



Valutazione economica della tecnologia PtG nel contesto italiano e confronto con altre possibili tecnologie di accumulo energetico

Claudia Bassano, Paolo Deiana

POWER-TO-GAS: ANALISI TECNICO-AMBIENTALE E CONFRONTO CON ALTRE TECNOLOGIE DI ACCUMULO

Claudia Bassano, Paolo Deiana ENEA

Aprile 2022

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Tema 1.2 – Sistemi di accumulo, compresi power to gas, e relative interfacce con le reti

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - I Annualità

Work Package 3: “Power to Gas” (P2G)

Linea di attività LA3.3 Valutazione economica della tecnologia PtG nel contesto italiano e confronto con altre possibili tecnologie di accumulo energetico

Responsabile del Progetto: Giulia Monteleone, ENEA

Responsabile del Work package: Eugenio Giacomazzi, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
1.1 PROSPETTIVE DELLA DECARBONIZZAZIONE ATTRAVERSO L'IDROGENO.....	5
1.2 IL RECOVERY AND RESILIENCE PLAN.....	6
2 STATO DELL'ARTE DEI COSTI DELLE TECNOLOGIE POWER TO GAS.....	7
2.1 STIMA DEI COSTI MEDI DELLA SEZIONE DI ELETTROLISI.....	7
2.2 STIMA DEI COSTI DELLA SEZIONE DI METANAZIONE.....	9
3 ANALISI ECONOMICA DI UN IMPIANTO POWER TO GAS.....	10
3.1 METODOLOGIE E ASSUNZIONI PER IL CALCOLO DEL LCOX.....	11
3.2 ANALISI ECONOMICA DI UN IMPIANTO POWER TO HYDROGEN.....	13
3.3 ANALISI ECONOMICA DI UN IMPIANTO POWER To METHANE.....	17
4 CONFRONTO ECONOMICO CON ALTRE TECNOLOGIE E STRATEGIE DI ACCUMULO ENERGETICO.....	22
5 CONCLUSIONI.....	24
6 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	24
7 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	25

Sommario

Il costo specifico del gas prodotto con la tecnologia Power To Gas (PtG) è al momento ancora elevato poiché devono ancora essere affrontate barriere di tipo tecnologico ed economico. Con l'obiettivo di individuare possibili strategie di riduzione di queste barriere è stata svolta una valutazione economica, andando a valutare il costo specifico di produzione del prodotto finale LCOX. Sono state considerate più configurazioni impiantistiche: un impianto PtG che alimenta con un blending al 20% H_2 /GN una caldaia industriale da 10 MW termici; un impianto PtM (Power To Methane) che produce metano sintetico da H_2 elettrolitico e da CO_2 proveniente dall'upgrading del biogas a $bioCH_4$.

In entrambi i casi è stato considerato uno stoccaggio intermedio per consentire l'operabilità in continuo durante tutto l'anno ed è stato assunto nel caso base un esercizio dell'elettrolizzatore pari a 2000 ore/anno. Relativamente alla composizione del costo di investimento, l'elettrolizzatore è il componente che pesa per oltre il 50 %. I risultati indicano valori di LCOH, nel caso dell'applicazione in caldaia, variabili tra 5 €/kg H_2 a 14 €/kg H_2 in funzione del costo di acquisto dell'energia elettrica (con valori tra 25 €/MWh-150 €/MWh) ed in funzione del load factor. Incrementando le ore di esercizio dell'elettrolizzatore, i valori dell'LCOH diminuiscono e varia la sua composizione nelle voci principali dove il peso dell'acquisto dell'elettricità assume valori maggiori. Nel caso dell'impianto PtM i costi ottenuti variano anche essi tra 180 €/MWh $_{SNG}$ e i 400 €/MWh $_{SNG}$ in funzione del costo dell'energia elettrica e del numero di ore annuali di esercizio dell'elettrolizzatore. Un'analisi di sensitività sui principali parametri che compongono l'LCOX ha indicato il costo dell'energia elettrica come il parametro di maggiore influenza. Il confronto con altre tecnologie di accumulo energetico indica costi attuali per MWh elettrico maggiori per le tecnologie PtG rispetto ai sistemi basati sul pompaggio idroelettrico o sulla CAES.

1 Introduzione

Il costo specifico del gas prodotto con la tecnologia P2G è al momento ancora elevato, dalle cinque alle dieci volte, se paragonato a quello del gas naturale, poiché devono ancora essere affrontate barriere di tipo tecnologico ed economico.

Con l'obiettivo di individuare possibili strategie di riduzione di queste barriere è stata svolta una valutazione economica dei sistemi Power To Gas ed è stato sviluppato un confronto con le altre tecnologie di accumulo elettrico.

1.1 Prospettive della decarbonizzazione attraverso l'idrogeno

Differenti sono gli obiettivi che le politiche energetiche europea e nazionale si pongono per raggiungere l'ambizione della neutralità climatica europea al 2050.

In tale contesto L'Unione Europea si è attivata attraverso una serie di iniziative: il **Pacchetto Energia Pulita** emanato nel **2016** indirizzato ad ottenere **entro il 2030 una riduzione del 40% delle emissioni di CO2** rispetto al 1990 con investimenti in efficienza energetica e fonti rinnovabili; il **Green Deal europeo**, un insieme di iniziative politiche con l'obiettivo generale di raggiungere la **neutralità climatica in Europa entro il 2050**.

Per conseguire gli obiettivi dell'UE in materia di energia e clima per il 2030, i paesi membri hanno elaborato un **piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC)** della durata di dieci anni per il periodo 2021-2030. Il PNIEC italiano è attualmente in fase di revisione.

La strategia dell'UE sull'idrogeno, adottata nel luglio 2020, mira ad accelerare lo sviluppo del pulito idrogeno con l'obiettivo strategico di installare **almeno 40 GW** di elettrolizzatori di idrogeno rinnovabile entro il **2030** e di produrre fino a **10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile**. **L'Alleanza europea per l'idrogeno pulito**, istituita allo stesso tempo, è un forum che porta insieme industria, autorità pubbliche e società civile, per coordinare gli investimenti.

A livello nazionale **le Linee Guida Preliminari relative alla Strategia Nazionale sull'idrogeno emanate dal Ministero dello Sviluppo Economico**, intendono individuare i settori nei quali l'idrogeno potrà diventare competitivo sia in tempi brevi che a più lungo termine, ma anche a verificare le aree d'intervento che meglio si adattano a sviluppare e implementare l'utilizzo dell'idrogeno, con l'ambizione di raggiungere l'obiettivo di ottenere il **22% circa di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale al 2050**.

Una versione aggiornata del PNIEC verrà rilasciata nel 2022 tenendo in considerazione il contributo delle linee Guida Preliminari relative alla Strategia Nazionale sull'idrogeno.

Per conseguire gli ambiziosi obiettivi della neutralità climatica il sistema energetico muterà nel suo assetto. Come delineato dalla recente **Strategia per l'integrazione del sistema energetico**, che rappresenta il quadro di riferimento per la transizione all'energia verde, **il sistema energetico europeo non sarà più lineare** ma sarà caratterizzato da **nuovi collegamenti** fra i settori dei trasporti, dell'industria, del gas, dell'edilizia, che al momento sono divisi in compartimenti stagni in termini di consumo energetico, con catene del valore, norme e infrastrutture.

La Strategia prevede un piano d'azione articolato su sei assi:

- un **sistema energetico più circolare**, centrato sull'idea di mettere l'efficienza energetica al primo posto
- **accelerare l'elettrificazione diretta della domanda di energia**, basandosi su un sistema fondato sulle energie rinnovabili
- **promuovere combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, compreso l'idrogeno**, per i settori difficili da decarbonizzare
- rendere i mercati dell'energia adatti alla decarbonizzazione e alle risorse distribuite
- **un'infrastruttura energetica più integrata**
- un sistema energetico digitalizzato e un quadro di innovazione di supporto

1.2 Il Recovery and Resilience Plan

Il PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza è stato predisposto nell'ambito dei fondi del Dispositivo di ripresa e resilienza (RRF) e nel quadro di Next Generation EU (NGEU), ed è stato implementato da ciascun stato membro che ha definito un pacchetto coerente di riforme e investimenti per il periodo 2021-2026

Il Piano prevede il dettaglio di progetti, misure e riforme in sei aree di intervento riconducibili ai seguenti pilastri fondamentali: 1) transizione verde; 2) trasformazione digitale; 3) crescita intelligente, sostenibile e inclusiva ecc. 4) coesione sociale e territoriale; 5) salute e resilienza economica, sociale e istituzionale; 6) politiche per la prossima generazione.

Il PNRR italiano prevede investimenti pari a 191,5 miliardi di euro finanziati attraverso il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, lo strumento chiave del Next Generation EU, ed ulteriori 30,5 miliardi di risorse nazionali che confluiscono in un apposito Fondo complementare.

Nello specifico il PNRR conferma le indicazioni della strategia preliminare per l'idrogeno e questi obiettivi ambiziosi (in parte li anticipa al 2026) con una misura contenuta nella Missione2 "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica", specificamente dedicata alla "Promozione della produzione, distribuzione e gli usi finali dell'H₂". Sono in quest'ambito previste riforme di semplificazione amministrativa e armonizzazione normativa (abbattere le barriere) oltre che misure di supporto alla competitività delle aziende nazionali.

