

Efficiency and Renewable Energy in Building Climatization for a Sustainable Future

Marco Noro

Università degli Studi di Padova

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei sistemi industriali

marco.noro@unipd.it

Corso di Dottorato in “Ingegneria Meccatronica e dell'Innovazione
Meccanica del Prodotto”

Vicenza, 26/06/2023

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Outline

- ❑ The global context: UN Climate Change, Intergovernmental Panel on Climate Change
- ❑ The European context: Green Deal, Fit for 55
- ❑ REPowerEU and the energy context
- ❑ Most effective energy efficiency solutions for the future (nearly) zero energy buildings for generation, conversion, and end-use of energy:
 - ❑ Mechanical ventilation systems
 - ❑ Heat pumps
 - ❑ Solar systems (thermal and electric)
 - ❑ Co/Trigeneration
 - ❑ Thermal storage systems
- ❑ Hydrogen and energy vectors for future efficient buildings
- ❑ European and Italian strategies for hydrogen: generation, transport, distribution and storage
- ❑ Actual and future use of hydrogen: mobility, energy, industry
- ❑ Fuel cells for buildings: technologies, characteristics, efficiency, costs, applications

*The global context: UN Climate Change,
Intergovernmental Panel on Climate Change*

UN 2030 Agenda for Sustainable Development

Agenda 2030: è l'Agenda globale per lo sviluppo sostenibile (ONU, 2015)

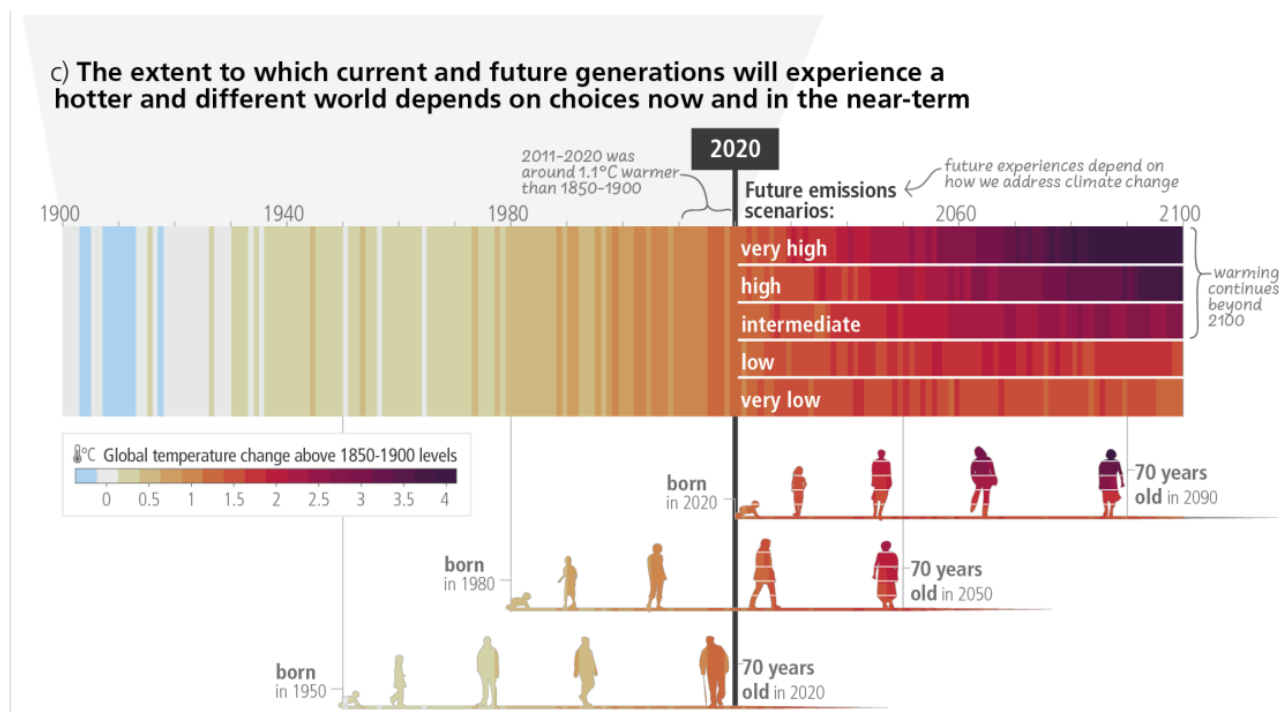
- ❑ 17 obiettivi di sviluppo sostenibile, 169 target, oltre 200 indicatori;
- ❑ delineano a livello mondiale le direttrici dello sviluppo sostenibile dei successivi 15 anni;
- ❑ offrono un quadro integrato di informazioni quantitative comparabile a livello internazionale, per la **misurazione del benessere**, della **qualità ambientale** e della **green economy** nel quadro dello **sviluppo sostenibile**.



Fonte: Fondazione per lo sviluppo sostenibile

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

Adverse impacts from human-caused climate change will continue to intensify

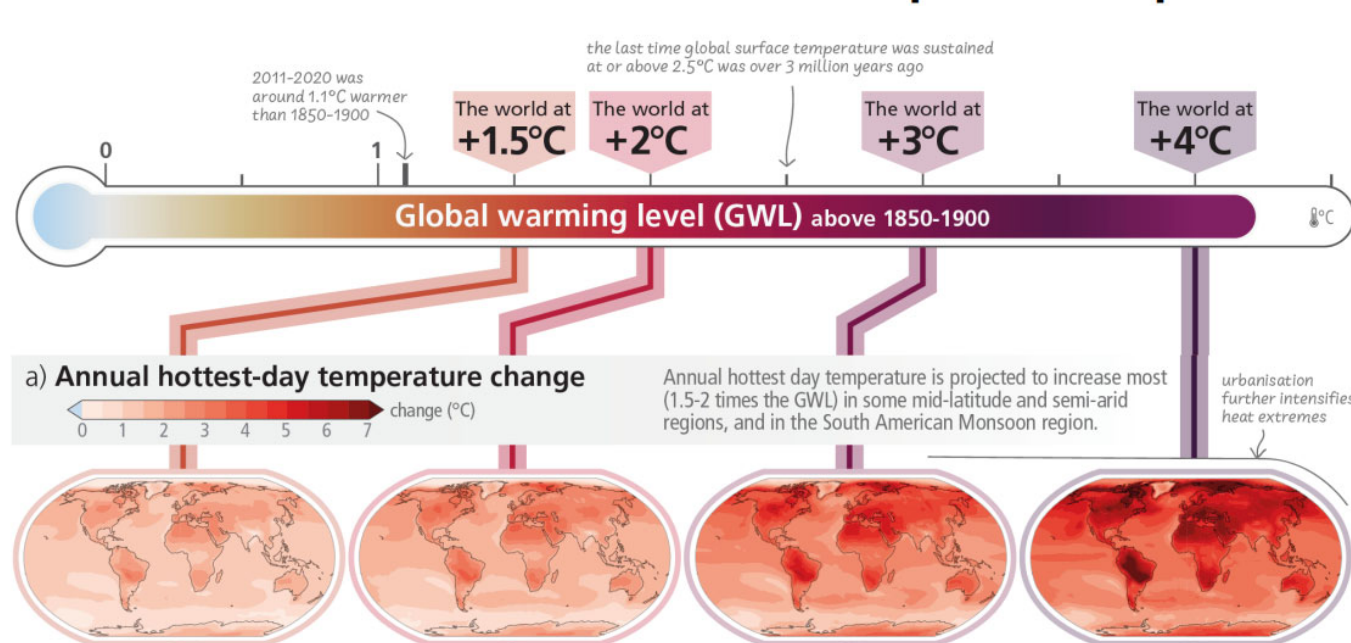


Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

Source: IPCC AR6 Figure SPM.1 (c), 2023

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

With every increment of global warming, regional changes in mean climate and extremes become more widespread and pronounced



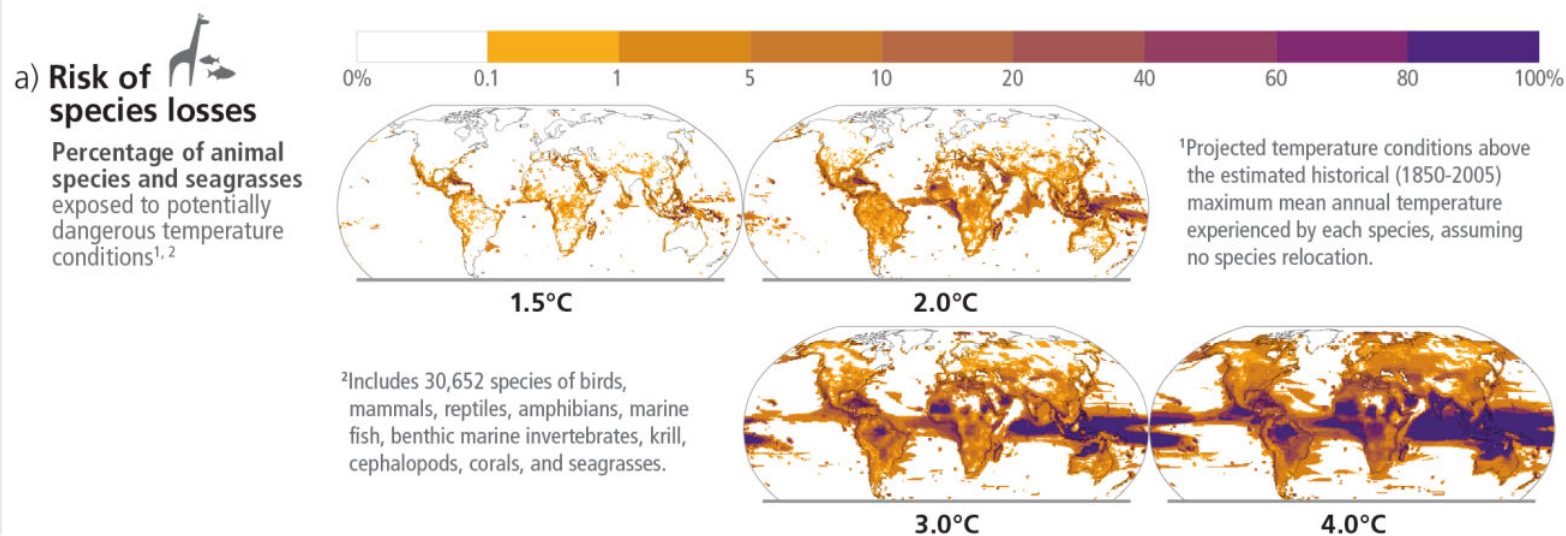
Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

Source: IPCC AR6 Figure SPM. 2 (a), 2023

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

Future climate change is projected to increase the severity of impacts across natural and human systems and will increase regional differences

Examples of impacts without additional adaptation



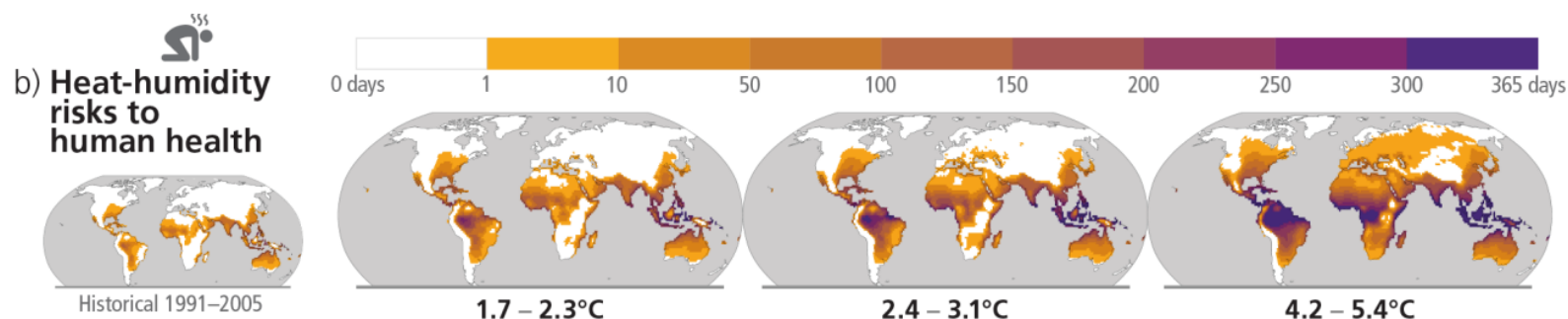
Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

Source: IPCC AR6 Figure SPM. 3 (a), 2023

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

Future climate change is projected to increase the severity of impacts across natural and human systems and will increase regional differences

Examples of impacts without additional adaptation



b) **Heat-humidity risks to human health**



Days per year where combined temperature and humidity conditions pose a risk of mortality to individuals³

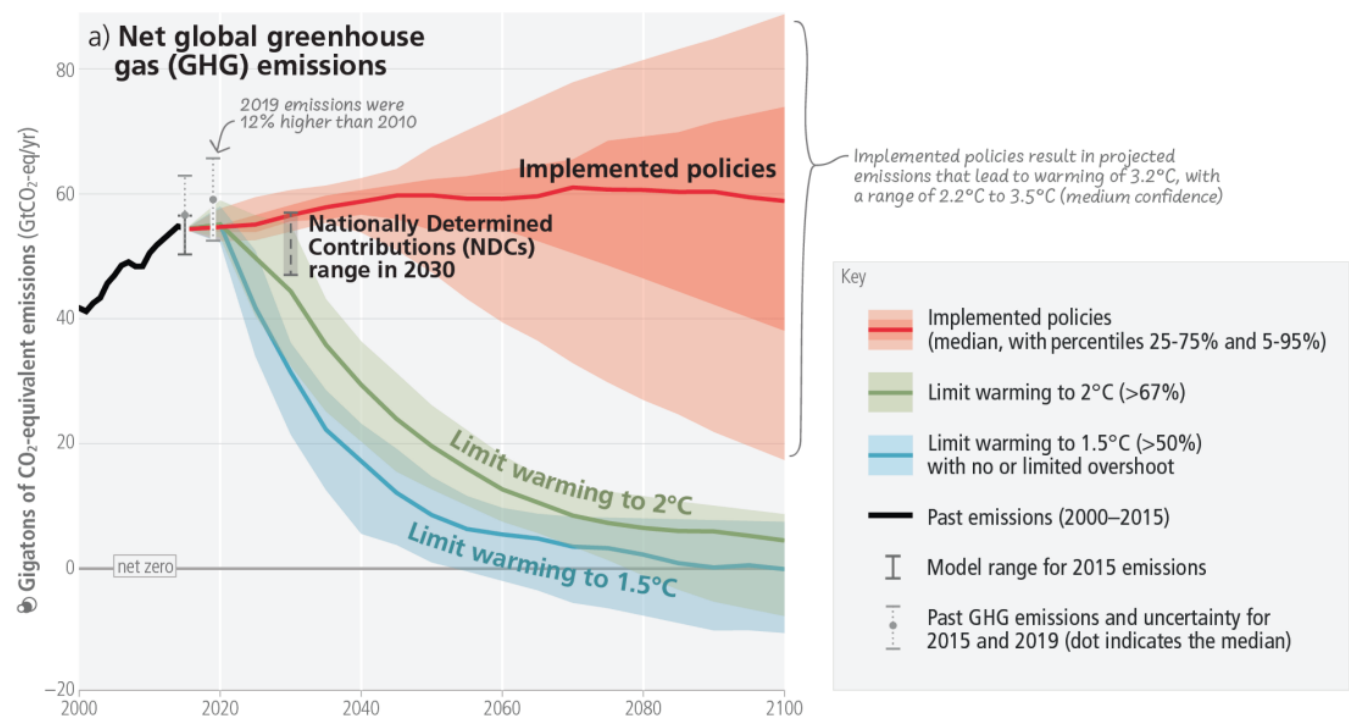
³Projected regional impacts utilize a global threshold beyond which daily mean surface air temperature and relative humidity may induce hyperthermia that poses a risk of mortality. The duration and intensity of heatwaves are not presented here. Heat-related health outcomes vary by location and are highly moderated by socio-economic, occupational and other non-climatic determinants of individual health and socio-economic vulnerability. The threshold used in these maps is based on a single study that synthesized data from 783 cases to determine the relationship between heat-humidity conditions and mortality drawn largely from observations in temperate climates.

Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

Source: IPCC AR6 Figure SPM. 3 (b), 2023

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

Limiting warming to 1.5°C and 2°C involves rapid, deep, and in most cases immediate greenhouse gas emission reductions

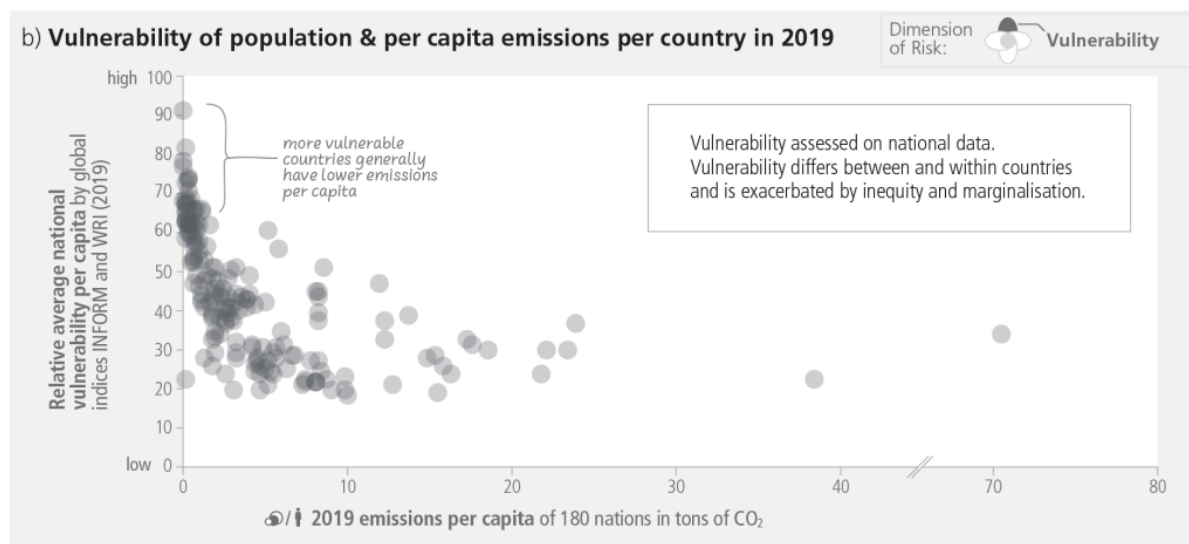


Source: IPCC AR6 Figure SPM. 5 (a), 2023

Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

United Nations Climate Change (6° Rapporto)

Climate change has impacted human and natural systems across the world with those who have generally least contributed to climate change being most vulnerable



Fonte: IPCC, 2023:
Climate Change 2023:
Synthesis Report

*The European context:
Green Deal, Fit for 55, REPowerEU*

Green Deal europeo

Dicembre 2019

E' un pacchetto di iniziative strategiche che mira ad avviare l'UE sulla strada di una transizione verde, con l'obiettivo ultimo di raggiungere la **neutralità climatica entro il 2050**. Comprende:

- ❑ *(luglio 2021) pacchetto "Pronti per il 55%" (Fitfor55), consiste in una serie di proposte volte a rivedere la legislazione in materia di clima, energia e trasporti e a mettere in atto nuove iniziative legislative per allineare la legislazione dell'UE ai suoi obiettivi climatici*
- ❑ *(maggio 2021) regolamento sulla normativa europea sul clima, con la sua adozione l'UE e i suoi Stati membri si sono impegnati a **ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra nell'UE di almeno il 55% entro il 2030**, rispetto ai livelli del 1990, ed alla **neutralità climatica entro il 2050 (obiettivo giuridicamente vincolante)***

Green Deal europeo

- ❑ *(giugno 2021) nuova strategia di adattamento ai cambiamenti climatici affinché l'UE diventi, entro il 2050, una società resiliente ai cambiamenti climatici e del tutto adeguata ai loro inevitabili impatti (migliore raccolta e condivisione dei dati ai fini di un migliore accesso alle conoscenze sugli impatti climatici e al loro scambio, soluzioni basate sulla natura per contribuire a creare resilienza ai cambiamenti climatici e a proteggere gli ecosistemi, integrazione dell'adattamento nelle politiche macrofiscali, adattamento della protezione civile affinché possa affrontare gli eventi meteorologici estremi provocati dai cambiamenti climatici)*
- ❑ *(ottobre 2020) strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030, mira a contribuire al recupero della biodiversità in Europa entro il 2030, attraverso l'estensione delle superfici terrestri e marine protette, il ripristino degli ecosistemi degradati attraverso la riduzione dell'uso e della nocività dei pesticidi, l'aumento del finanziamento delle azioni e un migliore monitoraggio dei progressi compiuti*
- ❑ *(ottobre 2020) strategia «Dal produttore al consumatore», mira ad aiutare l'UE a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 orientando l'attuale sistema alimentare verso un modello sostenibile (garantire alimenti nutrienti, in quantità sufficiente e a prezzi accessibili, promuovere la sostenibilità della produzione alimentare, promuovere un consumo alimentare e regimi alimentari sani più sostenibili)*

Green Deal europeo

- ❑ *(giugno 2021) istituzione di un fondo per la transizione giusta*, fornisce sostegno finanziario e assistenza tecnica alle regioni più colpite dalla transizione verso un'economia a basse emissioni di CO2 perché, ad esempio, maggiormente dipendente dai combustibili fossili o con industrie ad alta intensità di carbonio che impiegano un numero significativo di persone. Fondo inizialmente dotato di 17,5 miliardi di EUR ma che contribuirà a mobilitare almeno 65-75 miliardi di EUR nel periodo 2021-2027 per investimenti a favore di persone e comunità, aziende, Stati membri o regioni
- ❑ *energia pulita, economica e sicura*, con obiettivo la decarbonizzazione del settore energetico attraverso:
 - ✓ sostegno allo sviluppo e alla diffusione di fonti di energia più pulita, come le energie rinnovabili offshore e l'idrogeno
 - ✓ promozione dell'integrazione dei sistemi energetici in tutta l'UE
 - ✓ sviluppo di infrastrutture energetiche interconnesse attraverso i corridoi energetici dell'UE
 - ✓ revisione dell'attuale legislazione in materia di efficienza energetica ed energie rinnovabili, compresi gli obiettivi per il 2030
 - ✓ *strategia «ondata di ristrutturazioni»*, ridurre del 60% le emissioni di gas serra degli edifici nell'UE entro il 2030

Fit for 55

Luglio 2021

E' un pacchetto di iniziative strategiche che mira a *tradurre in normativa le ambizioni del Green Deal*, avviando l'UE sulla strada di una transizione verde, con l'obiettivo ultimo di raggiungere la **neutralità climatica entro il 2050**. Prevede:

- ❑ una revisione del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS), che comprende:
 - ✓ la sua estensione al trasporto marittimo
 - ✓ una revisione delle norme sulle emissioni del trasporto aereo
 - ✓ l'istituzione di un sistema di scambio di quote di emissione distinto per il trasporto stradale e l'edilizia

Fit for 55

- ❑ l'istituzione di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM):
 - ✓ serve ad *impedire la delocalizzazione della produzione* in paesi terzi (in cui le politiche adottate per combattere i cambiamenti climatici sono meno ambiziose di quelle dell'UE) o *l'aumento delle importazioni* di prodotti ad alta intensità di carbonio
 - ✓ opererà in parallelo al sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS)
 - ✓ sostituirà gradualmente i meccanismi dell'UE esistenti per far fronte al rischio di rilocalizzazione delle emissioni di CO₂, in particolare l'assegnazione gratuita di quote ETS dell'UE
- ❑ una revisione del regolamento LULUCF relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura (accrescere l'obiettivo a livello UE prevedendo assorbimenti netti di gas a effetto serra pari almeno a 310 Mt di CO₂ equivalente per il 2030)

Fit for 55

- ❑ l'emanazione di un regolamento sulla condivisione degli sforzi per aumentare (dal 29% al 40% rispetto al 2005) per il 2030 gli obiettivi annuali vincolanti in materia di emissioni di gas a effetto serra per gli Stati membri in settori che non rientrano nel sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (EU ETS) o nel regolamento sull'uso del suolo, sul cambiamento di uso del suolo e sulla silvicoltura (LULUCF):
 - ✓ trasporto stradale e trasporto marittimo interno
 - ✓ edifici
 - ✓ agricoltura
 - ✓ rifiuti
 - ✓ piccole industrie
- ❑ una modifica del regolamento che stabilisce le norme sulle emissioni di CO2 di autovetture e furgoni (obiettivo di riduzione del 100% delle emissioni per il 2035)

Fit for 55

- ❑ una revisione della direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili: aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad almeno il 40% entro il 2030, introducendo o aumentando i sotto-obiettivi e le misure settoriali in tutti i settori
- ❑ una rifusione della direttiva sull'efficienza energetica: ridurre il consumo di energia finale a livello dell'UE dell'11,7% nel 2030 rispetto alle proiezioni del 2020
- ❑ una revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (tutti gli edifici nuovi dovrebbero essere a emissioni zero entro il 2030, gli edifici esistenti dovrebbero diventare a emissioni zero entro il 2050)
- ❑ una revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici

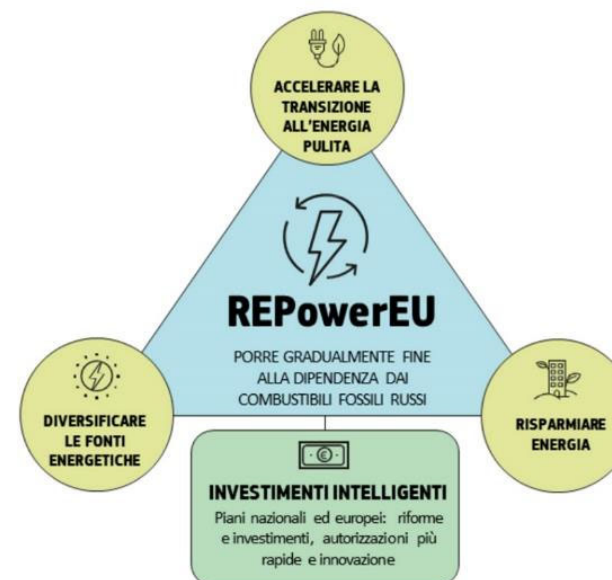
REPowerEU

Maggio 2022

Stabilisce una serie di misure per ridurre rapidamente la **dipendenza dai combustibili fossili russi** e **accelerare la transizione verde**, aumentando nel contempo la **resilienza** del sistema energetico dell'UE.

I punti fondamentali sono:

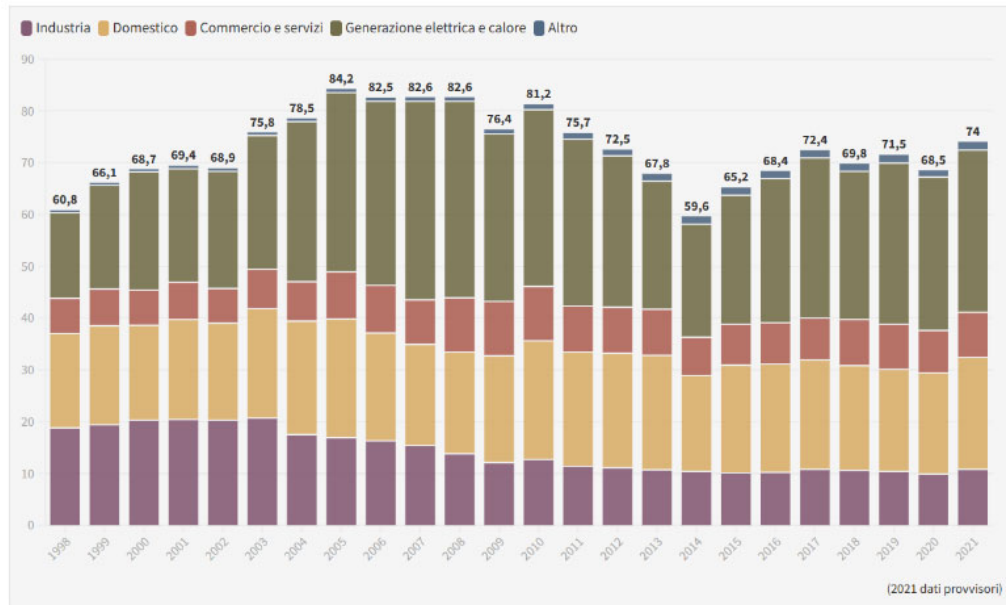
- Diversificare
- Risparmiare
- Accelerare la diffusione dell'energia pulita



Consumi di gas naturale per settore

REPowerEU

G(m³)



Fonte: ARERA

Nel 2022 le importazioni in Italia di NG dalla Russia sono diminuite del 51,9%: 15 GSm³ in meno

In Italia

Importazioni italiane di gas naturale per paese di origine anno 2021

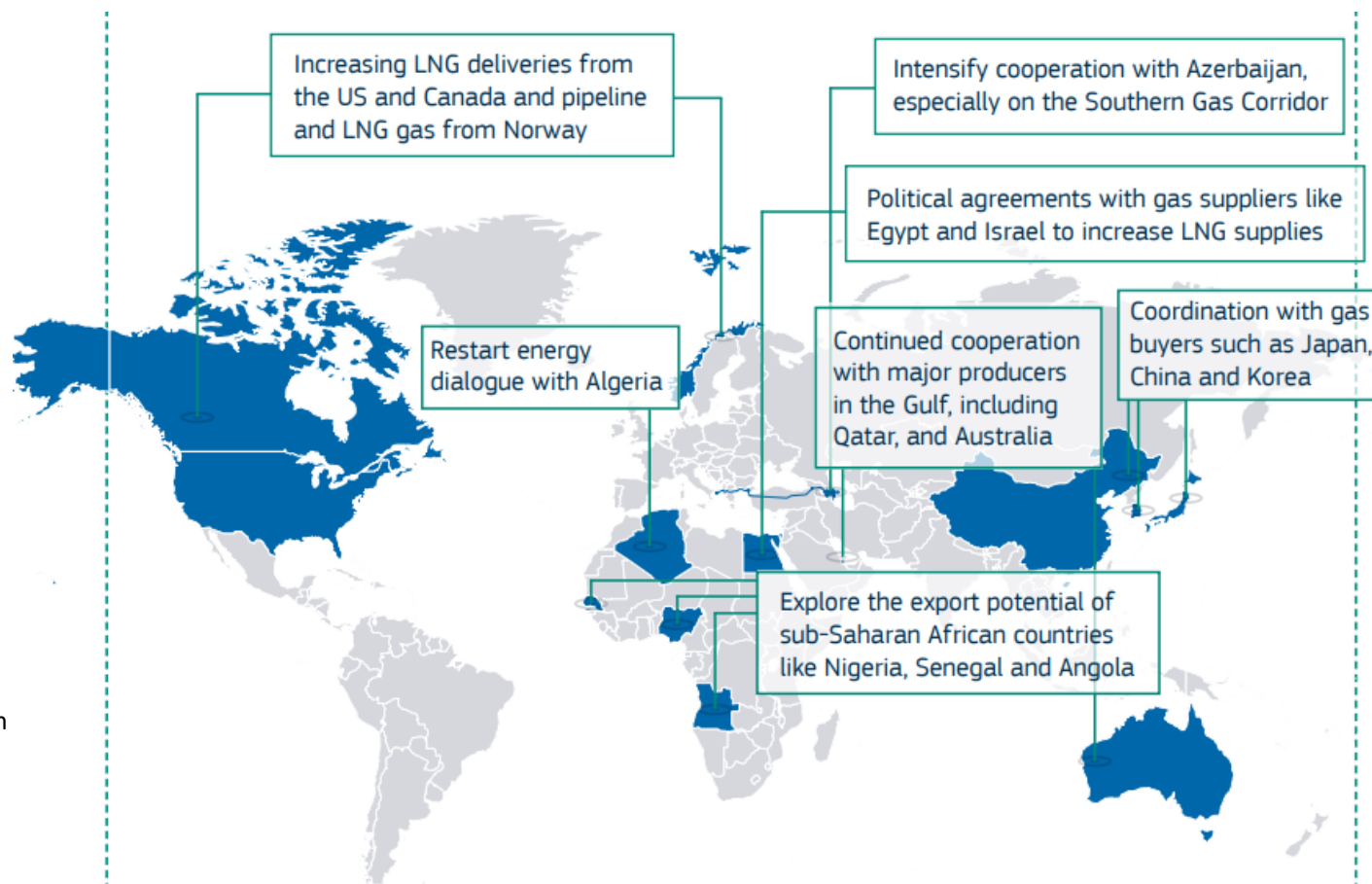
	2021	%
Russia	28.988	39,86
Algeria	22.584	31,05
Azerbaijan	7.214	9,92
Qatar	6.877	9,46
Libia	3.231	4,44
Norvegia	1.937	2,66
Stati Uniti	806	1,11
Nigeria	456	0,63
Olanda	312	0,43
Egitto	184	0,25
Spagna	88	0,12
Francia	32	0,04
Croazia	19	0,03

Creazione: 5 aprile 2022

Grafico: Dott. Luca Fusaro • Fonte: Ministero della Transizione Ecologica • Creato con [Datawrapper](#)

REPowerEU

Diversificare

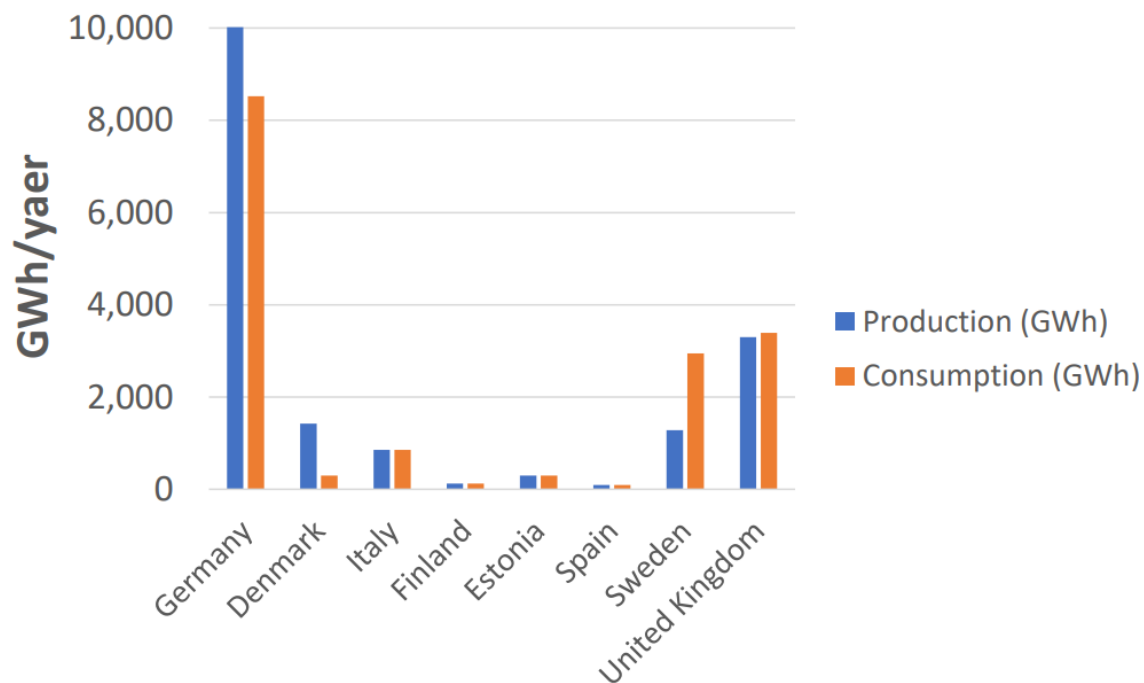
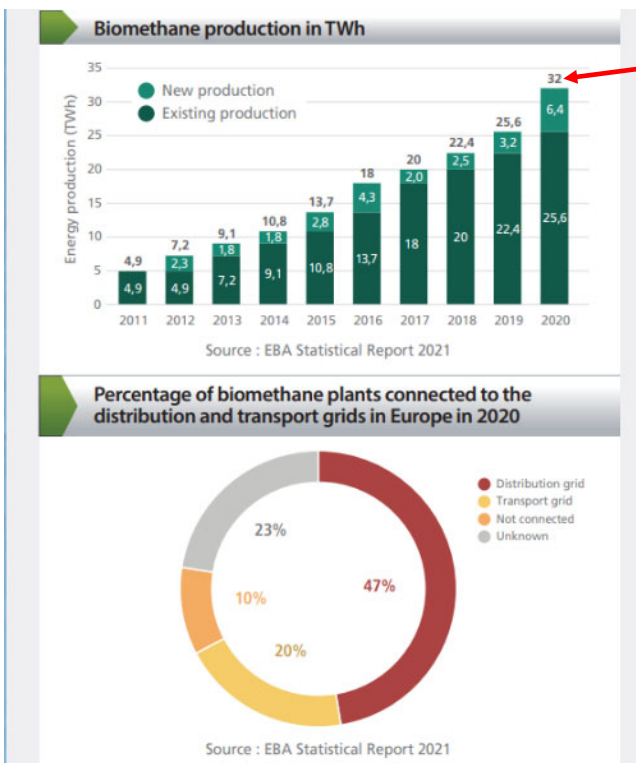


Fonte: European Commission

REPowerEU

Diversificare

- ☐ Aumento della produzione di **biometano** a **35 GSm³** nel 2030 per ridurre di 17 GSm³ le importazioni di gas



Fonte: European Biogas Association

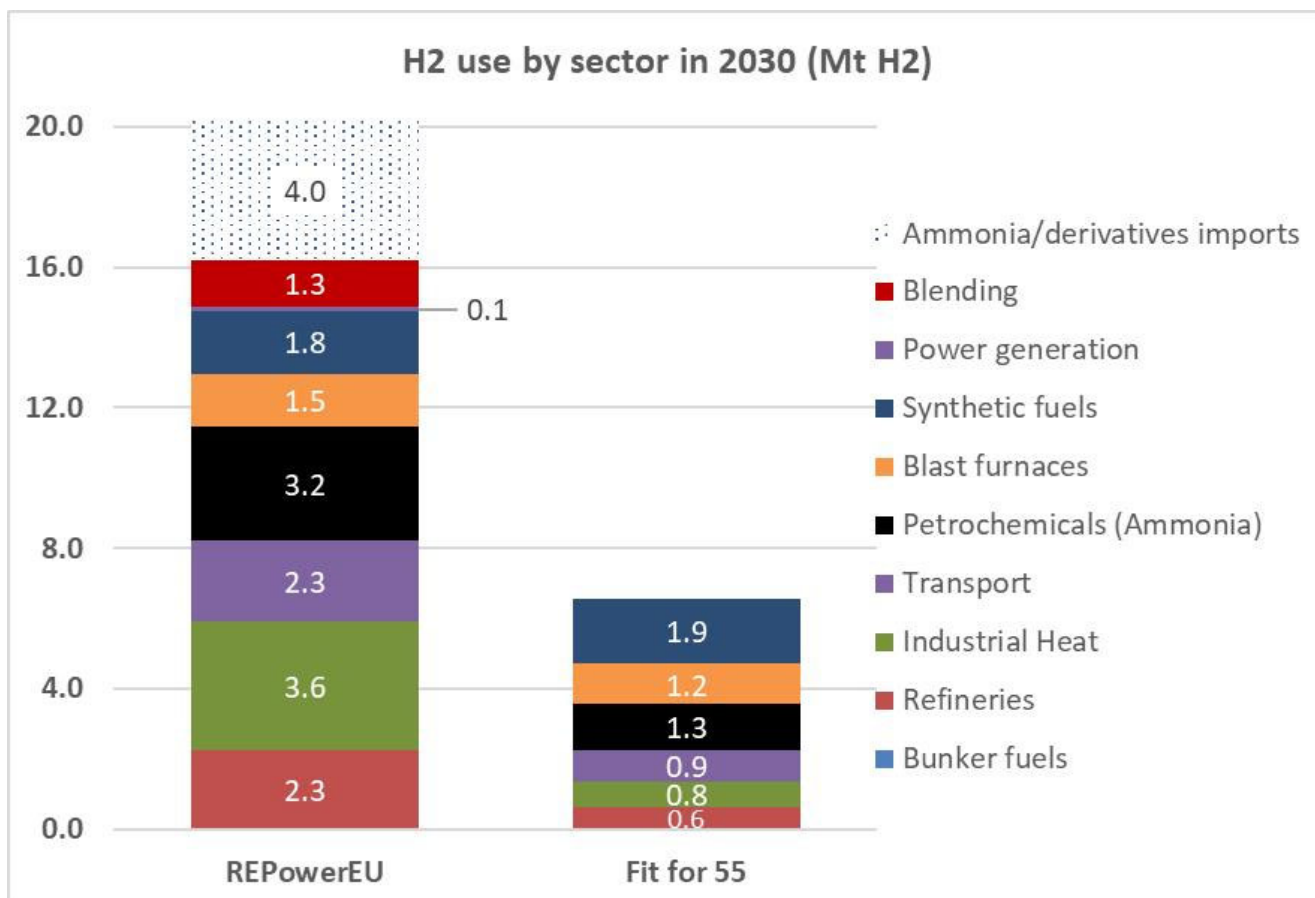
400 TWh

REPowerEU

Diversificare

- 15 Mt di **H₂ rinnovabile** oltre le 5.6 Mt già previste dal “Fit for 55” per sostituire 27 GSm³ di NG dalla Russia entro il 2030

Fonte: European Commission



Risparmiare

REPowerEU

HOW CAN CITIZENS AND BUSINESSES SAVE ENERGY?

There are **many ways to reduce energy consumption** in our daily lives by:

Reducing heating temperatures/ using less air-conditioning



Using household appliances more efficiently

Driving more economically



Switch off the lights

Shift to more public transport and active mobility



Fonte: European Commission

Short-term energy saving measures

=



↘ 5%

Around **13 bcm** of reduction in the **demand for gas**



↘ 5%

Around **16 mtoe** of reduction in the **demand for oil**

degli Studi di Padova

REPowerEU

Risparmiare









ACCELERATING ENERGY EFFICIENCY THROUGH MID- TO LONG-TERM MEASURES

In July 2021, the Commission proposed an increase of the EU energy efficiency target of 9% by 2030, as part of the 'Fit for 55' package. **It is now necessary to go even further.**

EU energy efficiency target by 2030

9% → 13%

In addition, the Commission invites the Parliament and Member States to consider **other improvements to the Fit for 55 package** that they are currently negotiating:

-  • Increasing the ambition of the **national energy savings obligation**
-  • Introducing **obligations** to reduce energy consumption, stop fossil fuel subsidies, and promote renewable energy technologies in transport and industry
-  • Strengthening the **implementation of energy audit results**
-  • Extend **buildings Minimum Energy Performance Standards**
-  • Strengthen **national energy requirements of new buildings**
-  • Tighten **national heating system requirements** for existing buildings
-  • Introduce **national bans for boilers based on fossil fuels** in existing and new buildings
-  • Advance the end of Member States subsidies for fossil fuel-based boilers from 2027 to 2025



Fonte: European Commission

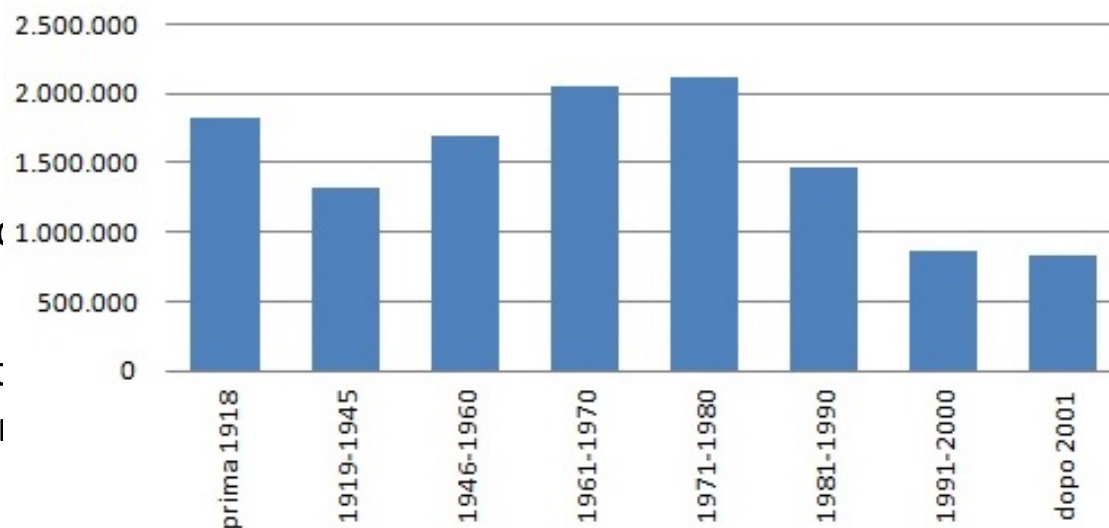
degli Studi di Padova

REPowerEU

Risparmiare

Direttiva case green

- Nuovi edifici dovranno essere ZEB dal 2026** se (per gli edifici pubblici) e dal 2028 per gli altri
- Tecnologie solari obbligatorie entro il 2028** tutta l'UE (entro il 2032 per ristrutturazioni importanti)
- Aumento di classe energetica: alla classe E entro il 2030** gli edifici residenziali (2027 per quelli pubblici), **alla classe D entro il 2033** per gli edifici residenziali (2030 per quelli pubblici). L'obiettivo è di partire dal 15% di edifici più energivori classificati nei vari paesi in classe G, che in Italia si stima siano 1,8 milioni, su un totale di 12 milioni di edifici residenziali



REPowerEU

Risparmiare

Direttiva case green

Vietati i sistemi di riscaldamento a combustibili fossili dal 2035.

A partire dalla data di recepimento della Direttiva i Paesi dell'UE devono vietare l'uso di combustibili fossili negli impianti di riscaldamento, per gli edifici di nuova costruzione e per quelli sottoposti a ristrutturazioni profonde.

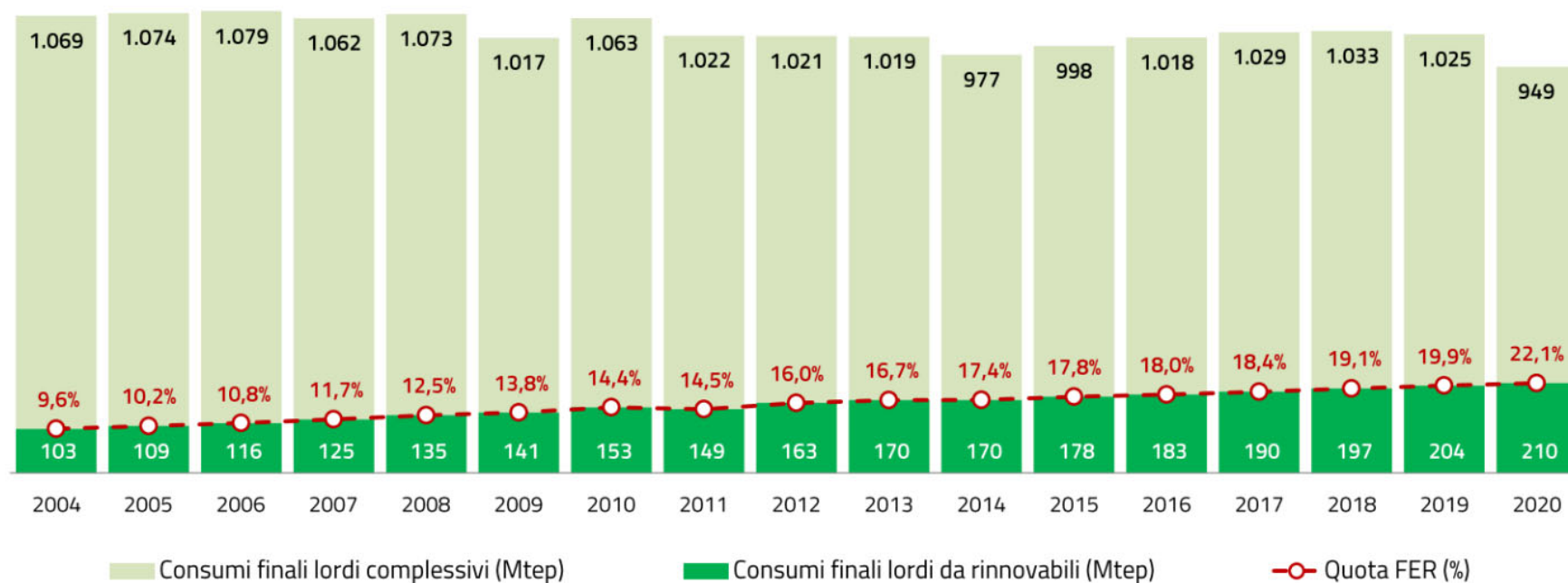
Critici: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ANCE, Società Italiana di Medicina Ambientale (mancanza di materie prime e di forza lavoro in grado di intervenire su 1,8 milioni di edifici interessati, costi non sostenibili per i cittadini,...)

Positivi: AiCARR, Kyoto Club, aziende del settore HVAC

REPowerEU

Accelerare la diffusione dell'energia pulita

☐ obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili **40% (Fit for 55%) → 45%**



Fonte: GSE

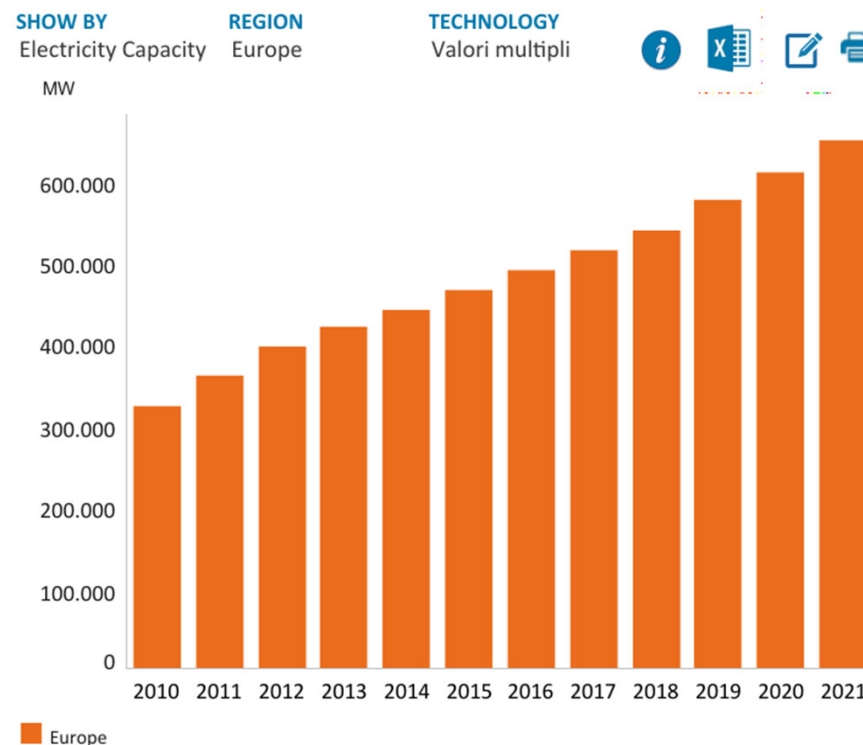
REPowerEU

Accelerare la diffusione dell'energia pulita

- ❑ obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili **40% (Fit for 55%)** → 45%
- ❑ capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile al 2030 **1067 GW (Fit for 55%)** → **1236 GW**

Fonte: IRENA

Explore trends across various regions and technologies



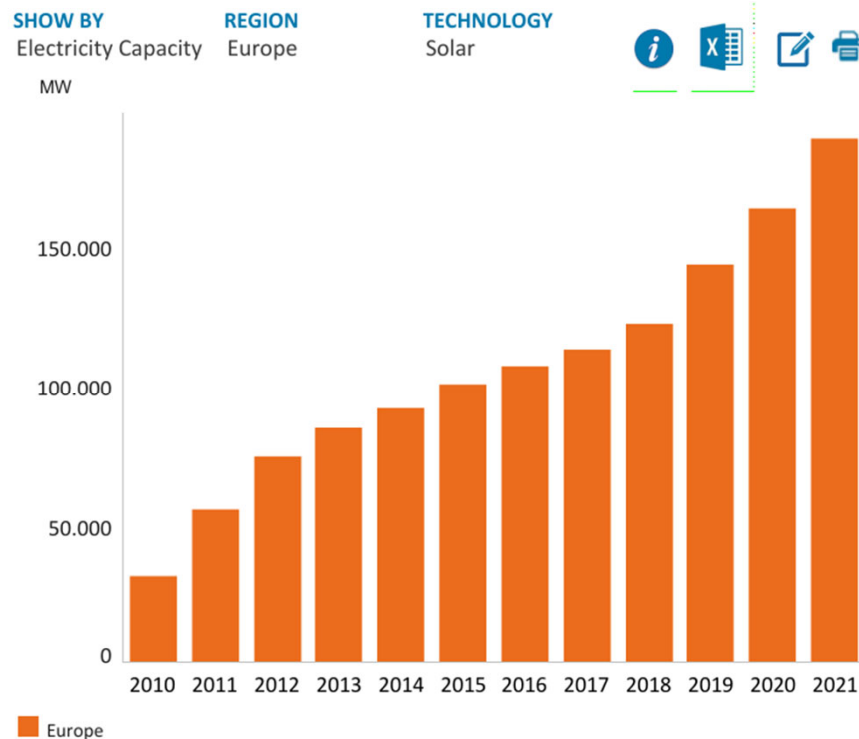
REPowerEU

Accelerare la diffusione dell'energia pulita

- ❑ obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili **40% (Fit for 55%)** → **45%**
- ❑ capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile al 2030 **1067 GW (Fit for 55%)** → **1236 GW**
- ❑ entro il 2025 connettere alla rete oltre **320 GW** di solare fotovoltaico di nuova installazione, e quasi **600 GW** entro il 2030. Questa capacità supplementare consentirà di evitare il consumo di **9 GSm³** di gas naturale l'anno entro il 2027

Fonte: IRENA

Explore trends across various regions and technologies



© IRENA

Last update: 20 July, 2022

REPowerEU

Accelerare la diffusione dell'energia pulita

- ❑ obiettivo 2030 dell'UE per le rinnovabili **40% (Fit for 55%) → 45%**
- ❑ capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile al 2030 **1067 GW (Fit for 55%) → 1236 GW**
- ❑ entro il 2025 connettere alla rete oltre **320 GW** di solare fotovoltaico di nuova installazione, e quasi **600 GW** entro il 2030. Questa capacità supplementare consentirà di evitare il consumo di **9 GSm³** di gas naturale l'anno entro il 2027
- ❑ accelerare **l'introduzione dell'idrogeno per ottenere 17,5 GW di elettrolizzatori entro il 2025** per alimentare l'industria dell'UE con una produzione interna di **10 Mt di idrogeno green (+10 Mt importazioni)**



Riduzione di 50 GSm³
delle importazioni di NG



Aumento della produzione di biometano
a 35 Gm³ entro il 2030 per ridurre di 17
GSm³ le importazioni di gas

Most effective energy efficiency solutions for the future (nearly) zero energy buildings for generation, conversion, and end-use of energy:

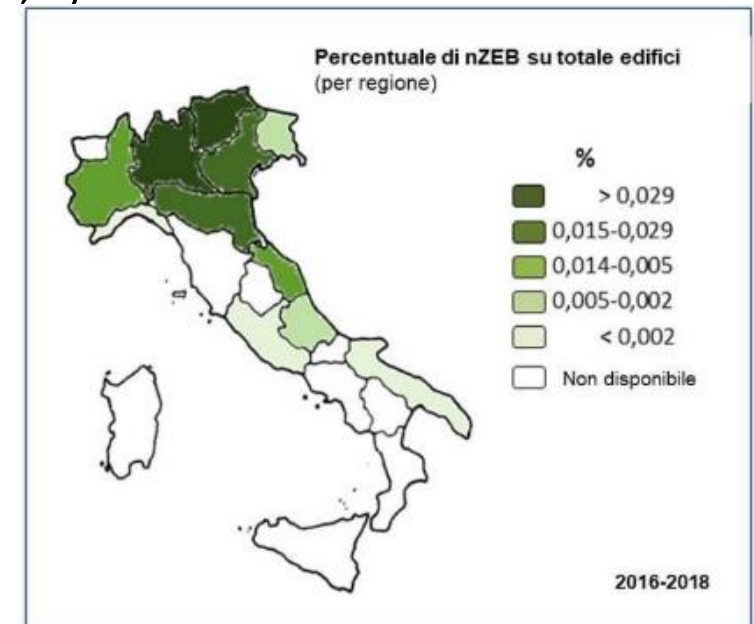
- Mechanical ventilation systems and free-cooling*
- Heat pumps*
- Solar systems (thermal and electric)*
- Co/Trigeneration*
- Thermal storage systems*

nZEB definition (Directive 2010/31/EU – EPBD recast)

- ❑ ‘nearly zero-energy building’ means a building that has a very high energy performance, as determined in accordance with Annex I. The nearly zero or very low amount of energy required **should be covered to a very significant extent by energy from renewable** sources, including energy from renewable sources produced on-site or nearby;
- ❑ Member States shall take the necessary measures to ensure that minimum energy performance requirements are set for building elements that form part of the building envelope and that have a significant impact on the energy performance of the building envelope when they are replaced or retrofitted, **with a view to achieving cost-optimal levels** (EN 15459: 2018)

Il risparmio energetico negli edifici: il «paradigma» nZEB

- ❑ I **fabbisogni energetici** (termici ed elettrici) vanno **ridotti in misura ragionevolmente praticabile** (isolamento termico, aumento dell'uso dell'illuminazione naturale, attivazione termica della massa,...)
- ❑ I **consumi energetici** degli impianti vanno **ridotti in misura economicamente giustificabile** (recupero termico, aumento efficienza degli impianti HVAC,...)
- ❑ I **consumi energetici** vanno **soddisfatti in misura significativa** attraverso l'uso di vettori energetici prodotti da **fonti rinnovabili** o mediante la produzione di calore ed elettricità on-site prodotte da fonti rinnovabili



Il risparmio energetico negli edifici: il «paradigma» nZEB

Quali tecnologie per soddisfare la Direttiva 2010/31/EU e la Direttiva 2018/844/UE?

- Benessere/salubrità dell'edificio
 - **IEQ** (termoigrometrico, acustico, luminoso, qualità dell'aria)
- SRI
- Installazione punti di ricarica per l'auto elettrica
- Involucro edificio
 - **Ottimizzare l'involucro nell'arco di tutto l'anno** (minimizzare il fabbisogno di energia annuale e non solo quello per il riscaldamento invernale)
- Impianti HVAC
 - **Aumentare l'efficienza degli impianti** quanto più possibile
 - **Utilizzare le migliori tecnologie** per convertire l'energia primaria non rinnovabile (fossile) in calore
 - **Aumentare l'utilizzo di energia rinnovabile** quanto più possibile

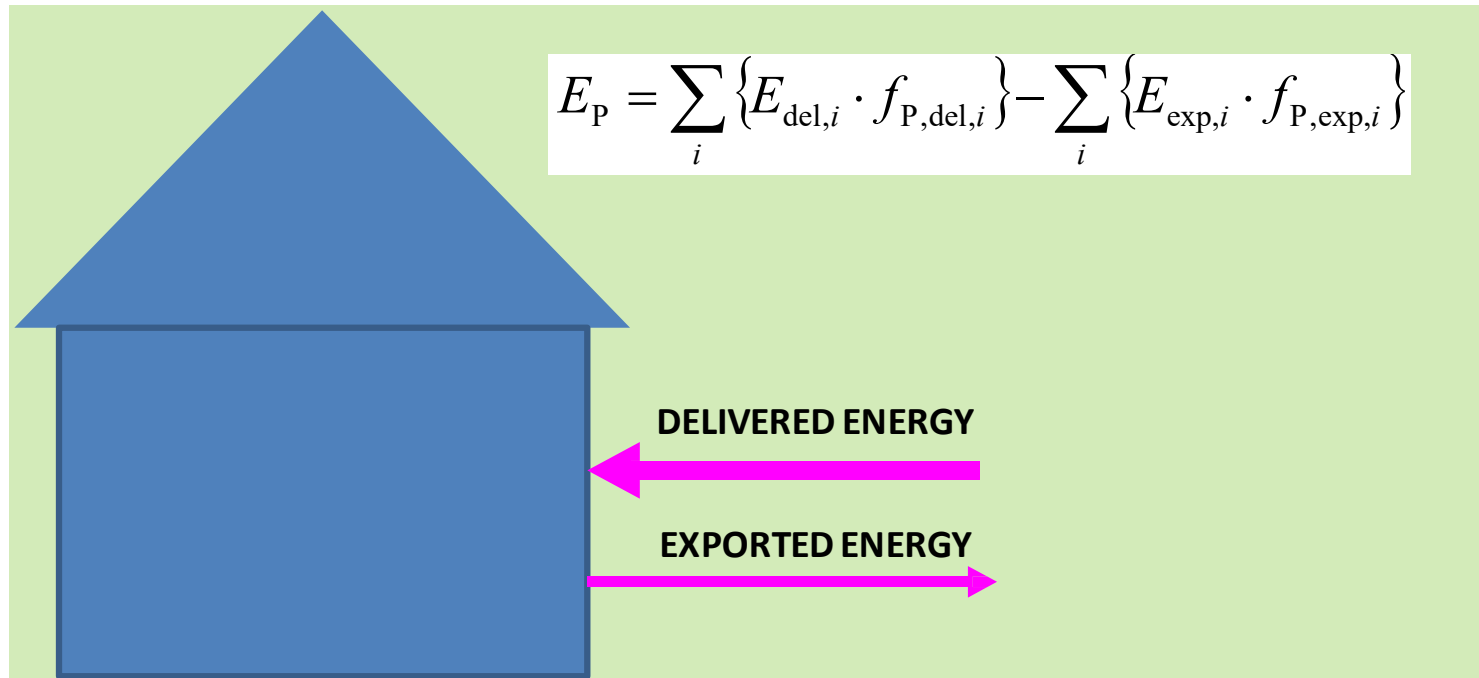
Tabella 1.1. Categorie di qualità dell'ambiente interno

Categoria	Livello di aspettativa
IEQ _I	Alto
IEQ _{II}	Medio
IEQ _{III}	Moderato
IEQ _{IV}	Basso

The energy demand

- For a (nearly) ZEB:
 - Energy demand for space heating is dramatically reduced
 - Heating load for DHW production greater (double or more) than the space heating load, concentrated in time but constant during the year
 - Necessity of recovering of the ventilation heat losses
- A system for a (nearly) ZEB should therefore integrate **ventilation** and/or **DHW production** into the traditional heating systems

Formally it's a matter of primary energy!



System boundary for nearly net zero energy building definition

ENERGY PERFORMANCE OF BUILDINGS

(EN 52000-1:2017 Overall energy use and definition of energy ratings)

Index based on primary energy (calculated on a monthly base):

$$E_P = \sum_i \{E_{del,i} \cdot f_{P,del,i}\} - \sum_i \{E_{exp,i} \cdot f_{P,exp,i}\}$$

$E_{del,i}$ energy input to the building, i-vector

$E_{exp,i}$ energy output from the building, i-vector

$f_{P,del,i}$ input primary energy conversion factor, i-vector

$f_{P,exp,i}$ output primary energy conversion factor, i-vector

Index based on CO₂ emissions:

$$m_{CO_2} = \sum_i \{E_{del,i} \cdot K_{del,i}\} - \sum_i \{E_{exp,i} \cdot K_{exp,i}\}$$

$K_{del,i}$ CO₂ emission coefficient input, i-vector

$K_{exp,i}$ CO₂ emission coefficient output, i-vector

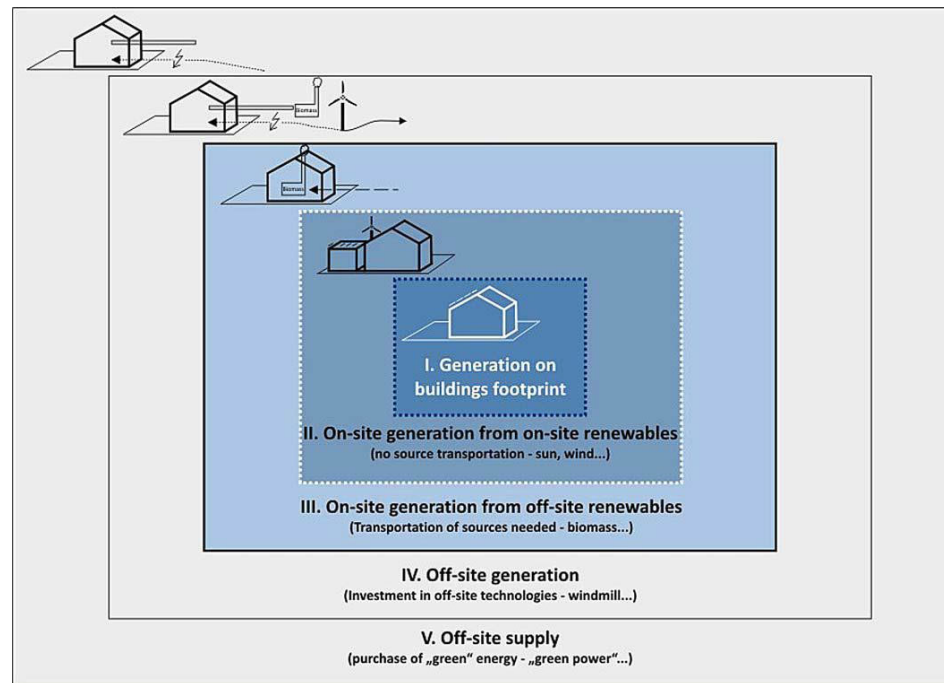
Scenarios

$$E_P = \sum_i \{E_{\text{del},i} \cdot f_{P,\text{del},i}\} - \sum_i \{E_{\text{exp},i} \cdot f_{P,\text{exp},i}\}$$

1. $f_{P,\text{del},i} \rightarrow 0$ – consume renewables (eg. Biomass)
2. $E_{\text{del},i} \rightarrow 0$ – maximize energy efficiency to master the nZEB
3. $E_{\text{exp},i} \rightarrow \infty$ – massive energy production on-site (electricity, CHP, PV?)

Energy systems in a ZEB

- Exploitation of renewable sources
- Increase in the energy efficiency
- On-site production of all forms of energy



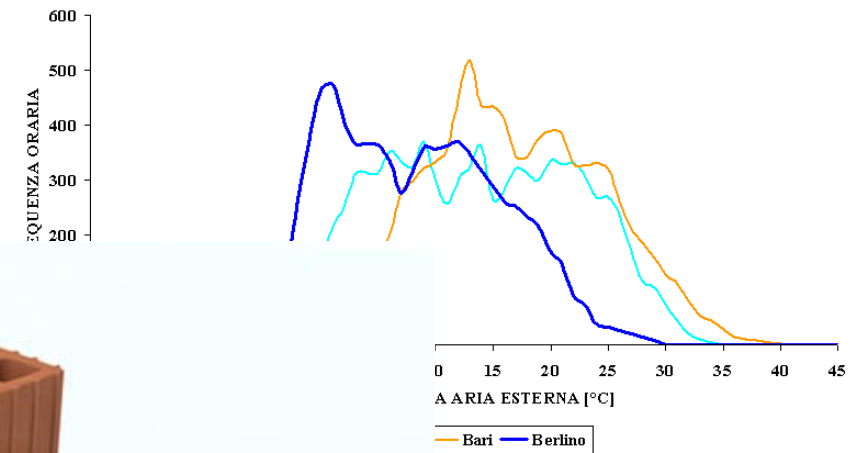
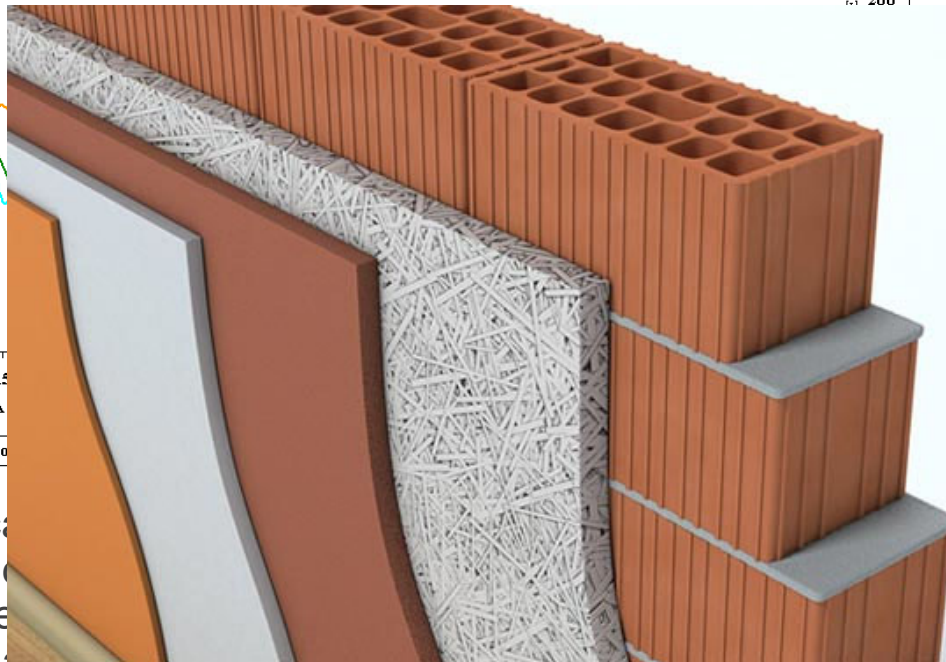
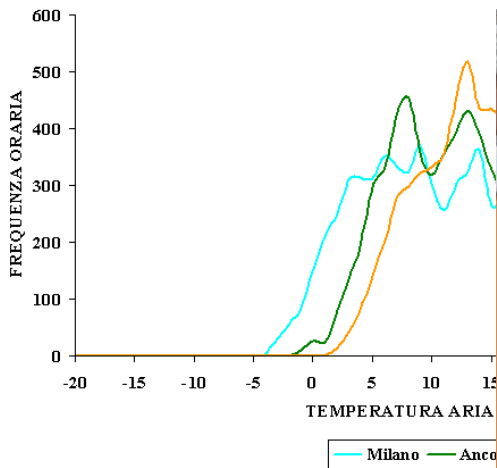
Sistemi di produzione energetica in un nZEB

- **Riduzione dei fabbisogni termici** in primis!
 - **Isolamento termico** e riduzione ponti termici
 - Schermature solari
 - **Recupero termico** sulla VMC ed utilizzo del **free cooling**
- Riscaldamento e produzione a.c.s. (e produzione freddo) con **pompe di calore (reversibili)**
- **Sistemi ibridi / multisorgente**
- **Microcogenerazione, trigenerazione, solar cooling**

Riduzione dei fabbisogni: effetto dell'isolamento termico degli edifici

L'isolamento degli edifici:

- Influisce sul benessere termico
- Influenza le prestazioni energetiche



ersa è la situazione
Europa, caratterizzate

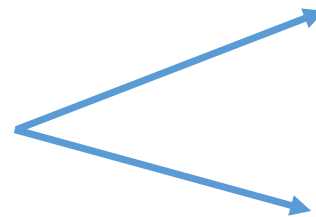
Tutte le città italiane sono ca
Le temperature che si verific
quelle comprese tra 5 °C e
nelle città del nord e verso l'alto in quelle del sud.

LCA and LCC of building insulation materials in Italy

Commonly, sustainability is associated only to the choice of natural and ecological materials

CFC & HCFC free insulating materials

Measuring the environmental impact of thermo-insulating materials within their useful life



direct effect of ozone protection

lower insulating properties than the alternative gas-filled materials

→ a more mature approach to sustainability

The research work focused both on the environmental impact during the materials life (Life Cycle Analysis) and on an economic evaluation (Life Cycle Cost) to evaluate the optimum thickness with respect to different climatic conditions.

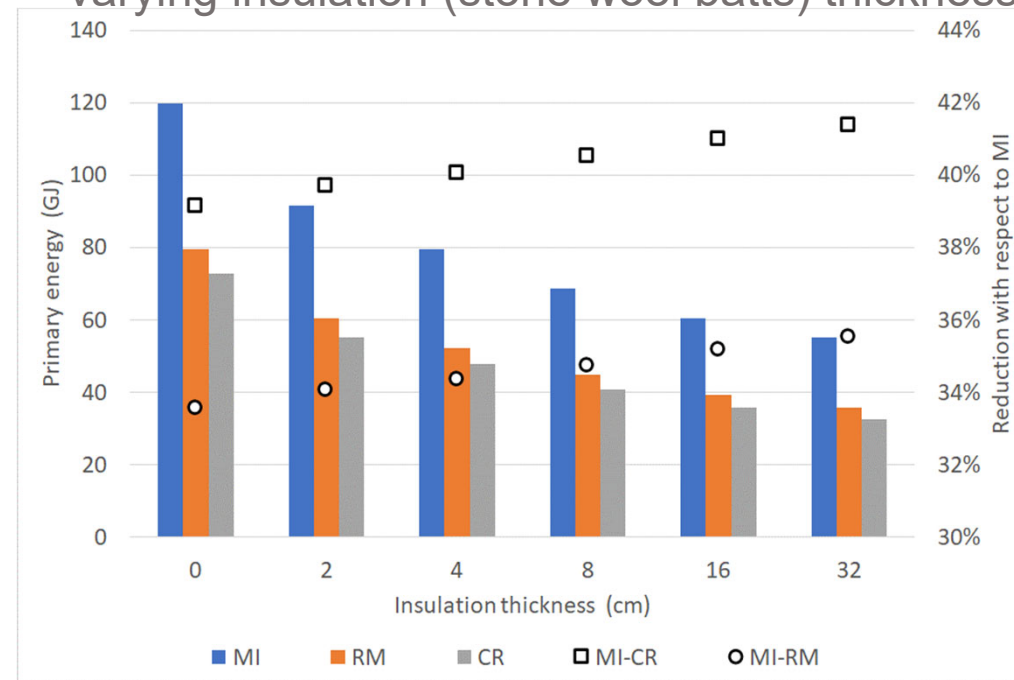
Lazzarin, R., Busato, F., Castellotti, F. (2008), "Life cycle assessment and life cycle cost of buildings' insulation materials in Italy", *International Journal of Low Carbon Technologies*, 3(1), 44–58, <https://doi.org/10.1093/ijlct/3.1.44>.

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

LCA and LCC of building insulation materials in Italy

The case study simulated by Trnsys was a typical Italian two-storey dwelling with six thermal zones, a total floor area of 135 m², a volume of 363 m³, and external surface area of 327 m². The insulation was considered applied to the walls and roofs.

