

# I



CONSIGLIO NAZIONALE INGEGNERI

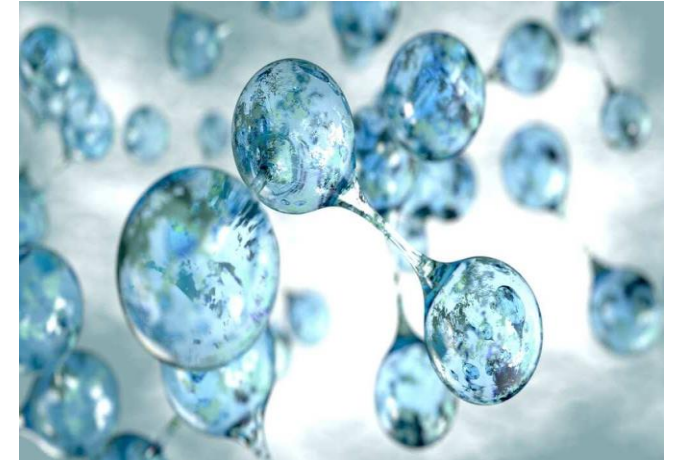
Webinar

mercoledì 19 ottobre 2022, ore 15.00 – 18.00

Ingegneria e sostenibilità

**Introduzione alla produzione e  
metodi di impiego di idrogeno  
rinnovabile**

**Parte I°**



# L'Idrogeno

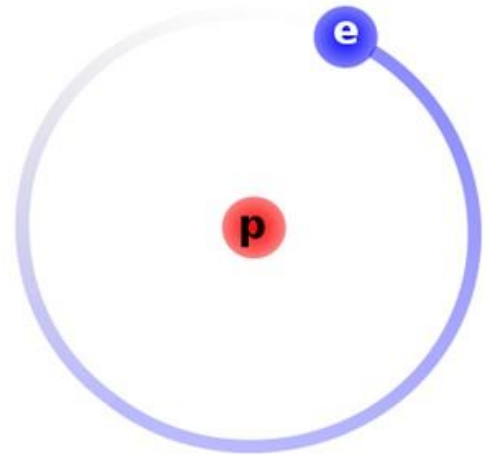
**Tavola Periodica**

**Legenda:**

- Stato:** X solido, X liquido, X gassoso, X non conosciuto
- Proprietà chimiche:**
  - ↳ fortemente acido, debolmente acido, neutro, debolmente basico, fortemente basico
  - ↳ ossidante, riducente
- Stabilità:** elemento stabile, elemento instabile o radioattivo
- Altri:** metallo, metalloide, non metallo, gas nobile

**Classificazione:**

- blocco - s (con He):** Metalli alcalini, Metalli alcalino-terrosi
- blocco - f:** Attinidi, REE (Lantanidi), REE - Terre Rare
- blocco - d:** Metalli di transizione, REE, Metalli preziosi
- blocco - p (senza He):** Metalloidi, Non metalli (probatibili, Poliatomici, Diatomici, Gas nobili)

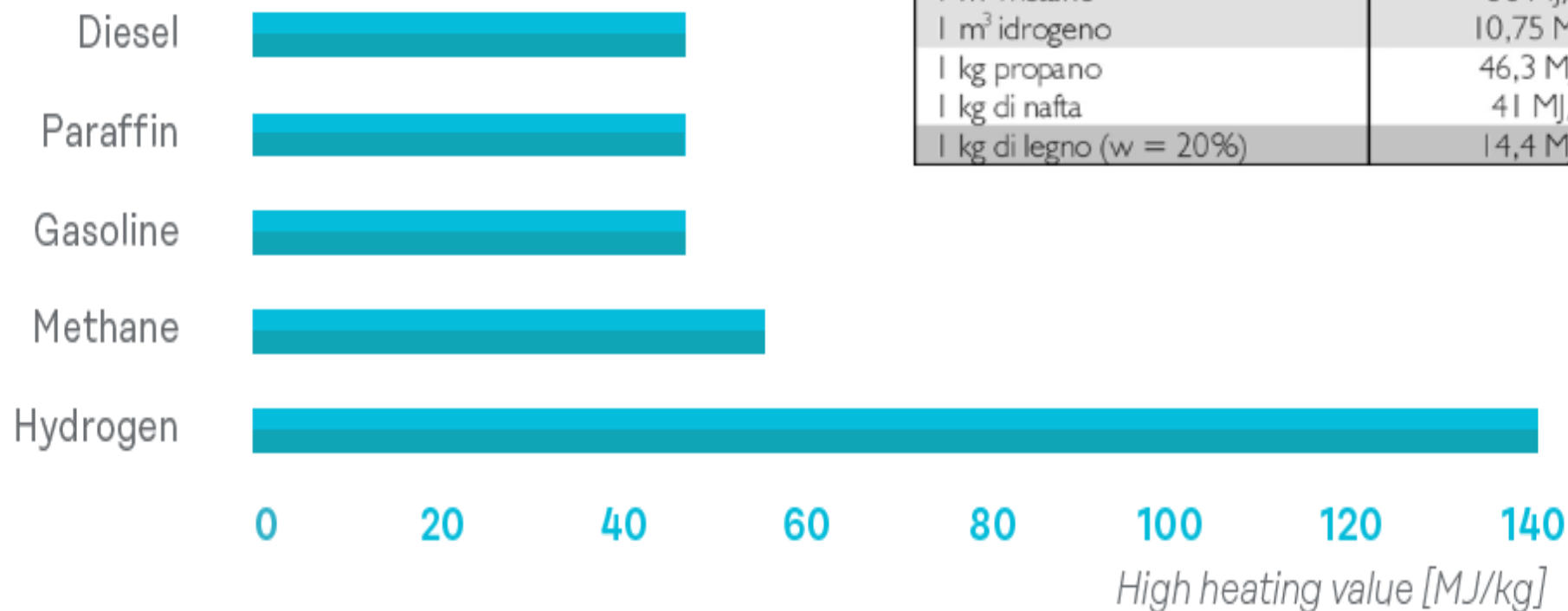


1  
H

Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m <sup>3</sup> (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m <sup>3</sup> (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4–77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m<sup>3</sup> = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre.

Combustibile	P.C.I. (Valori medi)	
	MJ	kWh
l di gasolio extraleggero	36,17 MJ/l (42,5 MJ/kg)	10 kWh/l
l di gasolio leggero	38,60 MJ/l (41,5 MJ/kg)	10,70 kWh/l
l kg di carbone	27,6 MJ/kg	7,67 kWh/kg
l kg di lignite	29,5 MJ/kg	8,20 kWh/kg
l kg torba anidra	20,2 MJ/kg	5,60 kWh/kg
l m <sup>3</sup> metano	36 MJ/m <sup>3</sup>	10,00 kWh/m <sup>3</sup>
l m <sup>3</sup> idrogeno	10,75 MJ/kg	3,08 kWh/m <sup>3</sup>
l kg propano	46,3 MJ/kg	12,87 kWh/kg
l kg di nafta	41 MJ/kg	11,77 kWh/kg
l kg di legno (w = 20%)	14,4 MJ/kg	4,00 kWh/kg





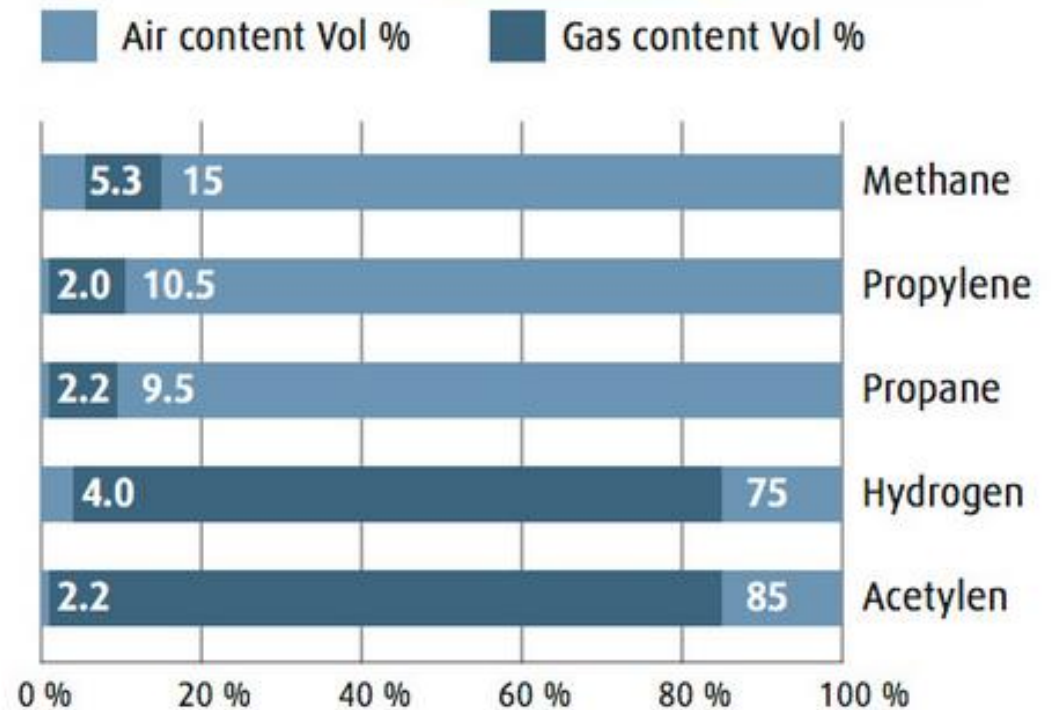
## Gas infiammabili



Se viene raggiunta una concentrazione sufficiente, l'idrogeno tende a bruciare

La fiamma ha un basso livello di calore radiante e quindi non surriscalda le zone vicine

## Limiti di infiammabilità



# La Timeline UE e Nazionale in Campo Energetico

● 2026


**Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza  
PNRR (2021)** 


Missione 2


- Componente 3 Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno (3,19 Mld€)  
Interventi: aree dismesse Hard to Abate con 2 Mld €, mobilità stradale e ferroviaria, ricerca e sviluppo

- Componente 5 Ricerca e sviluppo Filiera Idrogeno (0,45 Mld€)


● 2030


**PACCHETTO "FIT FOR 55" (2021)**   
Riduzione delle emissioni del 55% rispetto al 1990


**PNIEC**   
Rinnovabili ed efficienza energetica per raggiungere gli obiettivi dell'UE

**Strategia per l'Idrogeno(2021)**   
2% H<sub>2</sub>/domanda energetica,  
5 GWe da elettrolisi

● 2050


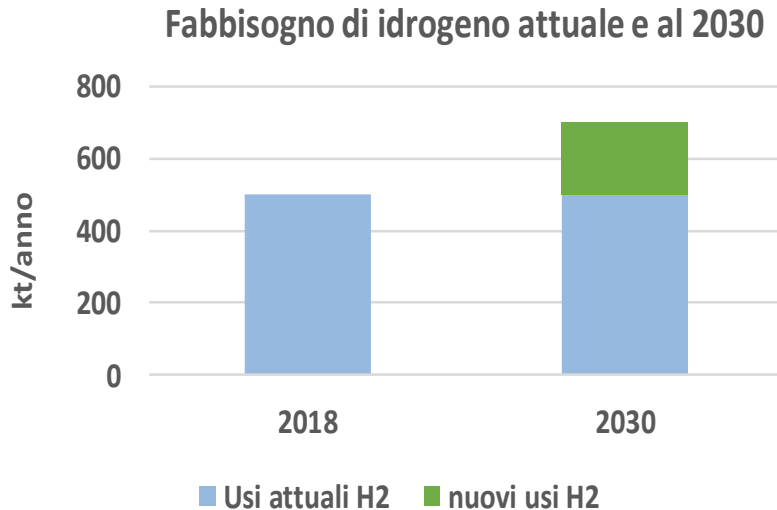
**Green Deal europeo (2019)**   
Ambizione di neutralità climatica dell'UE.

**Strategia UE per l'Idrogeno (2020)**   
Penetrazione del 13-14% dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio

**Strategia a lungo termine (2021)**   
Completa decarbonizzazione entro il 2050.

## Linee Guida Preliminari

## Numeri chiave al 2030



2% circa di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale



Circa 5 GW di capacità di elettrolisi per la produzione di idrogeno



Fino a 8 Mton in meno di emissioni di CO2eq

Opportunità di nuovi utilizzi di idrogeno fino a ~200kton/anno nel 2030

(2% sui consumi energetici finali)

**Applicazioni industriali (settori Hard To abate)**

**Applicazione per la mobilità (treni e camion)**

**Miscelazione di idrogeno nella rete gas (blending)**



Fino a 10 mld € di investimenti per H2 (investimenti FER da aggiungere), di cui metà da risorse e fondi ad hoc



Fino a 27 mld € di PIL aggiuntivo



Creazione di oltre 200k posti di lavoro temporanei e fino a 10k di posti fissi

# Il PNRR: idrogeno

Il PNRR conferma le indicazioni della strategia preliminare per l'idrogeno (alcuni obiettivi anticipati al 2026) attraverso la **Missione 2 “Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica”**, specificamente dedicata alla “Promozione della produzione, distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno”.

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.

