



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI MILANO
DIPARTIMENTO DI CHIMICA

#Sdg7 IDROGENO VERDE E BLU: ATTUALITÀ E PROSPETTIVE

Ilenia Rossetti, Alessandro Minguzzi, Antonio Tripodi

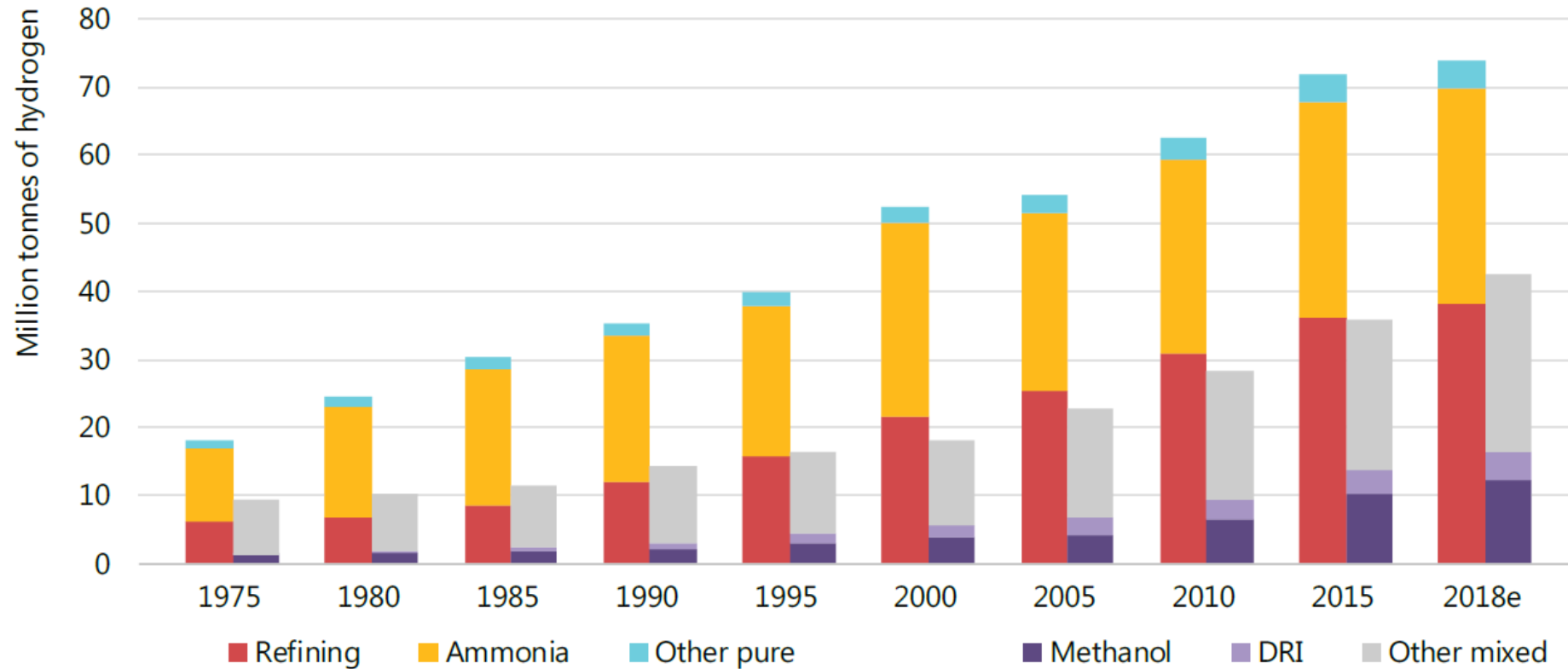
ilenia.rossetti@unimi.it

alessandro.minguzzi@unimi.it

antonio.tripodi@unimi.it

- Idrogeno: cos'è, produzione ed utilizzo
- I colori dell'idrogeno: Grey, Blue, Green
- Stoccaggio, trasporto, distribuzione
- Prospettive, limiti & policies



