definita, viene forzato un random restart dell'algoritmo da una condizione iniziale casuale (lasciando inalterate le iterazioni rimanenti).

2.3 Risultati ottimizzazione per i diversi scenari

Nella seguente sezione, diversi scenari di ottimizzazione, corrispondenti a quelli riportati nella sezione 2.1 con l'aggiunta di una analisi di sensitività, verranno riportati.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale

La prima analisi è stata condotta per ottimizzare le taglie degli elettrolizzatori PEM e alcalini nelle diverse zone del mercato elettrico italiano (**Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia e Calabria**), considerando un blend al 20% di idrogeno e gas naturale per i tre scenari di consumo gas: **LT (Late Transition)**, **Fit-for-55** e **G7**. I dati di input utilizzati per l'ottimizzazione includono:

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
CAPEX	900	700	€/kW _{el}
OPEX	18	14	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	20	anni
Stack Replacement	30%	30%	% CAPEX
Anno di stack repl.	15	15	anni

Richiesta di Idrogeno per le Zone (ktep/anno)

Zona	2030-LT	2030-FF55	2030-G7
NORD	1.214	1.136	940
CNOR	215	201	166
CSUD	105	98	81
SUD	652	610	505
CALA	10	9	8
SICI	359	336	278
Totale	2.555	2.390	1.978

I risultati dell'ottimizzazione per ogni zona e scenario mostrano le taglie ottimali degli elettrolizzatori, il numero di ore operative e il costo minimo di produzione di idrogeno (**LCOH**) per entrambe le tecnologie.

Zona	Tecnologia	LCOH	N. Ore	Taglia LT (MWp)	Taglia FF55 (MWp)	Taglia G7 (MWp)
Calabria	Alcalino	1,936	1507	116,92	105,24	93,54
Calabria	PEM	2,249	1589	110,89	99,8	88,72
Centro Nord	Alcalino	1,857	1530	2476,18	2314,94	1911,84
Centro Nord	PEM	2,180	1569	2414,63	2257,4	1864,32
Centro Sud	Alcalino	1,806	1564	1183,1	1104,14	912,61
Centro Sud	PEM	2,117	1606	1152,07	1075,27	888,74
Nord	Alcalino	1,933	1470	14552,48	13617,48	11267,98
Nord	PEM	2,275	1514	14129,56	13221,73	10940,51
Sicilia	Alcalino	1,948	1465	4318,1	4041,45	3343,82
Sicilia	PEM	2,272	1542	4102,47	3839,64	3176,85
Sud	Alcalino	1,917	1648	6971,5	6522,41	5399,7
Sud	PEM	2.201	1725	6660,31	6231,27	5158,67

Di seguito, i dati chiave:

Alcalino

- Il **LCOH minimo** varia da 1,806 €/kg (Centro Sud, G7) a 1,936 €/kg (Calabria, LT), mostrando una maggiore competitività rispetto al PEM grazie ai costi inferiori di CAPEX e OPEX.
- Le taglie ottimali degli elettrolizzatori variano significativamente tra le zone e gli scenari, passando da 67 MWp (Calabria, LT) a oltre 2476 MWp per il Centro Nord (LT) e addirittura 14 GWp per il Nord (LT), riflettendo la distribuzione della domanda di idrogeno.

PEM

- Il **LCOH minimo** per i PEM è generalmente più elevato, variando da 2,117 €/kg (Centro Sud, G7) a 2,272 €/kg (Sicilia, LT), a causa dei maggiori costi iniziali.
- Le taglie ottimali risultano inferiori rispetto agli alcalini nelle stesse condizioni, ma i PEM operano per un numero maggiore di ore, con un massimo di 1725 ore (Sud, LT).

Le taglie di dimensioni ragguardevoli, sono influenzate dal fatto che gli elettrolizzatori cercano di funzionare per un numero di ore tali per cui il prezzo dell'energia resti sempre prossimo allo zero, in maniera da avere solo il contributo dell'investimento all'interno dell'LCOH.