In particolare sono previsti **investimenti per 3,19 MLD Euro**:

- 500 Milioni € per la produzione di H<sub>2</sub> ecosistemi e HV in aree industriali dismesse
- 2,0 Milioni € per l'utilizzo in settori Hard To Abate
- 230 Milioni € per la sperimentazione dell' H<sub>2</sub> nel trasporto stradale
- 300 Milioni € per la sperimentazione dell' H<sub>2</sub> nel trasporto ferroviario
- 160 Milioni € per attività di R&S sulle tecnologie dell'H<sub>2</sub>

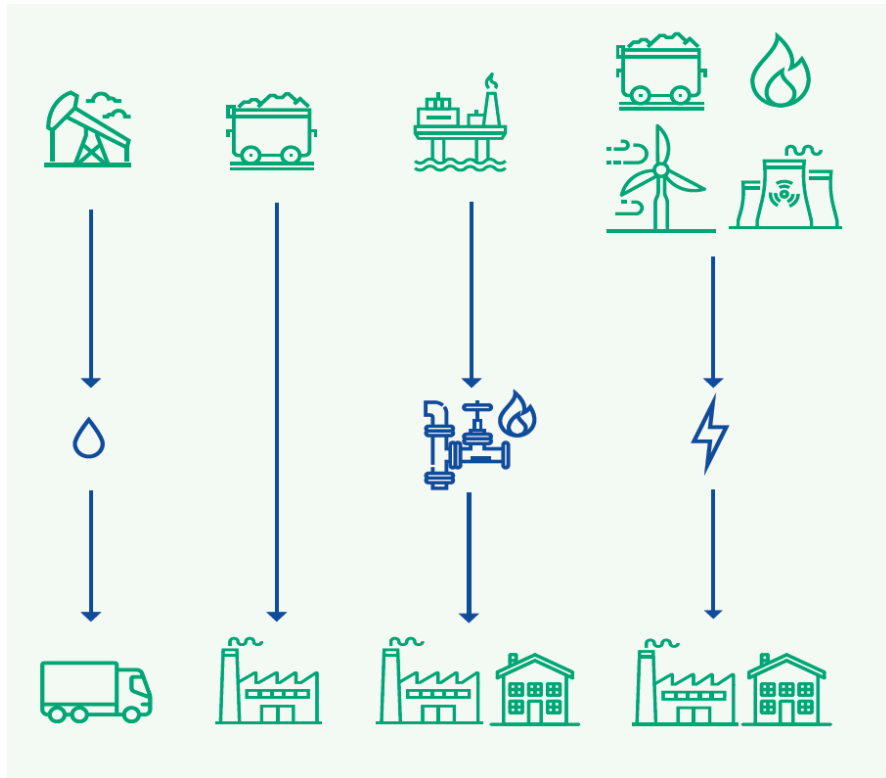


PNRR H<sub>2</sub>

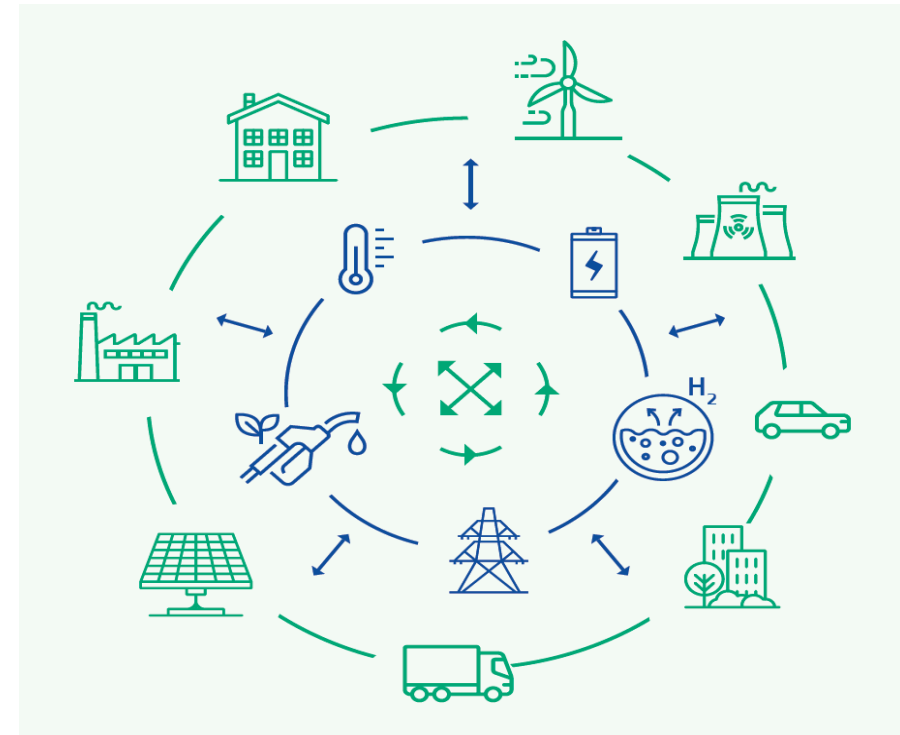


# Il sistema energetico oggi e in prospettiva futura...

## L'attuale sistema energetico



## Futuro sistema energetico



- Sistema più efficiente e circolare
- Utilizzo dell'elettrificazione diretta
- Utilizzo di nuovi combustibili per i settori hard to abate

# REpowerEU le misure per l'idrogeno

Il piano REPowerEU mira a ridurre rapidamente la nostra dipendenza dai combustibili fossili russi spingendo la transizione verde e unendo le forze per realizzare un sistema energetico più resiliente e una vera Unione dell'energia



## Entro il 2030

- obiettivo di produzione interna di idrogeno rinnovabile 10 milioni di tonnellate
- obiettivo d'importazione di idrogeno rinnovabile 10 milioni di tonnellate

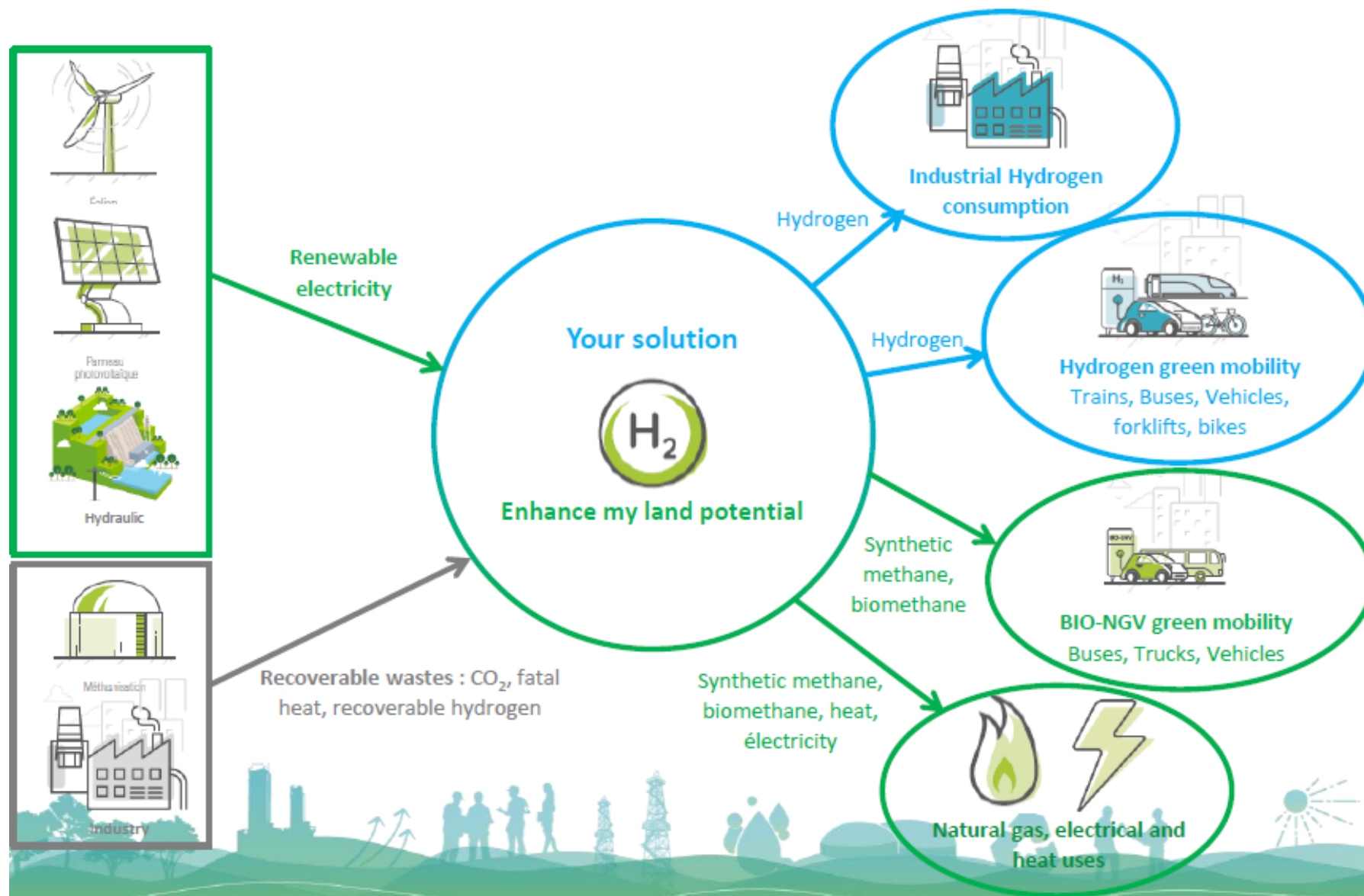
**Produzione** incentivata con progetti incentivando lo sviluppo delle tecnologie della catena del valore

**Importazione** mediante lo sviluppo di tre grandi corridoi per l'importazione dell'idrogeno:

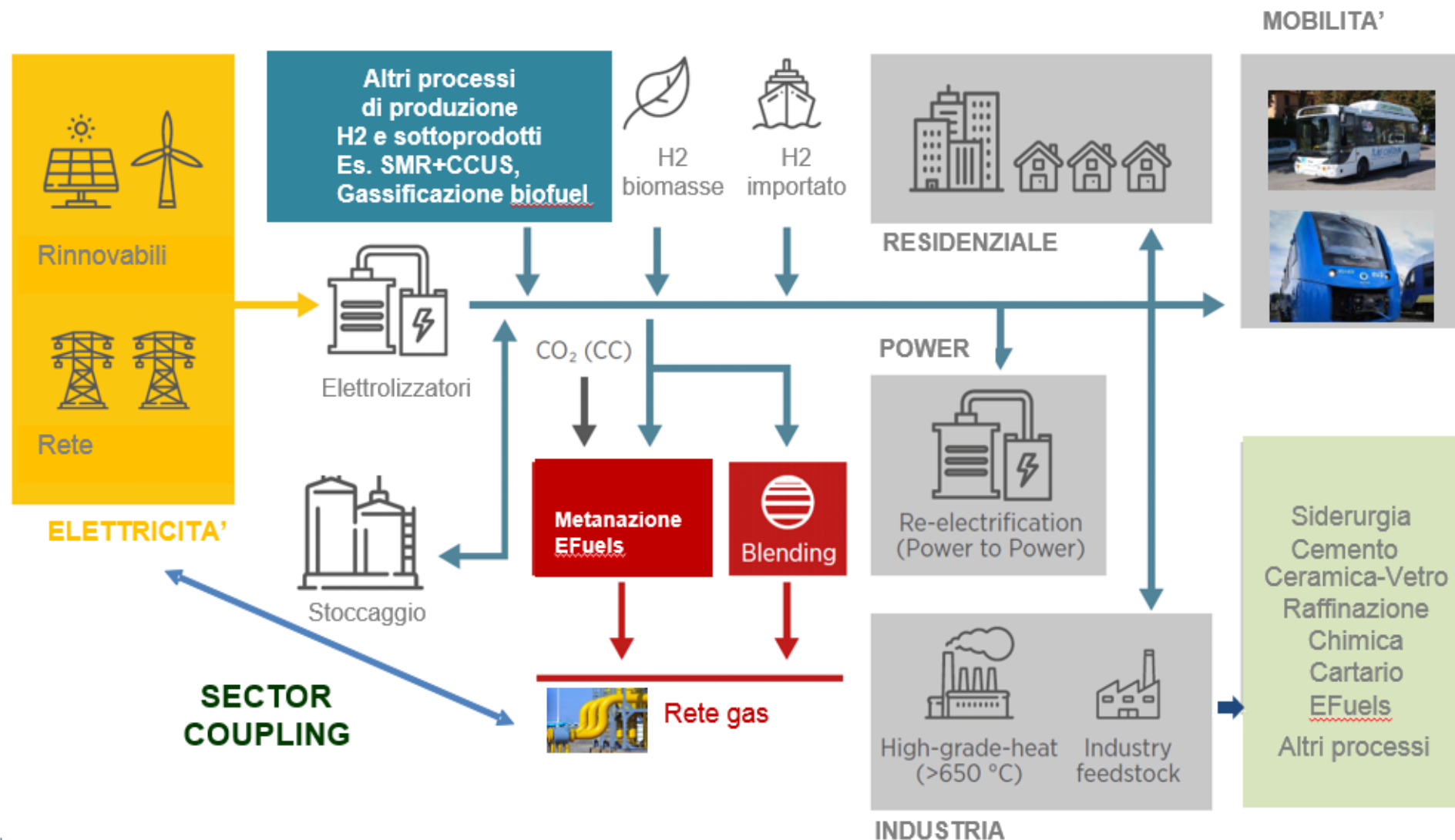
1. il Mediterraneo,
2. la regione del Mare del Nord
3. le condizioni lo consentiranno, con l'Ucraina