Primary energy consumption for annual climatization varying insulation (stone wool batts) thickness



LCA and LCC of building insulation materials in Italy

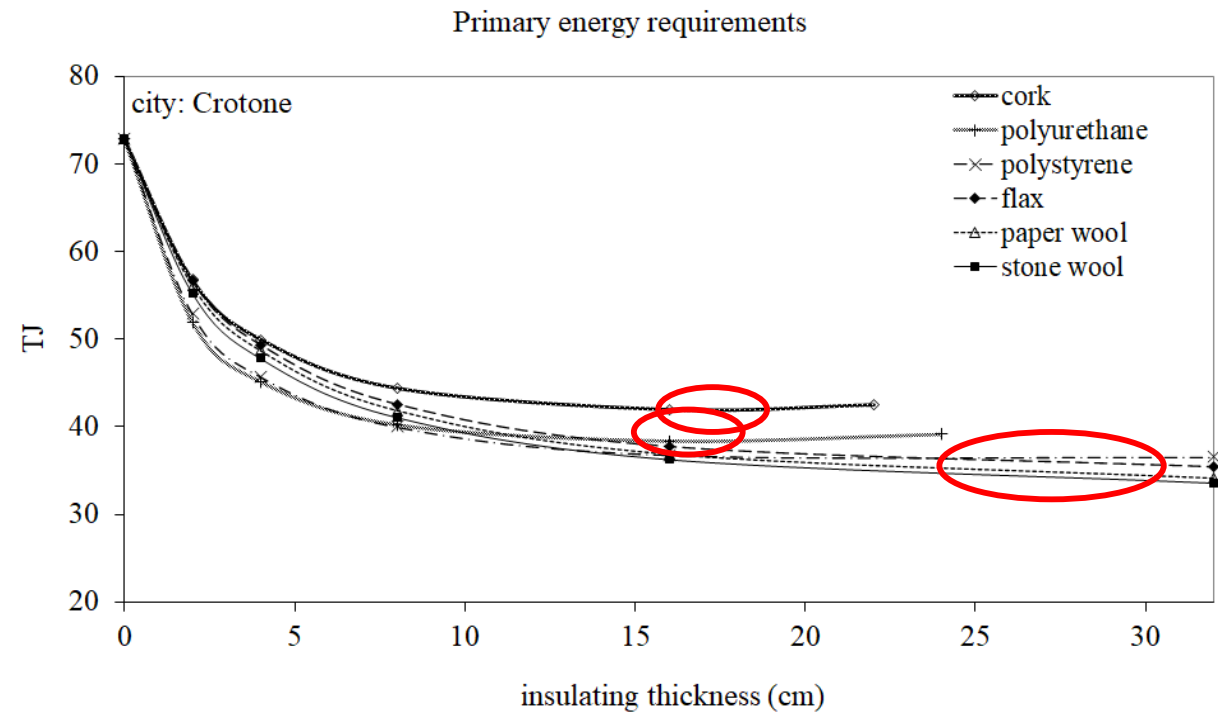
Assuming no energy recovery at the end of the material life (i.e., feed stock energy included), some insulating materials featured a minimum of PE consumption.



In a LCA perspective, a higher insulation thickness is not beneficial because the energy used to produce the material is higher than the energy saved in the lifetime climatization.

Materials that do not feature any point of minimum feature very low weight of feed stock energy on material energy

They do not determine sensible variations on the total requirement.



LCA and LCC of building insulation materials in Italy

The material energy cost is always paid back by the energy savings produced in the lifetime climatization

<i>Insulating thickness [cm]</i>	<i>Primary energy [MJ]</i>			<i>Material energy payback (months)</i>
	<i>Annual climatization</i>	<i>Saving</i>	<i>Material</i>	
0	72,913	0	0	–
2	56,035	16,878	712	0.5
4	48,522	24,390	1,424	0.7
8	41,497	31,416	2,849	1.1
16	36,196	36,717	5,698	1.9
22	34,605	38,308	7,835	2.5

The most unfavourable conditions

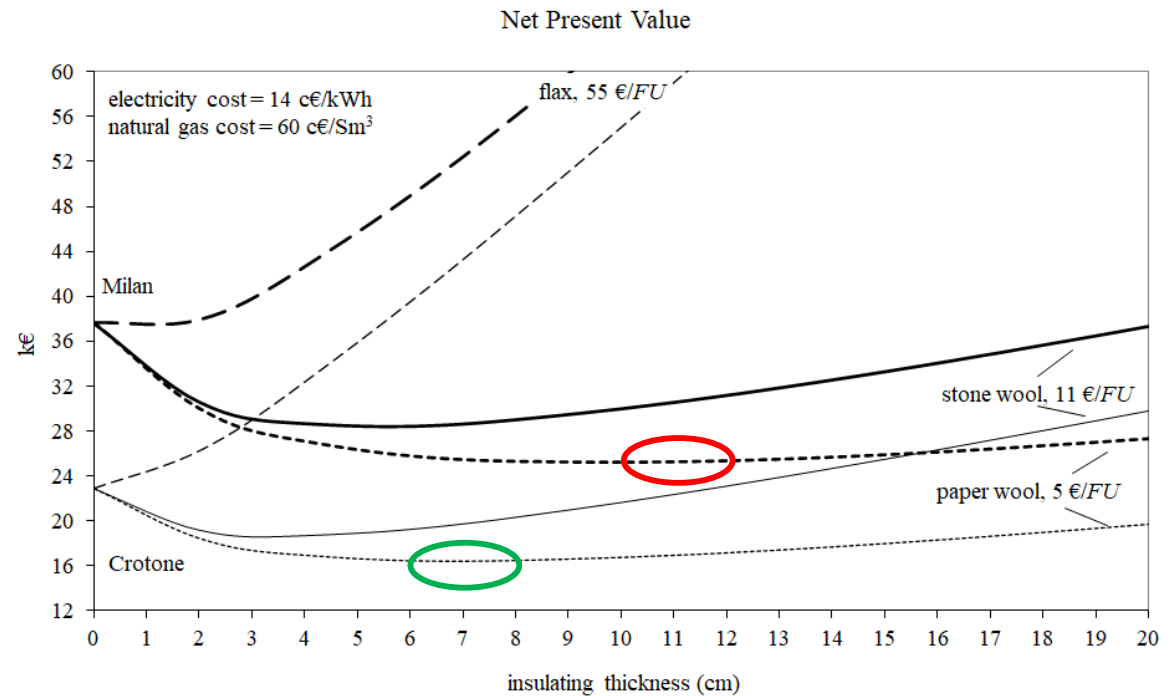
City: Crotone (the lowest annual requirement)
 Insulation: cork panels (the highest material energy requirement per functional unit)

LCA and LCC of building insulation materials in Italy

In terms of LCC, using flax rolls, no economic benefit is produced both in Milan and Crotone

On the contrary, using paper wool, a thick insulation is required to reach a minimum NPW (11 cm in Milan, 7 cm in Crotone)

These are thicknesses fully consistent with the today's standard by Directive (EU) 2018/844, but higher than the requirements set by the previous Italian law 412/93



LCA and LCC of building insulation materials in Italy

Main conclusions

- ❑ Based on a sensitivity analysis, the electricity cost does not determine considerable variations in the optimum thickness, both for Milan and Crotona (differently from the natural gas cost), because of the low weight of cooling requirements in relative terms.
- ❑ To minimize the building management energy cost, the most advantageous choice is the insulating material with the lowest cost per functional unit → the energy savings produced by insulation become economic savings with the increase of thickness up to an optimum value that minimize the NPW.

Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

A new green roof (1000 m²) was realized at the Vicenza Hospital in 2002.

It consisted of a 20 cm soil layer over an 11 cm drainage layer made of expanded polyethylene.

The greenery was a kind of sedum, grown from premixed seed in the soil.



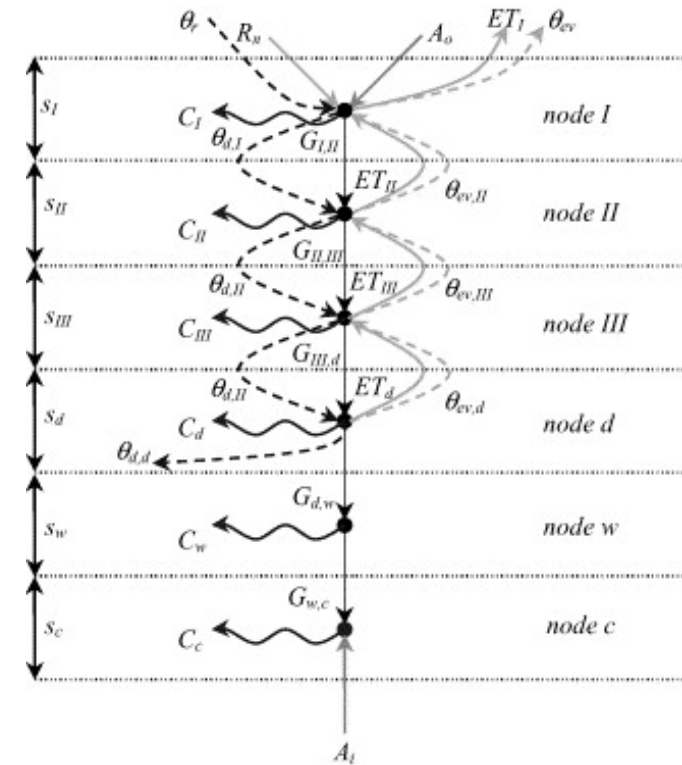
Lazzarin, R., Castellotti, F., Busato, F. (2005), "Experimental measurements and numerical modelling of a green roof", *Energy and Buildings*, 37(12), 1260–1267, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2005.02.001>.

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

Experimental measures (August-September 2002 / June-July 2003 / February-March 2004) to tune the dynamic state, mono-dimensional at the finite differences model developed in Trnsys.

For each node, the **energy balance** was calculated with the main aim of evaluating the **passive cooling capacity** and the **evapotranspiration** role in **summer-time**, and the **insulating properties** of the roof during **winter-time**.



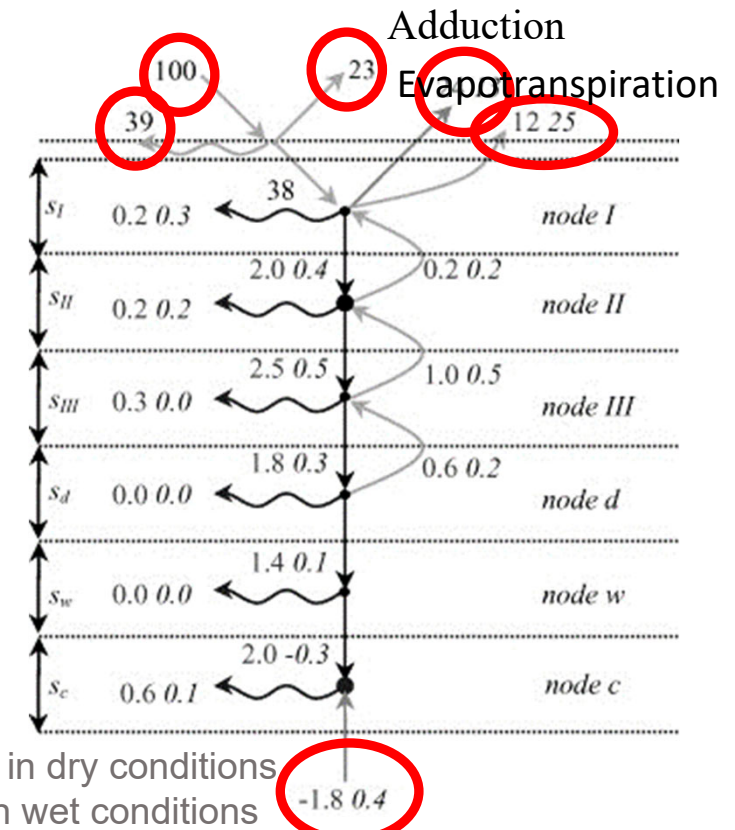
Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

Evapotranspiration

Performances of the green roof in dry and in wet conditions were compared in two different periods characterized by the same incident solar irradiation

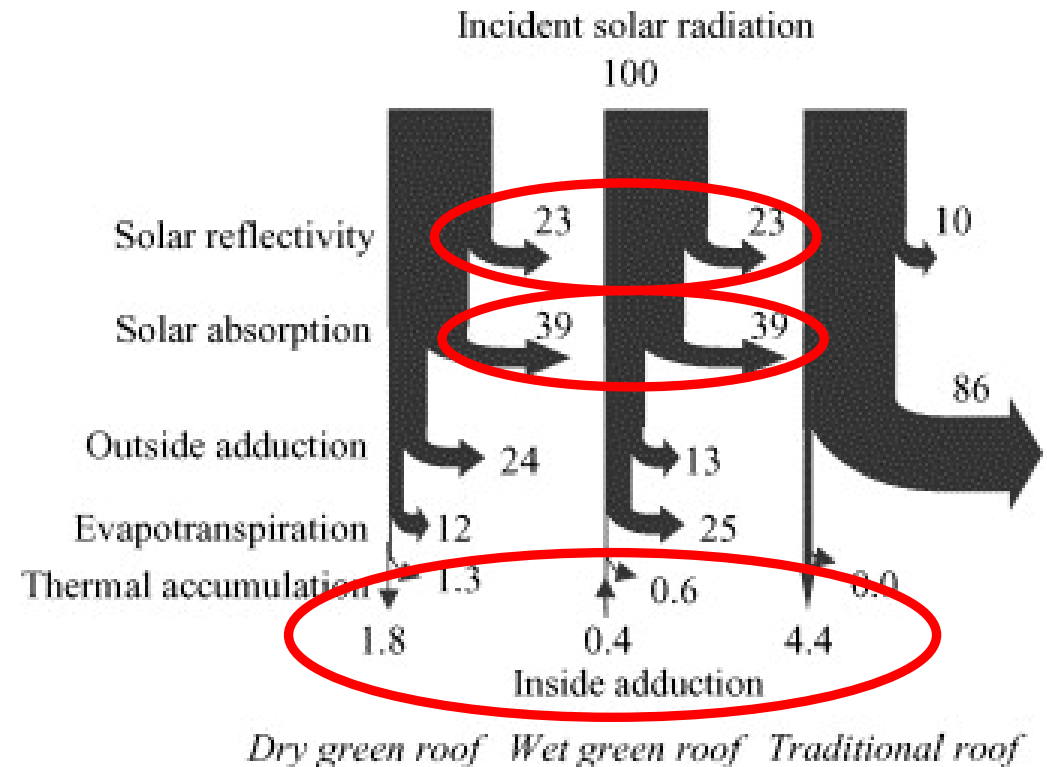


The energy exchanges between the nodes of the green roof were normalized to 100 incident energy units



Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

Summer operation



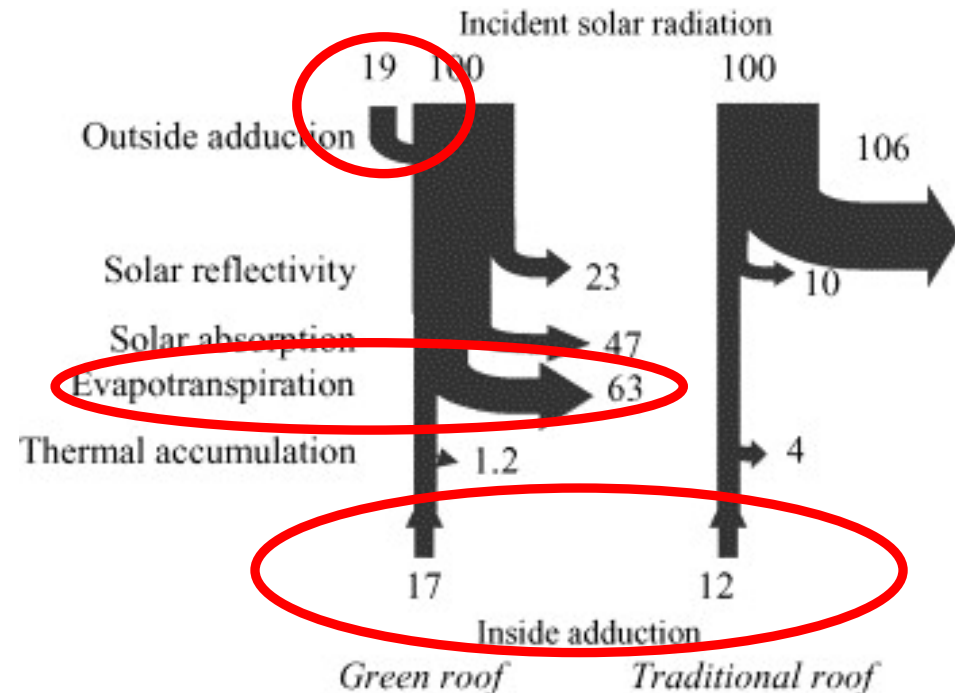
Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

Winter operation

Despite the quite lower solar irradiance, the evapotranspiration flux was appreciable as the latent flux was also driven by the air vapour pressure difference



The surface temperature was nearly always lower than the air temperature during the sessions



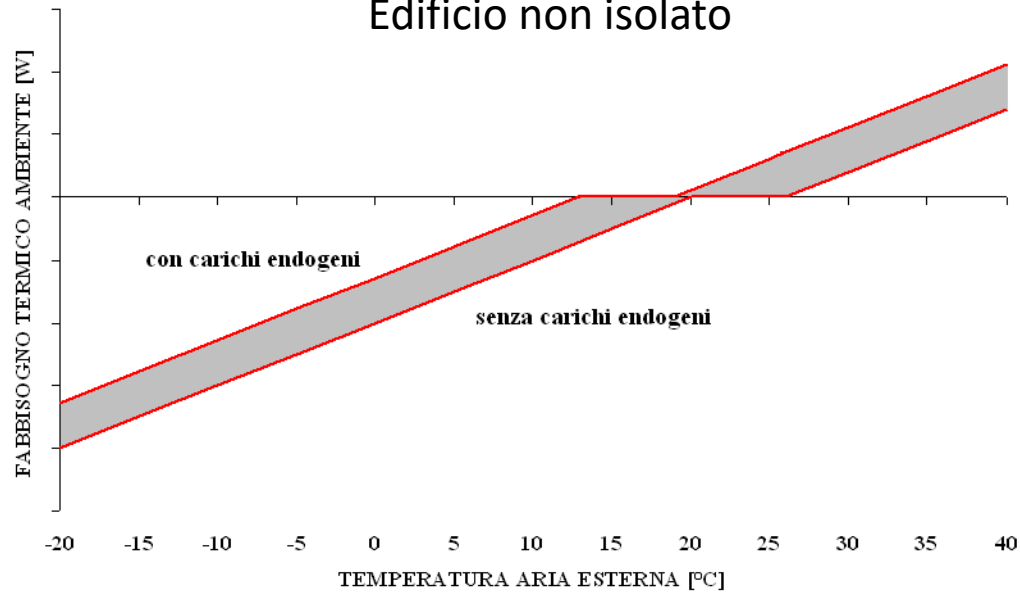
Summer and winter energy analysis of a green roof in Vicenza

Main conclusions

- ❑ Based on the previous results, a Trnsys type was developed to simulate the green roof starting from its optical, geometric, and thermodynamic characteristics
- ❑ It calculates the thermal and energy performances of a building with a green roof whose characteristics can be customized, varying the meteorological dataset for a specific resort

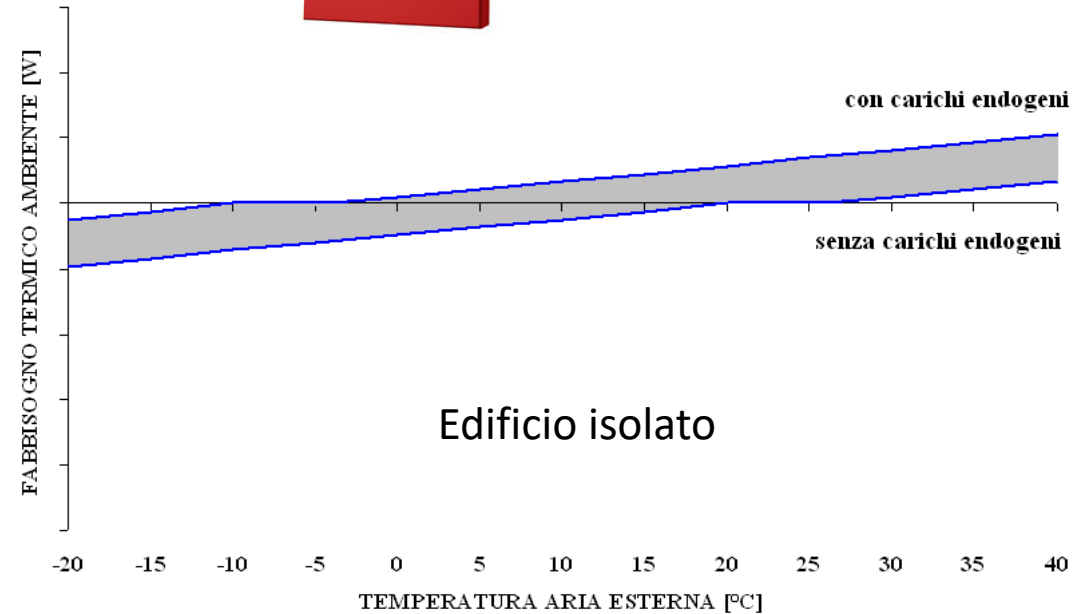
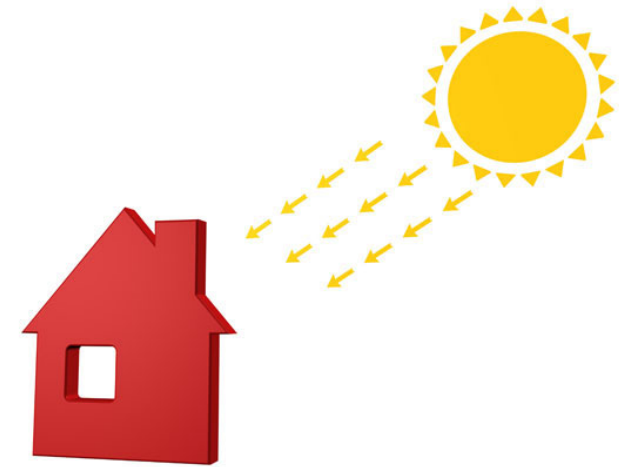
Effetto dell'isolamento termico degli edifici

Edificio non isolato



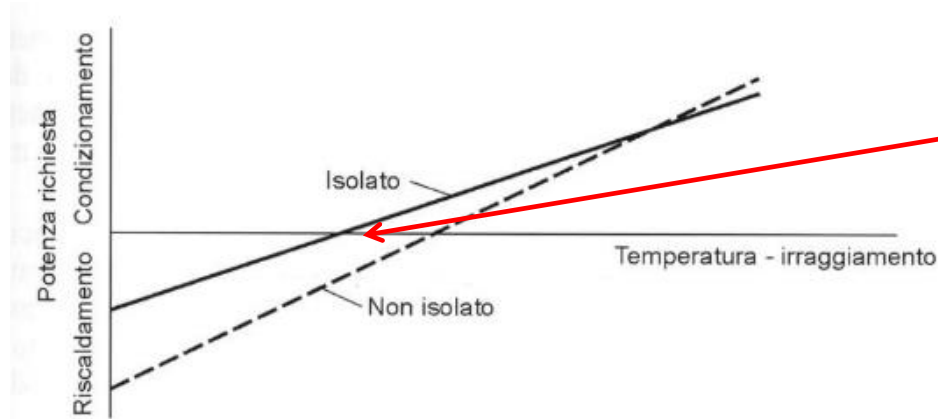
Fonte: (Vio, 2008)

Gli apporti solari (irraggiamento) determinano un effetto simile a quello dei carichi endogeni, però sono variabili nel tempo con maggiore velocità



Edificio isolato

Effetto dell'isolamento termico degli edifici: recupero termico e free-cooling



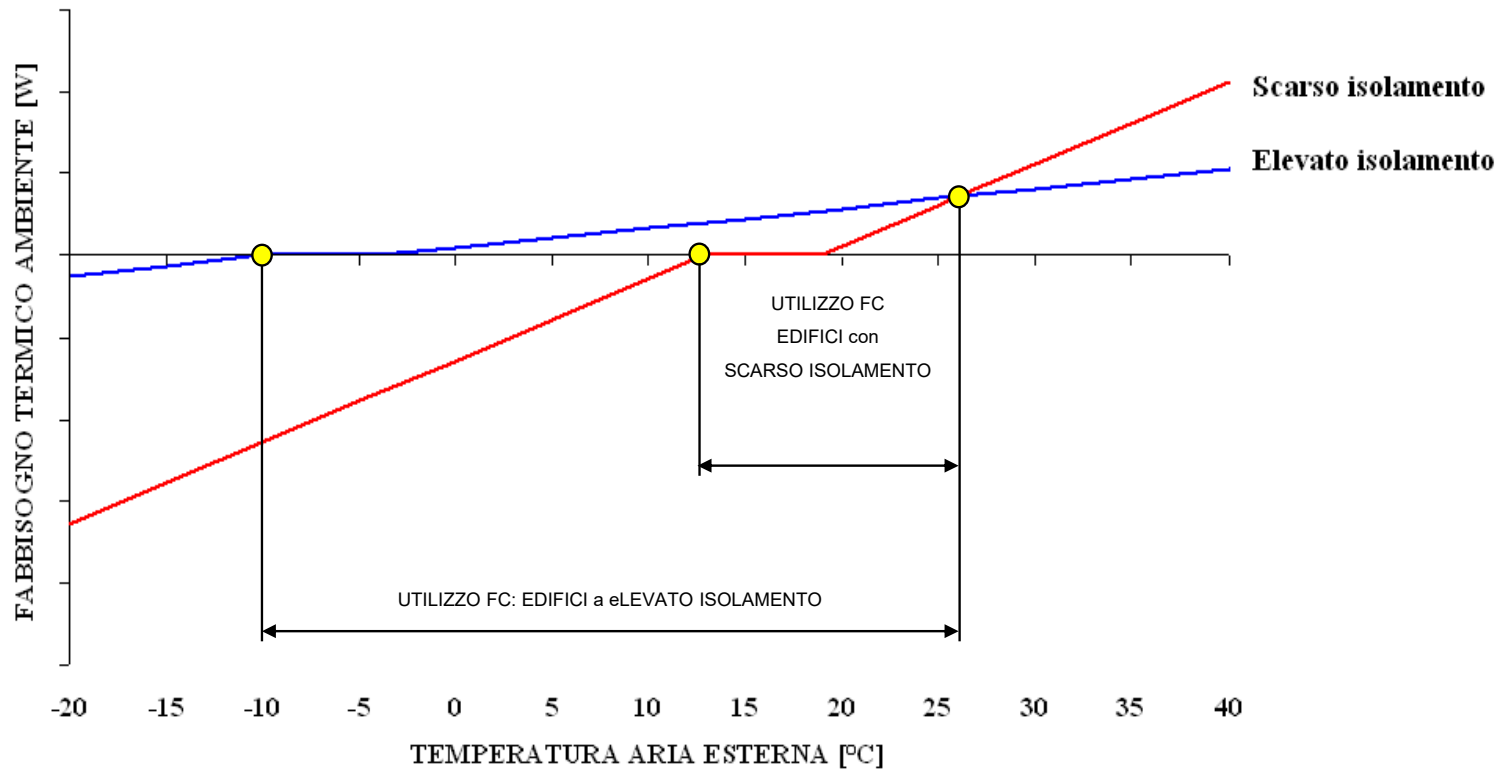
Fonte: (Vio, 2008)

Un edificio maggiormente isolato
ha bisogno di essere raffrescato
"prima"



Maggiori possibilità di sfruttare il
free-cooling

Effetto dell'isolamento termico degli edifici: recupero termico e free-cooling

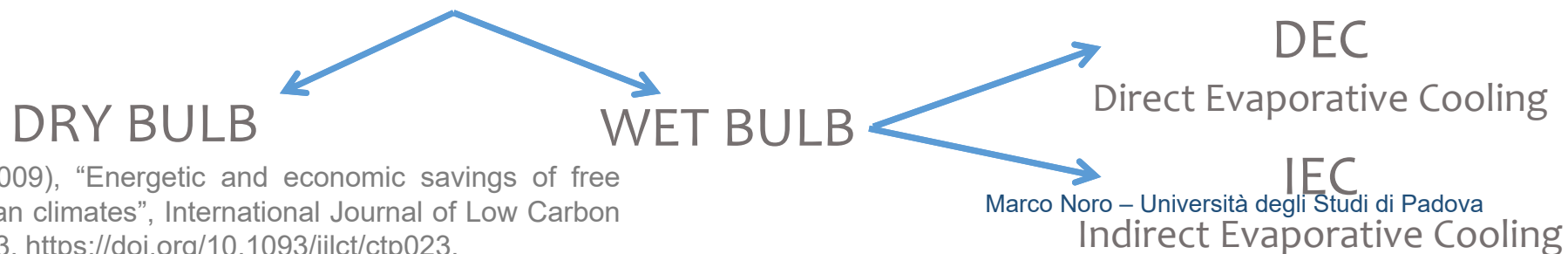


Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

Free-cooling is a set of techniques to produce a cooling effect without an energy bill to pay.

A **free cooling air side** can be very useful on ambient where the inner load requires a cooling supply even when the outside temperature is below the inside set temperature.

Main assumption: it is possible **to modify the outside air flow rate supplied by the Air Handling Unit (AHU)** from a minimum value (which is the renewal air) till a maximum value (which is the design total supplied air).

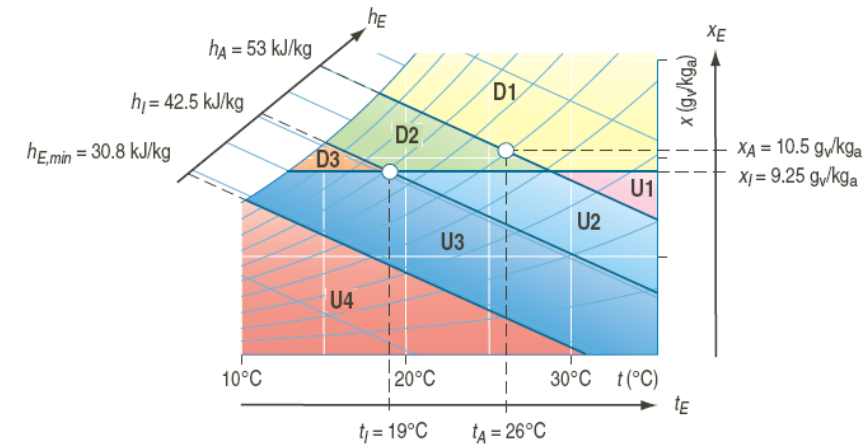
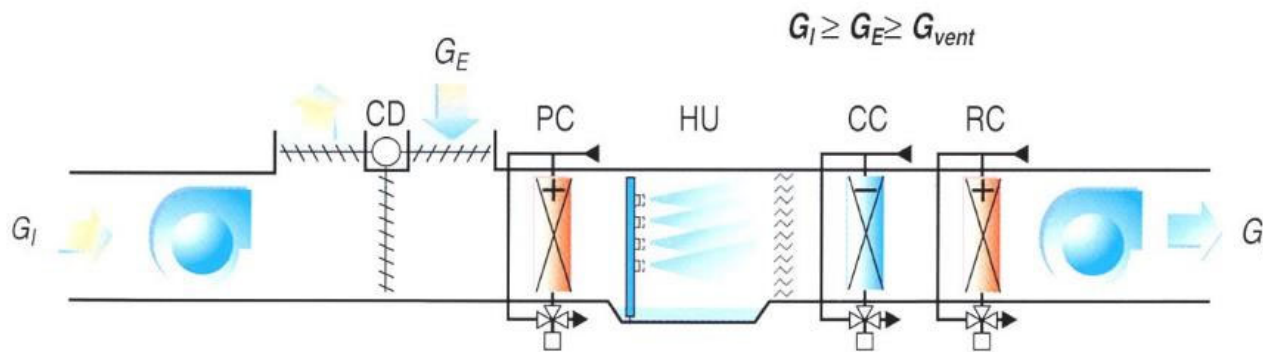


Lazzarin, R., Noro, M. (2009), "Energetic and economic savings of free cooling in different European climates", International Journal of Low Carbon Technologies, 4(4), 213-223, <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctp023>.

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

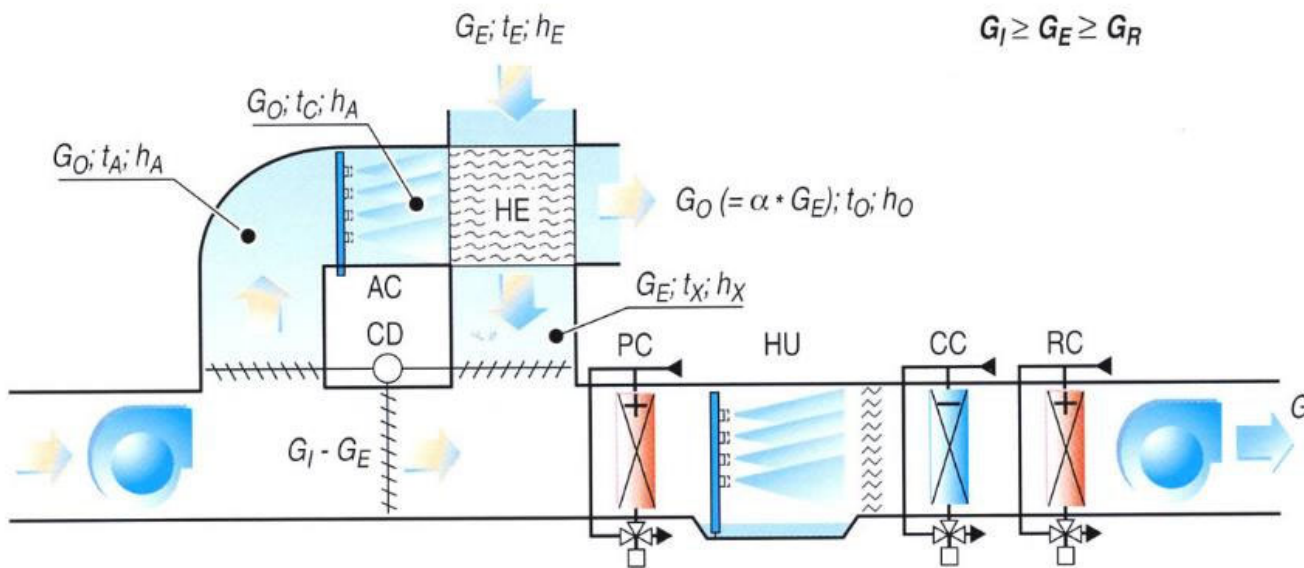
DEC



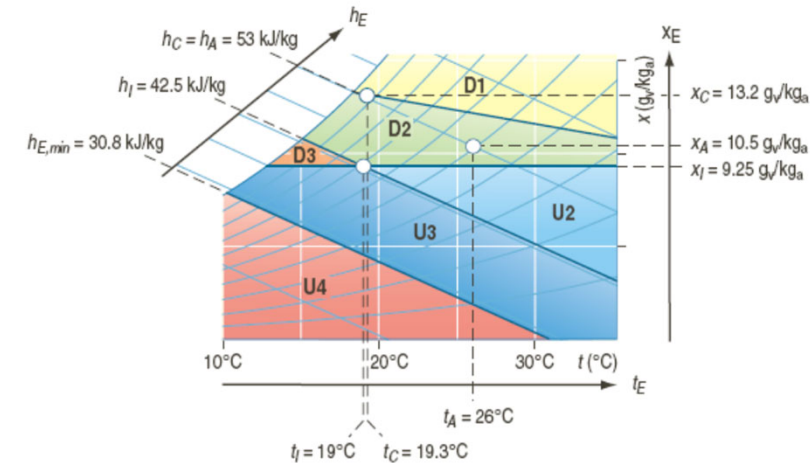
D1	Field with no possible energy savings
D2	Field with possible energy savings, however with dehumidification
D3	As above
U1	Field with no possible energy savings or with humidification required
U2	Field with the possibility of partial freecooling or with humidification required
U3	Field with the possibility of total freecooling or with humidification required
U4	Field with heating and humidification required

Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

IEC



$$G_I \geq G_E \geq G_R$$



D1	Field with no possible energy savings
D2	Field with possible energy savings, however with dehumidification
D3	As above
U2	Field with the possibility of partial freecooling or with humidification required
U3	Field with the possibility of total freecooling or with humidification required
U4	Field with heating and humidification required

Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

MS Excel software developed for the single and annual energetic analysis

Indirect Evaporative Cooling (IEC2)

AMBIENT AIR CONDITIONS

Ambient air temperature	t_A	[°C]	26.0
Ambient air relative humidity	ϕ_A	[%]	50
Ambient air humidity ratio	h_A	[kg/kg _{da}]	0.01050
Ambient air enthalpy	h_A	[kJ/kg _{da}]	52.9

EXTERNAL AIR CONDITIONS

City (TRY): TRAPANI (I)

INLET AIR CONDITIONS

Inlet air temperature	t_i	[°C]	19.0
Inlet air humidity ratio	h_i	[kg/kg _{da}]	0.00939
Inlet air enthalpy	h_i	[kJ/kg _{da}]	42.9

SATURATOR WATER CONSUMPTION

HI Summer	[l/h]	1,225
AC Summer	[l/h]	14,942
Total	[l/h]	16,167

TRAPANI (I)

	01				02				03				04			
	Hour		Percentage		Hour		Percentage		Hour		Percentage		Hour		Percentage	
	Day	Night	Day	Night	Day	Night	Day	Night	Day	Night	Day	Night	Day	Night	Day	Night
May	3	2	2.2%	3.5%	105	71	49.9%	19.7%	27	82	7.8%	18.7%	0	0	0.0%	0.0%
June	148	86	41.1%	23.0%	157	175	43.6%	48.4%	3	23	0.8%	6.4%	0	0	0.0%	0.0%
July	273	224	73.9%	53.4%	53	120	1.6%	32.2%	2	1	0.2%	0.2%	0	0	0.0%	0.0%
August	325	326	87.4%	87.6%	34	39	9.3%	16.5%	1	0	0.3%	0.0%	0	0	0.0%	0.0%
September	333	285	92.2%	79.2%	24	74	6.7%	20.6%	0	1	0.3%	0.3%	0	0	0.0%	0.0%

OUTPUT RESULTS

Process	[l/h]	38	
Process latent load	[kW]	15	
Other latent load	[kW]	0.0	
Total latent load	$Q_{L,tot}$	0.01254	
Total latent load	$Q_{L,tot}$	2.5	
Process sensible load	[kW]	15	
Other sensible load	[kW]	6.4	
Total sensible load	$Q_{S,tot}$	21.4	
Ventilation (external) air flow	G_{ext}	[l/s per X]	11
Optimize External Air Flow to?		[re]	
ventilation internal air flow	G_{int}	[l/s]	1,310
ventilation external air flow	G_{ext}	[l/s]	8,114
Specific latent load	h_{sp}	[kJ/kg]	0.0228
Internal air flow	G_{int}	[l/s]	4,529
Total latent heat air flow ratio	h_{sp}	[kJ/kg]	0.42
Outdoor External Air Flow Ratio	h_{sp}	[kJ/kg]	0.08
Available Heat Exchanger Efficiency (overall)	ϵ		98%
HE Summer Efficiency (overall)	η_{HE}		98%
AC Summer Efficiency (overall)	η_{AC}		98%
EER (all-in)			2.8
system plant			98%

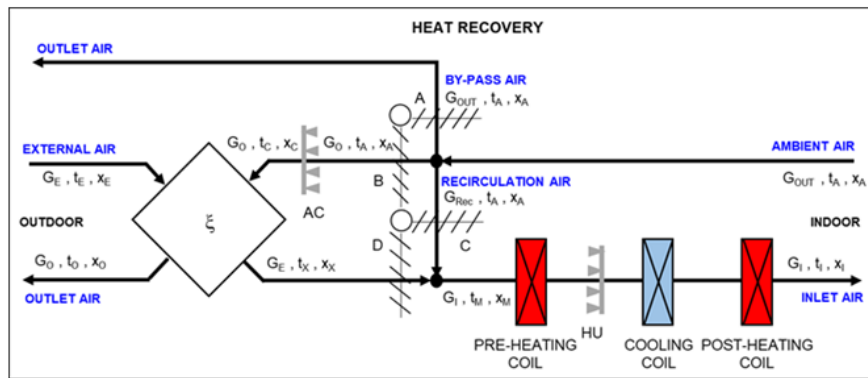
Working period: [re] [re]

Working time: [h] [h]

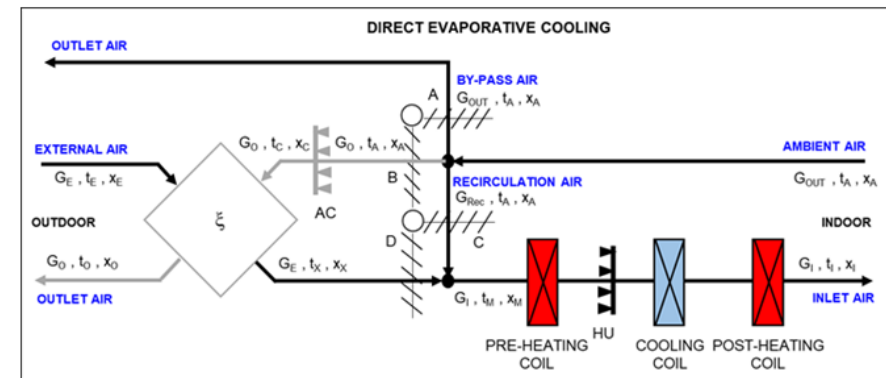
CALCULATE

Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

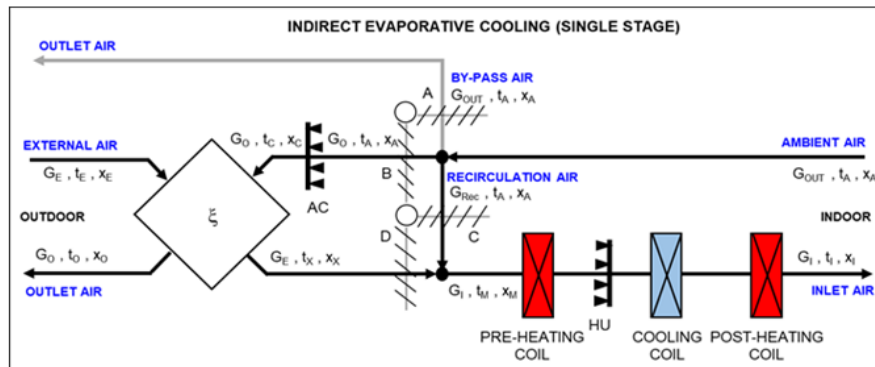
AHU configurations analyzed



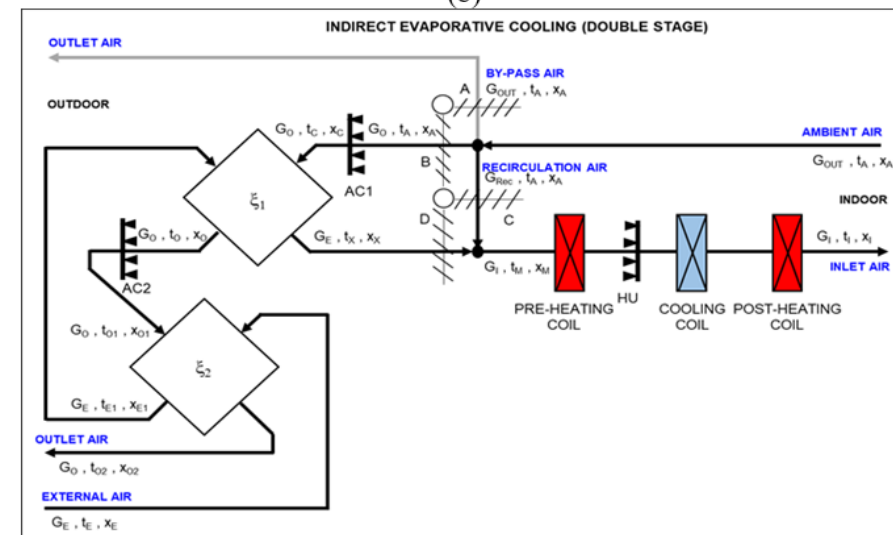
(a)



(b)



(c)

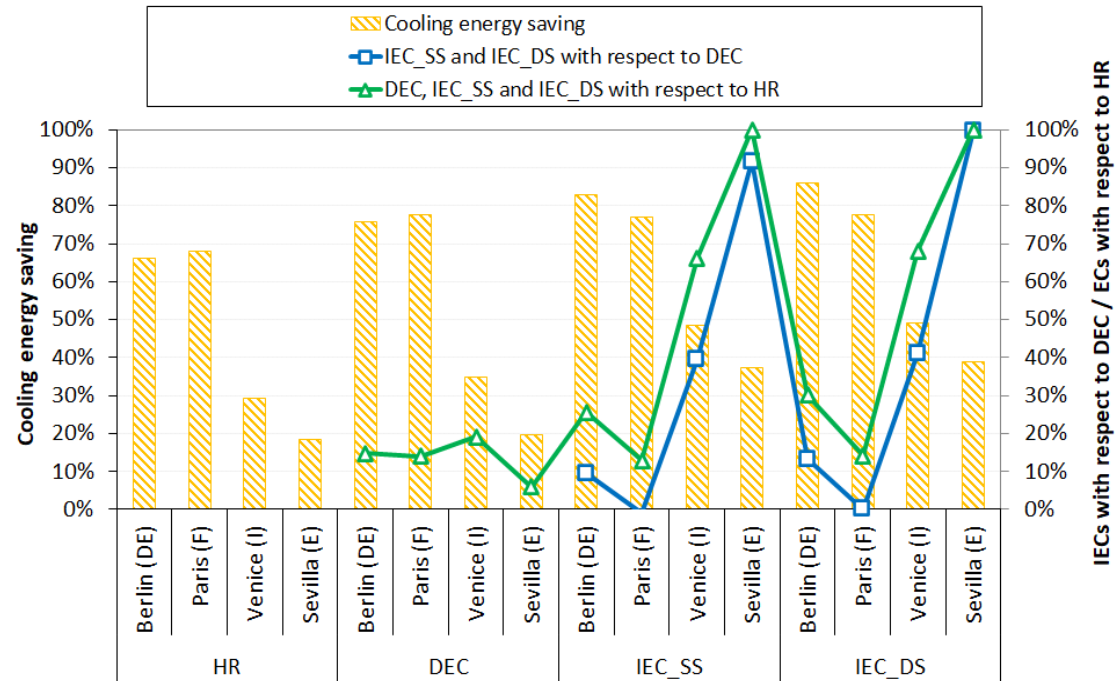
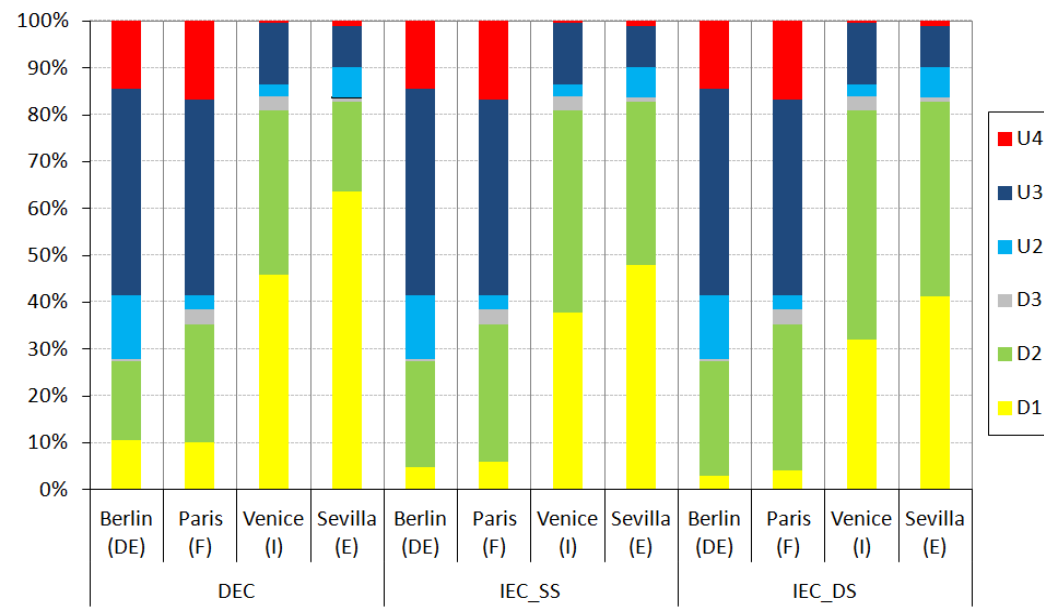


(d)

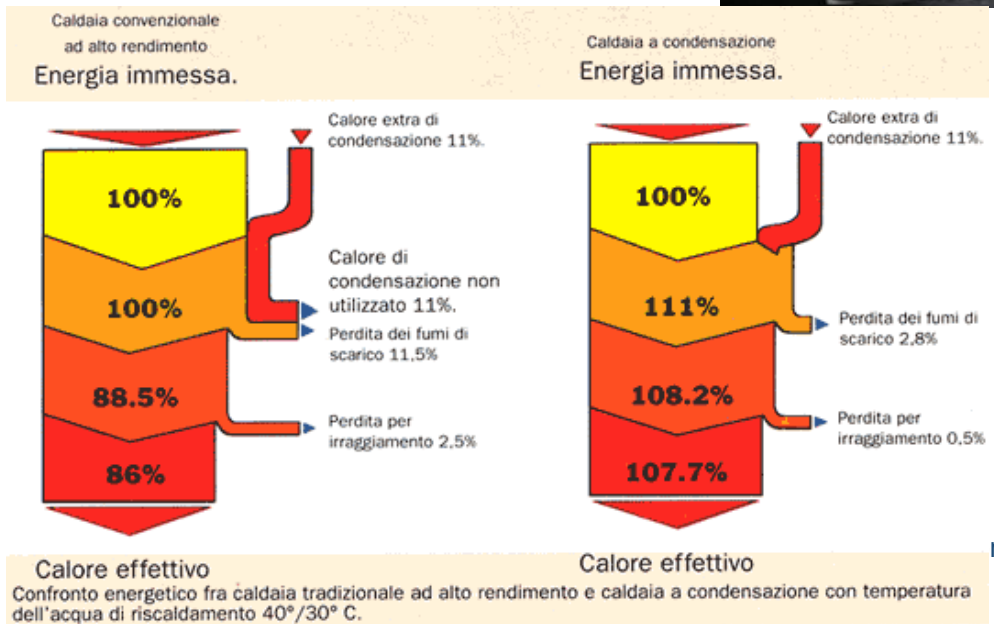
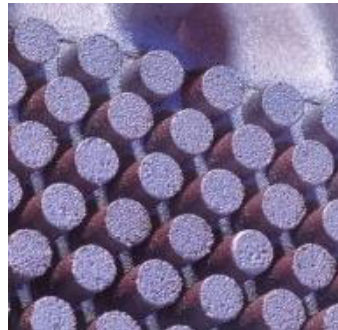
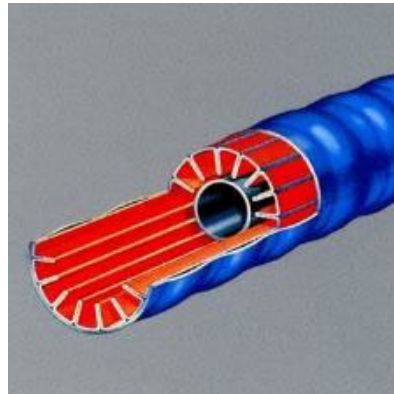
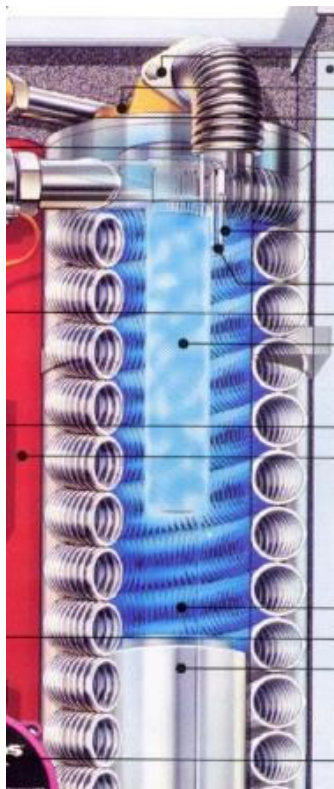
Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling

Resort	Mean seasonal value of the outdoor air temperature during the operation period of the HVAC plant (May-September)	Mean seasonal value of the outdoor air relative humidity during the operation period of the HVAC plant (May-September)	Description
Sevilla	24,1 °C	61%	meanly dry and hot climate
Venice	20,5 °C	74%	meanly humid and hot one
Paris	15,4 °C	77%	meanly humid and cool one
Berlin	16,7 °C	67%	meanly not so humid and cool one

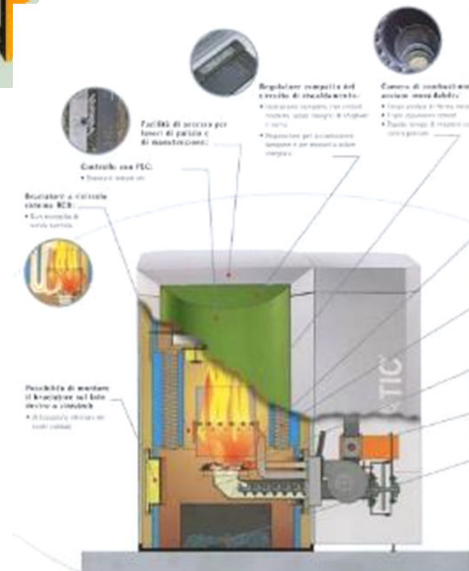
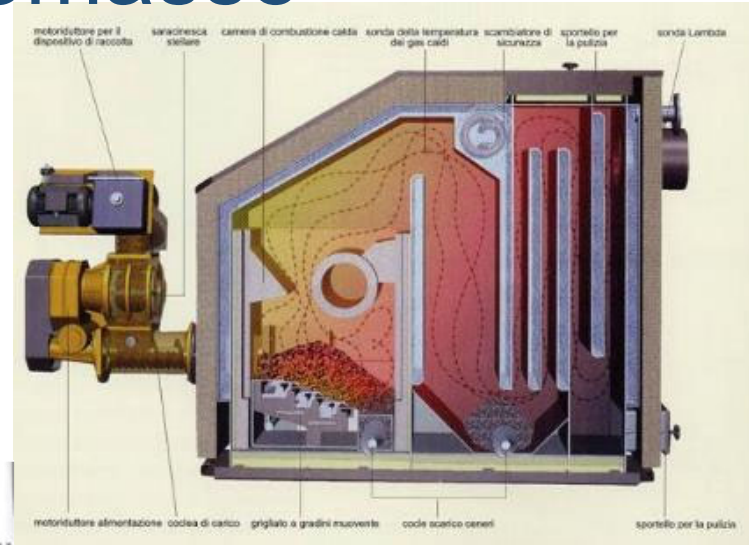
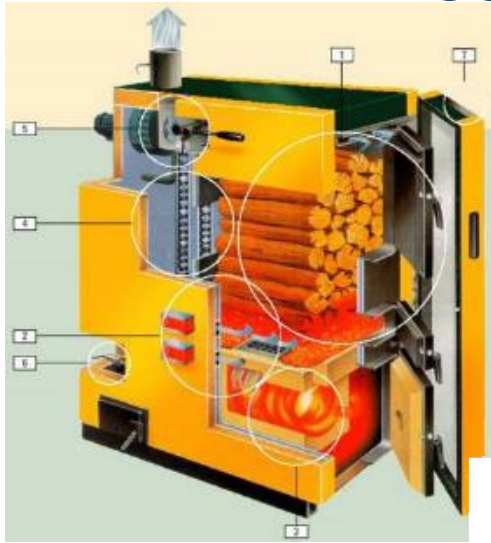
Energy and economic analysis of direct and indirect evaporative cooling



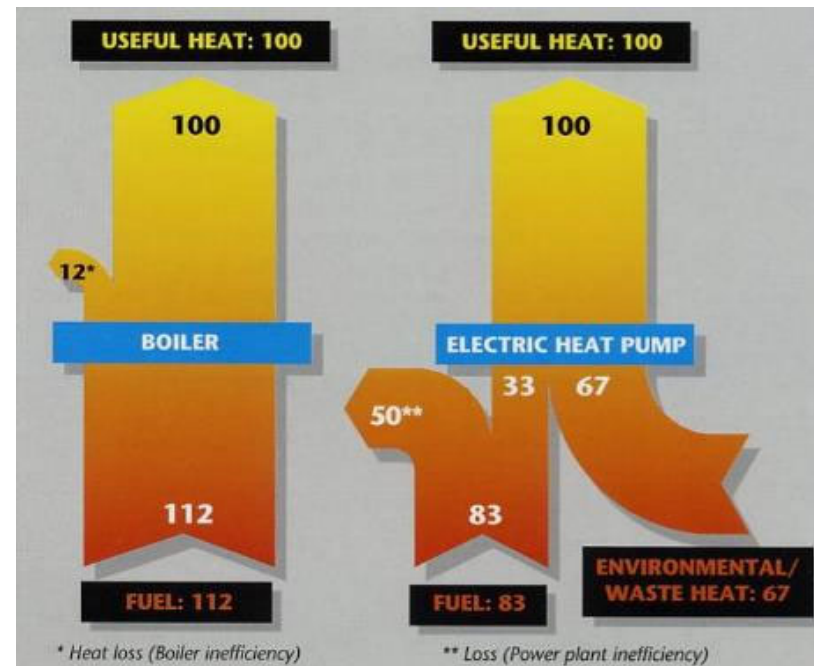
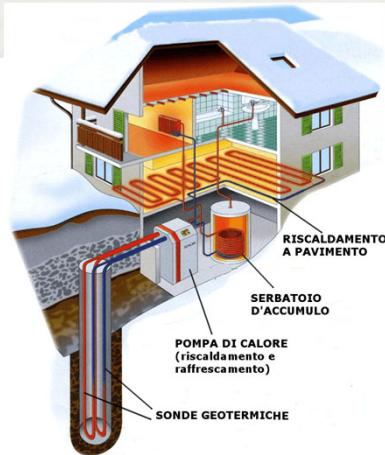
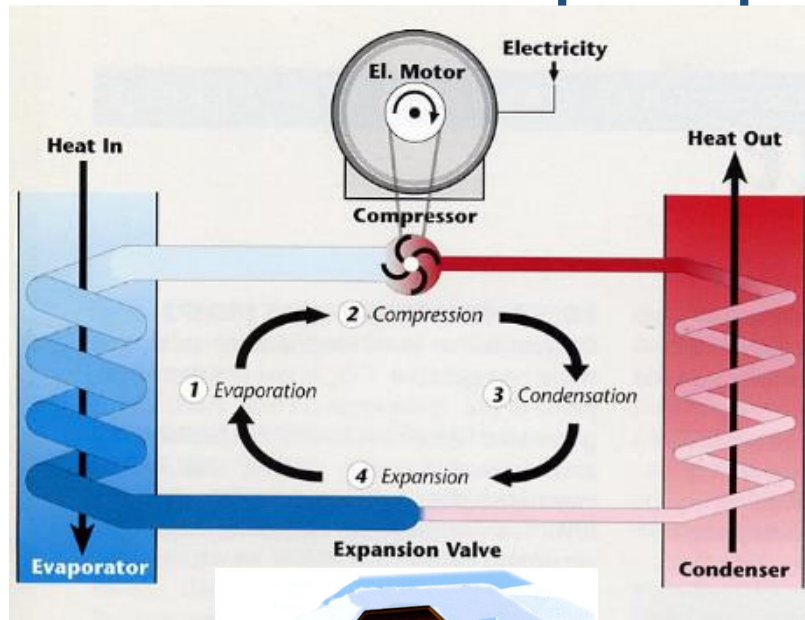
Generatori di calore a combustione efficienti: caldaie a condensazione



Generatori di calore a combustione efficienti: caldaie a biomasse



Oltre i generatori di calore a combustione: le pompe di calore



Pompe di calore a motore a gas (GEHP)



Ciclo estivo:
275 kW_f (7-12 °C) + 127 kW_t (70-65 °C)

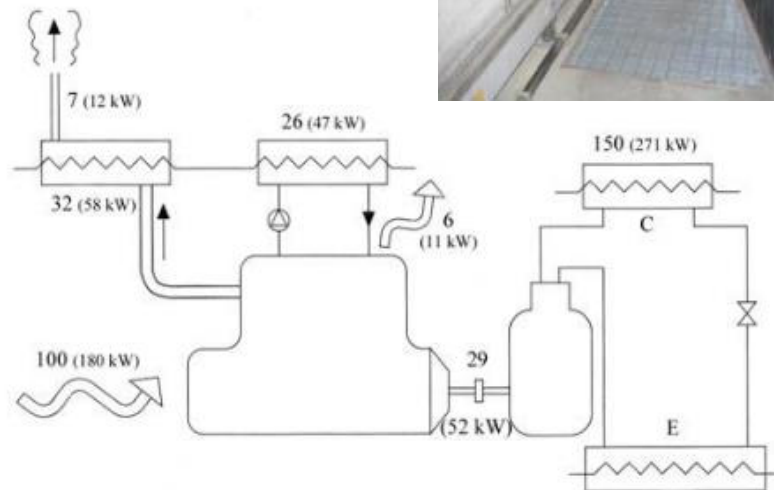
$$COP = \frac{275}{22 \cdot 9.5 \cdot 0.3} \approx 4.5$$

$$PER = \frac{275 + 127}{\left(1 + \frac{(0.1 \cdot 0.3)/0.9}{0.35}\right) \cdot 22 \cdot 9.5} \approx 1.7$$

Ciclo invernale:
271 kW_t (45-40 °C) + 109 kW_t (70-65 °C)

$$COP = \frac{271}{19 \cdot 9.5 \cdot 0.3} \approx 5$$

$$PER = \frac{271 + 109}{\left(1 + \frac{(0.1 \cdot 0.3)/0.9}{0.35}\right) \cdot 19 \cdot 9.5} \approx 1.9$$



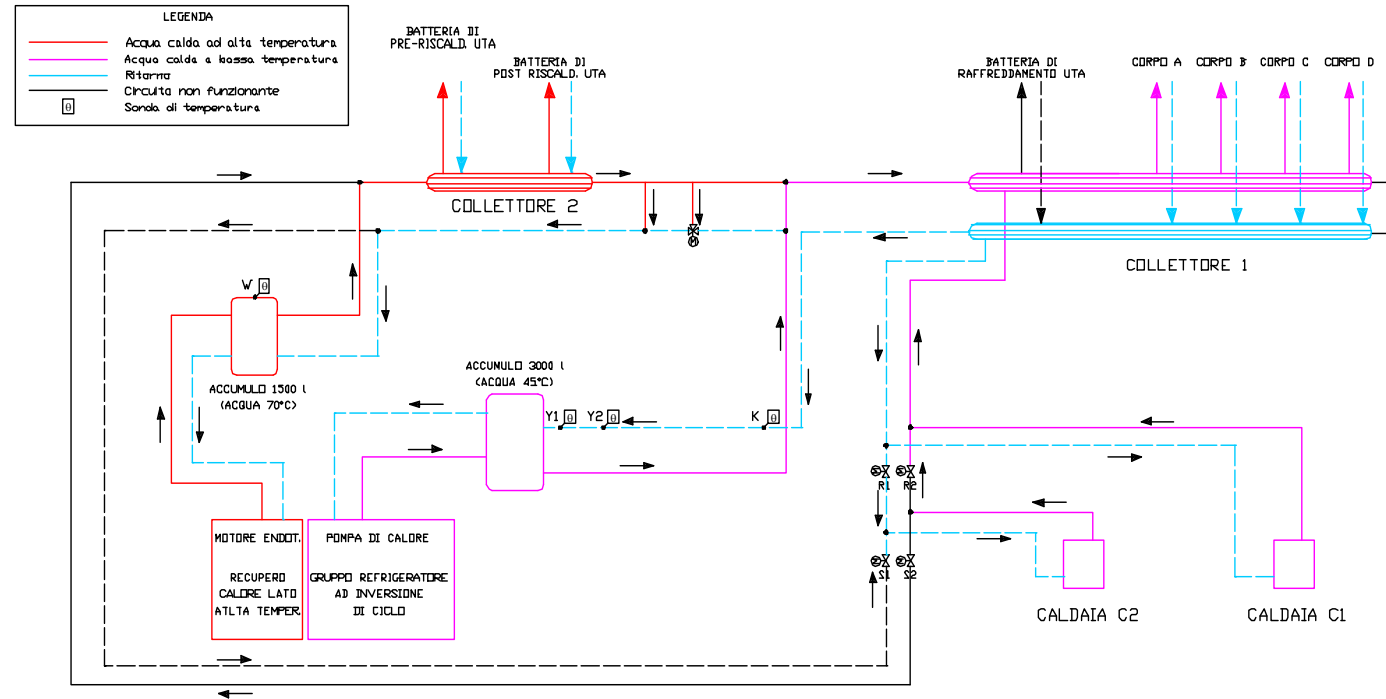
Gas Engine Heat Pumps (GEHP)

Excellent PER values,
extremely efficient plant

Several mechanical failures,
high maintenance costs

Summer failures also
generated a lower
productivity

Even if DH were give for free,
the system would have been
more economically viable

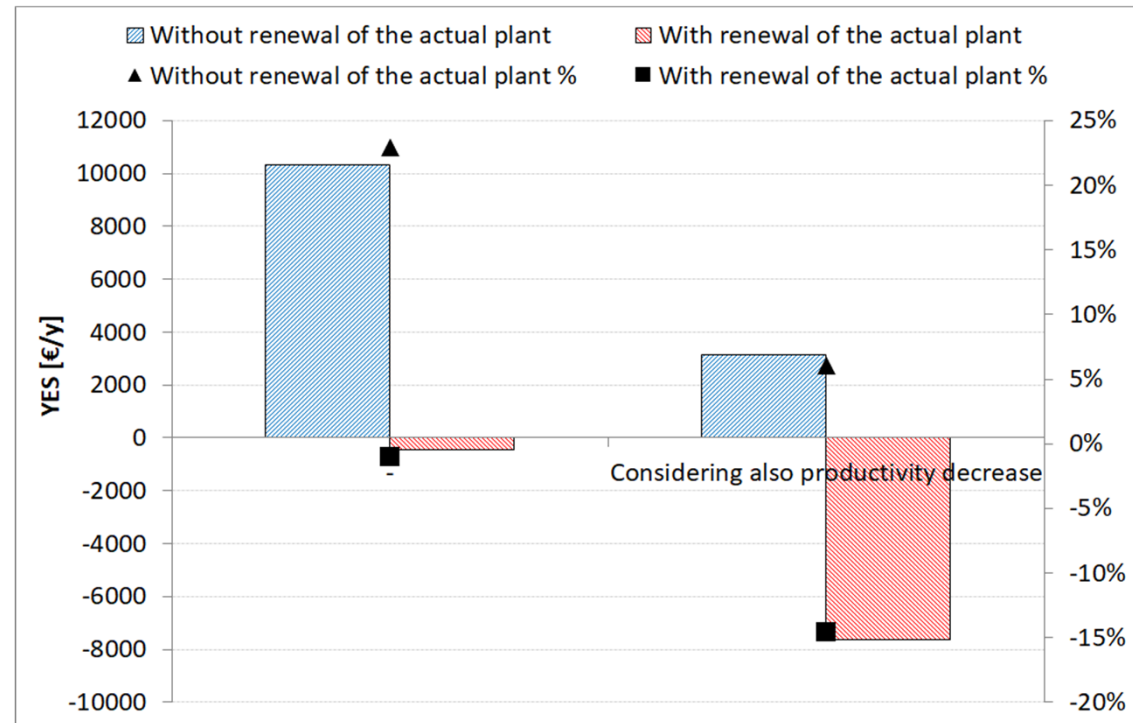


LAZZARIN R., NORO M., 2006, District heating and gas engine heat pump: economic analysis based on a case study, Applied Thermal Engineering, 26, pp. 193-199, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.05.013>

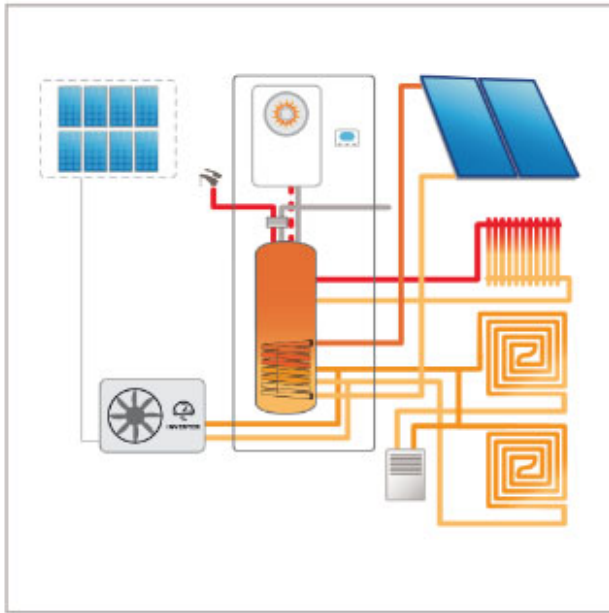
Gas Engine Heat Pumps (GEHP)

In 2010 a flood blew down the plant.

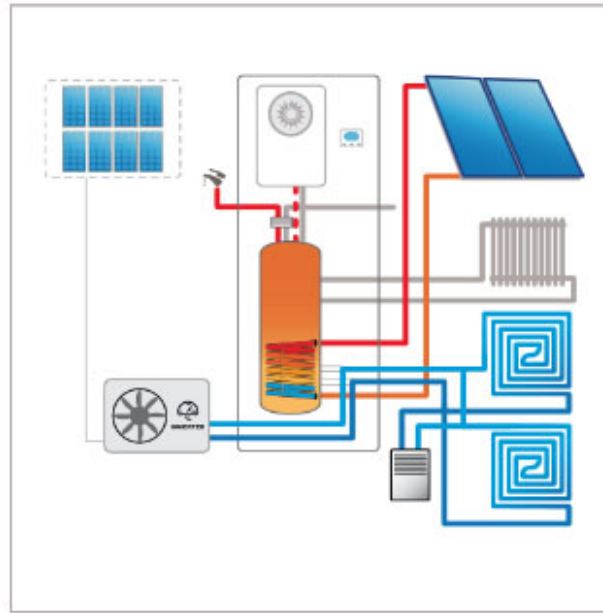
Even considering the periodic faults and the productivity decrease, maintaining the plant working would have been cost and energy effective.