Questi risultati confermano che la tecnologia alcalina, sebbene meno flessibile, rimane più competitiva in termini di costi di produzione unitari, mentre i PEM, con costi maggiori, offrono potenzialmente vantaggi in termini di adattabilità operativa e purezza dell'idrogeno prodotto. Tuttavia, per entrambi i casi, la scelta della taglia ottimale dipende fortemente dagli scenari di consumo gas (LT, Fit-for-55, G7) e dai parametri economici dell'elettrolizzatore.

Per approfondire l'analisi, è necessaria una **sensitività sui parametri di costo** degli elettrolizzatori, in particolare sul **CAPEX** e sull'**OPEX** e la loro potenziale evoluzione, per valutare l'impatto delle variazioni dei costi di investimento e operativi sul **LCOH** e identificare le condizioni al contorno che influenzano maggiormente le scelte progettuali.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale: aumento prezzi CAPEX e OPEX e riduzione gap tra alcalino e PEM

I nuovi risultati ottenuti variando i valori di **CAPEX** e **OPEX** per gli elettrolizzatori alcalini e PEM evidenziano un avvicinamento significativo tra le due tecnologie in termini di **LCOH** (Levelized Cost of Hydrogen). Con i costi di investimento e operativi aumentati a **1300 €/kW_{el}** e **26 €/kW_{el}_anno** per il PEM, e a **1100 €/kW_{el}** e **22 €/kW_{el}_anno** per l'alcalino, il **gap tra i due LCOH** si riduce notevolmente rispetto alla configurazione precedente (dal 28% al 18% di differenza). Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, lo scenario si sviluppa considerando un blend al 20% di idrogeno e gas naturale per i tre scenari di consumo gas: **LT (Late Transition)**, **Fit-for-55** e **G7**. Questo cambiamento rende le due tecnologie molto più competitive tra loro, con il PEM che mantiene un costo unitario leggermente più elevato, ma compensato da un numero di ore operative maggiore, che consente una maggiore flessibilità. Il peso complessivo dei costi di investimento e operativi risulta tale da rendere conveniente il funzionamento degli elettrolizzatori anche in ore caratterizzate da prezzi dell'energia più alti, con un incremento delle ore operative per entrambe le tecnologie rispetto agli scenari iniziali.

Parametri Economici degli Elettrolizzatori

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
-----------	-----	----------	-------

CAPEX	1300	1100	€/kW _{el}
OPEX	26	22	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	20	anni
Stack Replacement	30%	30%	% CAPEX
Anno di stack repl.	15	15	anni

Richiesta di Idrogeno per le Zone (ktep/anno)

Zona	2030-LT	2030-FF55	2030-G7
NORD	1.214	1.136	940
CNOR	215	201	166
CSUD	105	98	81
SUD	652	610	505
CALA	10	9	8
SICI	359	336	278
Totale	2.555	2.390	1.978

Risultati dell'Ottimizzazione

Zona	Tecnologia	LCOH Min (€)	N. Ore	Taglia LT (MWp)	Taglia FF55 (MWp)	Taglia G7 (MWp)
Calabria	Alcalino	2,799	2481	71,02	63,92	56,82
Calabria	PEM	2,872	2878	61,23	55,10	48,98
Centro Nord	Alcalino	2,739	2628	1441,61	1347,74	1113,06
Centro Nord	PEM	2,815	3063	1236,88	1156,34	954,96
Centro Sud	Alcalino	2,673	2670	692,97	646,71	534,58
Centro Sud	PEM	2,757	3048	607,03	566,56	468,28
Nord	Alcalino	2,813	2631	8130,81	7608,40	6295,68
Nord	PEM	2,890	2971	7200,32	6737,70	5575,21
Sicilia	Alcalino	2,829	2396	2640,24	2471,09	2044,38
Sicilia	PEM	2,904	2780	2275,55	2129,76	1762,12
Sud	Alcalino	2,713	2798	4106,16	3841,65	3180,38
Sud	PEM	2,786	3157	3639,22	3404,80	2818,72

L'aumento dei costi di **CAPEX** e **OPEX** porta a un incremento complessivo dei costi unitari di produzione di idrogeno, ma riduce il divario tra le tecnologie PEM e alcalino. Inoltre è interessante considerare come, aumentando i costi di CAPEX e OPEX, oltre all'aumentare del numero delle ore, si assiste ad una drastica riduzione delle taglie da installare.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale: aumento prezzi CAPEX e OPEX e convergenza dei costi tra Alcalino e PEM