# La galassia IDROGENO



# L'IDROGENO E' UN VETTORE ENERGETICO





# I PROCESSI DI PRODUZIONE DELL'IDROGENO

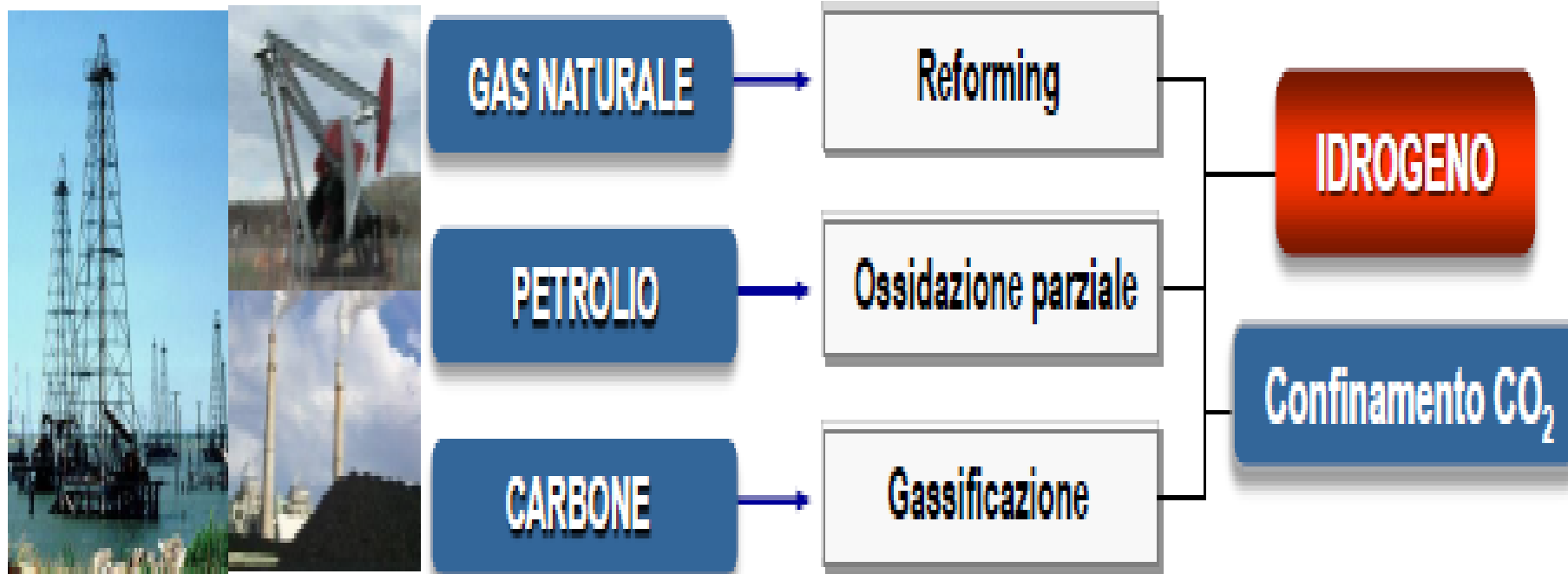
L'idrogeno da fossili

L'idrogeno da rinnovabili

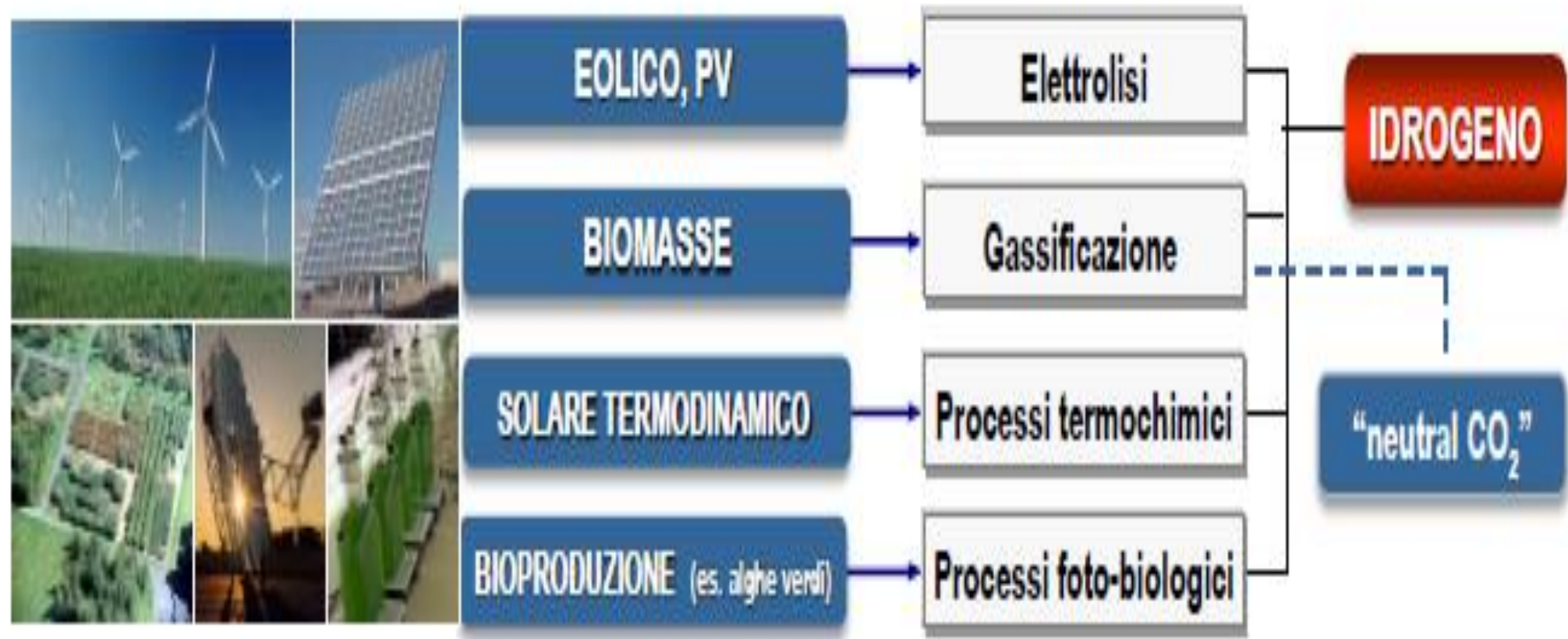
I colori dell'idrogeno

Le tecnologie di elettrolisi

# Produzione da fonti fossili



# Produzione da fonti rinnovabili



# I colori dell'idrogeno

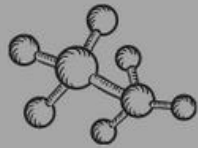
## Grey Hydrogen

Process:

Steam Reforming

Source:

Natural Gas



## Blue Hydrogen

Process:

Steam Reforming  
With Carbon Capture

Source:

Natural Gas



## Green Hydrogen

Process:

Electrolysis

Source:

Renewable  
Energies



## Black Hydrogen

Process:

Gasification

Source:

Coal



## Pink Hydrogen

Process:

Electrolysis

Source:  
Nuclear  
Energy



## Turquoise Hydrogen

Process:

Pyrolysis

Source:  
Natural  
Gas



## Yellow Hydrogen

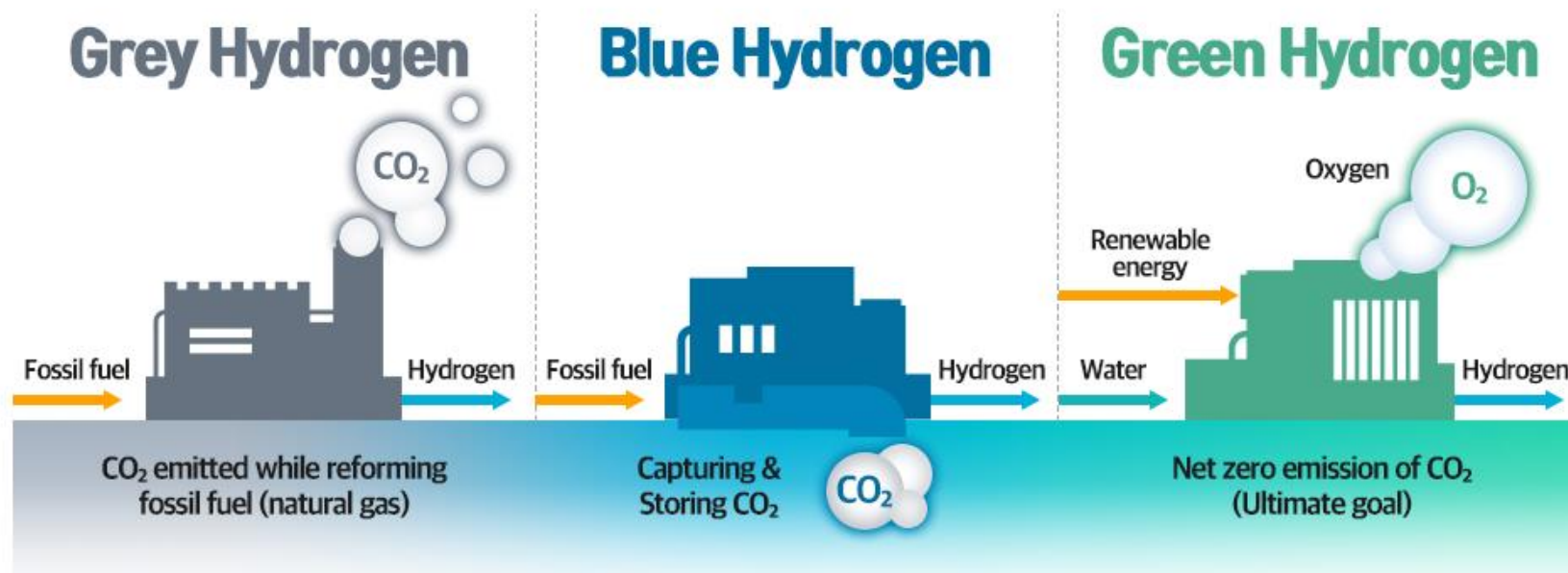
Process:

Electrolysis

Source:  
Solar  
Energy



# I colori dell'idrogeno



Produzione di idrogeno blu  
tramite il processo di  
**STEAM METHANE REFORMING**



Crescenti  
opportunità  
di utilizzo di

**BIOMETANO**

Catturata  
tramite il  
processo di

**CARBON CAPTURE  
& STORAGE**

Produzione di idrogeno verde  
tramite il processo di  
**ELETTROLISI**



Proveniente  
da

**FONTI RINNOVABILI**  
(eolico, solare)

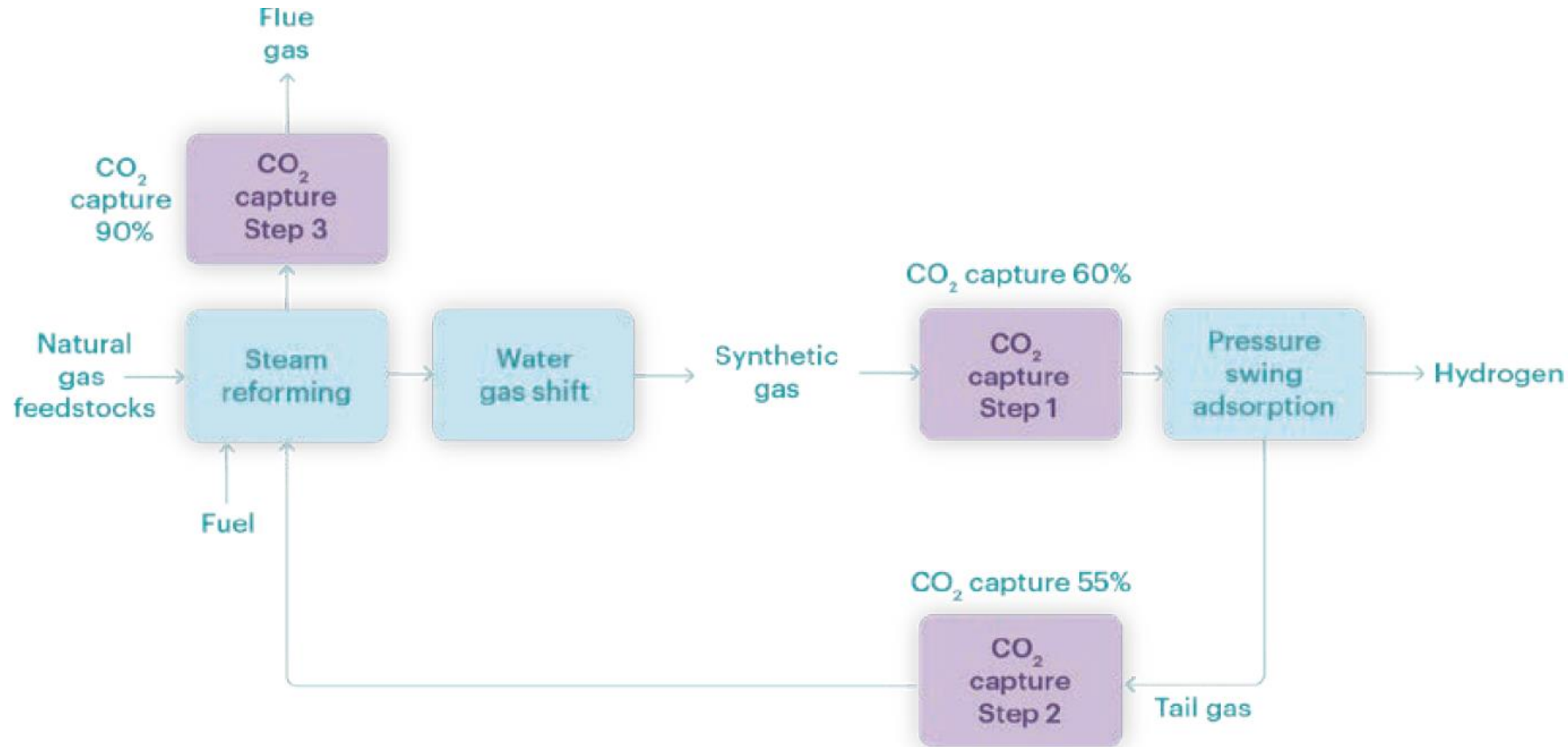


# L'idrogeno BLU

- **Reforming del metano di origine fossile**
- Tecnologia di produzione dell'idrogeno più diffusa nel mondo
  
- **Reforming del metano con CCS  
(Carbon Capture & Storage)**
- Tecnologia di produzione dell'idrogeno nel breve-medio periodo
- Consente di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera (fino al 90% rispetto al reforming del metano di origine fossile)



# L'idrogeno BLU



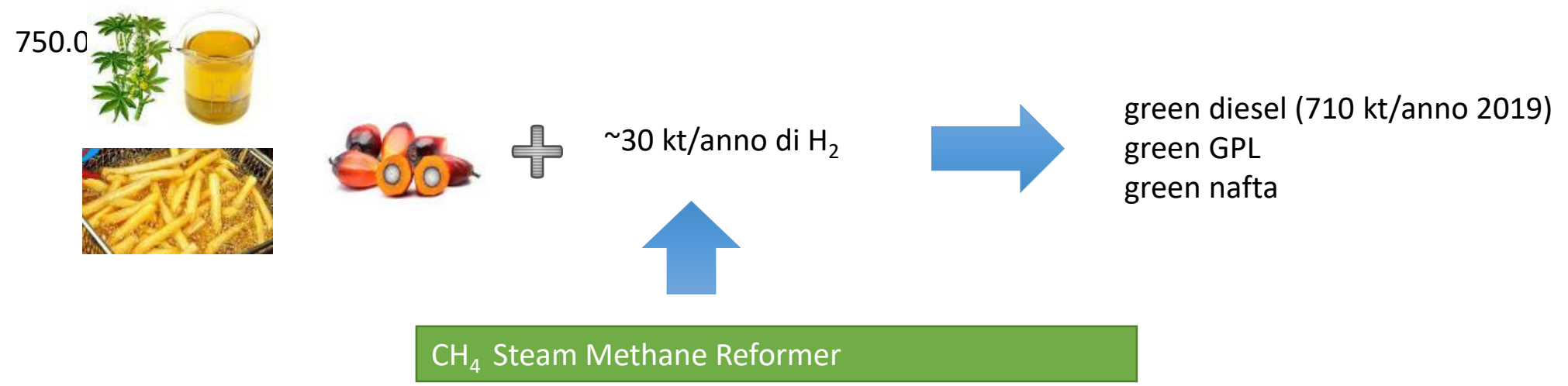
H<sub>2</sub> prodotto

IR and ATR plants vary  
5,000-300,000

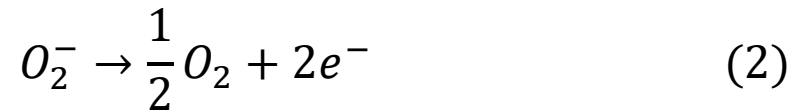
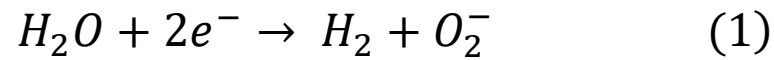
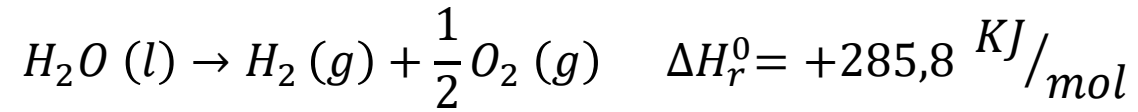
Parametric analysis shows  
emissions can be reduced  
15%, to 0.4 to 0.5 kg  
per ton of hydrogen

Source: IEAGHG (2017a), "Reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS".