Ma in particolare sono previsti investimenti per 3,19 MLD €:

- 500 Milioni € per la produzione di H₂ ecosistemi e HV in aree industriali dismesse
- 2,0 Milioni € per l'utilizzo dell'H₂ in settori HARD TO ABATE
- 230 Milioni € per la sperimentazione dell'H₂ nel trasporto stradale
- 300 Milioni € per la sperimentazione dell'H₂ nel trasporto ferroviario
- 160 Milioni € per attività di Ricerca e Sviluppo sulle tecnologie dell'H₂

2 Stato dell'arte dei costi delle Tecnologie Power To Gas

Al fine di valutare i futuri costi tecnologici dei sistemi PtG, questo paragrafo prende in esame gli attuali costi dei componenti principali.

2.1 Stima dei costi medi della sezione di elettrolisi

Basandosi sulla review elaborata da Brynolf et al. (2018) [1] nella tabella successiva sono stati indicati i costi degli elettrolizzatori, riportando le principali informazioni quali ad esempio: la tipologia di elettrolizzatore, il costo di investimento dell'elettrolizzatore, compreso lo stack, il fattore di capacità, la vita utile dello stack.

Tabella 1. Caratteristiche tecniche-economiche delle principali tecnologie di elettrolisi

Tipologia elettrolizzatore		Alcalino	PEM	SOEC
Efficienza (LHV)	%	65-71	63-68	77-84
CAPEX impianto	€/kWe	500-1000	650-1500	2000-5600
OPEX	% CAPEX impianto	2-5	2-5	2-5
CAPEX sostituzione stack	€/kWe	160-220	300-350	500-800
Vita utile stack	ore	90.000-100.000	60.000-90.000	40.000-60.000
Consumo energetico	kWh/KgH ₂	45-60	45-65	30-40
Variazioni di carico	%	10-200	10-200	15-150
Flessibilità a freddo	Min.	<40	<10	300-500
Temperatura	°C	>90	60-80	600-700
Pressione operativa	bar	30-50	30-80	1-10

I costi di capitale principalmente sono costituiti da camino, elettronica di potenza e condizionamento del gas.

I sistemi di elettrolizzatori alcalini commerciali hanno efficienze nel range del 43–69%, con costi che variano da 600 fino a 2600 €/kWe, a seconda della capacità di produzione e dell'efficienza, con la maggior parte delle stime circa 1100 €/kWe. Costi di capitale per futuri alcalini gli elettrolizzatori sono stati stimati a 400–900 €/kWe [2] [3]. Il valore dei costi di investimento per un elettrolizzatore PEM si attesta in un range tra i 650-1.500 \$/kWe, con valori attualmente leggermente superiori alla tipologia alcalina.

Il costo della tecnologia SOEC è ancora elevato nel range 2000-5600 \$/kWe e presenta valori estremamente variabili. Questo poiché la tecnologia SOEC è una tecnologia in fase di sviluppo con taglie disponibili commercialmente dell'ordine delle centinaia di kWe, con una ridotta capacità di produzione.

Lo stack dell'elettrolizzatore è responsabile del 50% e del 60% del CAPEX rispettivamente dei costi degli elettrolizzatori alcalini e PEM. L'elettronica di potenza, il condizionamento del gas e i componenti dell'impianto rappresentano la maggior parte del resto dei costi.

I costi di O&M di tutti i tipi di elettrolizzatori sono nell'intervallo dal 2 al 5% all'anno del costo del capitale iniziale.

I costi degli elettrolizzatori dipendono dalla scala, con un fattore di scala che determina secondo leggi esponenziali un decremento del costo al crescere della taglia, e dal fattore di accrescimento delle competenze ovvero dalle leggi che vengono definite "curve di apprendimento". Il tasso di apprendimento

della tecnologia o del componente esprime una riduzione proporzionale del costo per ogni raddoppio della capacità o della produzione cumulativa. Il concetto delle curve di apprendimento consente di illustrare i vantaggi degli investimenti e degli interventi politici precoci nelle tecnologie emergenti. Le curve di apprendimento vengono applicate per dedurre le riduzioni dei costi passati a livelli di produzione cumulativi e offrono un'indicazione degli "investimenti di apprendimento". Questi aggiuntivi investimenti sono necessari per la diffusione della tecnologia entrante mentre coprono gli effetti dell'apprendimento il divario tra i costi del concorrente e le tecnologie concorrenti, compresi tutti gli effetti che portano ad una riduzione dei costi. Oltre all'apprendimento tecnologico in senso stretto (miglioramenti nella tecnologia), vanno inclusi anche l'apprendimento dei dipendenti le economie di scala e altri effetti.

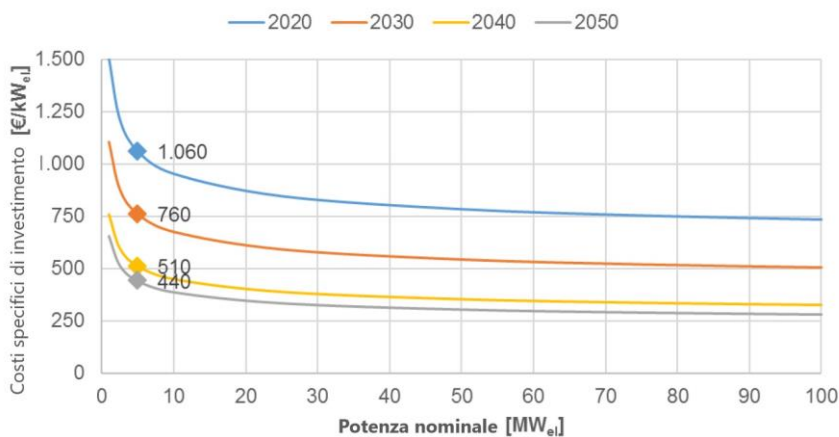


Figura 1. Costi di investimento specifici degli elettrolizzatori alcalini dovuti alle economie di scala per una potenza nominale di 1-100 MW nel 2020, 2030, 2040 e 2050

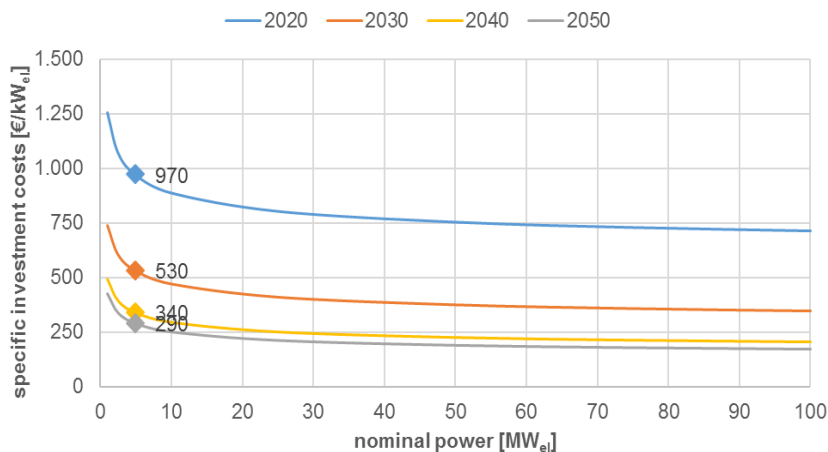


Figura 2. Costi di investimento specifici degli elettrolizzatori PEM dovuti alle economie di scala per una potenza nominale di 1-100 MW nel 2020, 2030, 2040 e 2050

Pertanto la riduzione dei costi in futuro verrà determinata da molteplici parametri tra cui le innovazioni nelle tecnologie stesse, (per esempio lo sviluppo di materiali meno costosi per elettrodi e membrane) e dalle economie di scala nei processi di produzione (ad esempio mediante lo sviluppo di elettrolizzatori più grandi). Le figure successive riportano i costi di investimento specifici per sistemi di elettrolizzatori da 5 MWe (Alcalina, PEM) nel 2020, 2030, 2040 e 2050 elaborati all'interno del progetto europeo STORE&GO [4]. La riduzione dei costi si basa esclusivamente sugli effetti dell'esperienza/curva di apprendimento dovuti

all'aumento del volume di produzione cumulativo. I valori di costo indicati nelle figure si riferiscono ad una taglia di riferimento di 5 MWe di potenza nominale.

2.2 Stima dei costi della sezione di metanazione

In uno studio tecnico-economico sulle potenzialità della filiera PtG [5] sono stati stimati i costi totali di investimento (componentistica, opere civili, impianto elettrico, BOP, strumentazione e ingegneria) relativi ad impianti di metanazione catalitica di tre diverse taglie (5 MW_{SNG}, 30 MW_{SNG} e 110 MW_{SNG}). A seconda delle taglie, i costi totali di investimento per gli impianti sono stati stimati in € 1,5 milioni, € 4,9 milioni o € 12,1 milioni, il che ha portato a costi di investimento specifici di circa 600 €/kW_{SNG}, 300 €/kW_{SNG} o 200 €/kW_{SNG}. Relativamente al processo di metanazione biologica in letteratura vengono riportati valori altamente variabili con un range tra 300-1200 €/kW_{SNG} [4].