In questo scenario si simula la riduzione del gap tra i parametri economici (**CAPEX** e **OPEX**) delle due tecnologie portando il PEM ad essere soltanto il 12,5% più costoso dell'alcalino. I valori di **CAPEX** sono stati fissati a **1155 €/kW_{el}** per l'alcalino e a **1300 €/kW_{el}** per il PEM, mentre l'**OPEX** è stato portato a **23,1 €/kW_{el}_anno** per l'alcalino e **26 €/kW_{el}_anno** per il PEM, così emerge una significativa convergenza nei costi unitari di produzione di idrogeno (**LCOH**) per le due tecnologie. Questo cambiamento mostra come, in condizioni di mercato favorevoli (per via di economie di scala ci può essere una maggiore riduzione del prezzo del PEM, tecnologia meno matura attualmente, rispetto all'alcalino), le due tecnologie possano risultare equivalenti dal punto di vista economico, rendendo la scelta tra le due più legata a fattori operativi e logistici che ai soli costi. Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, lo scenario si sviluppa considerando un blend al 20% di idrogeno e gas naturale per i tre scenari di consumo gas: **LT (Late Transition)**, **Fit-for-55** e **G7**.

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
CAPEX	1300	1155	€/kW _{el}
OPEX	26	23,1	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	20	anni
Stack Replacement	30%	30%	% CAPEX
Anno di stack repl.	15	15	anni

Richiesta di Idrogeno per le Zone (ktep/anno)

Zona	2030-LT	2030-FF55	2030-G7
NORD	1.214	1.136	940
CNOR	215	201	166
CSUD	105	98	81
SUD	652	610	505
CALA	10	9	8
SICI	359	336	278
Totale	2.555	2.390	1.978

Zona	Tecnologia	LCOH Min (€)	N. Ore	Taglia LT (MWp)	Taglia FF55 (MWp)	Taglia G7 (MWp)
Calabria	Alcalino	2,881	2601	67,75	60,97	54,20
Calabria	PEM	2,872	2878	61,23	55,10	48,98

Centro Nord	Alcalino	2,816	2754	1375,66	1286,10	1062,14
Centro Nord	PEM	2,815	3063	1236,88	1156,34	954,96
Centro Sud	Alcalino	2,748	2766	668,92	624,32	516,02
Centro Sud	PEM	2,757	3048	607,03	566,56	468,28
Nord	Alcalino	2,889	2760	7750,78	7252,79	6001,43
Nord	PEM	2,890	2971	7200,32	6737,70	5575,21
Sicilia	Alcalino	2,913	2519	2511,32	2350,43	1944,70
Sicilia	PEM	2,904	2780	2275,55	2129,76	1762,12
Sud	Alcalino	2,786	2907	3952,19	3697,61	3061,13
Sud	PEM	2,786	3157	3639,22	3404,80	2818,72

1. **Convergenza dei Costi:** I valori di **LCOH** per le due tecnologie si avvicinano notevolmente, con differenze minime (spesso inferiori a 0,01 €/kg). Questo dimostra che la riduzione del gap tra i costi di investimento e operativi rende i due sistemi quasi equivalenti dal punto di vista economico.
2. **Ore Operative:** I PEM continuano a funzionare per un numero di ore leggermente superiore rispetto agli alcalini, massimizzando la loro flessibilità operativa. Tuttavia, l'aumento delle ore operative per entrambe le tecnologie conferma l'effetto di diluizione dei costi fissi sui prezzi di produzione.
3. **Zone a Elevata Domanda:** Le zone come Nord e Sud mostrano taglie ottimali elevate e convergenze molto ravvicinate tra PEM e alcalino, riflettendo la necessità di rispondere a una domanda consistente con configurazioni equivalenti.
4. **Zone a Bassa Domanda:** In zone come Calabria e Centro Sud, la differenza tra le tecnologie, seppure ancora trascurabile, è ancora presente, mostrando una importante dipendenza con i prezzi dell'energia. Infatti, laddove il PEM è inferiore come costo vuol dire che vi sono molte ore isolate con prezzi bassi; la tecnologia alcalina in questo caso ha bisogno di un tempo iniziale (settato a 15 minuti) per avviarsi, risultando meno efficiente.