Pompe di calore e sistemi ibridi

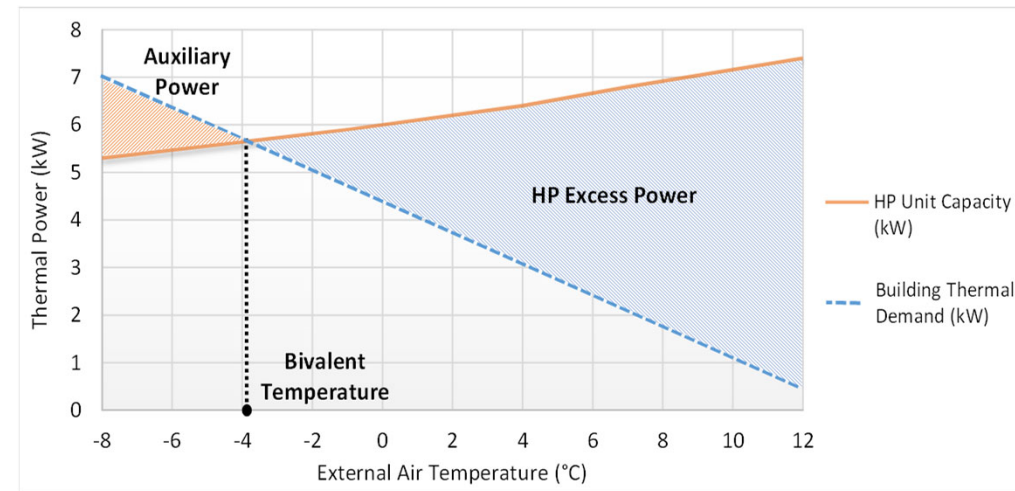


Funzionamento in Inverno

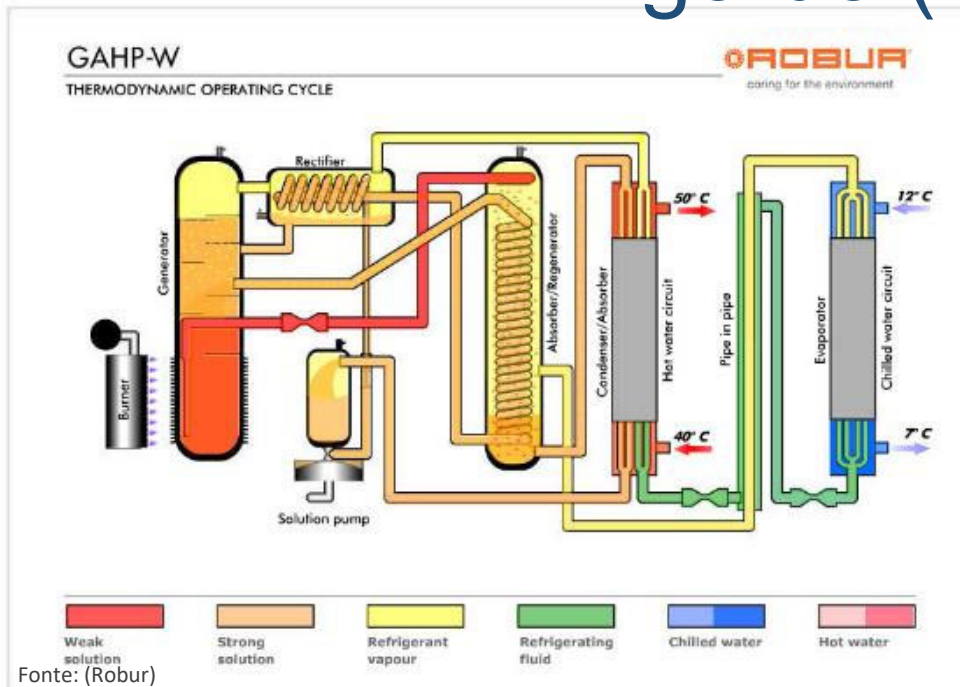


Funzionamento in Estate

Fonte: (Baxi)



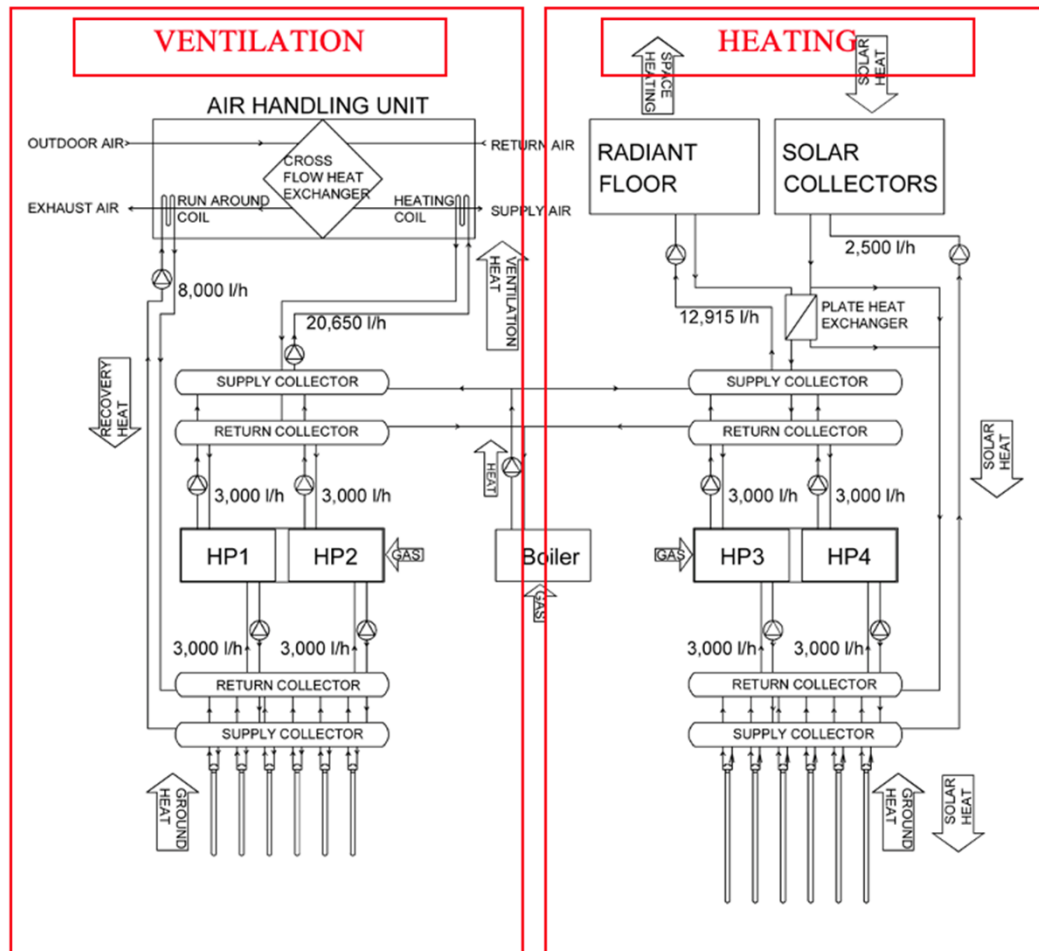
Sistemi multisorgente: il Polo scolastico di Agordo (BL)



di Padova

LAZZARIN R., NORO M., 2018, Lessons learned from long term monitoring of a multisource heat pump system, *Energy and Buildings*, 174, pp. 335-346, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.06.051>

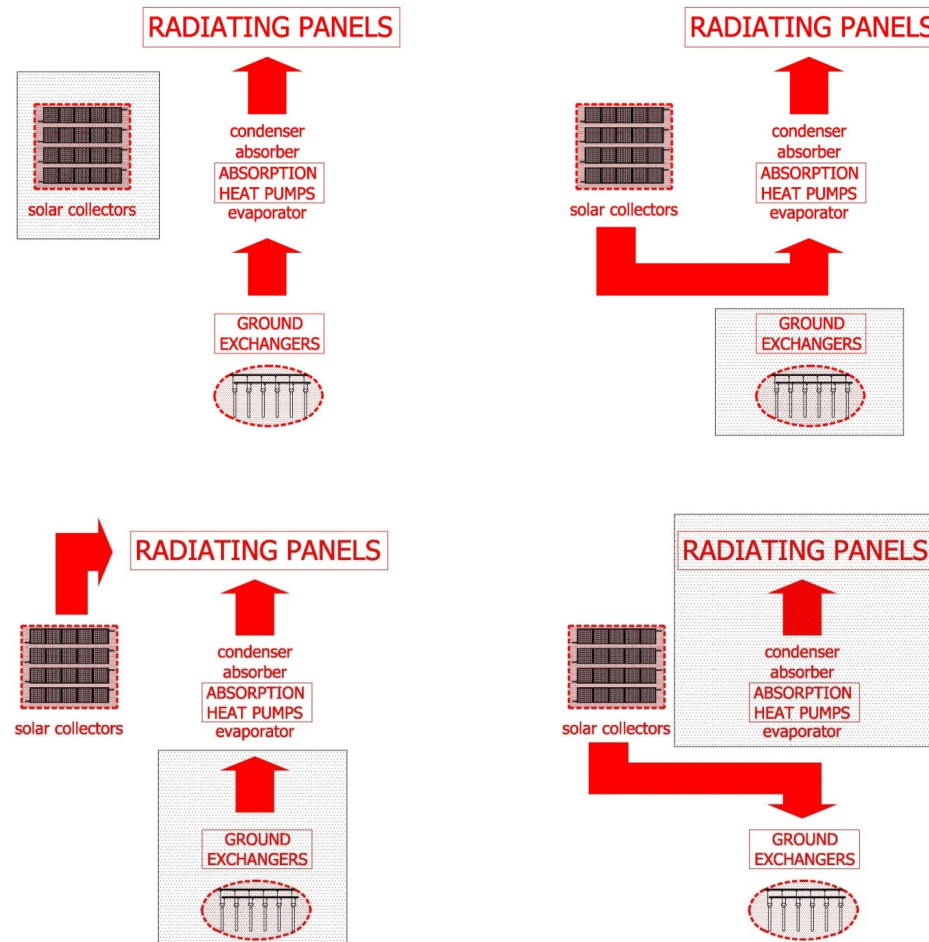
Sistemi multisorgente: il Polo scolastico di Agordo (BL)



Sistemi multisorgente: il Polo scolastico di Agordo (BL)

IMPIANTO SEZIONE RISCALDAMENTO

- Solare off → solare all' evaporatore
- Solare diretto → solare rigenera il terreno

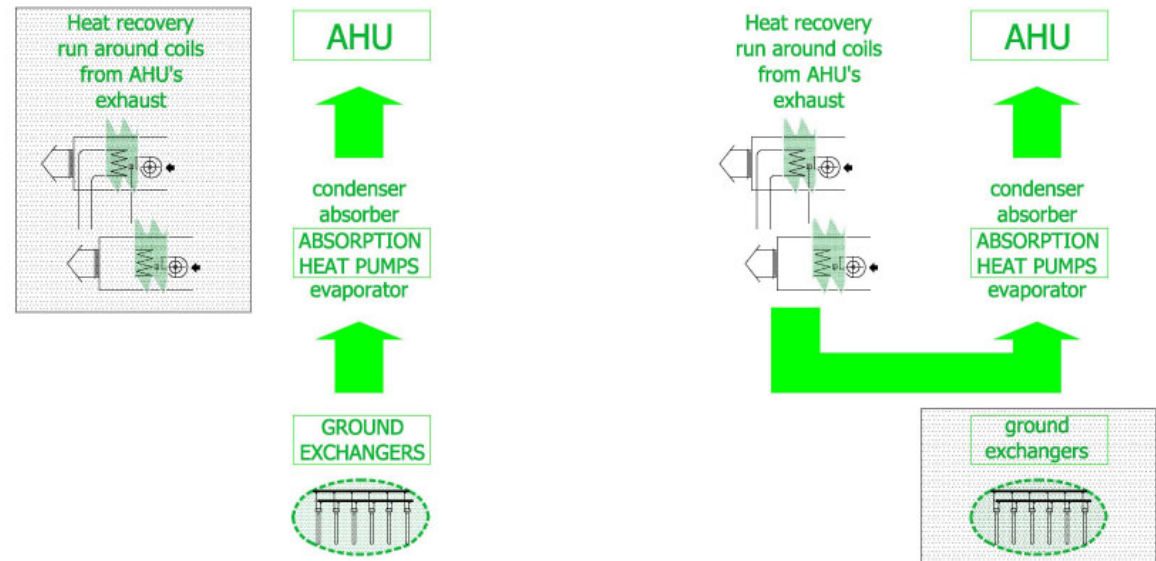


Sistemi multisorgente: il Polo scolastico di Agordo (BL)

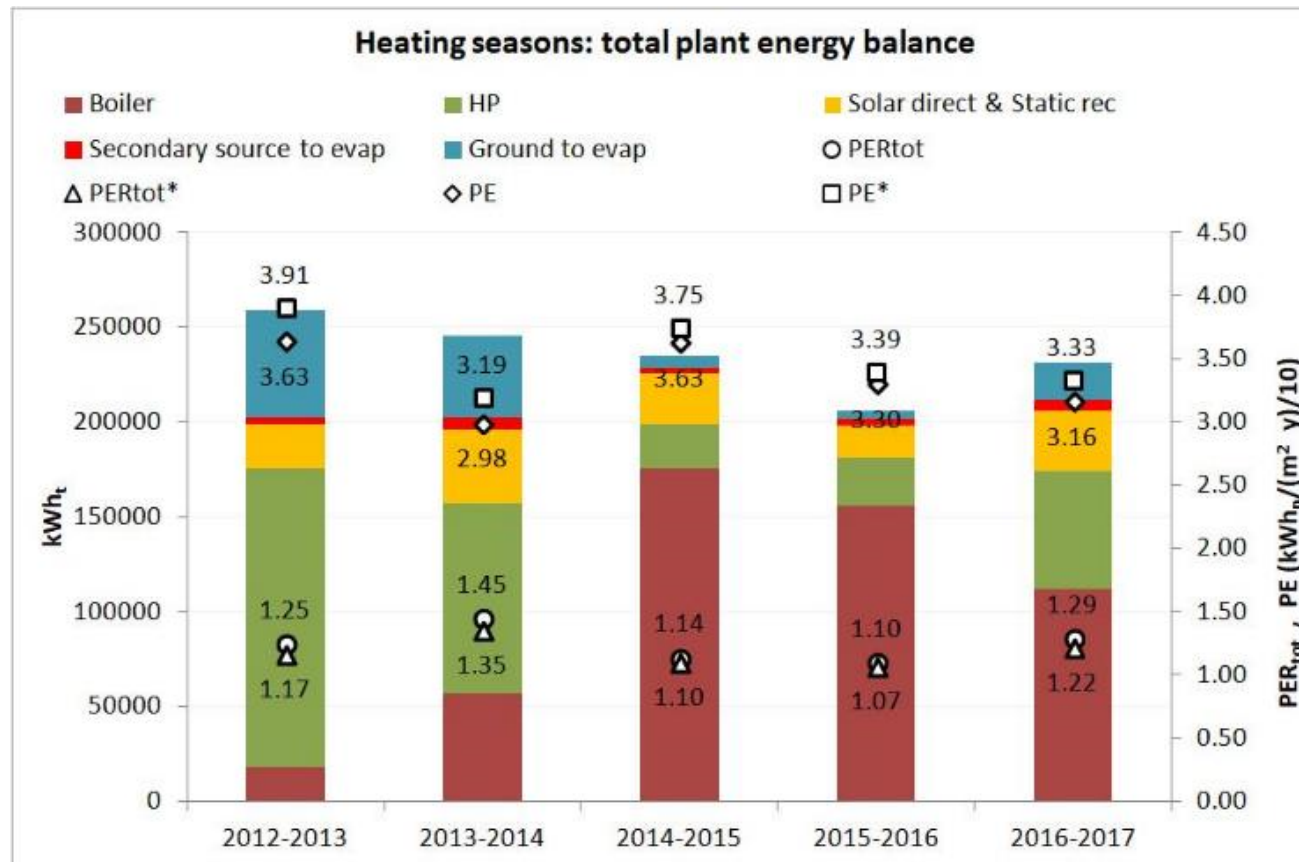
IMPIANTO SEZIONE VENTILAZIONE

Batterie accoppiate a valle dei recuperatori statici

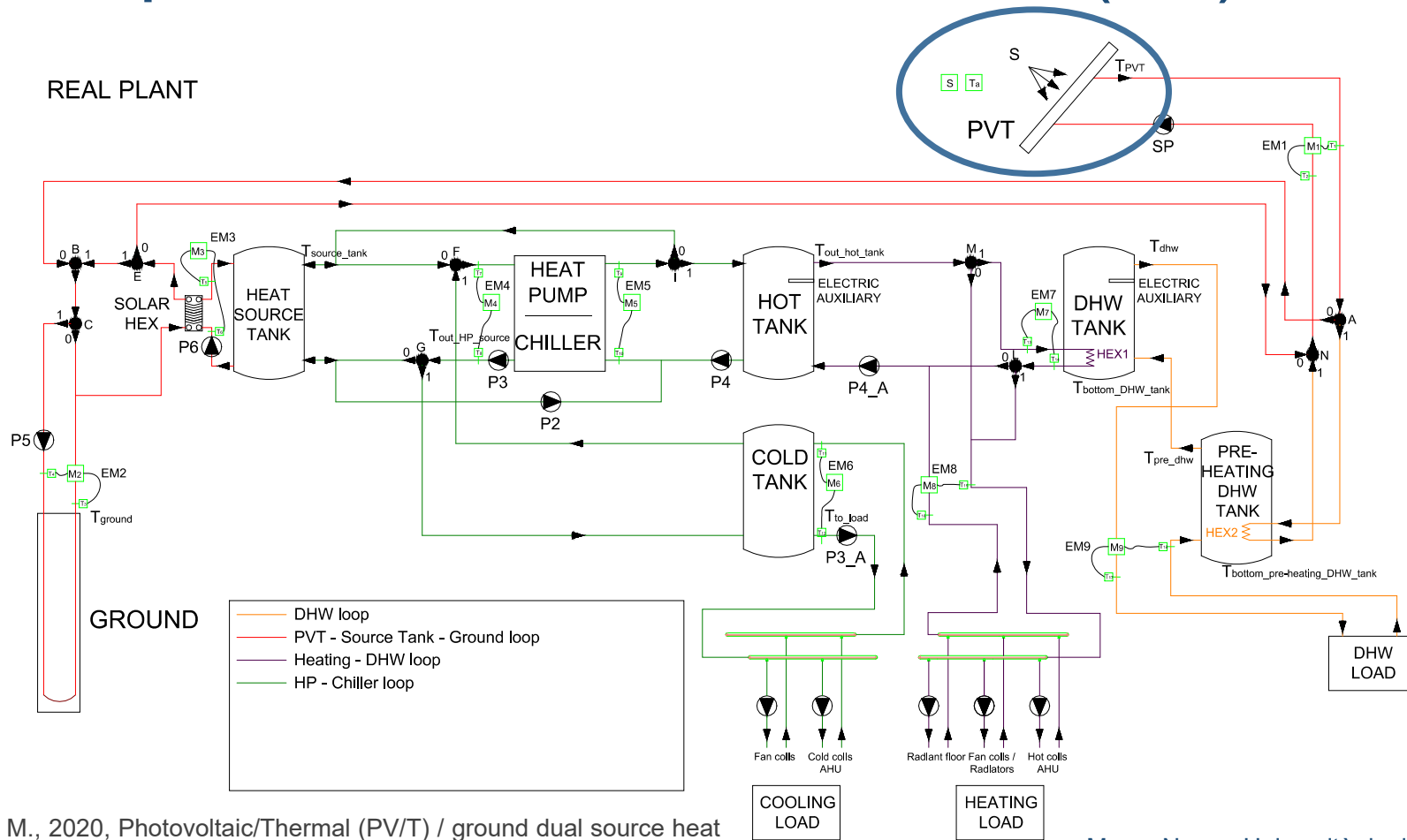
Efficienza dei recuperatori statici $\leq 50\%$ per evitare problemi di congelamento



Sistemi multisorgente: il Polo scolastico di Agordo (BL)



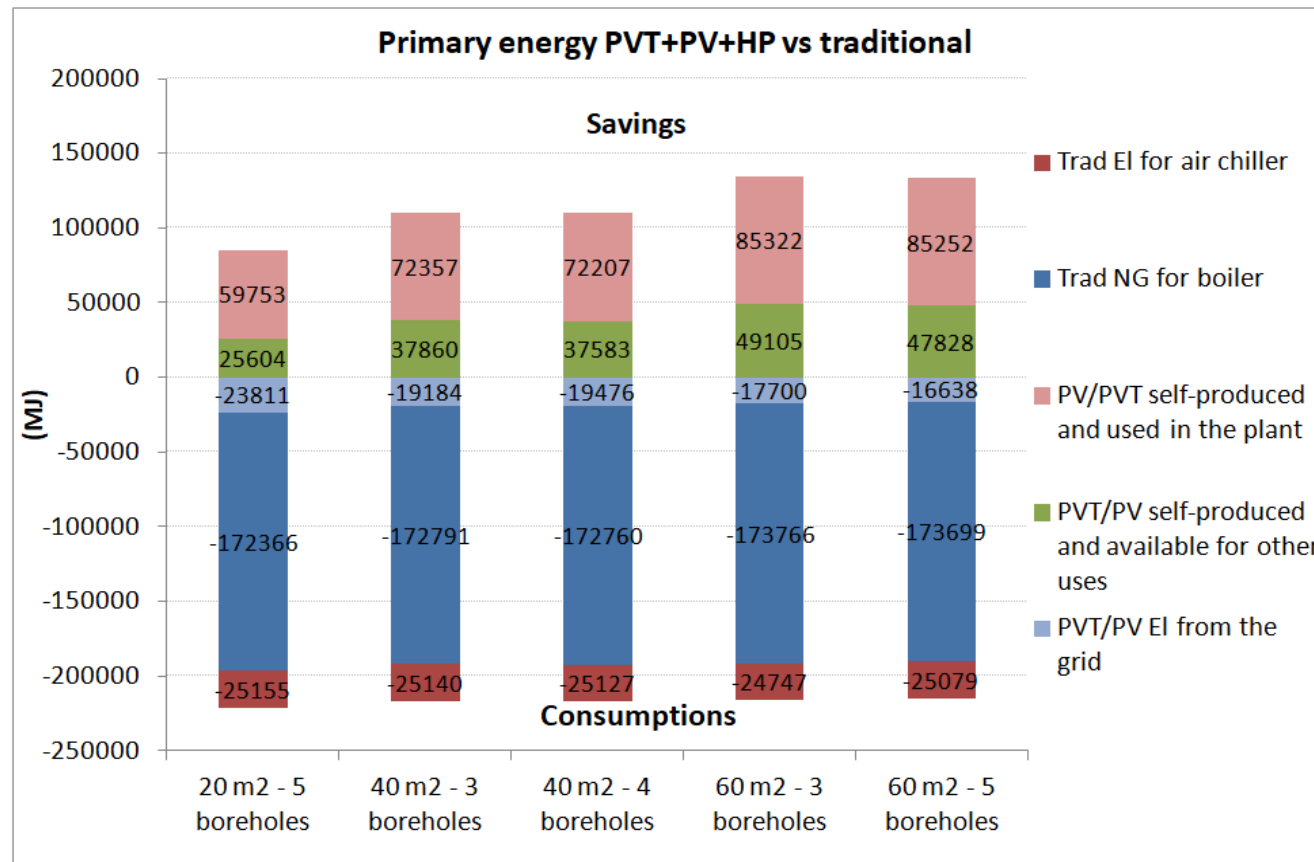
Sistemi multisorgente: retrofitting della palestra di Vellai di Feltre (BL)



LAZZARIN R., NORO M., 2020, Photovoltaic/Thermal (PV/T) / ground dual source heat pump: optimum energy and economic sizing based on performance analysis, Energy and Buildings, 211, 109800, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.109800>

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Sistemi multisorgente: retrofitting della palestra di Vellai di Feltre (BL)



Energy performance of PV/T modules: experimental and theoretical analysis

PhotoVoltaic/Thermal modules

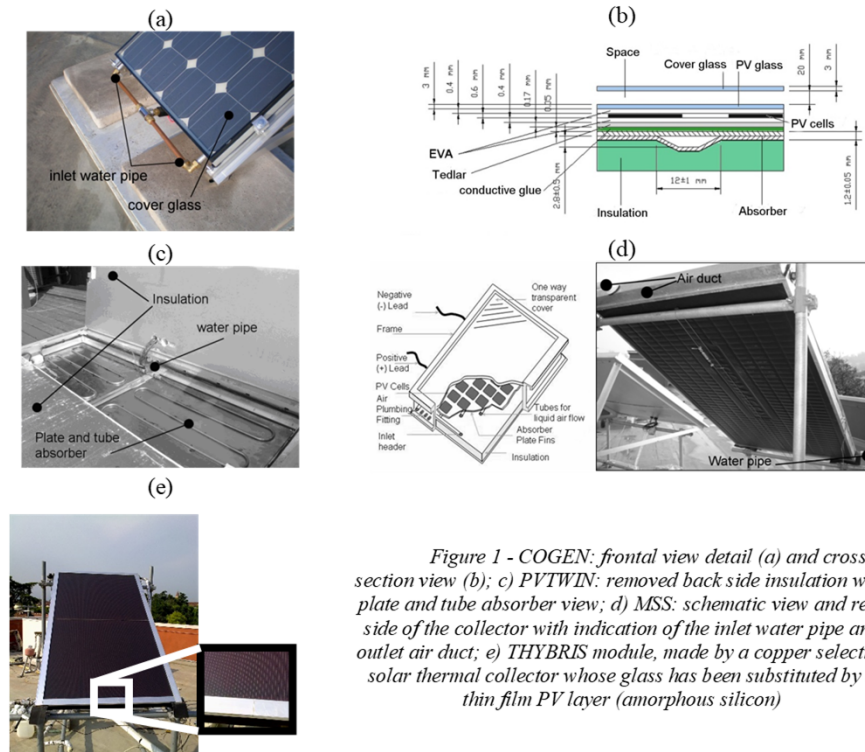
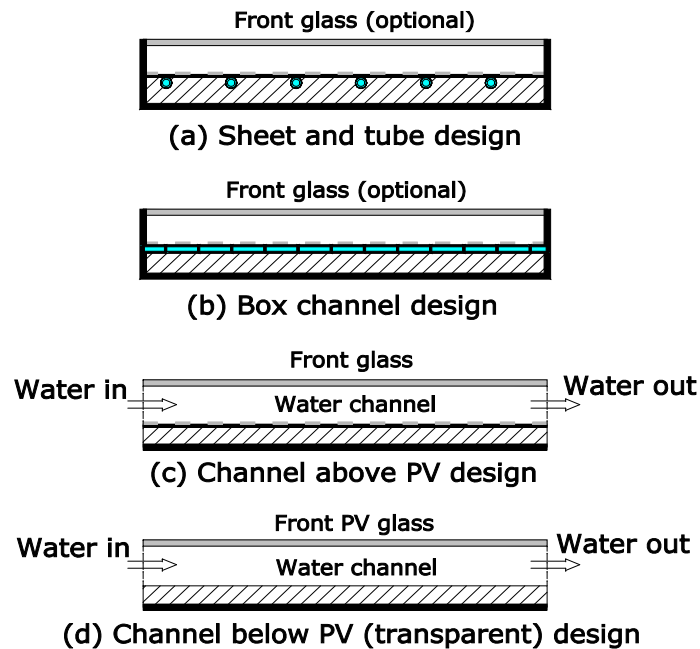


Figure 1 - COGEN: frontal view detail (a) and cross-section view (b); c) PVTWIN: removed back side insulation with plate and tube absorber view; d) MSS: schematic view and rear side of the collector with indication of the inlet water pipe and outlet air duct; e) THYBRIS module, made by a copper selective solar thermal collector whose glass has been substituted by a thin film PV layer (amorphous silicon)



Busato, F., Lazzarin, R., Noro, M. (2008), "Experimental analysis of photovoltaic cogeneration modules", International Journal of Low Carbon Technologies, 3(4), 221-244, <https://doi.org/10.1093/ijlct/3.4.221>.

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Energy performance of PV/T modules: experimental and theoretical analysis

At the Department of Industrial and Management Engineering (DTG) of the University of Padova in Vicenza, three collectors are set southward in a PV/T test rig with a tilt angle of 30° (as to get the maximum annual energy for a latitude of 45°).

Unglazed, liquid cooled PV/T:

MSS – Multi Solar System from Millennium Electric T.O.U. Ltd. (Israel)

HYBRIS – Syten (Italy)

Glazed, liquid cooled PV/T:

PVTWIN –PVTwin422 model from PVTWINS (The Netherlands)

COGEN –Ecosolar Engineering and DTG (Italy)

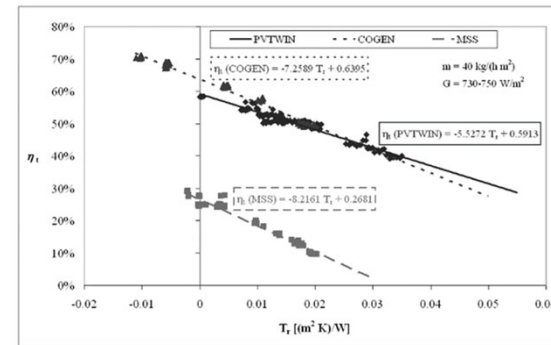


Marco Noro – Università degli Studi di Padova

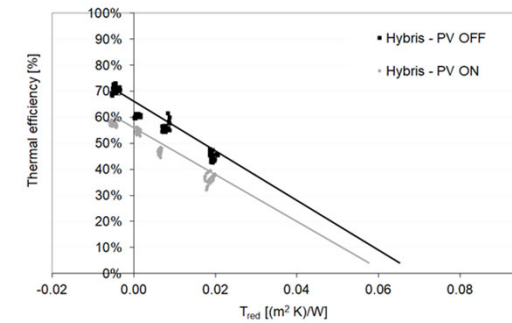
Energy performance of PV/T modules: experimental and theoretical analysis

Measurement results show that:

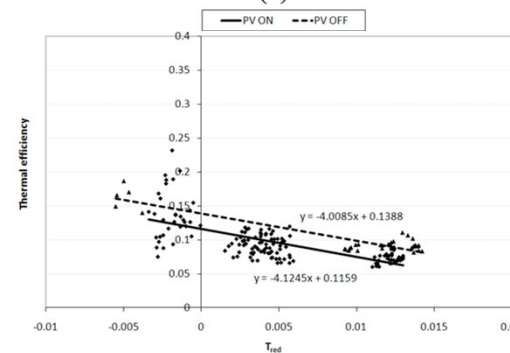
- with **glazed collectors**, when **global solar radiation is high** ($700\div 800 \text{ W/m}^2$) it is advisable to use **higher values of water mass flow rate**, in order to guarantee an appropriate cooling of the PV laminate thus limiting the negative influence of temperature increase on PV performance;
- with **unglazed collectors**, conversely, **lower mass flow rates are better** in order not to penalize too much thermal production;
- for the same reason, when **global solar radiation is lower** ($350\text{-}400 \text{ W/m}^2$), for **both glazed and unglazed technologies** it is advisable to use **lower mass flow rates**;



(a)



(b)



(c)

Figure 1 – Thermal efficiency of PVTWIN, COGEN, and MSS collectors (a), HYBRIS collector and THYBRIS collector (c)

Energy performance of PV/T modules: experimental and theoretical analysis

- **glazed collectors** have **thermal efficiencies higher and more constants** than unglazed varying the reduced temperature, that is increasing T_{out} ;
- **unglazed collectors** nevertheless have **higher electrical efficiencies**;
- **unglazed collectors** are preferable at **latitudes with high annual global solar radiation**, glazed at latitudes with low annual global solar radiation.

The experimental work carried on by the authors allowed to develop simulation models in Trnsys to evaluate the energy performance of heating and cooling PV/T systems coupled to both electric and thermal absorption heat pump chillers.

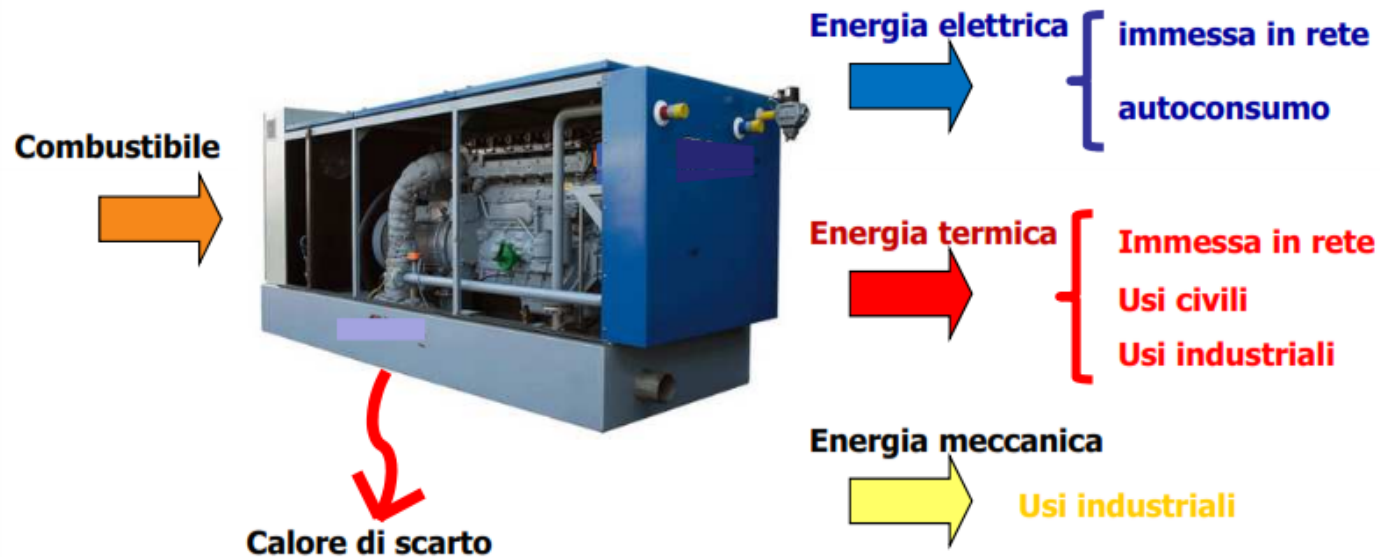
The use of the suitable type of PV/T (glazed or unglazed) in dual source heat pump systems can offer a technical solution really suitable for new and refurbished nearly zero energy buildings (nZEB).

Cogenerazione

Cogenerazione ad Alto Rendimento: DM 04/08/2011

Cosa si intende per cogenerazione (CHP)

La contestuale produzione di energia elettrica, termica ed eventualmente meccanica



Cogenerazione

PES = Primary Energy Saving

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \cdot 100$$

dove:

$$CHP H\eta = \frac{H_{chp}}{F_{chp}}$$

Ref $H\eta$ = Rendimento per la produzione separata di calore (All. V DM 05/09/2011)

$$CHP E\eta = \frac{E_{chp}}{F_{chp}}$$

Ref $E\eta$ = Rendimento per la produzione separata di calore (All. IV, VI e VII DM 05/09/2011)

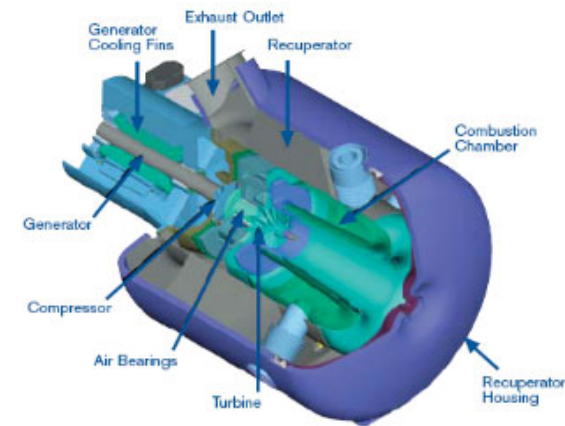
Cogenerazione

Motori alternativi a c.i.



Motori alternativi
a combustione
interna

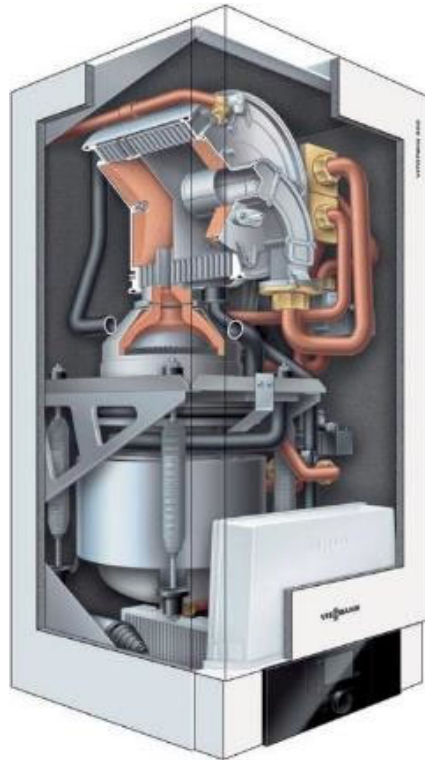
Microturbine a
gas



Studi di Padova

Cogenerazione

Stirling engines BAXI (gas)



Fonte: (BAXI)

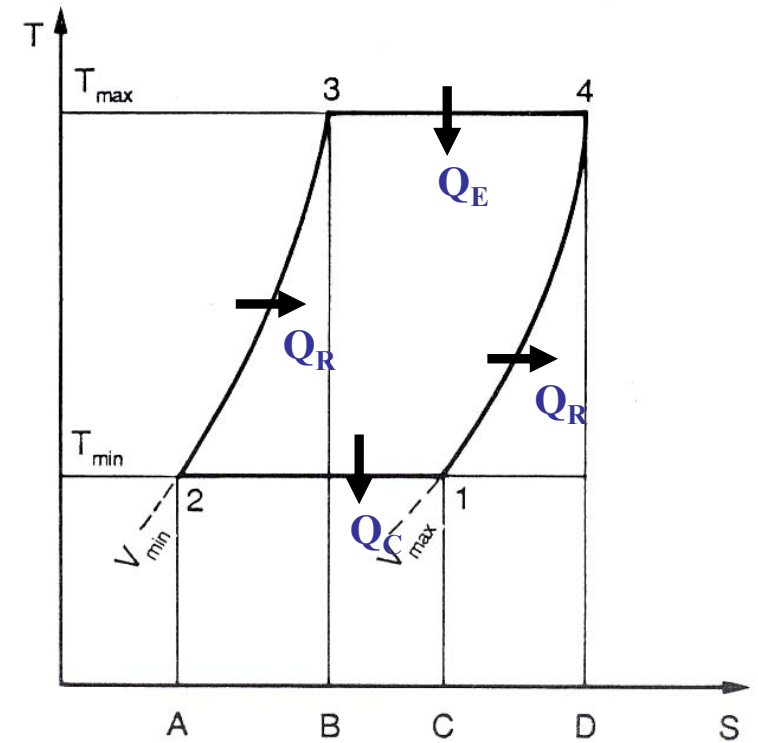
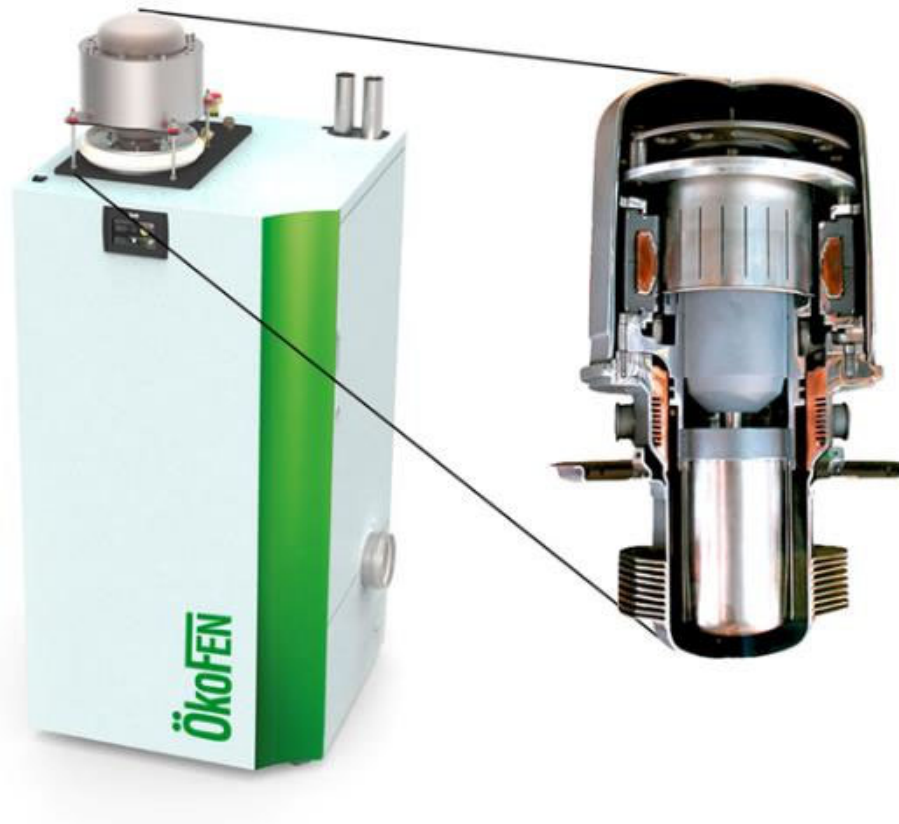


Outputs:

- 1 kW electricity (15% efficiency)
- 6 kW heat (80% efficiency)
- 6 – 20 kW additional heating (98% eff.)

Cogenerazione

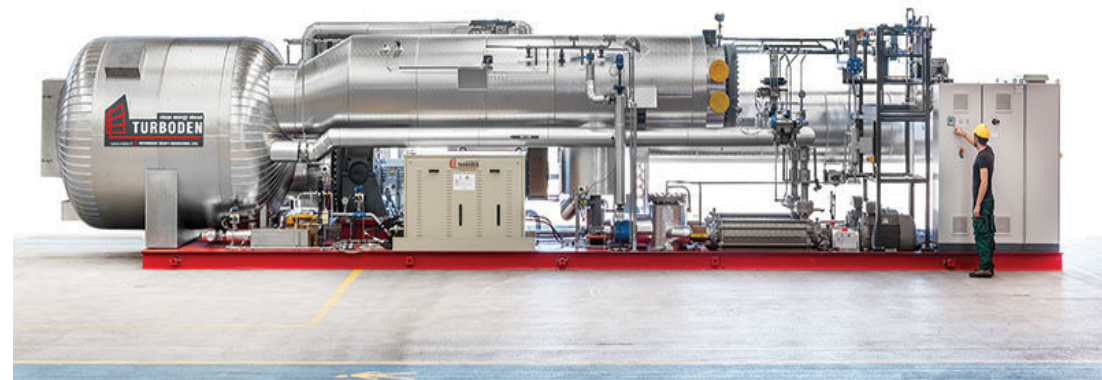
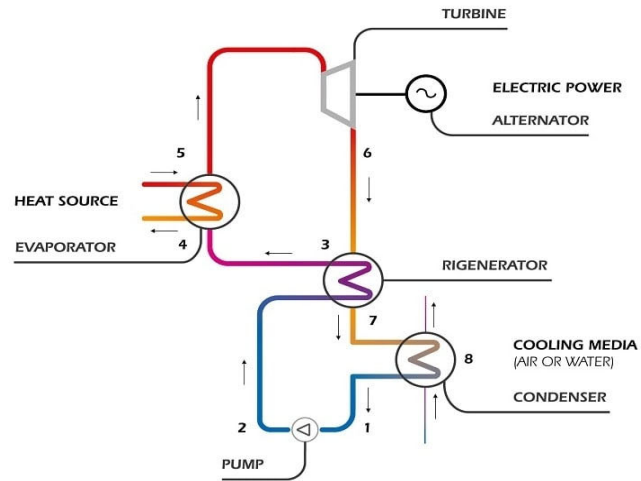
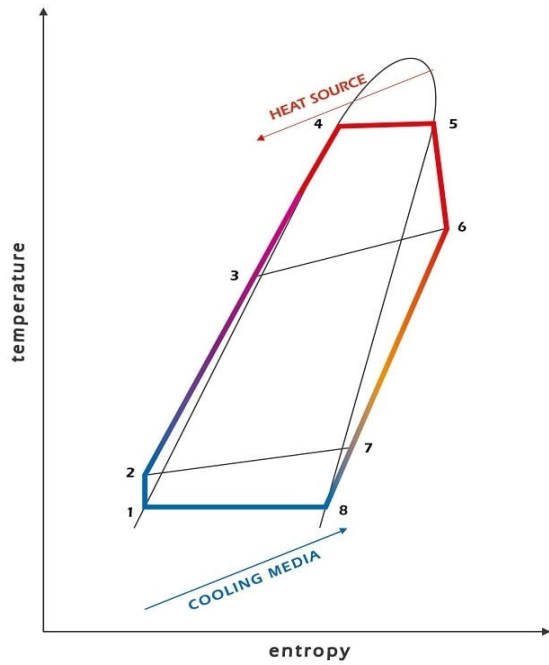
Stirling engines OkoFen (pellet)



$$\eta = \frac{Q_E + Q_C}{Q_E} = \frac{RT_3 \ln \frac{v_4}{v_3} + RT_1 \ln \frac{v_2}{v_1}}{RT_3 \ln \frac{v_4}{v_3}} = 1 - \frac{T_1}{T_3}$$

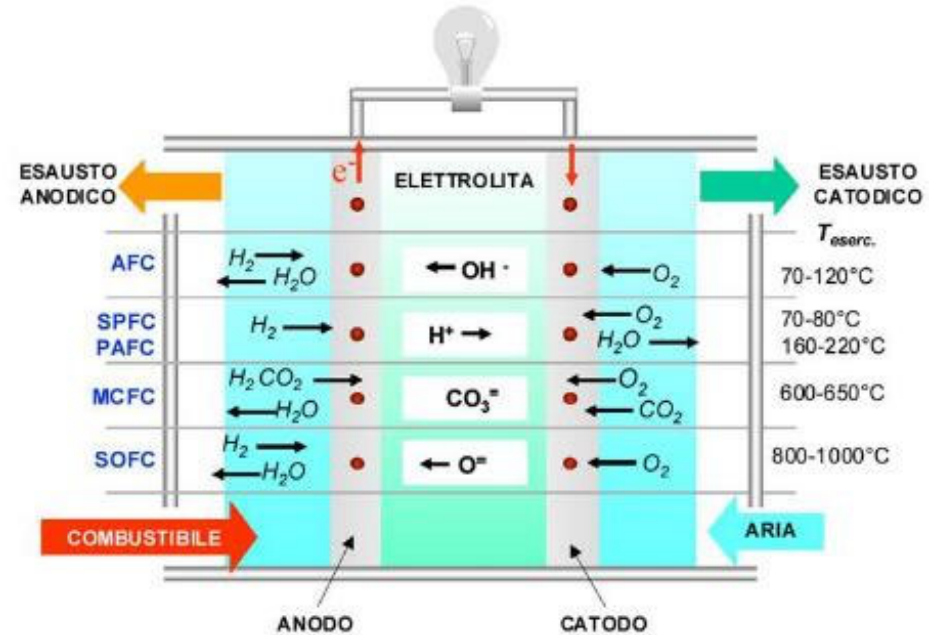
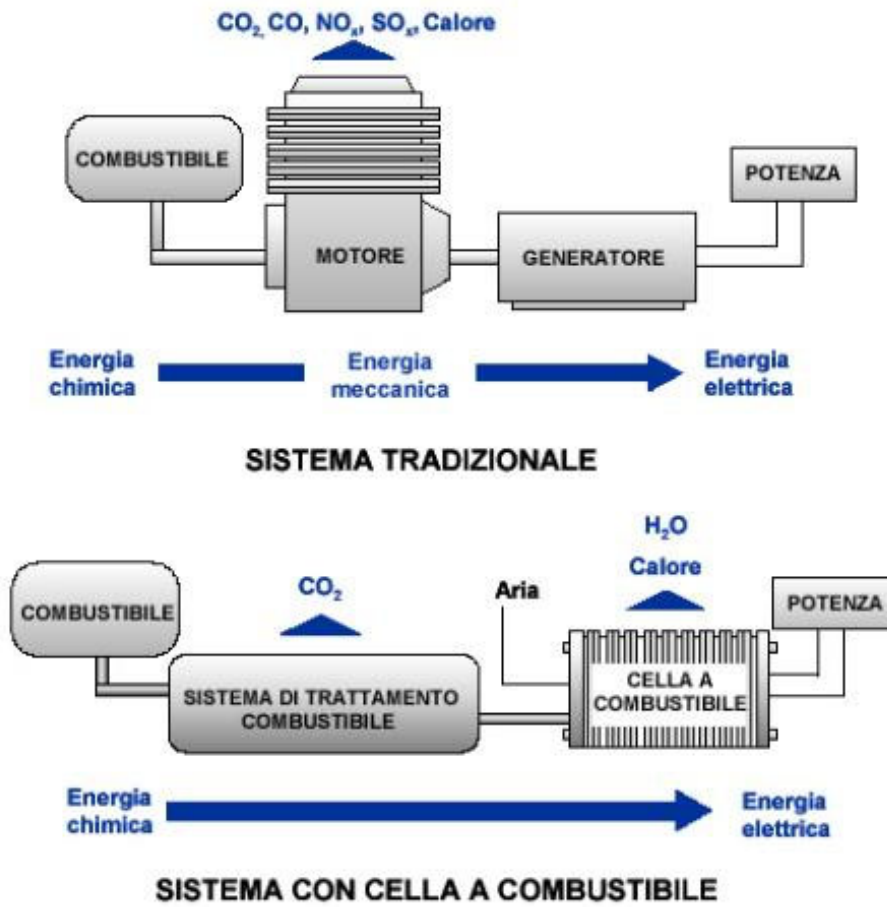
Cogenerazione

Cicli ORC

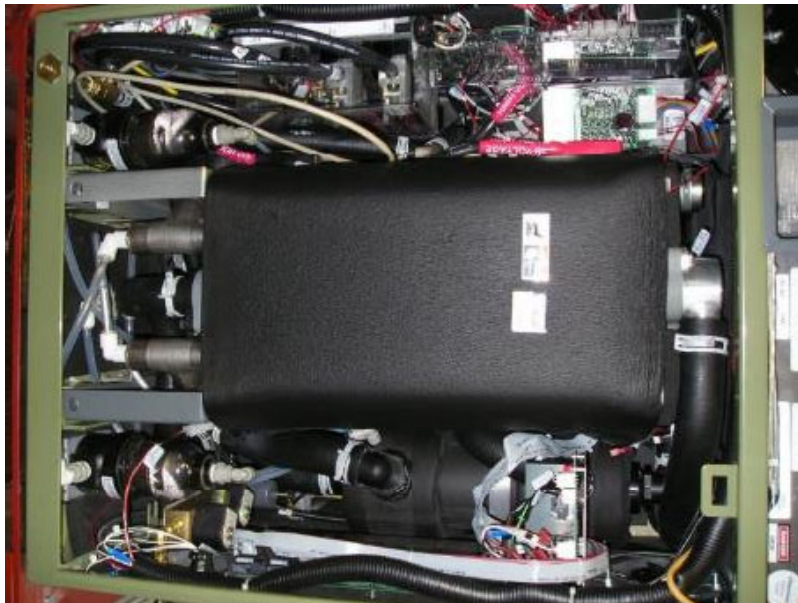
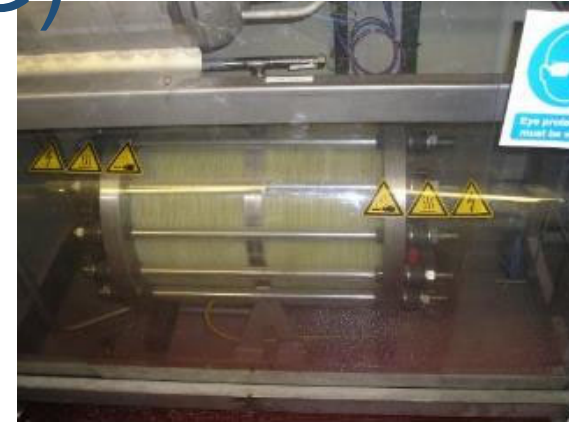


Cogenerazione

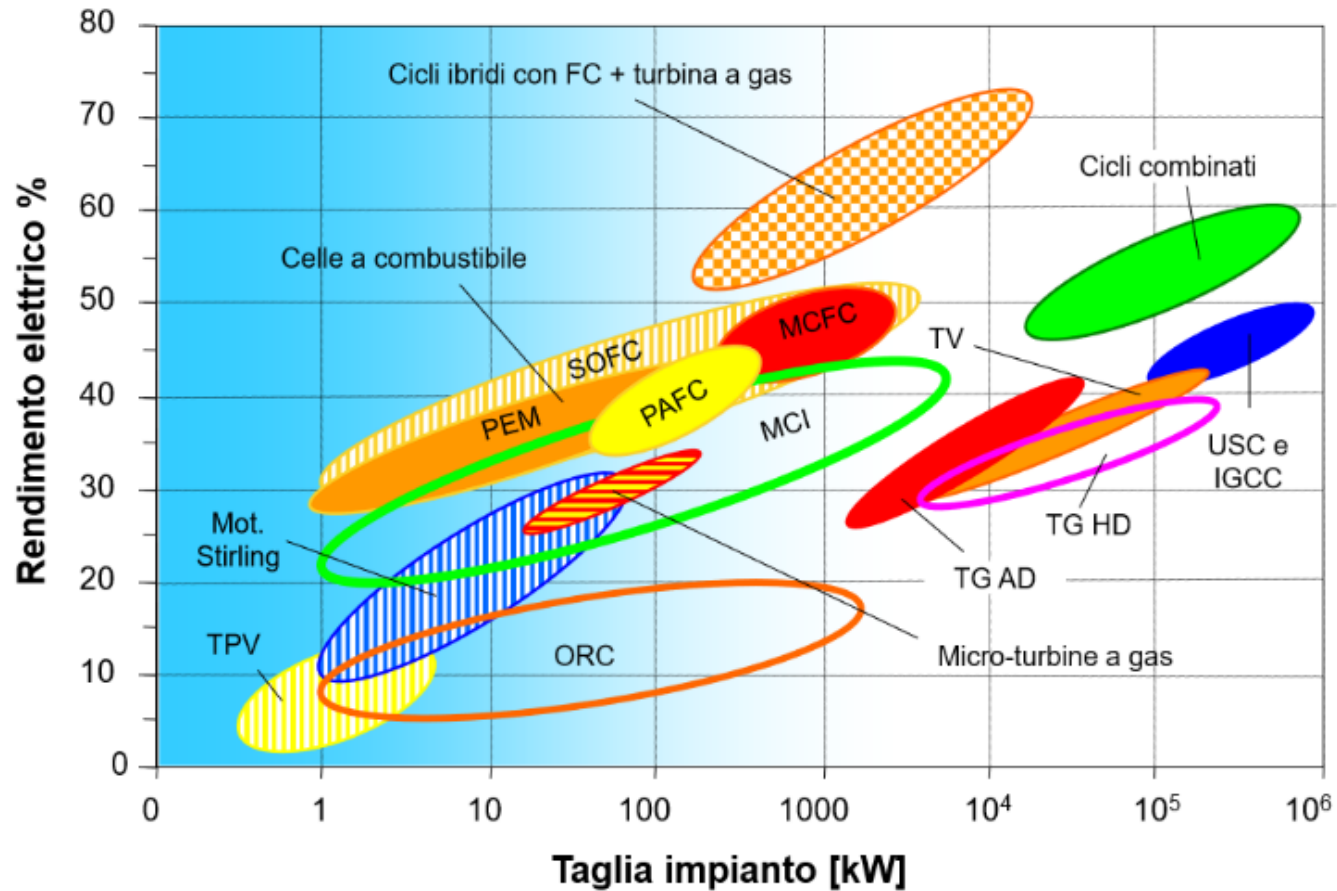
Celle a combustibile: confronto con le tecnologie tradizionali



Cogenerazione, rinnovabili ed accumulo in gas (PTH, PTG)



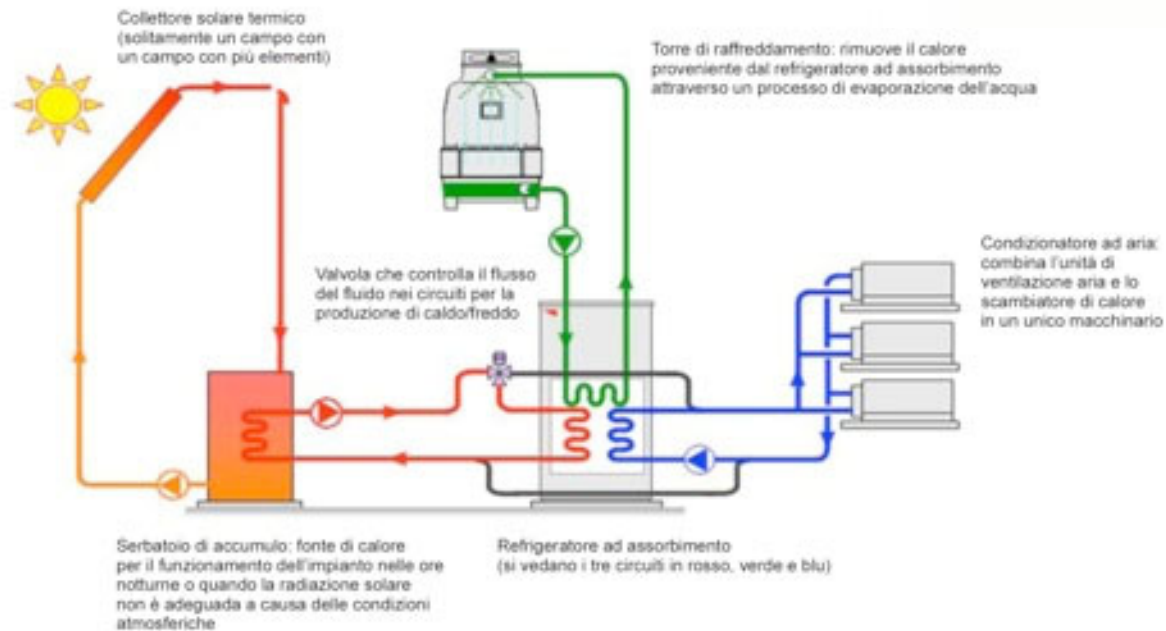
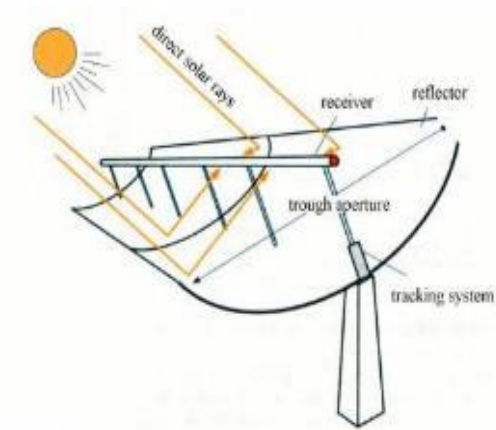
Cogenerazione



Fonte: Spina, 2012

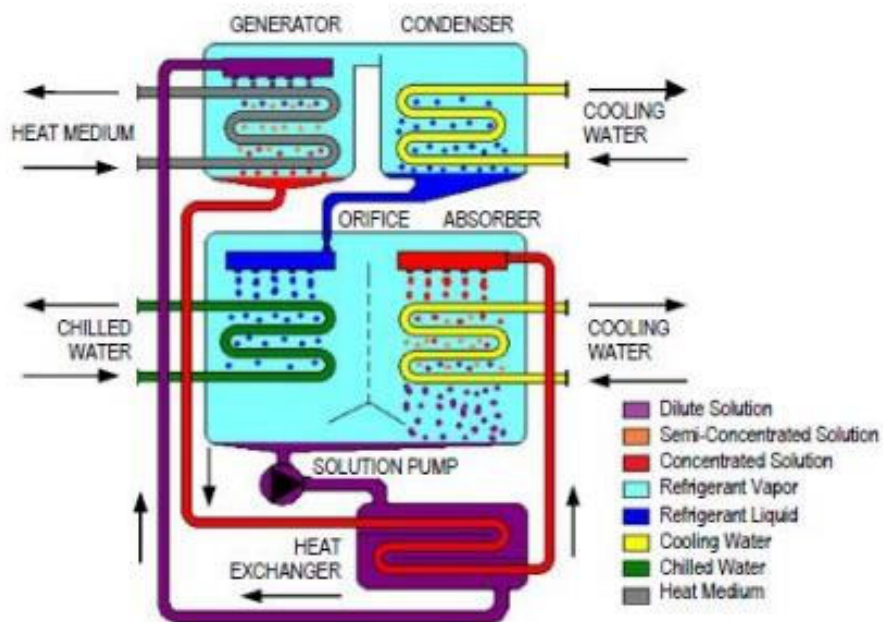
Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Solar heating/cooling



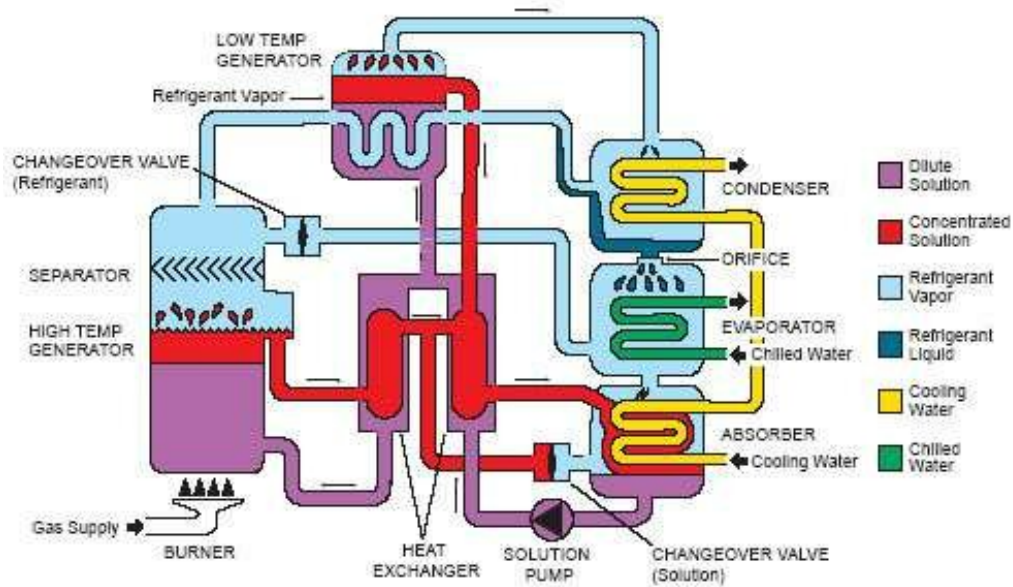
Sistemi di climatizzazione ad assorbimento e ad adsorbimento

Chiller / pompe di calore ad assorbimento (a semplice effetto)

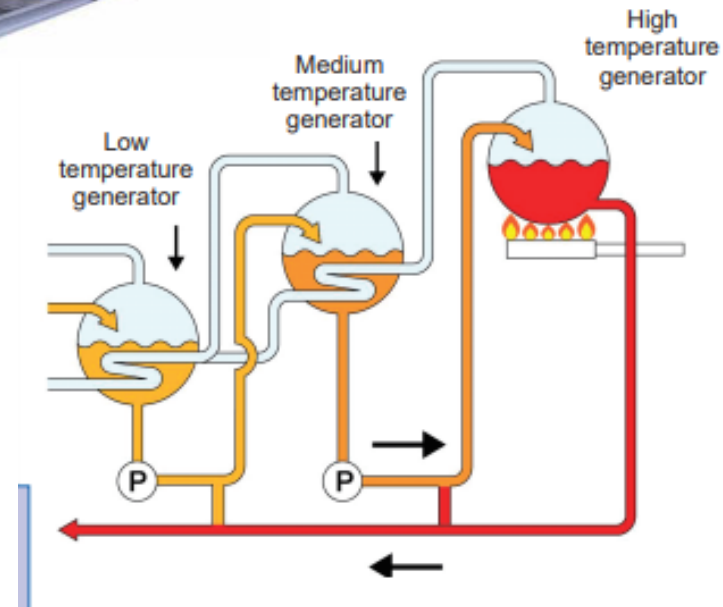


Sistemi di climatizzazione ad assorbimento e ad adsorbimento

Chiller ad assorbimento a doppio effetto

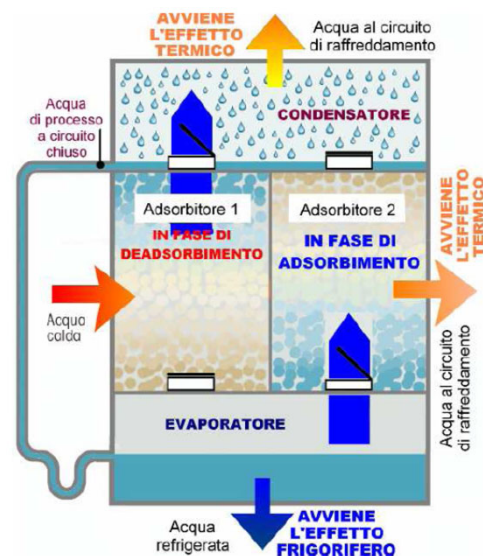


Chiller ad assorbimento a triplo effetto

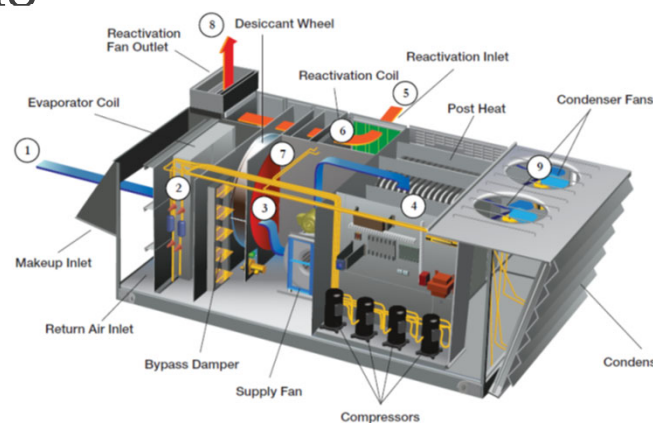


Sistemi di climatizzazione ad assorbimento e ad adsorbimento

Chiller / pompe di calore ad adsorbimento

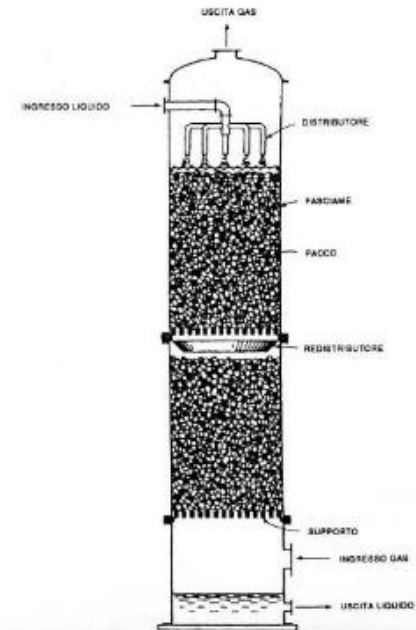
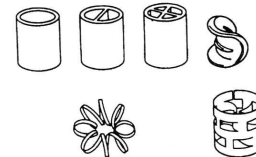
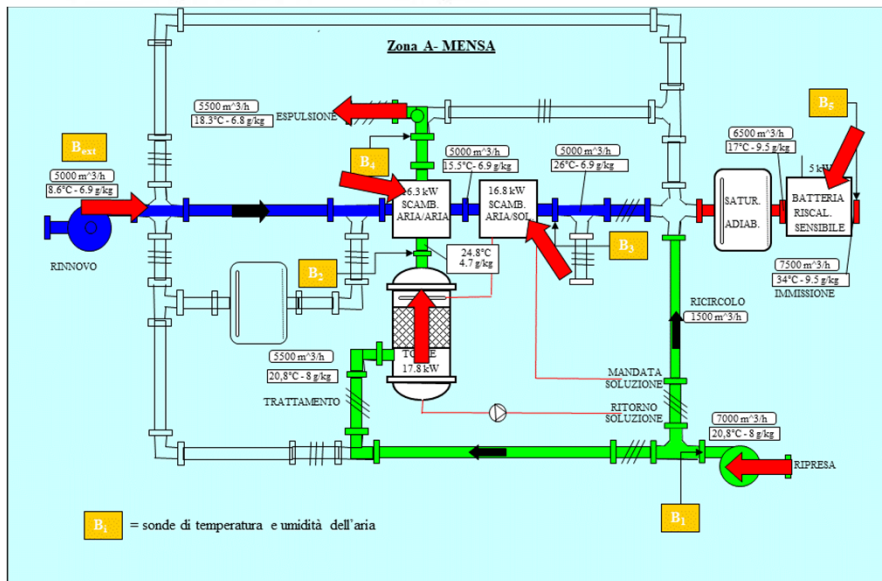
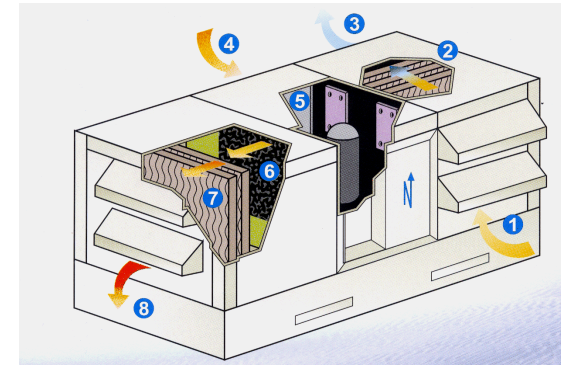
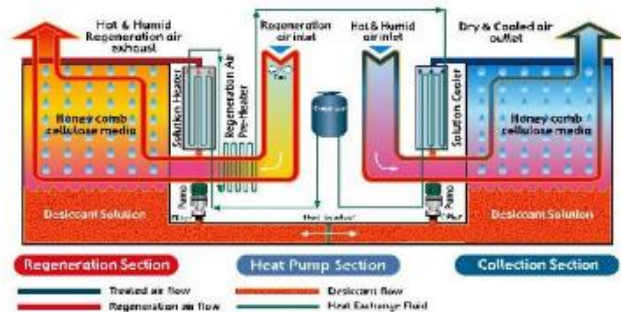


Sistemi di raffreddamento a ciclo aperto con sostanze deumidificanti solide

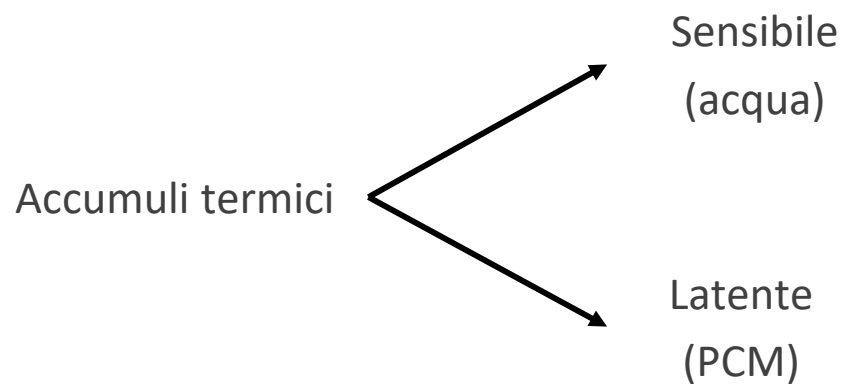
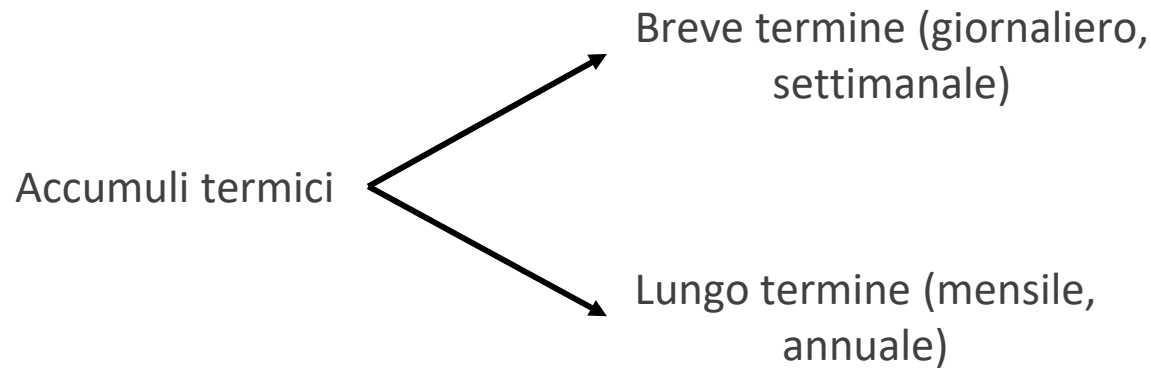


Sistemi di climatizzazione ad assorbimento e ad adsorbimento

Sistemi di raffreddamento a ciclo aperto con sostanze deumidificanti liquide



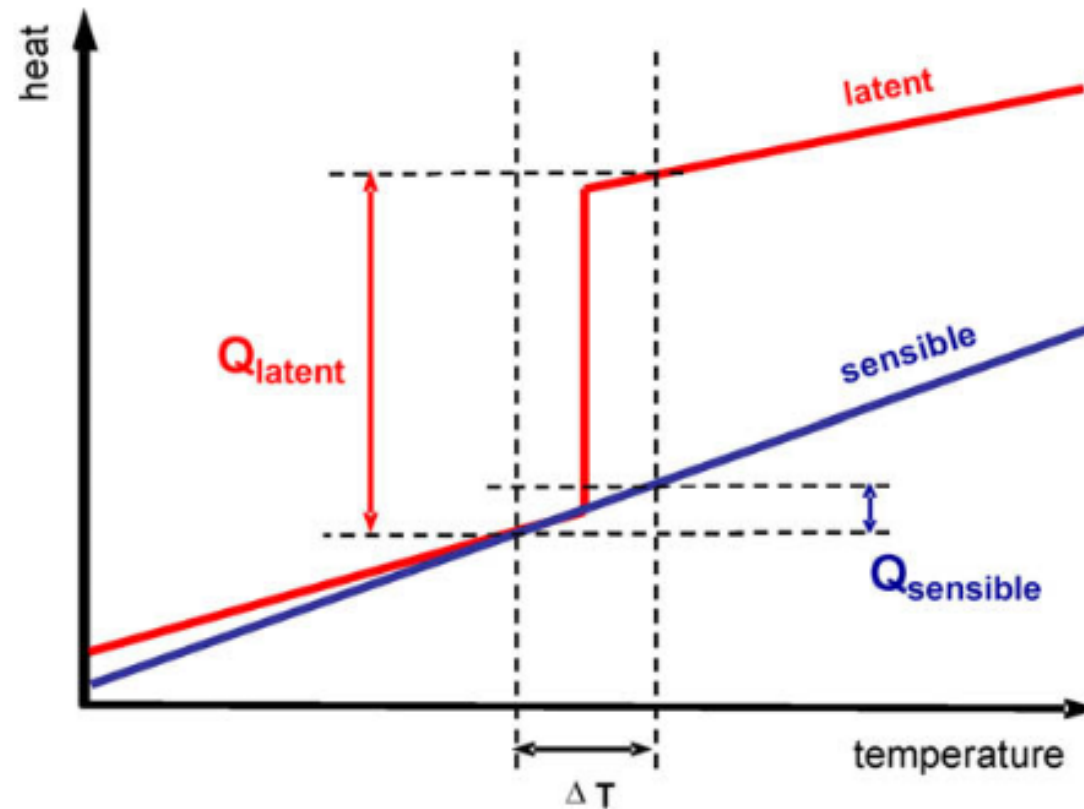
Accumuli termici



$$Q = \int_{T_i}^{T_f} m * c_p * \Delta T$$

$$Q = \int_{T_i}^{T_m} m * C_p * \Delta T + m * a_m * \Delta h_m + \int_{T_m}^{T_f} m * C_p * \Delta T$$

Accumuli termici con PCM



Fonte: (Helm et al., Solar heating and cooling system with absorption chiller and low temperature latent heat storage: Energetic performance and operational experience, Int J Refr 32 (2009) 596–606)

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Accumuli termici con PCM



PARAFFINE

In polvere
contenute in capsule



SALI

in polvere



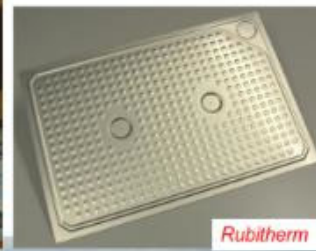
EPS



GlassX



EPS

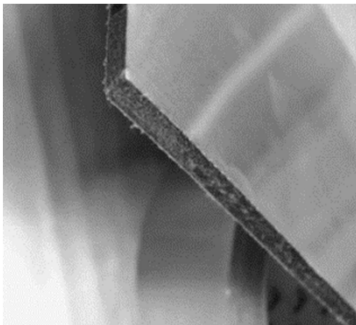


Rubitherm

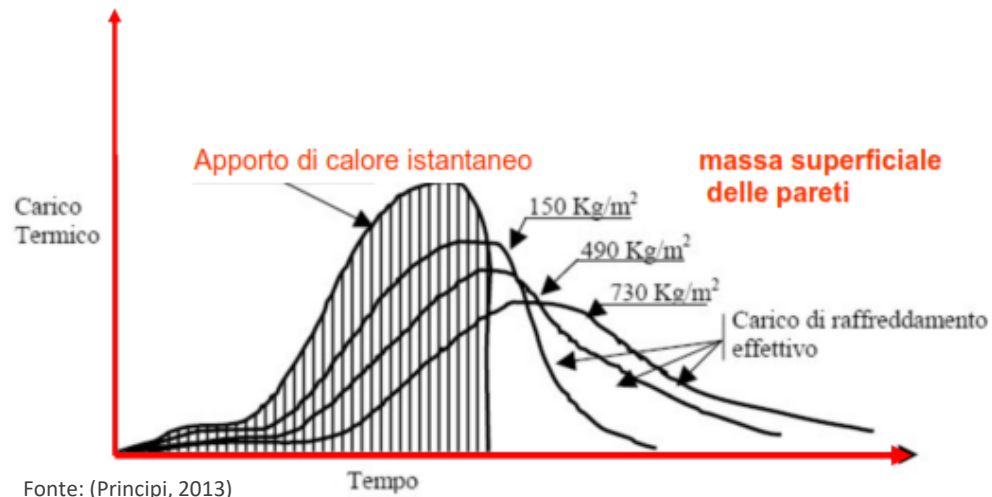
Fonte: (Principi, 2013)
Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Accumuli termici con PCM

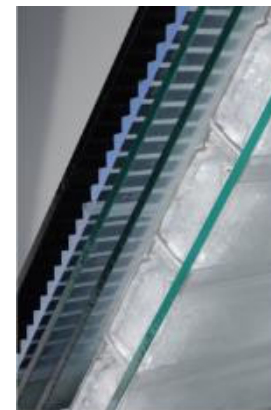
Elementi nell'edilizia



Fonte: Soares et al., Review of passive PCM latent heat thermal energy storage systems towards buildings' energy efficiency, En Build 59 (2013) 82-103



Fonte: (Principi, 2013)



Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Accumuli termici con PCM

Accumuli negli impianti HVAC



Vantaggi:

- Minore volume dell'accumulo
- Minor numero di cicli di on-off caldaia o chiller

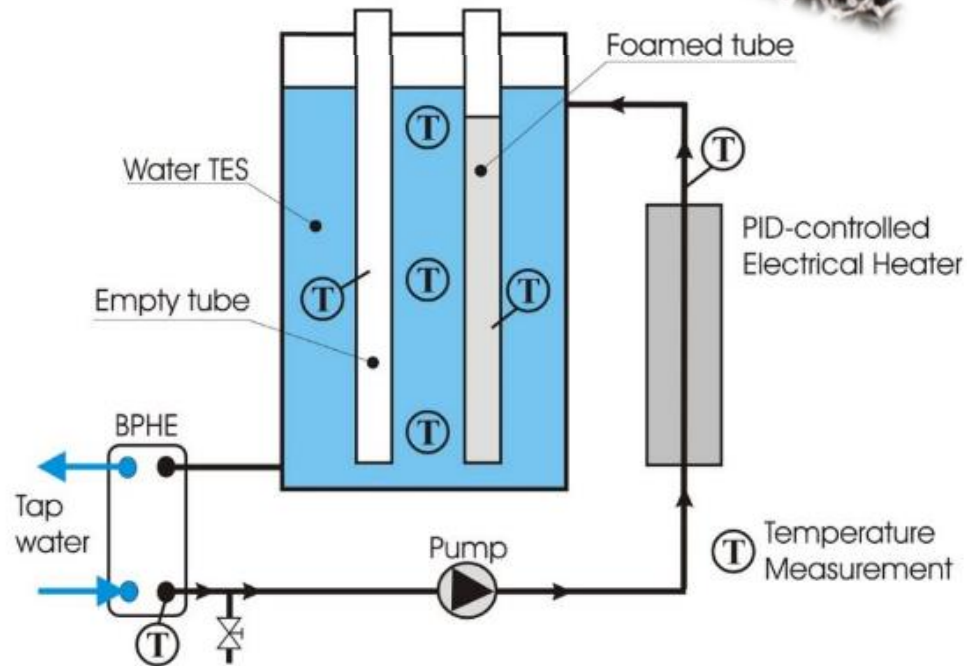
Svantaggi:

- Maggior costo
- Bassa conduttività termica del PCM → bassa potenza dell'accumulo

Accumuli termici con PCM incentivati

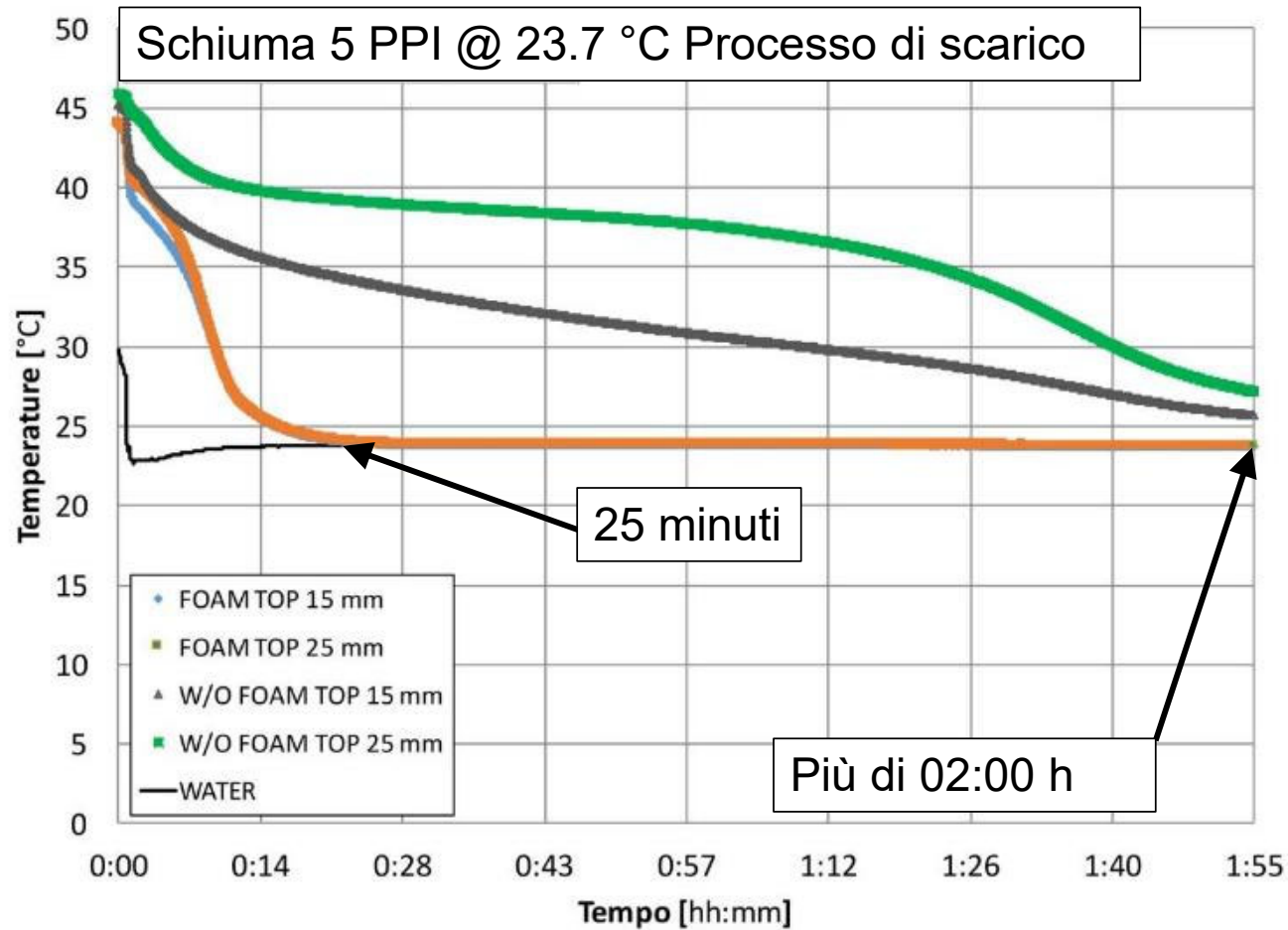


RIGHETTI G., LAZZARIN R., NORO M., MANCIN S., 2019, Phase Change Materials embedded in porous matrices for hybrid thermal energy storages: Experimental results and modelling, *International Journal of Refrigeration*, 106, pp. 266-277, <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2019.06.018>



Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Accumuli termici con PCM incentivati



Vuoto di volume generato durante la solidificazione

Accumuli termici con PCM incentivati in impianti di solar heating/cooling

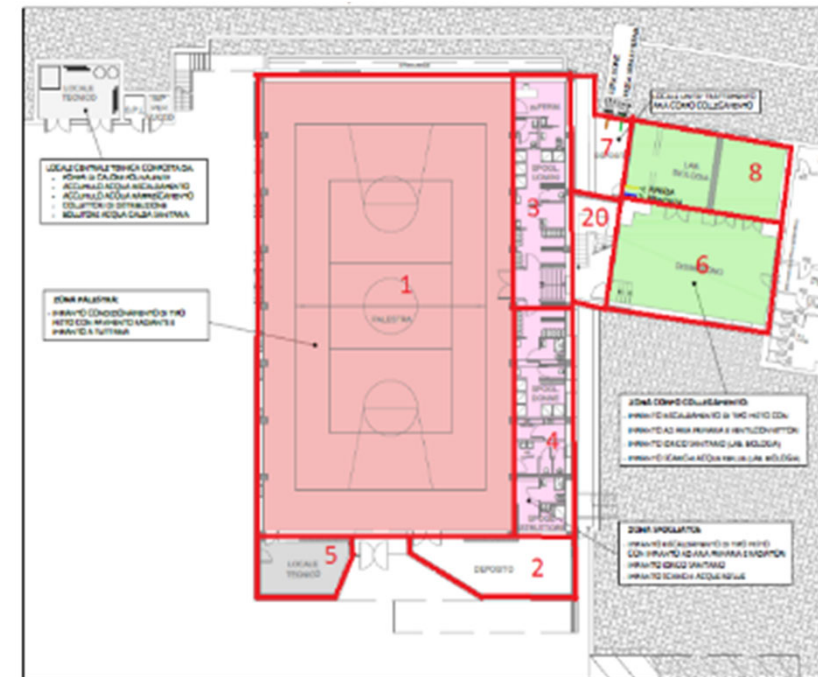
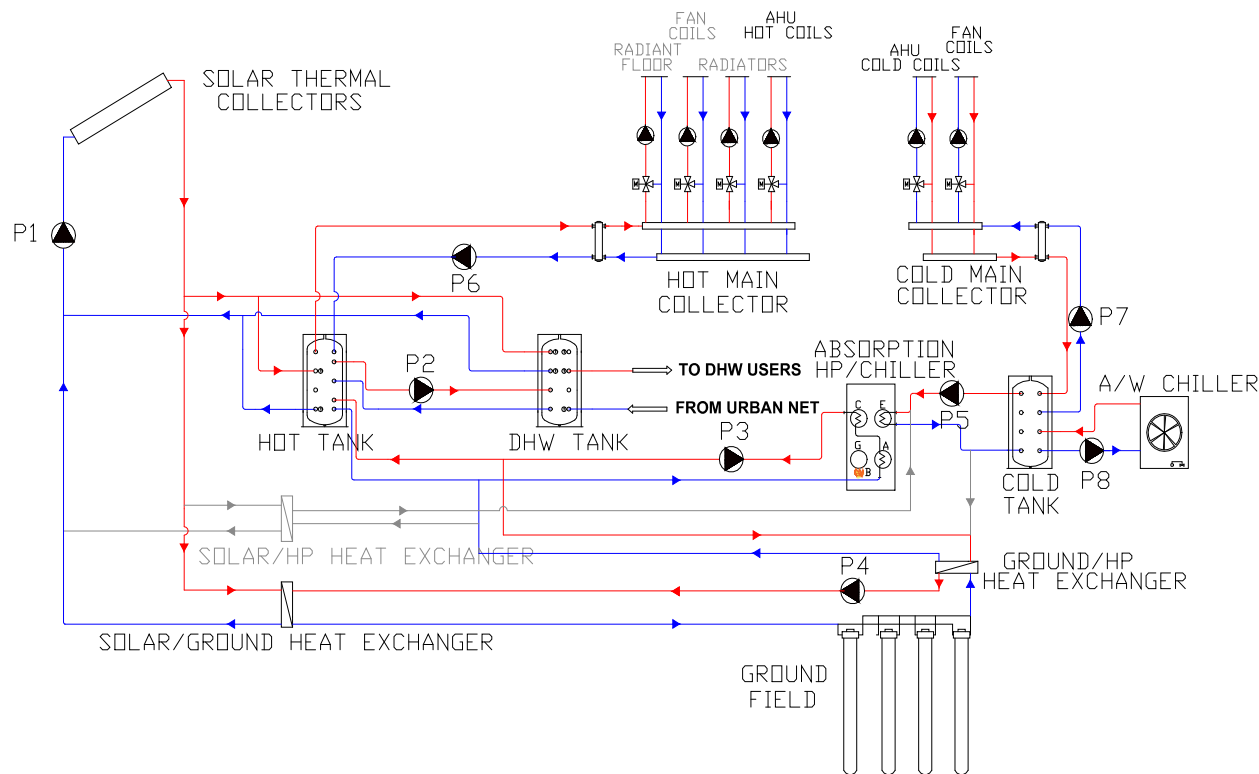
CASE STUDY: Impianto di solar heating / cooling, edificio F-92 presso il Centro Ricerche ENEA CASACCIA (Roma)



NORO M., LAZZARIN R., BUSATO F., 2014, Solar cooling and heating plants: an energy and economic analysis of liquid sensible vs phase change material (PCM) heat storage, *International Journal of Refrigeration*, 39, pp. 104-116, <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2013.07.022>

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Accumuli termici con PCM incentivati in impianti di solar heating/cooling



LAZZARIN R., NORO M., RIGHETTI G., MANCIN S., 2019, Application of Hybrid PCM Thermal Energy Storages with and without AI Foams in Solar Heating/Cooling and Ground Source Absorption Heat Pump Plant: An Energy and Economic Analysis, *Applied Sciences*, 9(5), 1007, <https://doi.org/10.3390/app9051007>

Hydrogen and energy vectors for future efficient buildings

Idrogeno: le ragioni

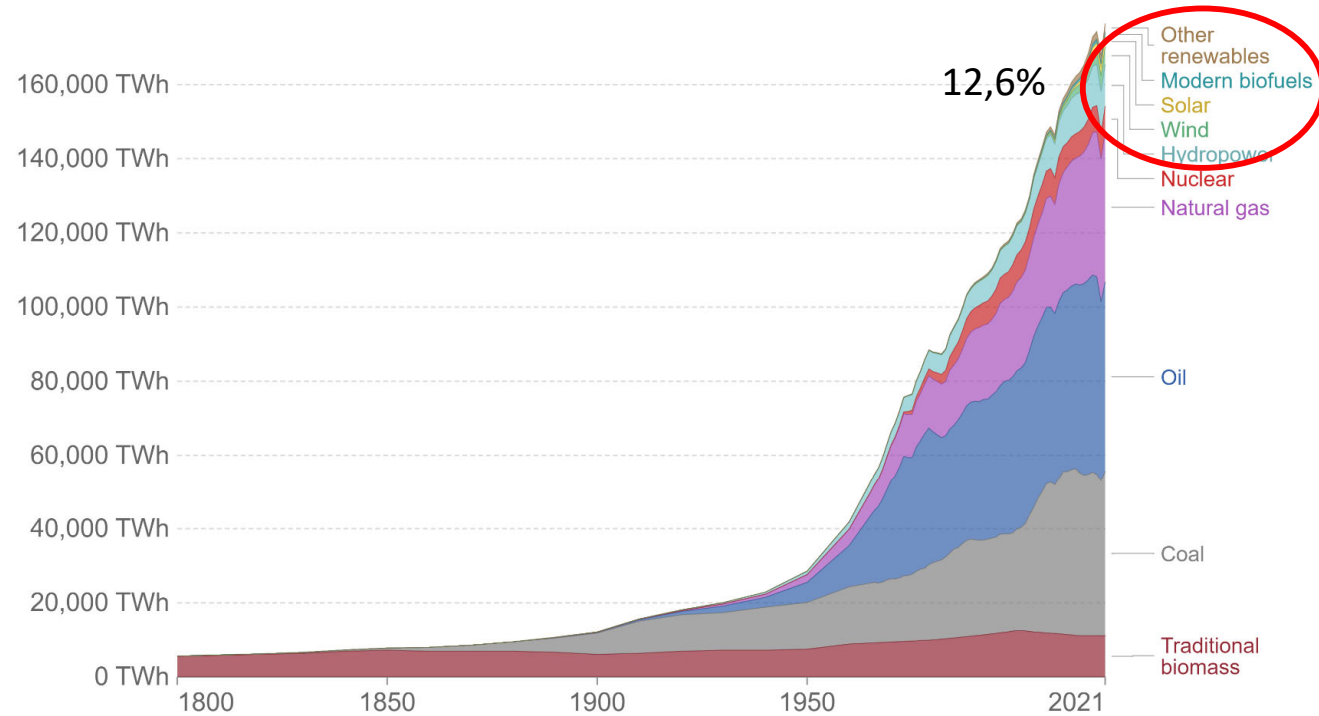
Crescita e modificazione nel tempo del consumo di energia

1 TWh = 3600 TJ = 86 ktep

Global primary energy consumption by source

Primary energy is calculated based on the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies in fossil fuel production by converting non-fossil energy into the energy inputs required if they had the same conversion losses as fossil fuels.

Our World in Data



Fonte: Our World in Data

Source: Our World in Data based on Vaclav Smil (2017) and BP Statistical Review of World Energy

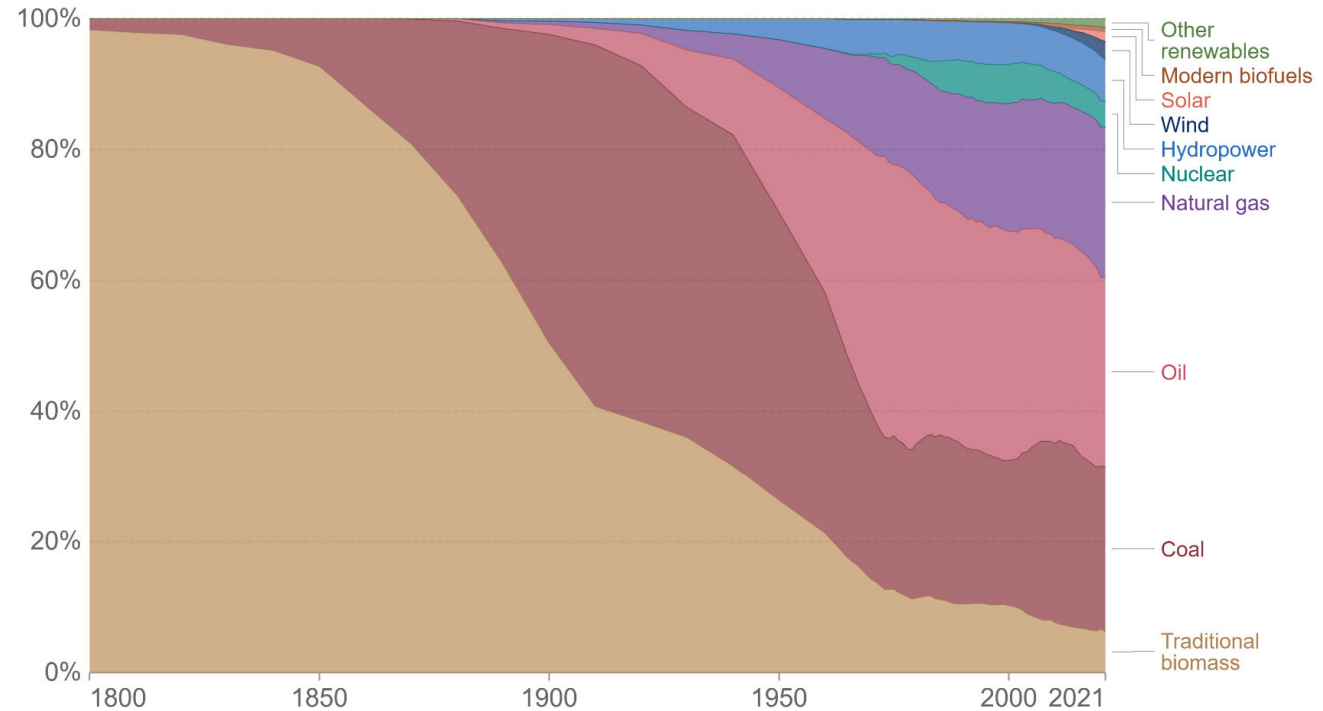
OurWorldInData.org/energy • CC BY

Idrogeno: le ragioni

Crescita e modificazione nel tempo del consumo di energia

Global primary energy consumption by source

Primary energy is calculated based on the 'substitution method' which takes account of the inefficiencies in fossil fuel production by converting non-fossil energy into the energy inputs required if they had the same conversion losses as fossil fuels.



Fonte: Our World in Data

Source: Our World in Data based on Vaclav Smil (2017) and BP Statistical Review of World Energy

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Idrogeno: le ragioni

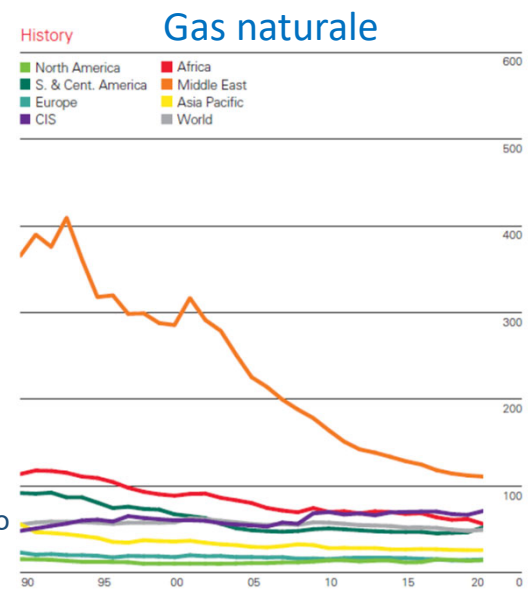
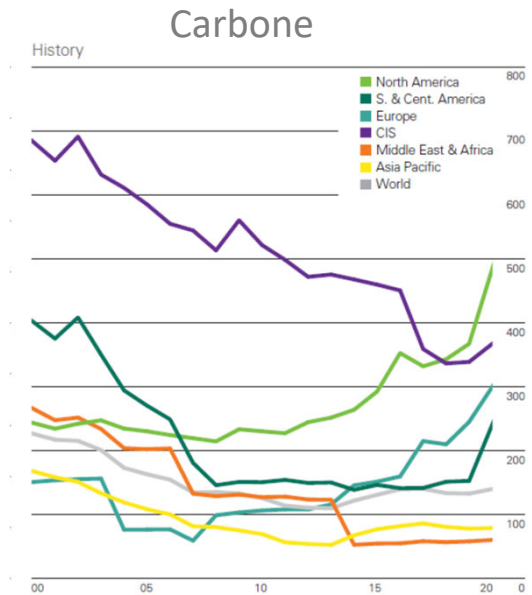
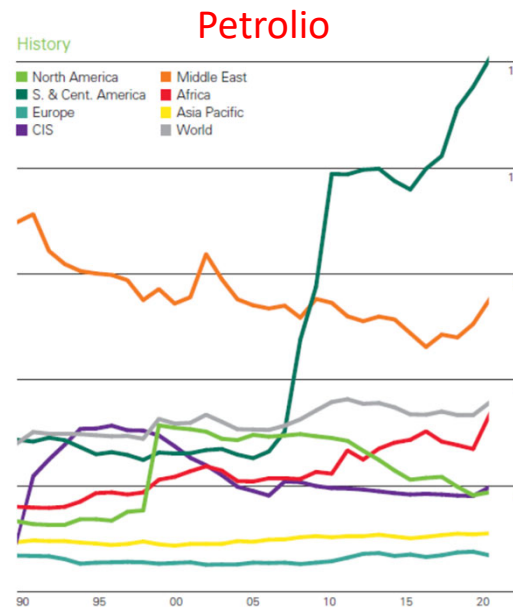
Crescita e modificazione nel tempo del consumo di energia

Le riserve a oggi accertate di combustibili fossili hanno un R/P:

- ☐ > 150 anni per il carbone
- ☐ 50 anni per il petrolio
- ☐ 55 anni per il gas

Petrolio e gas hanno riserve accertate superiori del 50% a quelle di 20 anni orsono (+ quelle notevoli di petrolio e gas non convenzionali (shale))

Il problema quindi non è la scarsità di risorse primarie fossili, ma il loro impatto ambientale.



Marco Noro

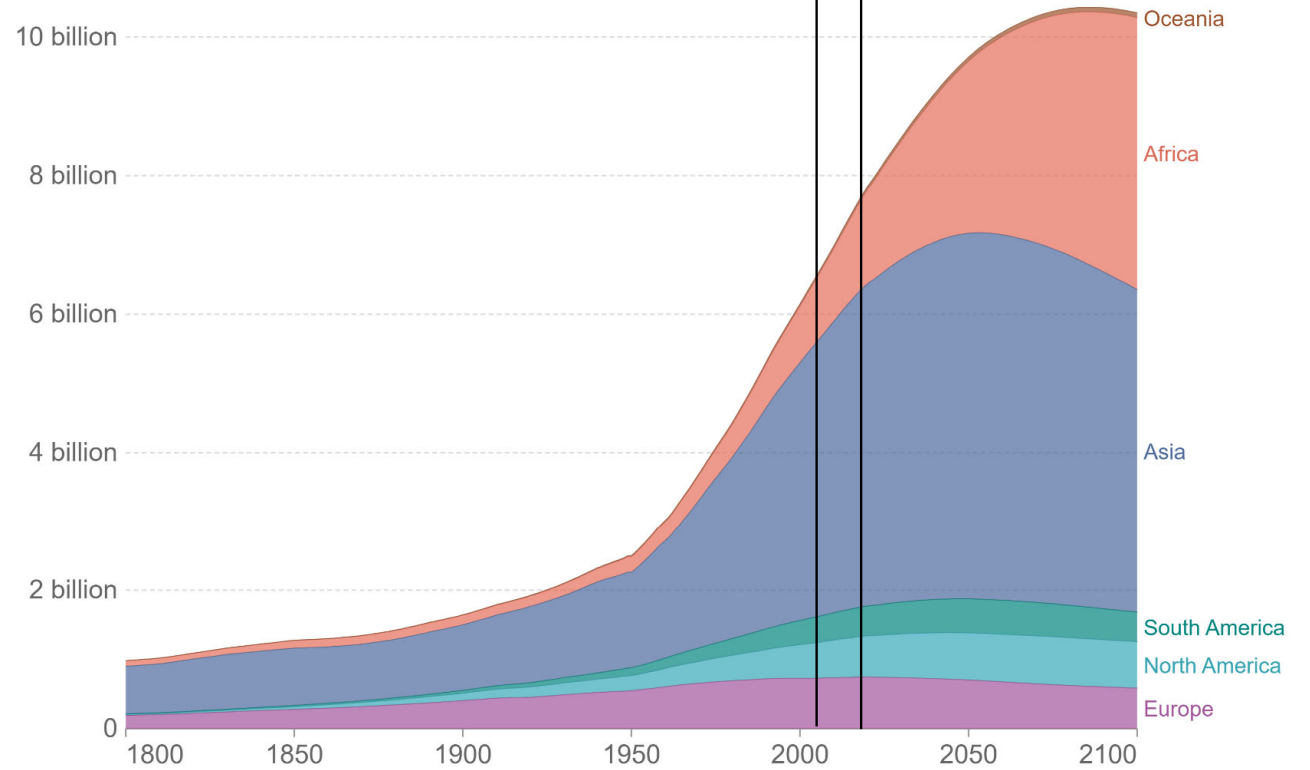
Idrogeno: le regioni

Le cause

World population by region, including UN projections

Future projections are based on the UN's medium-fertility scenario.

Our World
in Data



Source: HYDE (v3.2); Gapminder (v6); UN (2022)

OurWorldInData.org/world-population-growth/ • CC BY

Fonte: Our World in Data

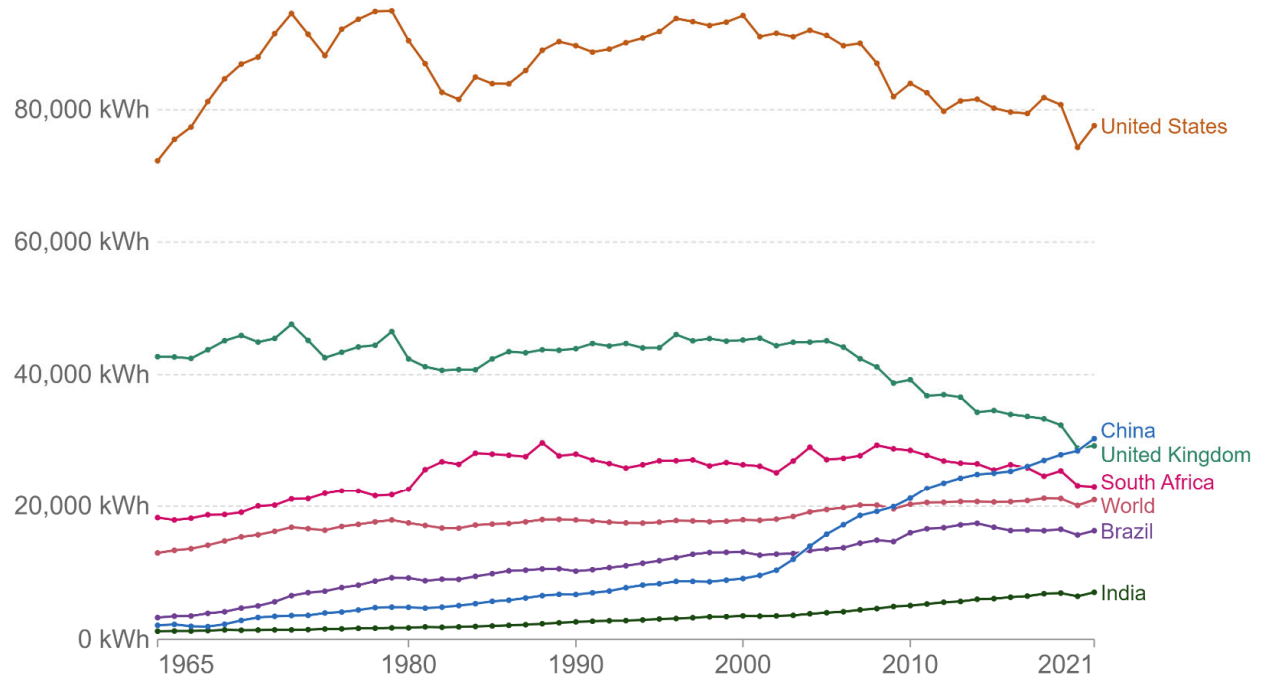
Idrogeno: le ragioni

Le cause

Energy use per person

Energy use not only includes electricity, but also other areas of consumption including transport, heating and cooking.

Our World
in Data



Fonte: Our World in Data

Source: Our World in Data based on BP & Shift Data Portal

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Energy refers to primary energy – the energy input before the transformation to forms of energy for end-use (such as electricity or petrol for transport).

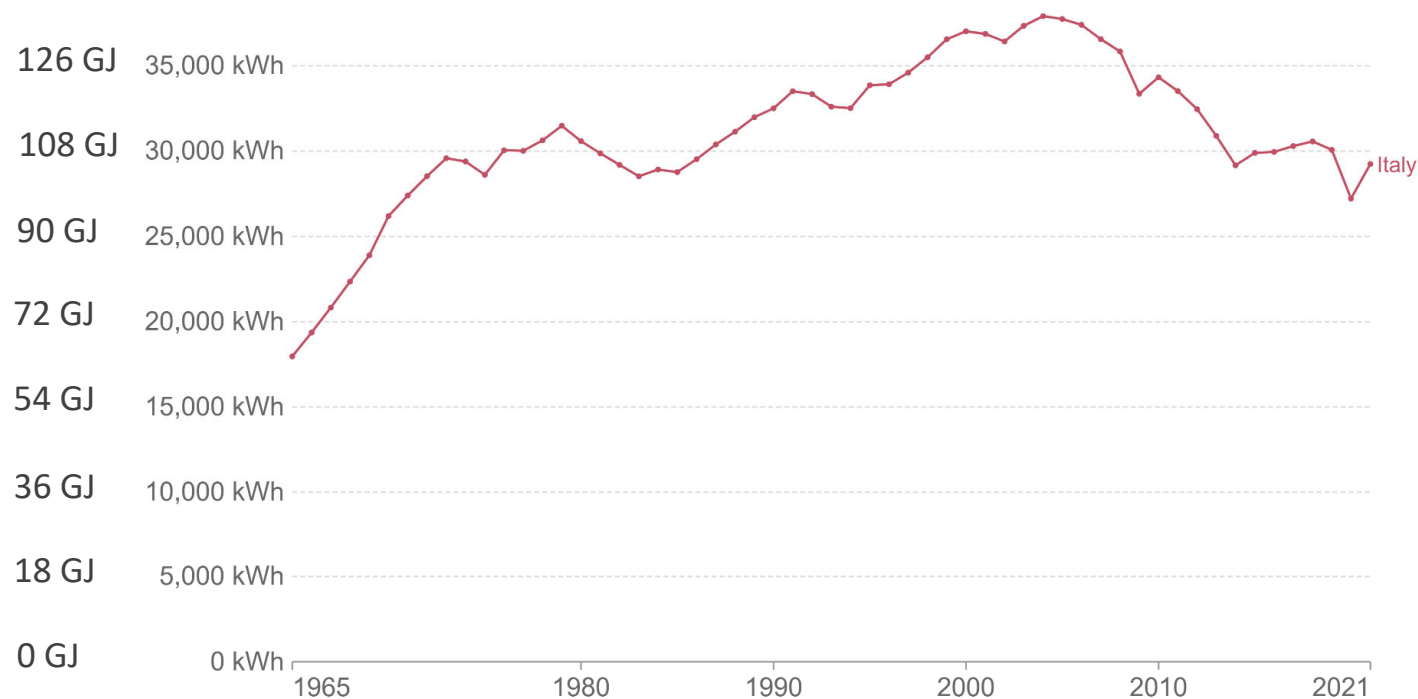
Idrogeno: le ragioni

Le cause

Energy use per person

Energy use not only includes electricity, but also other areas of consumption including transport, heating and cooking.

Our World
in Data



Fonte: Our World in Data

Source: Our World in Data based on BP & Shift Data Portal

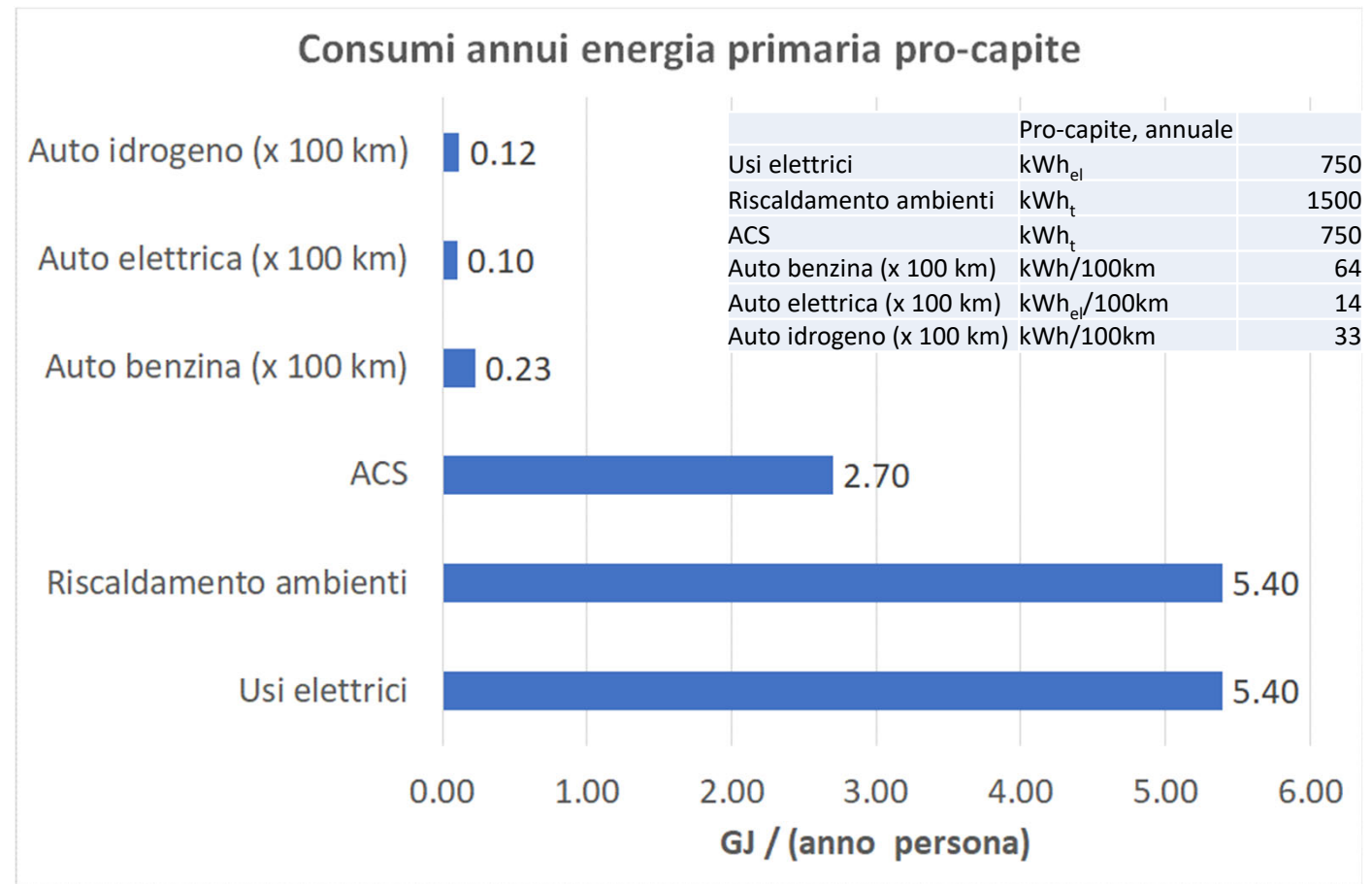
OurWorldInData.org/energy • CC BY

Note: Energy refers to primary energy – the energy input before the transformation to forms of energy for end-use (such as electricity or petrol for transport).

Idrogeno: le ragioni

Le cause

Che vuol dire?



Idrogeno: le ragioni

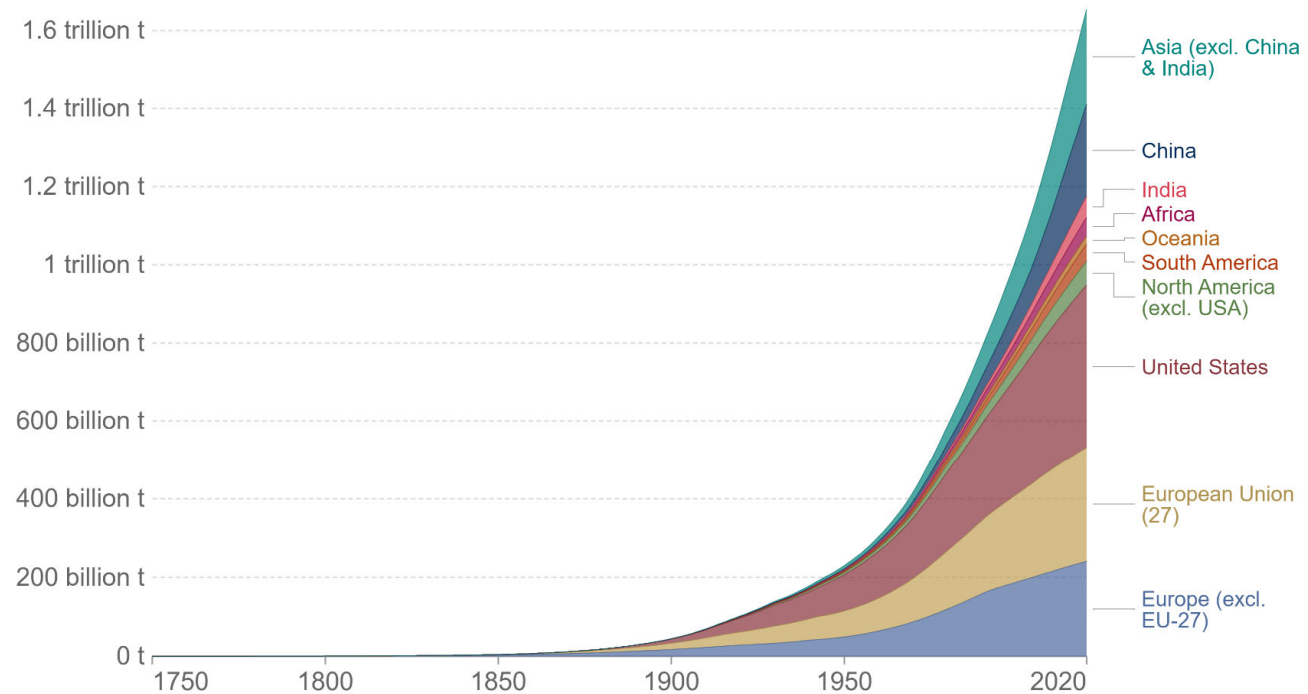
Gli effetti

- ❑ Il grande cambiamento nel settore energetico nel 21° secolo è stato quello dello spostamento della maggioranza dei consumi e delle emissioni climalteranti dai paesi sviluppati a quelli emergenti
- ❑ L'Asia ed in particolare la Cina è l'attuale dominatrice dei consumi di energie primarie e di elettricità e delle emissioni di CO₂ con quote a fine 2020 pari rispettivamente al 26,5%; 30,8%; 30,7% (1,43 Gpeople)
- ❑ Del 15,6%; 15,3%; 13,5% per gli Stati Uniti (0,337 Gpeople)
- ❑ Del 6,0%; 6,2%; 7,0% per l'India (1,41 Gpeople)
- ❑ Dell'10,1%; 10,5%; 7,5% per l'Unione Europea (0,45 Gpeople)
- ❑ Del 3,4%; 1,6%; 3,8% per l'Africa (1,39 Gpeople)

Cumulative CO₂ emissions by world region

Cumulative carbon dioxide (CO₂) emissions by region from the year 1750 onwards. Emissions are based on territorial emissions (production-based) and do not account for emissions embedded in trade. This measures CO₂ emissions from fossil fuels and cement production only – land use change is not included.

Our World
in Data



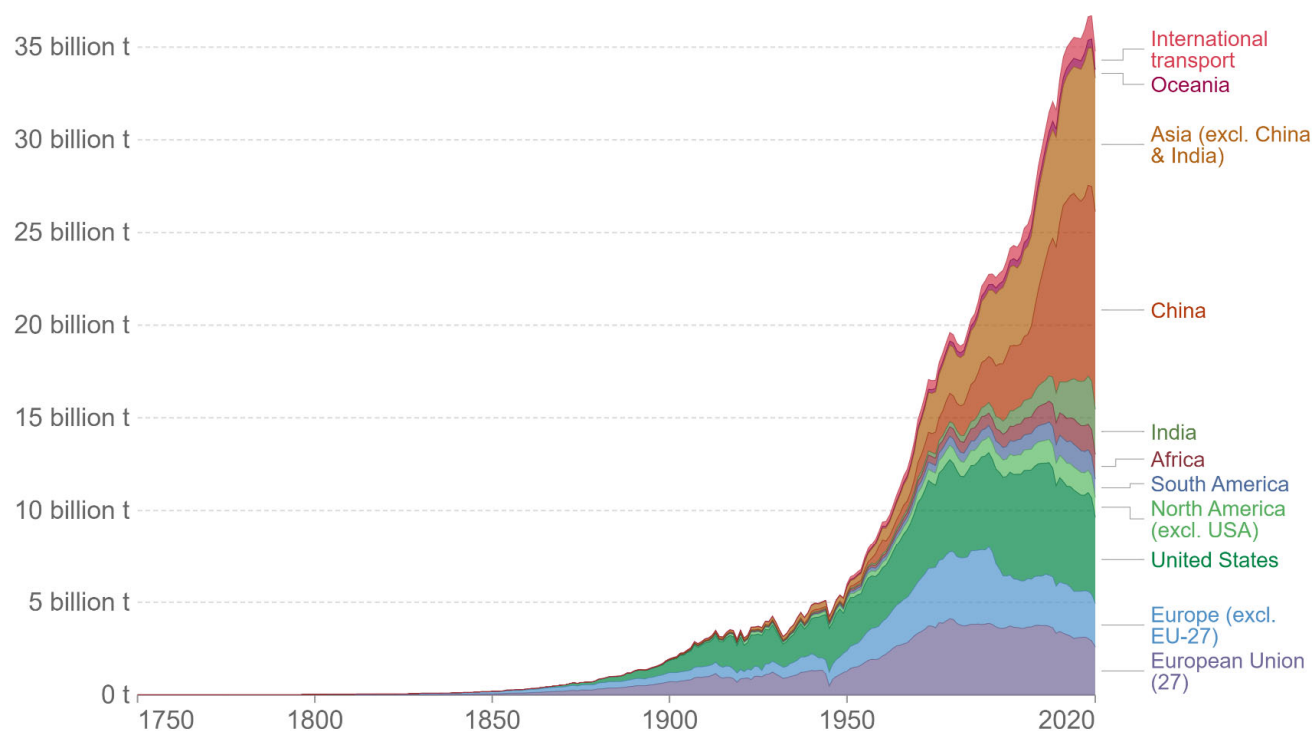
Source: Our World in Data based on the Global Carbon Project

OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions • CC BY

Idrogeno: le regioni

Annual CO₂ emissions from fossil fuels, by world region

Our World
in Data



Fonte: Our World in Data

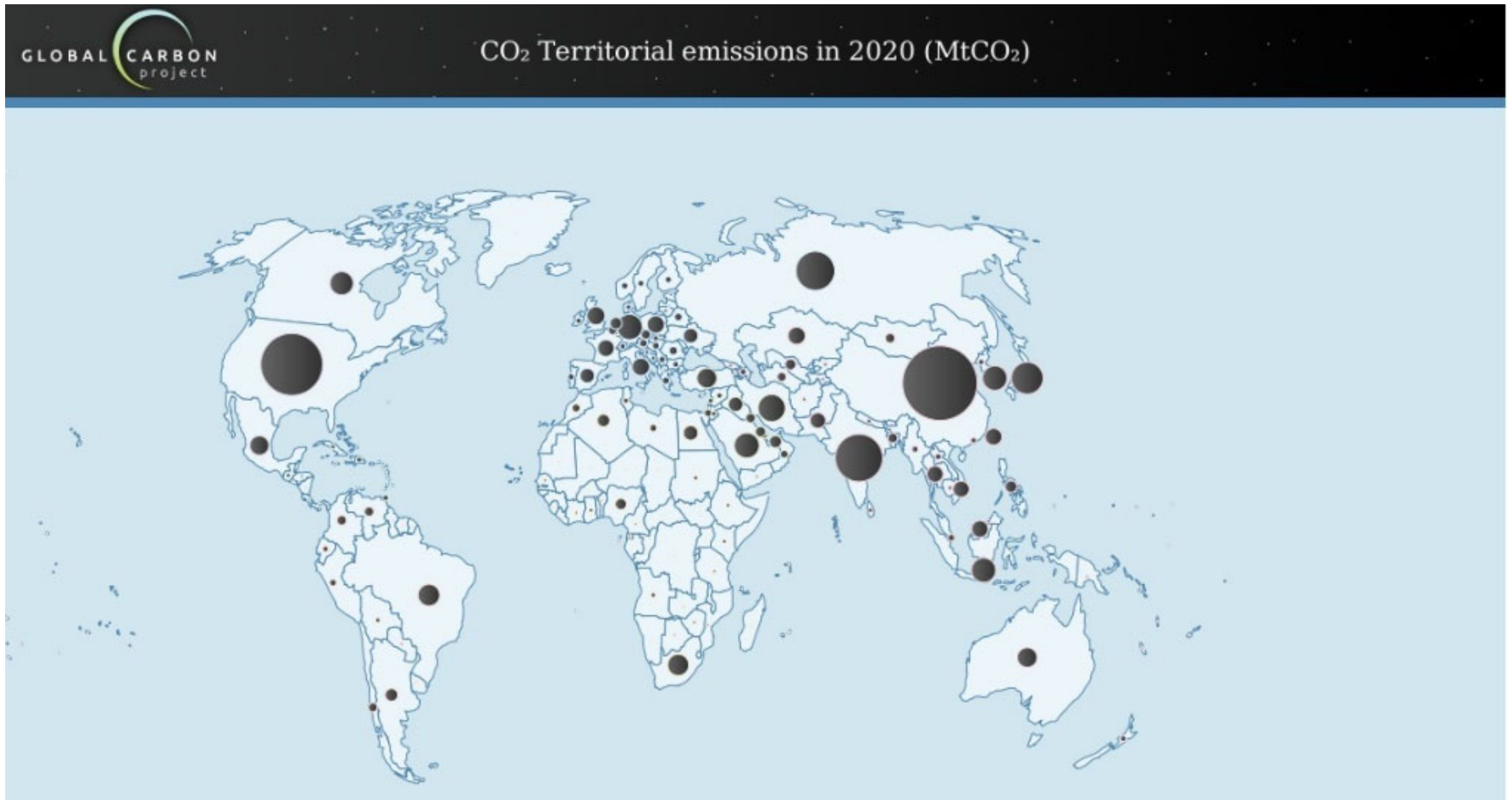
Source: Global Carbon Project

OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions • CC BY

Note: This measures CO₂ emissions from fossil fuels and cement production only – land use change is not included. 'Statistical differences' (included in the GCP dataset) are not included here.

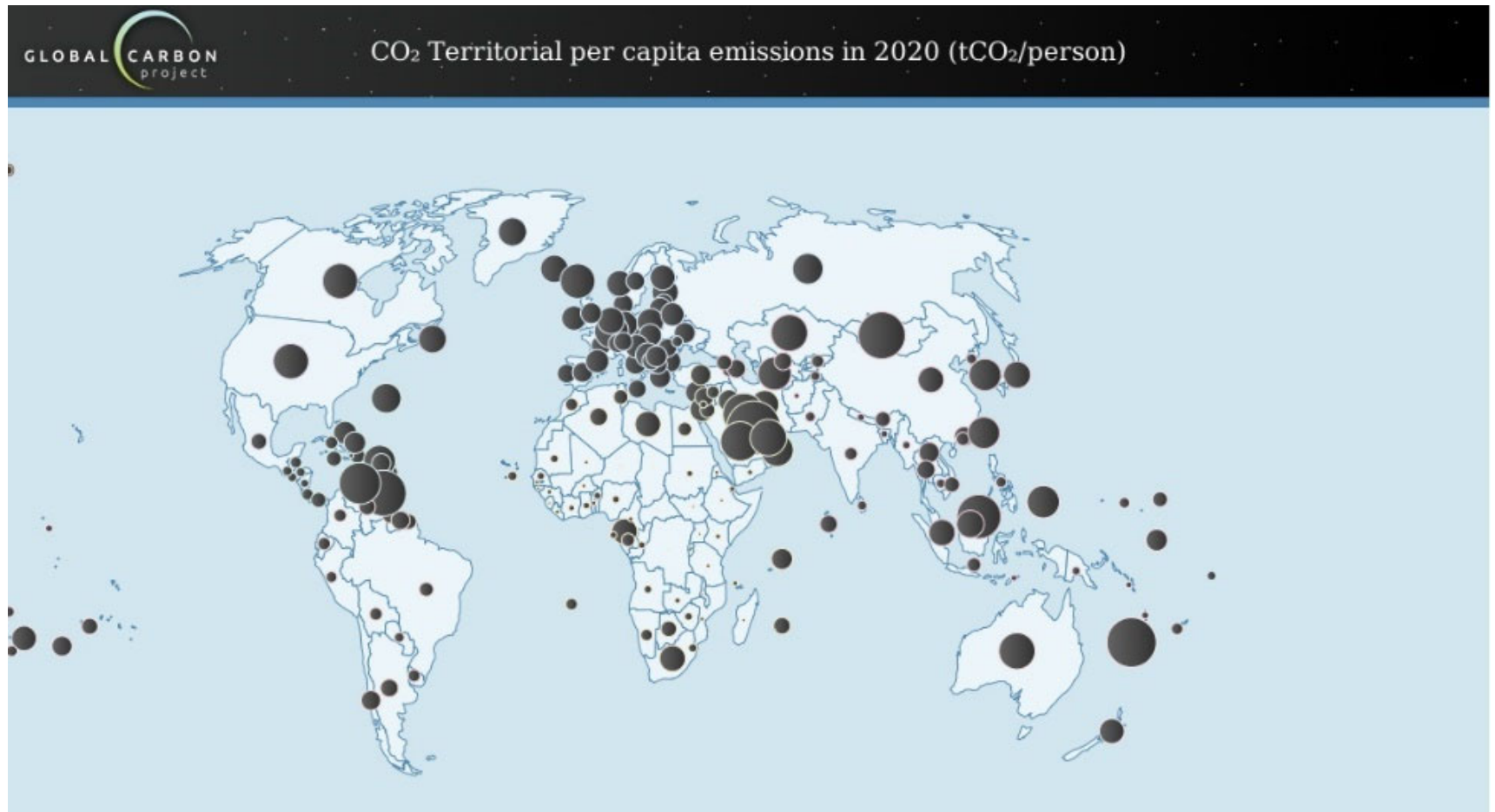
Idrogeno: le ragioni

Gli effetti



Idrogeno: le ragioni

Gli effetti



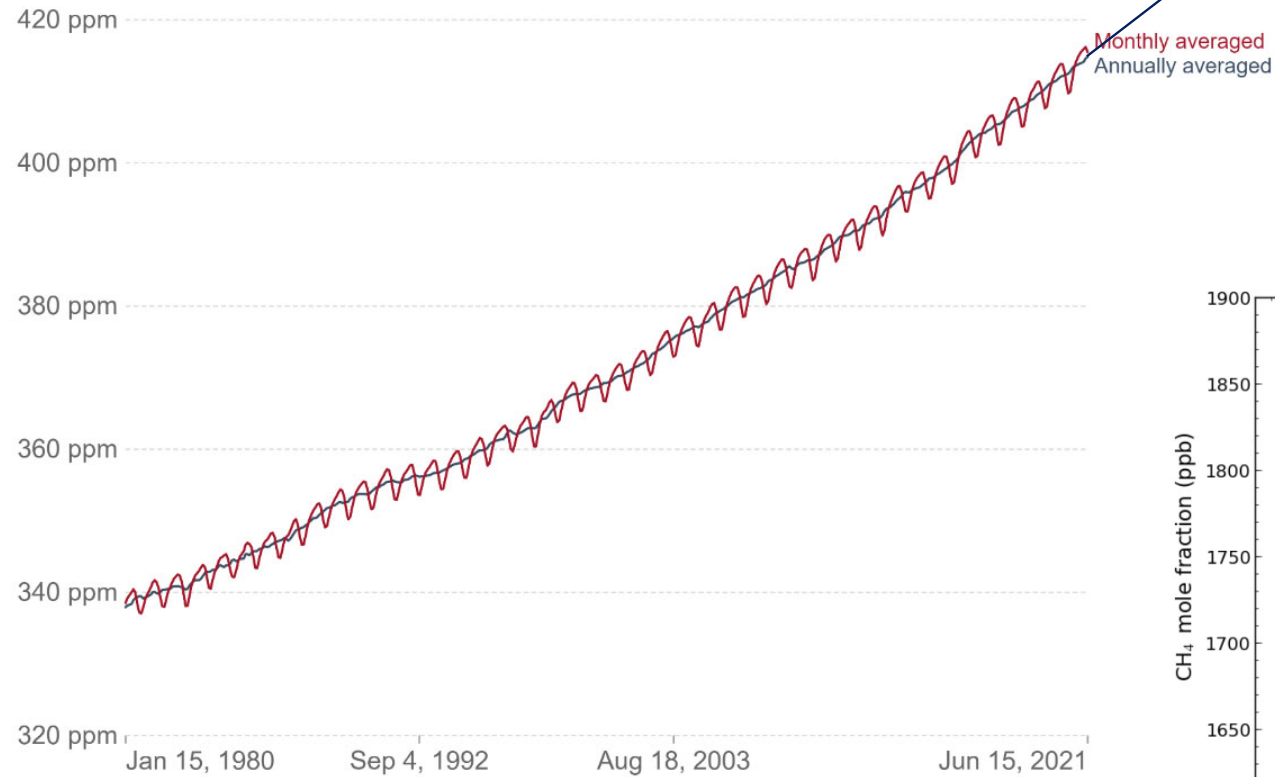
Idrogeno: le ragioni

450 ppm

Fra meno di 20 anni si arriverà al valore limite di 450 ppm per lo scenario 2 °C!

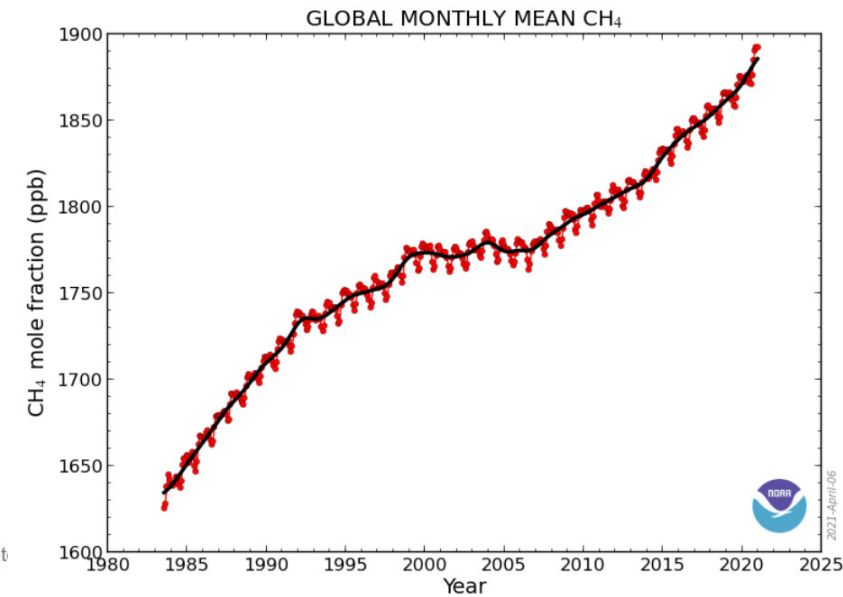
Global atmospheric CO₂ concentration, World

Atmospheric carbon dioxide (CO₂) concentration is measured in parts per million (ppm).



Source: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

OurWorldInData.org/climat



2021-April-06

Gli effetti

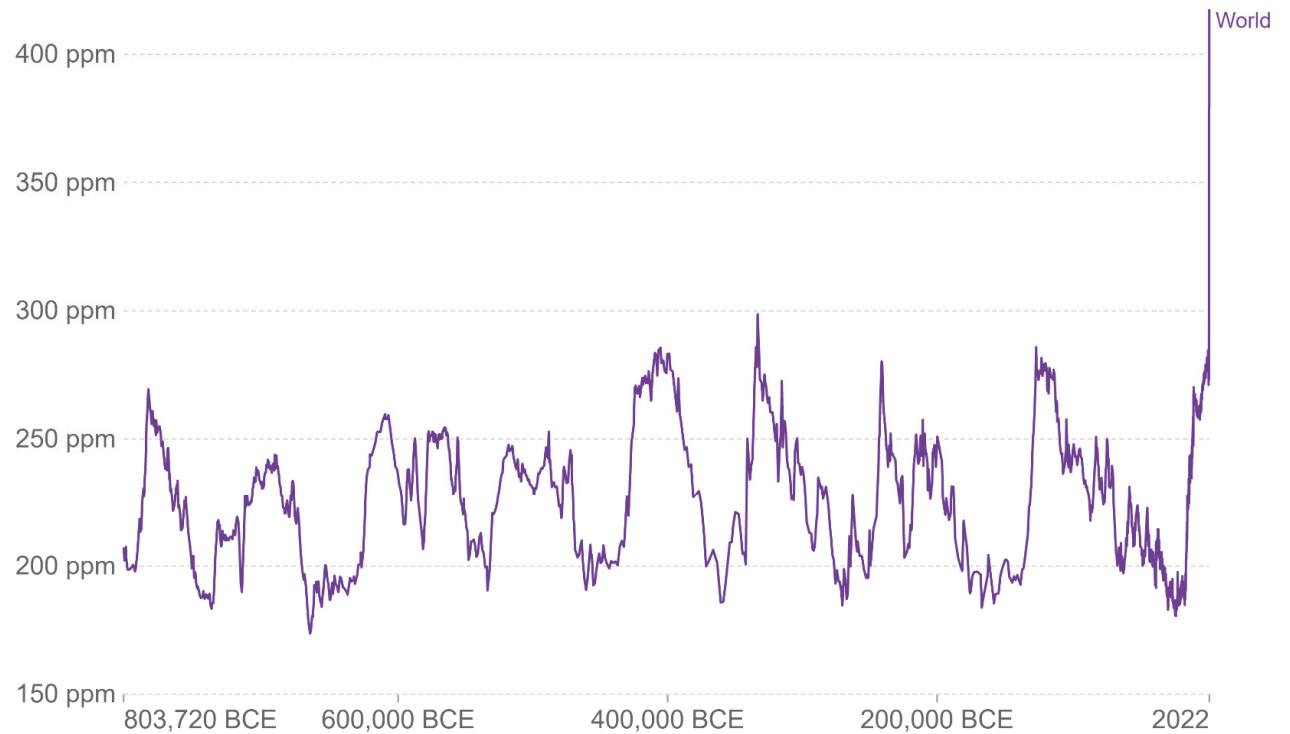
Fonte: Our World in Data

Idrogeno: le ragioni

Global atmospheric CO₂ concentration

Atmospheric carbon dioxide (CO₂) concentration is measured in parts per million (ppm). Long-term trends in CO₂ concentrations can be measured at high-resolution using preserved air samples from ice cores.

Our World
in Data



Source: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

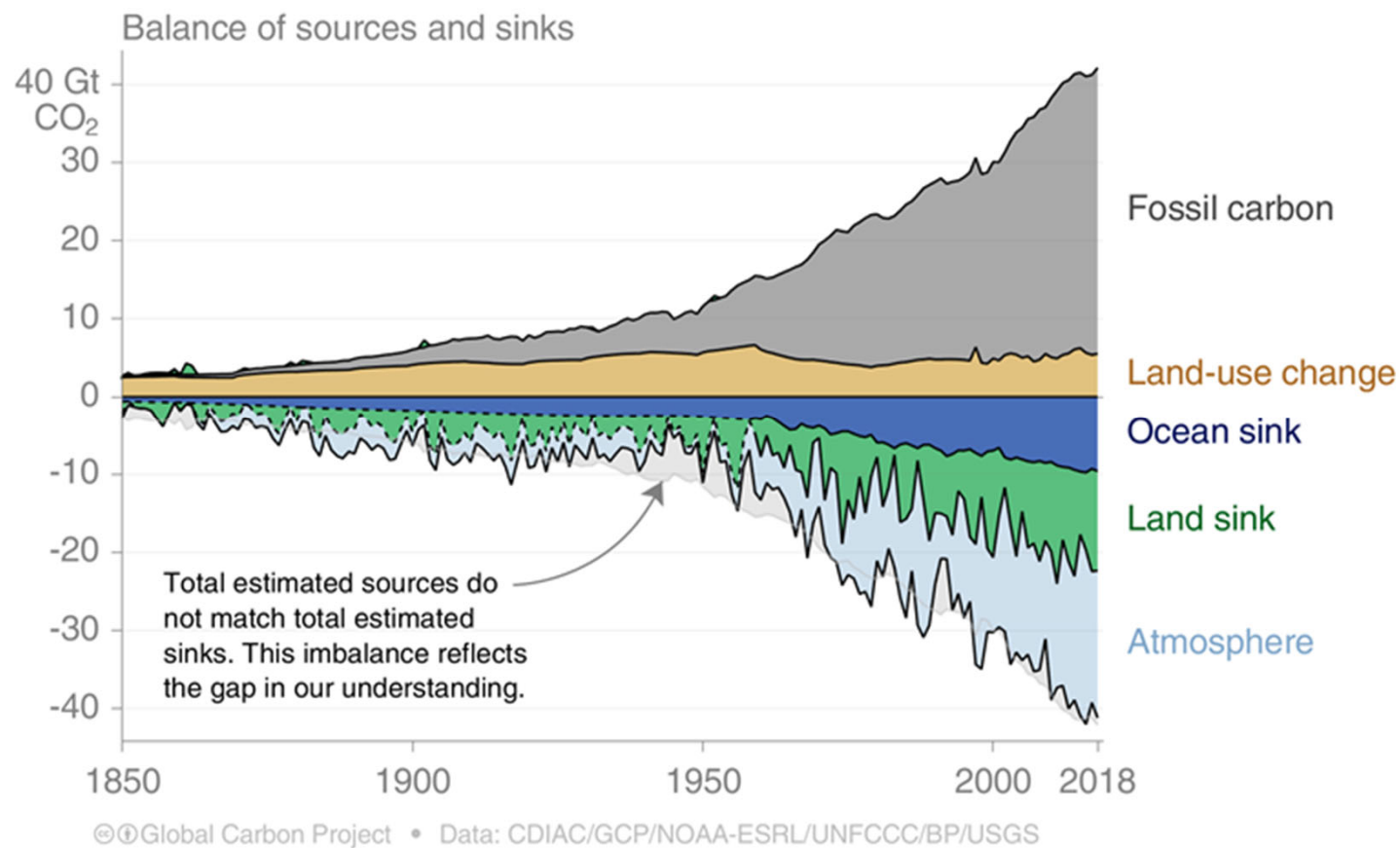
CC BY

Gli effetti

Fonte: Our World in Data

Idrogeno: le ragioni

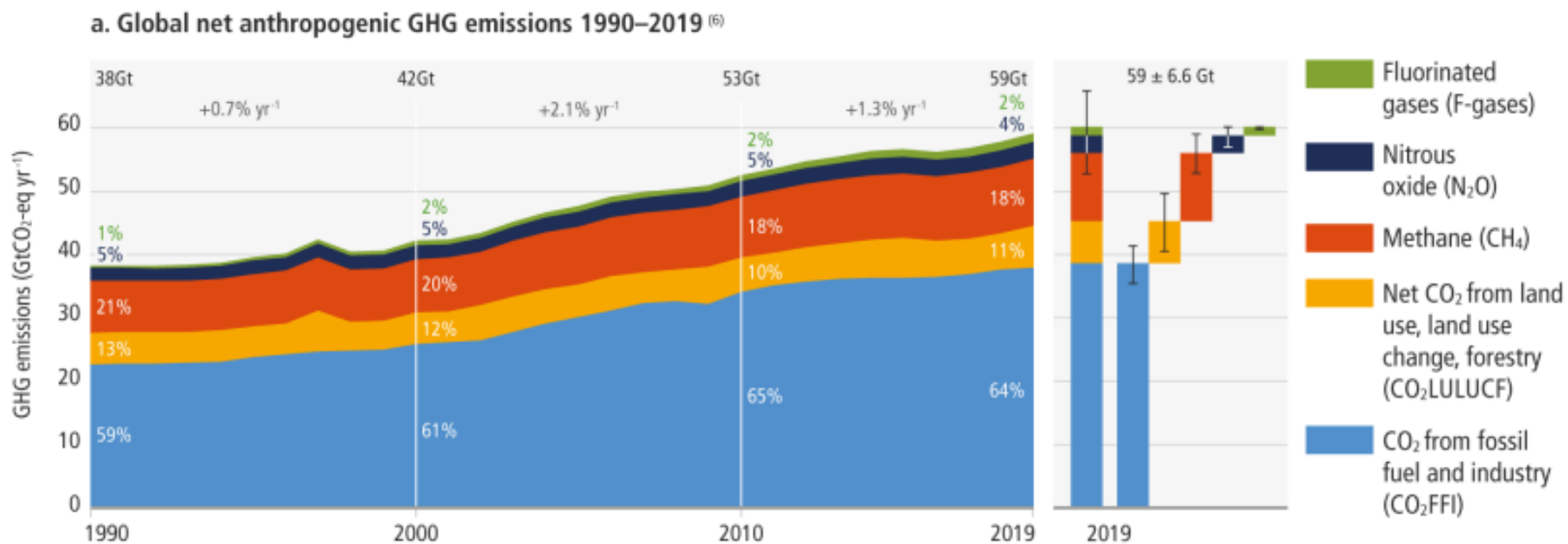
Gli effetti



Fonte: Our World in Data

Idrogeno: le ragioni

Gli effetti



Fonte: IPCC, Climate Change 2022

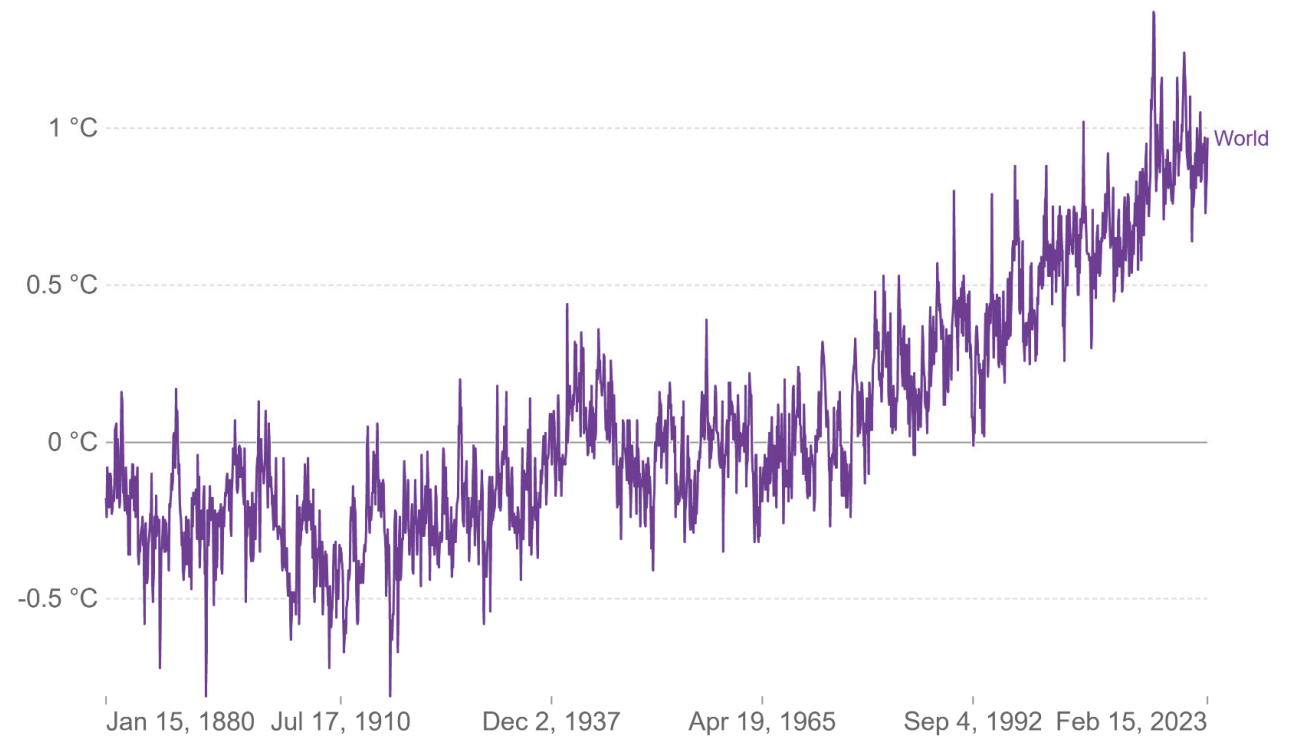
Idrogeno: le ragioni

Gli effetti

Global warming: monthly temperature anomaly

The combined land-surface air and sea-surface water temperature anomaly is given as the deviation from the 1951–1980 mean.

Our World
in Data



Fonte: Our World in Data

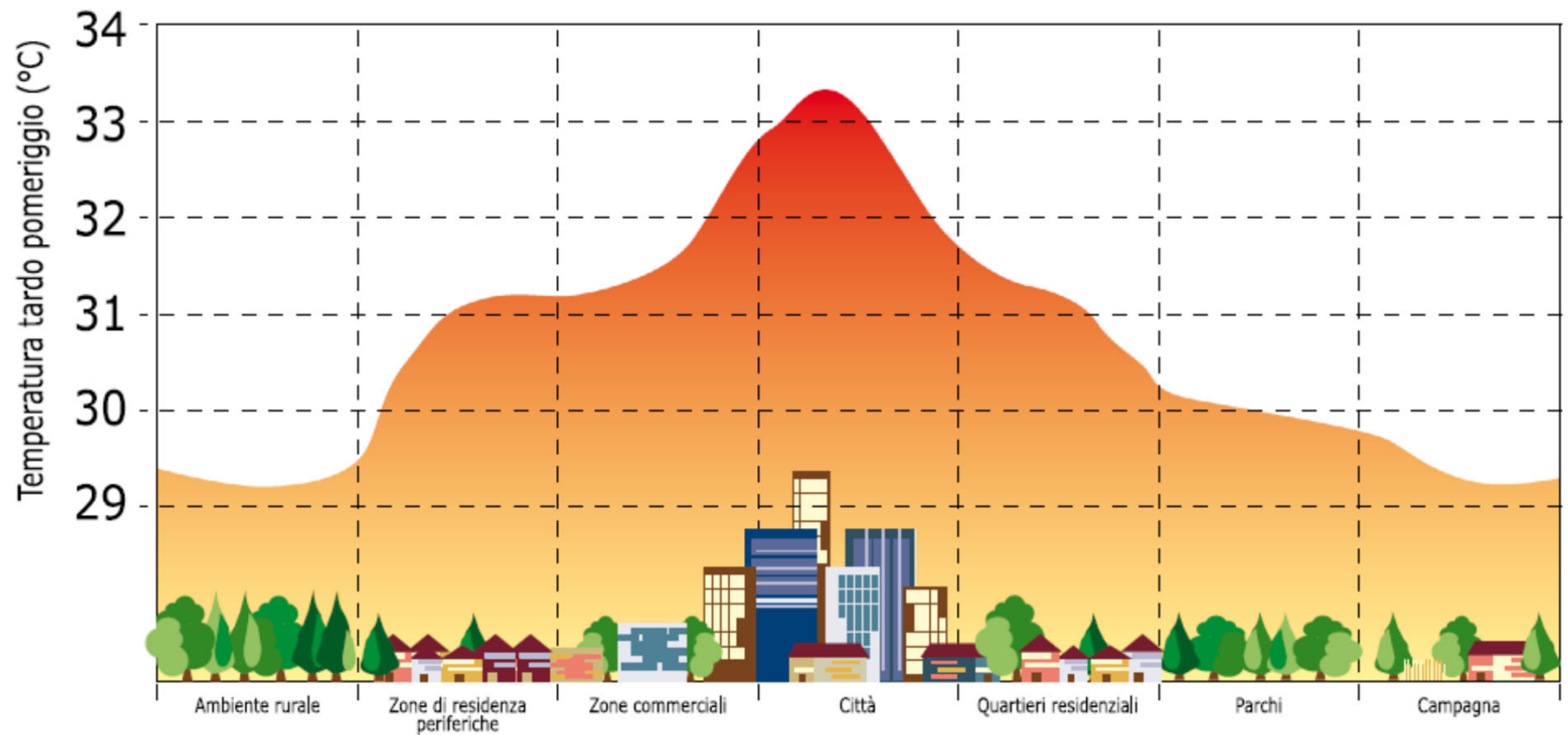
Source: National Aeronautics and Space Administration (NASA), Goddard Institute for Space Studies (GISS)

CC BY

Idrogeno: le ragioni

Gli effetti

Isola di calore urbana (Urban Heat Island, UHI)

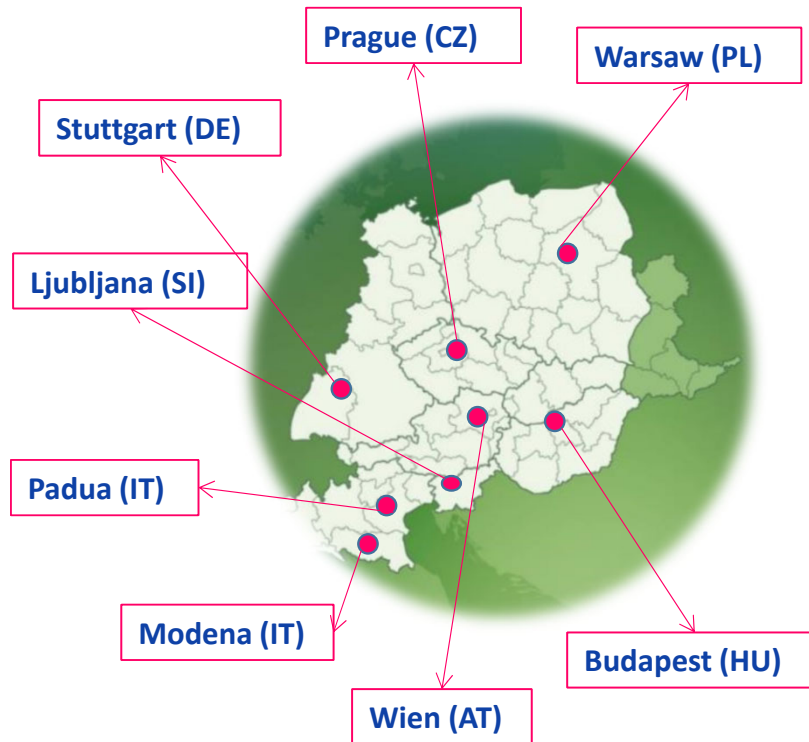


Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis



Development and application of mitigation and adaptation strategies and measures for counteracting the global Urban Heat Islands phenomenon

PARTNERS



Regional Agency for Environment Protection in Emilia-Romagna
<http://www.arpa.emr.it>



Emilia Romagna Region. General Directorate Territorial and negotiated planning, agreements.
<http://www.regione.emilia-romagna.it>



REGIONE del VENETO

Veneto Region - Spatial Planning and Parks Department
<http://www.regione.veneto.it>



Consortium for Coordination of Research Activities Concerning the Venice Lagoon System (CORILA)
<http://www.corila.it>



Karlsruhe Institute of Technology

<http://imk-ifu.kit.edu>



Municipality of Stuttgart
<http://www.stuttgart.de>



Meteorological Institute - University of Freiburg
<http://www.uni-freiburg.de>



Institute of Geography and Spatial Organization, Polish Academy of Sciences
<http://www.igipz.pan.pl>



Nofer Institute of Occupational Health
<http://www.imp.lodz.pl>



Vienna University of Technology - Department of Building Physics and Building Ecology - Institute of Architectural Sciences
<http://tuwien.ac.at>



Municipal Department 22 - Environmental Protection Department in Vienna (MA 22)
<http://www.wien.gv.at/english/environment/protection>



Hungarian Meteorological Service
<http://www.met.hu>



Charles University in Prague, Faculty of Mathematics and Physics
<http://www.mff.cuni.cz>



City Development Authority of Prague
<http://www.urm.cz>



Czech Hydrometeorological Institute
<http://portal.chmi.cz>



Scientific Research Centre of the Slovenian Academy of Sciences and Arts
<http://giam.zrc-sazu.si>



Municipality of Ljubljana
<http://www.ljubljana.si>

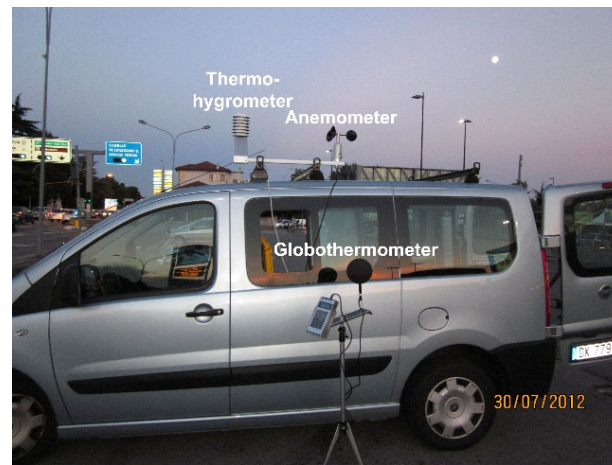
Ma

Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis

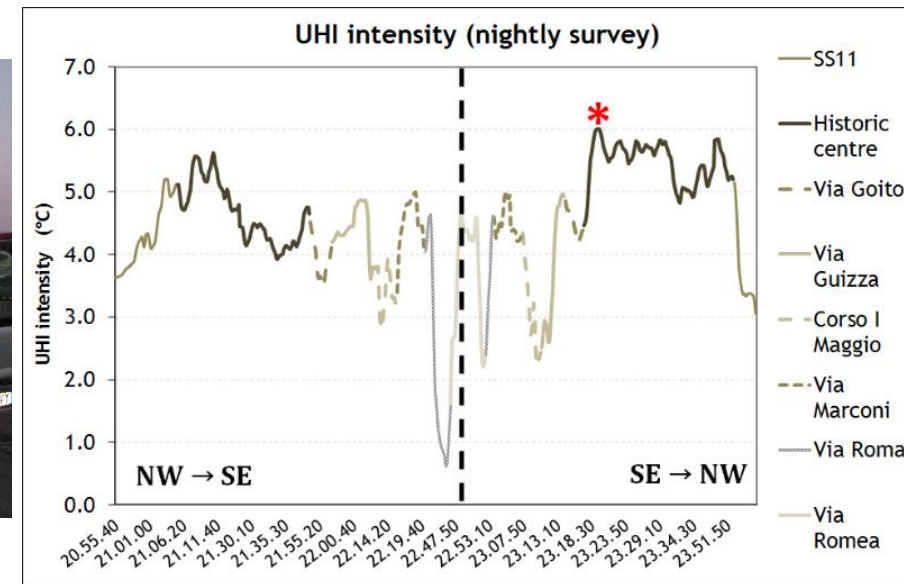
Mobile experimental measurements



(a)



(b)



Noro, M., Lazzarin, R., Busato, F. (2015), "Urban heat island in Padua, Italy: experimental and theoretical analysis", *Indoor and Built Environment*, 24(4), 514-533, <https://doi.org/10.1177/1420326X13517404>.