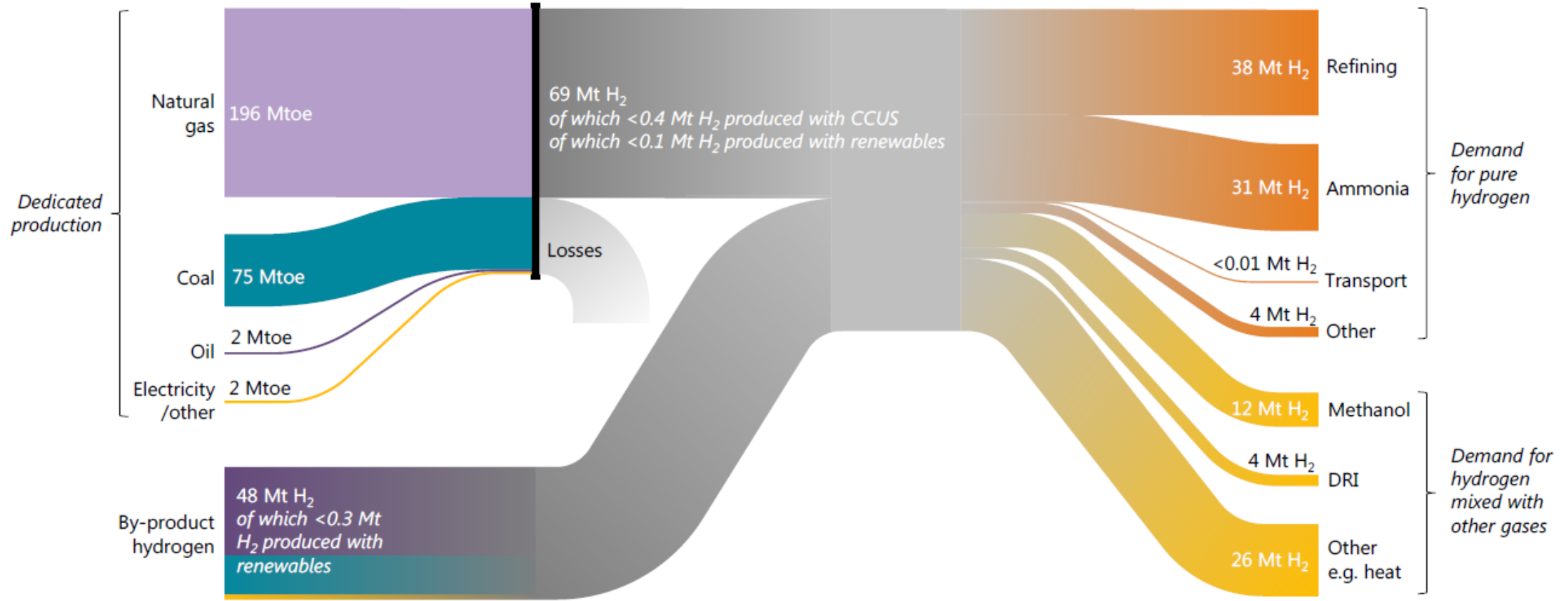


Notes: DRI = direct reduced iron steel production. Refining, ammonia and "other pure" represent demand for specific applications that require hydrogen with only small levels of additives or contaminants tolerated. Methanol, DRI and "other mixed" represent demand for applications that use hydrogen as part of a mixture of gases, such as synthesis gas, for fuel or feedstock.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Around 70 Mth₂/yr is used today in pure form, mostly for oil refining and ammonia manufacture for fertilisers; a further 45 Mth₂ is used in industry without prior separation from other gases.





Notes: Other forms of pure hydrogen demand include the chemicals, metals, electronics and glass-making industries. Other forms of demand for hydrogen mixed with other gases (e.g. carbon monoxide) include the generation of heat from steel works arising gases and by-product gases from steam crackers. The shares of hydrogen production based on renewables are calculated using the share of renewable electricity in global electricity generation. The share of dedicated hydrogen produced with CCUS is estimated based on existing installations with permanent geological storage, assuming an 85% utilisation rate. Several estimates are made as to the shares of by-products and dedicated generation in various end uses, while input energy for by-product production is assumed equal to energy content of hydrogen produced without further allocation. All figures shown are estimates for 2018. The thickness of the lines in the Sankey diagram are sized according to energy contents of the flows depicted.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Ca. 70 Mt di H₂ prodotto con processi dedicati

76% da gas naturale (6% del suo uso globale)

23% da carbone (Cina, 2% del suo uso globale).

Ciò comporta **830 MtCO₂/anno** di **emissioni di CO₂** (equivale a Indonesia + UK).

Elettrolisi, attualmente ca. **2% ma dedicato a quelle produzioni che necessitano H₂ purissimo. Problema costo elevato.**

Surplus di elettricità da rinnovabili può essere conveniente, ma disponibile per poche ore. Se tutta la produzione di H₂ dedicate fosse prodotta da elettrolisi servirebbero **3600 TWh (> della produzione annua di elettricità in EU).**

Servirebbero **617 milioni di m³ di acqua** (il doppio del consumo per la produzione da gas naturale).



I **costi** variano per regione, a seconda dei costi delle fonti fossili e dell'elettricità. Inoltre, dipendono dalle tecnologie ausiliarie che si aggiungono per migliorarne la sostenibilità.

Uno dei principali limiti per H₂ da fossili è **l'impatto in termini di emissioni di CO₂**, le tecnologie più evolute cercano di mitigarli con **sistemi di cattura (CCUS)**, che però comportano **costi aggiuntivi**.

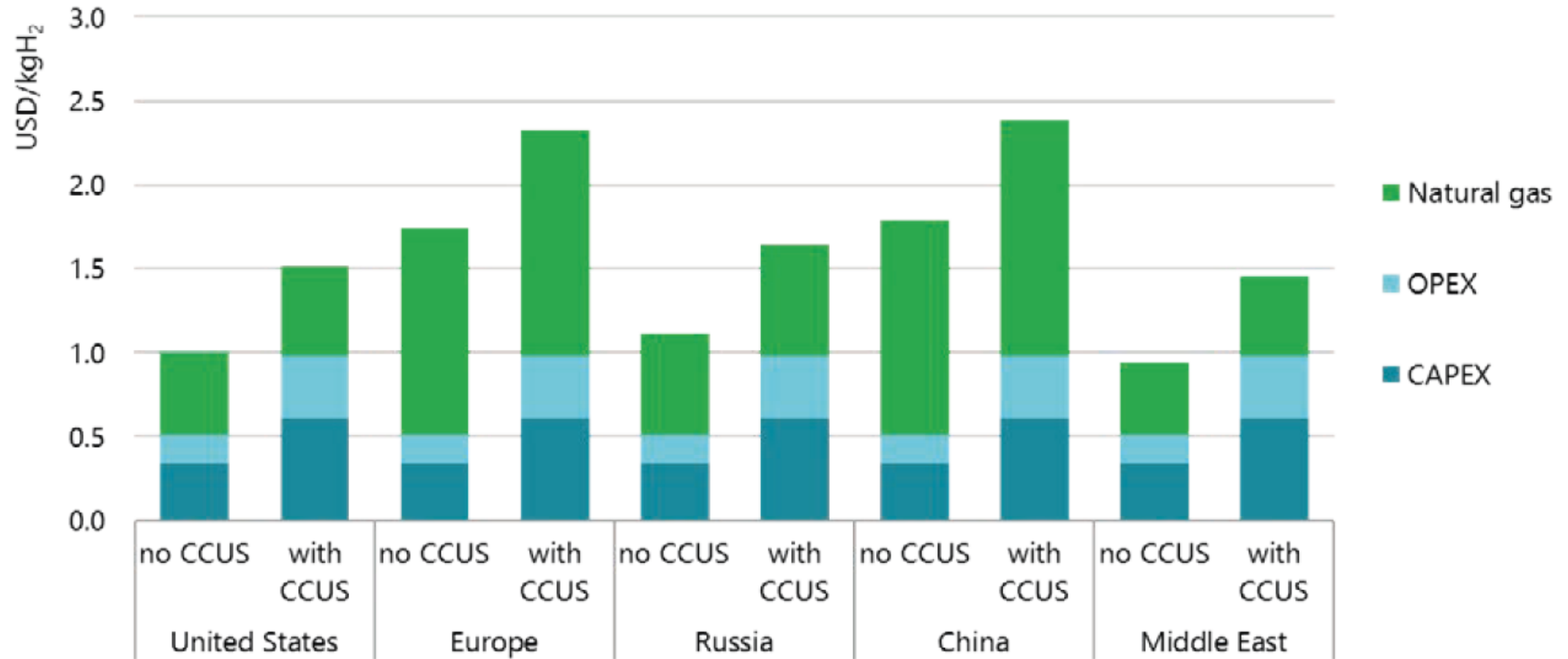
Benchmark: 1 USD/kg_{H2} Middle East senza CCUS