Questa analisi di sensibilità evidenzia come un avvicinamento dei costi di CAPEX e OPEX renda le due tecnologie sempre più simili in termini economici. La scelta tra PEM e alcalino potrebbe dunque dipendere da altri fattori, come la flessibilità operativa, la purezza dell'idrogeno prodotto e i vincoli infrastrutturali regionali. Un'ulteriore analisi potrebbe includere variazioni nei prezzi dell'energia per valutare l'impatto su diverse configurazioni regionali.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Annuale:
riduzione percentuale blend idrogeno al 5%

In questo scenario, il livello di blend di idrogeno nel gas naturale è stato ridotto dal 20% al 5%, mantenendo invariati i parametri economici (**CAPEX** e **OPEX**) per gli elettrolizzatori alcalini e PEM rispetto all'analisi precedente. La domanda di idrogeno nelle varie zone, come riportato nella tabella della domanda, è proporzionalmente ridotta a un quarto rispetto ai valori precedenti, in linea con la riduzione del blend richiesto. Poiché la funzione di ottimizzazione utilizzata per il calcolo delle taglie degli elettrolizzatori è lineare rispetto alla quantità di idrogeno necessaria, tutte le taglie ottimali risultano anch'esse ridotte di un fattore 4.

Parametri Economici degli Elettrolizzatori

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
CAPEX	1300	1155	€/kW _{el}
OPEX	26	23,1	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	20	anni
Stack Replacement	30%	30%	% CAPEX
Anno di stack repl.	15	15	anni

Domanda di Idrogeno Ridotta per le Zone (ktep/anno)

Zona	2030-LT	2030-FF55	2030-G7
NORD	304	284	235
CNOR	54	50	42
CSUD	26	25	20
SUD	163	153	126
CALA	3	2	2
SICI	90	84	70
Totale	2.555	2.390	1.978

Risultati dell'Ottimizzazione

Zona	Tecnologia	LCOH Min (€)	N. Ore	Taglia LT (MWp)	Taglia FF55 (MWp)	Taglia G7 (MWp)
Calabria	Alcalino	2,881	2601	16,94	15,24	13,55
Calabria	PEM	2,872	2878	15,31	13,78	12,25

Centro Nord	Alcalino	2,816	2754	343,91	321,52	265,53
Centro Nord	PEM	2,815	3063	309,22	289,08	238,47
Centro Sud	Alcalino	2,748	2766	167,23	156,08	129,01
Centro Sud	PEM	2,757	3048	151,76	141,64	117,00
Nord	Alcalino	2,889	2760	1937,69	1813,20	1500,36
Nord	PEM	2,890	2971	1800,08	1684,42	1393,80
Sicilia	Alcalino	2,913	2519	627,61	587,61	486,17
Sicilia	PEM	2,904	2780	568,89	532,44	440,53
Sud	Alcalino	2,786	2907	988,05	924,40	765,28
Sud	PEM	2,786	3157	909,81	851,20	704,68

1. **Proporzionalità Lineare:** La riduzione del livello di blend al 5% porta a una riduzione lineare delle taglie ottimali degli elettrolizzatori, rendendo queste dimensioni pari a circa un quarto rispetto ai valori calcolati con un blend al 20%. Questo risultato è coerente con la natura lineare della funzione di ottimizzazione rispetto alla domanda di idrogeno.
2. **Stabilità dell'LCOH:** Nonostante la variazione nelle taglie, i valori del **LCOH** rimangono invariati per entrambe le tecnologie rispetto agli scenari con blend al 20%. Questo conferma che la riduzione delle taglie non altera il costo unitario di produzione dell'idrogeno, poiché nei costi di investimento per queste dimensioni di taglie non sono state previste "economie di scala".

Lo scenario con blend al 5% sottolinea come il dimensionamento degli elettrolizzatori sia fortemente legato alla quantità di idrogeno necessaria ma allo stesso tempo il costo unitario di produzione resta stabile e comparabile tra le tecnologie se, oltre un certo valore di taglia, non subentrano ulteriori economie di scala che diminuiscono il costo di installazione.