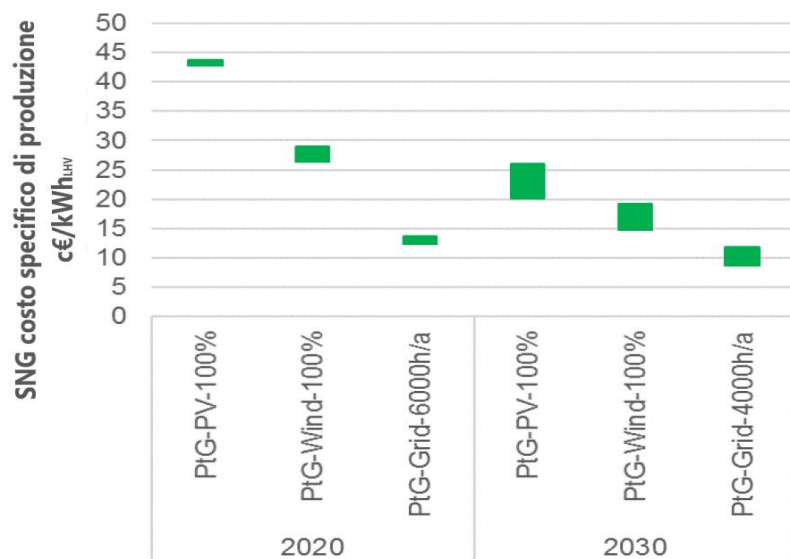


Figura 3. Range dei costi specifici di produzione per impianti da 100 MW nel 2020, 2030 e 2050 per diversi scenari

Diversi studi illustrano le stime del costo specifico di produzione di metano sintetico o SNG. Il report del progetto europeo STORE&GO [6] (Figura 3) riporta i costi specifici di produzione del SNG nel 2020, 2030 e 2050, calcolati per un impianto PtG da 100 MWe in tre differenti condizioni operative (impianto PtG alimentato da una fonte fotovoltaica (PtG-PV); impianto PtG alimentato da parco eolico (PtG-Wind) e un impianto PtG alimentato da energia elettrica proveniente dalla rete (PtG-Grid)). Le ore operative annuali sono state assunte nello studio rispettivamente pari a 1391 h/anno per il caso PV e 3100 h/anno per il caso di alimentazione da eolico. I valori riportati si trovano nel range dai 8-45 c€/kWh_{SNG}. Relativamente alla composizione delle singole voci di costo, il costo di acquisto dell'elettricità risulta predominante nel caso di collegamento diretto dell'impianto alla rete. Infine l'analisi di sensitività sui principali parametri, indica che l'efficienza dell'impianto, i costi di investimento, le ore a pieno carico e i costi dell'elettricità sono tra i parametri che influenzano maggiormente i costi specifici di produzione.

3 Analisi economica di un impianto Power To Gas

Con l'obiettivo di sviluppare una valutazione economica delle tecnologie Power To Gas si sono analizzate le singole unità che compongono la filiera per individuarne il costo di investimento e successivamente individuare il costo specifico di produzione del prodotto finale che sia idrogeno o metano.

Come illustrato nello schema successivo la filiera che compone il Power To Hydrogen è composta da più tecnologie interconnesse tra di loro in più possibili configurazioni a seconda della destinazione finale di utilizzo dell'idrogeno e a seconda della disponibilità locale di fonte rinnovabile.

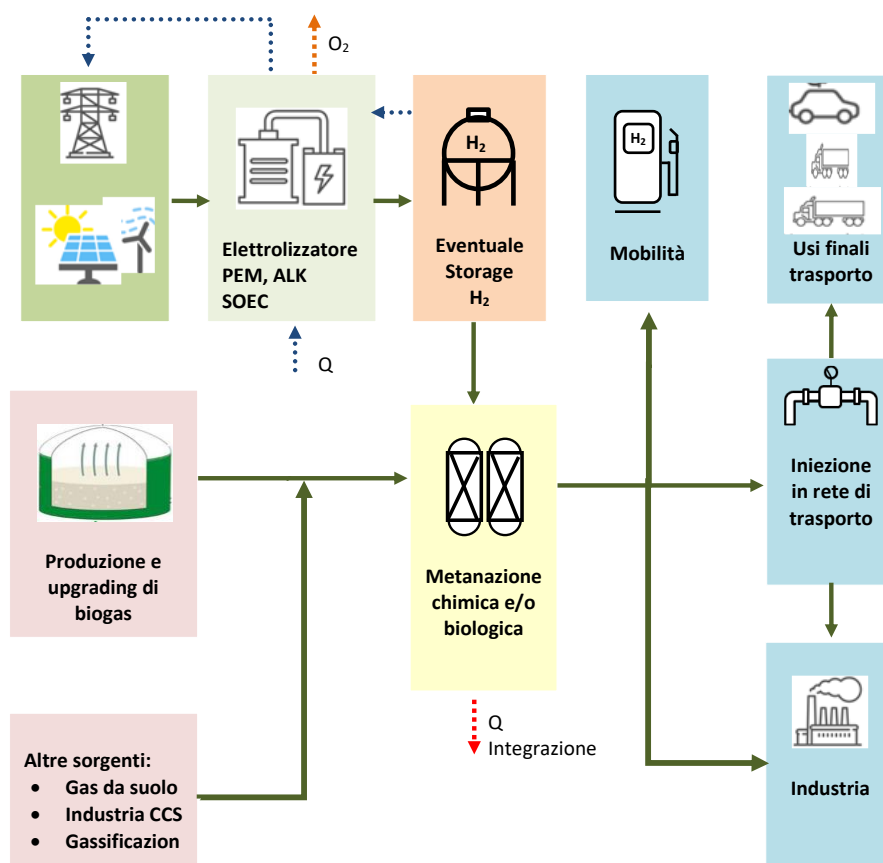


Figura 4: Schema generale di più configurazioni PtG

Le numerose potenziali applicazioni del PtG nel sistema energetico possono portare a diverse funzioni e benefici, dai quali possono derivare numerosi campi di applicazione. La valutazione economica e l'analisi del costo specifico di produzione è stata elaborata per i seguenti casi:

- impianto power to idrogeno con alimentazione di un'utenza termica industriale
- impianto power to methane

3.1 Metodologie e assunzioni per il calcolo del LCOX

I costi specifici di produzione sono stati calcolati basandosi su valori di letteratura e su valori relativi a quotazioni di componenti condotte da ENEA nell'ambito del progetto Hydrogen Demo Valley e nell'ambito di colloqui confidenziali con i fornitori delle tecnologie.

In questo elaborato si è indicato il costo specifico di produzione con il termine LCOX, dove la "X" indica il prodotto finale che sarà l'idrogeno LCOH e metano LCOX

Il costo specifico di produzione (LCOX) è stato calcolato attraverso la metodologia del costo livellato ovvero secondo la seguente formula [7]:

$$LCOX = \frac{\sum_{t=1}^n (CAPEX + OPEX + \text{costo elettricità} + \text{costo acqua})}{(1+i)^t} \bigg/ \frac{\sum_{t=1}^n \text{quantità di prodotto annuale } H_2 \text{ o SNG}}{(1+i)^t} \quad (1)$$

I termini inseriti indicano il costo di investimento (CAPEX) i costi operativi di manutenzione e di funzionamento, il costo di acquisto dell'elettricità e il costo di acquisto dell'acqua di alimento all'elettrolizzatore. La vita utile dell'impianto è stata assunta pari a 20.

Le assunzioni sono state le seguenti:

- I costi di investimento sono stati calcolati da fonti di letteratura ed attualizzati al 2021 attraverso il fattore CECPCI¹.
- Si è tenuto conto del fattore di scala, secondo la regola esponenziale
- Si è ipotizzata una "equity" del 100 % senza alcun indebitamento verso le banche
- I costi operativi includono i costi annuali per la manutenzione, il funzionamento e la pulizia dell'impianto, assunti pari a X% dei costi di investimento.
- Non viene presa in considerazione l'inflazione.
- Il decommissioning non è stato inserito.
- I costi specifici di produzione non includono tasse e oneri o eventuali correlati alle tariffe della rete elettrica e del gas.
- Si è ipotizzato un tasso di sconto r costante nel tempo
- Non si è applicata la curva di apprendimento ai valori dei costi di investimento

Ulteriori assunzioni includono il calcolo dell'EPC e degli imprevisti impostato pari al 10% del CAPEX, mentre le opere civili, i Balance of Plant (BOP), l'installazione ed il collaudo sono stati calcolati pari al 5 % dei costi di investimento.

I consumi dell'acqua sono stati calcolati ipotizzando che sono necessari 20 kg di acqua per 1 kg di idrogeno prodotto [8].

Relativamente al load factor dell'elettrolizzatore sono state ipotizzate più condizioni operativa partendo dalle 200 h/anno di esercizio annuale si è passati, sviluppando un'analisi di sensitività, ad un esercizio esteso su 4000 h/anno fino alle 8000 h/anno.

Ovviamente nel caso dell'esercizio di ore maggiori rispetto a quelle di media disponibili dal fotovoltaico e/o dall'eolico va stimata e contabilizzata la rinnovabilità della fonte di energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore.

¹ L'indice CEPCI (Chemical plant cost indexes) è un indice che consente di aggiornare i costi d'investimento di un impianto alla data dell'analisi rispetto alla data della fonte e tiene conto di molteplici fattori tra cui l'inflazione o la deflazione. Al 2021 è stato pari a 656.

Ulteriori assunzioni sono state fatte per il prezzo di acquisto dell'energia elettrica. Si è proceduto assumendo un impianto direttamente collegato ad un impianto fotovoltaico ad esso asservito, in tal caso l'assunzione è stata di 50 €/MWh, volendo invece ipotizzare il collegamento alla rete si è svolta un'analisi del valore medio assunto dal Prezzo Unico Nazionale (PUN) nell'arco dell'annualità 2021.