Per essere competitiva con sistemi più costosi con CCUS servirebbe un costo dell'energia elettrica di 10–40 USD/MWh e 3 000–6 000 h a pieno carico

Alcune regioni dipendono pienamente dall'import di fossili ed hanno elettricità da nucleare o rinnovabili già a regime → elettrolisi può diventare conveniente



Figure 9. Hydrogen production costs using natural gas in different regions, 2018



Notes: kgH₂ = kilogram of hydrogen; OPEX = operational expenditure. CAPEX in 2018: SMR without CCUS = USD 500–900 per kilowatt hydrogen (kW_{H₂}), SMR with CCUS = USD 900–1 600/kW_{H₂}, with ranges due to regional differences. Gas price = USD 3–11 per million British thermal units (MBtu) depending on the region. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

H_2 in ambito energetico: minoritario finora, eccetto applicazioni particolari, ad es. spazio

➤ Perché?

Primo vantaggio: **combustione H_2** (sia diretta che indiretta con fuel cells) **produce localmente solo acqua**. Mobilità sostenibile basata su questo o su un mix con mobilità elettrica ha indubbi vantaggi di **sostenibilità su scala locale**

La **sostenibilità in senso più globale** dipende però da come l'elettricità e l'idrogeno vengono prodotti, ad esempio l'impatto in termini di emission di CO_2 (ma non solo... **LCA contempla molte diverse categorie di impatto**)

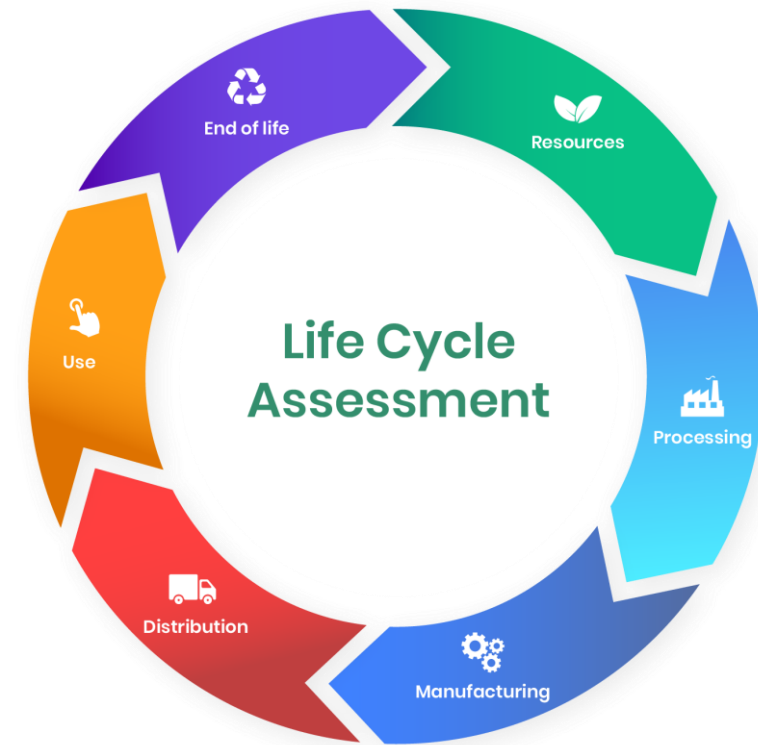


In aggiunta, motori per veicoli a H₂-Fuel cells possono raggiungere fino al 60% di **efficienza**, mentre un motore a combustione interna a benzina può collocarsi al 20%

I 4/5 della domanda energetica per gli end-users oggi si basa su combustibili a base di carbonio (quindi responsabili di emission dirette). Per raggiungere gli **obiettivi di de-carbonizzazione al 2050** queste sono tecnologie strategiche.

H₂ usato per fini energetici dal 19° secolo ed ha vissuto fasi alterne

H₂ è in realtà un **vettore energetico**, non una fonte di energia. Deve essere prodotto da varie fonti primarie e quindi la sua **sostenibilità complessiva non è intrinseca, ma dipende da una valutazione complessiva di impatto (LCA)**



Ca. 2% H₂ oggi prodotto per **elettrolisi dell'acqua**, solo 0.1 % prodotto di proposito, il resto come **sottoprodotto dell'industria cloro-alkali**, ed usato dove si richiede H₂ ad **altissima purezza**.

L'elettrolisi richiede molta **acqua (9 litri per kg di H₂ e co-produce ca. 8 kg di ossigeno, ad es. per usi medicali)** potrebbe essere problematico in alcune aree

Disponibili Tecnologie di dissalazione in **aree costiere**, ad es. osmosi inversa, ma richiedono molta energia elettrica aggiuntiva: 3–4 kWh/m³ di acqua al costo di 0.7–2.5 USD/m³

L'impatto di questo aspetto non è elevato sul costo finale dell'idrogeno (+ 0.01–0.02 USD/kg_{H₂}), ma incide sulla disponibilità di elettricità per il processo complessivo