Ottimizzazione della sola Taglia dell'Elettrolizzatore con Vincolo di Produzione Mensile

In questo scenario, l'ottimizzazione delle taglie degli elettrolizzatori considera il vincolo di rispettare i consumi **mensili** di idrogeno per ciascuna zona del mercato elettrico italiano (la ripartizione mensile è quella riportata in tabella 3). Questo implica che, oltre alla produzione totale annua, ogni zona debba garantire una distribuzione mensile della produzione, proporzionale alla ripartizione del consumo di gas naturale nei mesi in Italia. Il quantitativo di idrogeno richiesto mensilmente viene calcolato come il prodotto tra la percentuale mensile del consumo di gas e il totale di idrogeno richiesto dalla zona (in questo scenario impostato al livello di blend del 5%).

I parametri economici degli elettrolizzatori utilizzati per l'ottimizzazione sono gli stessi del primo scenario presentato in questa sezione (ad esempio, includono un **CAPEX di 900 €/kW_{el}** e un **OPEX di 18 €/kW_{el}_anno** per il PEM). I risultati finali mostrano un aumento significativo delle taglie ottimali necessarie per rispettare i vincoli mensili, riflettendo le fluttuazioni stagionali nella domanda e i limiti operativi del sistema.

Domanda di Idrogeno per il Caso LT (Blend 5%)

Zona	2030-LT (ktep/anno)
NORD	304
CNOR	54
CSUD	26
SUD	163
CALA	3
SICI	90
SARD	0

Parametri Economici degli Elettrolizzatori

Parametro	PEM	Alcalino	Unità
CAPEX	900	700	€/kW _{el}
OPEX	18	14	€/kW _{el} _anno
Efficienza (HHV)	50,45	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	20	anni
Stack Replacement	30%	30%	% CAPEX
Anno di stack repl.	15	15	anni

Ripartizione Mensile (Esempio per alcune zone, ktep)

Zona	Gennaio	Febbraio	Marzo	Dicembre
NORD	41,04	31,62	30,10	36,48
CNOR	7,29	5,62	5,34	6,47
SICI	12,15	9,37	8,91	10,80

Risultati dell'Ottimizzazione per il Caso LT (PEM)

Zona	Taglia Ottima (MW)	LCOH (€)	Ore Operative
Calabria	42,00	9,70	1047,83
Centro Nord	1187,00	9,08	797,13
Centro Sud	535,00	8,65	871,88
Nord	7155,00	9,46	746,71
Sicilia	2020,00	9,32	782,14
Sud	3450,00	9,00	831,71

I risultati mostrano un significativo aumento delle **taglie ottimali** degli elettrolizzatori PEM per tutte le zone rispetto al caso con vincolo annuale. Questo incremento è determinato dal vincolo mensile, che impone di garantire la produzione di idrogeno in ogni mese dell'anno, riflettendo le fluttuazioni stagionali nella domanda. Zone con alta domanda, come il **Nord** (7155 MW) e il **Sud** (3450 MW), richiedono taglie molto elevate per soddisfare il vincolo, nonostante un numero limitato di ore operative (746-831 ore).

Il costo unitario di produzione (**LCOH**) rimane relativamente stabile tra le diverse zone, con valori compresi tra **8,65 €/kg** (Centro Sud) e **9,70 €/kg** (Calabria), dimostrando che le differenze nelle taglie ottimali non si traducono in variazioni significative nei costi unitari. Tuttavia, le ore operative risultano inferiori rispetto ai casi con vincoli annuali, evidenziando un utilizzo meno efficiente dell'investimento, dovuto alla necessità di coprire i picchi mensili di domanda. La tabella successiva spiega le motivazioni che portano ad un risultato simile (la percentuale di ore del mese con prezzo dell'energia pari a 0 riportata in tabella è quella della zona di mercato "sud"). La ripartizione mensile pone un vincolo importante per quanto riguarda le quantità da produrre nei mesi invernali, mesi nei quali risultano percentualmente poche ore con prezzo dell'energia pari a 0.