Per inciso come indicato nel bollettino ENEA [9] la seconda metà del 2021 è stata caratterizzata da un incremento sia dei prezzi del gas che dell'elettricità: il prezzo del gas, che nel I trimestre dell'anno si collocava sotto i 20 €/MWh, nel IV trimestre si è attestato a una media di poco inferiore ai 100€/MWh (+400%); similmente per i prezzi dell'elettricità con il PUN passato dai 60 €/MWh del I trimestre ai 240 €/MWh dell'ultimo trimestre (+300%) 2021.

La tabella successiva riassume i valori delle assunzioni utilizzate per il calcolo del costo specifico di produzione.

Tabella 2. Parametri tecnico ed economici per il calcolo del costo specifico di produzione (LCOX)

Parametri tecnico-economici		Power To Hydrogen	Power To Methane
<i>Parametri tecnici</i>			
Tipologia di elettrolizzatore	°C	alcalino	alcalino
Consumo Specifico - sistema	kWh/Nm ³	5	5,6
	kWh/kg	55,7	62,4
Consumo acqua	lt/Nm ³	1	1
Lifetime stack	h	60.000	60.000
<i>Parametri economici</i>			
CAPEX specifico elettrolizzatore [10]	€/kW ₂₀₁₇	1100	1100
Di cui stack	%	30%	30%
CAPEX specifico sezione di metanazione	€/kW	0	1000
Compressore CO2	€/Sm ³ /h	-	350
Stazione iniezione impianto ReMi	€/Sm ³ /h	-	2.000
O&M [7]	% _{CAPEX} /anno	3	3
Autoconsumi	%	5	5
Ore operative sezione di metanazione	h/anno	0	8000
Orizzonte temporale (n)	anni	20	20
Costo elettricità	€/MWh	50	50
Consumi di acqua	litri _{acqua} /Nm ³ _{H2}	1,8	1,8
Costo acqua	€/m ³	1	1

Ulteriori assunzioni prevedono un tasso di interesse *r* pari al Nel calcolo dei costi di produzione di GNC si 4% e un periodo di vita degli impianti paria a 20 anni.

Nei seguenti capitoli vengono descritti i parametri di input e le assunzioni tecniche più rilevanti I capitoli per il calcolo dei costi di produzione dell'idrogeno e del metano sintetico.

Per entrambe le configurazioni è stata svolta un'analisi di sensitività con il metodo *ceteris paribus*.

Dai risultati si possono ricavare i parametri che consentono la massima riduzione possibile dei costi specifici di produzione nell'ambito delle assunzioni e degli scenari ipotizzati.

3.2 Analisi economica di un impianto power to hydrogen

Tra gli utilizzi finali dell'idrogeno il settore termico rappresenta una delle possibili applicazioni che potrebbero implementarsi nel breve termine, specie se sostituito in blending con il gas naturale.

Di conseguenza, nel settore termico l'impiego di idrogeno potrebbe inizialmente essere utilizzato in blending nelle reti del gas naturale e svilupparsi anche in maniera autonoma in cluster industriali, specialmente in ambito industriale dove si potrebbero creare ambiti di applicazione di produzione ed utilizzo diretto.

In questo studio si è sviluppata un'analisi economica con la stima del costo specifico di produzione dell'idrogeno. La configurazione impiantistica considerata prevede l'utilizzo dell'idrogeno in blending con il gas naturale e come sostitutivo di quest'ultimo per fornire calore nei processi che richiedono temperature elevate come i forni della siderurgia, i forni del settore dei metalli non ferrosi, i forni della ceramica e delle vetrerie.

Le ipotesi del sistema studiato prevedono una taglia del forno di 10 MWt, alimentato da una miscela di blending del 20 % vol. di H₂ nel gas naturale. L'idrogeno viene prodotto da un elettrolizzatore ed uno stoccaggio intermedio consente l'operabilità del processo termico in continuo durante l'anno.

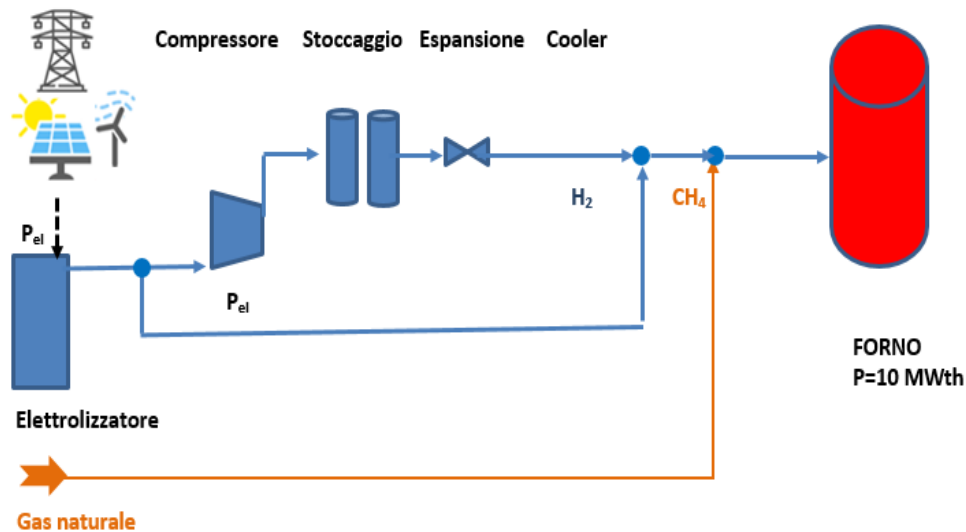


Figura 5. Schema semplificato dell'impianto PtG analizzato per un'utenza termica industriale

Sono stati analizzati due casi nel primo caso si è assunto un funzionamento giornaliero di 6 ore per l'elettrolizzatore (≈ 2000 h/anno) nel secondo caso un funzionamento giornaliero di 12 ore (≈ 4100 h/anno). La taglia dell'elettrolizzatore, pari a 6,4 MWe, è stata definita ipotizzando un esercizio di 6 ore giornaliere durante il quale l'elettrolizzatore alimenterà sia l'utenza termica che lo stoccaggio, il cui volume sarà tale da consentire il funzionamento in continuo nelle restanti 18 ore. Lo stoccaggio verrà realizzato in serbatoi da 3 m³ a 220 bar. Nel secondo caso la taglia dell'elettrolizzatore sarà da 2,5 MWe.

La tabella successiva riassume i parametri tecnici costituenti la base della stima economica.

Tabella 3. Assunzioni tecniche per l'analisi economica

Parametri tecnici	Caso I°	Caso II°	Unità di misura
Taglia utenza termica (es. forno)	10	10	MWt
Blending H ₂ /GN	20	20	%
Taglia nominale dell'elettrolizzatore	6,4	2,5	MWe
Ore anno di funzionamento dell'elettrolizzatore	2000	4100	h/anno
Energia elettrica	12124	10482	MWh/anno
Autoconsumi	5	5	%
Consumi specifico	60	60	kWh/kg
Portata di H ₂ prodotta	1125	450	Nm ³ /h
Portata H ₂ vs stoccaggio	900	225	Nm ³ /h
Potenza nominale compressore	160	40	kWe

Con le assunzioni riportate al paragrafo precedente per il primo caso l'elettrolizzatore avrà un costo di investimento pari a circa 8 M€ mentre le restanti sezioni stoccaggio, compressione, EPC, opere civili ed installazione saranno pari a 3M€.

La figura seguente indica la scomposizione del costo complessivo di investimento nelle singole voci, risulta evidente il peso maggiore che riveste l'elettrolizzatore.

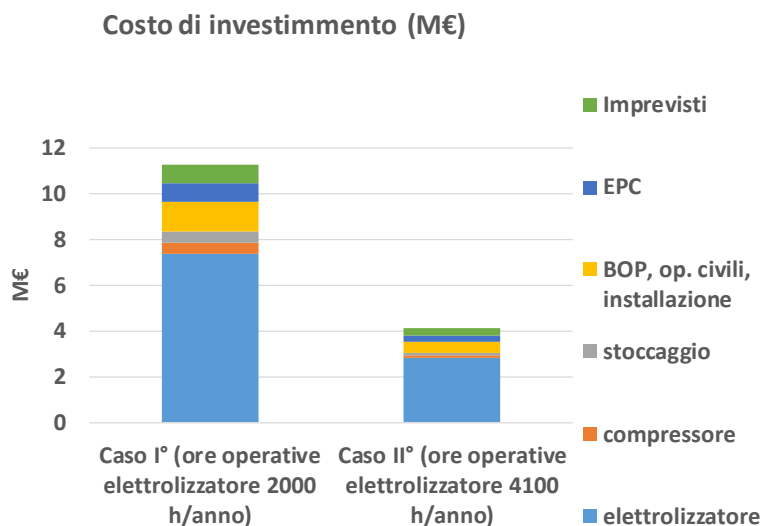


Figura 6. Scomposizione del costo di investimento dell'impianto PtG per i due casi

Nel secondo caso l'elettrolizzatore avrà una taglia minore essendo maggiori le ore di esercizio e minore il volume che dovrà essere convogliato verso lo stoccaggio. Questo determina costi complessivi dell'impianto minori.

Il costo specifico di produzione (LCOH) di 1 kg di idrogeno, con le assunzioni definite in precedenza, è risultato pari a 7,33 €/kgH₂ per il caso I° e pari a 5 €/kgH₂ per il caso II°. Nella figura successiva è riportata la scomposizione del LCOH nelle principali voci di costo.