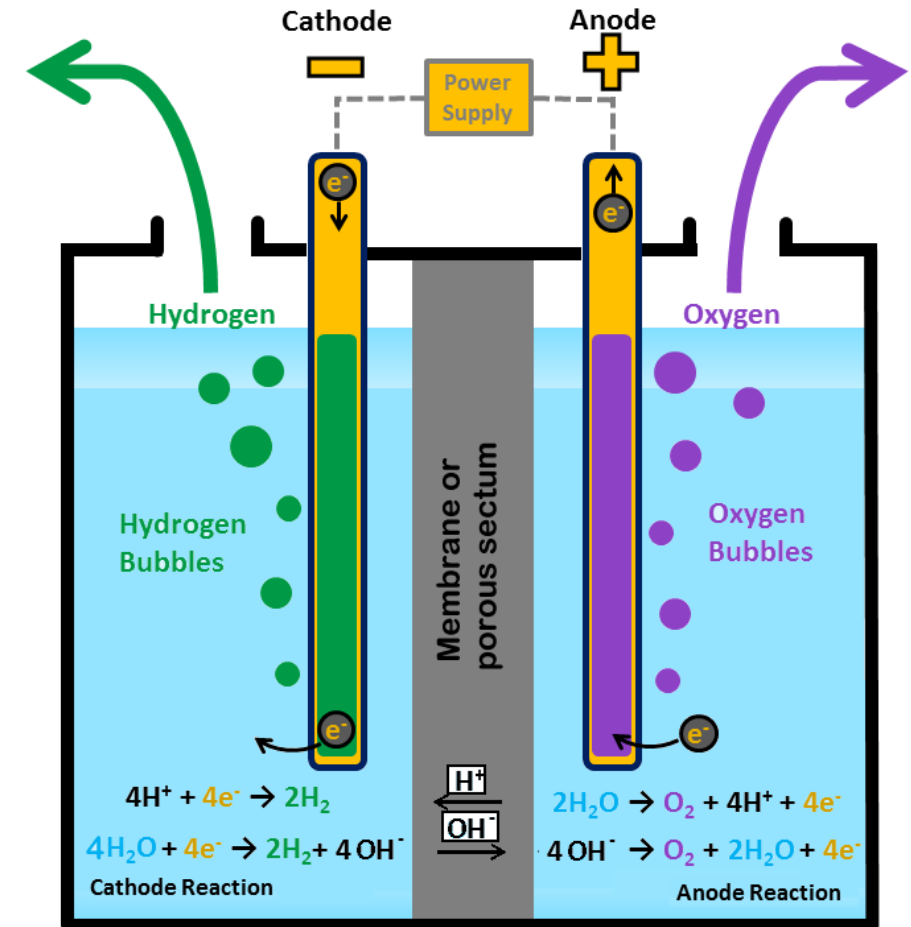
# La filiera del petrolchimico: la bioraffineria di Gela



# L'idrogeno verde- l'elettrolisi



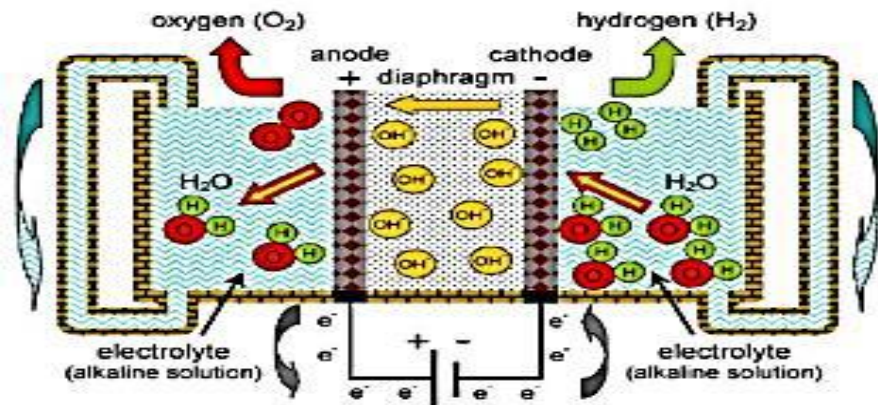
$$\eta_{sys} = \frac{\text{Hydrogen Heating Value}}{\text{Electrical Energy Input}}$$



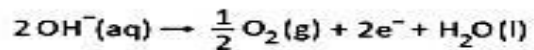


# Le principali tipologie di elettrolizzatori

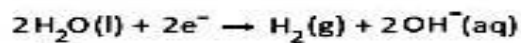
ALKALINE WATER ELECTROLYZER (AWE)



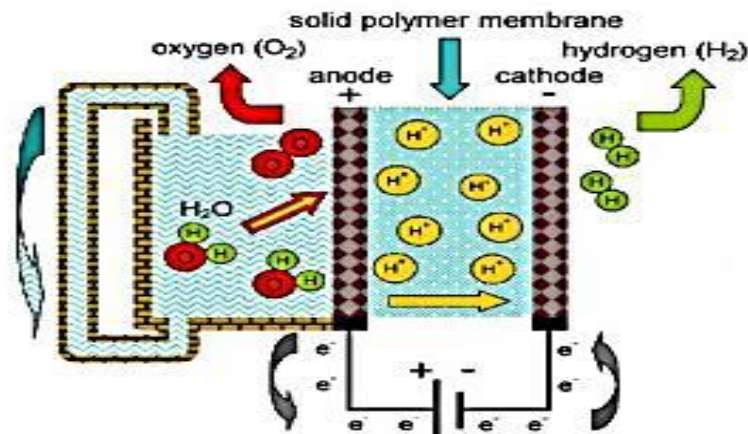
SEMI-REAZIONE ANODICA:



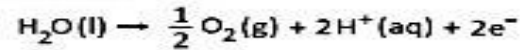
SEMI-REAZIONE CATODICA:



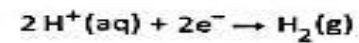
PROTON EXCHANGE MEMBRANE ELECTROLYZER (PEM)



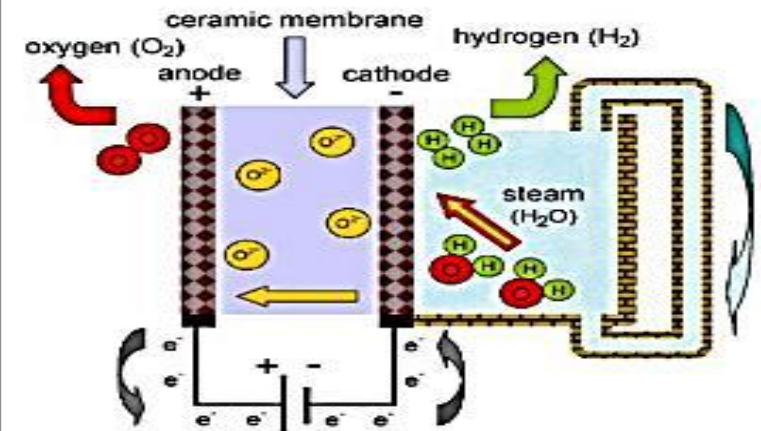
SEMI-REAZIONE ANODICA:



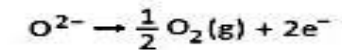
SEMI-REAZIONE CATODICA:



SOLID OXIDE ELECTROLYZER (SOE)



SEMI-REAZIONE ANODICA:



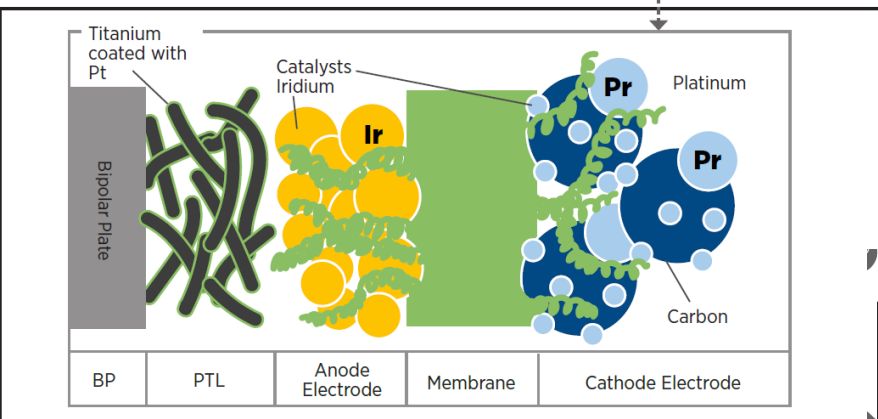
SEMI-REAZIONE CATODICA:



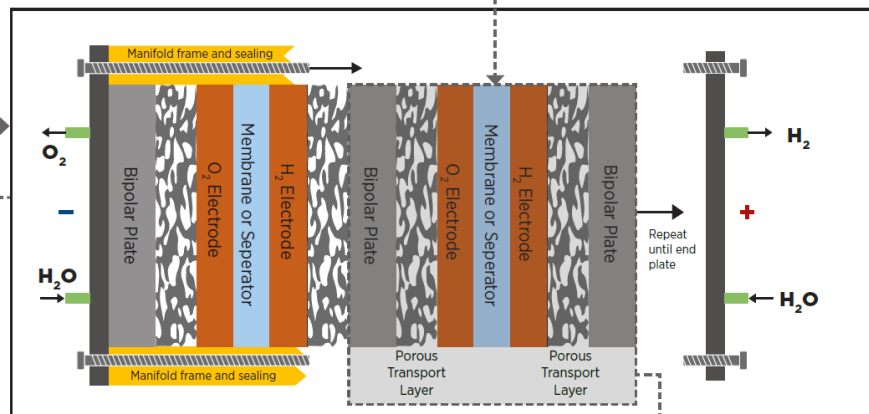


# L'elettrolizzatore i diversi livelli

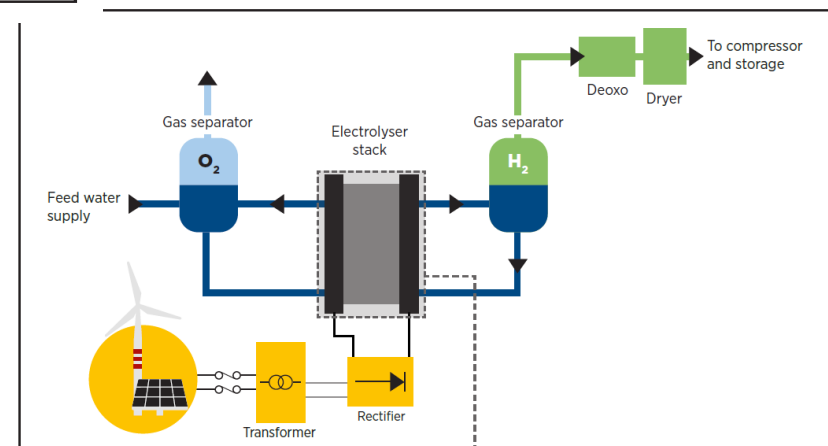
## CELL LEVEL



## STACK LEVEL



## EM LEVEL



# L'elettrolizzatore alcalino

Condizioni operative e caratteristiche principali:

current density of about  $400 \text{ mA cm}^{-2}$ ,  
moderate temperatures of  $70\text{--}90 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  
cell voltage in the range  $1.85\text{--}2.2 \text{ V}$ ,

Elettrolita KOH

Separatore base di  $\text{ZrO}_2$

Elettrodi base di Ni

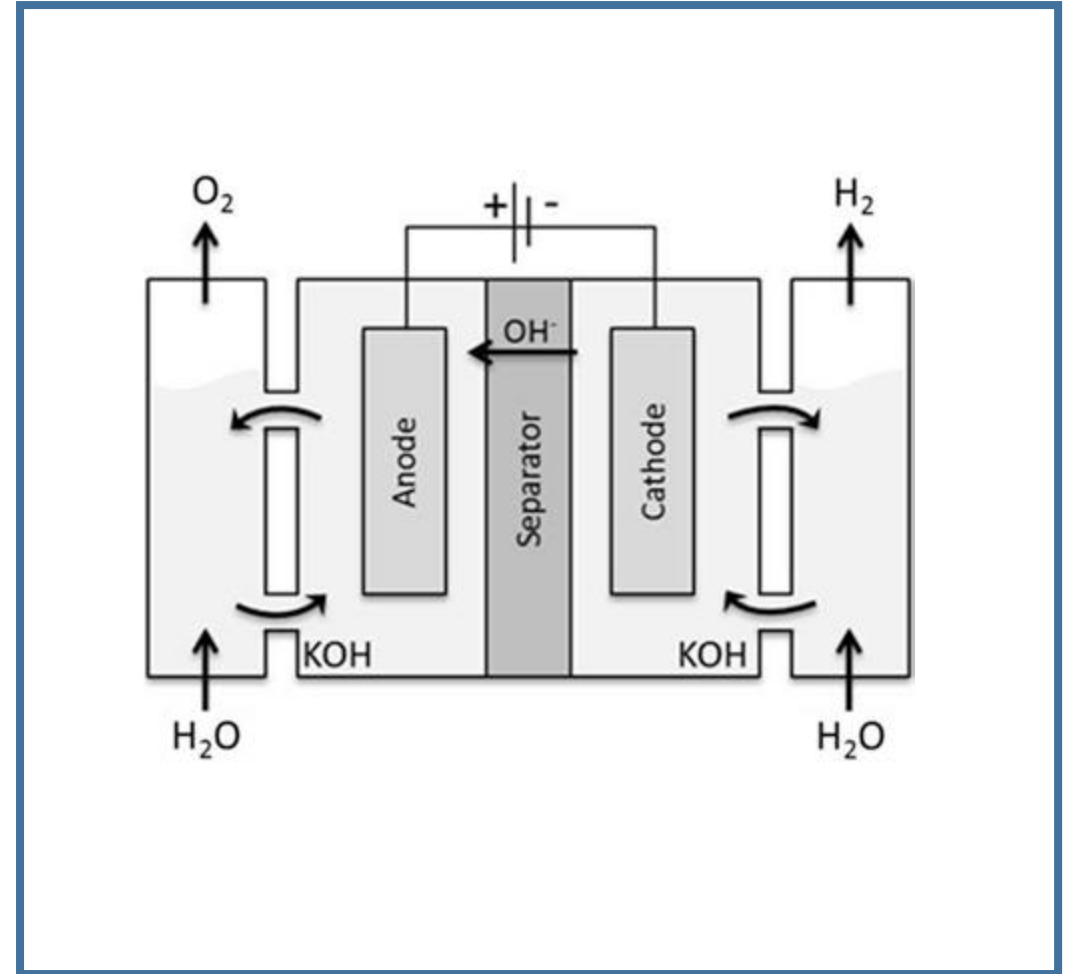
Efficienza di conversione  $50\text{--}70\%$ .