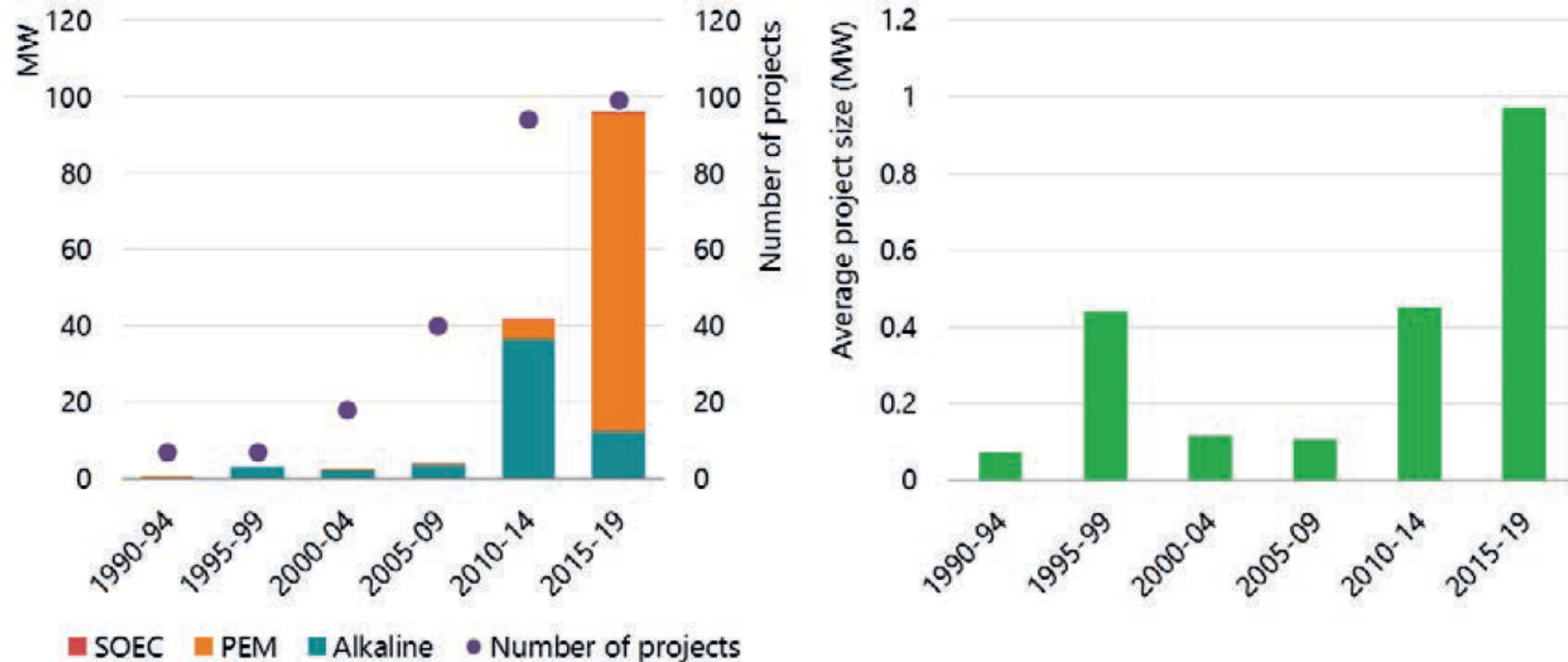
Studi sull'uso diretto di acqua marina ma problemi di corrosione



	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
Operating pressure (bar)	1–30			30–80			1		
Operating temperature (°C)	60–80			50–80			650 – 1 000		
Stack lifetime (operating hours)	60 000 – 90 000	90 000 – 100 000	100 000 – 150 000	30 000 – 90 000	60 000 – 90 000	100 000 – 150 000	10 000 – 30 000	40 000 – 60 000	75 000 – 100 00
Load range (% relative to nominal load)	10–110			0–160			20–100		
Plant footprint (m ² /kW _e)	0.095			0.048					
CAPEX (USD/kW _e)	500 – 1400	400 – 850	200 – 700	1 100 – 1 800	650 – 1 500	200 – 900	2 800 – 5 600	800 – 2 800	500 – 1 000



Figure 10. Development of electrolyser capacity additions for energy purposes and their average unit size, 1990–2019



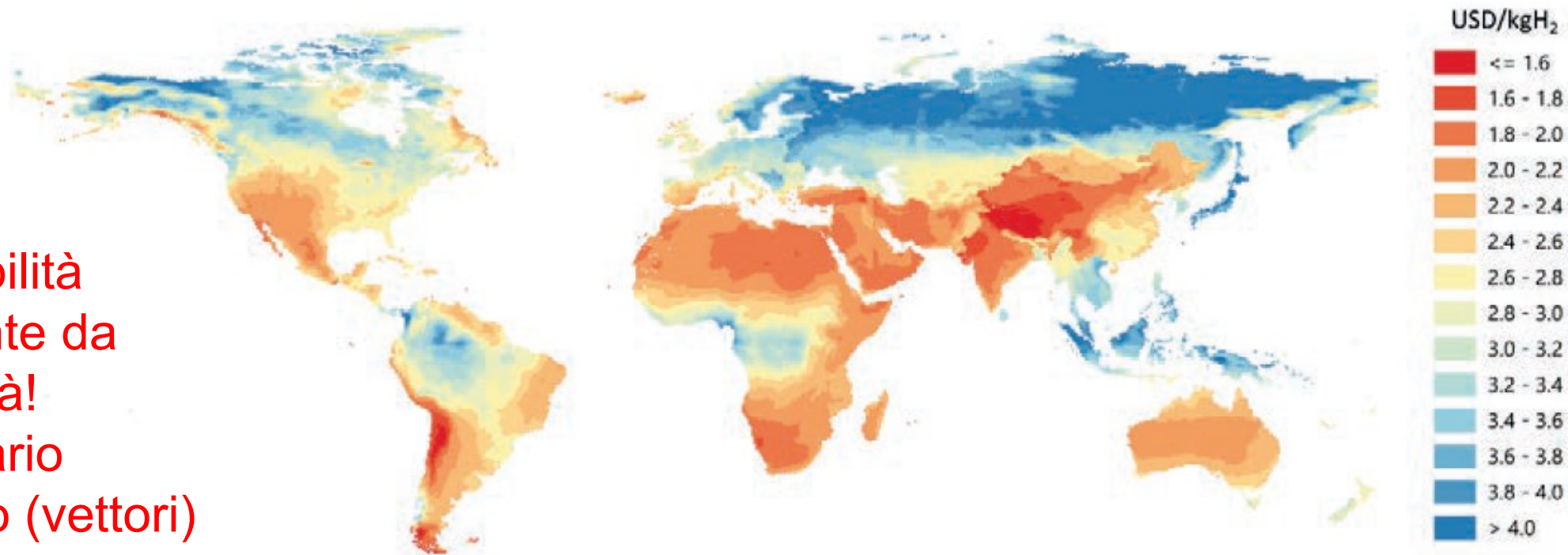
Note: Capacity additions refer to already installed capacity additions and are cumulated over the specified 5-year periods.