Mese	Ripartizione Consumi Gas (%)	Ore del mese con Prezzo 0 (%)
Gennaio	13,5	10
Febbraio	10,4	12
Marzo	9,9	11
Aprile	7,2	26
Maggio	5,8	31
Giugno	5,7	27
Luglio	6,5	19
Agosto	5,5	11
Settembre	6,5	16

Ottobre	7,3	10
Novembre	9,6	12
Dicembre	12	5

Questo scenario sottolinea l'importanza di poter stoccare idrogeno per tempi "lunghi", in quanto la dipendenza della stagionalità nei prezzi dell'energia e nelle quantità da produrre influiscono significativamente sul dimensionamento ottimale degli impianti e sulla loro efficienza operativa.

Ottimizzazione della Taglia dell'Elettrolizzatore e di impianti rinnovabili con Vincolo di Produzione Annuale

Questo scenario considera l'installazione di impianti fotovoltaici e/o eolici accoppiati agli elettrolizzatori per soddisfare una percentuale minima di autoconsumo. In questa circostanza la vita utile degli impianti è stata considerata la stessa e pari a 20 anni (per poter comparare gli investimenti in rinnovabili e l'elettrolizzatore alla stessa maniera). Le curve tipiche di produzione fotovoltaica ed eolica per ciascuna zona sono state estratte secondo la metodologia riportata in [15] e [16] e, a livello tecnologico, mediante il portale renewables.ninja (realizzato a partire dal database MERRA e MERRA2 della NASA secondo i criteri usati in [15] e [16]).

Sono stati analizzati tre casi esemplificativi per ciascuna zona:

1. Percentuale minima di autoconsumo da rinnovabili pari al **20%**.

2. Percentuale minima di autoconsumo da rinnovabili pari al **90%**.
3. Variazione dei costi di investimento (**CAPEX**) per impianti fotovoltaici ed eolici, mantenendo il 20% di autoconsumo minimo.

I risultati includono le taglie ottimali degli impianti, il numero di ore operative, il livello di autoconsumo e il **Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)**. Le analisi sono state effettuate per gli scenari **LT**, **FF55** e **G7**, con blend di idrogeno al 20% e 5%. In tutte le tabelle la colonna "Ore" si riferisce al numero di ore in cui l'elettrolizzatore funziona a "massimo carico", nelle restanti ore funzionerà in maniera parzializzata (si è assunto un rendimento inferiore del 20%) seguendo il profilo delle rinnovabili. Per tale assunzione è stata riportata solo la tecnologia PEM, più rapida a variazioni di carico e capace di seguire i profili di fotovoltaico e eolico.

Parametro	PEM	Unità
CAPEX H2	900	€/kW _{el}
OPEX	2%	%/CAPEX
Efficienza (HHV)	50,45	kW _{el} /kgH ₂
Vita Utile	20	anni
CAPEX PV	800	€/kW _{el}
CAPEX Wind	1200	€/kW _{el}

Scenario Calabria - Autoconsumo Minimo 20%, blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
40	30	45	1456	0,83	1,86	LT
30	39	39	1450	0,91	1,85	FF55
31	24	36	1551	0,83	1,85	G7

Scenario Calabria - Autoconsumo Minimo 90%, blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
40	120	0	1471	0,93	2,12	LT
39	117	0	1471	1,00	2,27	FF55
34	96	0	1295	0,93	2,14	G7

Scenario Calabria - Variazione CAPEX PV e Wind, blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
40	30	45	1456	0,825	2,07	LT
36	26	36	1551	0,794	2,07	FF55
31	24	36	1551	0,825	2,06	G7
CAPEX H2	CAPEX Wind	CAPEX PV	OPEX	Vita Utile		
900	1400	1000	2%	20		

Scenario Centro Nord - Autoconsumo Minimo 20%, blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
825	632	1264	1577	0,836	2,07	LT
772	590	1180	1581	0,835	2,07	FF55
636	488	976	1579	0,836	2,07	G7

Scenario Centro Nord - Autoconsumo Minimo 90%, blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
981	2528	0	1360	0,907	2,17	LT
918	2360	0	1364	0,906	2,17	FF55
756	1952	0	1364	0,907	2,17	G7