Vantaggi principali

Catalizzatori non sono metalli nobili

Bassa temperatura

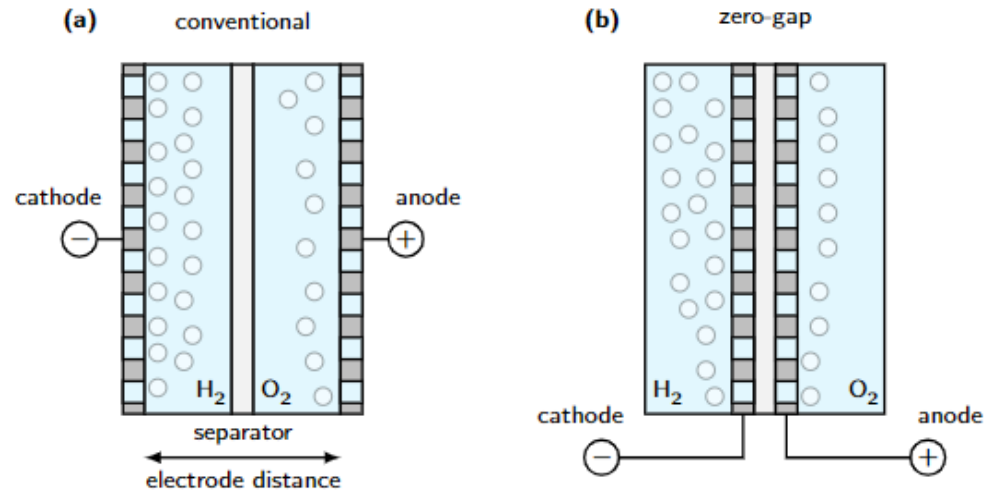
Alta maturità commerciale



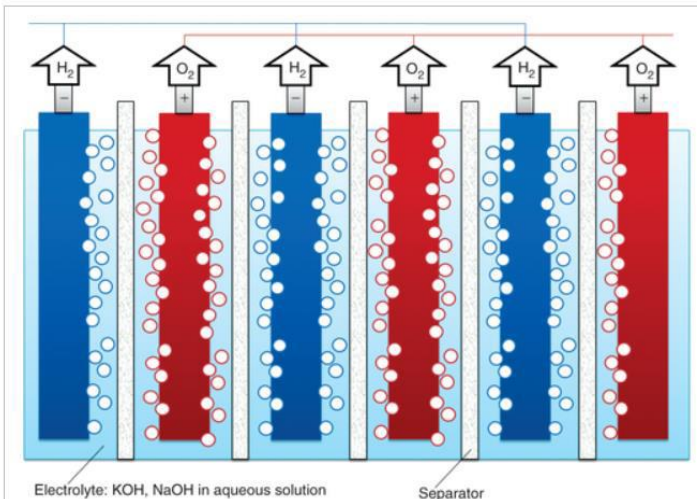
# L'elettrolizzatore alcalino-design cella

## Setto separatore

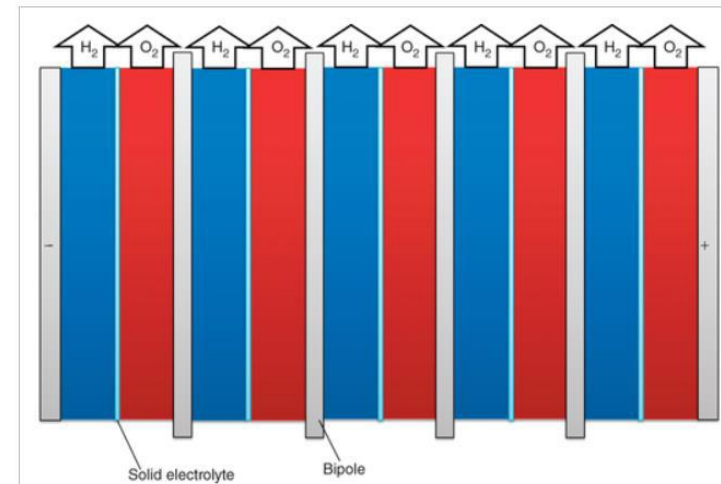
- Convenzionale
- Zero gap



## Disposizione degli elettrodi

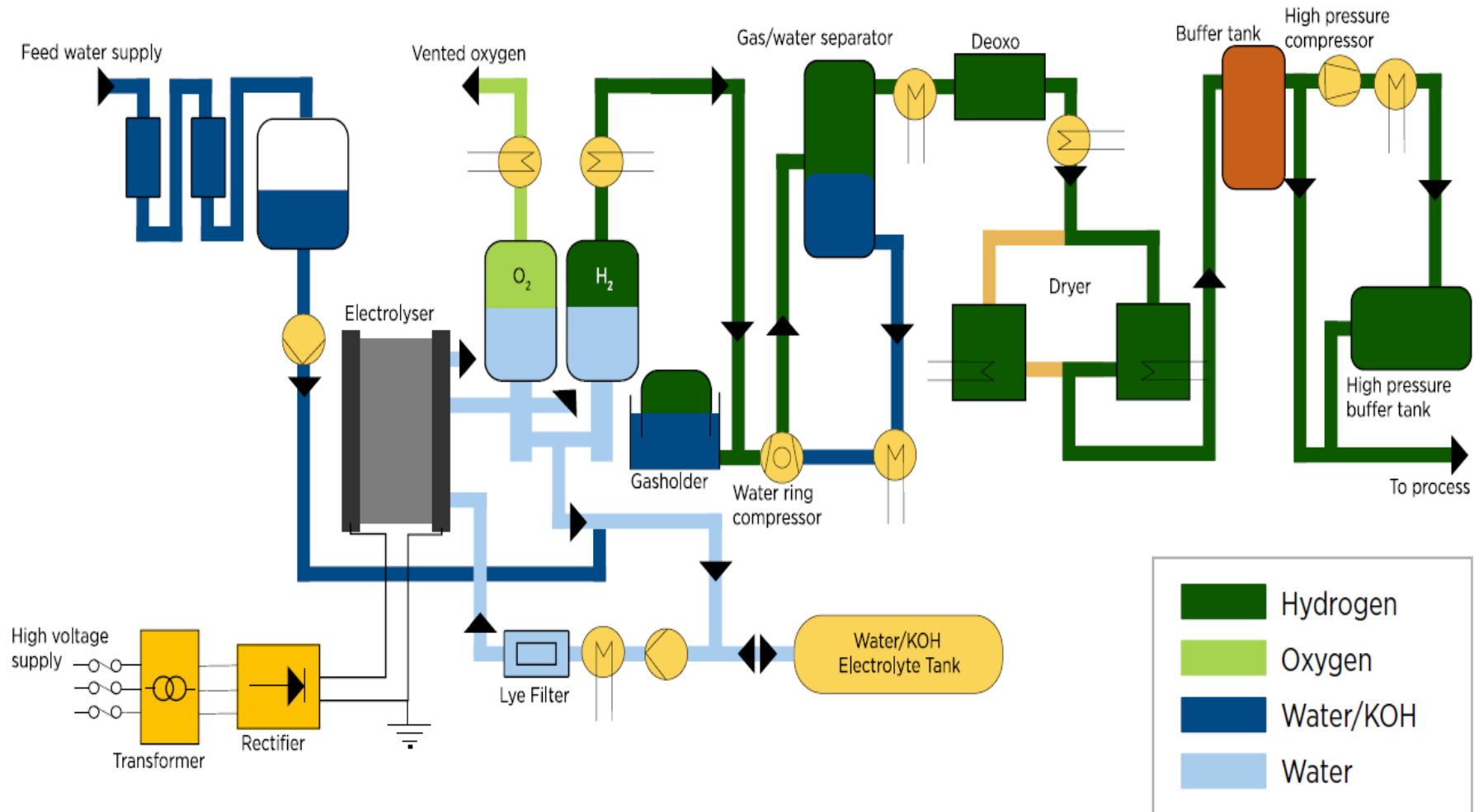


Unipolare



Bipolare

# Rappresentazione schematica di un elettrolizzatore alcalino



# McPhy

McLyzer elettrolizzatori alcalini con una produzione di idrogeno nominale da 100 Nm<sup>3</sup>/h (0,5 MWe) a 800 Nm<sup>3</sup>/h (4 MWe)



'Augmented McLyzer' moduli da 8 Mwe

Progetto GreenH2Atlantic con una taglia complessiva di elettrolizzatori da 100 MW di capacità a Sines, in Portogallo



# L'elettrolizzatore polimerico

Condizioni operative e caratteristiche principali:

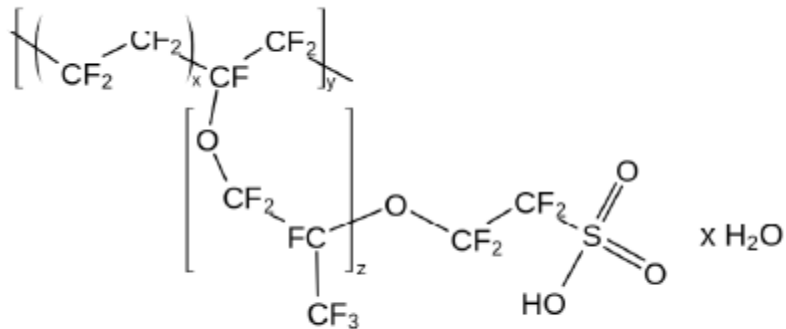
Intensità di corrente  $2000 \text{ mA cm}^{-2}$ ,

Temperatura  $60\text{-}80 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

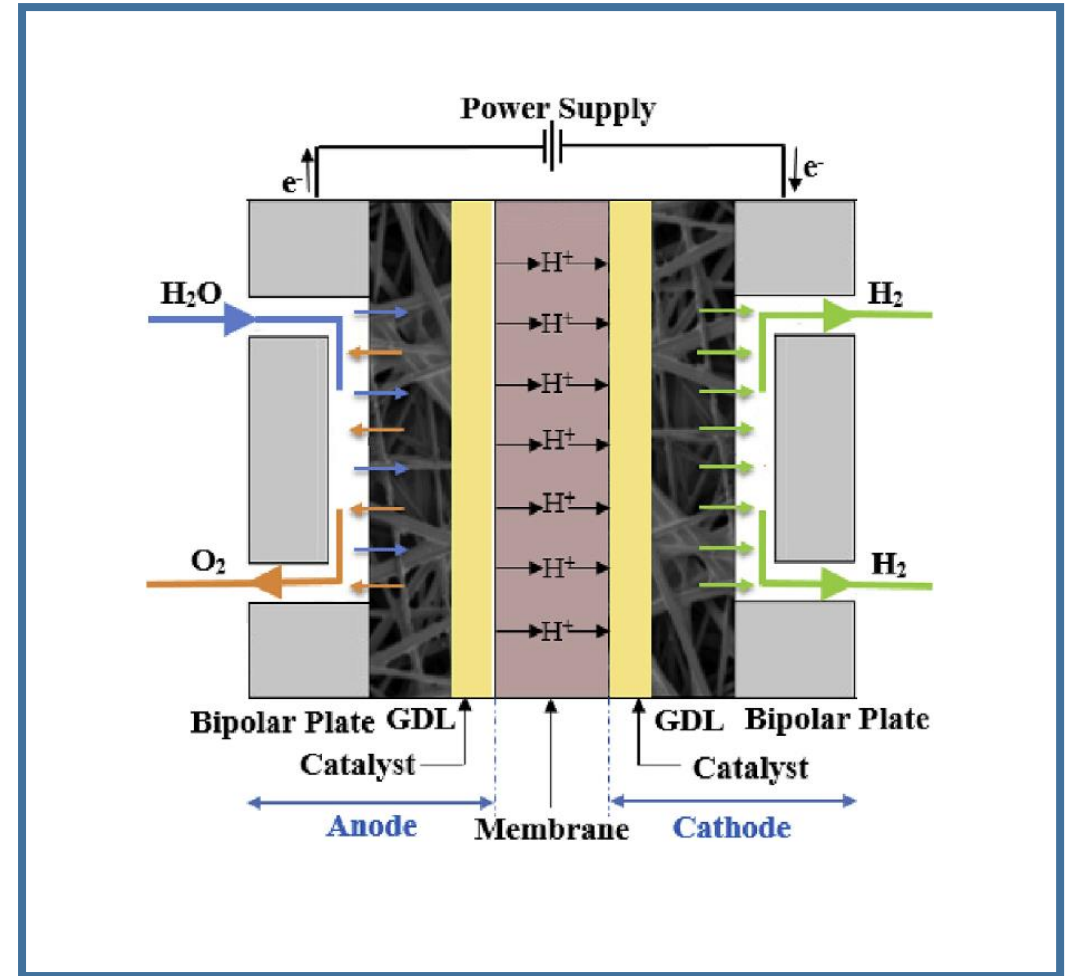
cell voltage in the range  $1\text{-}6 \text{ V}$