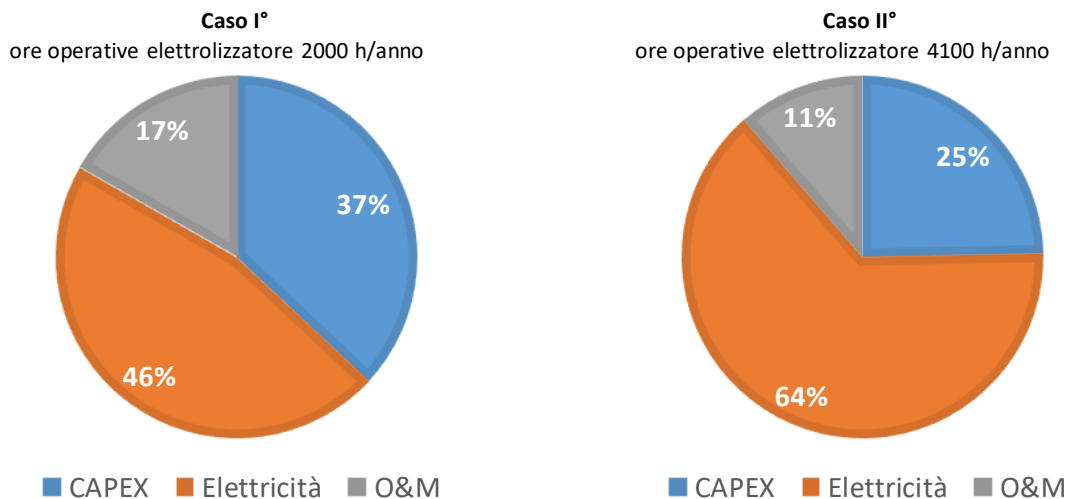


Figura 7. Scomposizione nelle principali voci di costo del LCOH

Il costo dell'elettricità risulta la voce di costo che ha un peso maggiore rispetto alle altre, peso che risulta ancora maggiore al crescere delle ore di esercizio annuali.

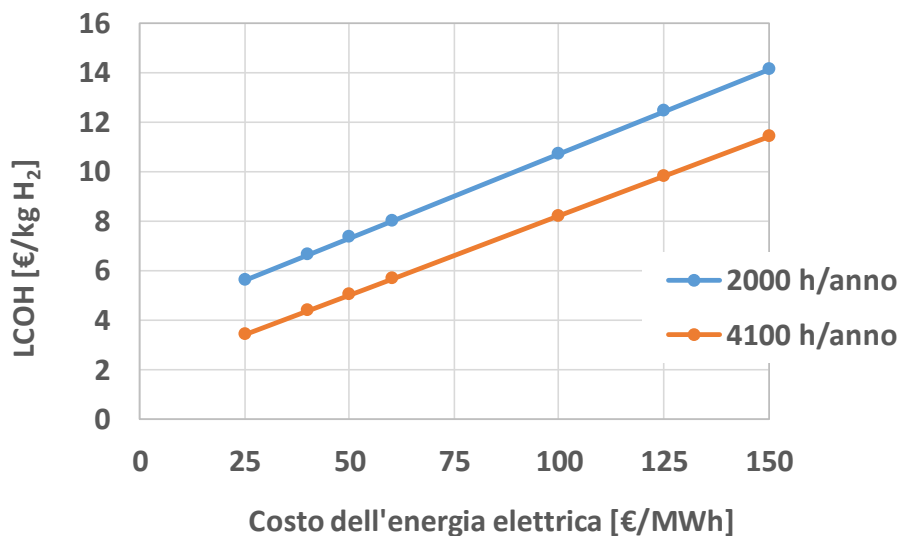


Figura 8. Variazione del LCOH in funzione del costo dell'energia elettrica per i due casi

Pertanto si è analizzata la variazione del LCOH in funzione del prezzo dell'elettricità (Figura 8) per entrambi i casi. I valori ottenuti per costi dell'energia elettrica nel range di 25 €/Mwh e 150 €/MWh si trovano in un range di 5,6 €/kg H₂- 14,4 €/kg H₂ per il primo caso e in un range di 3,4 €/kg H₂ e 11, 4 €/kg H₂ per il secondo caso. Tra i risultati dello studio si può dedurre che, incrementando le ore di esercizio dell'elettrolizzatore, il costo di produzione specifico dell'idrogeno diminuisce in conseguenza di una diminuzione della taglia, del consumo di elettricità annuale e dei corrispettivi costi di investimento che vanno a bilanciare l'incremento del costo dell'elettricità dovuto ad un numero di ore di esercizio maggiori.

Concludendo, al fine di individuare quale è il parametro relativo alla componente del costo LCOH, che risulta maggiormente sensibile, si è sviluppata un'analisi di sensitività con il metodo *ceteris paribus*, facendo variare il costo di investimento, il costo dell'energia elettrica ed il load factor di +20% e -20%.

L'analisi di sensitività condotta ha consentito di valutare la variazione del LCOH e di determinare i fattori, ossia le voci di costo, che condizionano maggiormente il costo specifico di produzione. Come si evince dal tornado diagram riportato in figura 9, il costo dell'elettricità ed il load factor sono le voci di costo che determinano una variazione maggiore del LCOH e pertanto sono i parametri maggiormente sensibili, in buon accordo con quanto individuato in letteratura [11].

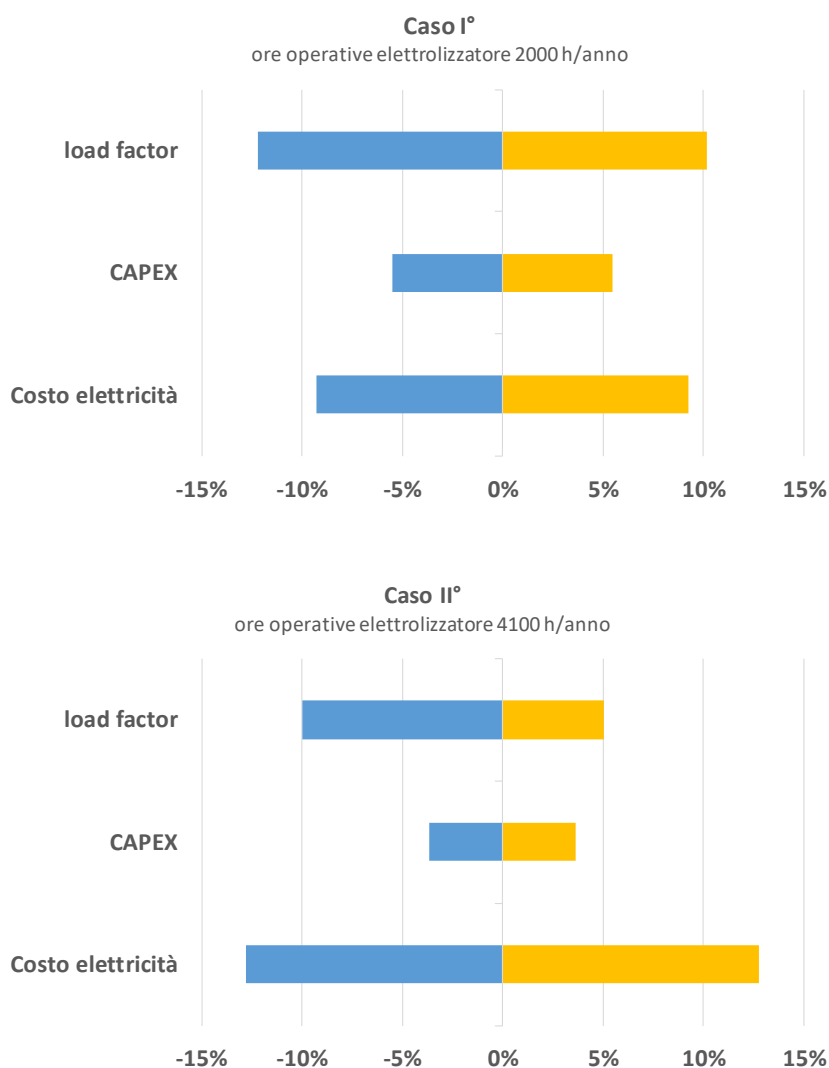


Figura 9. Analisi di sensitività dell'LCOH rappresentata con il diagramma tornado

3.3 Analisi economica di un impianto Power To Methane

Il *Power to Methane* (PtM) è un processo tramite il quale, una volta ottenuto l'idrogeno attraverso elettrolisi dell'acqua (con conseguente consumo di energia elettrica) lo si fa reagire con l'anidride carbonica ottenendo metano e acqua secondo la reazione di Sabatier