Sources: IEA analysis based on Chegade et al. (2019), "Review and analysis of demonstration projects on Power-to-X pathways in the world", IEA (2018), *World Energy Investment*, and the World Energy Council (2018), "Hydrogen an enabler of the Grand Transition" and data provided by IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme.

Global electrolyser capacity additions for energy purposes have been growing rapidly in recent years, and installations have been growing in size, providing cost reductions from economies of scale and learning effects.



Disponibilità
divergente da
necessità!
Necessario
trasporto (vettori)



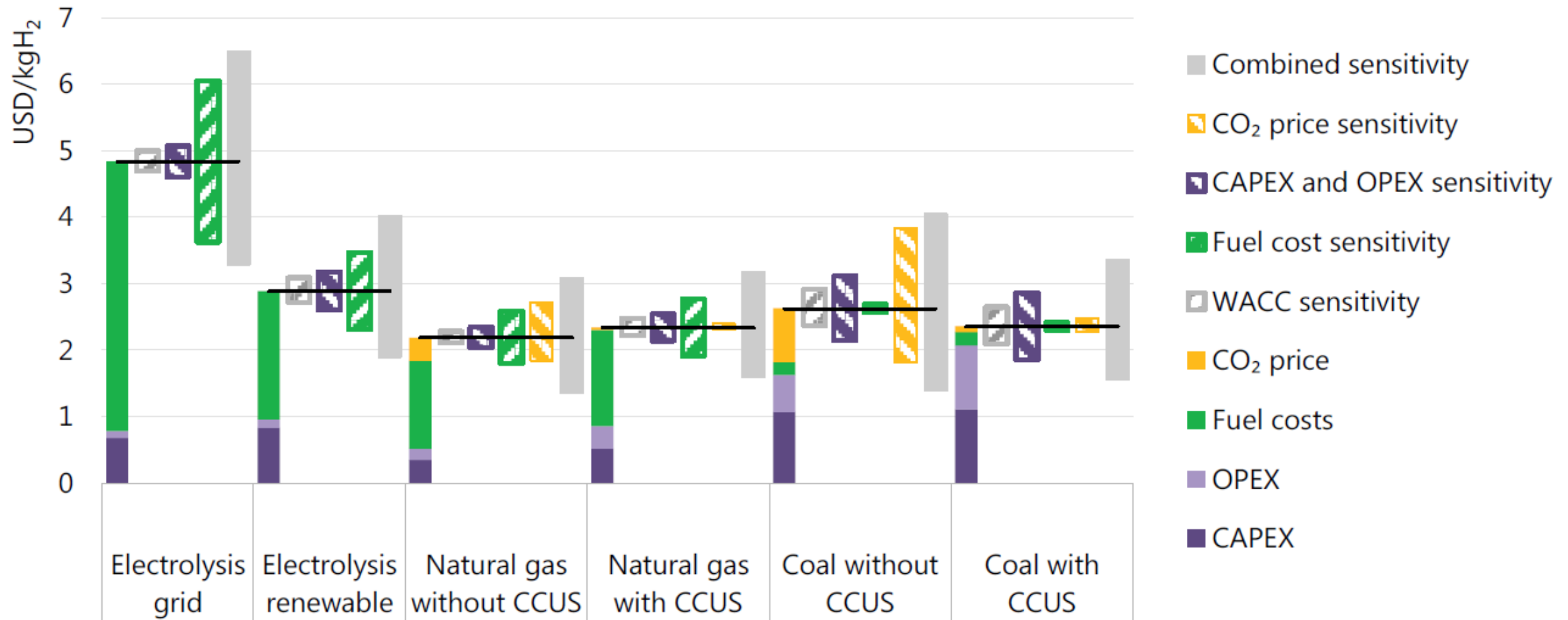
Notes: This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Electrolyser CAPEX = USD 450/kW_e, efficiency (LHV) = 74%; solar PV CAPEX and onshore wind CAPEX = between USD 400–1 000/kW and USD 900–2 500/kW depending on the region; discount rate = 8%.

Source: IEA analysis based on wind data from Rife et al. (2014), *NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis* and solar data from renewables.ninja (2019).

The declining costs of solar PV and wind could make them a low-cost source for hydrogen production in regions with favourable resource conditions.



Figure 16. Hydrogen production costs for different technology options, 2030



Notes: WACC = weighted average cost of capital. Assumptions refer to Europe in 2030. Renewable electricity price = USD 40/MWh at 4 000 full load hours at best locations; sensitivity analysis based on +/-30% variation in CAPEX, OPEX and fuel costs; +/-3% change in default WACC of 8% and a variation in default CO₂ price of USD 40/tCO₂ to USD 0/tCO₂ and USD 100/tCO₂. More information on the underlying assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

Altre vie per produrre H₂ da rinnovabili:

Se disponibile grande quantità di calore di elevate entalpia (800-1000° C, fino a 2000° C, e.g. nucleare, concentratori solari) → splitting dell'acqua mediato da **cicli termochimici**.

Decomposizione termica di metano o biometano (carbone come sottoprodotto, non emette CO₂, utilizzabile come ammendante o combustibile)

Gassificazione e pirolisi da biomasse

Reforming di composti derivanti da biomasse (rinnovabili, compensano il ciclo di CO₂)

Fotocatalisi, fotoelettrocatalisi, H₂ biogenico...



➤ I colori dell'idrogeno...