Membrana a base di Nafion

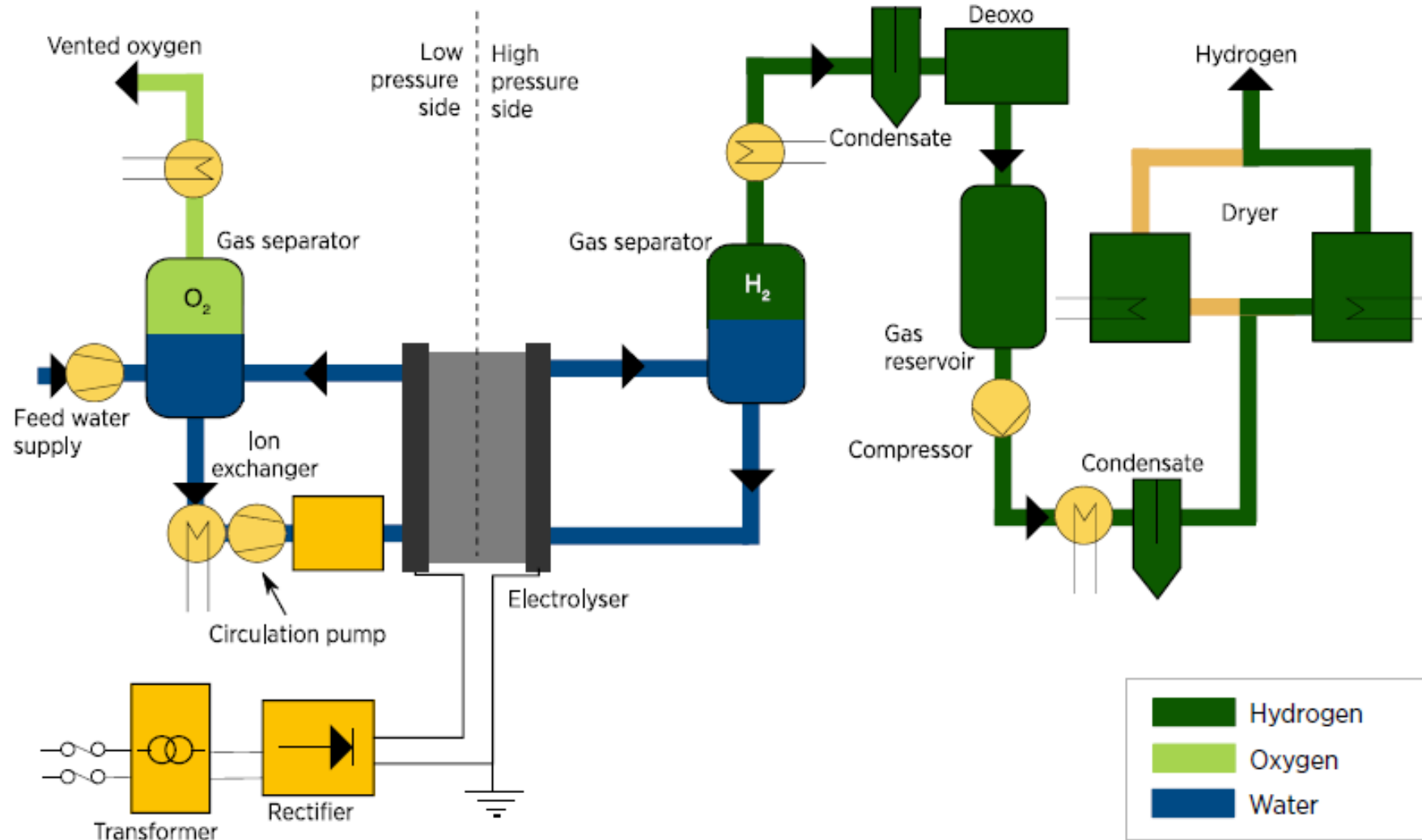
Elettrodi base di Platino e Iridio



· *Rappresentazione schematica della struttura chimica del Nafion®.*



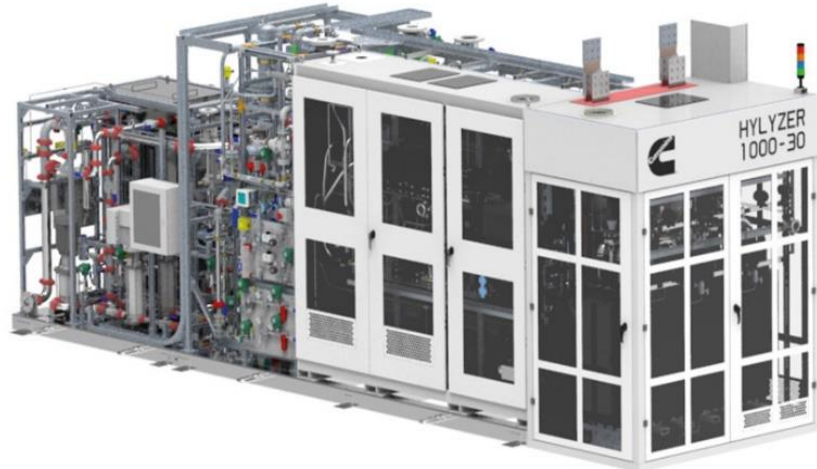
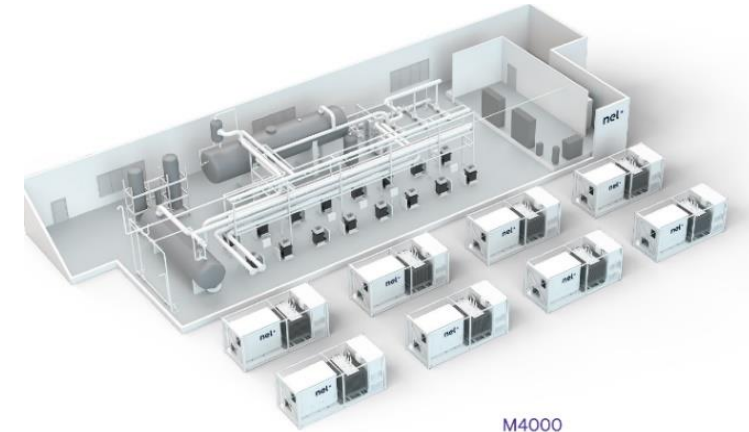
# Rappresentazione schematica di un elettrolizzatore PEM



# Esempi di elettrolizzatori PEM su scala commerciale

PEM containerizzati  
MC250 e MC500 di taglia  
nominale pari a 1,25 MWe per  
una produzione di 246 Nm<sup>3</sup>/h di  
idrogeno e pari a 2,5 MWe per  
una produzione di 492 Nm<sup>3</sup>/h di  
idrogeno

nel



Elettrolizzatori PEM HyLYZER

HyLYZER<sup>®</sup> 200-30 con una produzione di 200 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno  
a 30 bar ed una taglia nominale di 1 MWe

l'HyLYZER<sup>®</sup> 4000-30 con una produzione di 4000 Nm<sup>3</sup>/h di  
idrogeno ed una taglia nominale di circa 8 MW



# Confronto PEM e alcalino

## Vantaggi

Densità di corrente maggiore  
Tensione operativa più alta  
Maggiore efficienza  
Range di carico parziale più ampio  
Design compatto del sistema  
Maggiore purezza del gas  
Funzionamento in dinamico  
Rapidità di risposta del sistema a una variazione delle condizioni operative

## Svantaggi

Alto costo delle materie prime per costruirlo  
Commercializzazione  
Durata di vita inferiore

# L'elettrolizzatore SOEC ad alta temperatura

celle elettrolitiche ad ossidi solidi

*Solid Oxide Electrolyzers – SOEC*

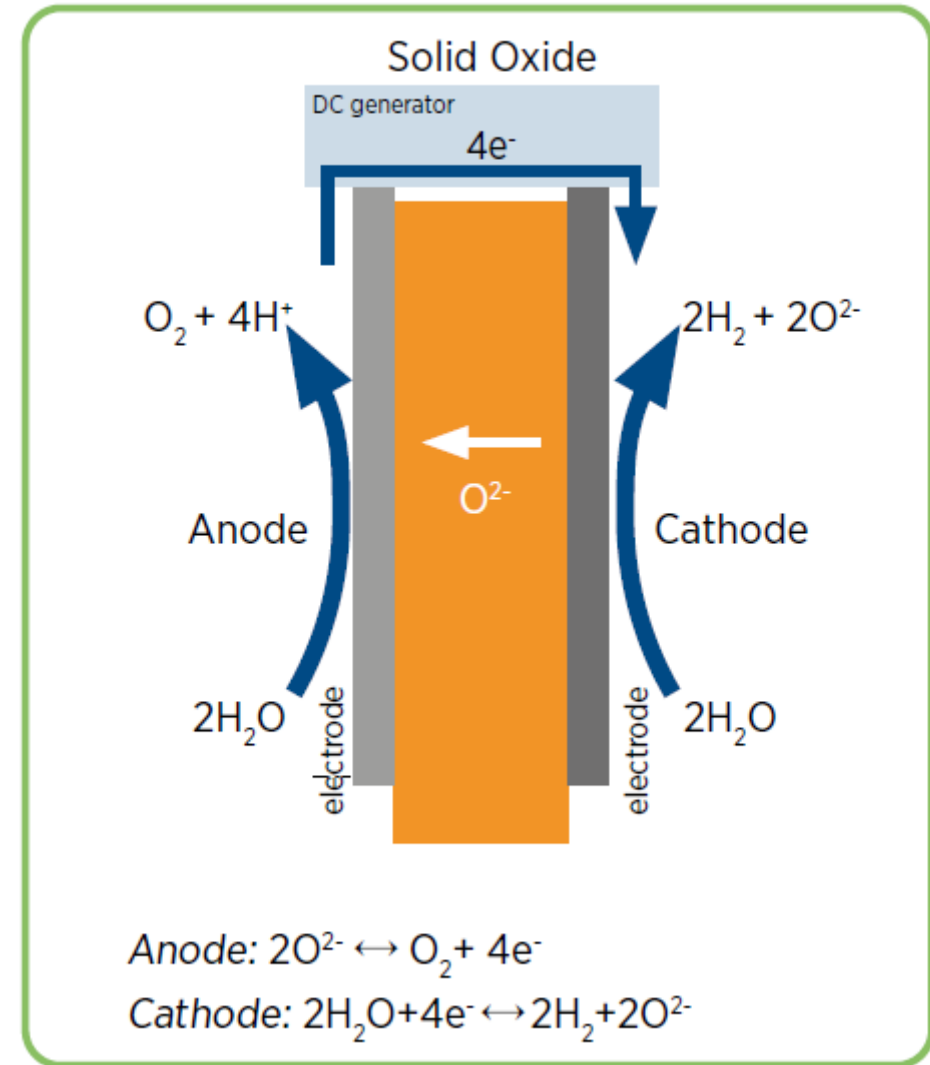
Condizioni operative e caratteristiche principali:

Temperatura 700-900 °C

Uso di catalizzatori non nobili (Ni)

Elettrodo lato O<sub>2</sub> Perovskite-type (e.g. LSCF, LSM)

Elettrodo lato H<sub>2</sub> Ni/YSZ





# L'elettrolizzatore SOEC svantaggi e vantaggi

## Principali svantaggi

- Elevata temperatura di processo, che richiede diversi accorgimenti impiantistici da un punto di vista del *Balance of Plant*
- Ridotta vita utile 10.000-20.000 h in sistemi commerciali
- Scarsa capacità di operare in dinamico
- Basso grado di maturità della tecnologia, che ne incrementa i costi di investimento
- Scarsità di assemblatori/manutentori qualificati.
- Il costo della tecnologia è ancora elevato ed estremamente variabile

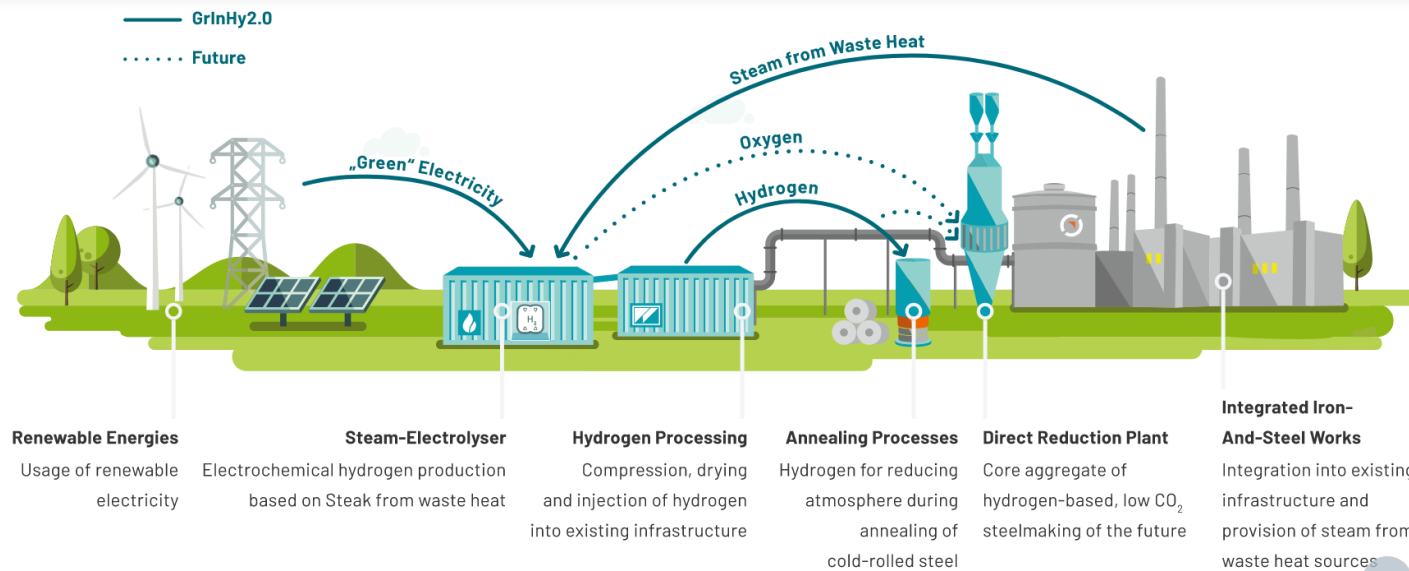
## Principali vantaggi

- Integrazione con sistemi in cui è presente calore/vapore in eccedenza come sottoprodotto di diversi processi
- Alta efficienza raggiungere bassi consumi specifici (<40 kWh/kg)
- Possibilità di esercire in modalità reversibile
- Possibilità di fare la coelettrolisi