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis

Experimental measurements in situ: Prato della Valle



	Pos.1	Pos.2	Pos.3	Pos.4	Pos.5	Pos.6
Date	2-Aug	2-Aug	2-Aug	2-Aug	2-Aug	2-Aug
Hour	21:53	22:03	22:14	22:25	22:35	22:44
Temperature (°C)	28.4	28.4	28.1	27.0	26.9	27.4
UHI Intensity (°C)	3.2	3.9	4.3	3.8	3.7	4.7
Relative humidity (%)	48.0	48.2	49.1	52.9	53.5	51.5
Humidity ratio (g _v kg _a ⁻¹)	11.6	11.7	11.7	11.8	11.8	11.7
Wind velocity (m s ⁻¹)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7
MRT (°C)	26.5	27.4	25.2	20.1	22.2	24.8
PMV	0.8	0.8	0.6	0.0	0.1	0.5
PET (°C)	26.1	26.5	25.3	22.5	23.3	24.7
SET* (°C)	20.1	20.5	19.3	16.5	17.6	19.0

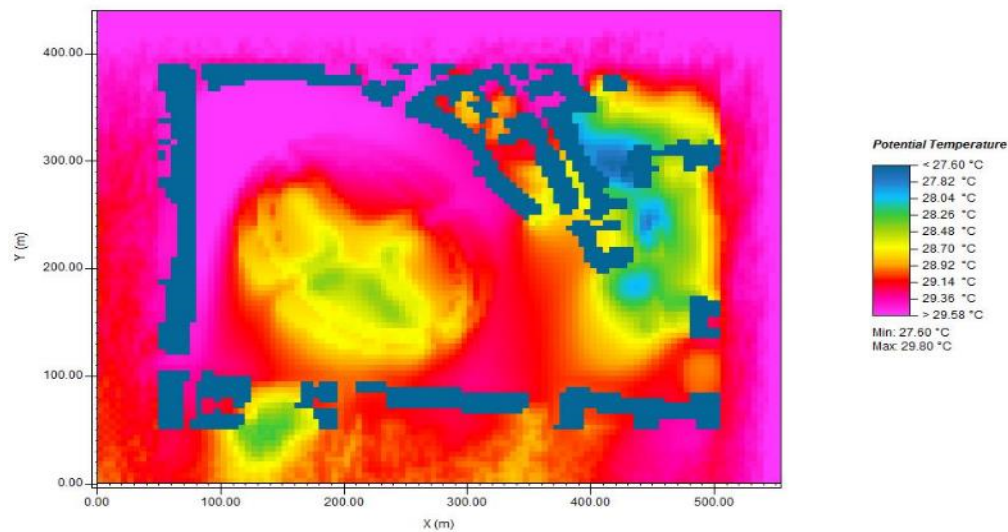
Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis

ENVI-met simulations in Prato della Valle

Pos.	Scenario "AsIs"	Scenario "Green ground"
1	Asphalt – far from buildings	Green – far from water
2	Asphalt – near to buildings	Asphalt – near to buildings
3	Gravel – near to water	Gravel – near to water
4	Gravel – far from water	Gravel – far from water
5	Green – far from water	Green – Trees
6	Green – near to water	Green – Trees
7	Green – Trees	Green – Trees

Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis

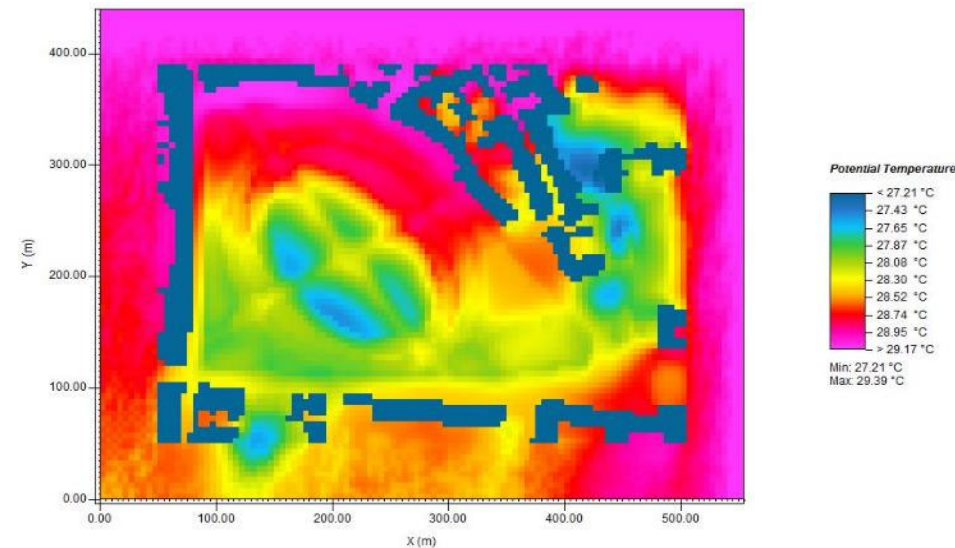
ENVI-met simulations in Prato della Valle



Scenario As Is

Mean Radiant Temperature at 1.5 m a.g.
- 30th July, 3am

Scenario Green



Urban heat island effect in Padova: theoretic and experimental analysis

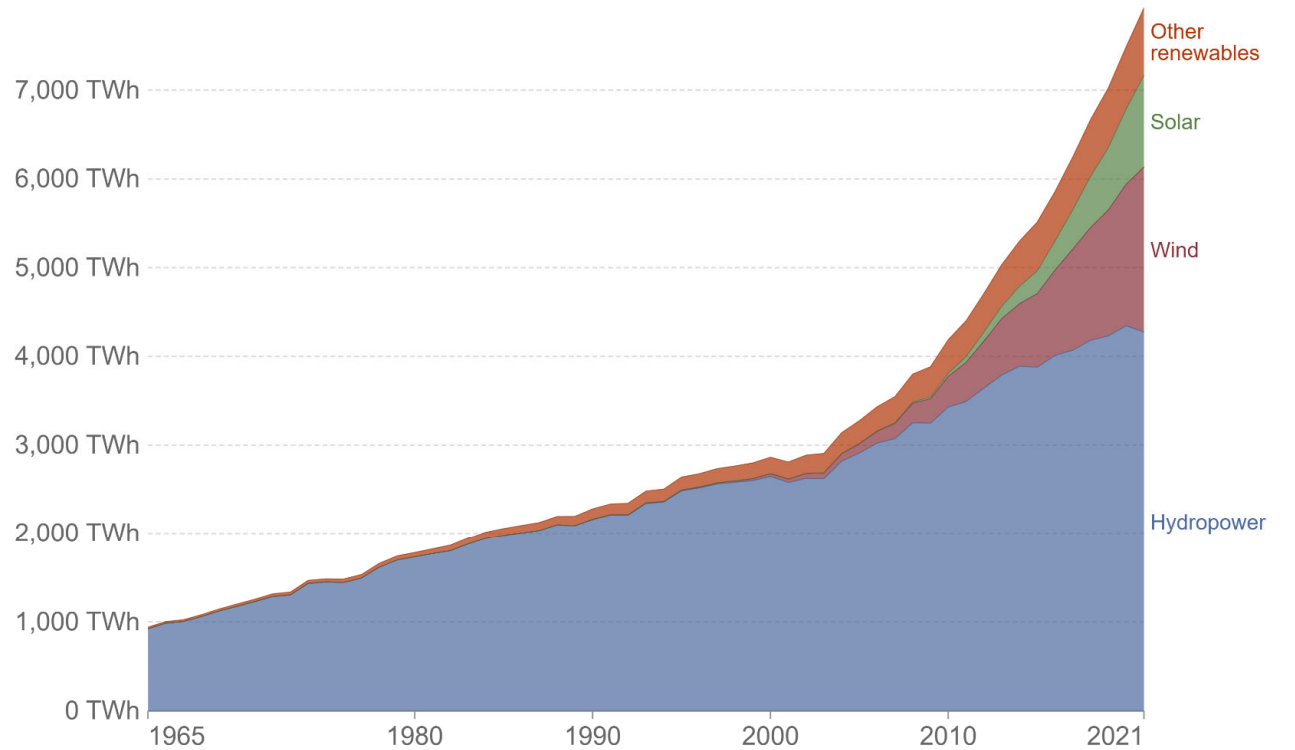
Main conclusions

- ❑ the experimental analyses highlight the presence of a not negligible UHI effect, up to 6-7 °C also in medium size cities like Padova
- ❑ the major intensity is in the old town, where the streets are characterized by higher H/W ratio, small SVF, and no presence of pervious surfaces
- ❑ the simulation models highlight that introducing new green areas instead of impervious ones allows a decrease of some degree celsius in AT, and until some ten degrees in MRT
- ❑ even more interesting results are reached using cool materials

Idrogeno: le ragioni

Le soluzioni

Renewable energy generation, World



Our World
in Data

Fonte: Our World in Data

Source: BP Statistical Review of Global Energy

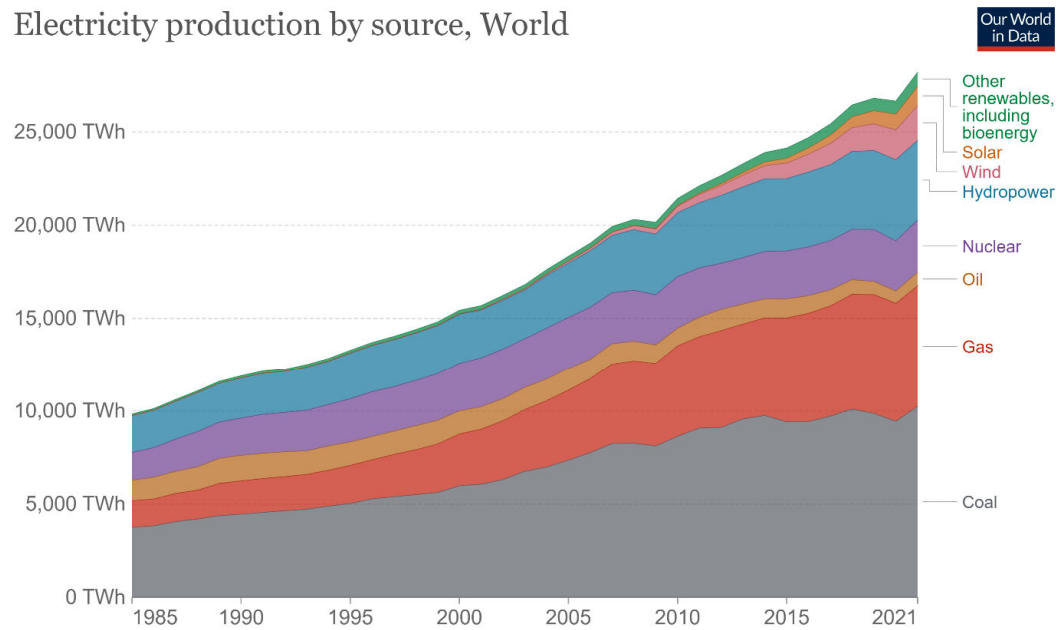
OurWorldInData.org/renewable-energy • CC BY

Note: 'Other renewables' refers to renewable sources including geothermal, biomass, waste, wave and tidal. Traditional biomass is not included.

Le soluzioni

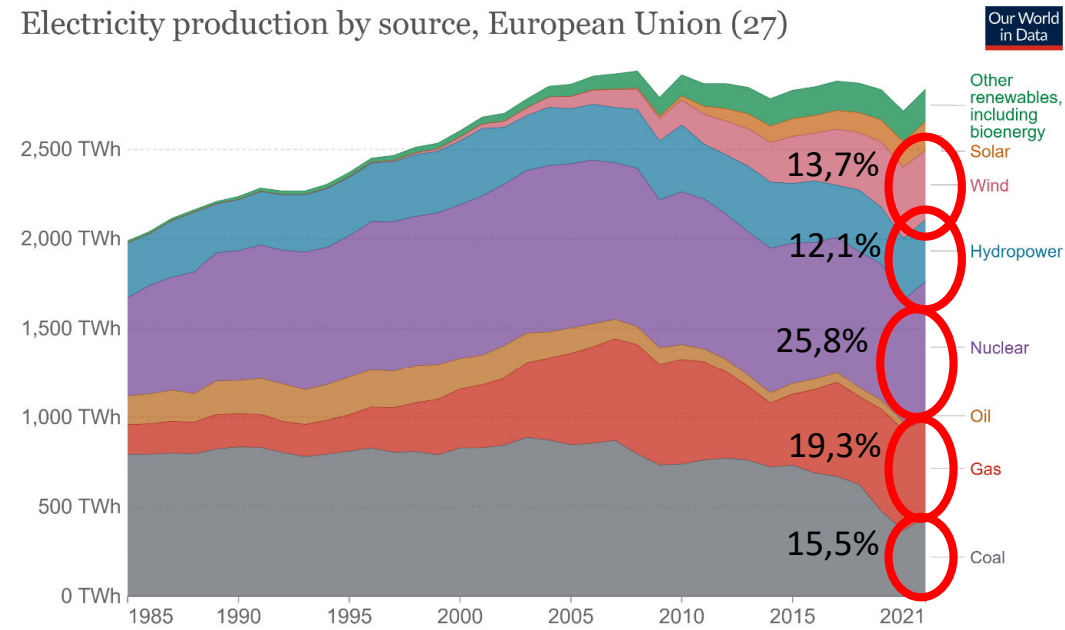
Idrogeno: le ragioni

Electricity production by source, World



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2022); Our World in Data based on Ember's Global Electricity Review (2022); Our World in Data based on Ember's European Electricity Review (2022)
 Note: 'Other renewables' includes biomass and waste, geothermal, wave and tidal.
 OurWorldInData.org/energy • CC BY

Electricity production by source, European Union (27)



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy (2022); Our World in Data based on Ember's Global Electricity Review (2022); Our World in Data based on Ember's European Electricity Review (2022)
 Note: 'Other renewables' includes biomass and waste, geothermal, wave and tidal.
 OurWorldInData.org/energy • CC BY

Fonte: Our World in Data

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

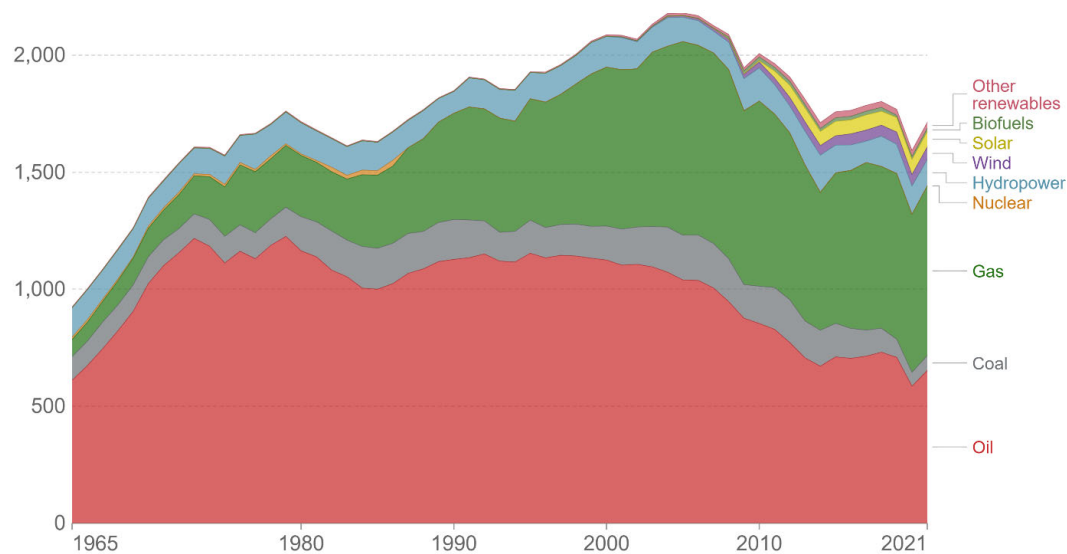
Idrogeno: le ragioni

Italia

Energy consumption by source, Italy

Primary energy consumption is measured in terawatt-hours (TWh). Here an inefficiency factor (the 'substitution' method) has been applied for fossil fuels, meaning the shares by each energy source give a better approximation of final energy consumption.

Our World in Data



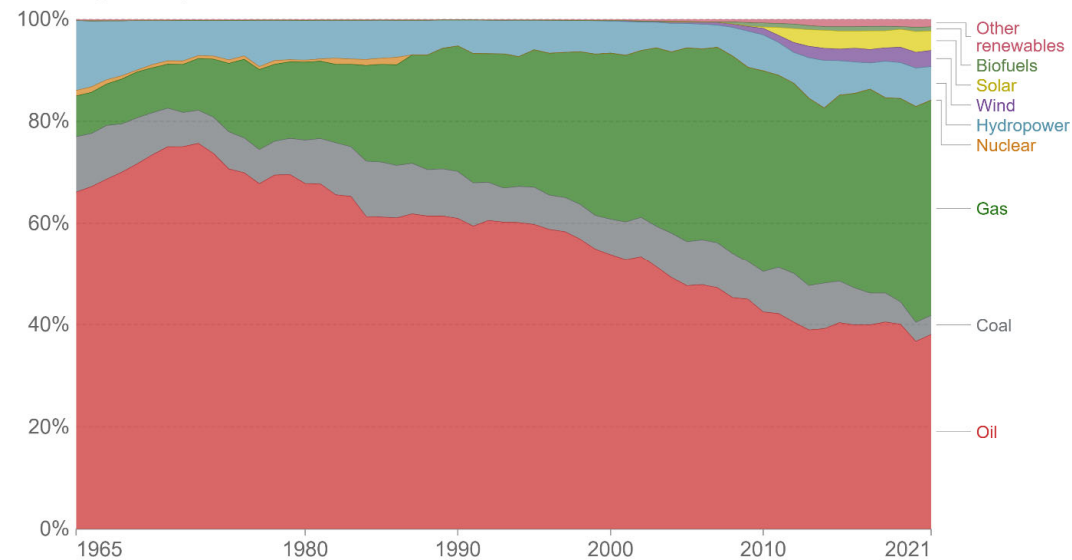
Source: BP Statistical Review of World Energy
Note: 'Other renewables' includes geothermal, biomass and waste energy.

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Energy consumption by source, Italy

Primary energy consumption is measured in terawatt-hours (TWh). Here an inefficiency factor (the 'substitution' method) has been applied for fossil fuels, meaning the shares by each energy source give a better approximation of final energy consumption.

Our World in Data



Source: BP Statistical Review of World Energy
Note: 'Other renewables' includes geothermal, biomass and waste energy.

OurWorldInData.org/energy • CC BY

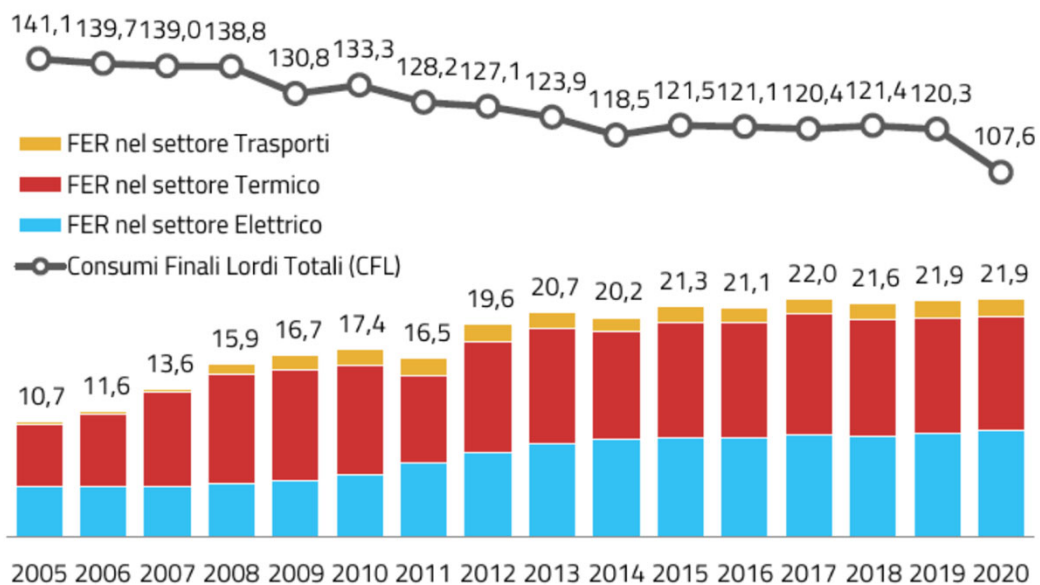
Fonte: Our World in Data

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

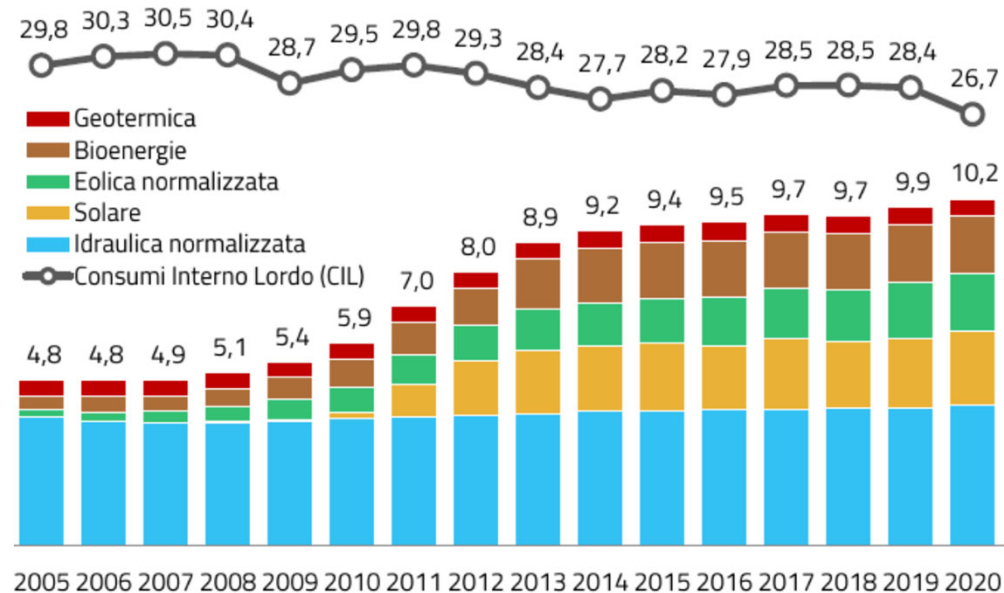
Idrogeno: le ragioni

Italia

Consumi di energia da FER per settore e consumi finali lordi (Mtep)



FER elettriche per fonte e consumo interno lordo (Mtep)

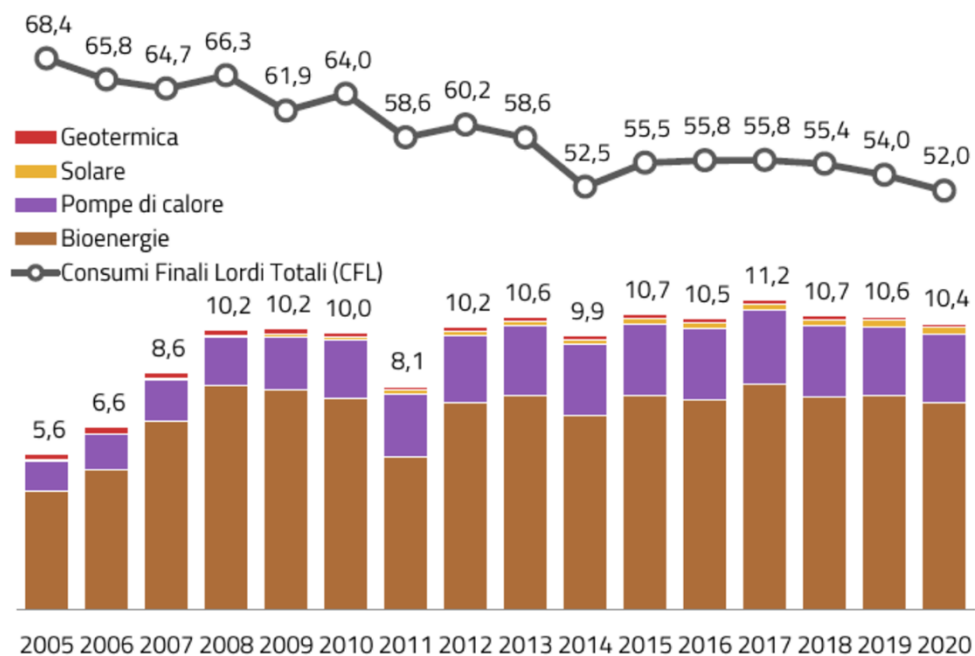


Fonte: GSE, 2022, Fonti rinnovabili in Italia e in Europa 2020

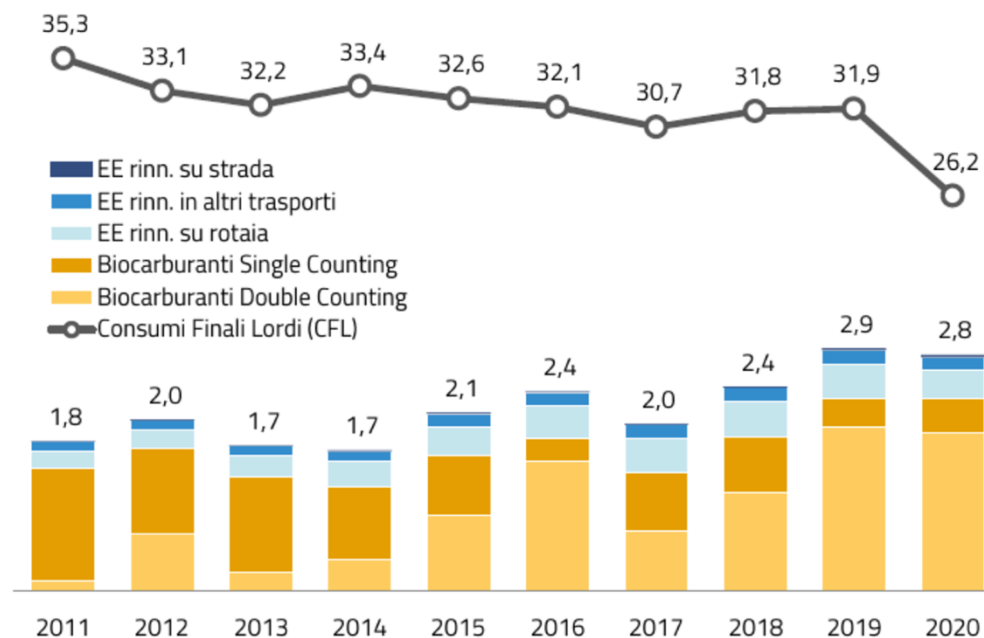
Idrogeno: le ragioni

Italia

FER termiche per fonte e consumi finali lordi (Mtep)



FER nei trasporti per fonte (con premialità) e consumi finali lordi (Mtep)



Fonte: GSE, 2022, Fonti rinnovabili in Italia e in Europa 2020

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Idrogeno: le ragioni

TRANSIZIONE ENERGETICA

Passaggio da un'economia basata sulle fonti fossili a un'economia basata su due vettori energetici «puliti»:

- energia elettrica
- idrogeno

Vettore energetico pulito significa che, per l'intero suo ciclo:

Produzione (conversione) → Trasporto → Utilizzo (conversione)

non dà luogo ad alcuna emissione netta di gas ad effetto serra rilevante ai fini del cambiamento climatico

Prodotto tramite processi che utilizzano fonti energetiche addizionali ad emissioni zero
(rinnovabili, nucleare)

Prodotto tramite processi che utilizzano fonti fossili ma in grado di **sequestrare e catturare** la CO₂ prodotta

Idrogeno: le ragioni

Le soluzioni

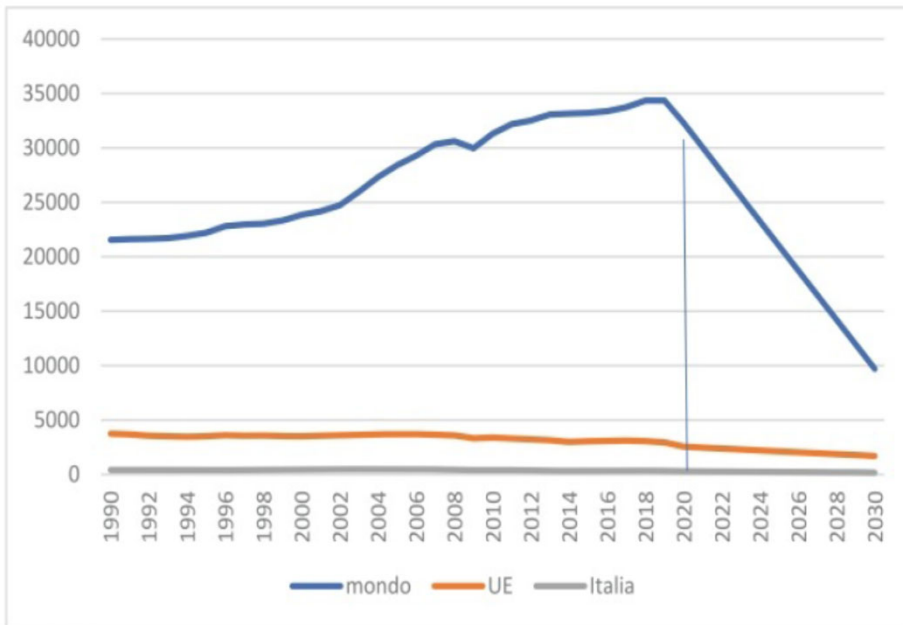


FIGURA 6 Andamento delle emissioni di CO₂ (Mton/anno) di origine fossile: si è ipotizzato un andamento lineare dal 2020 in poi con la pendenza necessaria per raggiungere l'obiettivo al 2030

Fonte: AiCARR Journal, 72, 2022

Verso la massimizzazione dell'utilizzo dei due vettori energetici «puliti»:

- **Energia elettrica**
- **Idrogeno**

Gli impegni previsti dal FitFor55 (e dal REPowerEU) sono molto sfidanti!

TABELLA 1 Impegno Fitfor55

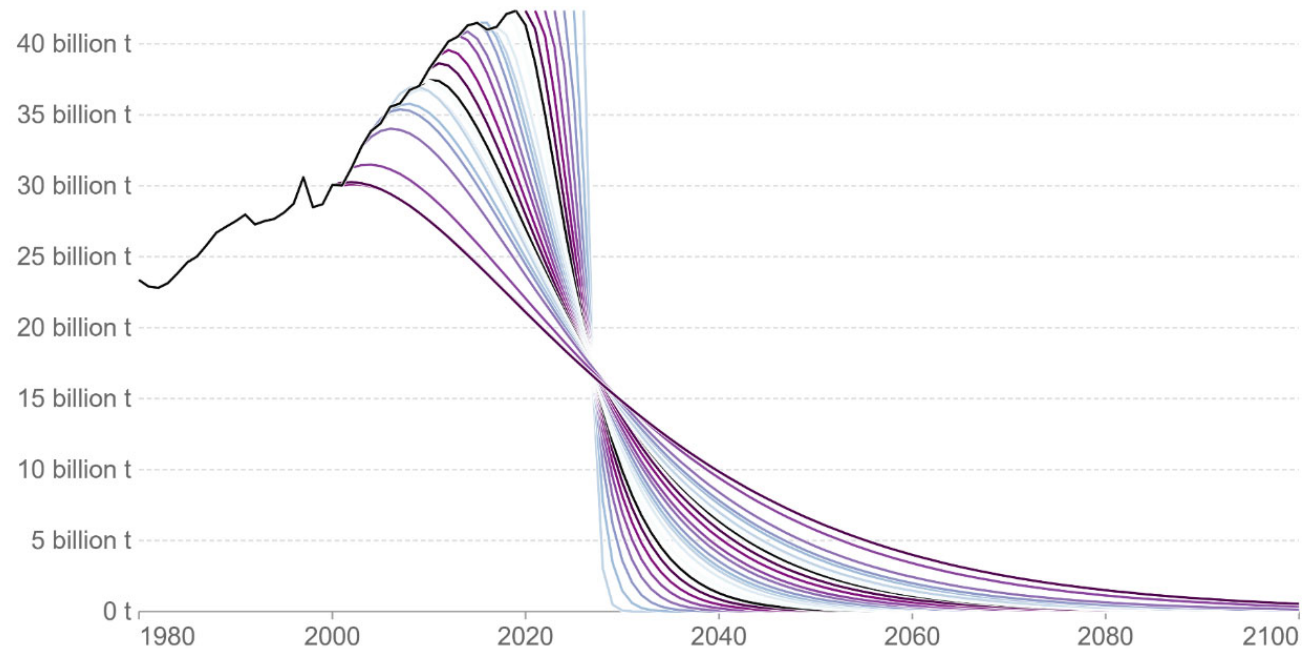
	emissioni				variazione 2019-2009 (reale)	variazione 2029-2019 (richiesta)
	Mton CO ₂					
	1990	2009	2019	2029		
mondo	21549	29964	34357	9697	4393	-24660
UE	3754	3310	2937	1689	-373	-1247
Italia	440	392	330	182	-61	-149

Idrogeno: le ragioni

Le soluzioni

CO₂ reductions needed to keep global temperature rise below 1.5°C

Annual emissions of carbon dioxide under various mitigation scenarios to keep global average temperature rise below 1.5°C. Scenarios are based on the CO₂ reductions necessary if mitigation had started – with global emissions peaking and quickly reducing – in the given year.



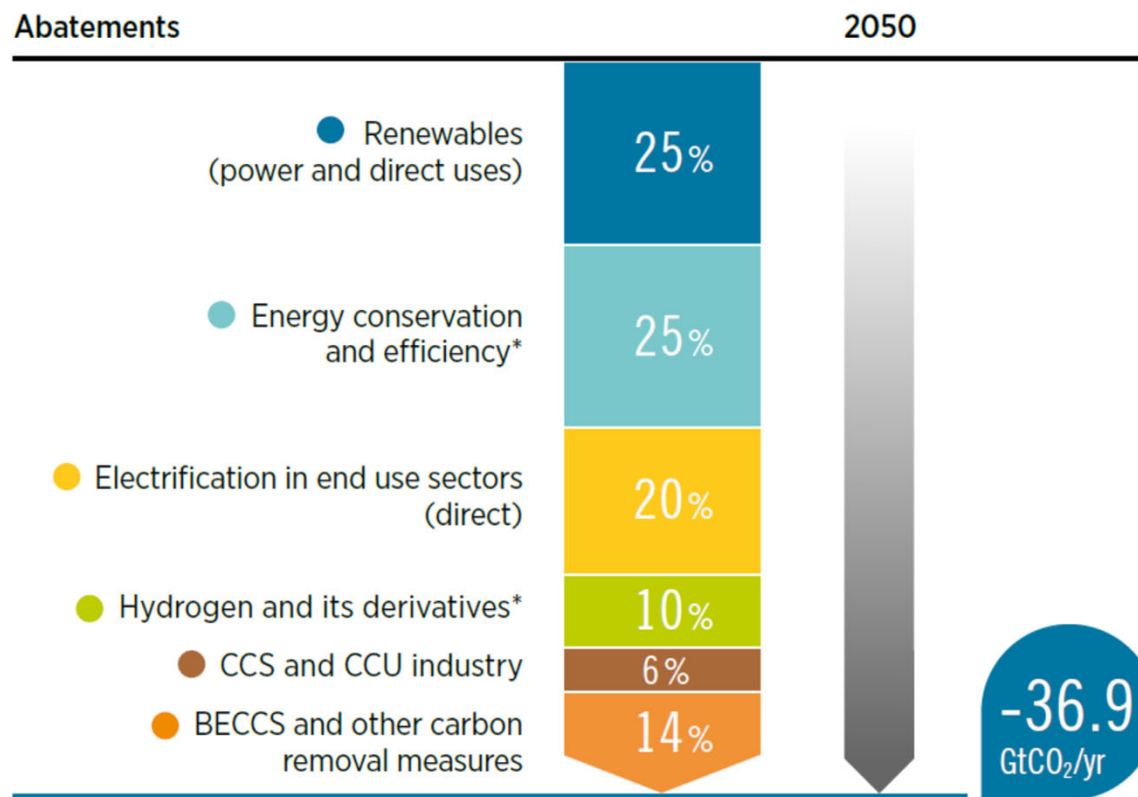
Fonte: Our World in Data

Source: Robbie Andrews (2019); based on Global Carbon Project & IPCC SR15

Note: Carbon budgets are based on a >66% chance of staying below 1.5°C from the IPCC's SR15 Report.
OurWorldInData.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions • CC BY

Idrogeno: le ragioni

FIGURE 2.1 Carbon emissions abatements under the 1.5°C Scenario (%)



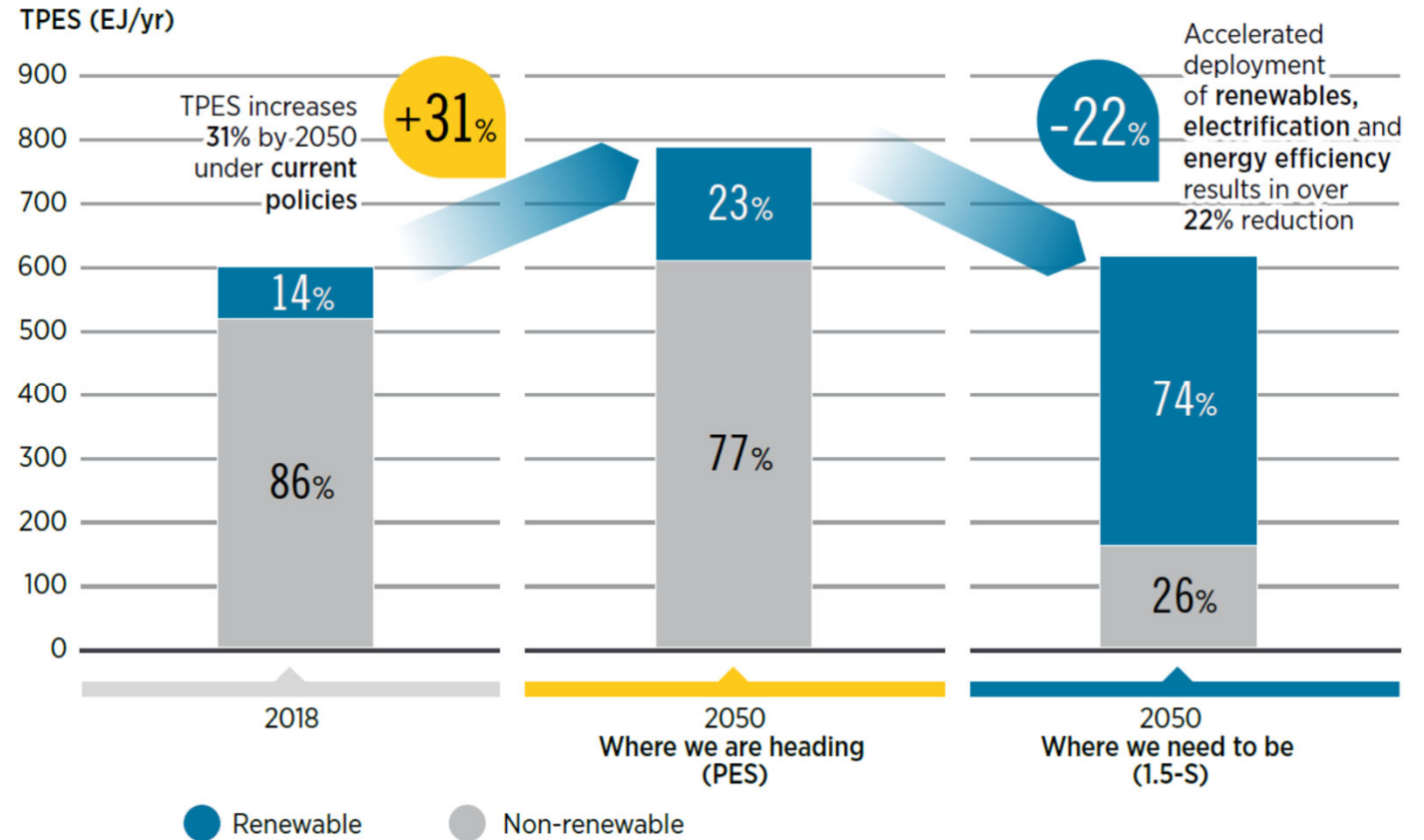
Le soluzioni

Fonte: IRENA, World Energy Transitions Outlook, 2021

Le soluzioni

Idrogeno: le ragioni

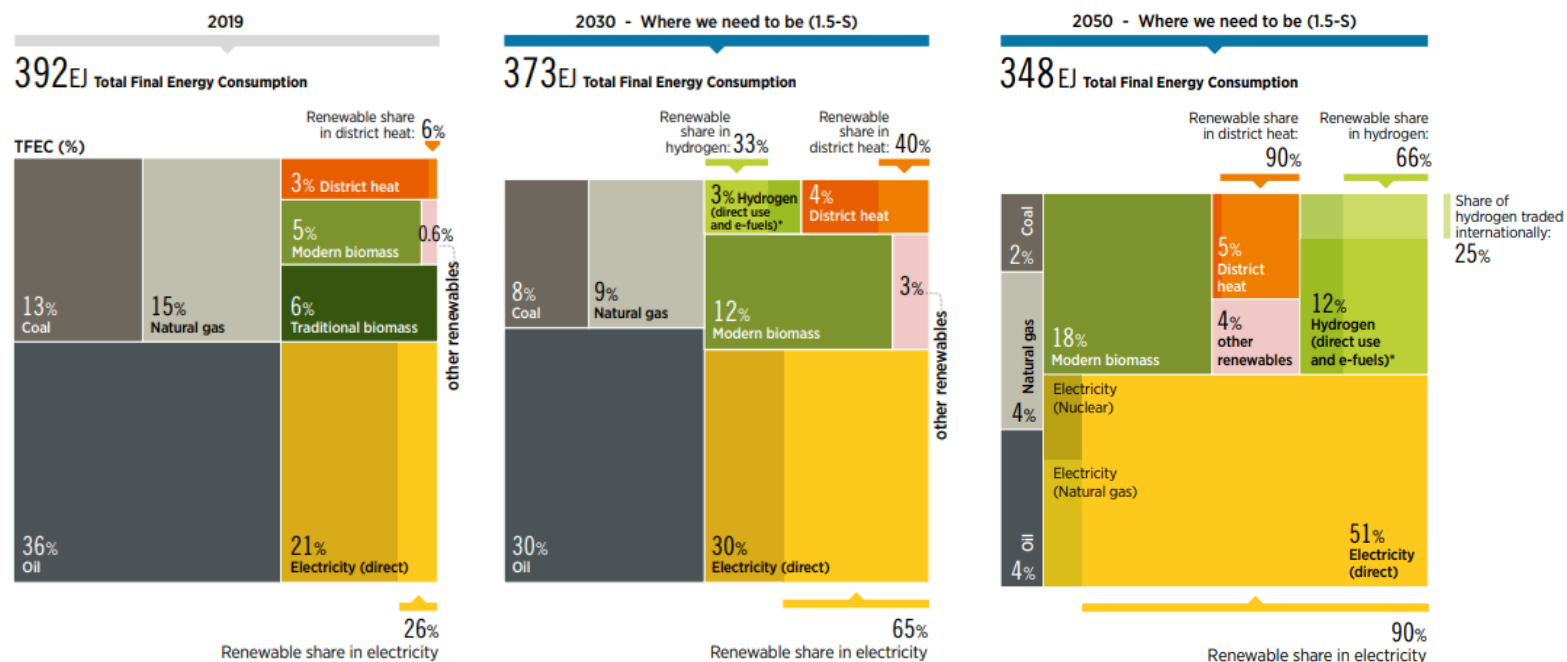
FIGURE 2.2 Renewable and non-renewable share of total primary energy supply in 2018 and 2050, PES and the 1.5°C Scenario (EJ/yr)



Fonte: IRENA, World Energy Transitions Outlook, 2021

Idrogeno: le ragioni

Mondo



- By 2050, electricity would be the main energy carrier with more than a 50% direct share of total final energy consumption – up from 21% in 2018.
- By 2050, 90% of total electricity needs would be supplied by renewables followed by 6% from natural gas and the remainder from nuclear.
- Another 8% of final energy would come as indirect electricity in the form of e-fuels and hydrogen.

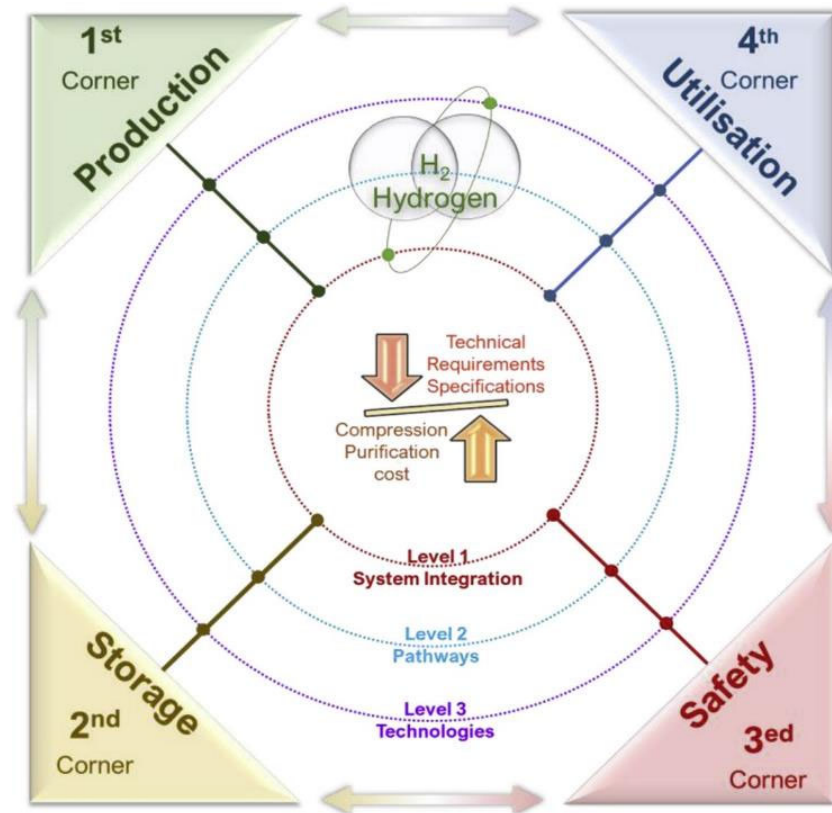
Fonte: WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2022

Idrogeno: le ragioni

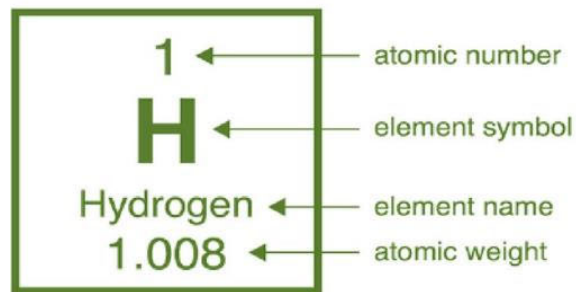
HydESS



Hydrogen-based Energy
Storage Systems



Idrogeno: un percorso a tappe



National **Hydrogen** &
Fuel Cell Day | 10·08

1776: Henry Cavendish scopre l'elemento chimico idrogeno

1783: Antoine Lavoisier produce l'idrogeno

1800: Nicholson e Carlisle usano l'elettrolisi dell'acqua per produrre H_2

1839: William Robert Grove sviluppa la prima cella a combustibile ad H_2

1898: prima liquefazione dell' H_2 (James Dewar)

1900: Ferdinand von Zeppelin realizza il primo dirigibile utilizzante H_2

1920-1930: i primi dirigibili ad H_2 attraversano l'Atlantico

1958: nasce la NASA che negli anni successivi utilizzò largamente l' H_2 come combustibile dei razzi (nel 1961 realizzò il più grande serbatoio di H_2 liquido al mondo)

Idrogeno: proprietà termofisiche

Table 2 – Hydrogen properties and specifications.

Properties	SI Units
Discovery date/by/Chemical formula	1766/Henry Cavendish/H ₂
Isotopes	¹ H (99.98%), ² H, ³ H, (⁴ H– ⁷ H Unstable)
Equivalences; Hydrogen solid, liquid and Gas at Pressure = 981 mbar and Temperature = 20 °C	1 kg = 14,104 l = 12,126 m ³
Molecular weight	1.00794
Vapor pressure at (–252.8 °C)	101.283 kPa
Density of the gas at boiling point and 1 atm	1.331 kg/m ³
Specific gravity of the gas at 0 °C and 1 atm (air = 1)	0.0696
Specific volume of the gas at 21.1 °C and 1 atm	11.99 m ³ /kg
Specific gravity of the liquid at boiling point and 1 atm	0.0710
Density of the liquid at boiling point and 1 atm	67.76 kg/m ³
Boiling point at (101.283 kPa)	–252.8 °C
Freezing/Melting point at (101.283 kPa)	–259.2 °C
Critical temperature	–239.9 °C
Critical pressure	1296.212 kPa, abs
Critical density	30.12 kg/m ³
Triple point	–259.3 °C at 7.042 kPa, abs
Latent heat of fusion at the triple point	58.09 kJ/kg
Latent heat of vaporization at boiling point	445.6 kJ/kg
Solubility in water vol/vol at 15.6 °C	0.019
Dilute gas viscosity at 26 °C (299 K)	9 × 10 ^{–6} Pa s

Fonte:

Dawood F, Anda M, Shafiullah GM. Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy 2020; 45(7):3847-3869

Idrogeno: proprietà termofisiche

Molecular diffusivity in air	$6.1 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$
C _p	14.34 kJ/(kg) (°C)
C _v	10.12 kJ/(kg) (°C)
Ratio of specific heats (C _p /C _v)	1.42
Lower heating value, weight basis	120 MJ/kg
Higher heating value, weight basis	141.8 MJ/kg
Lower heating value, volume basis at 1 atm	11 MJ/m ³
Higher heating value, volume basis at 1 atm	13 MJ/m ³
Stoichiometric air-to-fuel ratio at 27 °C and 1 atm	34.2 kg/kg
Flammable limits in air	4%–75%
Explosive (detonability) limits	18.2 to 58.9 vol% in air
Maximum combustion rate in air	2.7/3.46 (m s ⁻¹)
Maximum flame temperature	1526.85 °C
Autoignition temperature/in air	400 °C/571 °C

Fonte:

Dawood F, Anda M, Shafiullah GM. Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy 2020; 45(7):3847-3869

Idrogeno: proprietà termofisiche

CONTENUTO ENERGETICO (Potere calorifico inferiore)	1 Nm³ di idrogeno = 0.34 l di benzina 1 l di idrogeno liquido = 0.27 l di benzina 1 kg di idrogeno = 2.75 kg di benzina
---	---

Tabella 2.2. Dati di confronto fra diversi combustibili

Caratteristiche	Idrogeno	Metano	Propano	Benzina
Densità del gas in condizioni standard [kg/m ³]	0.084	0.65	0.42	4.4
Calore di vaporizzazione [J/g]	445.6	509.9	–	250-400
Potere calorifico inferiore [kJ/g]	119.93	50.02	46.35	44.5
Potere calorifico superiore [kJ/g]	141.8	55.3	50.41	48
Conduktività termica del gas in condizioni standard [mW/(cm K)]	1.897	0.33	0.18	0.112
Coefficiente di diffusione in aria in condizioni standard [cm ² /s]	0.61	0.16	0.12	0.05
Limiti di infiammabilità in aria [vol %]	4.0 ÷ 75	5.3 ÷ 15	2.1 ÷ 9.5	1 ÷ 7.6
Limiti di detonazione in aria [vol %]	18.3 ÷ 59	6.3 ÷ 13.5	–	1.1 ÷ 3.3
Composizione stechiometrica in aria [vol %]	29.53	9.48	4.03	1.76
Energia di attivazione in aria [mJ]	0.02	0.29	0.26	0.24
Temperatura di autoignizione [K]	858	813	760	500 ÷ 744
Temperatura di combustione adiabatica in aria [K]	2318	2148	2385	2470
Energia di esplosione (rif. alla massa) [gTNT/g]	24	11	10	10
Energia di esplosione (rif. al volume) [gTNT/m ³]	2.02	7.03	20.5	44.2

Idrogeno: proprietà termofisiche

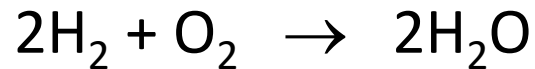
- ❑ L'idrogeno è un gas **incolore, inodore e insapore**, a molecola biatomica H_2 .
- ❑ L'idrogeno **non è tossico**, ma se rilasciato in ambienti confinati può dare luogo ad atmosfere sotto-ossigenate (rischio di asfissia) .
- ❑ La sua **densità in fase gassosa** (in condizioni normali) è 0,0834 g/l (è **14,4 volte più leggero dell'aria**) → tenderà a stratificarsi verso l'alto.
- ❑ L'idrogeno liquido (al punto di ebollizione a 1 atm) ha una densità di 67,76 g/l.
- ❑ Il punto di ebollizione a pressione atmosferica è -252,77 °C.

Idrogeno: proprietà termofisiche

- ❑ Tra tutti i combustibili e carburanti, **l'idrogeno possiede la maggiore densità energetica**: 1 kg di idrogeno ha lo stesso contenuto energetico di 2,1 kg di gas naturale o di 2,8 kg di benzina.
- ❑ **In rapporto al volume**, la densità energetica di idrogeno liquido è circa 1/4 di quella della benzina e circa 1/3 di quella del gas naturale.
- ❑ Il contenuto (in peso) di idrogeno nell'acqua è di 11,2%.

Idrogeno: proprietà termofisiche

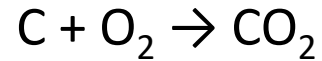
Acceso all'aria brucia con fiamma azzurrognola e fortemente calorifica, reagendo con ossigeno (O) per formare acqua:



Dalla reazione di idrogeno con ossigeno risulta teoricamente solo acqua demineralizzata e quindi la sua combustione in motori e in turbine a gas produce emissioni inquinanti in quantità minime e trascurabili.

Idrogeno: proprietà termofisiche

Stechiometria della combustione



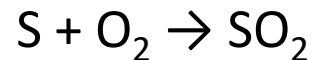
$$1 \text{ kmol C} + 1 \text{ kmol O}_2 = 1 \text{ kmol CO}_2$$

$$12 \text{ kg C} + 32 \text{ kg O}_2 = 44 \text{ kg CO}_2$$



$$1 \text{ kmol H}_2 + 1/2 \text{ kmol O}_2 = 1 \text{ kmol H}_2\text{O}$$

$$2 \text{ kg H}_2 + 16 \text{ kg O}_2 = 18 \text{ kg H}_2\text{O}$$



$$1 \text{ kmol S} + 1 \text{ kmol O}_2 = 1 \text{ kmol SO}_2$$

$$32 \text{ kg S} + 32 \text{ kg O}_2 = 64 \text{ kg SO}_2$$

Idrogeno: proprietà termofisiche

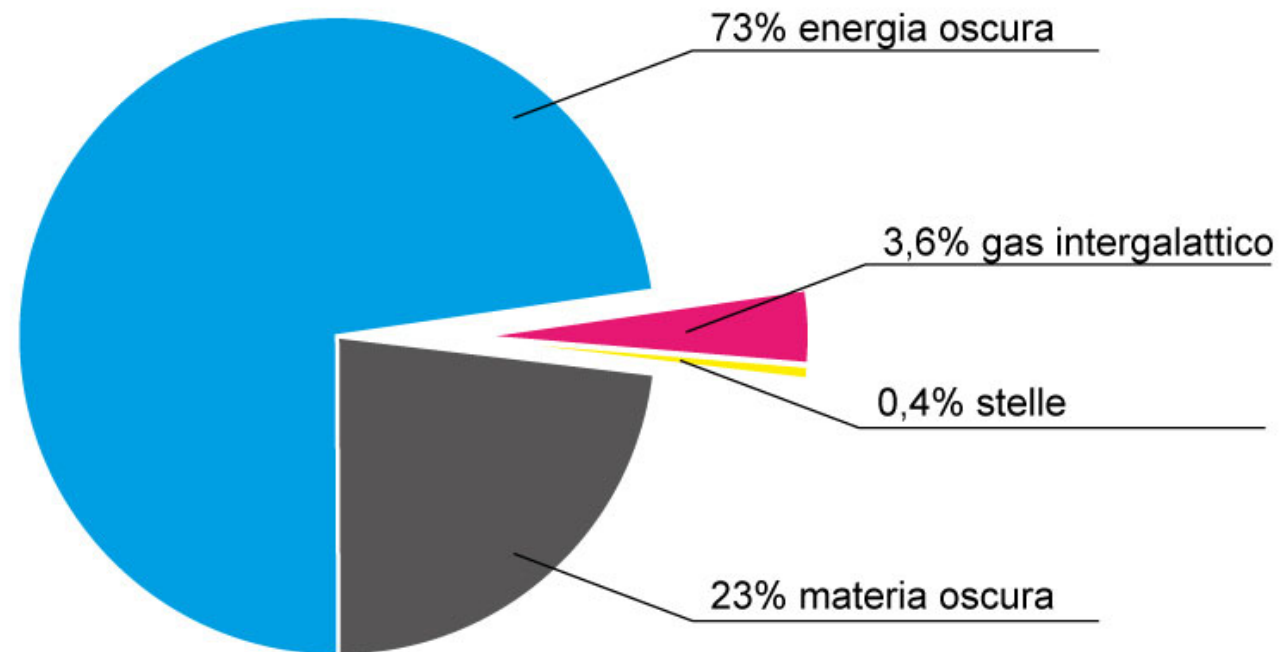
- ❑ A temperatura ambiente l'idrogeno è chimicamente poco reattivo a causa dell'elevata stabilità delle molecole H_2 che lo costituiscono.
- ❑ La reattività è molto maggiore quando si trova allo stato atomico; alcuni metalli (come per esempio il platino e il palladio) hanno la proprietà di assorbire idrogeno molecolare favorendone la dissociazione in idrogeno atomico e per questo vengono utilizzati come catalizzatori nelle reazioni in cui interviene idrogeno.

Diffusione dell'idrogeno

- ❑ L'idrogeno è **il più diffuso elemento nell'universo**, ma sulla terra è combinato con altri elementi.
- ❑ L'idrogeno è presente nell'atmosfera solo in piccolissima concentrazione perché, data la sua leggerezza, tende a sfuggire al campo gravitazionale e a disperdersi nello spazio.
- ❑ È invece **relativamente abbondante in forma combinata**, soprattutto come **acqua** (H₂O) e come **composti organici** (idrocarburi, biomasse, ecc.).
- ❑ Esempi sono il gas metano (CH₄) e i vegetali formati da combinazioni organiche più complesse.

Diffusione dell'idrogeno

Nell'universo
(in massa)



Fonte:
<https://scienzapertutti.infn.it/2-di-che-cosa-e-composto-luniverso>

Diffusione dell'idrogeno

**Confronto analitico della distribuzione
dei più diffusi elementi chimici presenti nell'Universo**

Terra	%	Crosta Terrestre	%	Atmosfera	%	Uomo	%	Universo	%
1. Ferro	35,4%	1. Ossigeno	46,6%	1. Azoto	78,08 %	1. Ossigeno	65%	1. Idrogeno	73,9%
2. Ossigeno	27,8%	2. Silicio	27,7%	2. Ossigeno	20,97 %	2. Carbonio	18%	2. Elio	24%
3. Magnesio	17%	3. Alluminio	8,1%	3. Argon	0,93 %	3. Idrogeno	9,5%	3. Ossigeno	0,104%
4. Silicio	12,6%	4. Ferro	5,0%	4. Carbonio	0,017 %	4. Azoto	3,2%	4. Carbonio	0,046%
5. Zolfo	2,7	5. Calcio	3,6%	5. Neon	0,002 %	5. Calcio	1,5%	5. Neon	0,013
6. Nichel	2,7	6. Sodio	2,8%	6. Elio	0,0005 %	6. Fosforo	1,2%	6. Ferro	0,011
7. Calcio	0,6%	7. Potassio	2,6%	7. Idrogeno	0,0002 %	7. Potassio	0,4%	7. Azoto	0,009
8. Alluminio	0,4%	8. Magnesio	2,1%	8. Krypton	0,0001 %	8. Zolfo	0,2%	8. Silicio	0,007

Oceani

Elemento	%	Elemento	%
Ossigeno	85.84	Zolfo	0.091
Idrogeno	10.82	Calcio	0.04
Cloro	1.94	Potassio	0.04
Sodio	1.08	Bromo	0.0067
Magnesio	0.1292	Carbonio	0.0028

Idrogeno vettore energetico

L'idrogeno si ricava dall'acqua e dai composti organici (idrocarburi, biomasse, ecc.) mediante processi chimici che richiedono apporto di energia (fonti fossili, nucleare, eolico, solare, idrica...)



L'idrogeno può essere pertanto considerato una **fonte energetica secondaria**



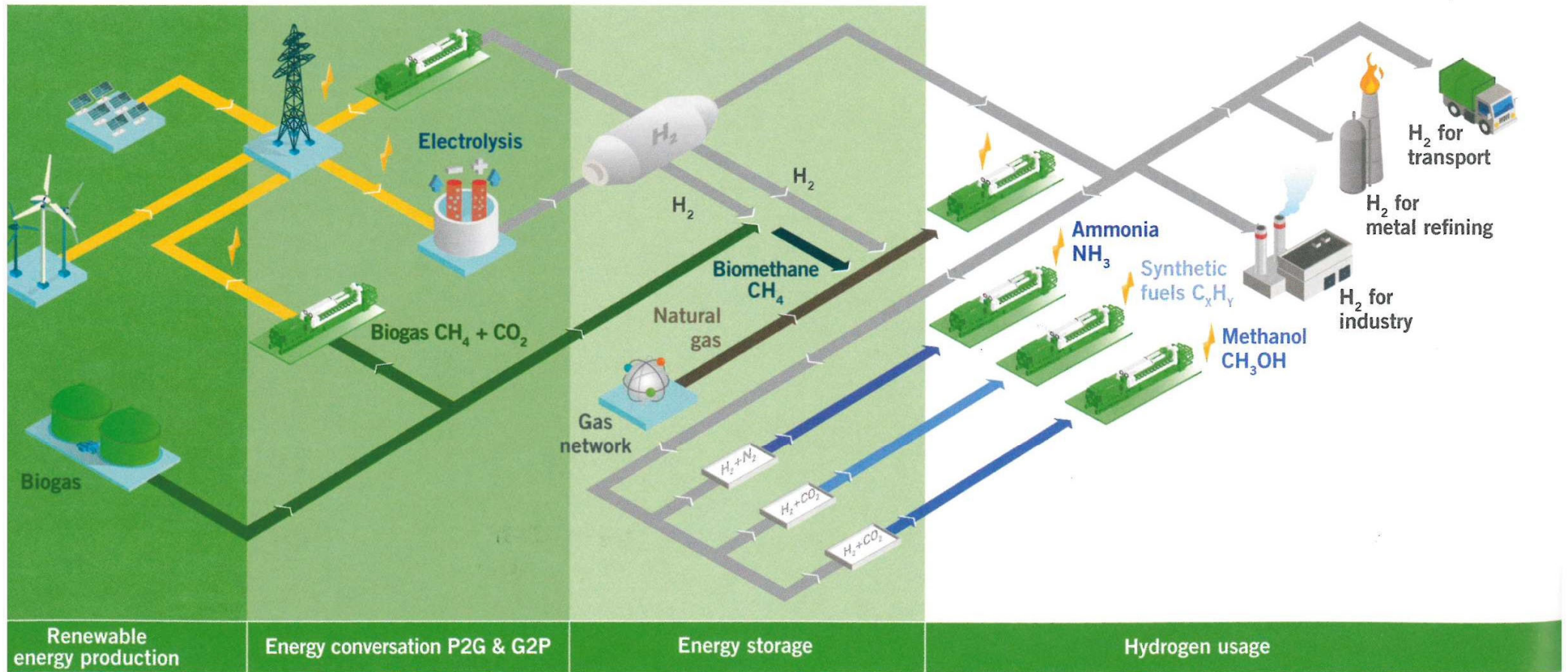
L'idrogeno è un mezzo per lo **stoccaggio ed il trasporto dell'energia**



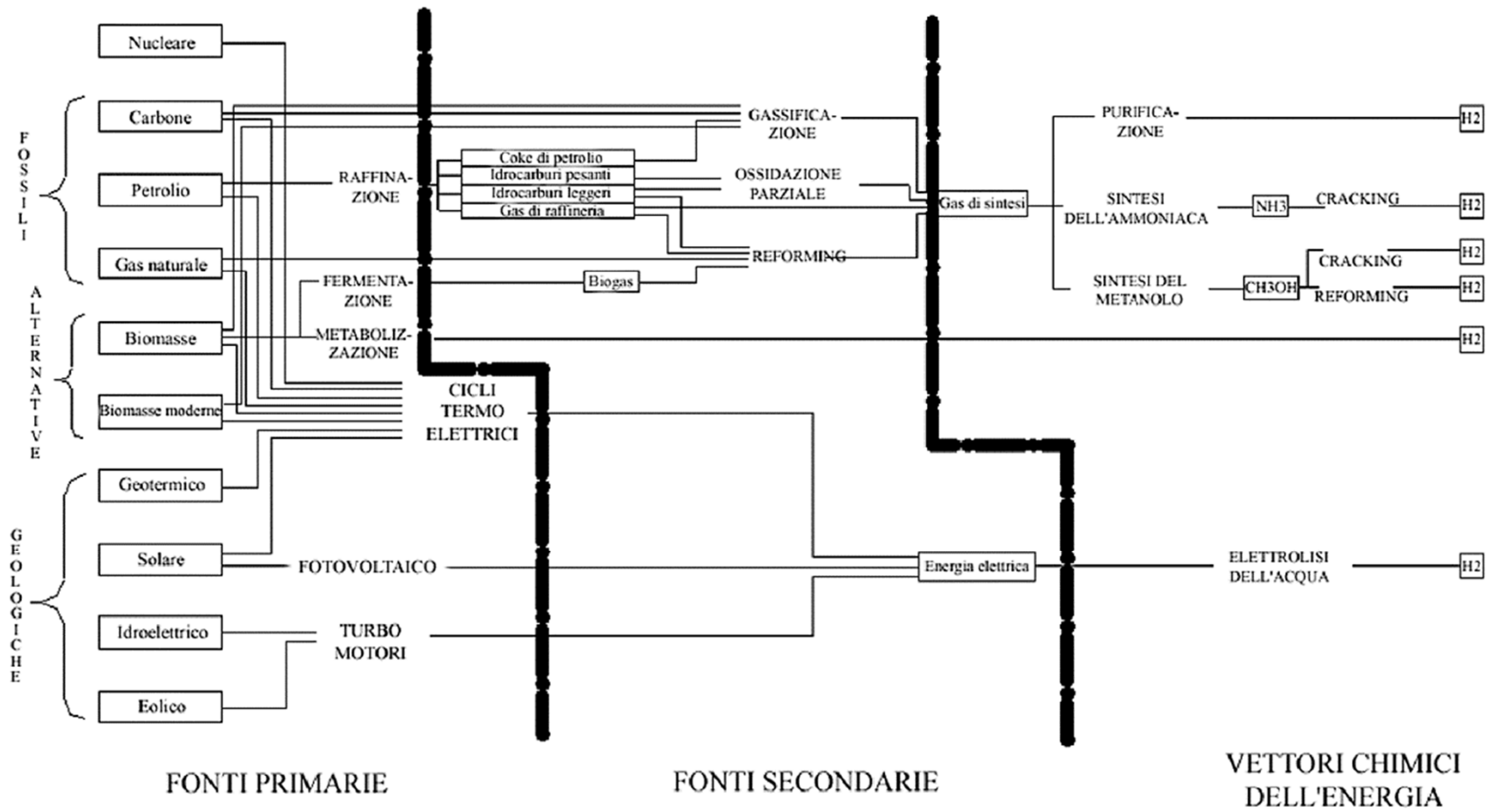
L'H₂ E' UN VETTORE ENERGETICO, NON E' UNA FONTE PRIMARIA

Idrogeno vettore energetico

Fonte: INNIO Jenbacher



Idrogeno vettore energetico



Idrogeno vettore energetico

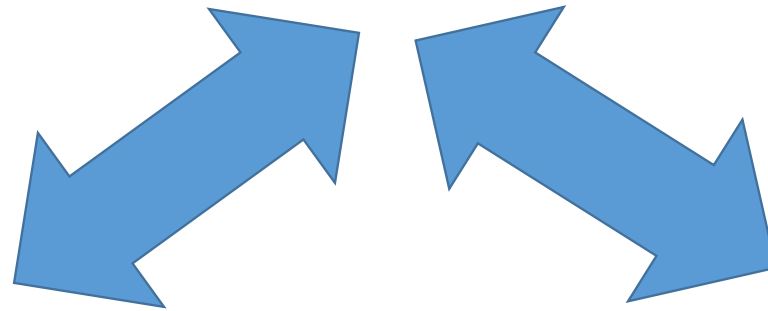
- ❑ Quando si parla di “idrogeno” nel contesto energetico si intende in realtà la molecola di idrogeno H_2 .
- ❑ **Importanza della molecola idrogeno** \Leftrightarrow **possibilità di produrre energia**, termica mediante combustione o elettrica mediante fuel cells, in maniera pulita **senza emissione di anidride carbonica**.
- ❑ **Difficoltà** \Leftrightarrow la **molecola H_2 è scarsamente presente in natura** e va quindi prodotta, consumando a sua volta energia e con un costo associato.



Il bilancio tra le emissioni di CO_2 nella produzione della molecola di idrogeno e i costi complessivi per la sua generazione, trasporto e stoccaggio è alla base dell'intero **ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica**.

Idrogeno: il ruolo

Nonostante le potenzialità dell'idrogeno e le principali tecnologie della relativa filiera siano note da anni, non si è verificata ad oggi una massiccia penetrazione del vettore nel mix energetico globale

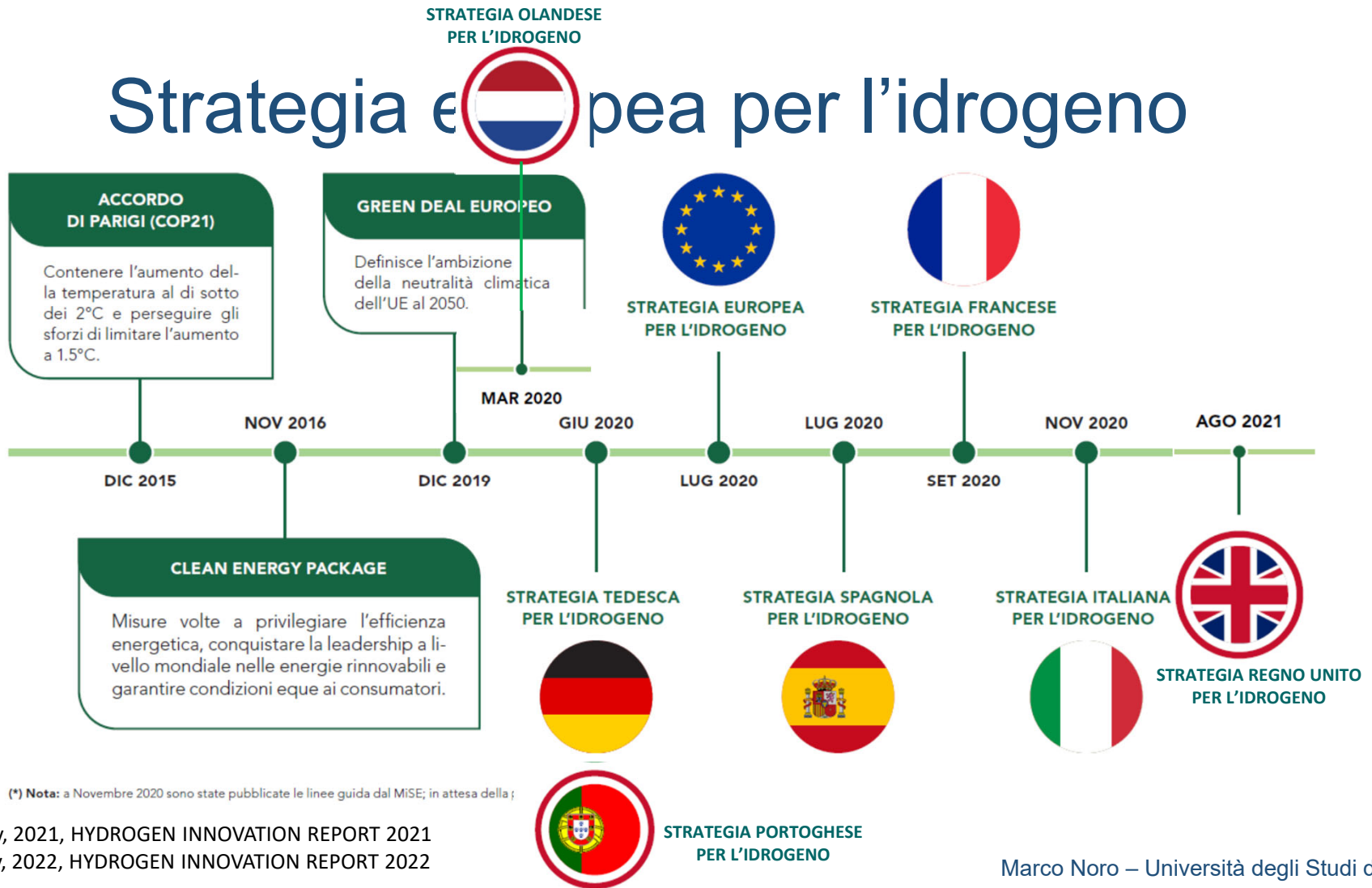


MATURITÀ TECNOLOGICA

COMPETITIVITÀ ECONOMICA

*European and Italian strategies for hydrogen:
generation, transport, distribution and storage*

Strategia europea per l'idrogeno



Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021
 Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Strategia europea per l'H₂: Fase 1 (2020-2025)

NASCITA, SVILUPPO E DIFFUSIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO



Fase 1 (2020 - 2025): nascita del mercato dell'idrogeno e definizione di un quadro normativo-regolatorio *ad hoc*.