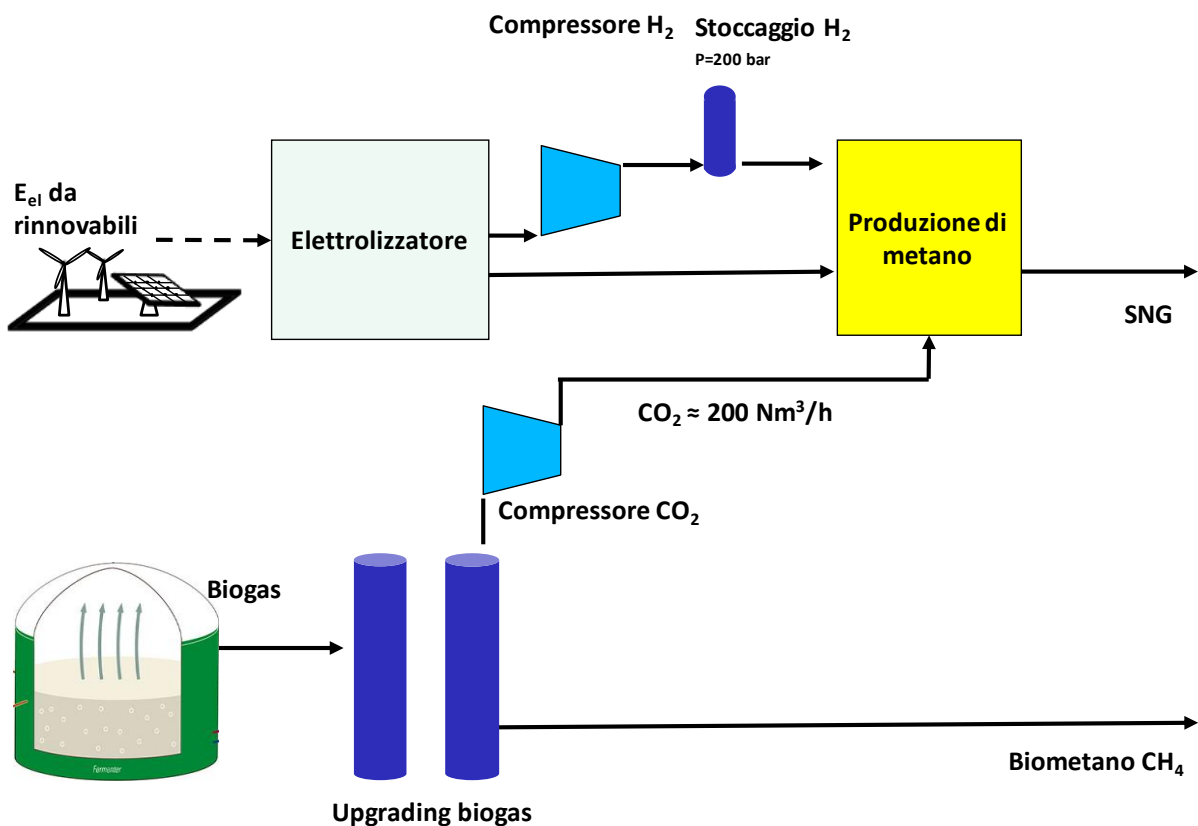


Figura 10: Schema semplificato di un impianto PtM

Uno schema illustrativo di un possibile assetto impiantistico per la tecnologia PtM è riportato in Figura 10. È qui possibile vedere come la potenza elettrica prelevata dalla rete vada ad alimentare, oltre al metanatore e a vari ausiliari, un elettrolizzatore nel quale la molecola dell'acqua viene separata in idrogeno e ossigeno. L'idrogeno così prodotto reagisce con la CO_2 per produrre metano. La taglia individuata dell'impianto è stata assunta pari a circa $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$ di Biometano prodotto (circa 2 MWt), considerando un'alimentazione di CO_2 pari a circa $200 \text{ Nm}^3/\text{h}$ di CO_2 proveniente dall'upgrading del biogas a biometano. Questa assunzione equivale ad una taglia media dell'impianto a biogas pari a $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Si è scelto di assumere per il biogas la composizione tipo indicata e per gli impianti che lo usano per generare elettricità pari a 40% CO_2 e 60% CH_4 .

Le assunzioni impiantistiche utilizzate come base dell'analisi economica sono di seguito riportate.

Tabella 4: Assunzioni per il dimensionamento dell'impianto PtM

Parametro tecnico	Unità di misura	Valore
Potenza nominale elettrolizzatore	MWe	18
Consumo specifico elettrolizzatore	kWh/kg	60
Autoconsumi sezione di elettrolisi	%	5
Ore di esercizio sezione di elettrolisi	h/anno	2000
Portata SNG nominale prodotta	Nm ³ /h	190
Ore di esercizio sezione di metanazione	h/anno	8000
Taglia sezione di stoccaggio H ₂	m ³ @220 bar	65
Taglia sezione di stoccaggio H ₂	t	1,3
Consumo acqua annuale	kt/anno	11
Energia elettrica assorbita dagli elettrolizzatori	GWh/anno	35

Nel presente studio non è stato considerato il consumo di energia nelle fasi di standby caldo. Come per l'analisi precedente sono stati studiati due casi nel primo caso si è assunto un funzionamento giornaliero di 6 ore per l'elettrolizzatore (≈ 2000 h/anno) nel secondo caso un funzionamento giornaliero di 12 ore (≈ 4100 h/anno). Pertanto si è pervenuti ad una prima taglia dell'elettrolizzatore, pari a 18 MWe per il primo caso. In queste condizioni lo stoccaggio verrà realizzato in 22 serbatoi da 3 m³ ciascuno a 220 bar. Relativamente al secondo caso, la taglia dell'elettrolizzatore scende a 9.5 MWe, con un volume da stoccare minore rispetto al primo caso.

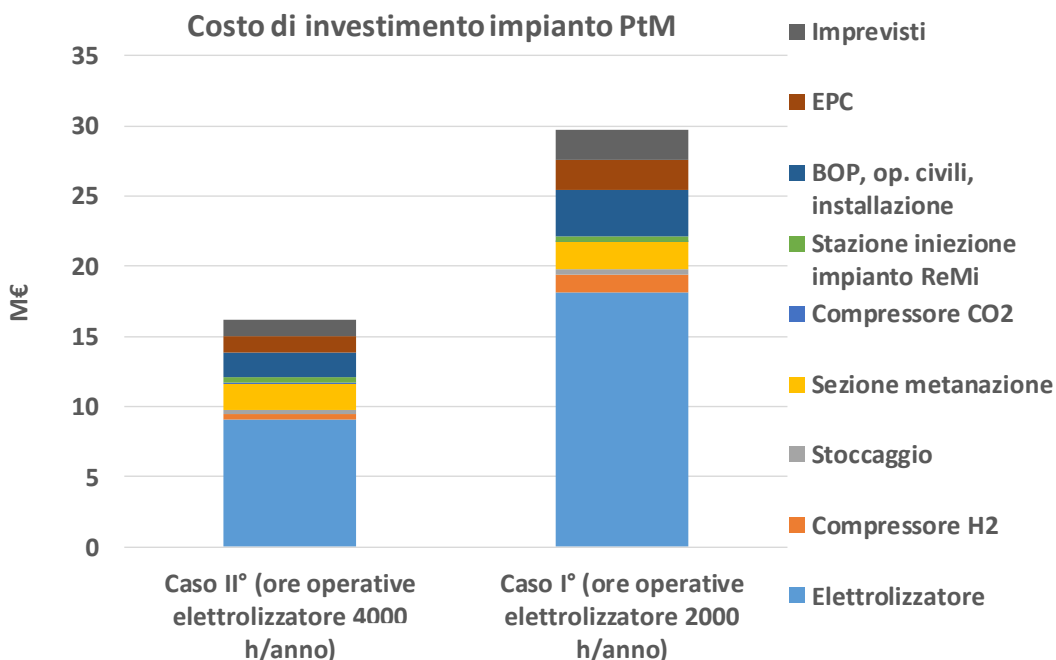


Figura 11: Scomposizione del costo di investimento dell'impianto PtM per i due casi

La struttura de costi di investimento ha tenuto conto delle medesime assunzioni riportate nella tabella 4.

Con le assunzioni riportate al paragrafo precedente per il primo caso l'impianto avrà un costo di investimento pari a circa 30 M€, dei quali circa il 67 % è il costo di investimento dell'elettrolizzatore, mentre la sezione di metanazione inclusiva della compressione della CO₂ e della stazione di iniezione ReMi rappresenta l'8% dei costi complessivi. Questi valori si modificano nel secondo caso dove la sezione di metanazione ha un'incidenza maggiore pari al 14 % dei costi complessivi.

La figura precedente indica la scomposizione del costo complessivo di investimento nelle singole voci, ovviamente con l'incremento delle ore di esercizio dell'elettrolizzatore il costo complessivo dell'impianto diminuisce diminuendo la taglia dell'elettrolizzatore ed essendo quest'ultimo il componente con maggiore peso economico.

Il costo specifico di produzione di 1 Sm³ di metano con le assunzioni definite in precedenza è risultato pari a 2,6 €/Sm³CH₄ (242 €/MWh) per il caso I° e pari a 2 €/Sm³CH₄ (180 €/MWh). Nella figura successiva è riportata la scomposizione del costo specifico nelle principali voci di costo.

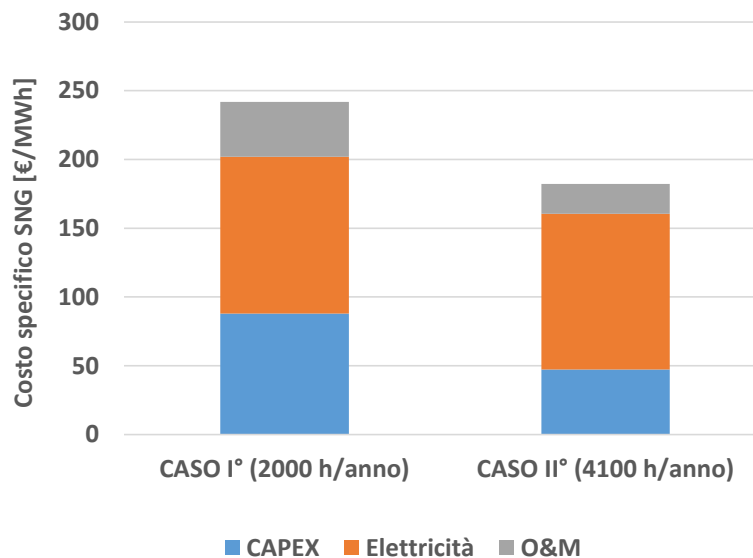


Figura 12. Scomposizione nelle principali voci di costo del LCOX

Il costo dell'elettricità risulta la voce di costo che ha un peso maggiore rispetto alle altre, peso che risulta ancora maggiore al crescere delle ore di esercizio annuali. Si è pertanto analizzato come variava il costo specifico di produzione del metano al variare del costo dell'energia elettrica per entrambi i casi.