“Black”, “grey” o “brown”: da carbone, gas naturale o lignite (comunque da fossili)

“Blue”: da fossili ma con CCUS

“Green”: in genere si applica a idrogeno elettrolitico (da rinnovabili), ma più in generale a quelle forme di H₂ che rispettano un requisito di basse emissioni di CO₂

Al momento non si differenziano nel “green” le diverse fonti



- “The time is right to tap into hydrogen’s potential to play a key role in a clean, secure and affordable energy future!” (Int. Energy Association - IEA, G20, Giappone 2019)
- H₂ “green”: prodotto senza emissioni significative di GHG (principalmente CO₂)
- Attualmente 10 kg CO₂ / kg_{H2} quando prodotto da metano 12 da oil e 19 da carbone
- La produzione di energia rinnovabile per l’ottenimento di H₂ può comportare emissione di CO₂ (ad es. elettrolisi richiede dissalazione acqua, emissioni indirette...). Necessario di solito il back-up con energia non rinnovabile...
- “GH2 refers to *close to zero* GHG emissions”. Lo standard per Green H₂ richiede ≤ 1 kg CO₂ / kg_{H2}

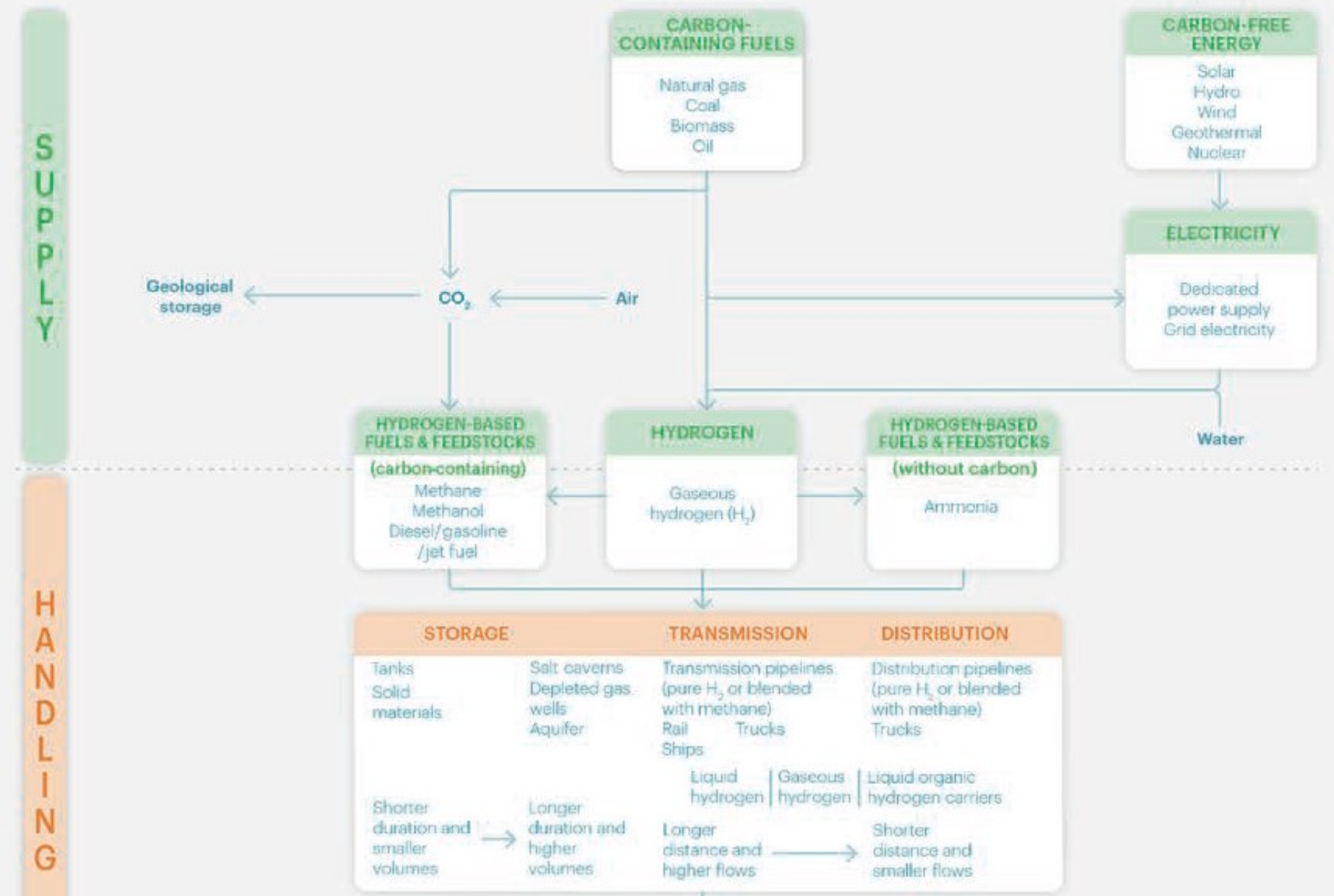


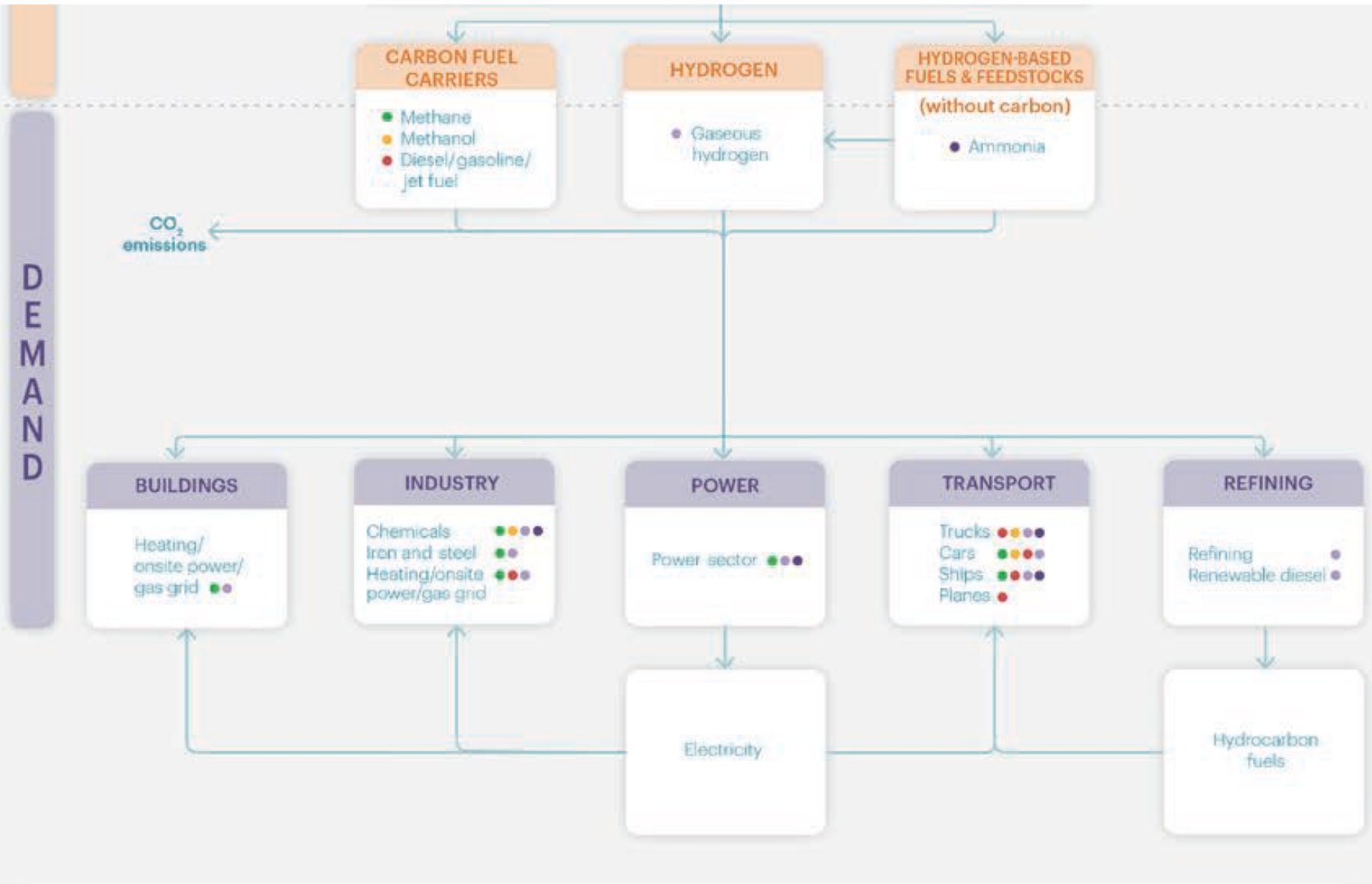
L'utilizzo di H_2 supporta la sicurezza energetica: quando c'è un surplus elettrico si può produrre idrogeno, che a sua volta può essere trasformato in altri vettori o combustibili

La produzione di H_2 "green" può essere ampiamente diversificata ed adattata alle risorse esistenti localmente

L'idrogeno può essere visto come un modo per "stoccare" l'energia in eccesso, rilasciandola quando serve, fungendo da tampone per le fluttuazioni tra domanda ed offerta (se si sviluppano tecnologie convenienti di storage di H_2)







Coloured dots correspond to the suitability of hydrogen, and the various hydrogen-based fuels and feedstocks, for use in the selected end-use application





Trasporto a lunga distanza e distribuzione capillare sono complicate dalla bassa densità energetica (per unità di volume) del H₂

In genere si utilizzano compressione, liquefazione o trasformazione in vettori di H₂ (molecole con grande capacità di H₂ e conservabili con maggiore densità energetica)

Scelta non univoca (dipende da luogo, distanza trasporto, scala, utilizzo finale...)



Property	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m ³ (-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/m³ = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre.



1) **Blending H₂/gas naturale in pipeline**: Usa infrastruttura esistente (basso rischio ed investimento)

Necessario armonizzare/uniformare ed aggiornare normative (ad es. % H₂)