Idrogeno: produzione

	IDROGENO MARRONE	IDROGENO GRIGIO	IDROGENO BLU	IDROGENO TURCHESE	IDROGENO GIALLO	IDROGENO ROSA	IDROGENO VERDE
PROCESSO	Gassificazione	Steam reforming	Steam reforming o gassificazione con CCUS	Pirolisi	Elettrolisi	Elettrolisi	Elettrolisi
FONTE ENERGETICA	Carbone	Gas metano	Gas metano Carbone	Gas metano	Energia elettrica dalla rete	Energia elettrica nucleare	Energia elettrica rinnovabile

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia europea per l'H₂: Fase 1 (2020-2025)

Obiettivo

Installare una **capacità produttiva di idrogeno da fonti di energia rinnovabile (elettrolizzatori) pari a 6 GW**, con una produzione di idrogeno da fonti rinnovabili fino a **1 Mt.**



Decarbonizzare alcuni impianti di produzione di idrogeno già esistenti dotandoli di tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.



Potenziare la fabbricazione di elettrolizzatori (fino a 100 MW) e prevederne l'applicazione nelle vicinanze dei centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici.



Prevedere elettrolizzatori per approvvigionare a livello locale un numero sempre maggiore di stazioni di rifornimento.



Definire il **quadro normativo** e gli **incentivi** alla domanda e all'offerta nei principali mercati guida.



Oltre all'industria chimica, dove l'idrogeno viene già ampiamente utilizzato, **promuovere il ricorso all'idrogeno in nuove applicazioni d'uso finale** (altri processi industriali e trasporti pesanti).



Progettare l'**infrastruttura di trasporto portante e a medio raggio**, prevedendo nel breve termine il trasporto di idrogeno in *blend* nella rete del gas naturale esistente.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia europea per l'H₂: Fase 2 (2025-2030)

NASCITA, SVILUPPO E DIFFUSIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO



Fase 1 (2020 - 2025): nascita del mercato dell'idrogeno e definizione di un quadro normativo-regolatorio *ad hoc*.

Fase 2 (2025 - 2030): sviluppo del mercato dell'idrogeno, creazione delle prime applicazioni localizzate e costruzione dell'infrastruttura di trasporto.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia europea per l'H₂: Fase 2 (2025-2030)

Obiettivo

Installare una **capacità produttiva di idrogeno da fonti di energia rinnovabile (elettrolizzatori) pari a 40 GW**, con una produzione di idrogeno da fonti rinnovabili fino a **10 Mt.**



Estendere l'uso dell'idrogeno a **nuove applicazioni industriali** (siderurgia, autocarri, trasporti ferroviari, trasporto marittimo, ecc.).



Svolgere un'azione di bilanciamento del sistema elettrico fondato sulle rinnovabili fornendo flessibilità alla rete quando necessario.



Sviluppare le «*Hydrogen Valley*» con definizione di un'infrastruttura *ad hoc* per fornire **calore a edifici residenziali e commerciali**.



Pianificare la struttura portante di una **rete paneuropea** e creare una rete di **stazioni di rifornimento di idrogeno**.



Prevedere lo **stoccaggio quotidiano o stagionale che funga da riserva e da buffer**, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento a medio termine.



Sviluppare un **commercio internazionale privo di barriere**, in particolare con i paesi del vicinato orientale dell'UE e con quelli affacciati sul Mediterraneo meridionale e orientale.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia europea per l'H₂: Fase 3 (2030-2050)

NASCITA, SVILUPPO E DIFFUSIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO



Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Fase 1 (2020 - 2025): nascita del mercato dell'idrogeno e definizione di un quadro normativo-regolatorio *ad hoc*.

Fase 2 (2025 - 2030): sviluppo del mercato dell'idrogeno, creazione delle prime applicazioni localizzate e costruzione dell'infrastruttura di trasporto.

Fase 3 (2030 - 2050): diffusione su larga scala dell'idrogeno con una massiccia penetrazione del vettore nel mix energetico dei consumi finali.

Strategia europea per l'H₂: Fase 3 (2030-2050)

Obiettivo

Le tecnologie di **produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili** raggiungeranno la maturità tecnologica e saranno impiegate **su larga scala (500 GW)**.

Si prevede di **aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** (entro il 2050 circa **il 25%** potrebbe essere usato **per produrre idrogeno rinnovabile**).

L'idrogeno e i combustibili sintetici da esso derivati potrebbero penetrare in modo più capillare:

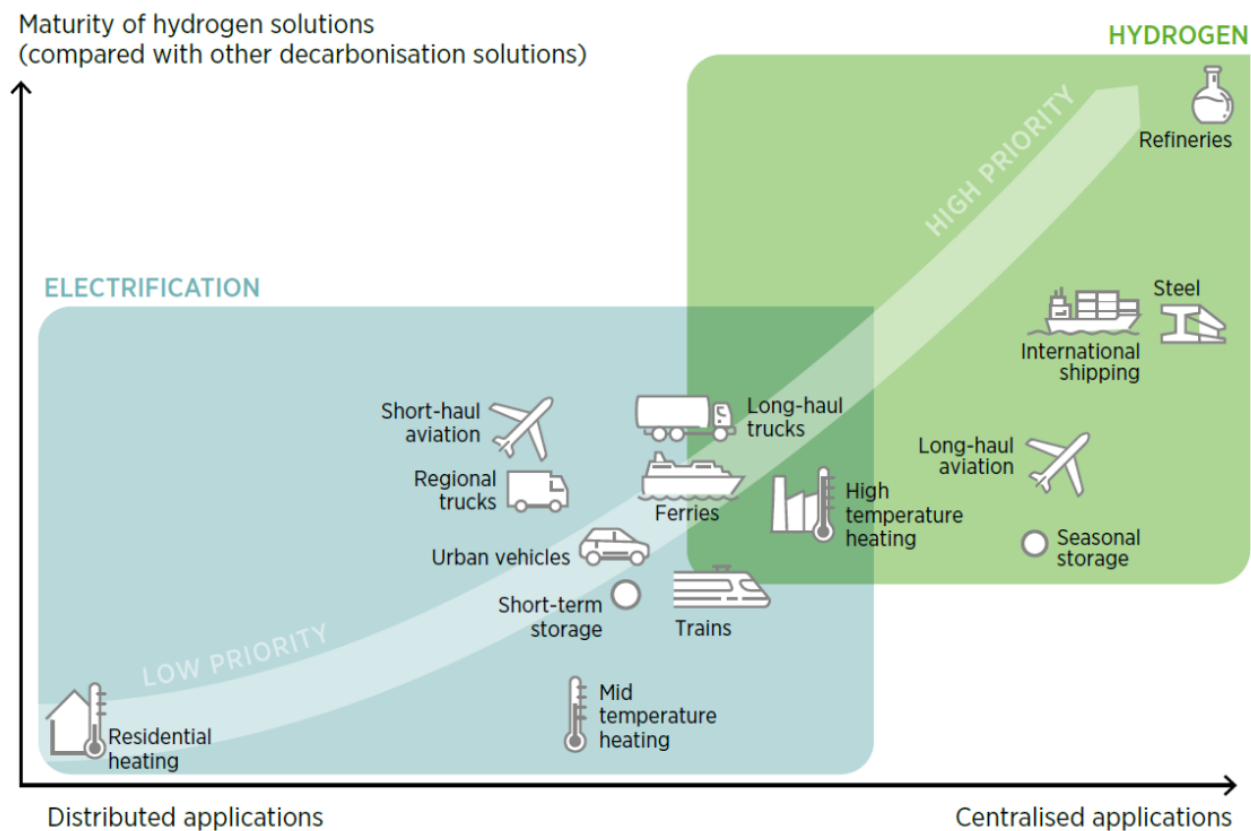


Trasporto pesante: **aereo e marittimo.**



Edilizia **industriale e commerciale.**

Strategia europea per l'idrogeno



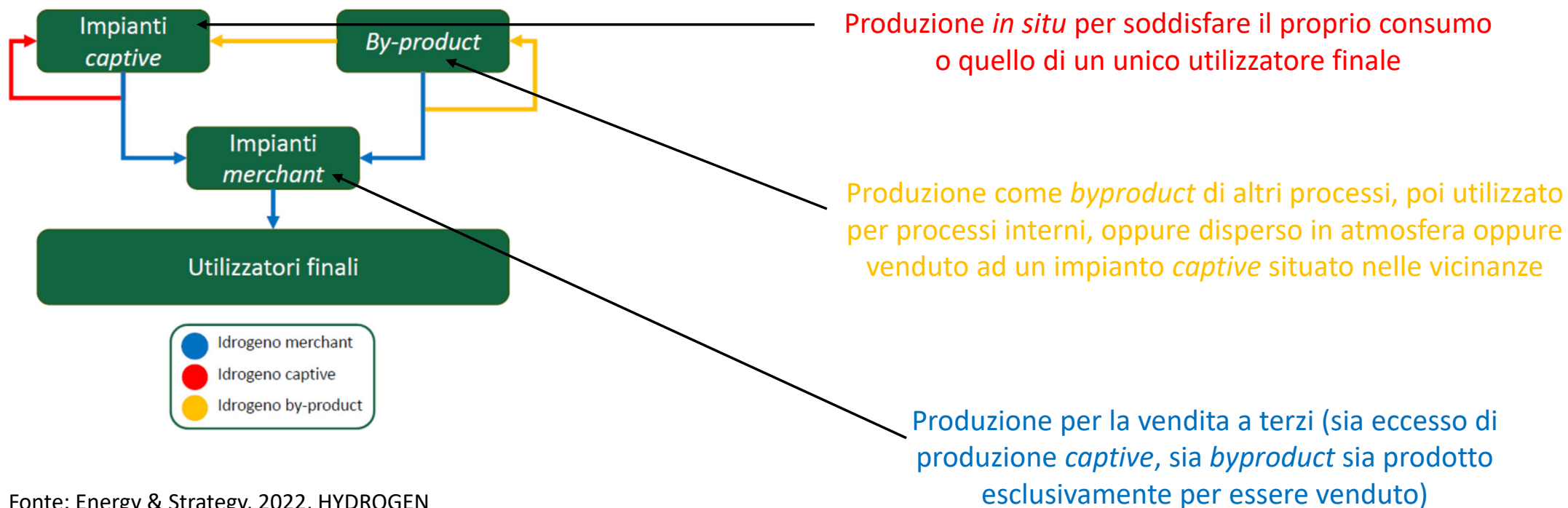
Fonte: IRENA, 2022, Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor

Strategia europea per l'H₂: la filiera



Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Idrogeno: produzione attuale (Europa)

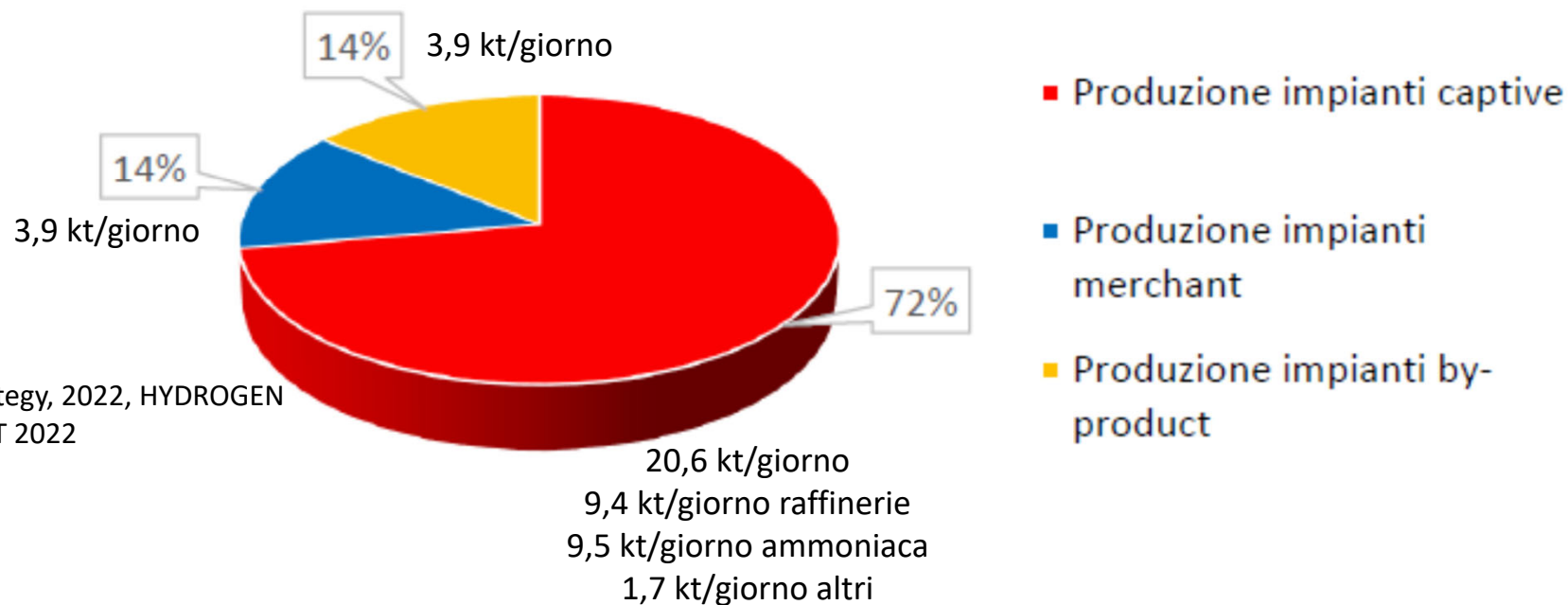


Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Idrogeno: produzione attuale (Europa)

Totale Europa 2019: **28,6 kt/giorno**

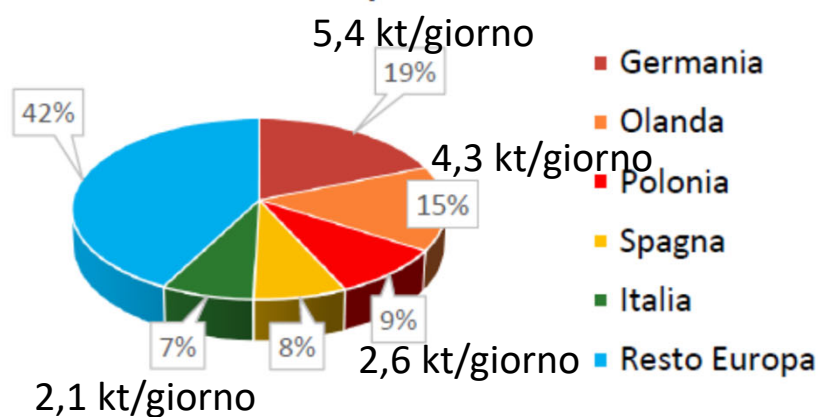
Produzione totale idrogeno nel 2019 per tipologia impianto - Europa



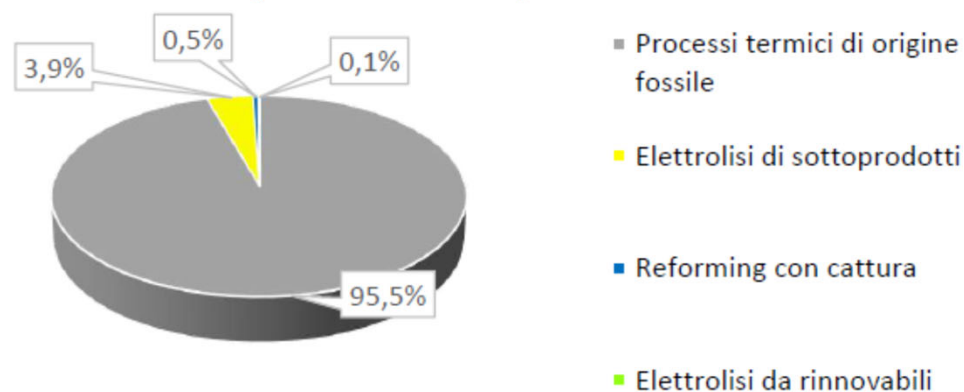
Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Idrogeno: produzione attuale (Europa)

Produzione totale idrogeno nel 2019 per paese - Europa



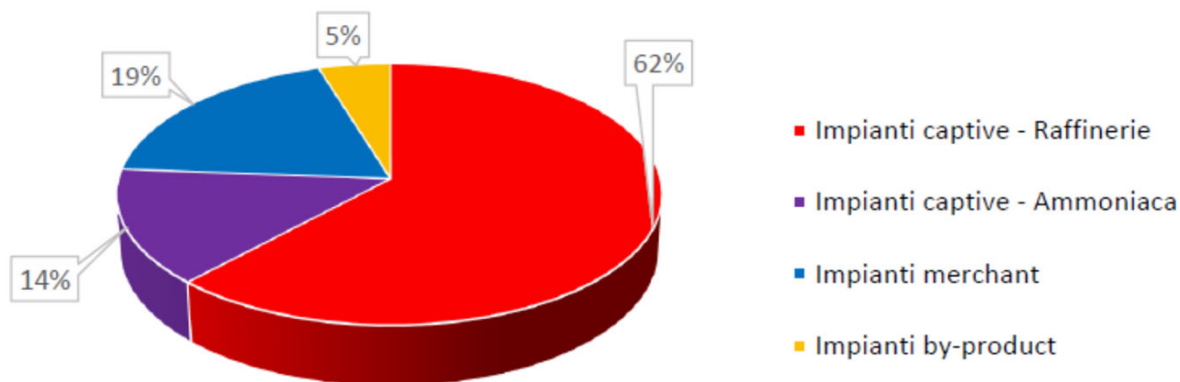
Produzione totale idrogeno nel 2019 per tipologia di processo - Europa



Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Idrogeno: produzione attuale (Italia)

Ripartizione impianti di produzione idrogeno nel 2019 - Italia



Totale Italia 2019: **2,1 kt/giorno**

Impianti *captive*:

- **12 impianti** per le **raffinerie (1,3 kt/giorno)**
- **1 impianto** per l'**ammoniaca (0,3 kt/giorno)**

Impianti *merchant*: **12 impianti (0,4 kt/giorno)**

Impianti *by-product* (in Italia principalmente come sottoprodotto dei processi di produzione di stirene ed etilene, **0,1 kt/giorno**)

Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Inoltre, in Italia è presente un impianto (Gruppo Sapio a Mantova) che produce **idrogeno blu** con una capacità di circa **1.500 m³/h**

Strategia europea per l'H₂: produzione

AL 2020

Annunciati o in fase di realizzazione **nuovi progetti di produzione di idrogeno rinnovabile** per un totale di 1,5 - 2,3 GW.

AL 2030

Investimenti per **aumentare la capacità di produzione di energia solare ed eolica fino a 80-120 GW.** * Investimenti in elettrolizzatori.

220-340 MLD €

24-42 MLD €

AL 2050

Investimenti pubblici e privati previsti **nella capacità di produzione.**

180-470 MLD €

Nota: La Commissione Europea ha stimato ulteriori investimenti pari a 11 G€ per dotare metà degli impianti esistenti di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Misure future

Certificare l'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio.

Creare sistemi di gara su **contratti per differenza sul carbonio** per saldare l'investitore della differenza tra il prezzo di esercizio e il prezzo effettivo della CO₂ nell'EU ETS.

Prevedere **regimi di sostegno diretti e trasparenti** basati sul mercato per l'idrogeno rinnovabile per premiare i servizi che gli elettrolizzatori effettuano nei confronti del sistema energetico.

Strategia europea per l'H₂: produzione

Fotovoltaico (Fonte: GSE, 2022)

$$\begin{aligned}
 * \\
 10 \text{ Mt}_{H_2} &= 10 \cdot 10^9 \text{ kg}_{H_2} = \\
 &= 10^{10} \text{ kg}_{H_2} \cdot \frac{1 \text{ kWh}_{el}}{0,75 \text{ kWh}_{H_2}} \cdot \frac{33,3 \text{ kWh}_{H_2}}{1 \text{ kg}_{H_2}} =
 \end{aligned}$$

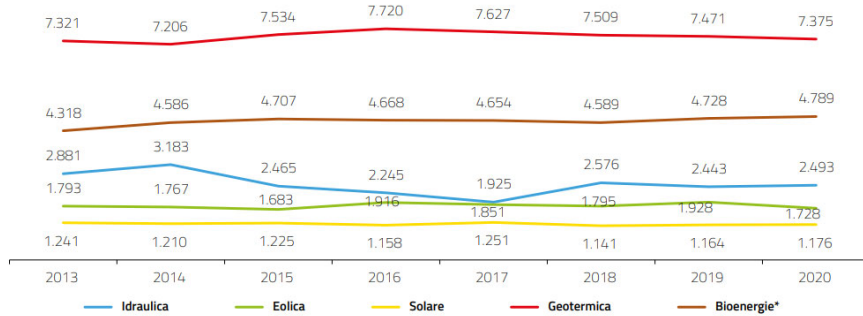
$$= 4,44 \cdot 10^{11} \text{ kWh}_{el} = 444 \text{ TWh}_{el}$$

Ore equivalenti annue fotovoltaico
(media 2015-2021) = 1179

Evoluzione delle ore di utilizzazione degli impianti entrati in esercizio entro la fine dell'anno precedente, per regione

Regione	ore 2015	ore 2016	ore 2017	ore 2018	ore 2019	ore 2020	ore 2021
Puglia	1.416	1.327	1.441	1.302	1.357	1.343	1.331
Basilicata	1.341	1.232	1.385	1.228	1.272	1.316	1.245
Molise	1.333	1.193	1.351	1.236	1.283	1.308	1.235
Sicilia	1.396	1.316	1.436	1.288	1.291	1.304	1.259
Lazio	1.339	1.224	1.361	1.210	1.237	1.272	1.196
Abruzzo	1.257	1.179	1.305	1.179	1.237	1.266	1.194
Calabria	1.285	1.255	1.320	1.189	1.224	1.254	1.179
Sardegna	1.272	1.260	1.355	1.197	1.243	1.249	1.186
Marche	1.226	1.157	1.291	1.151	1.203	1.219	1.163
Campania	1.180	1.121	1.216	1.106	1.108	1.148	1.061
Umbria	1.210	1.121	1.250	1.108	1.143	1.140	1.089
Emilia Romagna	1.158	1.094	1.199	1.092	1.122	1.129	1.081
Valle d'Aosta	1.136	1.141	1.149	1.056	1.117	1.116	1.081
Toscana	1.183	1.133	1.222	1.094	1.115	1.114	1.081
Piemonte	1.148	1.093	1.163	1.069	1.114	1.092	1.081
Friuli Venezia Giulia	1.133	1.024	1.091	1.068	1.036	1.089	1.064
Provincia Autonoma di Bolzano	1.094	1.064	1.097	1.040	1.012	1.075	1.034
Veneto	1.125	1.061	1.113	1.059	1.026	1.073	1.059
Provincia Autonoma di Trento	1.042	1.029	1.072	996	991	1.045	1.001
Liguria	1.079	1.051	1.101	1.004	1.025	1.005	996
Lombardia	1.037	1.008	1.055	996	1.005	995	976
Italia	1.225	1.158	1.252	1.141	1.164	1.176	1.137

3.1.10 Confronto tra ore di utilizzazione degli impianti



(*) Esclusi gli impianti ibridi

Strategia europea per l'H₂: produzione

*

Eolico

Ore equivalenti annue eolico
(media 2014-2021): 17,7 TWh / 10,619 GW = 1668

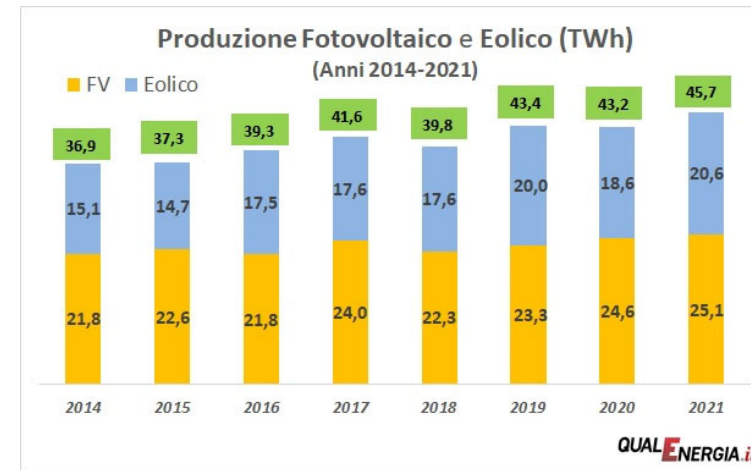
Ore equivalenti annue medie:

$$\frac{25,1}{25,1+20,6} \cdot 1179 + \frac{20,6}{25,1+20,6} \cdot 1668 = 1400$$

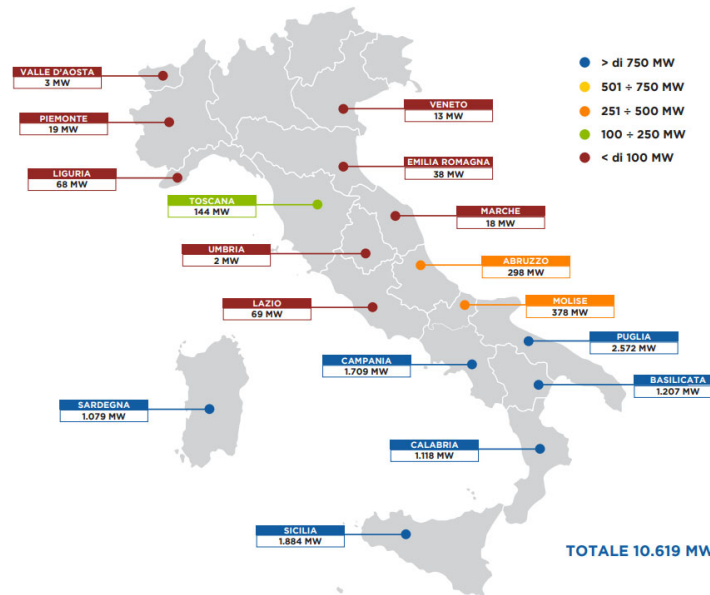
$$\frac{444 \text{ TWh}_{el}}{1400 \text{ h}} = 317 \text{ GW}_{el}$$

capacità fotovoltaico + eolico
necessaria da qui al 2030
(e non gli 80-120 GW_{el} menzionati
nella strategia UE)

(Fonte: QualEnergia, 2022)



LA POTENZA INSTALLATA SUL TERRITORIO NAZIONALE



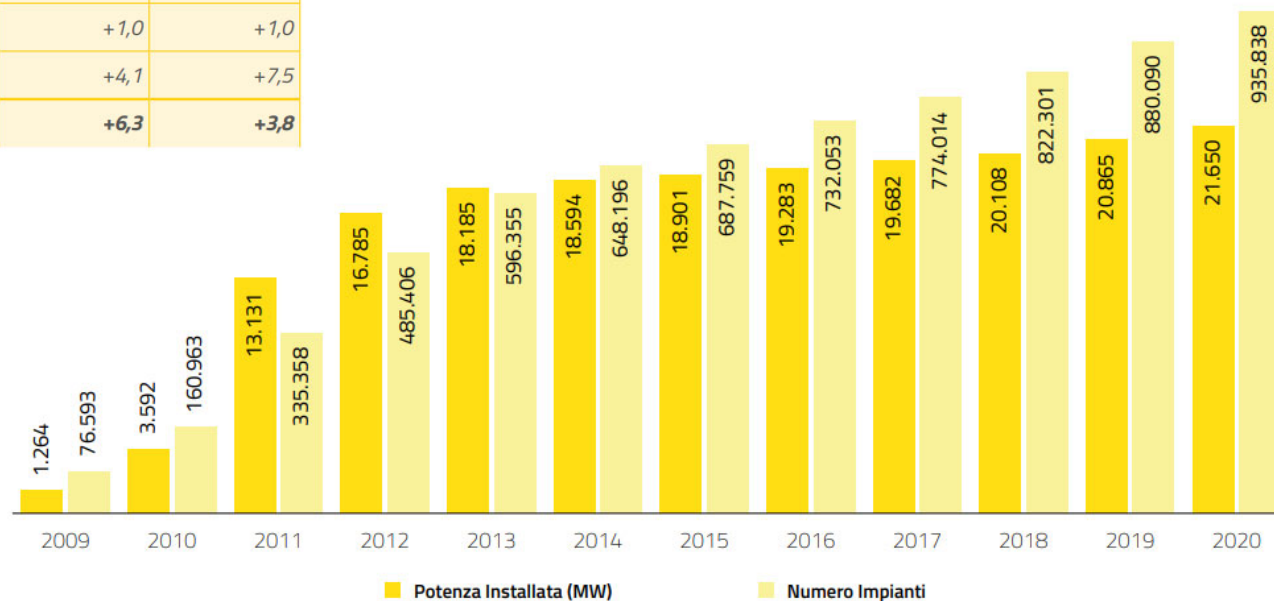
(Fonte: ANEV, 2021)

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Strategia europea per l'H₂: produzione

Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2019		Installati al 31/12/2020		Var % 2020/2019	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 ≤ P ≤ 3	297.410	803,6	312.196	838,7	+5,0	+4,4
3 < P ≤ 20	514.162	3.675,5	552.571	3.911,6	+7,5	+6,4
20 < P ≤ 200	56.302	4.403,3	58.542	4.585,5	+4,0	+4,1
200 < P ≤ 1.000	11.066	7.504,4	11.361	7.651,6	+2,7	+2,0
1.000 < P ≤ 5.000	953	2.347,1	963	2.371,2	+1,0	+1,0
P > 5.000	197	2.131,5	205	2.291,5	+4,1	+7,5
Totale	880.090	20.865,3	935.838	21.650,0	+6,3	+3,8

Evoluzione numero e potenza impianti PV



(Fonte: GSE, 2022)

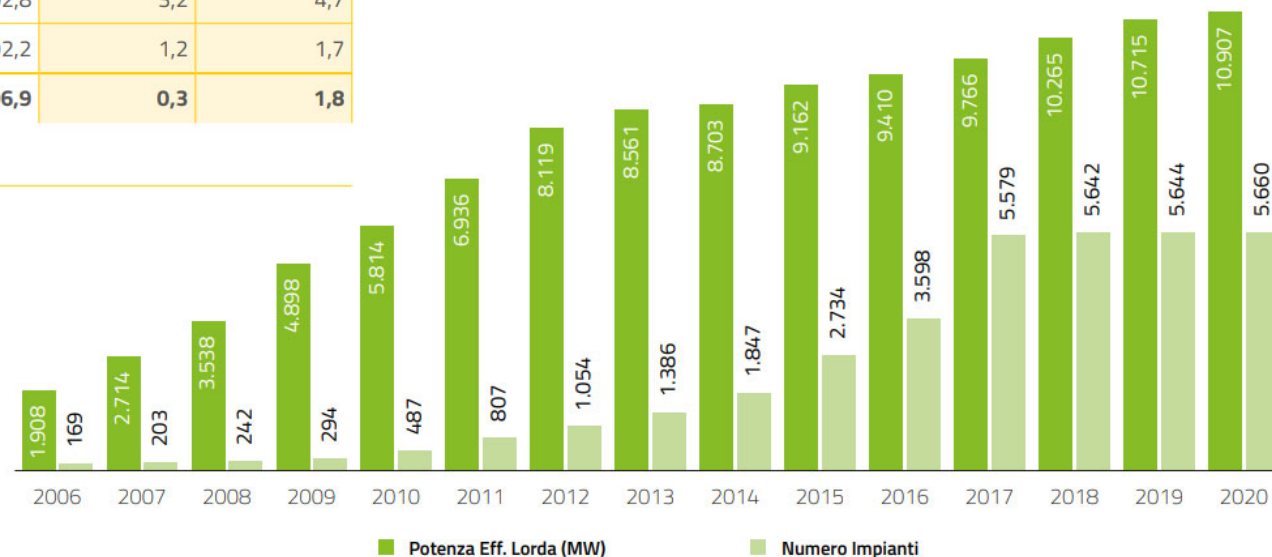
Strategia europea per l'H₂: produzione

3.3.2 Numero e potenza degli impianti eolici

Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2019		Installati al 31/12/2020		Var % 2020/2019	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
P ≤ 1 MW	5.198	510,1	5.206	511,9	0,2	0,3
1 MW < P ≤ 10 MW	125	671,4	129	702,8	3,2	4,7
P > 10 MW	321	9.533,2	325	9.692,2	1,2	1,7
Totale	5.644	10.714,8	5.660	10.906,9	0,3	1,8

Fonte: Terna

Evoluzione numero e potenza impianti eolici



(Fonte: GSE, 2022)

Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna

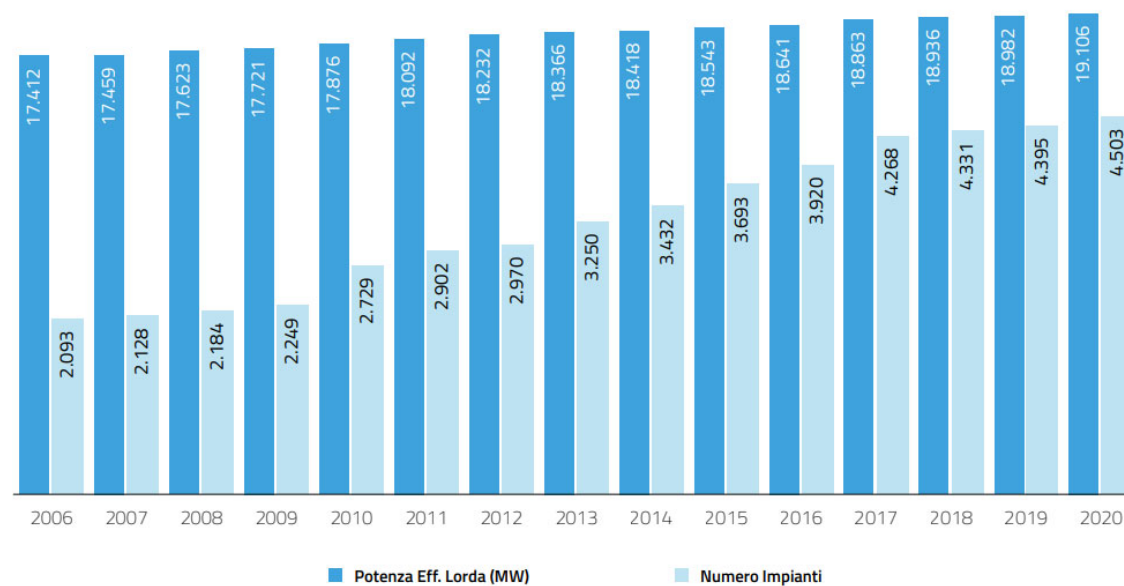
Strategia europea per l'H₂: produzione

3.4.2 Numero e potenza degli impianti idroelettrici

Evoluzione numero e potenza impianti idroelettrici





Classi di potenza (kW)	Installati al 31/12/2019		Installati al 31/12/2020		Var % 2020/2019	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
P ≤ 1 MW	3.179	851,8	3.271	870,9	2,9	2,2
1 MW < P ≤ 10 MW	907	2.715,7	922	2.756,5	1,7	1,5
P > 10 MW	309	15.414,8	310	15.478,5	0,3	0,4
Totale	4.395	18.982,3	4.503	19.105,9	2,5	0,7

Fonte: Terna



(Fonte: GSE, 2022)

Strategia europea per l'H₂: utilizzo

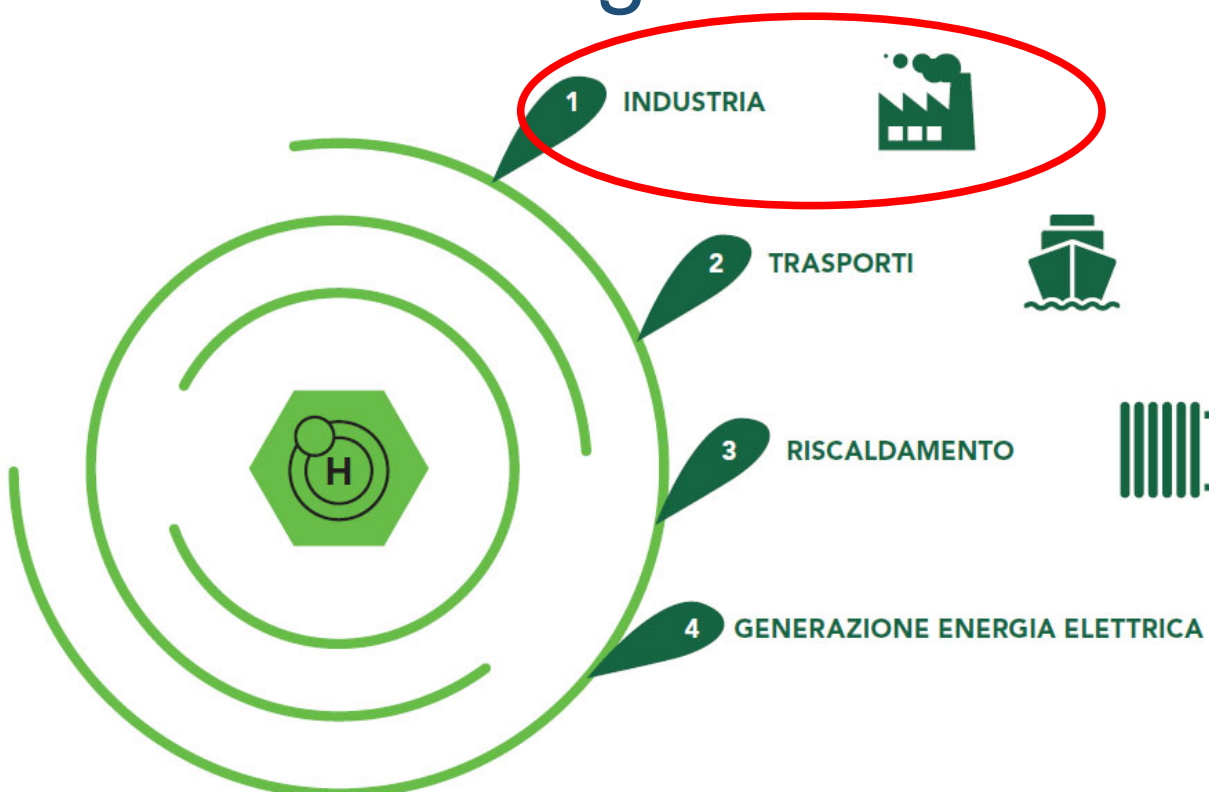
	2020 — 2030	2030 — 2050
INDUSTRIA	<p>Raffinerie e industria chimica per la produzione di ammoniaca e metanolo.</p> 	<p>Industria siderurgica.</p> 
TRASPORTI	<p>Autobus urbani, flotte commerciali (es. taxi) o tratti della rete ferroviaria che non possono essere elettrificati.</p> <p>Autoveicoli pesanti, compresi pullman e veicoli per uso speciale e per il trasporto stradale di merci su lunghe distanze.</p> <p>Trasporti marittimi a corto raggio e sulle vie navigabili interne.</p> 	<p>Aviazione e trasporti marittimi attraverso la produzione di cherosene sintetico liquido o altri carburanti sintetici.</p> 

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Misure future

Fissare quote minime o quote di idrogeno rinnovabile o dei suoi derivati in specifici settori d'uso finale.

Idrogeno: utilizzi finali (mondo)



Raffinazione di prodotti petroliferi (33%)

Produzione di ammoniaca (27%)

Produzione di metanolo (11%)

Produzione di acciai attraverso la riduzione diretta di minerali di ferro (3%)

Fonte: IEA, The Future of Hydrogen - Seizing Today's Opportunities, giugno 2019

In futuro?



Produzione di calore ad elevata temperatura (adeguamento tecnologico delle apparecchiature di combustione)

Idrogeno: utilizzi finali (mondo)

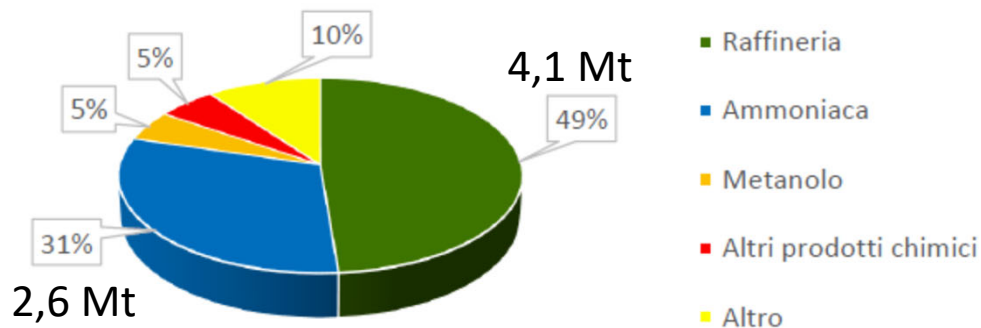
Produzione e usi finali dell'idrogeno nel mondo (fonte: IEA, giugno 2019)



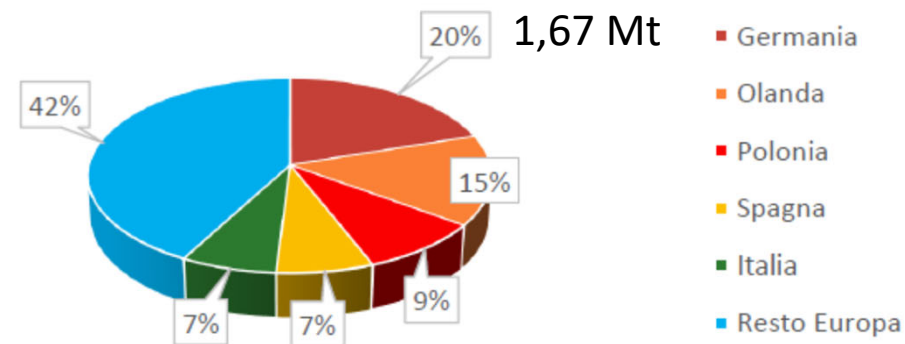
Idrogeno: utilizzi finali (Europa)

Totale Europa: 8,4 Mt

Domanda totale idrogeno nel 2019 per settore - Europa



Domanda totale idrogeno nel 2019 per paese - Europa



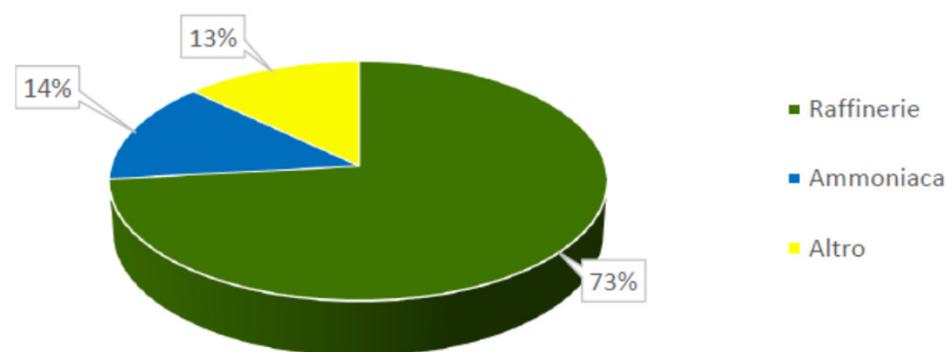
(Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022)

Idrogeno: utilizzi finali (Italia)

Domanda di idrogeno	2001	2006	2011	2016	2021	Unità
Raffinazione petrolifera	328,000	392,000	360,000	424,000	464,000	t/anno
Industria chimica	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	t/anno
Altro	48,000	48,000	40,000	48,000	48,000	t/anno
TOTALE	424,000	488,000	448,000	520,000	560,000	t/anno

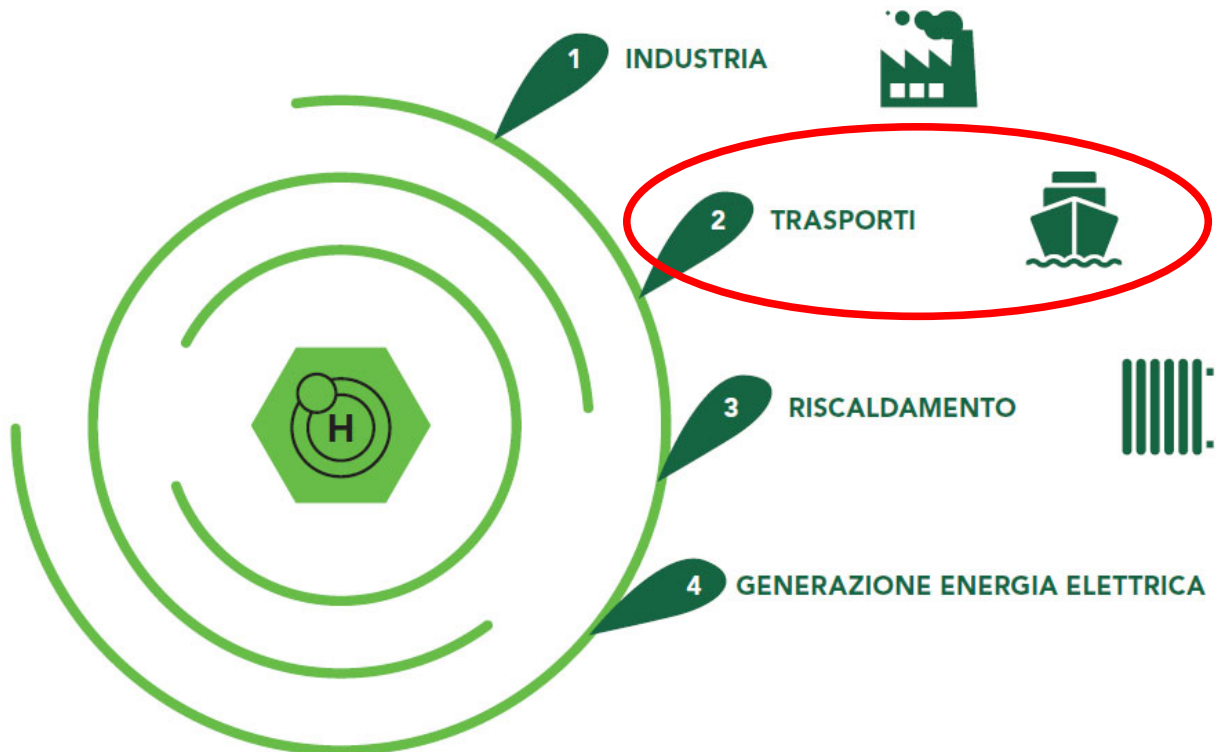
Fonte: Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile, Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia, novembre 2019

Totale Italia 2019: 0,58 Mt
Ripartizione domanda idrogeno nel 2019 - Italia



Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Idrogeno: utilizzi finali



In futuro?
↓

Trasporto merci su lungo raggio (FCEV)

Auto e light commercial vehicle (BEV)

Trasporto pubblico: tratte urbane BEV, tratte extra-urbane FCEV+BEV

⚡ Conversione dell'H₂ in combustibili a base di idrogeno/e-fuel (metano sintetico, metanolo, ammoniaca, combustibili sintetici liquidi) per trasporto navale e trasporto aereo

Idrogeno: utilizzi finali nel trasporto



Figura 6: Modelli di auto FCEV attualmente sul mercato: da sinistra, Honda Clarity, Hyundai ix35 Fuel Cell e Toyota Mirai

Fonte: Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile, Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia, novembre 2019

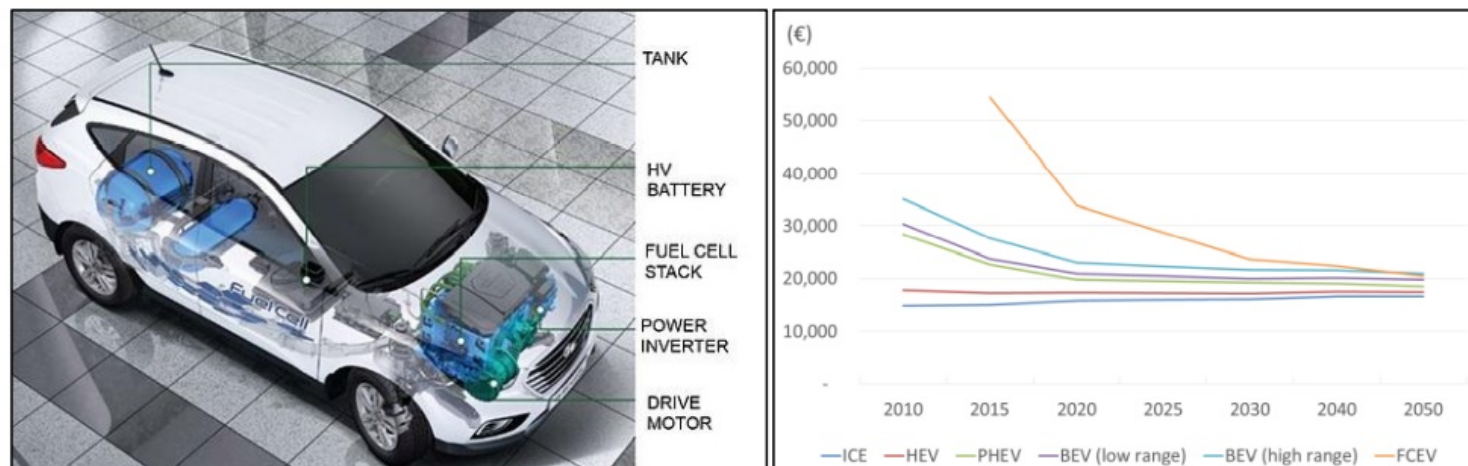
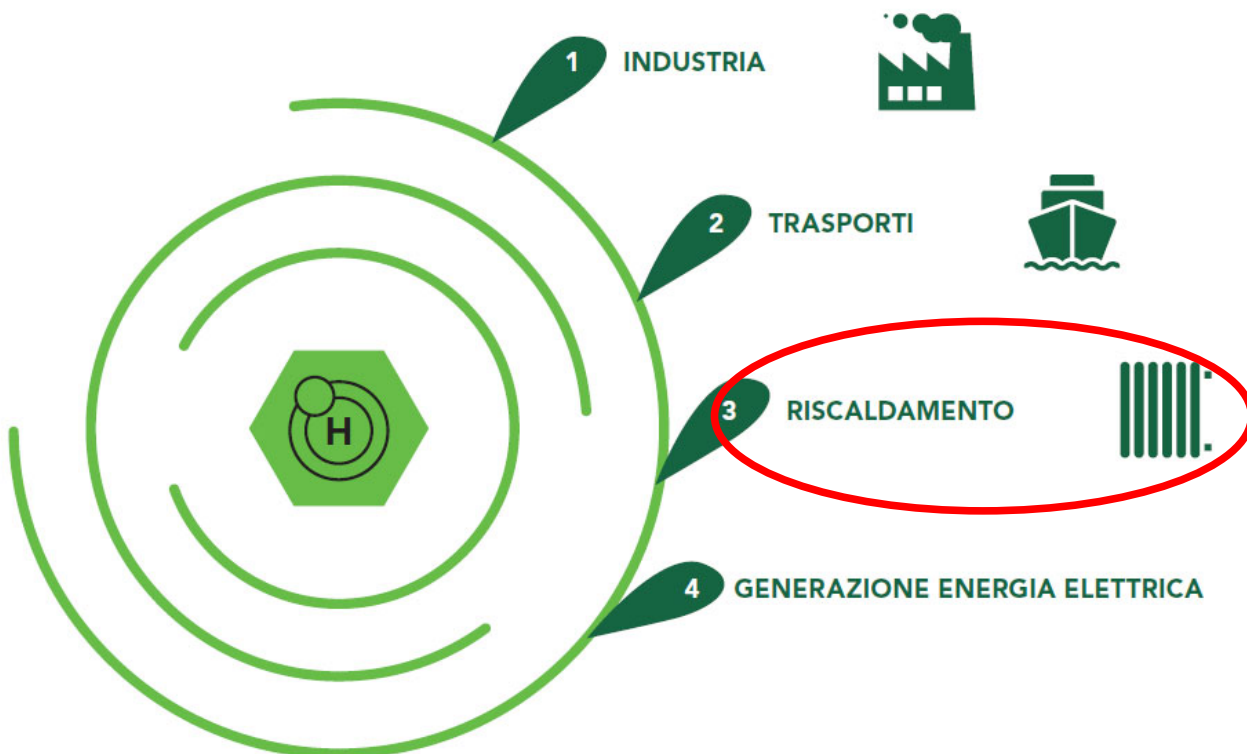


Figura 5: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

Idrogeno: utilizzi finali



Nuove costruzioni o di ristrutturazioni «rilevanti»



Energia elettrica + pdc

Nel caso di:

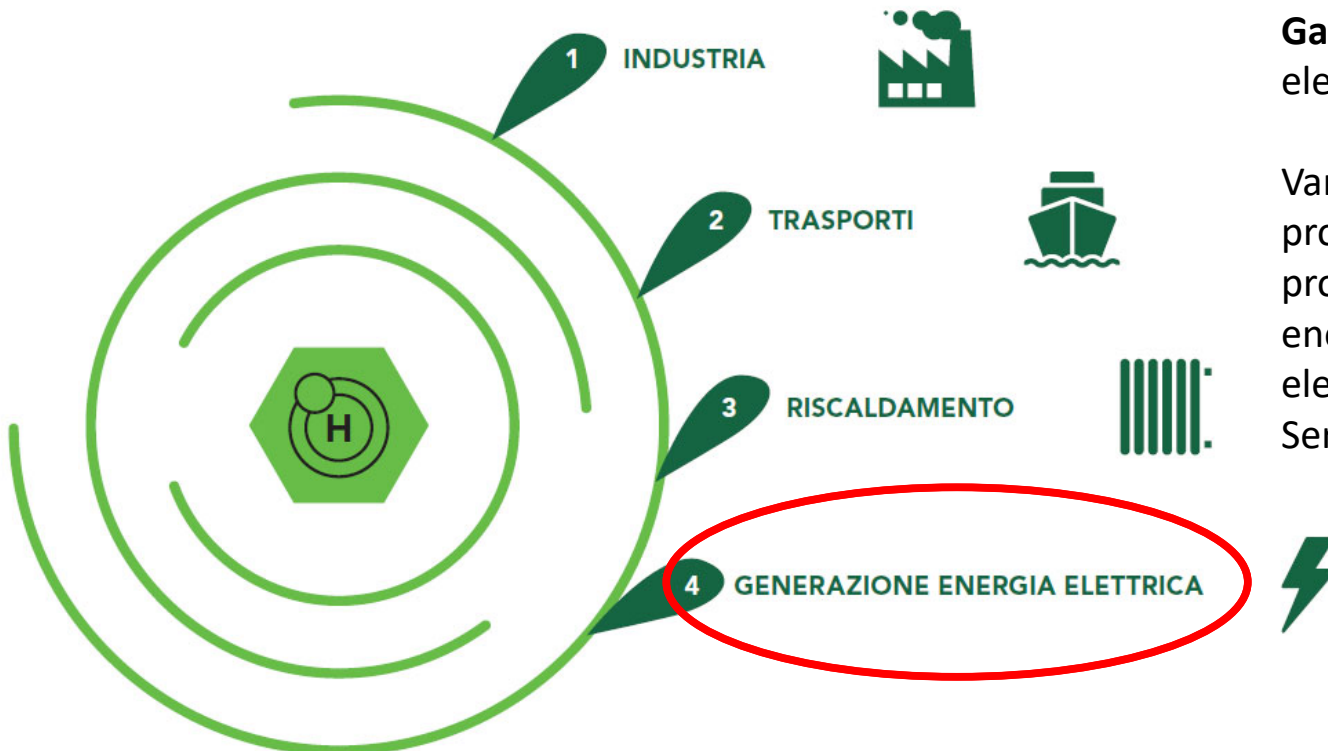
- sostituzione degli impianti senza una relativa ristrutturazione degli edifici
- mancata applicabilità degli impianti a pdc
- installazione impianti ibridi



Apparecchi a combustione H₂ ready (ma dipende dalle % di H₂ nel blended).

Problematiche nel trasporto e distribuzione in rete

Idrogeno: utilizzi finali



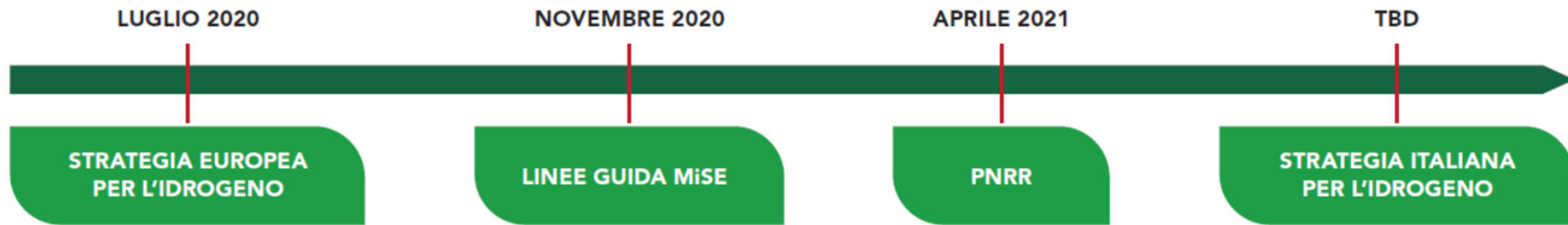
Gas-to-Power ⇒ Generazione di energia elettrica all'interno di **cicli combinati** o **fuel cell**

Vantaggio ⇒ possibilità di stoccare l'idrogeno prodotto sfruttando i picchi giornalieri o stagionali di produzione da fonti rinnovabili per poi generare energia elettrica nei periodi in cui la domanda è più elevata o per prestare servizi di rete sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

In futuro?

Ruolo chiave in un'ottica di sistema

Strategia italiana per l'H₂



Penetrazione dell'idrogeno nel mix energetico al 2030 pari al 2% (partendo da un valore inferiore all'unità percentuale al 2020)

Penetrazione dell'idrogeno nel mix energetico al 2050 pari almeno al 20%

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia italiana per l'H₂: Fase 1 (2020-2030)

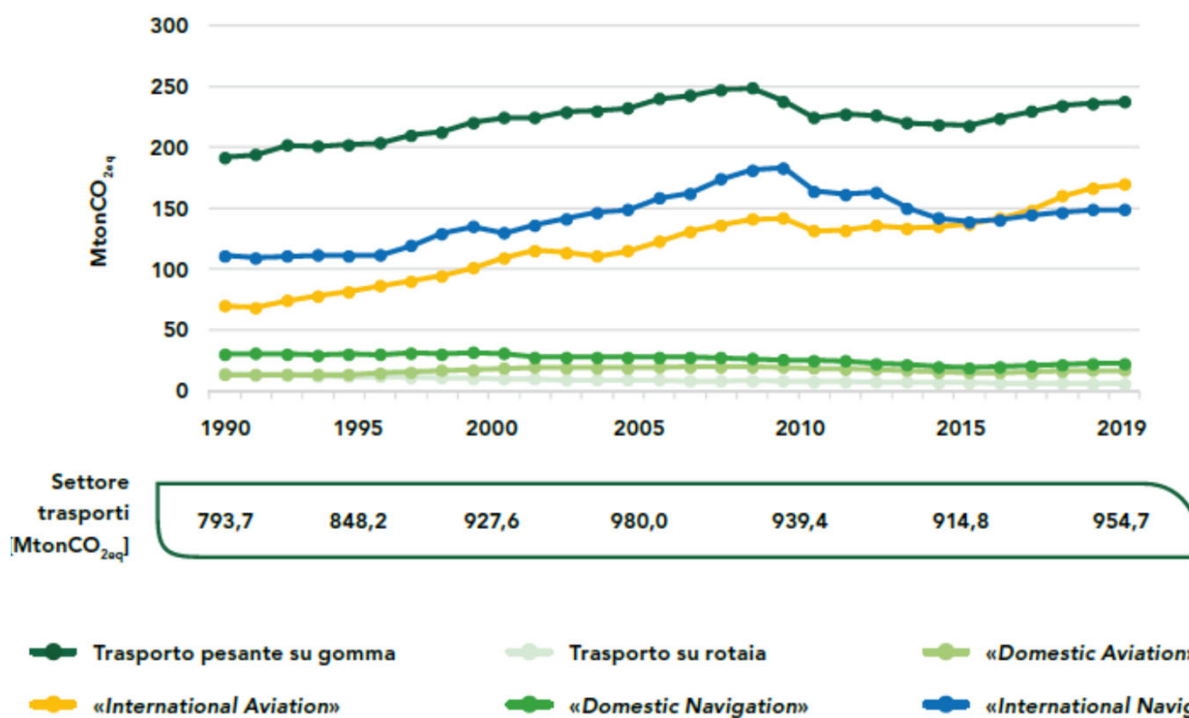
Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali pari al 2%

Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo la copertura al 2030 di circa il 2% del parco circolante) e **treni** (garantendo la copertura al 2030 di circa il 50% delle tratte non elettrificabili).





Hard-To-Abate nella mobilità

Europa

ANDAMENTO EMISSIONI GHG PER MODALITÀ DI TRASPORTO IN EUROPA (1990 – 2019)



INCIDENZA SU SETTORE DEI TRASPORTI²⁴

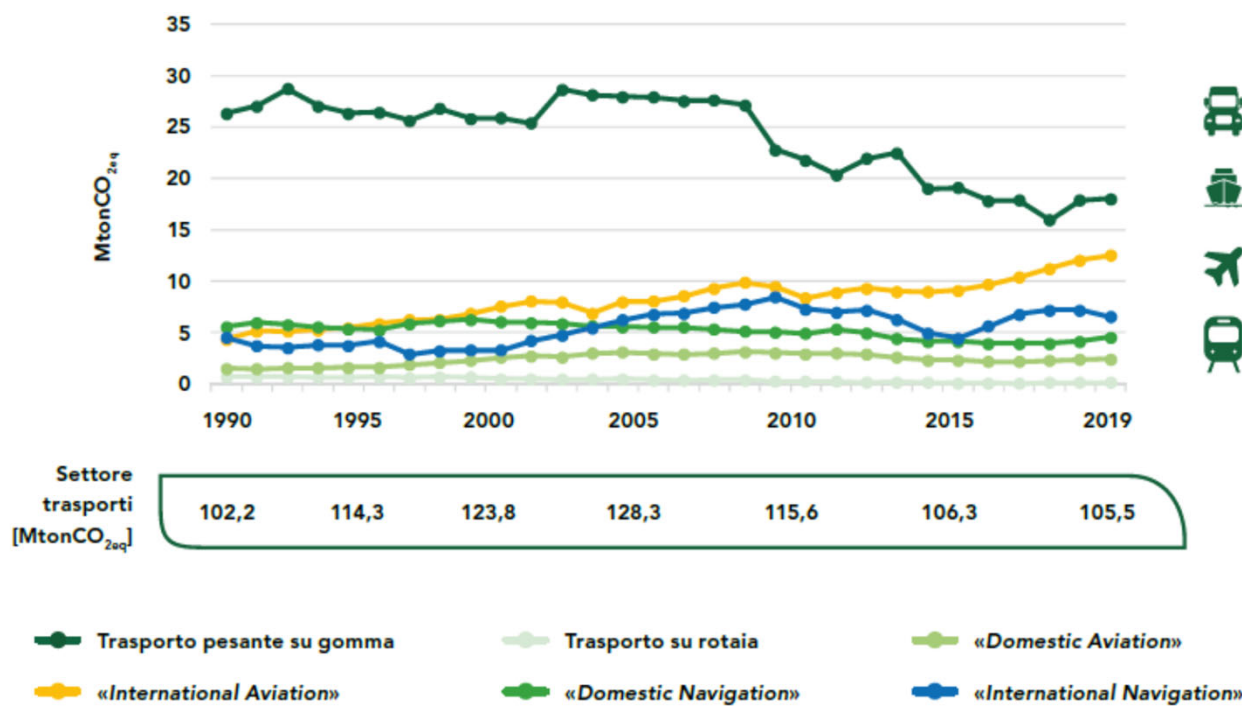
	1990	2005	2019
	24,2%	24,8%	24,8%
	3,8%	2,8%	2,4%
	1,7%	2,0%	1,8%
	1,8%	0,8%	0,6%

Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022





Hard-To-Abate nella mobilità

Italia

ANDAMENTO EMISSIONI GHG PER MODALITÀ DI TRASPORTO IN ITALIA (1990 – 2019)



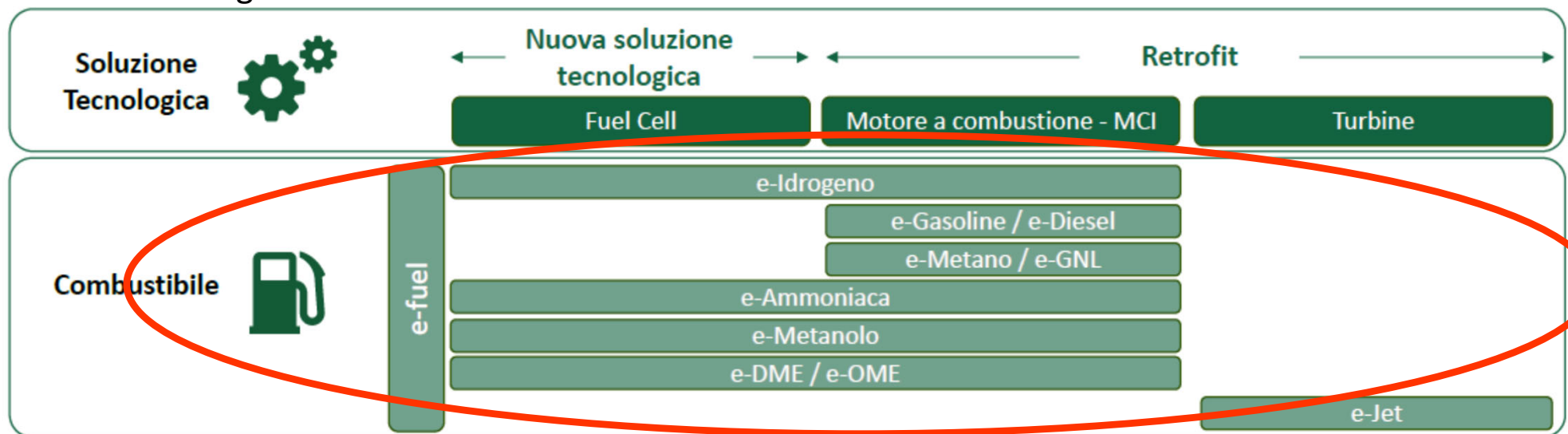
INCIDENZA SU SETTORE DEI TRASPORTI²⁵

	1990	2005	2019
	25,8%	21,5%	17,1%
	5,4%	4,3%	4,3%
	1,5%	2,2%	2,3%
	0,7%	0,3%	0,1%

Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Mobilità: camion a lungo raggio

Le potenzialità dell'idrogeno



Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Descritti in letteratura anche come *electrofuels*, *Power-to-X (PtX)*, *Power-to-Liquids (PtL)*, *Power-to-Gas (PtG)* o combustibili sintetici:

- prodotti da sintesi dell'idrogeno verde prodotto dall'elettrolisi dell'acqua, utilizzando fonti energetiche rinnovabili e CO₂ (possono essere quindi considerati climaticamente neutri).

Mobilità: camion a lungo raggio

Il trasporto pesante su gomma si trova in una situazione «di frontiera» in termini di abbattimento del proprio impatto emissivo. In tal senso, le opzioni sul tavolo sono principalmente due:

- ❑ adozione di **HDV elettrici con batterie**
- ❑ introduzione di **HDV ad idrogeno** che sfruttino la tecnologia delle **Fuel Cell** (*Scania, Hyundai Motor, Daimler, Volvo, MAN, Mercedes-Benz e IVECO*) oppure HDV con **motori a combustione interna** che sfruttino combustibili sintetici prodotti a partire dall'idrogeno (**e-fuels**) (*ZGH, DAF-Paccar*)

Mobilità: camion a lungo raggio



Hyundai XCIENT Fuel Cell (2021)

Motore elettrico da 350 kW e 3.500 Nm

Alimentato da un sistema a celle a combustibile a

idrogeno da 2x95 kW e da una batteria da 73,2 kWh

Sette serbatoi di idrogeno a 350 bar permettono una capacità di stoccaggio combinata di circa **32,09 kg di idrogeno**.

Autonomia di circa **400 km** ad una velocità massima di **85 km/h**

Tempo di rifornimento dagli 8 ai 20 minuti



Mobilità: camion a lungo raggio

Stazioni di rifornimento idrogeno

Marzo 2023

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha pubblicato la graduatoria dei 36 progetti ammessi al finanziamento pubblico per la realizzazione di stazioni di rifornimento a idrogeno.

Contributo statale: 103,5 M€, finanziati grazie al PNRR.

Si tratta di una prima parte dei 230 M€ complessivi previsti nel Piano proprio per sviluppare la rete nazionale di rifornimento a idrogeno.

Fonte: H2IT



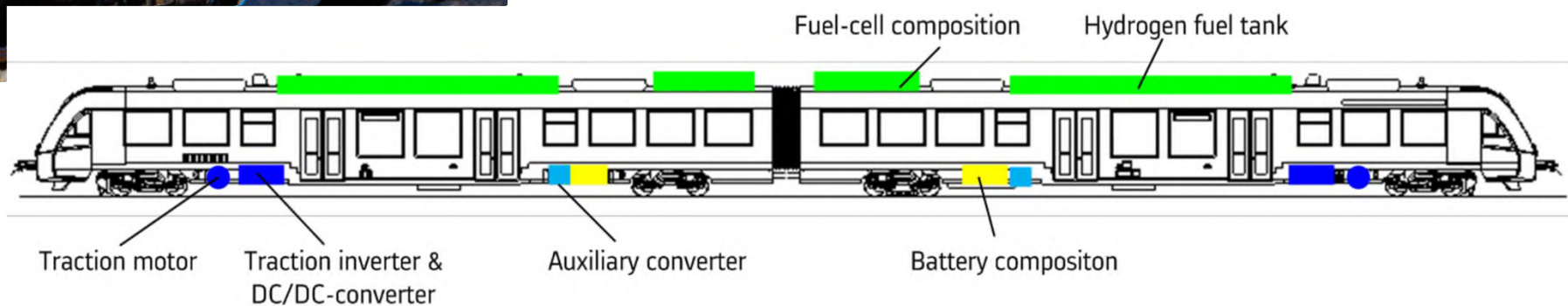
Mobilità: treni

Treno a idrogeno Coradia iLint (Alstom, 2018)

Autonomia: **600 km** (@ velocità massima **120 km/h**)
Next generation: **1.000 km @ 140 km/h** di velocità massima.

Powertrain: serbatoi dell'idrogeno sul tetto dei locomotori, batterie in basso, vicino ai motori, posti in prossimità delle ruote.

Viene rifornito una volta al giorno in **15 minuti** (come un normale treno a gasolio) attraverso un sistema a pressione a **350 atmosfere**.



Strategia italiana per l'H₂: Fase 1 (2020-2030)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali pari al 2%

Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo la copertura al 2030 di circa il 2% del parco circolante) e **treni** (garantendo la copertura al 2030 di circa il 50% delle tratte non elettrificabili).

Industria chimica e raffinerie (*settori Hard-To Abate*): in queste realtà l'idrogeno già oggi viene utilizzato per la produzione di prodotti chimici di base (ammoniaca e metanolo) e nei processi di raffinazione (idrogeno come *feedstock*).

Utilizzo nell'industria chimica e raffinerie

	Processo che usa l'idrogeno	Alternative tecnologiche	N. Impianti in Italia e tecnologia	Domanda H ₂ in Italia (2019)
Raffinazione	<ul style="list-style-type: none"> Hydrotreating Hydrocracking 	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	12 (SMR)	0,43 Mton/anno
Produzione di ammoniaca	Processo di Haber-Bosch	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	1 (SMR)	0,08 Mton/anno
Produzione di metanolo	Processo di sintesi del metanolo	<ul style="list-style-type: none"> SMR + CCUS Elettrolisi 	-	-

Fonte: Energy & Strategy, 2022, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2022

Strategia italiana per l'H₂: Fase 1 (2020-2030)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali pari al 2%

Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo la copertura al 2030 di circa il 2% del parco circolante) e **treni** (garantendo la copertura al 2030 di circa il 50% delle tratte non elettrificabili).

Industria chimica e raffinerie (*settori Hard-To Abate*): in queste realtà l'idrogeno già oggi viene utilizzato per la produzione di prodotti chimici di base (ammoniaca e metanolo) e nei processi di raffinazione (idrogeno come *feedstock*).

Creazione delle **Hydrogen Valley**: ecosistemi che includono sia la **produzione** che il **consumo** di idrogeno e che combinano **ricerca, usi industriali, civili e mobilità sostenibile**.