Risultati indicano che per costi dell'energia elettrica nel range da 40 €/Mwh a 150 €/MWh, i corrispondenti valori del LCOX si trova nel range 218 €/MWh - 469 €/MWh per il primo caso e in un range di 158 €/MWh e 408 €/MWh per il secondo caso. risultati sono in buono accordo con quanto trovato in letteratura [12,13]

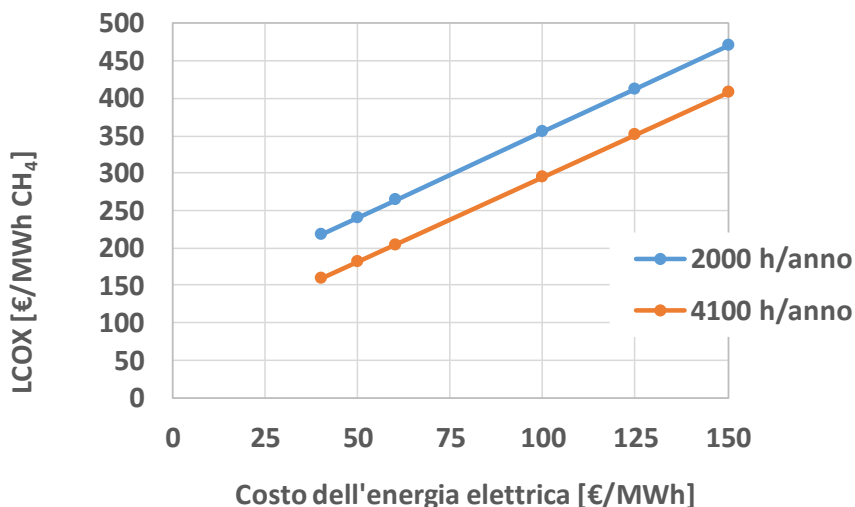


Figura 13. Variazione del LCOX in funzione del costo dell'energia elettrica per i due casi

Come per il precedente caso l'incremento delle ore di esercizio conduce ad un beneficio economico sul costo specifico di produzione del metano prodotto.

A titolo comparativo si riporta la quotazione del prezzo del gas a marzo 2022 che nei principali hub europei, ha superato i 230 €/MWh.

Infine, al fine di individuare quale è il parametro relativo alla componente del costo LCOH che risulta maggiormente sensibile, si è sviluppata un'analisi di sensitività con il metodo *ceteris paribus* facendo variare il costo di investimento, il costo dell'energia elettrica ed il load factor di +20% e -20%.

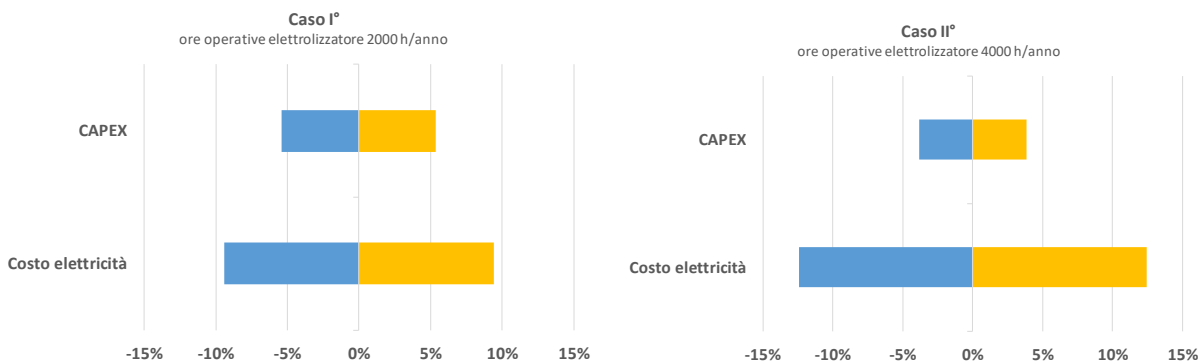


Figura 14. Analisi di sensitività dell'LCOX diagramma tornado

L'analisi di sensitività condotta ha consentito di valutare la variazione del LCOX e di determinare i fattori ossia le voci di costo che condizionano maggiormente il costo specifico di produzione. Come si evince dal tornado

diagram riportato in figura 14, il costo dell'elettricità ed il load factor [12] sono le voci di costo che determinano una variazione maggiore del LCOX e pertanto sono i parametri maggiormente sensibili.

In conclusione per entrambi i casi assunzioni da approfondire in studi futuri sono legate alle configurazioni impiantistiche ottimali in funzione dell'utenza finale e in funzione della fonte di energia elettrica rinnovabile. Vanno in quest'ambito eseguite valutazioni più puntuali sui profili di approvvigionamento dell'energia elettrica su base giornaliera, settimane o mensile al fine di dimensionare nella modalità più opportuna lo stoccaggio dell'idrogeno, la taglia dell'elettrolizzatore e tutti gli ausiliari asserviti all'impianto. Vanno altresì analizzati i vantaggi legati alla vendita dell'ossigeno e per gli impianti power to methane l'integrazione termica con l'impianto nel quale vengono implementati che potrebbe beneficiare del calore di scarto del processo di metanazione. È necessaria una valutazione sui servizi legati alla rete elettrica che tali impianti possono effettuare e l'analisi del loro funzionamento in dinamico sia per gli elettrolizzatori che per la sezione di metanazione. Anche le assunzioni finanziarie possono essere ulteriormente approfondite come la struttura del finanziamento che potrebbe tener conto di una distribuzione tra capitale proprio e debito rispetto all'investimento

4 Confronto economico con altre tecnologie e strategie di accumulo energetico

In questo paragrafo si riporta un confronto economico tra le filiere Power To Gas e le altre tecnologie e strategie di accumulo energetico di capacità significativa.

Una adeguata valutazione dei costi per le soluzioni di accumulo di energia elettrica non è di semplice attuazione, a causa della diversità delle tecnologie di accumulo dell'energia elettrica, che possiedono differenti caratteristiche di costo e prestazioni e a causa delle differenti applicazioni finali.

Molti studi inerenti i costi sono limitati al solo costo di investimento delle tecnologie di storage. Di conseguenza, il futuro ruolo dello stoccaggio dell'energia elettrica è ancora percepito come altamente incerto.

Una misura del confronto economico delle tecnologie di accumulo energetico si può basare sulla stima del *levelized cost of storage* (LCOS). Il costo livellato di stoccaggio (LCOS) quantifica il costo scontato per unità di energia elettrica restituita alla rete, per una specifica tecnologia e applicazione di accumulo e può rappresentare un valido strumento per il confronto delle tecnologie di stoccaggio.

Sono molteplici le definizioni in letteratura del LCOS [14] [15] [16] [17] e non è ancora presente una metrica comune nella sua definizione. In generale si può definire come costo livellato dello stoccaggio: il costo totale di vita dell'investimento di una tecnologia di accumulo, sommato ai costi operativi e di manutenzione, al costo sostenuto per la carica del sistema di accumulo e al costo di fine vita, divisi per l'elettricità fornita nell'arco della vita operativa dell'impianto.

Questo può essere definito come [14]:

$$LCOS \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{Costo di investimento} + \sum_n^N \frac{\text{costi O\&M}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{costi di carica}}{(1+r)^n} + \frac{\text{costo fine vita}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{\text{quantità di energia elettrica resa alla rete}}{(1+r)^n}} \quad (2)$$

La definizione del LCOS presuppone che tutti i costi di investimento siano sostenuti nel primo anno e le somme dei costi correnti siano sostenuti ogni anno (n) per tutta la vita operativa dell'impianto (N indica l'anno del fine vita), scontati dello tasso di sconto r.

Basandosi su tale definizione, lo studio *“Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”* [14] riporta il confronto del valore del LCOS per nove tecnologie di accumulo differenti e dodici applicazioni finali nell'arco temporale dal 2015 al 2050.

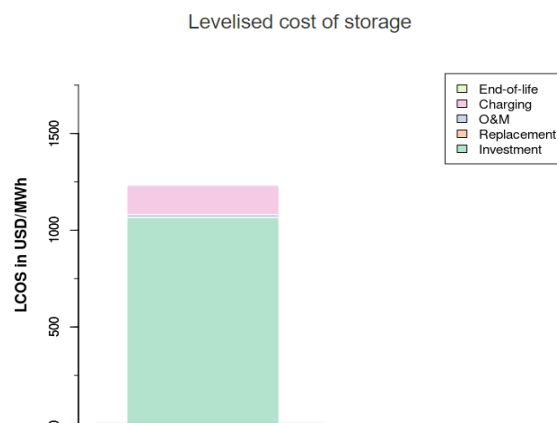


Figura 15. Valore del LCOS e suddivisione nelle singoli voci di costo relativo al sistema PtG nella sua applicazione come stoccaggio energetico stagionale [14]

Tra queste tecnologie è incluso l'idrogeno, per il quale viene calcolato un valore del LCOS la cui composizione nelle singole voci di costo è riportata nella figura precedente.