# Esempi di applicazioni dell'elettrolizzatore SOEC



Elettrolizzatore SOEC da 200 Nm<sup>3</sup>/h (720 kWe) presso l'acciaiera della Salzgitter



Partner: Salzgitter, Sunfire, Paul Wurth, Tenova e il centro di ricerca francese CEA  
EU Funded FCHJU

Parametro	Unità	Alcalino	PEM	SOEC
Elettrolita		Liquido 25-30 % (KOH)aq	Solido Acido PFOA	Solido YSZ, ScSZ
Anodo		NiCo, LSC, $\text{Co}_3\text{O}_4$	Ossidi Ir/Ru	LSM, LSCF
Catodo		Ni foam/Ni- acciaio Ni-Mo/ $\text{ZrO}_2\text{-TiO}_2$	Platino	Ni-YSZ
<b>Parametri tecnici</b>				
Temperatura	(°C)	70-90	50-80	700-850
Pressione	(bar)	1-30	1-70	1-5
Purezza $\text{H}_2$ prodotto	(%)	99,9 %-99,9998%	99,9 %-99,9999%	99,99 %
Densità di corrente	(A/cm <sup>2</sup> )	0,2-0,8	0-3 (fino a 20)	0-2
Tensione di cella	(V/cella)	Fino a 2	Fino a 2	<1.5

Parametro	Unità	Alcalino	PEM	SOEC
Consumo energetico (stack)	(kWh <sub>e</sub> /kg <sub>H2</sub> )	47-66	47-66	35-50
Consumo energetico (sistema)	(kWh <sub>e</sub> /kg <sub>H2</sub> )	50-80	50-80	40-60
Efficienza (sistema)	(%)	50-80	50-70	75-95
Capacità media	(Nm <sup>3</sup> /h)	1-500	1-500	1Modulo: 63 Nm <sup>3</sup> /h
Taglia media dello Stack	(kW <sub>e</sub> )	1000-2500	1000-2500	1-52 Modulo: 225 kW
Vita utile stack	(ore)	80000	60000	20000
Variazioni di carico	(%)	15-100	10-160	5-100
Flessibilità a freddo	(min)	<40	<10	300-500

I PROCESSI DI  
PRODUZIONE  
DELL'IDROGENO  
I COSTI

I costi di installazione

Il costo di produzione dell'idrogeno

Analisi di sensitività dei costi



# Costi dei sistemi di elettrolisi

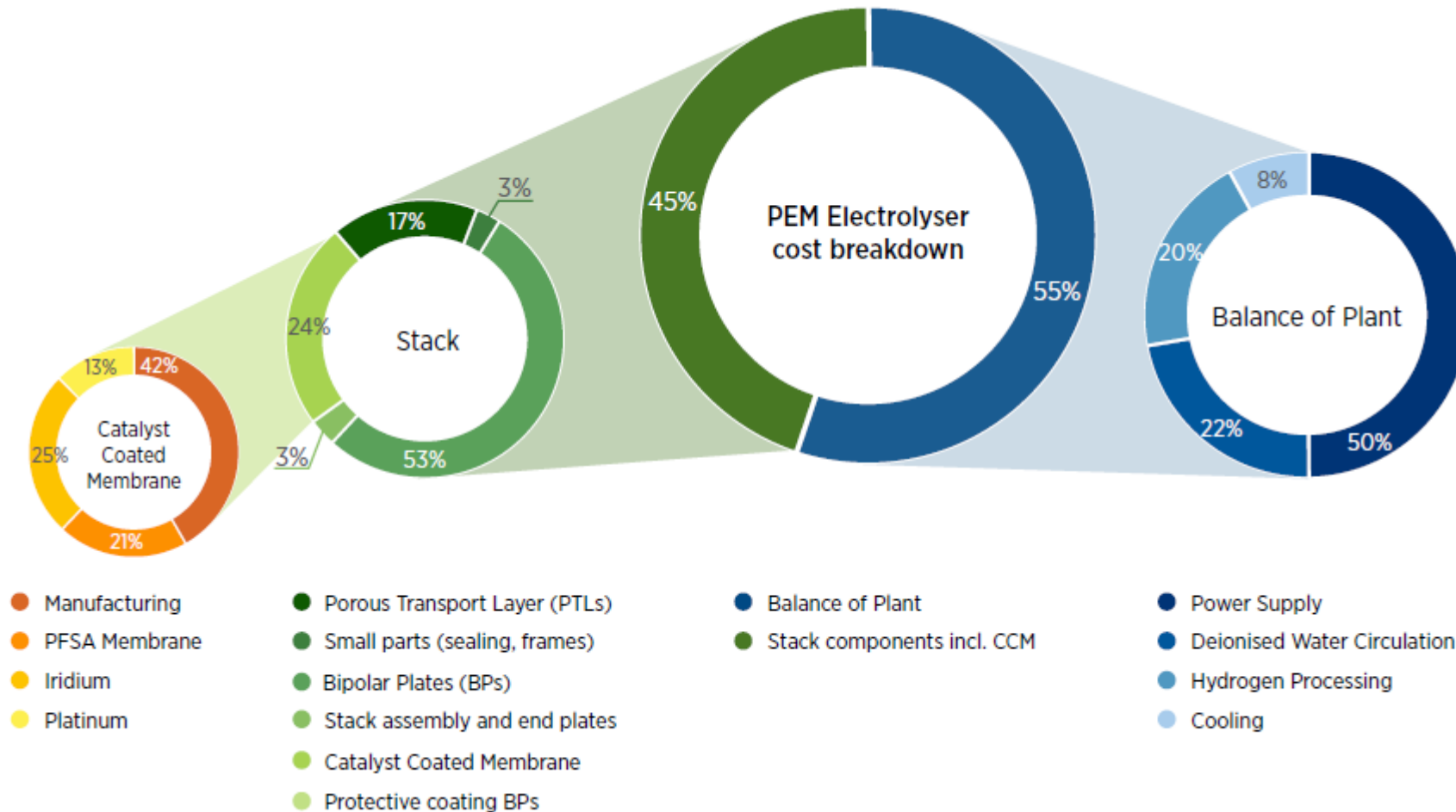
Parametri economici				
CAPEX impianto	(\$/kWe)	500-1000	700-1400	2000-5600
CAPEX sostituzione stack	(\$/kWe)	160-270	300-350	500-800
OPEX	(%CAPEX)	2-3	2-3	2-3

## Caratteristiche tecniche-economiche delle principali tecnologie di elettrolisi dell'acqua al 2030 (IRENA)

Parametro	Unità	Tipologia elettrolizzatore		
		Alcalino	PEM	SOEC
Consumo energetico (sistema)	(kWhe/kgH2)	<50	<55	<40
Efficienza (sistema)	(%)	>70	>65	>90
CAPEX impianto	(\$/kWe)	450-500	500-750	<1000
Vita utile stack	(ore)	>90.000	>50.000	>40.000