Scenario Centro Nord - Variazione CAPEX PV e Wind (Autoconsumo Minimo 20%), blend H2 20%

Taglia (MW)	Taglia PV (MW)	Taglia Wind (MW)	Ore	% Autoconsumo	LCOH (€)	Scenario
2073	632	0	1545	0,226	2,26	LT
1940	590	0	1544	0,226	2,25	FF55
1596	488	0	1550	0,227	2,25	G7

CAPEX H2	CAPEX Wind	CAPEX PV	OPEX	Vita Utile
900	1400	1000	2%	20

1. Impatto della Percentuale Minima di Autoconsumo:

- Un aumento della quota di autoconsumo minimo dal 20% al 90% comporta un significativo incremento delle taglie fotovoltaiche. Per esempio, nella Calabria, il fotovoltaico passa da **30 MW** (20% autoconsumo) a **120 MW** (90% autoconsumo), aumentando di quasi quattro volte. Il Centro Nord, con risorse

solari limitate, deve compensare con taglie ancora più elevate, come **2528 MW** di fotovoltaico nello scenario LT con autoconsumo al 90%.

2. Effetto del CAPEX Aumentato:

- L'incremento dei costi di CAPEX per PV ed eolico (rispettivamente **1000 €/kW** e **1400 €/kW**) aumenta sensibilmente l'LCOH. In Calabria, questo si riflette in un incremento dell'LCOH da **1,86 €/kg** a **2,07 €/kg** nello scenario LT con autoconsumo minimo.

3. Differenze Regionali:

- La Calabria, con una maggiore capacità di produzione fotovoltaica ed eolica, può soddisfare il vincolo di autoconsumo con taglie più contenute rispetto al Centro Nord, dove il fabbisogno energetico richiede dimensioni notevolmente superiori, influenzando negativamente sui costi complessivi.

L'analisi dell'ultimo scenario mostra come l'aumento delle quote di autoconsumo o dei costi infrastrutturali influenzi significativamente la fattibilità economica della produzione di idrogeno verde. Le differenze regionali, dovute alle risorse rinnovabili disponibili, rendono cruciale la personalizzazione delle strategie di investimento.

3. Conclusioni

L'analisi degli scenari di ottimizzazione per la produzione di idrogeno verde ha messo in luce diverse configurazioni possibili, evidenziando l'impatto dei vincoli tecnici ed economici sulle taglie ottimali degli elettrolizzatori e sull'**LCOH**. Confrontando i risultati, emerge chiaramente come le scelte di approvvigionamento energetico, i vincoli di rinnovabilità e le caratteristiche regionali influenzino significativamente la sostenibilità economica e tecnica delle soluzioni adottate.

Confronto tra Scenari

1. **Consumo da Rete senza Rinnovabili:** Questo scenario, caratterizzato dall'acquisto di energia dalla rete e dall'assenza di fonti rinnovabili dedicate, ha evidenziato LCOH compresi tra **1,8 €/kg** e **3 €/kg** (in base ai valori di capex, opex e la tecnologia degli elettrolizzatori), risultando competitivo in termini di semplicità e flessibilità operativa. Tuttavia, la mancanza di autoconsumo da rinnovabili rende questa configurazione meno sostenibile dal punto di vista ambientale.
2. **Consumo con Percentuale di Rinnovabili:** L'introduzione di impianti fotovoltaici e/o eolici per soddisfare una quota di autoconsumo rinnovabile ha portato a un incremento delle taglie degli elettrolizzatori e dei costi di investimento, con LCOH iniziali compresi

tra **1,85 €/kg** e **2,25 €/kg**, rendendo le configurazioni con autoconsumo da rinnovabili estremamente competitive, soprattutto nei contesti geografici con elevata disponibilità di risorse naturali.