Nel medesimo studio viene sviluppata un'analisi del valore del LCOS proiettato al 2040 e vengono paragonate le varie tecnologie in funzione della tipologia di servizio che effettuano come accumulo energetico elettrico. La figura successiva riporta tale analisi, comparando tre differenti tecnologie di accumulo elettrico: il pompaggio idroelettrico, l'aria compressa (CAES) e l'idrogeno, nel caso in cui operino come accumulo stagionale. Vengono per queste tre tecnologie calcolati i valori del LCOS nell'arco temporale dal 2015 al 2040 e riportati valori come probabilità di presentare un valore minimo tra le tre tecnologie. La tecnologia PtG nel lungo termine presenta un maggiore probabilità di avere valori di LCOS minori rispetto alle altre due.

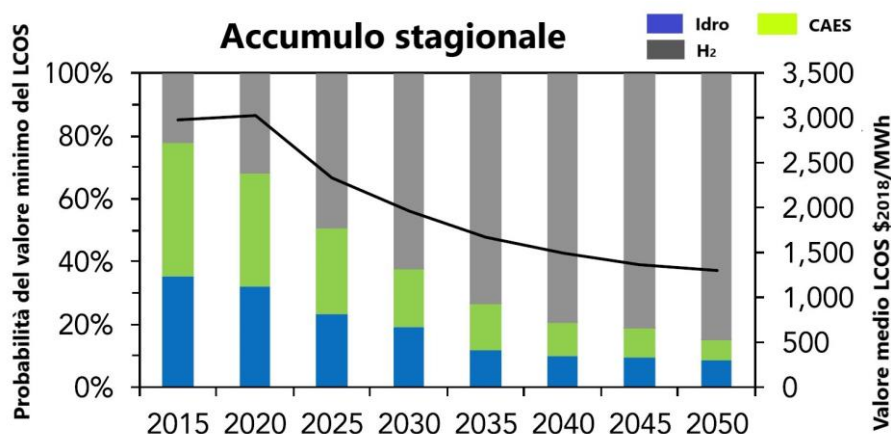


Figura 16. Probabilità del valore LCOS più basso per tre tecnologie di accumulo di energia elettrica nell'applicazione di accumulo stagionale dal 2015 al 2050 elaborato da [14]

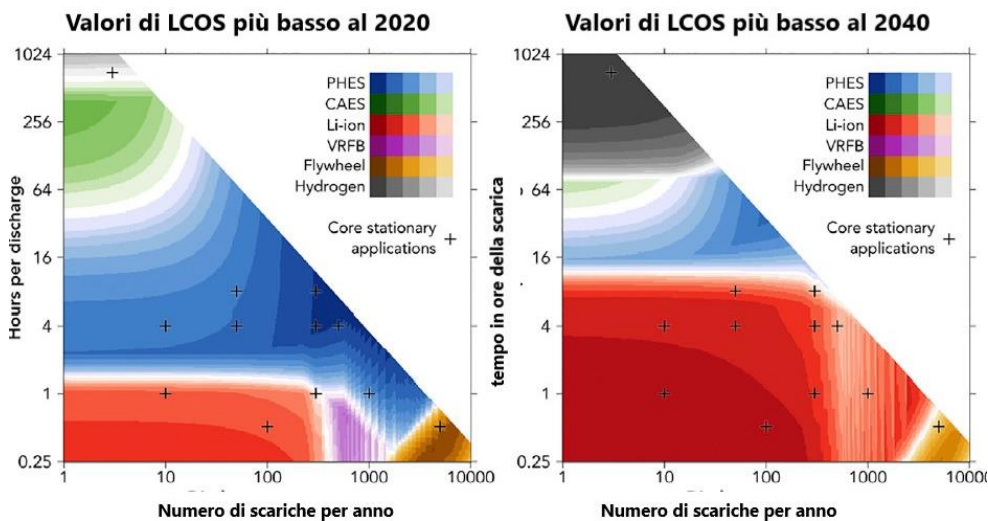


Figura 17: Confronto del valore del LCOS delle varie tecnologie di Energy Storage in funzione della capacità di stoccaggio e della frequenza delle scariche [14]

5 Conclusioni

Nel presente studio si riporta l'analisi e la valutazione del costo specifico del gas prodotto con la tecnologia Power To Gas (PtG), elaborato con l'obiettivo di individuare possibili strategie di riduzione delle barriere, che al momento determinano costi specifici ancora elevati. In tale ambito è stato stimato il valore del costo livellizzato LCOX per due configurazioni impiantistiche rappresentative della produzione di idrogeno destinato alle utenze termiche e della produzione di metano integrata in un impianto di produzione di biogas.

In entrambi i casi è stato considerato uno stoccaggio intermedio per consentire l'operabilità in continuo durante tutto l'anno ed è stato assunto nel caso base un esercizio dell'elettrolizzatore pari a 2000 ore/anno. Relativamente alla composizione del costo di investimento, l'elettrolizzatore è il componente che pesa per oltre il 50 %. I risultati indicano valori di LCOH, nel caso dell'applicazione in caldaia, variabili tra 5 €/kg_{H2} a 14 €/kg_{H2} in funzione del costo di acquisto dell'energia elettrica ed in funzione del load factor. Incrementando le ore di esercizio dell'elettrolizzatore, i valori dell'LCOH diminuiscono e varia la sua composizione nelle voci principali, assumendo la componente legata all'acquisto dell'elettricità un peso maggiore. Nel caso dell'impianto PtM i costi ottenuti variano tra 180 €/MWh_{SNG} e i 400 €/MWh_{SNG} in funzione del costo dell'energia elettrica e del numero di ore annuali di esercizio dell'elettrolizzatore. Un'analisi di sensitività sui principali parametri che compongono l'LCOX ha indicato il costo dell'energia elettrica come il parametro di maggiore influenza. L'analisi condotta può essere facilmente riprodotta per altri casi di applicazione sia per l'idrogeno ipotizzando ad esempio il suo utilizzo nella mobilità o nell'industria come feedstock sia per la produzione di metano sintetico ipotizzando la provenienza della CO₂ di differente origine. Infine un aspetto che farà da leva alle tecnologie legate alle filiere PtG sarà l'evolversi e l'aggiornamento della normativa tecnica nazionale ed europea come ad esempio le norme tecniche CEN (CEN/TC 64, 234, 235, 237, ecc.)

Il confronto con altre tecnologie di accumulo energetico indica costi attuali per MWh elettrico maggiori per le tecnologie PtG rispetto ai sistemi basati sul pompaggio idroelettrico o sulla CAES. Va sottolineato che un confronto con le altre tecnologie di stoccaggio non evidenzia, per i bassi rendimenti di "round trip", i vantaggi della produzione dell'idrogeno e/o del metano sintetico legati ai loro utilizzi finali in ambiti che non risultano il settore elettrico. In tutti questi ambiti la convenienza va analizzata caso per caso e settore per settore andando a verificare quali sono le barriere tecniche ed economiche da affrontare.

6 Riferimenti bibliografici

- [1] Brynolf S, Taljegard M, Grahn M, Hansson J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;81:1887–905. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>.
- [2] The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities (IEA). Paris: 2019.
- [3] Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition (IRENA). 2018.
- [4] Hans Böhm, Andreas Zauner, Sebastian Goers, Robert Tichler P, Kroon. Report on experience curves and economies of scale. 2018.
- [5] Götz M, Lefebvre J, Mörs F, McDaniel Koch A, Graf F, Bajohr S, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renew Energy* 2016;85:1371–90. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- [6] Andreas Zauner, Hans Böhm, Daniel C. Rosenfeld RT. Analysis on future technology options and on techno-economic optimization. 2019.
- [7] Gorre J, Ortloff F, van Leeuwen C. Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage. *Appl Energy* 2019;253:113594. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113594>.
- [8] Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal (IRENA). 2020.
- [9] Francesco Gracceva, Bruno Baldissara, Andrea Colosimo, Daniela Palma AZ. Analisi trimestrale del sistema energetico italiano (ENEA). 2022.

- [10] Dias V, Pochet M, Contino F, Jeanmart H. Energy and Economic Costs of Chemical Storage. *Front Mech Eng* 2020;6. <https://doi.org/10.3389/fmech.2020.00021>.
- [11] McDonagh S, O'Shea R, Wall DM, Deane JP, Murphy JD. Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel. *Appl Energy* 2018;215:444–56. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.019>.
- [12] Schlautmann R, Böhm H, Zauner A, Mörs F, Tichler R, Graf F, et al. Renewable Power-to-Gas: A Technical and Economic Evaluation of Three Demo Sites Within the STORE&GO Project. *Chemie Ing Tech* 2021;93:568–79. <https://doi.org/10.1002/cite.202000187>.
- [13] Peters R, Baltruweit M, Grube T, Samsun RC, Stolten D. A techno economic analysis of the power to gas route. *J CO2 Util* 2019;34:616–34. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2019.07.009>.
- [14] Schmidt O, Melchior S, Hawkes A, Staffell I. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule* 2019;3:81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- [15] Jülch V. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Appl Energy* 2016;183:1594–606. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>.
- [16] Obi M, Jensen SM, Ferris JB, Bass RB. Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;67:908–20. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.043>.
- [17] Lai CS, McCulloch MD. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Appl Energy* 2017;190:191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>.

7 Abbreviazioni ed acronimi

AEL	Alkaline electrolysis
BOP	Balance of Plant
CEPCI	Chemical plant cost indexes
EPC	Engineering, Procurement Construction
LCOH	Levelized cost of hydrogen
LCOX	Levelized cost of X product
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PtG	Power To Gas
PtM	Power To Methane
PUN	Prezzo Unico Nazionale
SNG	Synthetic Natural Gas