Hydrogen valley: H2iseO

Attori in gioco: Ferrovie Nord Milano, A2A, Enel Green Power, ENI, Sapio, SNAM

Budget progetto: 300 M€ - Inizio progetto: fine 2020

Linea ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo in **Valcamonica**, acquisto di **sei treni alimentati a idrogeno** (+ opzione per altri 8), a partire dal 2023 presteranno servizio sulla tratta della valle, sostituendo le **attuali automotrici a diesel**

Realizzazione di una centrale di **produzione, stoccaggio e distribuzione** di idrogeno blu, prodotto da metano e **biometano** con cattura e stoccaggio della CO₂ prodotta

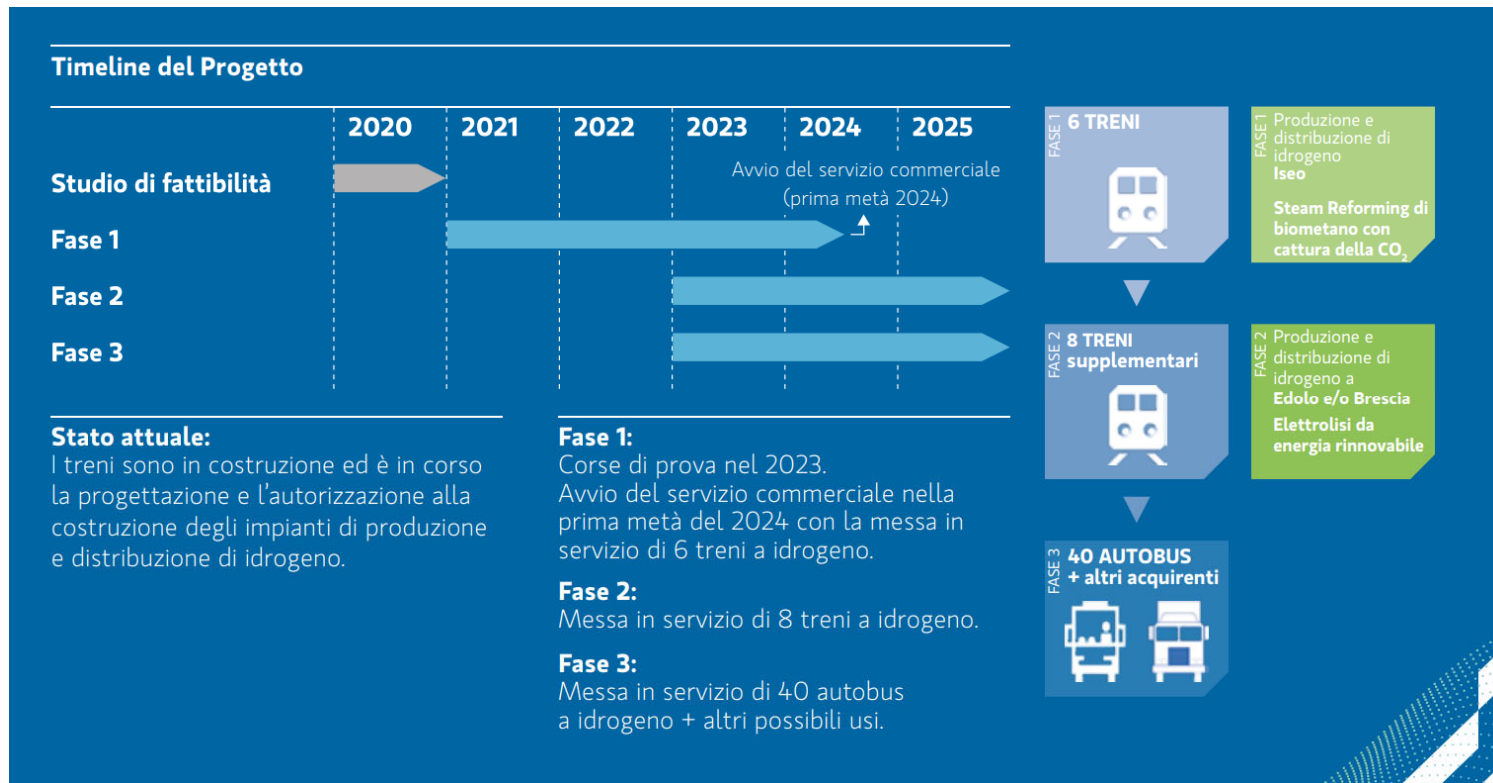
Dal 2023 verrà affiancato un altro impianto di produzione **per mezzo dell'elettrolisi** (idrogeno verde).

Entro il 2025 la distribuzione di idrogeno verrà estesa, tramite la rete gestita da Snam, anche al trasporto pubblico locale, composto da circa 40 mezzi, e con la possibilità di aprire **anche alla logistica merci**

[Treni a idrogeno: sono davvero una soluzione per le tratte minori? | QualEnergia.it](#)



Hydrogen valley: H2iseO



Hydrogen valley: Hydrogen Park (Porto Marghera)

Attori: Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Settentrionale, Gruppo Sapió, Confindustria Venezia, Regione Veneto

Progetto "PORTS8": realizzare un **centro di produzione di idrogeno e stazione di rifornimento** stradale nell'area portuale di Porto Marghera (Venezia) (Programma europeo "Horizon 2020 Green Ports")

Progetto "SUNSHINH3": sviluppare un sistema di distribuzione innovativo di **ammoniaca verde** dal quale derivare l'approvvigionamento di **idrogeno verde**, azzerando le emissioni di anidride carbonica (IPCEI - Important Projects of Common European Interest)

In precedenza:

2010-2018: **centrale termoelettrica ad H₂ di Fusina** (GTCC da 12 MW GT + 3 MW CC) (H₂ prodotto di scarto del cracking dell'etilene + tubatura di 4 km; H₂ prodotto dalla gassificazione del carbone con stoccaggio geologico dell'anidride carbonica)

2016: HEPIC (Hydrogen Electric Passenger venICe boat) di Alilaguna, **vaporetto a fuel cell alimentate a idrogeno (220 kW, 40 km/h, 15 m)**



BARCA TRADIZIONALE

ENERGIA

HEPIC

Motore a
combustione

Motore a
combustione

Propulsione
elettrica

Propulsione
elettrica Fuel Cell



Strategia italiana per l'H₂: Fase 1 (2020-2030)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali pari al 2%

Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo la copertura al 2030 di circa il 2% del parco circolante) e **treni** (garantendo la copertura al 2030 di circa il 50% delle tratte non elettrificabili).

Industria chimica e raffinerie (*settori Hard-To Abate*): in queste realtà l'idrogeno già oggi viene utilizzato per la produzione di prodotti chimici di base (ammoniaca e metanolo) e nei processi di raffinazione (idrogeno come *feedstock*).

Creazione delle **Hydrogen Valley**: ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno e che combinano ricerca, usi industriali, civili e mobilità sostenibile.

Miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas esistente: la previsione è di sostituire circa il 2% del gas naturale trasportato con idrogeno.

Miscelazione dell'H₂ nella rete gas

Il trasporto in condotte dedicate o in miscela con il gas naturale sembra essere, almeno sulla carta, l'opzione più ragionevole.

L'investimento richiesto per la costruzione di gasdotti è tuttavia importante e si giustifica solo nel caso di grandi volumi trasportati e garantiti nel tempo.

Rina sta svolgendo attività di certificazione per il futuro impiego di idrogeno sulla rete Snam (ASME B31.12).

Volendo **utilizzare l'infrastruttura esistente**, la **quota di idrogeno da miscelare con il gas nelle attuali condotte**, progettate appunto per il metano, **non potrebbe superare il 10% in volume.**

Miscelazione dell'H₂ nella rete gas

Questo per vari motivi:

- l'idrogeno è una molecola molto piccola → va a modificare la struttura dei metalli (*hydrogen embrittlement*) ed è peraltro altamente infiammabile
- occorre contenere la diminuzione del *limite inferiore di infiammabilità*
- occorre contenere il rischio in termini di minima energia di accensione (art. 5.2.4, EN ISO/IEC 80079-20-1:2019)
- occorre contenere la diminuzione di densità (e quindi la tendenza al galleggiamento della miscela). Con blend al 10% di H₂ la densità passerebbe, a condizioni atmosferiche, dagli 0,65 kg/m³ del metano a 0,6 kg/m³
- attenzione va posta ai sensori di rilevazione perdite (ad esempio la sensoristica ad infrarossi risulta insensibile alle righe di emissione dell'H₂ con conseguente potenziale lettura alterata a causa dell'effetto diluente dato dall'H₂ in miscela di CH₄)

Miscelazione dell'H₂ nella rete gas

- ❑ i sistemi di misura utilizzati oggi per il gas naturale non sono in grado di misurare correttamente l'idrogeno e quantificarne il contributo all'energia consegnata all'utente finale (Progetto europeo Hy4Heat)
- ❑ a parità di energia trasportata, il trasporto di un flusso di idrogeno risulta di circa 3,2 volte inferiore del corrispondente flusso di metano, ovvero

Pressure	50 mbar (low)	5 bar (intermediate)	50 bar (high)
H ₂ -content [vol%]	Relative capacity G20 (G25) [%]		
0	100 (100)	100	100 (100)
5	97.4 (98.1)	97.3	94.0 (95.2)
10	94.8 (96.2)	94.5	87.7 (89.8)
15	92.2 (94.4)	91.8	81.1 (84.2)
20	89.7 (92.6)	89.1	74.7 (78.5)
25	87.2 (90.9)	86.4	68.6 (73.0)
30	84.7 (89.2)	83.7	63.0 (67.8)

Table 3.5. The effect of hydrogen addition on the capacity of gas transport and distribution lines



Fonte: IEA Greenhouse gas R&D Programme, 2003, Reduction of CO₂ emissions by adding hydrogen to natural gas, Report n. PH4/24

Miscelazione dell'H₂ nella rete gas

- se si mantengono le stesse condizioni di pressione nelle tubazioni e a parità di volumi trasportati, la sostituzione del gas naturale con una determinata frazione di idrogeno rappresenta una diluizione e non un arricchimento in termini di contenuto energetico ($PCS_{H_2} = 12,10 \text{ MJ/Sm}^3$ - $PCS_{NG} = 39,10 \text{ MJ/Sm}^3$)

hydrogen content	methane content	CV (MJ/m ³)
0	100	35,8
5	95	34,6
10	90	33,3
15	85	32,1
20	80	30,8
25	75	29,6

Table 3.4 calorific data for HC gas

Fonte: IEA Greenhouse gas R&D Programme, 2003, Reduction of CO₂ emissions by adding hydrogen to natural gas, Report n. PH4/24

Strategia italiana per l'H₂: Fase 1 (2020-2030)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali pari al 2%

Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo la copertura al 2030 di circa il 2% del parco circolante) e **treni** (garantendo la copertura al 2030 di circa il 50% delle tratte non elettrificabili).

Industria chimica e raffinerie (*settori Hard-To Abate*): in queste realtà l'idrogeno già oggi viene utilizzato per la produzione di prodotti chimici di base (ammoniaca e metanolo) e nei processi di raffinazione (idrogeno come *feedstock*).

Creazione delle **Hydrogen Valley**: ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno e che combinano ricerca, usi industriali, civili e mobilità sostenibile.

Miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas esistente: la previsione è di sostituire circa il 2% del gas naturale trasportato con idrogeno.

Altri progetti pilota: **Trasporto Pubblico Locale (TPL)**, **metanazione biologica** e utilizzo dell'idrogeno nell'**industria siderurgica secondaria (DRI)** (settore Hard-To-Abate).

Altri progetti pilota: TPL

Progetto “Clean Hydrogen in European Cities” (CHIC) - Centro H2 (Istituto per Innovazioni Tecnologiche, Bolzano)

5 autobus a H₂ sono stati impiegati regolarmente nel trasporto urbano, 12 ore al giorno, 6 giorni la settimana da novembre 2013 alla fine del 2016, sono stati percorsi più di 630.000 km.

Nel 2021 sono stati ordinati altri 12 autobus a fuel cell da 70 kW con batterie al litio (29,2 kWh), due motori elettrici da 125 kW ciascuno, contenuti nelle ruote, serbatoio di idrogeno da 37,5 kg, ogni autobus può percorrere oltre 350 km al giorno.



Piano di decarbonizzazione di Sasa

Fonte: Sasa SpA

2022



400 circa

12 Bus a idrogeno

13 Bus elettrici

2024



434 circa

36 Bus a idrogeno

20 Bus elettrici

2030



400 circa

180 Bus a idrogeno

210 Bus elettrici

Altri progetti pilota: utilizzo nell'industria siderurgica secondaria (DRI)

Principale differenza tra i due processi è l'agente riducente usato per rimuovere l'O₂ dai minerali di ferro:

- ❑ l'altoforno (BF) utilizza carbonio sotto forma di carbone metallurgico;
- ❑ gli impianti DRI possono essere alimentati sia a metano che a idrogeno.



Produzione di acciaio DRI (2019)

0,6 Mton/anno⁸

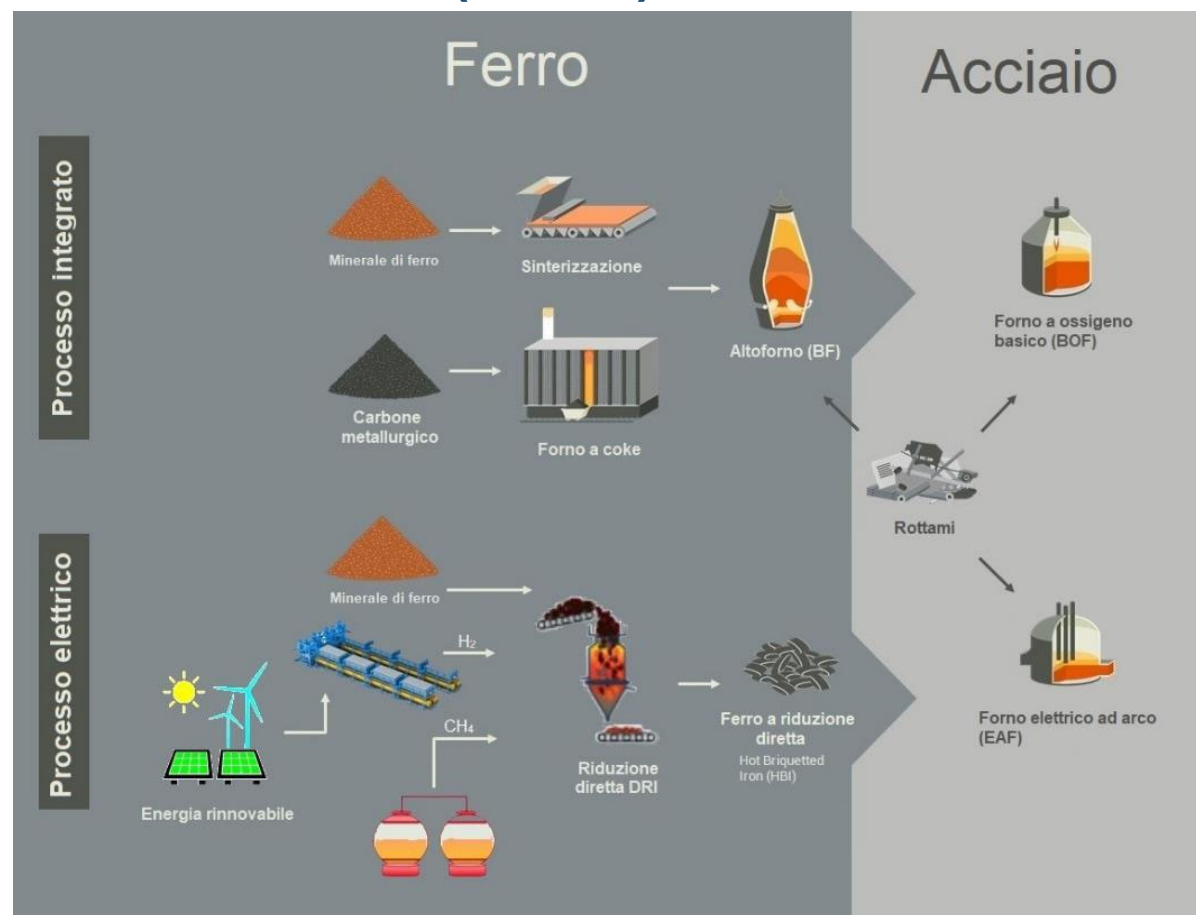
-

Domanda di idrogeno (2019)

36 kton/anno⁹

-

- Fabbisogno di idrogeno⁹: pari a circa 60-100 kg di H₂ per tonnellata di acciaio prodotta.
- Emissioni⁹: le emissioni dirette di CO₂ sono all'incirca 613 kg CO₂/ton acciaio (considerando l'utilizzo del gas naturale sia come feedstock che come combustibile).



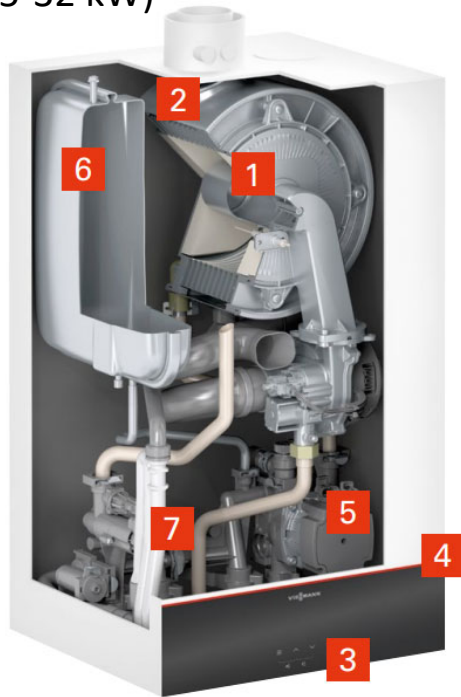
Strategia italiana per l'H₂: Fase 2 (2030-2050)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali almeno pari al 20% al 2050

Riscaldamento residenziale: le caldaie ad idrogeno potrebbero entrare in competizione con le pompe di calore, ma sarà necessario prevedere la riconversione della rete del gas esistente (anche lato distribuzione) ad idrogeno e una sostituzione dei bruciatori in caso di blend ad alte percentuali o utilizzo di idrogeno puro.

Riscaldamento residenziale

XXXXXXXX (2021): caldaia premiscelata H2-ready (fino al 20% di H2 in miscela con NG) (resa termica 25-32 kW)



VITODENS 100-W

- 1 Bruciatore Matrix-Plus con regolazione elettronica Lambda Pro
- 2 Scambiatore Inox-Radial in acciaio inossidabile
- 3 Display LCD a 7 segmenti con 4 tasti touch
- 4 Connectivity inside: interfaccia WLAN integrata
- 5 Circolatore ad alta efficienza modulante
- 6 Vaso d'espansione da 8 litri
- 7 Scambiatore di calore a piastre (versione istantanea)

XXXX (2019): caldaia premiscelata certificata alimentata ad idrogeno puro (resa termica 28 kW)

E. HY. Energy Hydrogen (2021):
HYDRO Serie HW (resa termica 31 kW) e Serie HG (resa termica 31 kW – resa elettrica 6.2 kW)

???????????



– Università degli Studi di Padova

Riscaldamento residenziale



**Hydrogen
Blend Ready**

Modelli di caldaie 20% hydrogen-ready (2022)

Baxi: 600, 800, Assure

Ideal: Logic Max, Logic+, Mexico HE

Viessmann: Vitodens 100-W

Worcester Bosch: Greenstar 8000 Lifestyle, Greenstar 4000, Greenstar 4000, Greenstar Ri, Greenstar CDi FS

Riscaldamento residenziale

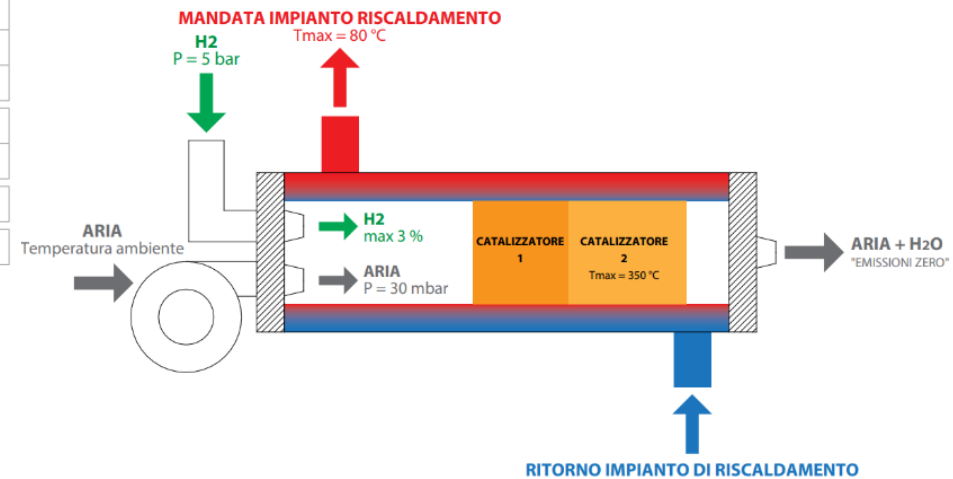
Caldaia con bruciatore catalitico

Dati tecnici

Portata termica nominale [kW]	5,01
Massima potenza termica utile [kW]	5,36
Massima efficienza termica utile [%]	106,7
Efficienza termica in conformità alla direttiva 92/42/EC	****
Tipo di gas	Idrogeno
Pressione gas in ingresso [bar]	5 ± 0,5
Purezza idrogeno [%] *	99,5
Consumo di idrogeno alla potenza nominale [Nm ³ /h]	1,67
Massima temperatura sui catalizzatori [°C]	400
Temperatura media di scarico [°C]	Circa 30÷70 °C (dipende dalla temperatura di mandata dell'acqua)
Massima concentrazione di idrogeno nel canale di reazione [%]	3
Pressione all'interno del canale di reazione (aria + idrogeno) [mbar]	30
Massima condensa nello scarico (pH circa 5÷5,5) [l/h]	1,34
Scarico: concentrazione di NO _x [ppm]	0
Scarico: concentrazione di CO ₂ [ppm]	0
Diametro condotto di scarico [mm]	230

Prevalenza circuito idraulico	Kv 1,5
Portata nominale acqua [l/h]	860 l/h @ Δt 5 °C 430 l/h @ Δt 10 °C 215 l/h @ Δt 20 °C
Massima pressione dell'acqua [bar]	3
Campo di temperatura di mandata [°C]	30÷80
Contenuto d'acqua all'interno della caldaia [l]	2,1
Alimentazione elettrica [V]	230
Frequenza elettrica [Hz]	50
Assorbimento nominale [W]	350
Peso [Kg]	40
Lunghezza [mm]	888
Larghezza [mm]	520
Altezza [mm]	314
Diametro attacchi di alimentazione gas [mm]	Ø 6
Attacchi alimentazione acqua [inch]	1/2" M
Grado di protezione elettrico	IPX4D
Comunicazione	ModBus RTU

* Non sono ammessi SO_x



Strategia italiana per l'H₂: Fase 2 (2030-2050)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali almeno pari al 20% al 2050

Riscaldamento residenziale: le caldaie ad idrogeno potrebbero entrare in competizione con le pompe di calore, ma sarà necessario prevedere la riconversione della rete del gas esistente (anche lato distribuzione) ad idrogeno e una sostituzione dei bruciatori in caso di blend ad alte percentuali o utilizzo di idrogeno puro.

Riscaldamento industriale: soprattutto nei processi con temperature superiori ai 1.000 °C.

Strategia italiana per l'H₂: Fase 2 (2030-2050)

Obiettivo: penetrazione dell'idrogeno nei consumi energetici finali almeno pari al 20% al 2050

Riscaldamento residenziale: le caldaie ad idrogeno potrebbero entrare in competizione con le pompe di calore, ma sarà necessario prevedere la riconversione della rete del gas esistente (anche lato distribuzione) ad idrogeno e una sostituzione dei bruciatori in caso di blend ad alte percentuali o utilizzo di idrogeno puro.

Riscaldamento industriale: soprattutto nei processi con temperature superiori ai 1.000°C.

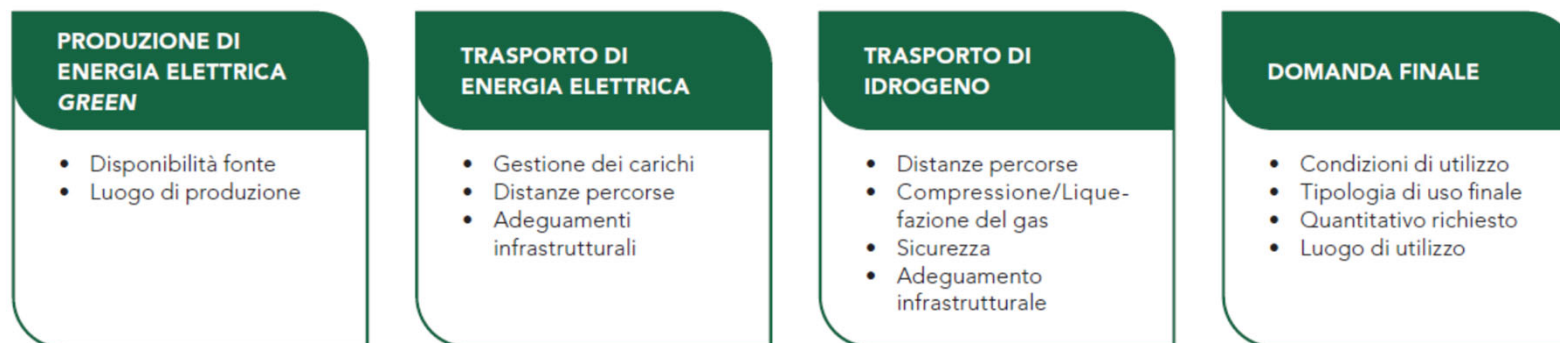
Mobilità: camion a lungo raggio (garantendo in uno scenario di completa decarbonizzazione la copertura fino all'80% del parco circolante entro il 2050), carburanti sintetici per il settore marittimo e applicazioni su automobili (flotte aziendali e veicoli a lunghe percorrenze).

Settori Hard-To-Abate: utilizzo dell'idrogeno nella siderurgia primaria e nell'aviazione.

Servizi di flessibilità: riconversione dell'idrogeno per generare elettricità da immettere in rete e fornire il bilanciamento richiesto dal TSO (GT, FC).

Strategia italiana per l'H₂: problematiche

Lo sviluppo della filiera dell'idrogeno presuppone il superamento di alcune problematiche:



Le linee guida propongono **tre diversi modelli teorici per la produzione, trasporto e utilizzo** per lo sviluppo della filiera **dell'idrogeno**:

- Produzione e consumo di energia elettrica ed idrogeno *in loco***;
- Produzione di idrogeno *in loco* con trasporto di energia elettrica**;
- Produzione centralizzata *in situ* con trasporto di idrogeno**.

Lo sviluppo dei modelli proposti sarà influenzato anche dai **3 principi proposti all'interno della RED II** (principio di addizionalità, contemporaneità e mancanza di congestione).

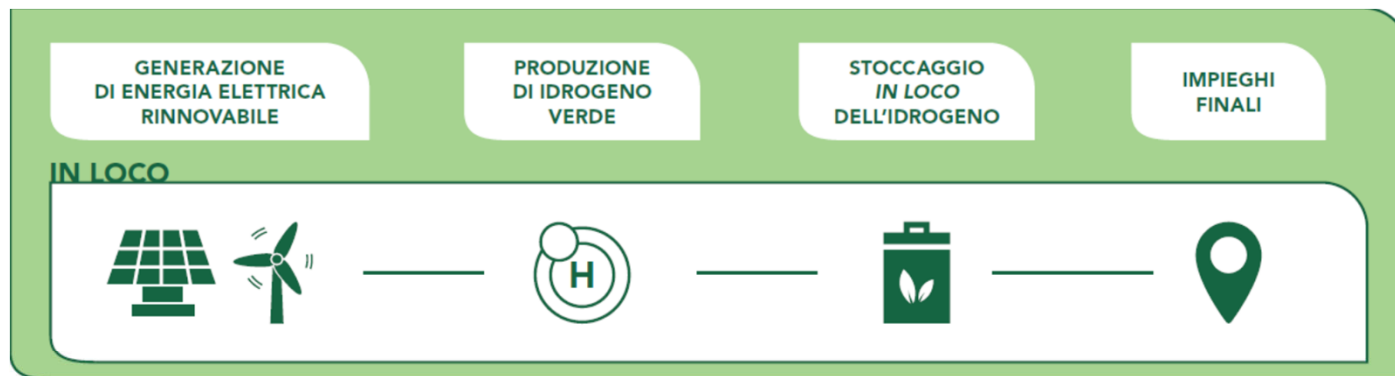
RED II: definizione di idrogeno verde

- ❑ Definizione di **idrogeno verde** ad oggi **non completamente chiara e definita**
- ❑ Considerando le linee guida fornite dalla Commissione Europea all'interno della RED II, si presuppone che l'idrogeno possa essere considerato *green* solo quando dovesse rispettare alcuni vincoli/principi:
 - **Principio di addizionalità:** l'energia elettrica rinnovabile prodotta e utilizzata per la produzione dell'idrogeno deve essere *aggiuntiva rispetto a quella prodotta da impianti FER esistenti*.
 - **Principio di contemporaneità:** l'energia elettrica rinnovabile deve essere *prodotta contestualmente alla generazione di idrogeno verde* per evitare di generare scompensi all'interno della rete elettrica.
 - **Principio di mancanza di congestioni della rete elettrica:** la produzione di idrogeno verde, con conseguente installazione di fonti FER dedicate, *non deve tradursi in un eccesso di energia elettrica immessa in rete o di capacità connessa alla rete in un determinato luogo* in quanto potrebbe determinare problemi di stabilità della rete stessa.

RED II: definizione di idrogeno verde

- ❑ In questa fase embrionale di sviluppo del mercato dell'idrogeno, il rispetto rigoroso di questi vincoli potrebbe rallentare, se non addirittura fermare, la diffusione di progetti dedicati
- ❑ Necessità, sia a **livello europeo che nazionale, di prevedere la definizione di linee guida e regole più chiare e precise** per guidare ed agevolare lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno coerente ed in linea con gli obiettivi che si vogliono perseguire
- ❑ Utile quindi **prevedere:**
 - **una fase iniziale con vincoli «rilassati»**
 - al contempo, definire **meccanismi di incentivazione** per quei progetti che rispetteranno in toto o in parte questi vincoli (logica premiante)

Strategia italiana per l'H₂: produzione e consumo di energia e H₂ *in loco*



VANTAGGI

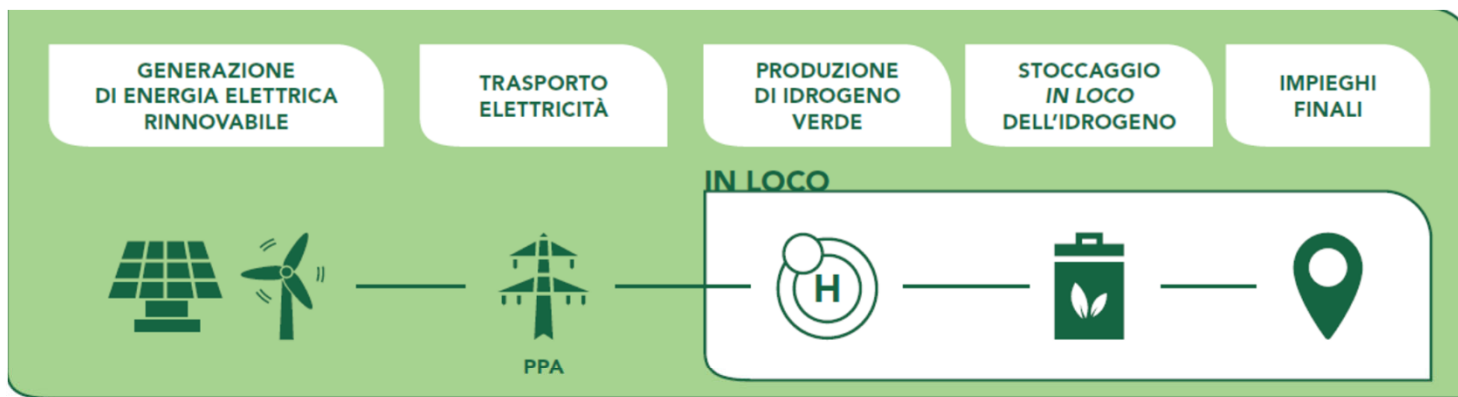
- Assenza di trasporto di idrogeno e di energia elettrica.

SVANTAGGI

- Vincoli di spazio per la produzione in loco della quantità di idrogeno richiesta (richiedendo quindi un bilanciamento *in loco* tra offerta e domanda).
 - Possibile collocazione di impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili in aree non ottimali dal punto di vista della producibilità.
- Utilizzo degli elettrolizzatori limitato dalla disponibilità di spazio per l'installazione di impianti FER dedicati.

- ❑ Sia la generazione di energia elettrica rinnovabile che la capacità di elettrolisi sono **presso il punto di consumo**
- ❑ Adatto alla fase iniziale (**sperimentazione / realizzazione di progetti pilota per sviluppare il mercato e la filiera dell'idrogeno**)
- ❑ Consente agli utilizzatori di **prendere confidenza con il nuovo vettore energetico**
- ❑ Rispetta i vincoli che della RED II (addizionalità, contemporaneità e mancata congestione della rete elettrica)
- ❑ **Non adatto a raggiungere i target di decarbonizzazione di lungo periodo**

Strategia italiana per l'H₂: produzione H₂ *in loco* e trasporto di energia elettrica



- ❑ Produzione delocalizzata di energia elettrica rispetto al luogo di produzione e consumo dell'idrogeno
- ❑ Potrebbe essere la **soluzione più praticabile nel breve periodo** e quella che potrebbe dare un grande contributo verso il raggiungimento del target di completa decarbonizzazione

VANTAGGI

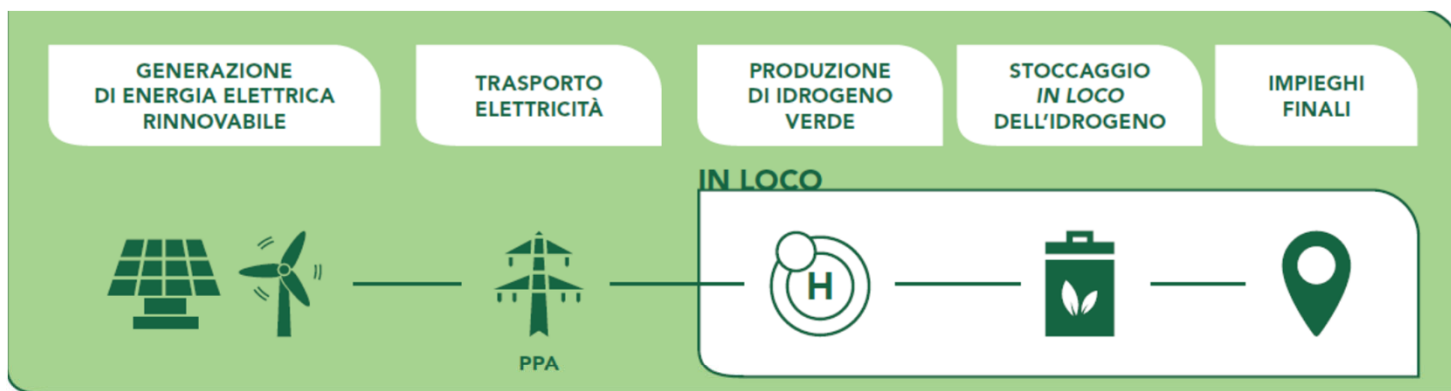
- Collocazione degli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile in aree ottimali dal punto di vista della producibilità.
- L'idrogeno prodotto non deve essere trasportato per lunghe distanze.

SVANTAGGI

- Trasporto dell'energia elettrica potrebbe richiedere adeguamenti infrastrutturali per gestire i carichi legati ad un aumento della produzione da FER ed evitare congestioni sulla rete.
- Costi legati al pagamento degli oneri di rete che determinerebbero un aumento dei costi legati all'energia elettrica.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia italiana per l'H₂: produzione H₂ *in loco* e trasporto di energia elettrica



- ❑ **Potenziali maggiori costi dell'energia elettrica** a causa dell'applicazione degli oneri di rete: questo si traduce in un maggior costo dell'idrogeno prodotto (LCOH)
- ❑ Numerosi **impianti FER sarebbero installati nel Sud Italia** (maggiore disponibilità della fonte), determinando una **concentrazione sulla rete** e la necessità di prevedere **adeguamenti infrastrutturali per garantirne la stabilità** e non soddisfacendo in **vincolo di mancata congestione della rete**

VANTAGGI

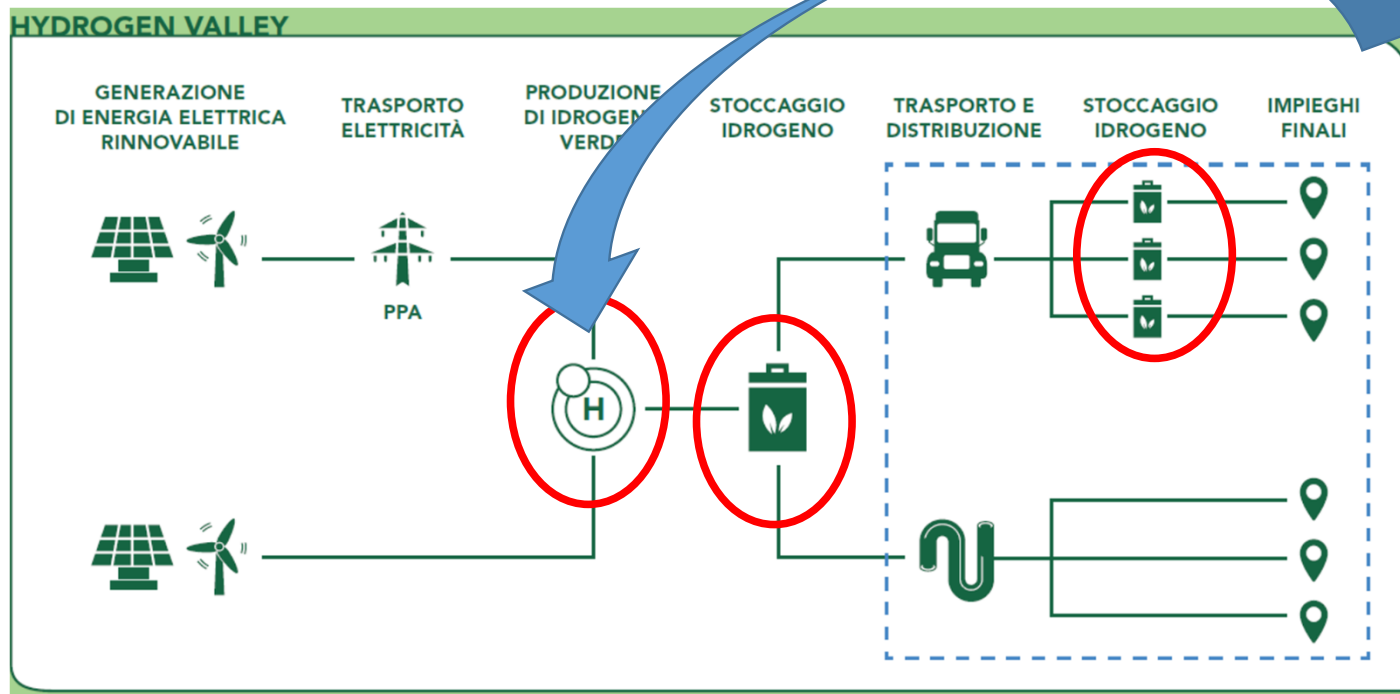
- Collocazione degli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile in aree ottimali dal punto di vista della producibilità.
- L'idrogeno prodotto non deve essere trasportato per lunghe distanze.

SVANTAGGI

- Trasporto dell'energia elettrica potrebbe richiedere adeguamenti infrastrutturali per gestire i carichi legati ad un aumento della produzione da FER ed evitare congestioni sulla rete.
- Costi legati al pagamento degli oneri di rete che determinerebbero un aumento dei costi legati all'energia elettrica.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia italiana per l'H₂: *Hydrogen valley*



Installazione nel polo/distretto di un **unico impianto di elettrolizzatori** che prenderà energia dalla rete e/o da un impianto dedicato e **produrrà idrogeno da servire a molteplici utilizzatori**.

Trasporto dell'idrogeno a corto raggio: questa attività potrebbe avvenire su **pipeline dedicate** (costruite ex-novo o strutture esistenti del gas naturale riconvertite per il trasporto dell'idrogeno) o **tramite carro bombolaio** ma richiederà, a valle e a monte del trasporto, l'installazione di **sistemi di stoccaggio dell'idrogeno**, il cui costo si aggira attualmente intorno ai 400-600 €/kgH₂ nel caso di gas compresso.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia italiana per l'H₂: *Hydrogen valley*

Vantaggi

- Centralizzazione «locale» della produzione e stoccaggio di idrogeno** con conseguenti vantaggi economici per effetto di scala.
- Brevi distanze su cui effettuare il trasporto di idrogeno** possono rappresentare un fattore abilitante alla verifica della **stabilità delle reti di trasmissione/distribuzione** e loro successivo sviluppo a livello nazionale.
- L'impianto sarebbe inizialmente sovradimensionato consentendo **grande flessibilità per integrare ulteriori utilizzatori** che dovessero avere un fabbisogno di idrogeno per i loro processi.

Svantaggi

- Possibile **collocazione di impianti di produzione elettrica** da fonti rinnovabile in **aree non ottimali**.
- Trasporto dell'energia elettrica** comporterebbe il pagamento degli oneri di rete.
- Trasporto dell'idrogeno in pipeline o su gomma richiede un ulteriore aggravio di costi** per la compressione/liquefazione del gas.
- Necessità di **costruire ex-novo idrogenodotti** per l'approvvigionamento dell'utenza finale e/o di **riconvertire gasdotti esistenti**.
- Necessità di prevedere **sistemi di stoccaggio per l'idrogeno**.

Strategia italiana per l'H₂: produzione centralizzata *in situ* con trasporto di idrogeno

GENERAZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA
RINNOVABILE

PRODUZIONE
DI IDROGENO
VERDE

STOCCAGGIO
IN SITU
DELL'IDROGENO

TRASPORTO E
DISTRIBUZIONE

IMPIEGHI
FINALI

IN SITU



VANTAGGI

- Collocazione degli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile in aree ottimali dal punto di vista della producibilità.
- Assenza di trasporto dell'energia elettrica permettendo un risparmio sugli oneri di sistema.
- Riduzione della probabilità di creare «congestioni» a livello di rete elettrica.

SVANTAGGI

- Trasporto dell'idrogeno in pipeline o su gomma richiede un ulteriore aggravio di costi per la compressione e/o liquefazione del gas e la costruzione e/o riconversione di un'infrastruttura dedicata.
- Nel lungo periodo e all'aumentare dei volumi trasportati, il trasporto di idrogeno in pipeline (in forma pura, blend, di LOC**), ad oggi economicamente meno sostenibile con gli attuali livelli di domanda, potrebbe diventare la soluzione migliore.

- ❑ Produzione centralizzata di idrogeno con trasporto all'interno dei gasdotti o su gomma o su nave
- ❑ La generazione di elettricità rinnovabile e la capacità di elettrolisi sono situate in aree con un'alta disponibilità di risorse naturali (ad esempio vento o luce solare).

** Liquid Organic Carrier

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Strategia italiana per l'H₂: produzione centralizzata *in situ* con trasporto di idrogeno

Soluzione non percorribile nel breve/medio a causa di:

- ❑ tempistiche necessarie allo sviluppo/retrofitting delle infrastrutture necessarie al trasporto di «idrogeno puro» o in *blend* ad alte percentuali;
- ❑ **livelli di domanda attuali** decisamente bassi che **non giustificano pienamente la riconversione/ricertificazione e/o la costruzione di una nuova rete di trasmissione e/o distribuzione dell'idrogeno;**

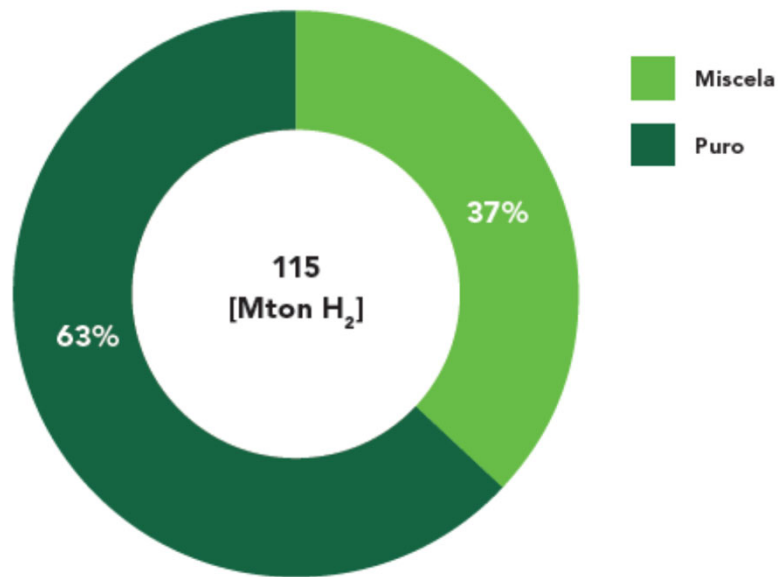
Soluzione da considerare sul lungo periodo, **quando:**

- ❑ **il mercato e la domanda risulteranno essere più stabili;**
- ❑ **gli utilizzatori capillarmente distribuiti sul territorio;**
- ❑ l'Italia definirà il ruolo che dovrà ricoprire nel panorama europeo e mondiale attivando **relazioni con i Paesi circostanti** per l'importazione/ esportazione dell'idrogeno.

Hydrogen generation technologies

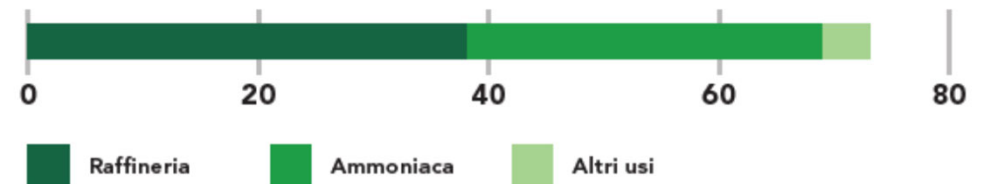
Idrogeno: domanda attuale

DOMANDA DI IDROGENO AL 2019 [MtonH₂]

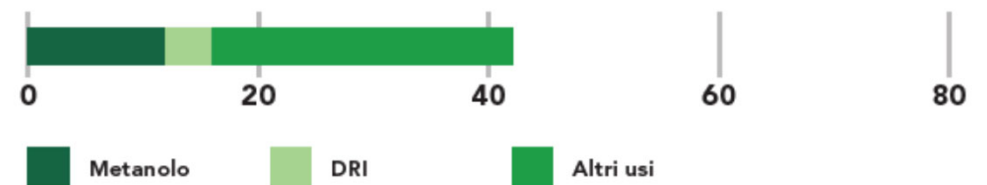


Fonte: rielaborazione Energy&Strategy su dati IEA, The future of hydrogen 2019

RIPARTIZIONE SETTORI UTILIZZO H2 PURO AL 2019 [MtonH₂]



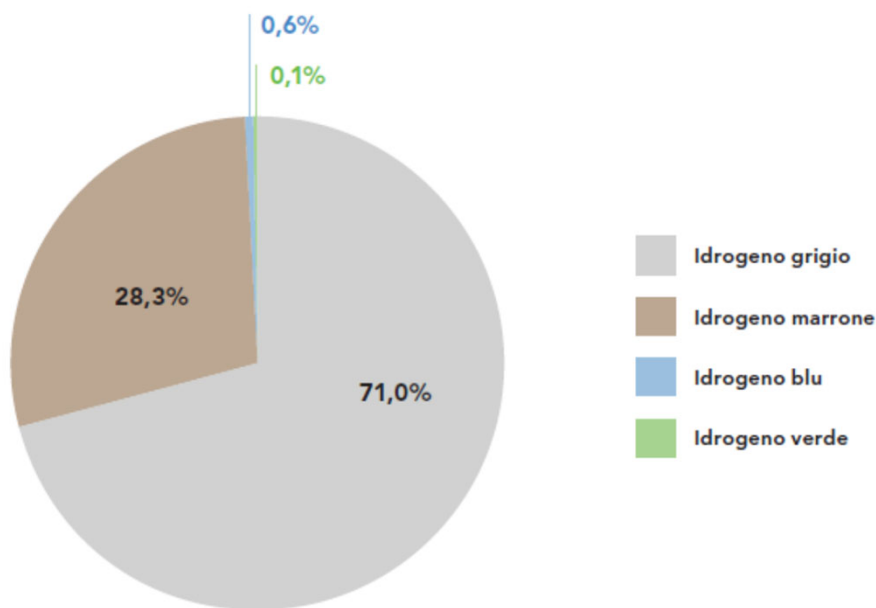
RIPARTIZIONE SETTORI UTILIZZO H2 IN MISCELA AL 2019 [MtonH₂]



Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Idrogeno: produzione attuale

RIPARTIZIONE % PRODUZIONE DIRETTA DI IDROGENO AL 2019



Fonte: IEA 2019, Wood McKenzie, 2019

Prodotto primario (70 Mt)

La **produzione diretta di idrogeno** deriva quasi **interamente da fonti fossili** (99,3%) (idrogeno marrone e grigio).

La restante quota si suddivide tra idrogeno blu (0,6%) e idrogeno *green* (0,1%);

Prodotto secondario (48 Mt)

Sottoprodotto di alcuni specifici processi, specialmente nell'industria chimica e nelle raffinerie, fortemente **legato a fonti fossili**.

Soltanto lo 0,5% può essere considerato idrogeno *green*.

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Idrogeno: produzione

Table 1 – Production pathways for hydrogen.

Processes	Raw materials	Example of Reactions
<i>I. Thermal Processes</i>		
Steam reforming + water-gas shift	Natural gas, hydrocarbons	$C_nH_m + nH_2O \xrightarrow{\text{heat}} nCO + (n+0.5m)H_2$ $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + \text{heat}$
	Renewable ethanol	$C_2H_5OH + H_2O \xrightarrow{\text{heat}} 2CO + 4H_2$ $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + \text{heat}$
Pyrolysis	Natural gas, hydrocarbons	$C_nH_m \xrightarrow{\text{heat}} C_nH_{m-k} + 0.5kH_2$
	Methane	$CH_4 \xrightarrow{\text{heat}} C + 2H_2$
	Ammonia	$NH_3 \xrightarrow{\text{heat}} 0.5N_2 + 1.5H_2$
Partial oxidation	Natural gas, hydrocarbons	$C_nH_m + 0.5nO_2 \rightarrow nCO + 0.5mH_2 + \text{heat}$
Gasification	ethanol	$C_2H_5OH + 0.5O_2 \rightarrow 2CO + 3H_2 + \text{heat}$
	Coal	$CH_{0.8} + O_2 + H_2O \xrightarrow{\text{heat}} CO + CO_2 + H_2 + \text{byproducts}$
High Temperature splitting	biomass	$C_6H_{12}O_6 + O_2 + H_2O \xrightarrow{\text{heat}} CO + CO_2 + H_2 + \text{byproducts}$
	Water	Zn – ZnO cycle: $H_2O \xrightarrow{\text{solar heat (ZnO)}} H_2 + 0.5O_2$ S – I ₂ cycle: $H_2O \xrightarrow{\text{nuclear heat (H}_2\text{SO}_4\text{+I}_2\text{)}} H_2 + 0.5O_2$
<i>II. Electrolytic Processes (with renewable or traditional electric power)</i>		
Electrolysis	water	Anode: $H_2O \rightarrow 0.5O_2 + 2e^-$ Cathode: $2H^+ + 2e^- \rightarrow 2H_2$
<i>III. Photolytic Splitting Processes</i>		
Photobiological	Water	$H_2O \xrightarrow{\text{algae/microbes}} H_2 + 0.5O_2$
Photoelectro-chemical	Water	$H_2O \xrightarrow{\text{semiconductor}} H_2 + 0.5O_2$
<i>IV. Metal-based Hydrolysis Processes</i>		
Hydrolysis	Water	$M + yH_2O \rightarrow M(OH)_y + \frac{y}{2}H_2$ $xM + yH_2O \rightarrow M_xO_y + yH_2$ $MH_x + xH_2O \rightarrow M(OH)_x + xH_2$
<i>V. Biological Processes</i>		
Dark Fermentation	Agricultural and food waste	$C_6H_{12}O_6 + 2H_2O \xrightarrow{\text{bacterias}} 4H_2 + 2CO_2 + 2CH_3COOH$ $C_6H_{12}O_6 \xrightarrow{\text{bacterias}} 2H_2 + 2CO_2 + CH_3(CH_2)_2COOH$
Photobiological	Water	$H_2O \xrightarrow{\text{algae/microbes}} H_2 + 0.5O_2$

Fonte:

Ram R. Ratnakar, Nikunj Gupta, Kun Zhang, Casimir van Doorne, James Fesmire, Birol Dindoruk, Vemuri Balakotaiah, Hydrogen supply chain and challenges in largescale LH2 storage and transportation. International Journal of Hydrogen Energy 2021; 46(7):24149-24168

Idrogeno: produzione

	MARRONE	GRIGIO	BLU	VERDE
FONTE	Carbone	Gas Metano	Carbone/ Gas Metano	Energia elettrica rinnovabile
PRO	<ul style="list-style-type: none"> Basso costo materia prima Tecnologia matura e diffusa nel mercato 	<ul style="list-style-type: none"> Basso costo materia prima Tecnologia matura e diffusa nel mercato 	<ul style="list-style-type: none"> Riduzione delle emissioni Soluzione transitoria verso l'idrogeno verde 	Emissioni nulle
CONTRO	<ul style="list-style-type: none"> Emissioni molto elevate 	<ul style="list-style-type: none"> Emissioni elevate 	<ul style="list-style-type: none"> Emissioni non nulle 	<ul style="list-style-type: none"> Costo elevato delle tecnologie Attuale capacità installata inferiore al fabbisogno
EMISSIONI	18-20 kgCO ₂ /kgH ₂	9-10 kgCO ₂ /kgH ₂	Maggiore di 5 kgCO ₂ /kgH ₂ *	0 kgCO ₂ /kgH ₂
LCOH attuale	1 - 1,5 US\$/kgH ₂	1 - 2 US\$/kgH ₂	2 - 2,5 US\$/kgH ₂	2,5 - 7 US\$/kgH ₂

Costo di produzione (*Levelized Cost Of Hydrogen* – LCOH)

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

*Nota: Si considera l'intero processo e si ipotizza l'utilizzo di combustibili fossili per alimentare energeticamente il processo di Carbon Capture e Storage

Fonte: IRENA, Green hydrogen cost reduction, 2020

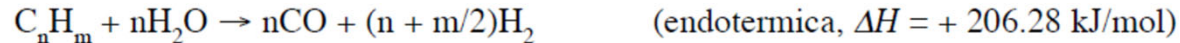
Idrogeno grigio

Steam Methane Reforming (SMR)

Il vapore acqueo viene miscelato con il gas naturale agendo come ossidante del metano in una reazione endotermica, producendo idrogeno e CO; quest'ultimo verrà successivamente convertito in CO₂ e H₂ mediante un processo di *Water Gas Shift* (WGS).

Il gas naturale viene utilizzato sia come combustibile (circa 30-40%) che come materia prima (combinato con l'acqua).

REFORMING:



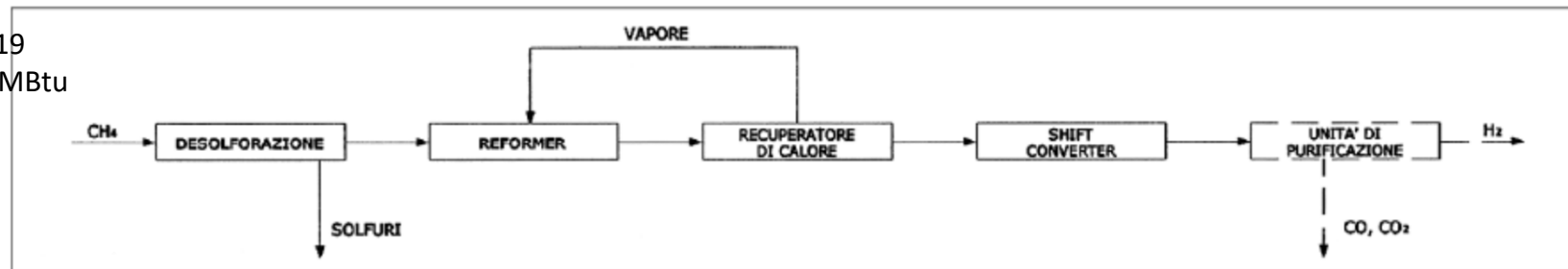
SHIFT REFORMING:



Resterà la tecnologia dominante per la produzione di idrogeno su larga scala nel breve termine considerato l'elevato numero di impianti attualmente in esercizio (costi di produzione nettamente inferiori rispetto alle altre soluzioni tecnologiche).

Fonte: IEA, The future of hydrogen, 2019

Assunzioni: prezzo del gas = 3-11 US\$/MBtu



Idrogeno grigio

H2 PowerTech



OneH2



Impianto SMR della Air Liquide (Dormagen, Germania) per la fornitura di H₂ e CO ad un impianto di produzione di polimeri (capacità di produzione annuale 22000 t H₂ e 120000 t CO).



Idrogeno grigio

Caratteristiche	HGM 2000	HGM 3000	HGM 10000
Portata H ₂ prodotto (Nm ³ /h)	53	80	268
Consumo gas naturale (Nm ³ /h)	25	34.5	112
Consumo acqua di processo (l/min)	1.9	2.3	9
Portata acqua di raffreddamento (l/min)	30	75	189
Consumo elettrico (kW)	13	18	25
Dimensioni (mm)			
- lunghezza	2616	4114	7747
- larghezza	2133	2286	2438
- altezza	2438	2515	2743
Peso (kg)	4500	6140	11800
Pressione H ₂ (bar(g))	12.9	12.9	20
Purezza H ₂	99.999%	99.999%	99.999%
Impurità	Totale impurità < 10 ppm; < 1 ppm ciascuno O ₂ , H ₂ O, CO, CO ₂ , CH ₄ ; < 8 ppm N ₂		



Produzione di idrogeno	50 kg/giorno
Grado di purezza idrogeno	99.995%
Consumo gas naturale	7.5 MBTU/giorno 222 Nm ³ /giorno
Consumo acqua	2400 l/giorno
Consumo elettrico	9 kW medi
Dimensioni (m)	3.66 · 1.22 · 2.74
Temperatura operativa (°C)	-20 – 40
Emissioni	NO _x < 15 ppm CO < 50 ppm SO _x trascurabili

Idrogeno verde (PtG)

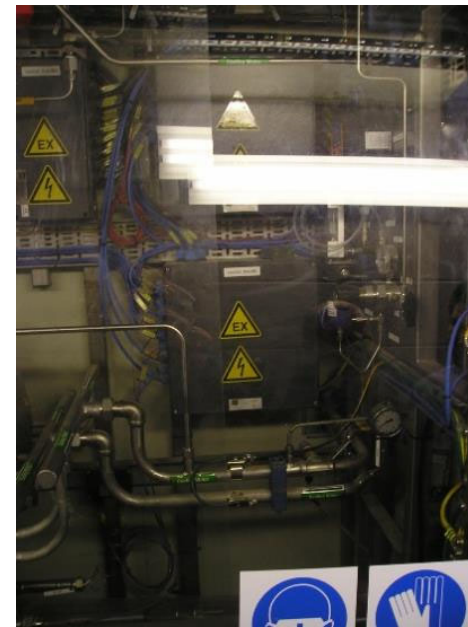
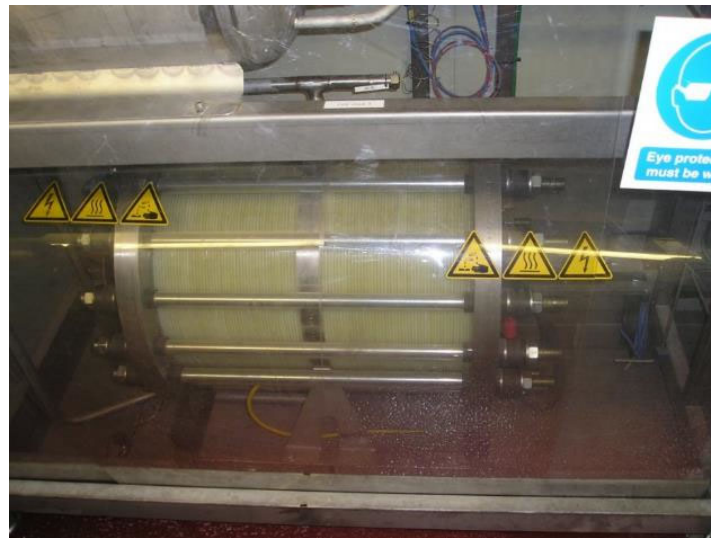


Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

Idrogeno verde (PtG): elettrolizzatori

Electrolyser

- Alkaline [KOH] electrolyte
- Electrical consumption: max = 34kW, min = 8.5kW
- Hydrogen production: max = 8Nm³/h, min = 1.5Nm³/h
- Hydrogen pressure = up to 25bar(g)
- Hydrogen purity [after drying] = 99.995%
- Conversion efficiency: stack = 4.2kWhr/Nm³, system = 4.8kWhr/Nm³
- Supplied by Vandenberg



Confronto AEL, PEM, SOEC, AEM

Valori al 2020

PARAMETRI [2020]	AEL	PEM	SOEC	AEM
TRL	8-9	8	5-6	3-4
Diffusione	Su larga scala	In rapida crescita	Adozione ridotta	Scala laboratorio
CAPEX impianto [US\$/kW]	700 - 1.300	1.000-1.400	2.800 - 5.600	R&D stage
OPEX* [% Capex Impianto]	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	270	400	>2.000	
Vita utile stack [h]	60.000 - 100.000 h	50.000 - 80.000 h	10.000 - 30.000 h	10.000-15.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH ₂]	50 – 78	50 – 83	40 – 50	57 – 69
Tecnologia reversibile	No**	Si	Si	Si
Variazioni di carico [%]	20 - 100%	10% - 160%	25% - 125%	5% - 100%
Flessibilità a freddo [min]	<50 minuti	<20 minuti	>600 minuti	<20 minuti
Temperatura [°C]	60 - 90°C	50 - 80°C	700 - 850°C	40 - 60°C
Pressione operativa [bar]	1 - 30 bar	30 - 80 bar	1 bar	<35 bar

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

(*) Nota: I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua

(**) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

Confronto AEL, PEM, SOEC, AEM

Valori al 2030

PARAMETRI [2030]	AEL	PEM	SOEC	AEM
CAPEX impianto [US\$/kW]	400-600	600-900	800 - 2.200	650-1.000
OPEX* [% Capex Impianto]	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%
CAPEX sostituzione stack [US\$/kW]	160 - 220	300-350	500-800	350-450
Vita utile stack [h]	80.000 - 100.000 h	80.000 - 100.000 h	50.000 - 70.000 h	50.000 - 60.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH ₂]	45 - 60	45- 65	30 - 40	40 - 50
Tecnologia reversibile	No**	Si	Si	No
Variazioni di carico [%]	10 - 200%	10% - 200%	15% - 150%	10% - 120%
Flessibilità a freddo [min]	<40 minuti	<10 minuti	300 - 500 minuti	<10 minuti
Temperatura [°C]	> 90°C	60 - 80°C	600 - 700°C	60 - 70°C
Pressione operativa [bar]	30 - 50 bar	30 - 80 bar	1 - 10 bar	40-50 bar

(*) Nota: I valori di Opex riportati sono al netto dei costi relativi all'energia elettrica e dell'acqua

Fonte: Energy & Strategy, 2021, HYDROGEN INNOVATION REPORT 2021

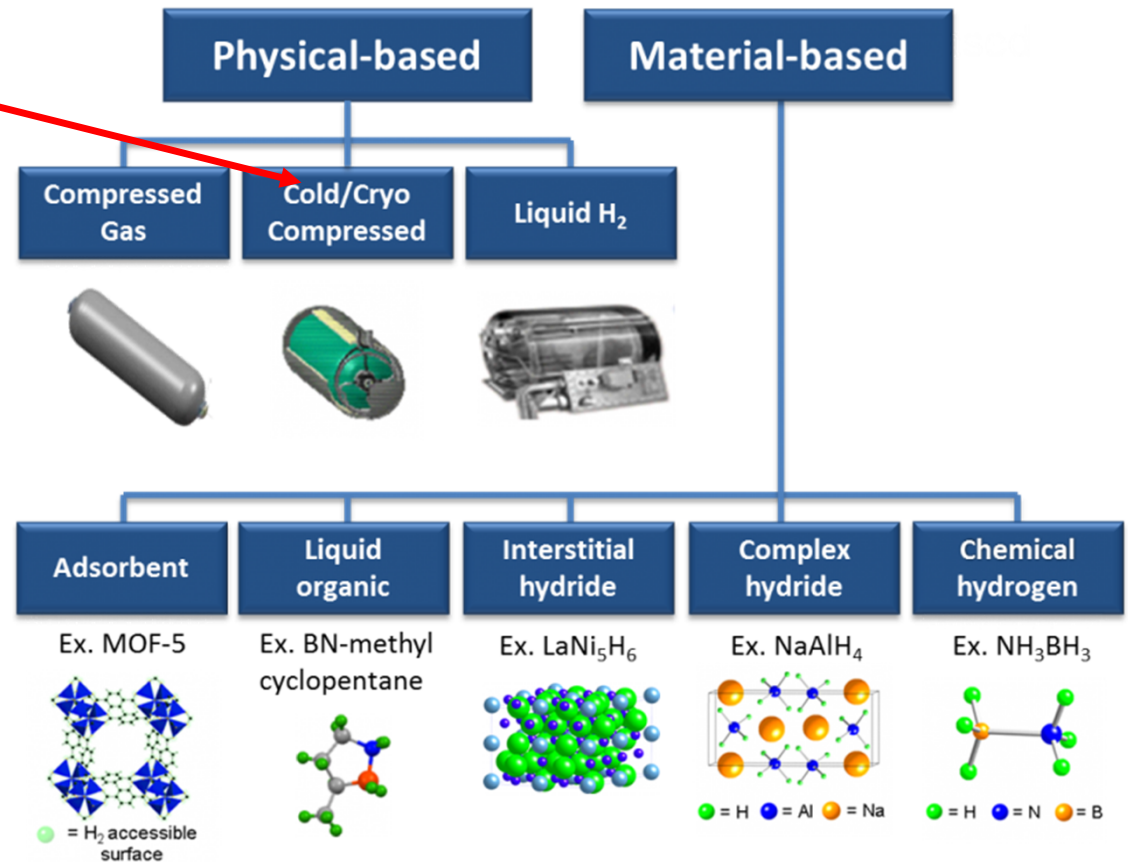
(**) Nota: Esistono alcune applicazioni reversibili della tecnologia ma non commercializzate poiché caratterizzate da basse efficienze ed elevata complessità (Fonte: IRENA).

Hydrogen storage technologies

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

La limitata densità dei serbatoi (15-20 kg/m³ con un peso specifico al massimo del 3% per pressioni di 350 bar) può essere aumentato con sistemi di refrigerazione del gas compresso (alla temperatura di liquefazione dell'azoto, 77 K, consentono un aumento di quattro volte della densità di immagazzinamento)

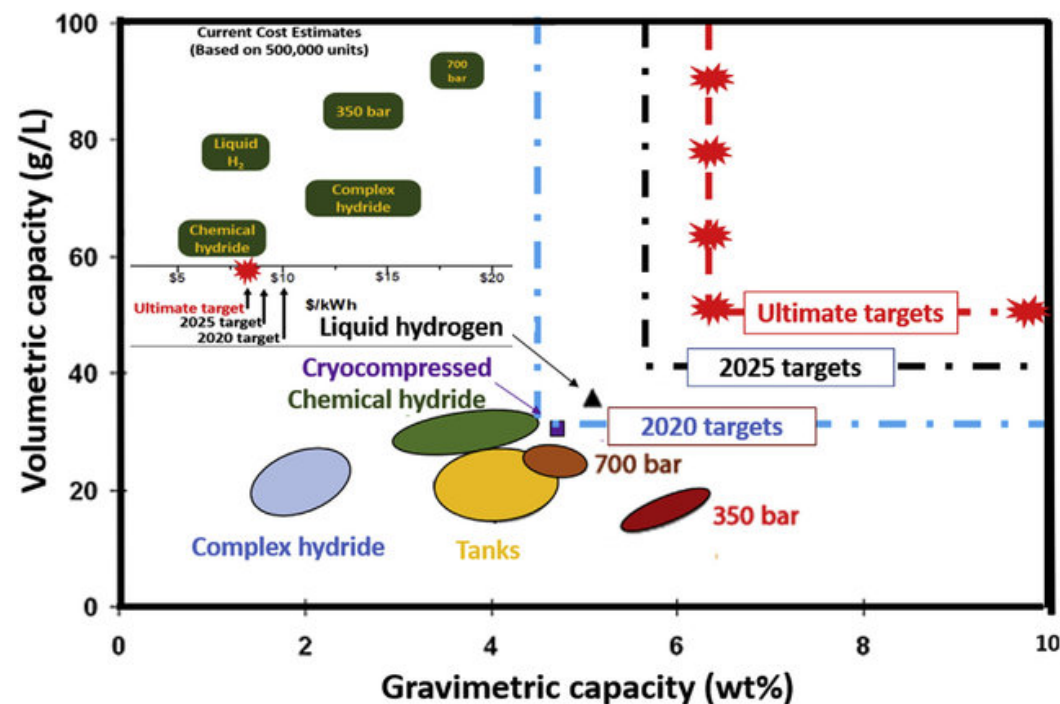
How is hydrogen stored?



Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

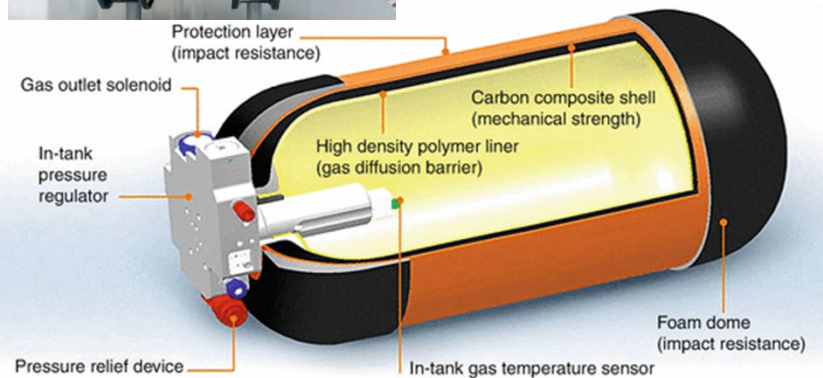
Tabella 2.9. Densità energetiche dell'idrogeno, per confronto, di altri combustibili tradizionali

Vettore dell'energia	Forma di immagazzinamento	Densità di energia secondo il peso [kWh/kg]	Densità di energia secondo il volume [kWh/l]
Idrogeno	Gas (20 MPa)	33.3	0.53
	Gas (24.8 MPa)	33.3	0.64
	Gas (30 MPa)	33.3	0.75
	Liquido (-273°C)	33.3	2.36
	Idruri metallici	0.58	3.18
Gas naturale	Gas (20 MPa)	13.9	2.58
	Gas (24.8 MPa)	13.9	3.01
	Gas (30 MPa)	13.9	3.38
	Liquido (-162°C)	13.9	5.8
GPL (Propano)	Liquido	12.9	7.5
Metanolo	Liquido	5.6	4.42
Benzina	Liquido	12.7	8.76
Diesel	Liquido	11.6	9.7
Elettricità	Batteria al piombo	0.03	0.09



Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo fisico: H₂ compresso



Lavoro teorico di compressione per un processo isoterma:

$$L_t = R_{H_2} T Z \ln(p_2/p_1)$$



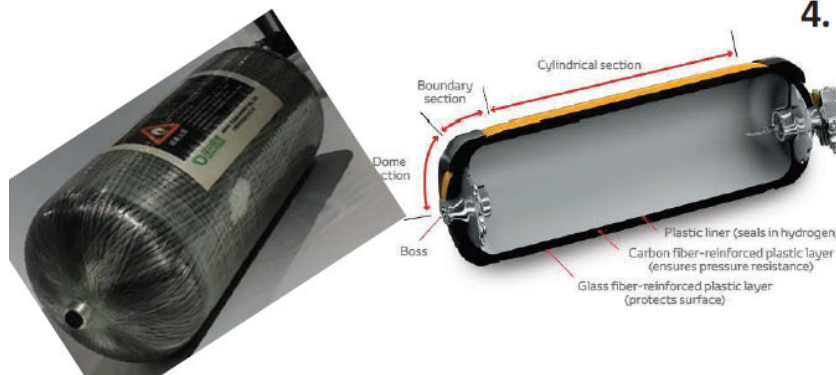
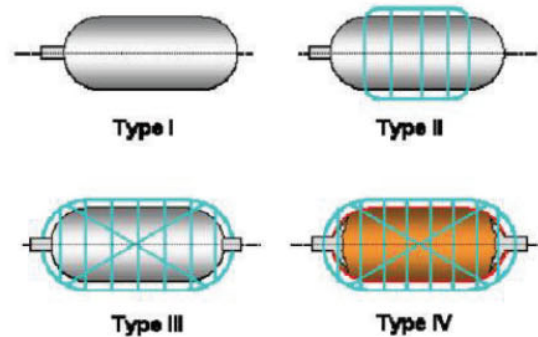
E' necessario lo stesso lavoro per portare il gas da 0.1 a 1 MPa e da 1 a 10 MPa



Il livello iniziale di pressione influisce pesantemente sull'energia necessaria (e quindi sui costi di compressione) → sistemi di produzione come l'elettrolisi ad alta pressione consentono risparmi

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

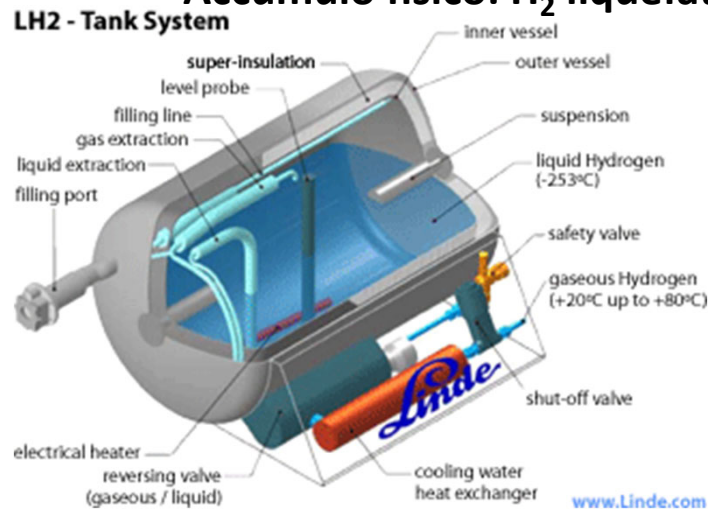
Il serbatoio



1. **Tipo I:** Interamente in metallo, generalmente acciaio. Ottime proprietà meccaniche con alti pesi (300 bar)
2. **Tipo II:** Principalmente acciaio o alluminio, con il corpo cilindrico avvolto in modalità “hoop” in un involucro in fibra di vetro.
3. **Tipo III:** liner metallico, generalmente in alluminio, totalmente avvolto con un composito in fibra di carbonio e resina epossidica.
4. **Tipo IV:** liner costituito da un polimero (tipicamente polietilene ad alta densità o HDPE), interamente rivestito da fibra di carbonio o ibrida vetro/carbonio. (700 bar)

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo fisico: H₂ liquefatto

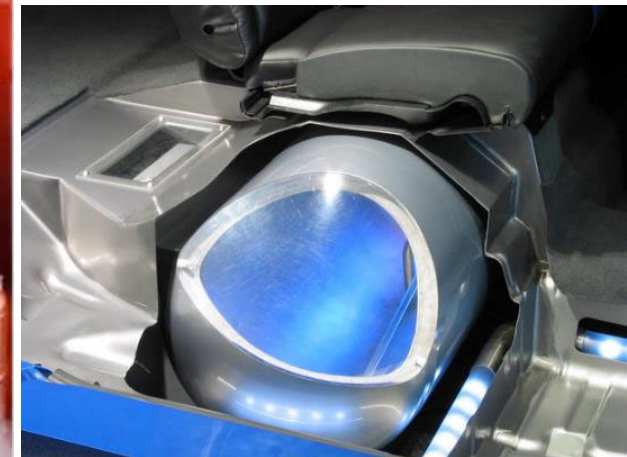


Temperatura di liquefazione e stoccaggio 20 K → problema delle perdite per scambio termico con l'esterno che provoca evaporazione

Richiedono un'elevata quantità di energia (circa il 30% del potere calorifico dell'idrogeno deve venire utilizzato per liquefarlo, contro un 4% nella compressione)

Recipienti di varie capacità (dai 3800 m³, diametro esterno di 20 m, tasso di evaporazione di 0,03% al giorno della NASA a Cape Canaveral a recipienti di più piccola taglia, 1.500-75.000 litri, 1.100-60.000 Nm³, evaporazione 1-2% al giorno)

Recipienti per applicazioni veicolari (190 litri, 450 kWh, densità di energia 2,36 kWh/L, evaporazione circa 1% al giorno)



Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

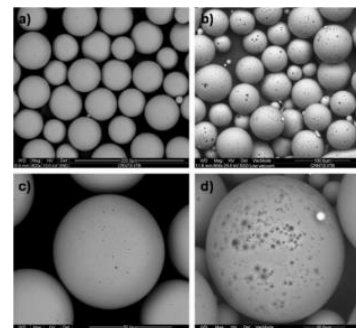
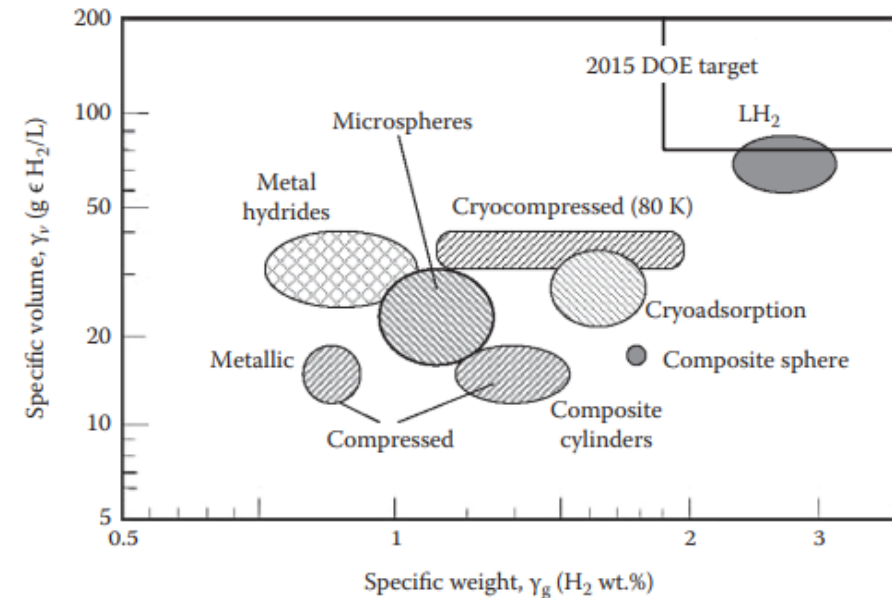
Accumulo fisico: H₂ in microsfere di vetro

Sfruttano la permeabilità del vetro all'idrogeno alle alte temperature.