3. **Scenari con Vincoli Mensili:** L'aggiunta di vincoli mensili, per soddisfare una domanda distribuita nel tempo, ha comportato un aumento significativo delle taglie ottimali e una riduzione dell'efficienza economica, con LCOH generalmente più elevati rispetto ai vincoli annuali. Questo dimostra come i vincoli temporali dovuti all'impossibilità di stoccaggio influiscano sulla capacità di diluire i costi fissi nel tempo, aumentando la complessità della pianificazione.
4. **Impatto del CAPEX e OPEX:** L'incremento dei costi di CAPEX per PV ed eolico ha avuto un impatto marcato sull'LCOH, rendendo meno competitivi gli scenari con alte percentuali di autoconsumo, soprattutto in regioni con limitate risorse rinnovabili, come il Centro Nord. Al contrario, regioni con maggiore potenziale solare, come la Calabria, hanno mostrato una maggiore resilienza ai costi variabili, mantenendo LCOH più contenuti.

Lo scenario più competitivo in termini di LCOH è quello con impianti rinnovabili dedicati e una vita utile di 20 anni, dove il costo scende significativamente grazie alla maggiore diluizione dei costi di investimento. Tuttavia, la scelta ottimale dipende fortemente dal contesto regionale, dalle risorse rinnovabili disponibili e dai vincoli imposti, come la quota di autoconsumo o i requisiti temporali. L'analisi complessiva sottolinea la necessità di una strategia diversificata e personalizzata, che consideri il mix ottimale tra elettrolizzatori, fonti rinnovabili e vincoli operativi, massimizzando sia la sostenibilità economica che quella ambientale. L'evoluzione tecnologica e la riduzione futura dei costi di CAPEX e OPEX saranno inoltre determinanti per rendere l'idrogeno verde una soluzione ancora più competitiva per la transizione energetica.

4. Bibliografia

[1] **The Future of Hydrogen, International Energy Agency**, Giugno 2019. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

[2] **Strategia Nazionale Idrogeno**, Novembre 2024. Disponibile su: <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Strategia%20Nazionale%20Idrogeno.pdf>

[3] **SNAM e l'Idrogeno**, Ottobre 2019. Disponibile su: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/snam_idrogeno/

[4] **PIANO D'AZIONE PER L'IDROGENO, Potenzialità dell'industria nazionale nella prospettiva della transizione ecologica e mappatura dei potenziali Off-Takers**, Confindustria. Disponibile

su: https://www.confindustria.it/wcm/connect/737f1918-a488-4117-95e5-b6c9d0c8ed6c/Position+Paper_Piano+d%27azione+per+l%27idrogeno+-+Focus+Offtaker+Industriali_Confindustria.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-737f1918-a488-4117-95e5-b6c9d0c8ed6c-nWbWgXs

[5] Ricerca di Sistema elettrico, Power-to-Gas: supporto attività sperimentale presso impianto Power-To-Gas di metanazione c/o Casaccia, Vilardi G., Bassano C., Deiana P., Verdone N., Report RdS/PTR(2021)/276, Dicembre 2021. Disponibile su: https://www2.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2019-2021/sistemi-di-accumulo/report-rds_ptr_2021_276.pdf

[6] Terna, Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, Settembre 2024. Disponibile su: https://download.terna.it/terna/Rapporto_Mensile_Settembre_24_8dcf44c755389bd.pdf

[7] PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Giugno 2024. Disponibile su: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf

[8] Strategia Nazionale Idrogeno, Linee Guida Preliminari, Novembre 2020. Disponibile su: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

[9] Oxford Institute for Energy Studies. "Gas to 2030." *Oxford Energy Forum*, 2024.

[10] Consiglio dell'Unione Europea. "Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases." *Consilium*, 2022.

[11] Amundi Research Center. "EU Fit for 55 package." *Amundi*, 2021.

[12] Agora Energiewende. "Energiewende 2030: The Big Picture." *Agora Energiewende*, 2016.

[13] Kennedy, J., & Eberhart, R. "Particle Swarm Optimization." *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, Perth, WA, Australia, 1995, pp. 1942-1948.

[14] Poli, R., Kennedy, J., & Blackwell, T. "Particle Swarm Optimization: An Overview." *Swarm Intelligence*, 1, 33-57, 2007.

[15] Pfenninger, S., & Staffell, I. "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data." *Energy*, 114, 1251-1265, 2016.

[16] Staffell, I., & Pfenninger, S. "Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output." *Energy*, 114, 1224-1239, 2016.

[17] Terna, Snam. "Documento di Descrizione degli Scenari 2022." *Terna*, 2022. Disponibile su: download.terna.it