Densità energetica H₂ è 1/3 di gas naturale: 3% H₂ riduce del 2% energia trasportata dalla pipeline; utente dovrebbe utilizzare volume maggiore per lo stesso scopo

H₂ brucia più rapidamente di metano → rischio di propagazione di fiamma

Fiamma a H₂ è invisibile, (servono detector specifici nel caso si utilizzino % maggiori per il blending)

Sarebbe necessario garantire una **quantità fissa di H₂** nel blend per quelle utenze il cui funzionamento richiede un controllo fine della miscela per il funzionamento o per la qualità del prodotto.

Il **limite massimo di ammissibilità** di H₂ per alcune utenze determina la capacità di blending di tutta la pipeline



2) Trasporto transoceanico

Meglio liquefatto o in forma di vettore (Ammoniaca o LOHCs – liquid organic carriers), ma costi conversione diretta ed inversa, in alcuni casi problemi sicurezza e public acceptance

Liquefazione richiede $T -253^{\circ} C$, che consuma 25-35% del contenuto energetico del H_2 (con le tecnologie attuali)

Per confronto liquefazione gas naturale consuma il 10%

Ammoniaca e LOHCs sono più semplici da trasportare ma se non utilizzabili come tali è necessario ripristinare H_2 . Bilancio energetico e di costi varia caso per caso.



3) Distanza < 1500 km meglio pipeline

Pipelines sono anche migliore alternative sul lungo termine per distanze maggiori per consumi sufficientemente ampi e continuativi.

Attualmente e nel breve termine: compresso/liquefatto con trasporto su gomma

4) Confronto costi tra import e produzione locale

Giappone: H₂ elettrolitico costa ca. 6.5 USD/kg_{H2} nel 2030, import da Australia 5.5 USD/kg_{H2}. Simile per larga parte di EU.



1) L'idrogeno ha una **densità energetica** per unità di massa >> di altri combustibili, ma << per unità di volume

Sono necessarie pipelines più grandi o con scorrimento più veloce, e dispositivi di storage più voluminosi

2) La produzione a **bassa intensità di C** è più costosa oggi, e i dispositivi di conversione (ad es. fuel cells) non hanno ancora un'economia di mercato

3) Lo sviluppo di un'**infrastruttura** capillare per la distribuzione di H₂ è ancora troppo arretrata (distributori, rete)

4) Ad oggi H₂ è sostanzialmente non **green**, se va bene è **blue** (ok in fase transitoria per accompagnare lo sviluppo degli altri aspetti, ma...)



5) **Semplificazione regolatoria**: complessità e frammentazione sono al momento una barriera (ad esempio limiti sui combustibili per trasporto navale: in Italia non si può varare un battello ad idrogeno, in Svizzera sì; metanolo sì, etanolo no...)