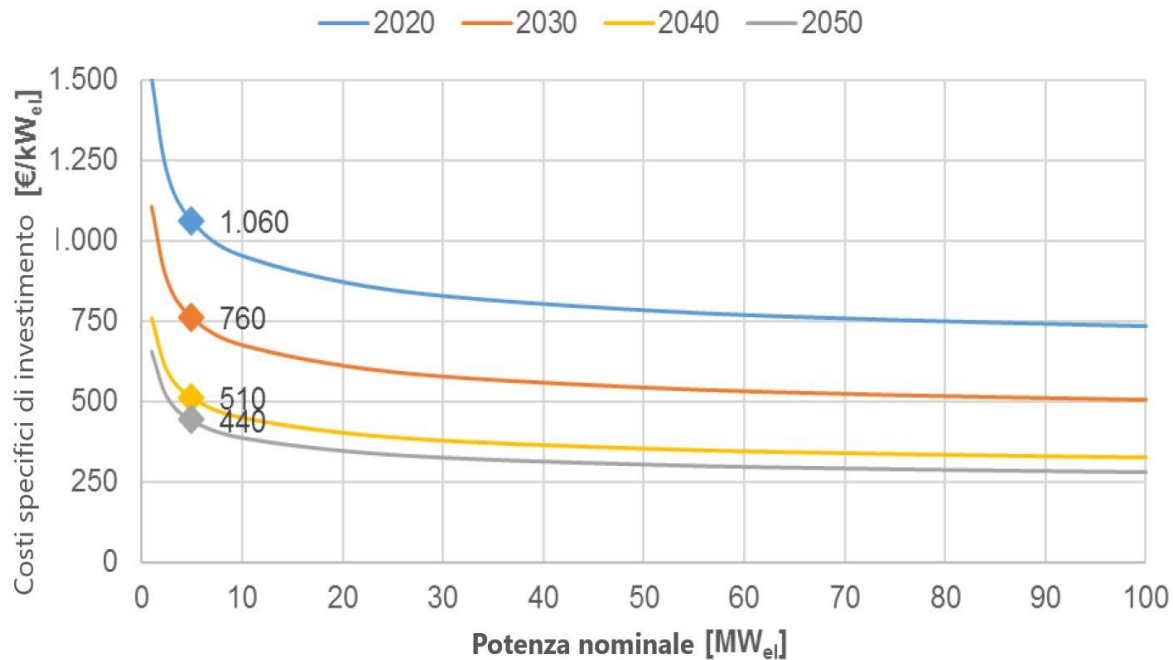
# Composizione del costo

## Composizione del costo di un elettrolizzatore da 1 MWe di tipologia PEM (IRENA)

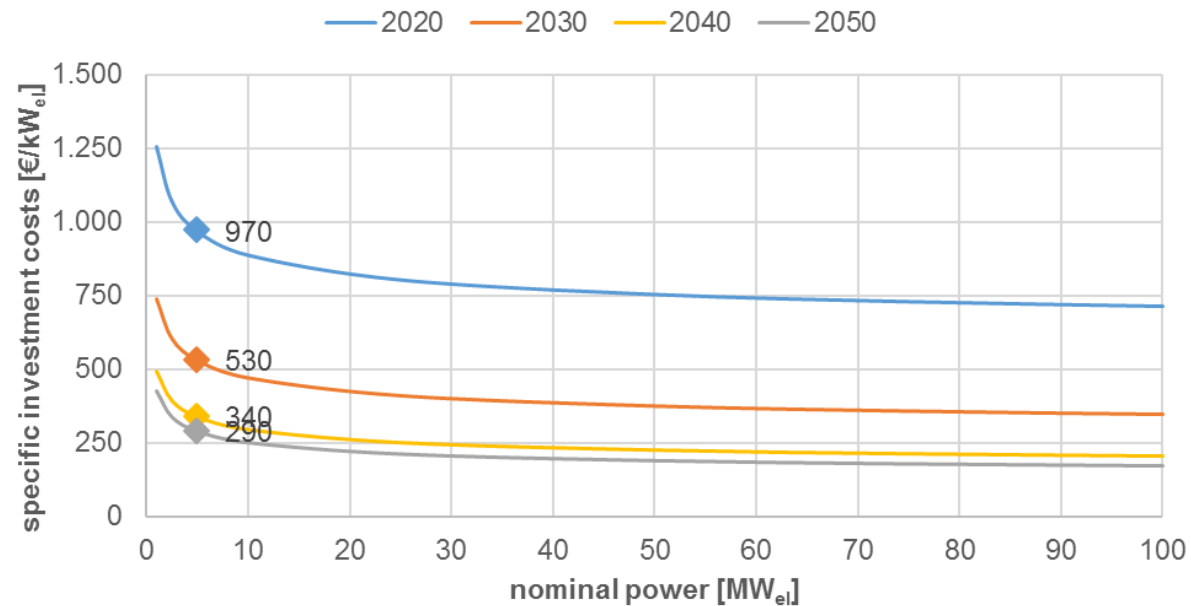


# I costi degli elettrolizzatori dipendono dalla scala

## Elettrolizzatore alcalino



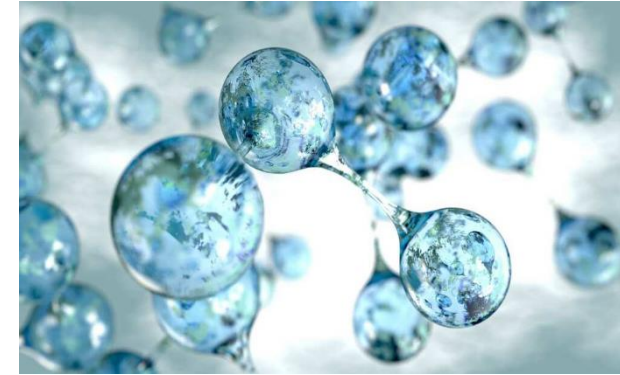
## Elettrolizzatore polimerico



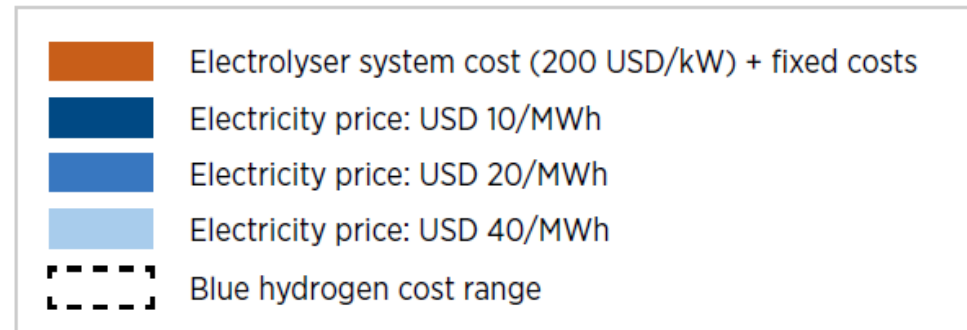
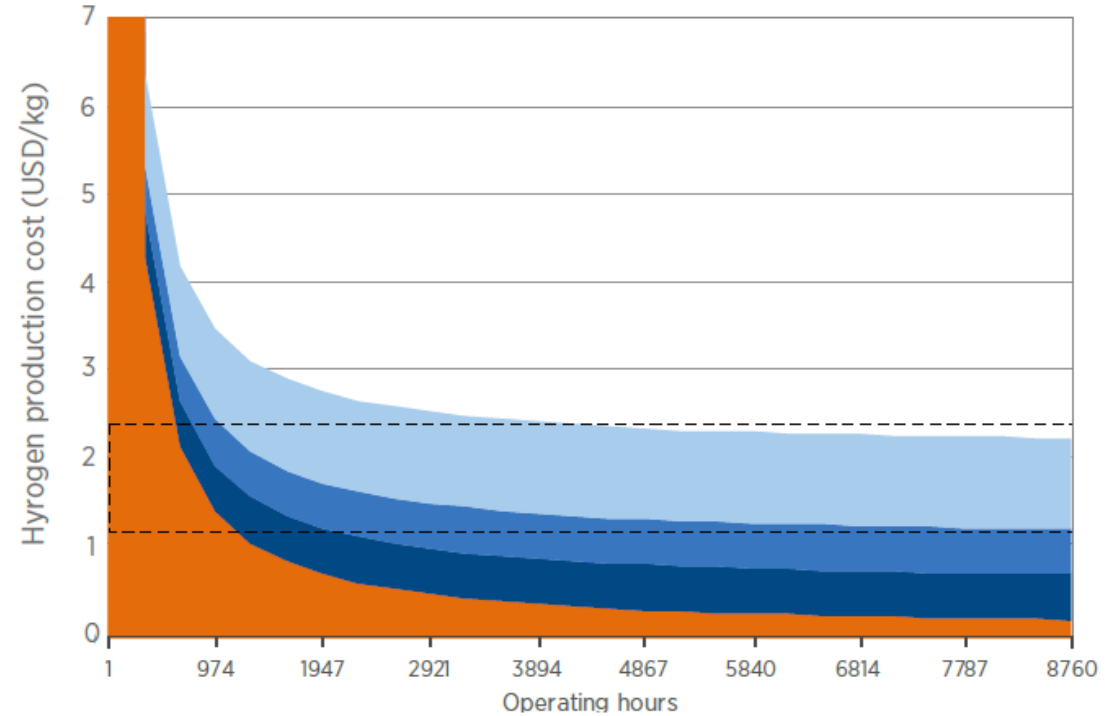
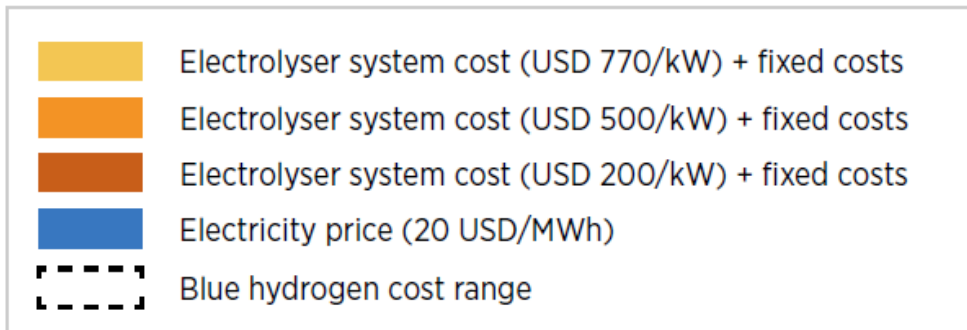
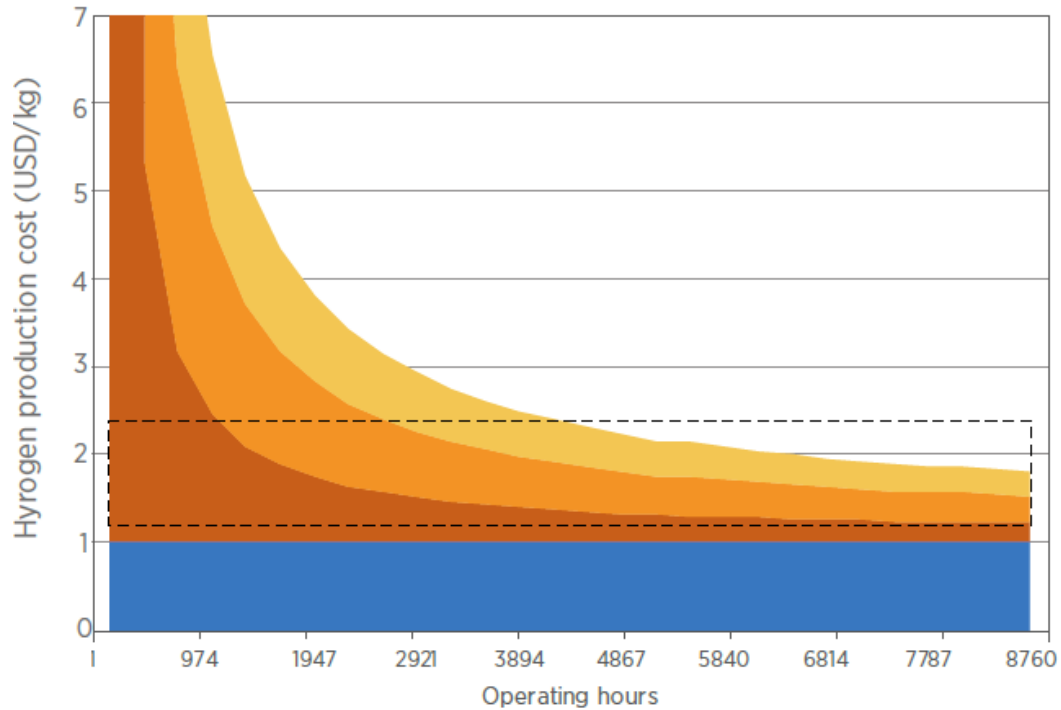
# Il costo specifico di produzione dell'idrogeno

## Levelised Cost Of Hydrogen LCOH

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n (CAPEX + OPEX + costo_{elettricit\grave{a}} + costo_{acqua})}{(1+i)^t} \frac{1}{\sum_{t=1}^n \frac{quantit\grave{a} \text{ di prodotto annuale } H_2}{(1+i)^t}}$$

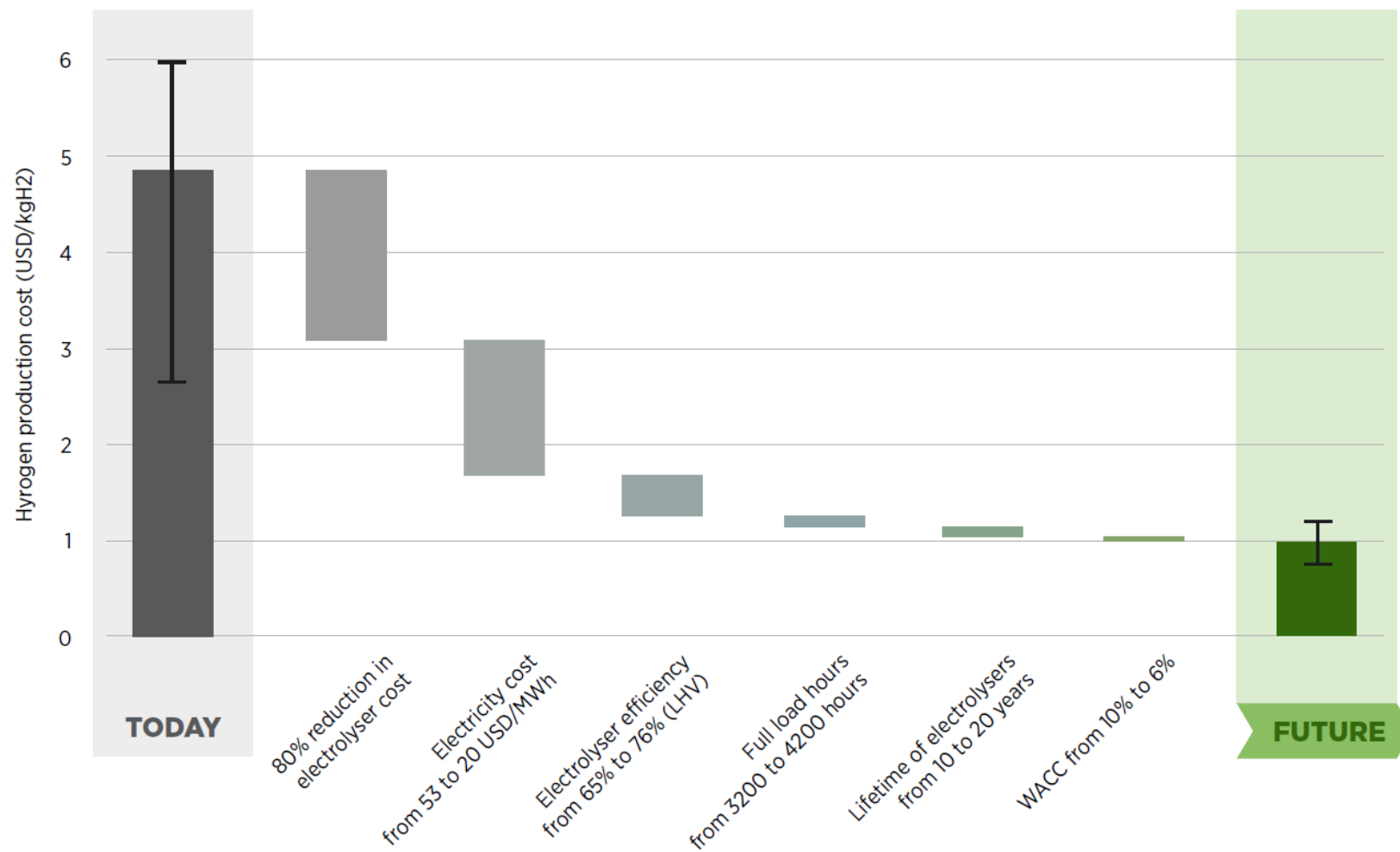


# LCOH in funzione del load factor e del costo dell'elettricità



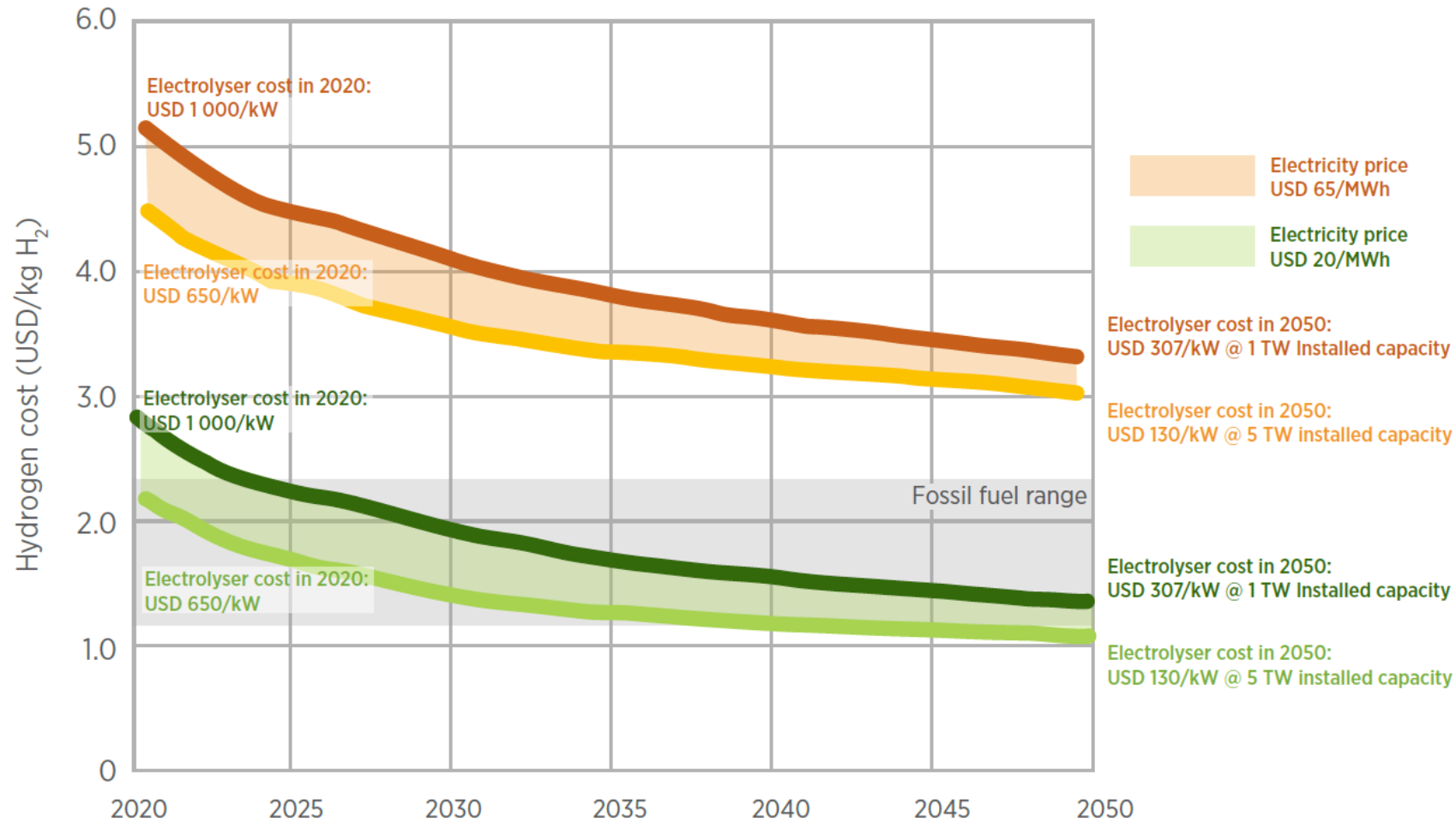


# Riduzione dei costi di produzione dell'idrogeno nel lungo termine



Una combinazione di riduzioni dei costi di elettricità ed elettrolizzatori, combinati con maggiore efficienza e durata operativa, può fornire una riduzione dell'80% costo dell'idrogeno

# Riduzione dei costi di produzione dell'idrogeno nel lungo termine



# LCOH per le differenti tecnologie di produzione