6) **Costo dell'elettricità** da rinnovabili limita sviluppo H₂ green
Utility-scale solar photovoltaic (PV) capital costs minori del 75% rispetto al 2010; onshore wind ¼ di 10 anni fa, ma ancora costi non competitivi.

7) **Problematiche di Sicurezza** (reali e percepite)

Problema di diffusione in metalli

Fughe più probabili rispetto a molecole più ingombranti, anche in caso di piccolo problema di tenuta

Gas non tossico, con elevate velocità di propagazione di fiamma (ma maggior dispersione in alto)

Incolore ed inodore (servono strumenti per detection fughe e fiamme)

Protocolli ben noti da decenni di uso industriale



8) Incertezze di policy

Dal punto di vista della vision l'idrogeno Green è attrattivo per gestire la fluttuazione di molte fonti rinnovabili e per gestire una politica energetica carbon free. L'indecisione sulla politica di limitazione di tecnologie di maggiore impatto ritarda gli investimenti in questo ambito

L'assenza di politiche di ampio respiro non favorisce quegli investimenti di lungo termine necessari

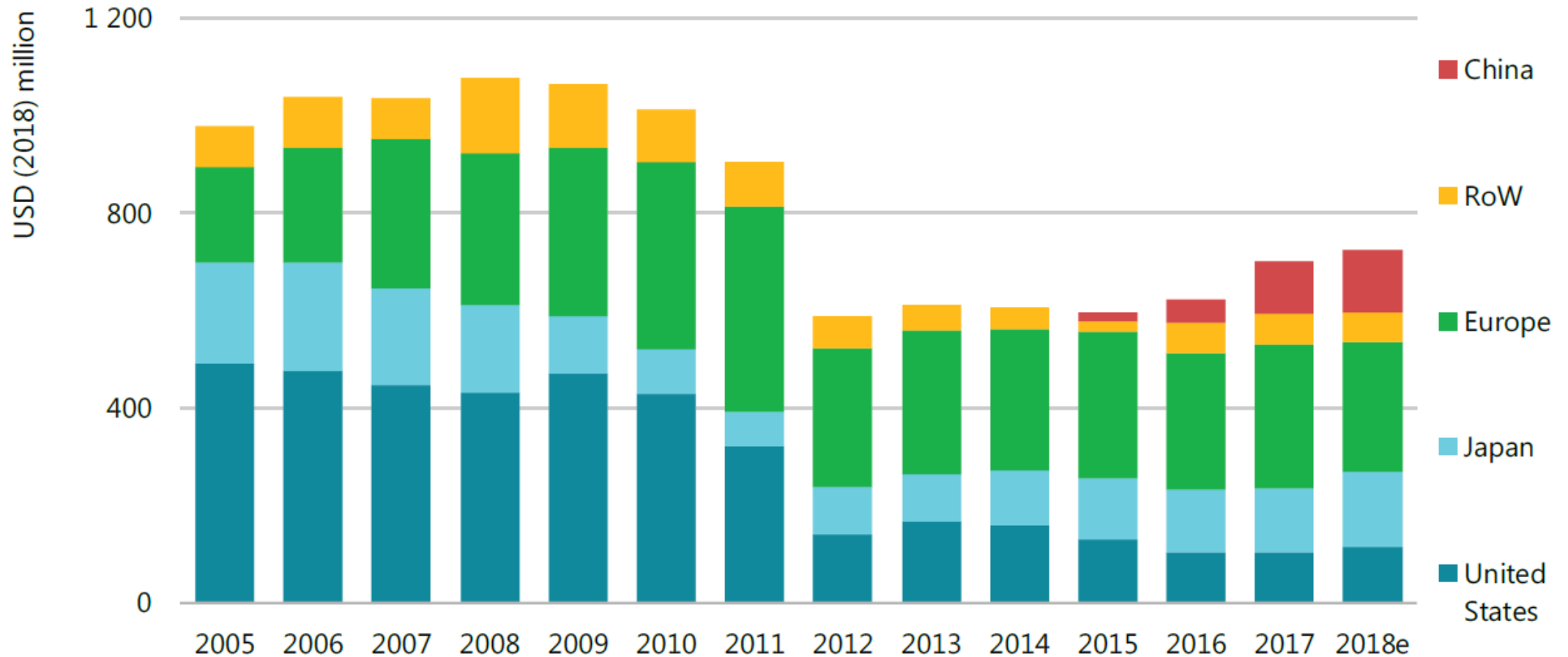
9) **Necessità di infrastrutture, tecnologie, supporto alla ricerca.** Necessarie partnership pubblico-private



- 1) Sviluppare porti costieri come hub per H₂ (minori investimenti vista presenza di infrastrutture già esistenti, e.g. mare del Nord, Cina Sud-est, Costa del Golfo USA). Possibile delivery in ogni parte del mondo.
- 2) Modifica infrastruttura esistente di pipelines per gas naturale (fino al 5 vol%)
- 3) Promuovere corridoi con infrastrutture H₂, in modo da incentivare messa sul mercato di flotte veicoli e renderli più competitivi.
- 4) Cooperazione Internazionale e partnership private per abbattere i costi e le best-practices
- 5) Incentivi e protezione a investimenti high risk nel Settore (intera filiera)
- 6) Incentivi R&D
- 7) Abbattimento barriere regolamenti e norme



Figure 3. Government RD&D budgets for hydrogen and fuel cells



Notes: Government spending includes European Commission funding, but does not include sub-national funding, which can be significant in some countries. 2018e = estimated; RoW = rest of world.

Source: IEA (2018a), *RD&D Statistics*.



Esempi virtuosi

Sistemi di back up power off grid (containers): India, back up per telecom, remote areas in Africa



Necessaria una transizione radicale, ma...

...In scenari a breve termine è necessario favorirla adattando infrastrutture esistenti a nuove tecnologie a minor impatto

Per esempio, continuare ad utilizzare gas naturale ma arricchendolo di H₂, per sfruttare la rete esistente e la tecnologia esistente di bruciatori/convertitori.

Aggiunta di CCUS per continuare ad utilizzare fossili accompagnando la transizione

Greenwashing?