Le microsfere (diametro 25-500 micron), scaldate a temperature di 200-400 °C, vengono riempite di idrogeno in pressione, dell'ordine delle decine di MPa.

Per riottenere l'idrogeno si procede ad un ulteriore riscaldamento del vetro o alla rottura delle microsfere (in tal caso ovviamente il sistema di accumulo può essere usato una sola volta).

Questo sistema viene considerato come possibile tecnologia adatta alla costruzione di un serbatoio di idrogeno per autoveicoli, soprattutto in relazione alla intrinseca sicurezza contro eventuali perdite di combustibile.



Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo tramite legami: H₂ legato chimicamente

Sistema estremamente valido soprattutto per tempi di stoccaggio molto lunghi (> 100 giorni), in quanto sfrutta una reazione reversibile di idrogenazione usando composti liquidi a temperatura e pressione ambiente e quindi facilmente trasportabili e immagazzinabili:

- Ammoniaca (NH₃)
- Etanolo (CH₃CH₂OH)
- Metanolo (CH₃OH)
- Metano (CH₄)

Svantaggi:

- Le reazioni di recupero dell'H₂ (pirolisi o altre di deidrogenazione delle molecole) comportano emissioni di NO_x e CO₂.

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo tramite legami: H₂ adsorbito in nanostrutture del carbonio

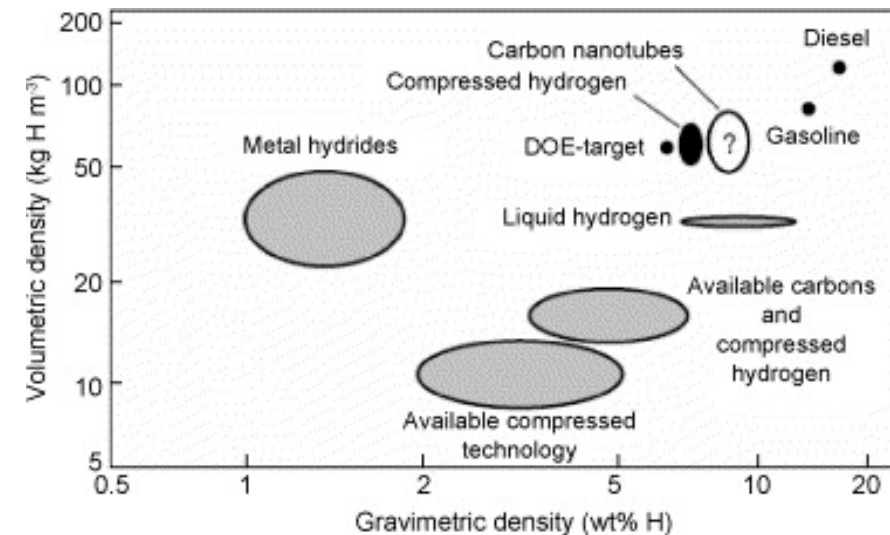
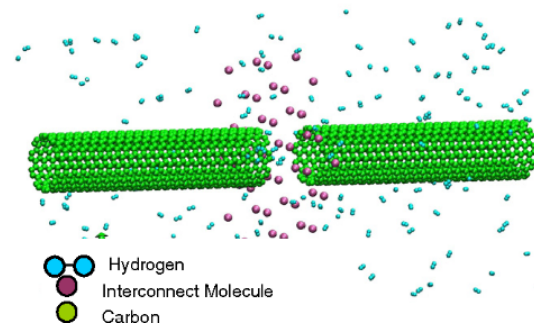
Nanostrutture del carbonio: particolari forme di aggregazione del carbonio, somiglianti a fogli di grafite variamente ripiegati su se stessi, dotati di notevoli caratteristiche meccaniche, chimiche e fisiche.

Vantaggi:

- presentano elevate densità di accumulo (fino a 50 kg/m³, 5-7% in peso) a temperature e pressioni non elevate (200 °C, 35 bar)
- facilità di recupero dell'idrogeno mediante fornitura di calore

Sfide:

- abbassamento delle temperature e delle pressioni richieste
- velocizzazione dei processi di idrogenazione
- affidabilità delle nanostrutture se sottoposte a molti cicli di accumulo



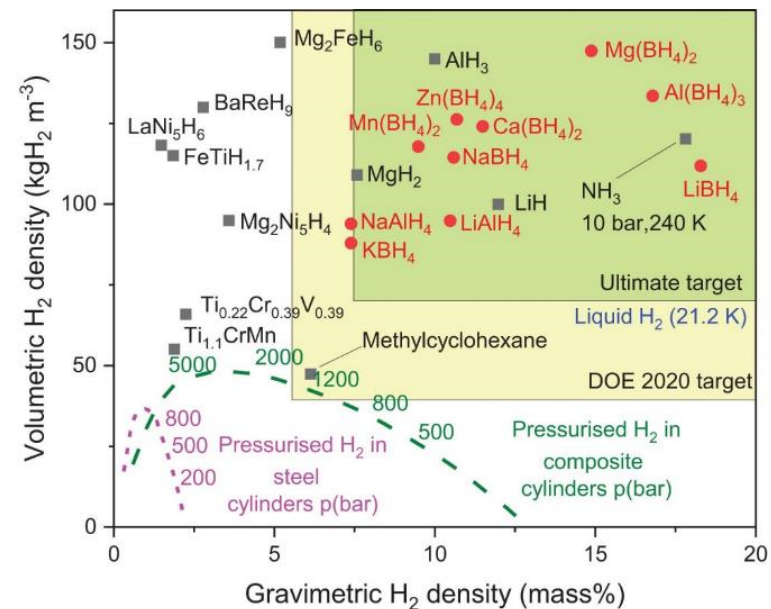
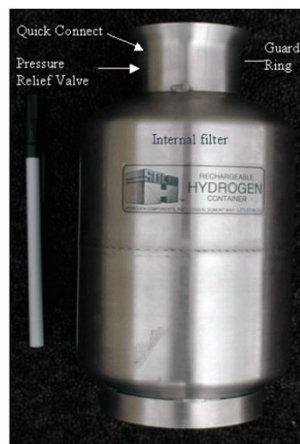
Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo tramite legami: H₂ in idruri metallici

Alcune leghe metalliche hanno la capacità di immagazzinare, all'interno del loro reticolo cristallino, gli atomi di idrogeno, a formare un idruro.

Il sistema è vantaggioso perché consente di mantenere il gas a temperatura e pressione ambiente.

- Idrogenazione (caricamento di H₂ nell'idruro): processo esotermico (occorre raffreddare il dispositivo in carica) e avviene a pressioni dell'ordine dei 30-60 bar
- Deidrogenazione: processo che richiede calore (a temperature che dipendono dal tipo di lega utilizzata) e avviene inizialmente ad alta pressione, che si abbassa man mano che l'idruro s'impoverisce di idrogeno



Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo tramite legami: H₂ in idruri metallici

Idruri a temperatura maggiore (> 300 °C, leghe di magnesio) consentono risultati migliori in termini di stoccaggio (100 kg/m³ con peso specifico del 7%).

La ricerca sta spingendo verso l'individuazione di idruri a temperature più basse (< 100 °C).

Risultati per ora non ancora soddisfacenti: leghe di ferro-titanio o nichel-lantanio non superano un peso specifico del 2%, mentre l'obiettivo è di arrivare al 5%.

Punti a favore di questa tecnologia:

- elevata densità volumica
- Sicurezza intrinseca elevata (il rischio di perdite indesiderate, anche in caso di impatto dovuto a incidente nel caso di applicazioni veicolari, è minimo).

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo



Power your life with LAVO™
Introducing the next generation of energy storage.

The world's first integrated hybrid hydrogen battery that combines with rooftop solar to deliver sustainable, reliable and renewable power to your home and business.



Renewable
Stores green energy from your solar panels



Durable
Operational in conditions -10° to +50° C



Australian Made
Designed and Developed

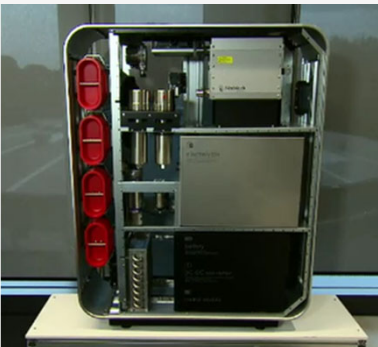
Technical Specifications

Mechanical

Dimensions (HxWxD)	1680 x 1240 x 400 mm
Weight	196 kg
Hydride Vessels	4 vessels
Max System Pressure	35 bar _g
Vessel Weight	32 kg
Total Installed Weight	324 kg
Mounting ¹	Floor Mount/Outdoors

Environmental

Operating Temperature Range	-10° to +50° C
Recommended Temperature Range	5° to 45° C
Environmental Humidity Range	3 to 100% RH
Maximum Elevation	2000 m
Noise Level	< 45 dB
Enclosure Protection Rating	IP54



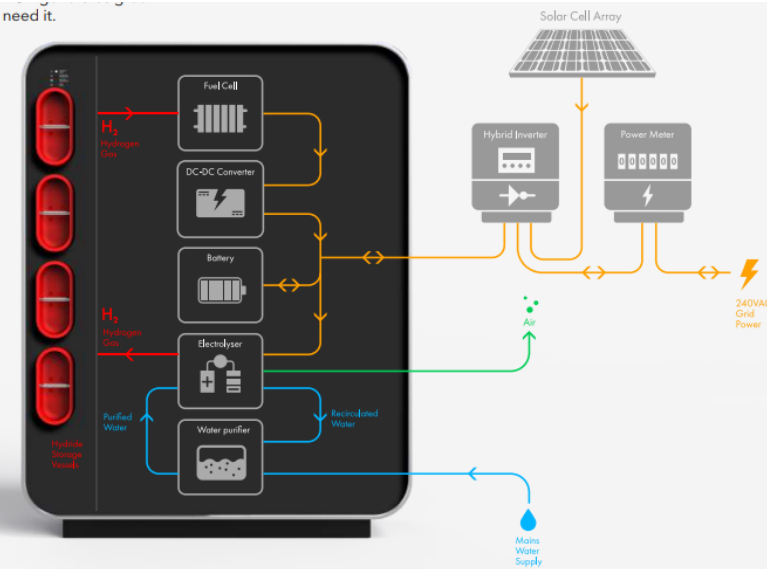
Fonte: LAVO System

LAVO Hydrogen Battery - See how the LAVO™ System works

hydrogen for renewable power when you need it.

The Hydrogen Hydride

The LAVO™ uses innovative, patented metal hydride to produce batteries that last three times longer than lithium batteries at a similar price. This unique hydride is energy efficient, carbon neutral, safe, non-flammable, and designed for all components to be recycled.



¹ Per Australian Building Code regulations.

© LAVO™ All Rights Reserved | DISCLAIMER We have taken reasonable care and precaution to ensure that the information contained on this fact sheet is accurate, but we do not guarantee, nor do we accept any legal liability arising from or connected to the accuracy, reliability, currency or completeness of content on the LAVO™ System.

Opzioni tecnologiche per l'H₂: accumulo

Accumulo tramite legami: H₂ in idruri metallici

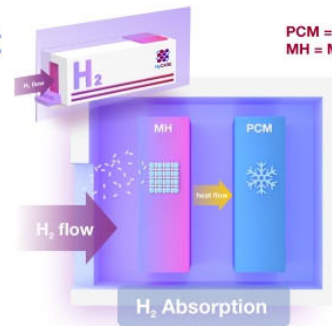
Progetto HyCARE (elevata massa H₂ immagazzinata ≥ 50 kg, pressione non elevata < 50 bar, temperatura non elevata < 100 °C)



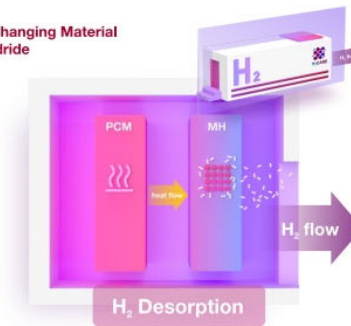
Concept Hydrogen storage

HyCARE will be integrated to renewable energy, a PEM electrolyzer and a PEM fuel cell.

The tank will be installed in the site of ENGIE Lab CRIGEN.

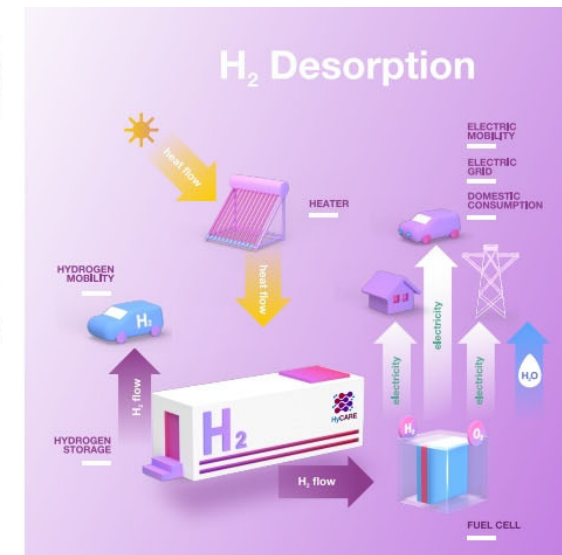


Quantity	Safety	Safety	Efficiency
50 kgH₂	< 30 bar	< 70 °C	< 70 %
High quantity of stored hydrogen	Low pressure storage	Low temperature storage	Total round trip energy efficiency



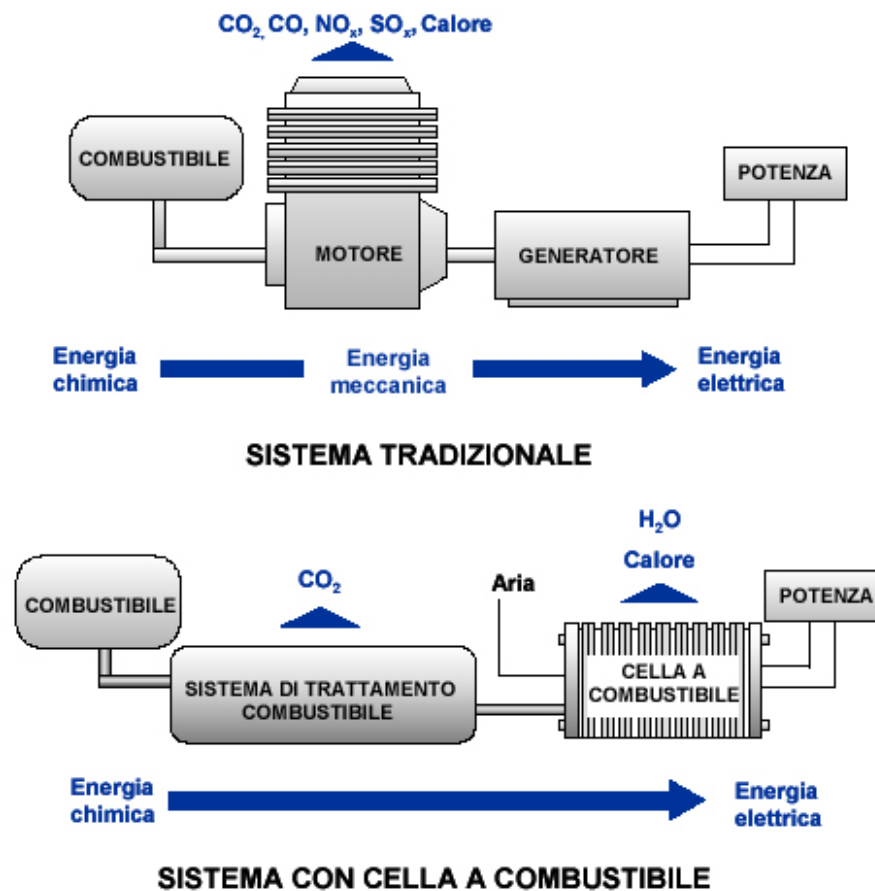
Environmental impact	Cost
< 5.0 kWh/kg H₂	Lower
External energy source with innovative design for large scale storage and use of non-critical raw materials	Activation time material degradation need of purification system

<https://hycare-project.eu/>

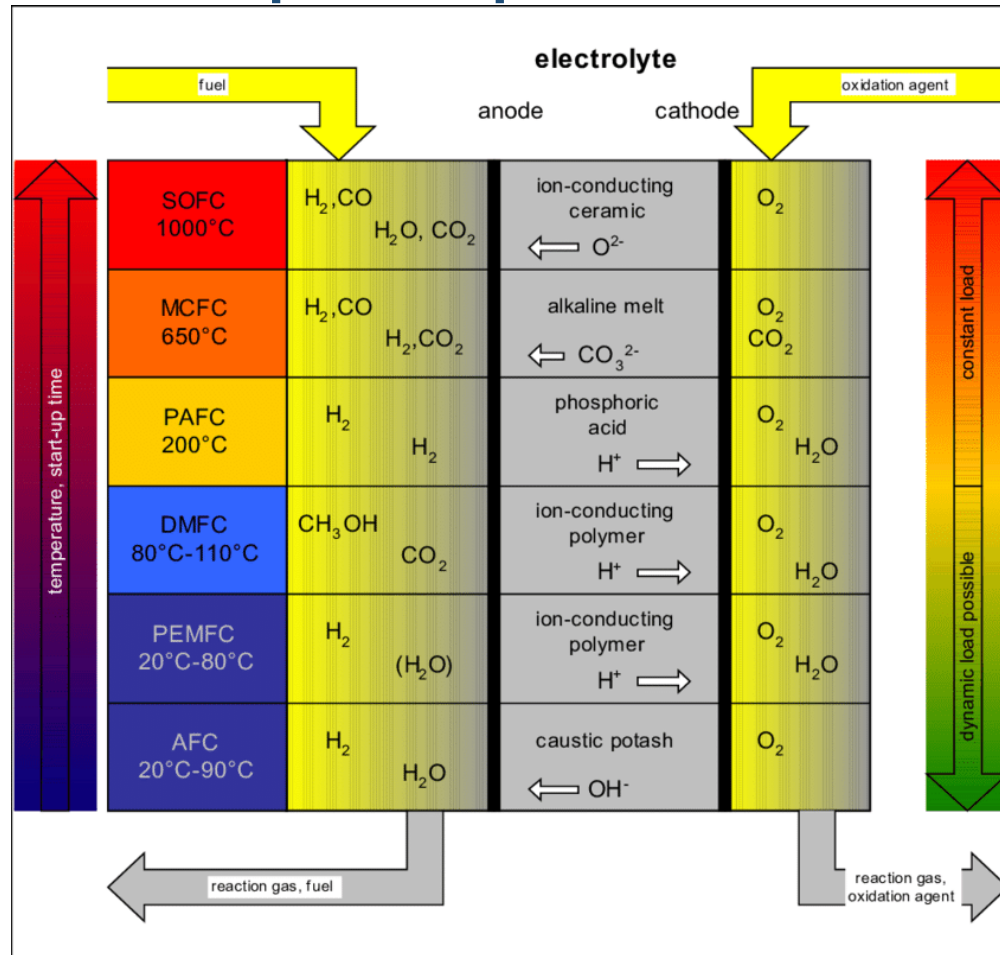


*Fuel cells for buildings: technologies, characteristics, efficiency,
costs, applications*

Fuel cells: principio di funzionamento



Fuel cells: principio di funzionamento



Fuel cells: applicazioni

[Alternative Fuels Data Center: Fuel Cell Electric Vehicles \(energy.gov\)](http://www.energy.gov/efdc)



Ford Focus



Volkswagen HyMotion



Honda FCX-V3



DCX Nekar 5



GM HydroGen 1



Mazda FC-EV

arco N

Fuel cells: applicazioni



MAN



DCX



Neoplan



Ballard

Fuel cells: applicazioni



MHTX



Teledyne



SiemensWestinghouse



deVaud

Fuel cells: applicazioni



Fcgen-H2PM

5 kW



Fcgen-H2PM

1,7 kW

Fuel cells: applicazioni



Horizon, 2 W in output,
cartucce ricaricabili da 12 Wh



Intelligent Energy
per droni
650 W



Canon fuel cell
per videocamera

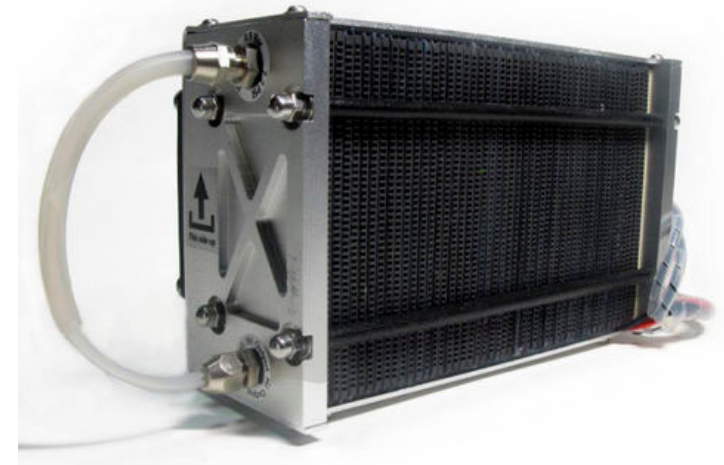


Fuel cells: applicazioni

Ballard PEM 200 kW

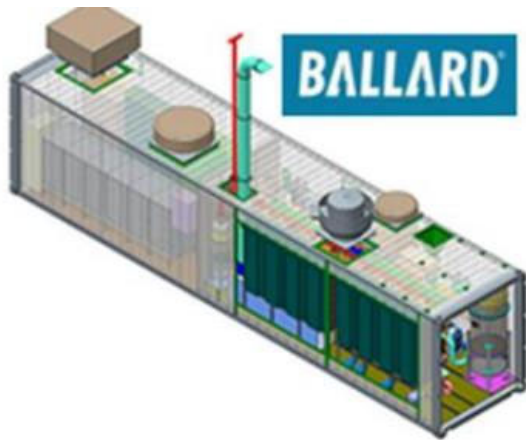


Horizon PEM 200 kW



SolidEra SOFC 1,5 kW_{el} – 0,85 kW_t

Fuel cells: applicazioni



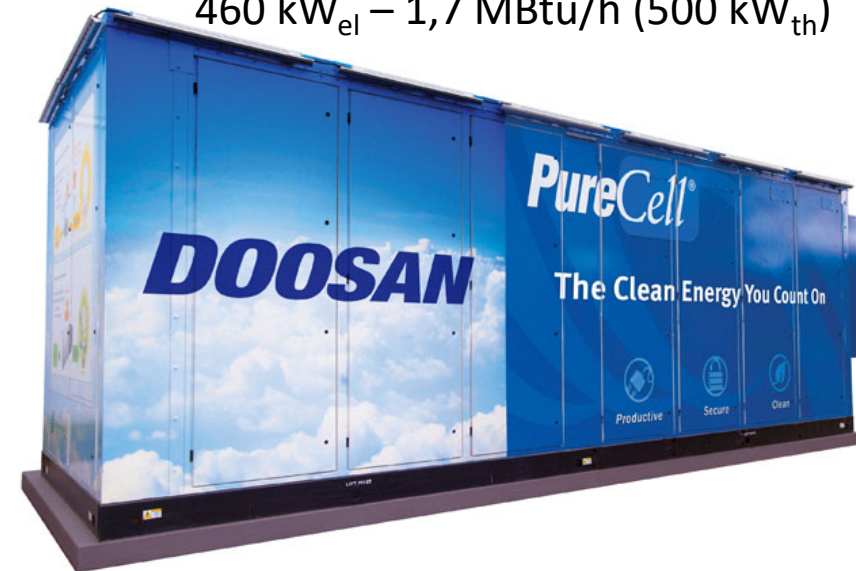
Ballard PEM 1,5 MW

Ballard PEM 1 MW



Doosan PureCell® System

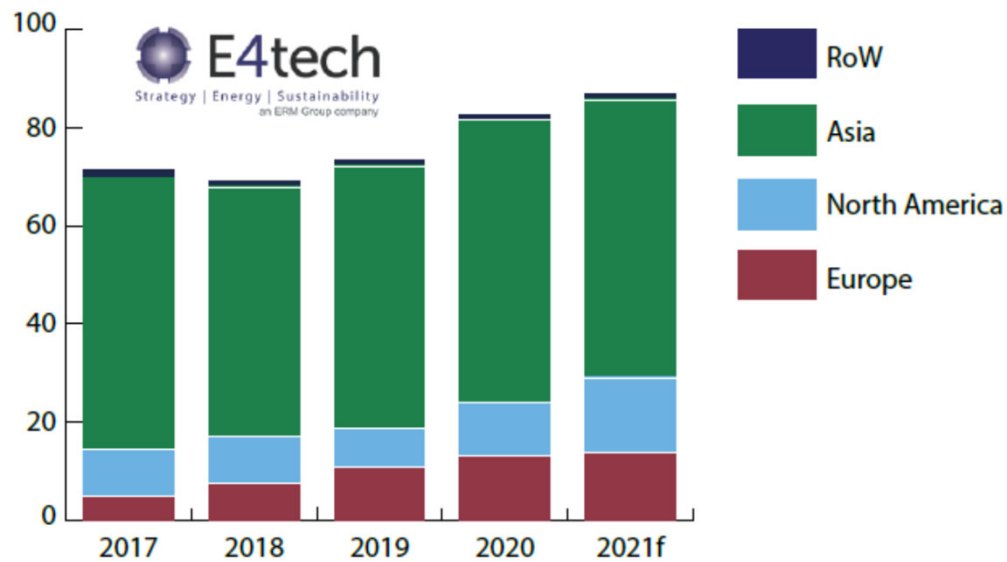
460 kW_{el} – 1,7 MBtu/h (500 kW_{th})



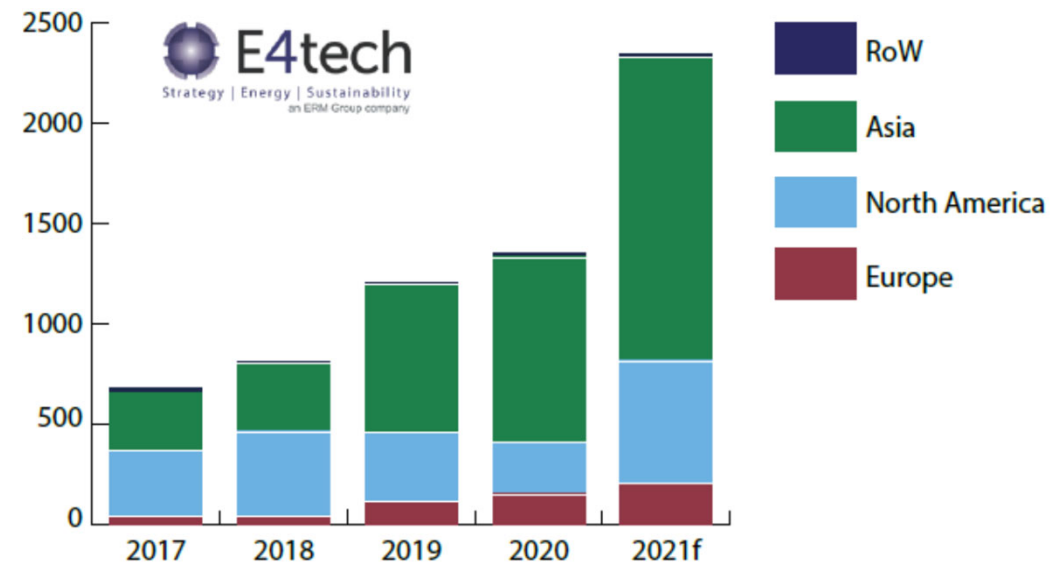
Marco Noro – Università degli Studi di Padova

Fuel cells: mercato al 2021

Shipments by region of adoption 2017 - 2021 (1,000 units)



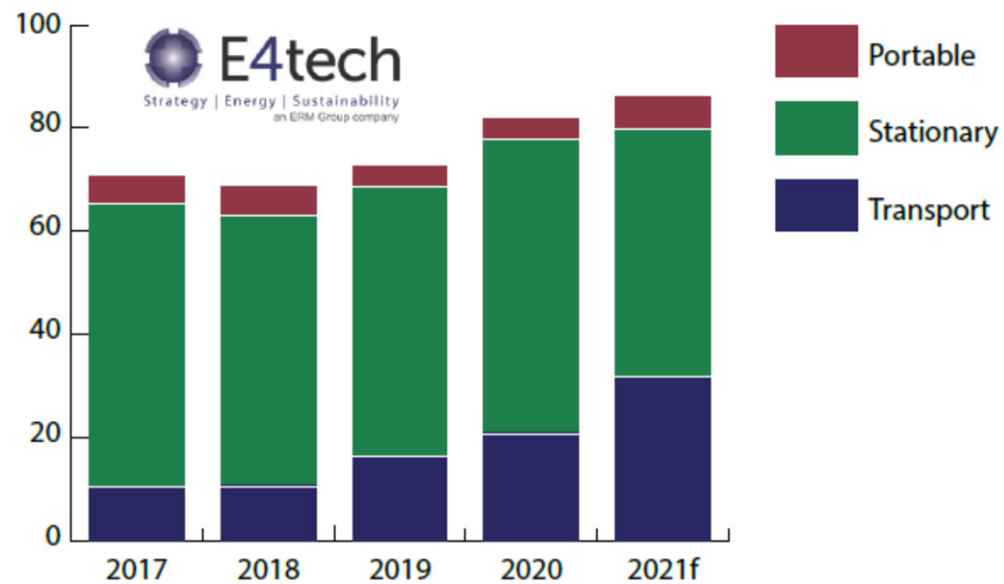
Megawatts by region of adoption 2017 - 2021



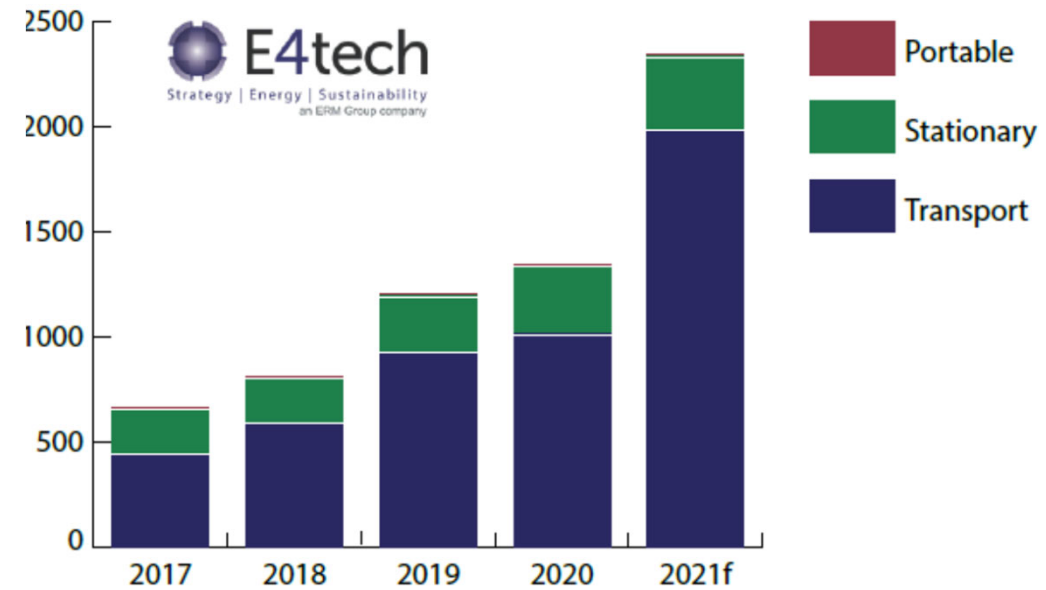
Fonte: E4tech , 2022, The Fuel Cell Industry Review 2021

Fuel cells: mercato al 2021

Shipments by application 2017 - 2021 (1,000 units)



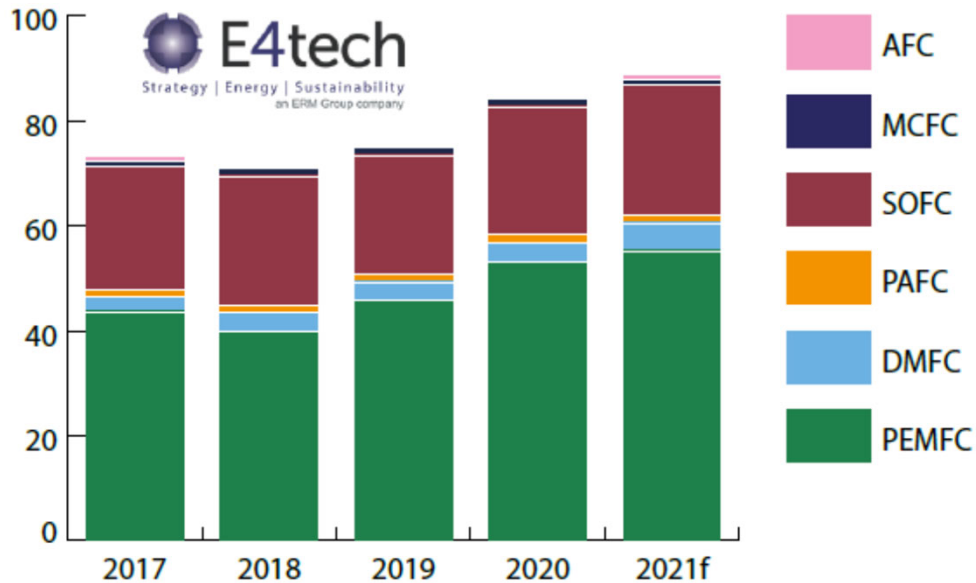
Megawatts by application 2017 - 2021



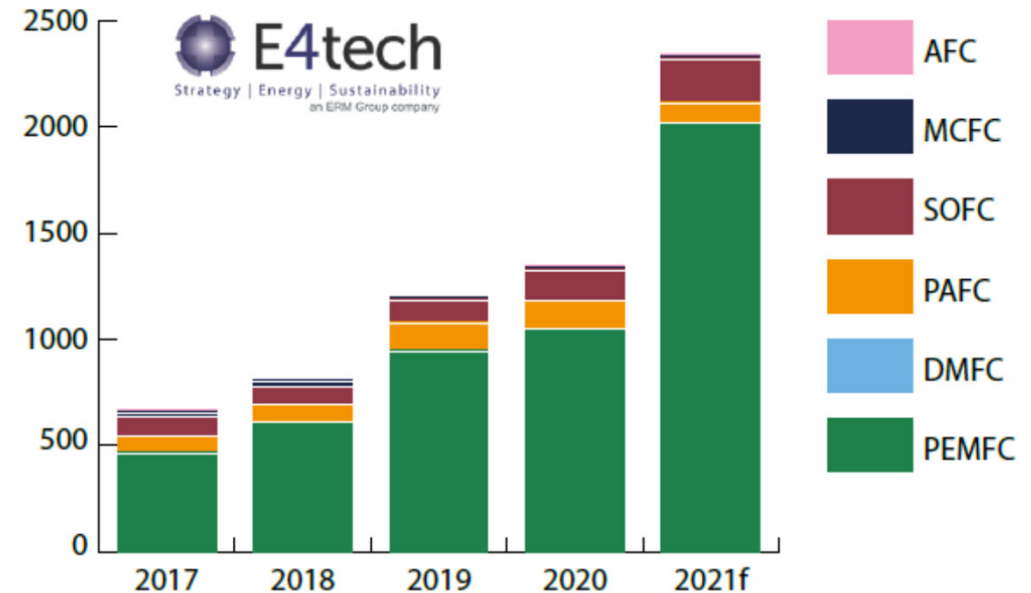
Fonte: E4tech , 2022, The Fuel Cell Industry Review 2021

Fuel cells: mercato al 2021

Shipments by fuel cell type 2017 - 2021 (1,000 units)



Megawatts by fuel cell type 2017 - 2021



Fonte: E4tech , 2022, The Fuel Cell Industry Review 2021

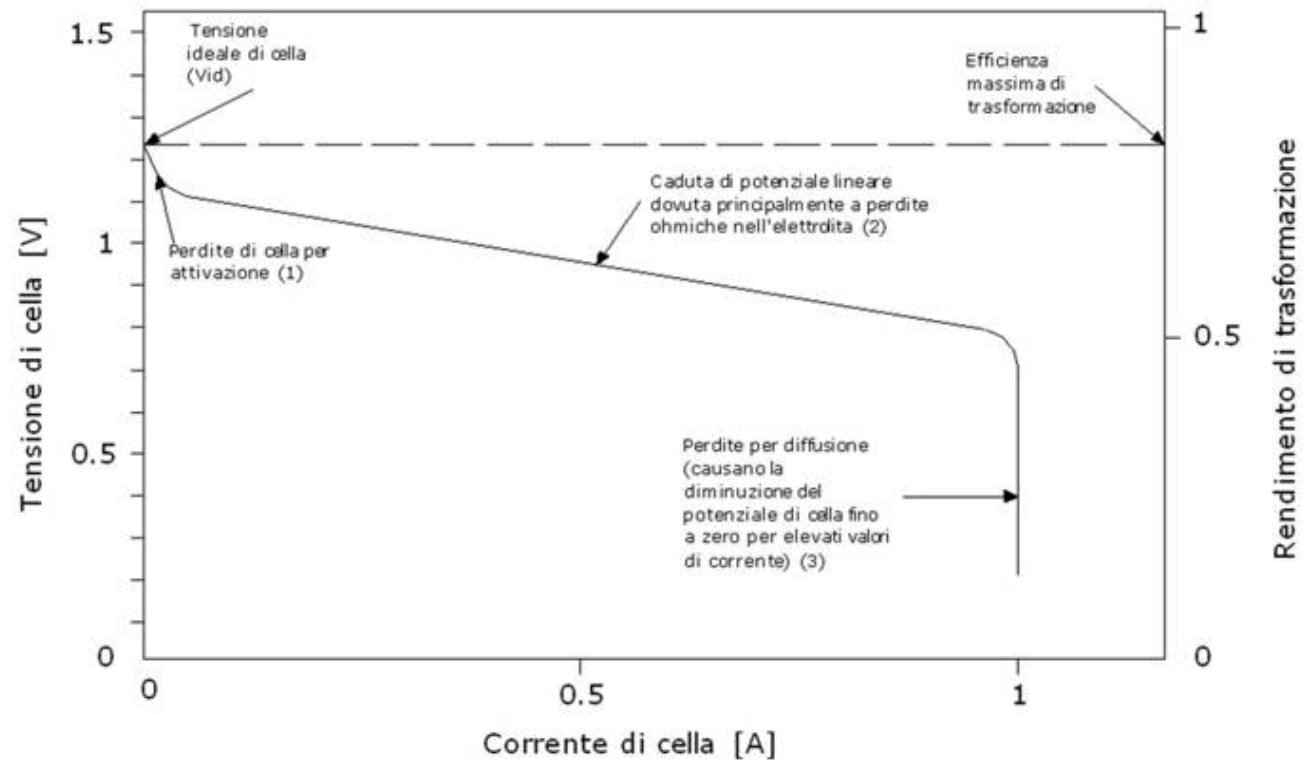
Fuel cells: principali caratteristiche

- Combustibile utilizzato: idrogeno o gas ricchi di idrogeno
- Produzione di energia elettrica in c.c.
- Rendimenti elevati se confrontati con le attuali tecnologie (40-70% rispetto il PCI) ed indipendenti dalla taglia
- Rendimenti crescenti ai carichi parziali
- Generazione di calore utilizzabile per cogenerazione e/o cicli combinati
- Produzione virtualmente nulla di NO_x e SO_x
- Funzionamento statico (basse vibrazioni e rumore)
- Costruzione modulare degli impianti

Fuel cells: principi di funzionamento

La tensione reale ai capi della cella differisce sensibilmente da quella ideale a causa di alcuni fenomeni irreversibili che sostanzialmente si possono classificare come:

- Perdite di attivazione (1)
- Perdite per resistenza ohmica interna alla cella (2)
- Perdite per concentrazione (3)



Fuel cells: tipologie

L'usuale *classificazione* delle diverse fuel cells si basa sul *tipo di elettrolita*:

- *AFC, Alkaline Fuel Cells* (celle ad elettrolita alcalino);
- *PEM, Proton Exchange Membrane* (celle a membrana a scambio protonico, chiamate anche *SPFC, Solid Polymer Fuel Cells*, celle ad elettrolita solido polimerico);
- *DMFC, Direct Methanol Fuel Cells* (celle a metanolo diretto);
- *DEFC, Direct Ethanol Fuel Cells* (celle a etanolo diretto);
- *PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cells* (celle ad elettrolita acido fosforico);
- *MCFC, Molten Carbonate Fuel Cells* (celle ad elettrolita a carbonati fusi);
- *SOFC, Solid Oxide Fuel Cells* (celle ad elettrolita ad ossidi solidi).

Di più recente sviluppo sono le *celle reversibili*:

- *RPEM, Reversible Proton Exchange Membrane* (celle a membrana a scambio protonico reversibili);
- *RSOC, Reversible Solid Oxide Cells* (celle ad elettrolita ad ossidi solidi reversibili).

Fuel cells: tipologie

Il tipo di elettrolita condiziona la *temperatura di funzionamento* della cella e ciò determina



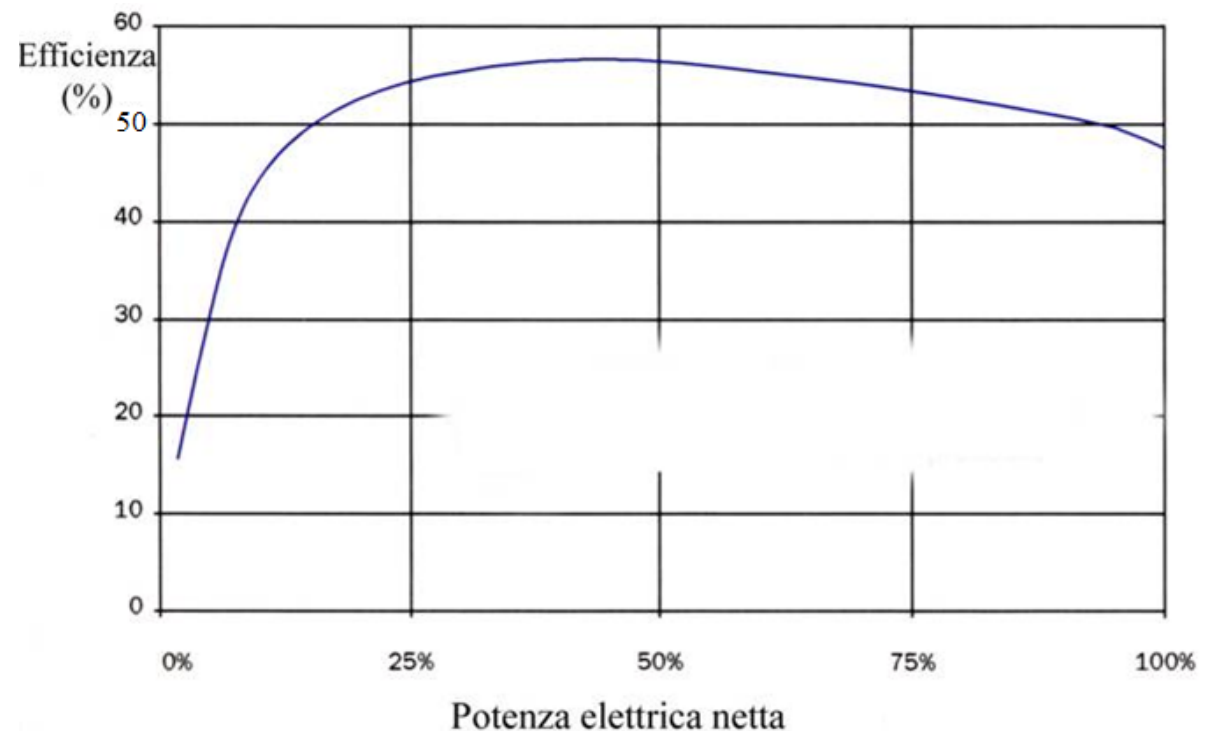
il *tipo di reazioni chimiche* che possono avvenire agli elettrodi, *la loro cinetica ed i loro equilibri*:

- ❑ nelle *celle a bassa temperatura* sono necessari *metalli catalizzatori costosi (Pt, Au, Ag)*, mentre in quelle che possono funzionare a temperature più elevate si possono utilizzare metalli meno nobili (come il Ni) o addirittura nessun catalizzatore;
- ❑ nelle *celle a bassa temperatura* *CO e CO₂* possono *avvelenare i catalizzatori* legandosi ad essi, oppure possono *bloccare il funzionamento della cella perché interagiscono con l'elettrolita*. Nelle fuel cells a più alta temperatura tale problema è meno importante o addirittura non sussiste.

Fuel cells: il sistema

Funzionamento a carico parziale

- ❑ stack: diminuiscono le perdite per polarizzazione → migliorano le prestazioni
- ❑ sistemi ausiliari (pompe, compressori, reformer): non diminuiscono gli assorbimenti in maniera direttamente proporzionale al diminuire della potenza erogata dal sistema



Fuel cells: rendimento del sistema

Il rendimento di un sistema reale a fuel cells si può esprimere come:

$$\eta = \frac{W_{el, reale}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} = \frac{-nFV_{id}}{M_{H_2} \cdot PCI_{H_2}} \times \frac{V_{reale}}{V_{id}} \times \frac{I_{cella}}{nNF} \times \frac{N}{N_a} \times \frac{W_{el, reale}}{V_{reale} \cdot I_{cella}} \times \frac{PCI_{H_2}}{PCI_{comb}} \times \frac{N_a M_{H_2}}{\dot{m}_{comb}}$$

$$\eta = \eta_{id} \varepsilon \eta_i U_f \eta_{sist} \eta_R \varepsilon_R$$

- η_{id} è il *rendimento ideale dello stack*, dato dal rapporto fra il lavoro elettrico reale $W_{el, reale}$ ($= -nFV_{id}$) e l'energia in ingresso all'anodo (espressa come prodotto fra la portata massica di idrogeno ed il suo potere calorifico, pari anche alla variazione di entalpia libera della reazione);
- ε è l'*efficienza della singola cella*;

Fuel cells: rendimento del sistema

$$\eta = \frac{W_{el, reale}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} = \frac{-nFV_{id}}{M_{H_2} \cdot PCI_{H_2}} \times \frac{V_{reale}}{V_{id}} \times \frac{I_{cella}}{nNF} \times \frac{N}{N_a} \times \frac{W_{el, reale}}{V_{reale} \cdot I_{cella}} \times \frac{PCI_{H_2}}{PCI_{comb}} \times \frac{N_a M_{H_2}}{\dot{m}_{comb}}$$

$$\eta = \eta_{id} \varepsilon \eta_i U_f \eta_{sist} \eta_R \varepsilon_R$$

- ❑ η_i è il *rendimento faradico* (è circa pari al 100% se non ci sono reazioni parassite, trafileamenti di gas o cortocircuitazioni agli elettrodi, tiene conto in pratica delle deboli correnti di dispersione all'interno delle singole celle);
- ❑ U_f è l'*utilizzazione dell'idrogeno*, espresso come rapporto fra il flusso molare (kmol/s) di idrogeno realmente consumato nelle reazioni agli elettrodi ed il flusso di idrogeno in ingresso all'anodo (N/N_a);
- ❑ η_{sist} è il *rendimento del sistema* (pompe, compressori, ausiliari in genere), espresso come rapporto fra il lavoro elettrico reale prodotto dal sistema e quello reale prodotto dallo stack;

Fuel cells: rendimento del sistema

$$\eta = \frac{W_{el, reale}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} = \frac{-nFV_{id}}{M_{H_2} \cdot PCI_{H_2}} \times \frac{V_{reale}}{V_{id}} \times \frac{I_{cella}}{nNF} \times \frac{N}{N_a} \times \frac{W_{el, reale}}{V_{reale} \cdot I_{cella}} \times \frac{PCI_{H_2}}{PCI_{comb}} \times \frac{N_a M_{H_2}}{\dot{m}_{comb}}$$

$$\eta = \eta_{id} \varepsilon \eta_i U_f \eta_{sist} \eta_R \varepsilon_R$$

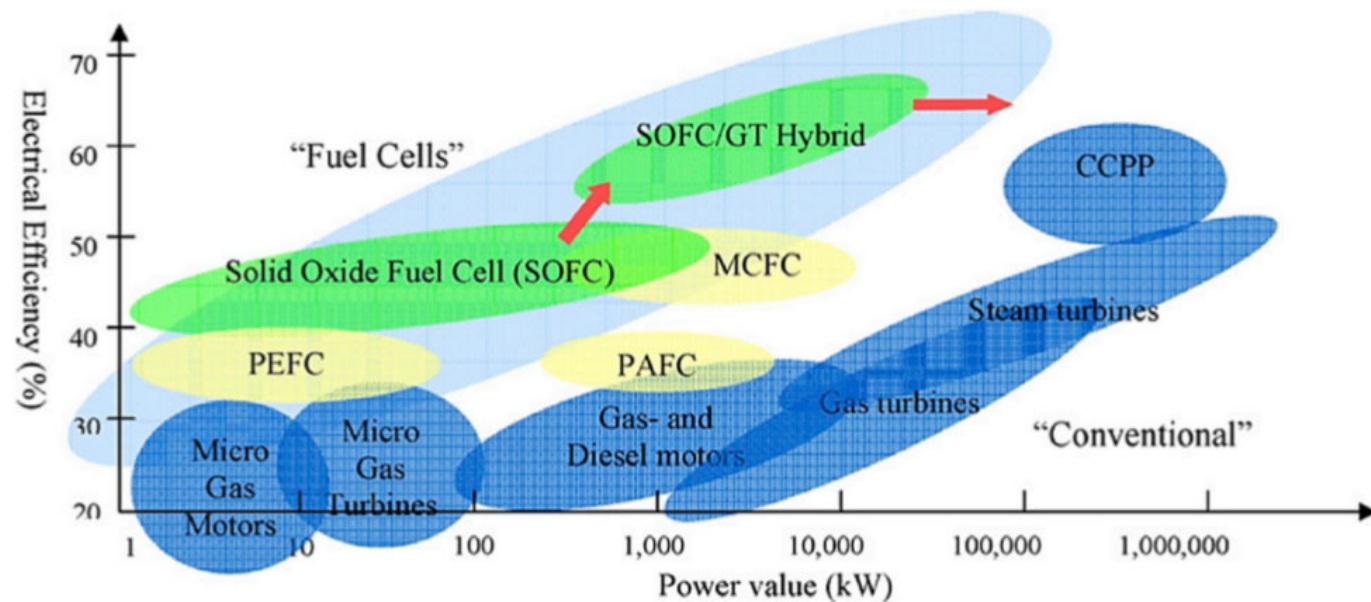
- η_R è il *rendimento del reformer*, dato dal rapporto fra il potere calorifico dell'idrogeno che entra all'anodo e quello del combustibile che entra nel processore. Quando lo stack funziona a temperature sufficientemente elevate da consentire uno scambio di calore al processo di reforming, il flusso di gas in uscita dal reformer può avere un potere calorifico maggiore di quello del flusso in ingresso, consentendo in tal caso un rendimento η_R maggiore di uno;
- ε_R è il *rapporto fra le portate di massa dell'idrogeno in ingresso all'anodo e del combustibile in ingresso al reformer*. Tale termine può essere maggiore di uno (fuel processor in cui viene introdotta aria nel flusso di combustibile per ossidare il combustibile stesso o il CO) oppure minore di uno (fuel processor in cui l'acqua presente nel flusso di combustibile viene condensata).

Ben diverso è dunque parlare di rendimento della cella e di rendimento del sistema complessivo!

Fuel cells: considerazioni sul rendimento

Frase tipica:

Le celle a combustibile hanno rendimenti elevatissimi perché non sottostanno al principio di Carnot, tipico dei motori termici (!!!)



Fonte: H. Montazerinejad, U. Eicker, Recent development of heat and power generation using renewable fuels: A comprehensive review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 165, 2022, 112578, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112578>

Fuel cells: considerazioni sul rendimento

Differenza tra celle a combustibile e macchine termiche a combustione interna:

- ❑ le *fuel cells*, in linea di principio, *possono sfruttare integralmente l'exergia del combustibile* (o, meglio, dell'ossidante) in ingresso all'anodo
- ❑ le *macchine termiche non possono* farlo, nemmeno dal punto di vista teorico

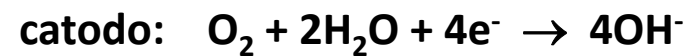
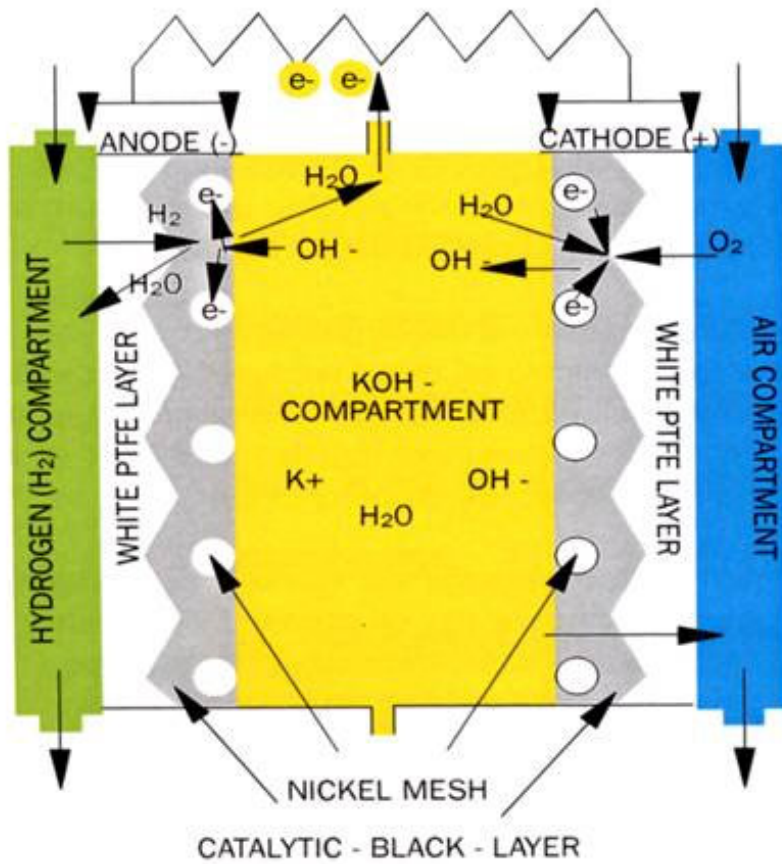
Questo perchè, **nel caso delle celle a combustibile, non c'è reazione di combustione con relativo sviluppo di fumi**. Mancano quindi le **irreversibilità tipiche di questi processi**:

- la reazione stessa di combustione
- il successivo raffreddamento dei prodotti (che comporta una temperatura variabile di fornitura di calore al ciclo termodinamico a valle)
- la resistenza dei materiali alle elevate temperature di combustione adiabatiche (ad esempio 2200 K per il metano)

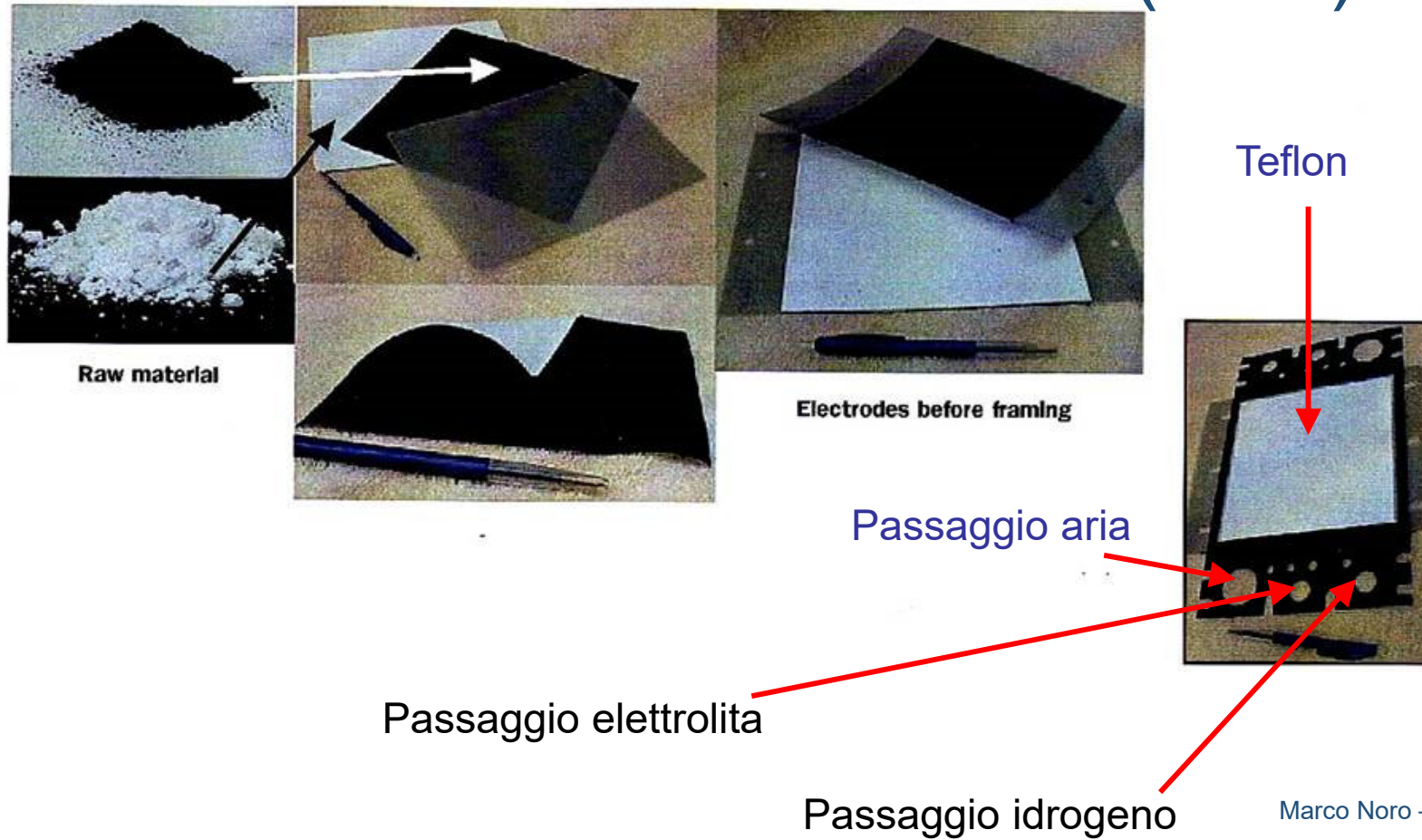
che sono invece imprescindibili dal loro principio di funzionamento nel caso delle macchine termiche a combustione.

Non centra nulla quindi il “non sottostare” al limite di Carnot!

Alkaline Fuel Cells (AFC)



Alkaline Fuel Cells (AFC)



Alkaline Fuel Cells (AFC)

Modello n°	Fuel Cell kW	Batteria kWh	Overload ⁽¹⁾ kW
101-B	11.5	48.0	172
102-C	2.88	4.8	17
104-C	4.3	7.2	25
115-C	15.8	26.4	95
127-C	25.9	43.2	155

(1) 1 minuto di overload di potenza

Apollo Energy stationary fuel cells systems



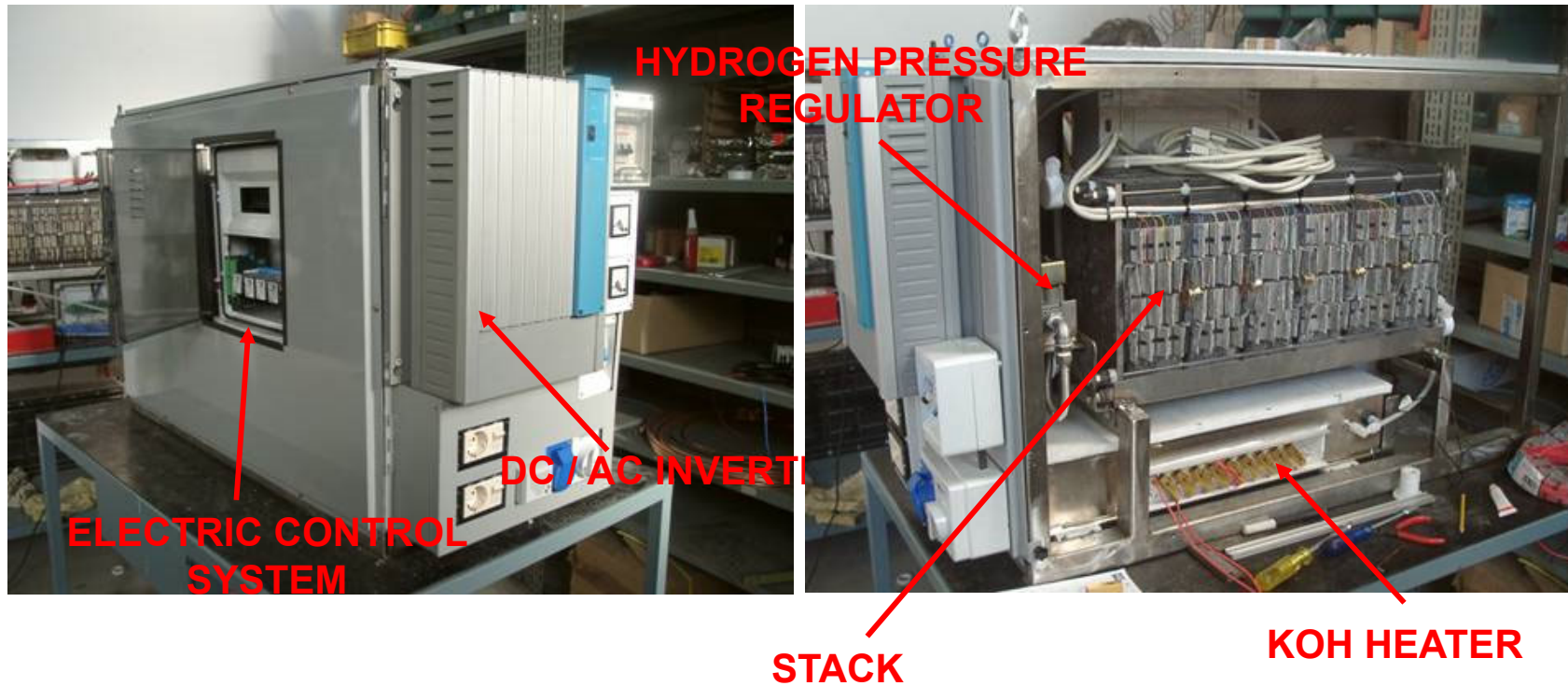
GenCell



AFC Energy

Alkaline Fuel Cells (AFC)

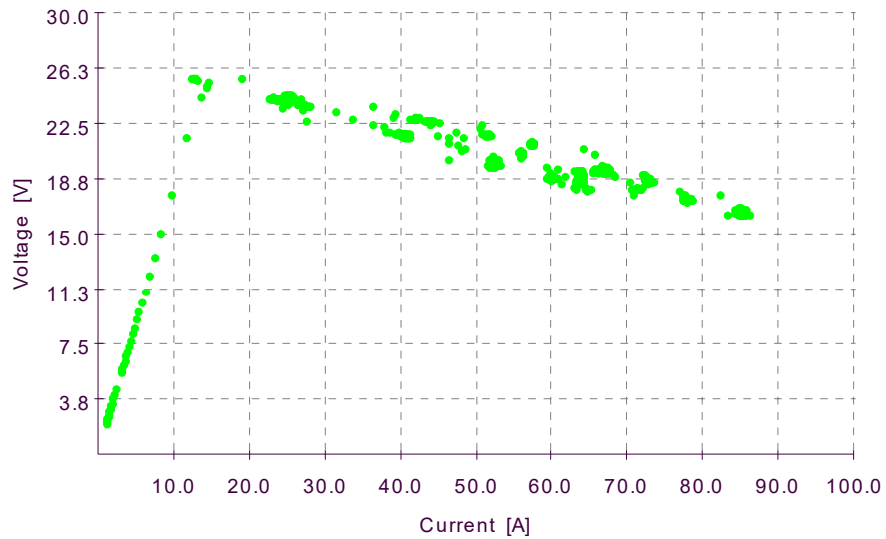
The fuel cells generator system



Alkaline Fuel Cells (AFC)

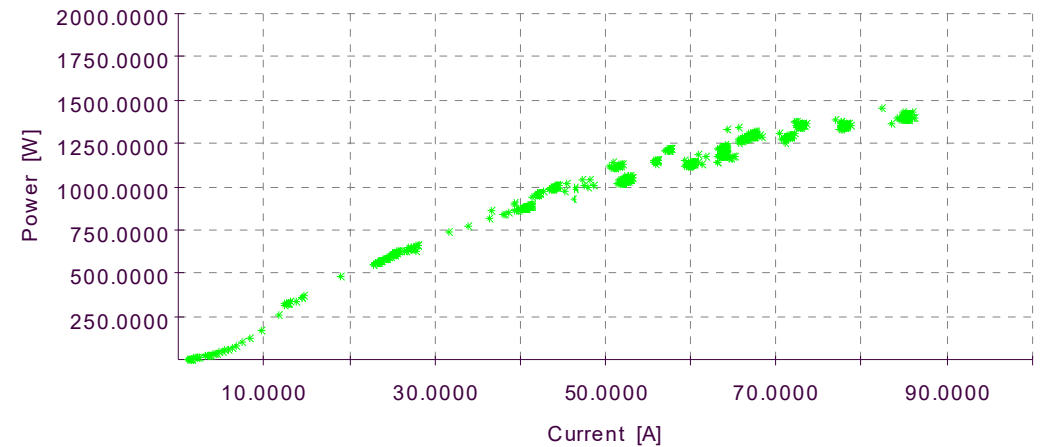
Data acquisition during the tests

Total Voltage



y: (936)	<input type="text"/>	x: (937)	<input type="text"/>
Gain:	<input type="text"/>	Offset:	<input type="text"/>

P - A



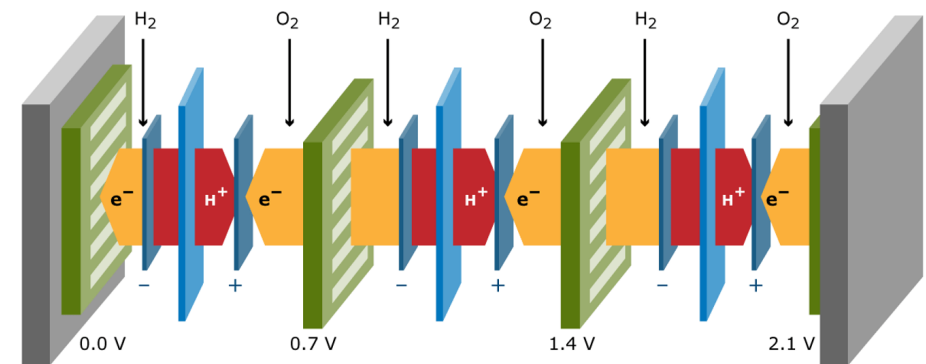
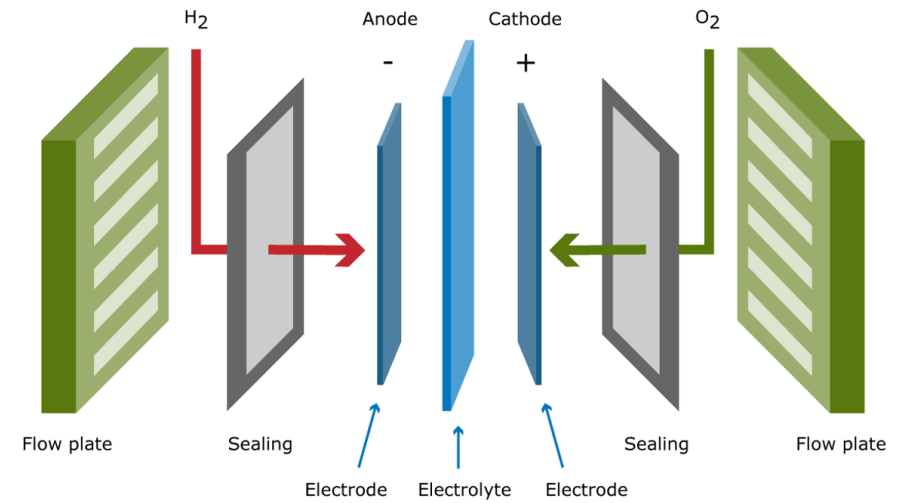
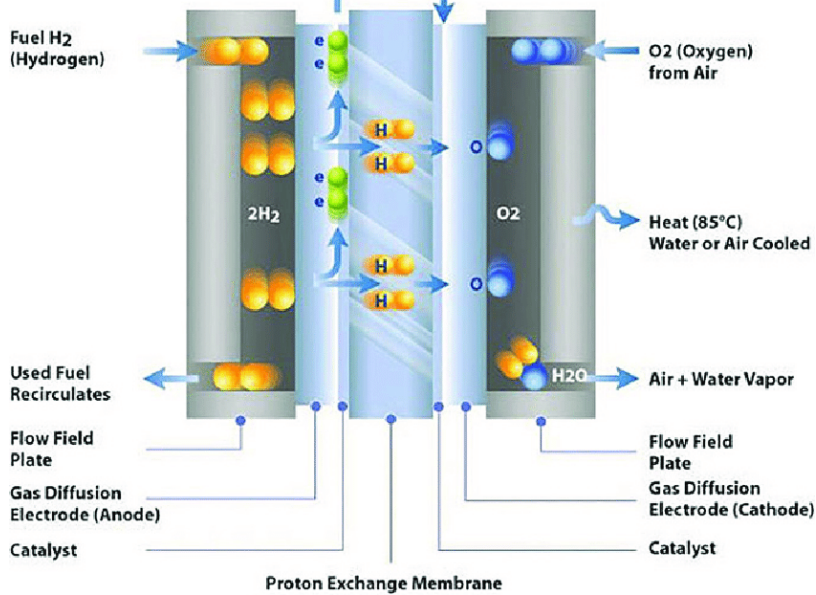
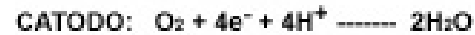
y: (938)	<input type="text"/>	x: (937)	<input type="text"/>
Gain:	<input type="text"/>	Offset:	<input type="text"/>

LAZZARIN R., CHITARIN G., SETTIMO E., NORO M., 2003, Development of a 2.2 kW alkaline fuel cell compact power source, *Proceedings Conference "HYPOTHESIS V - Hydrogen Power Theoretical and Engineering Solutions"*, Porto Conte, pp. 801-810, ISBN 88-86281-90-0

Marco Noro – Università degli Studi di Padova

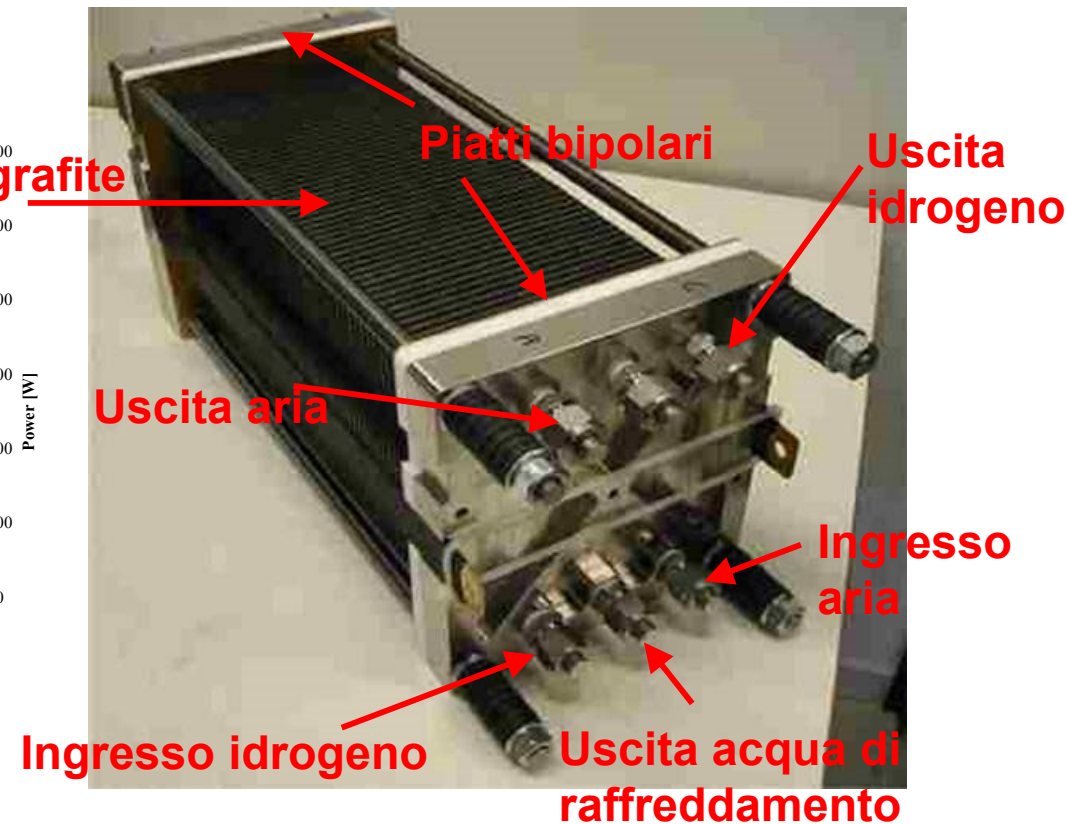
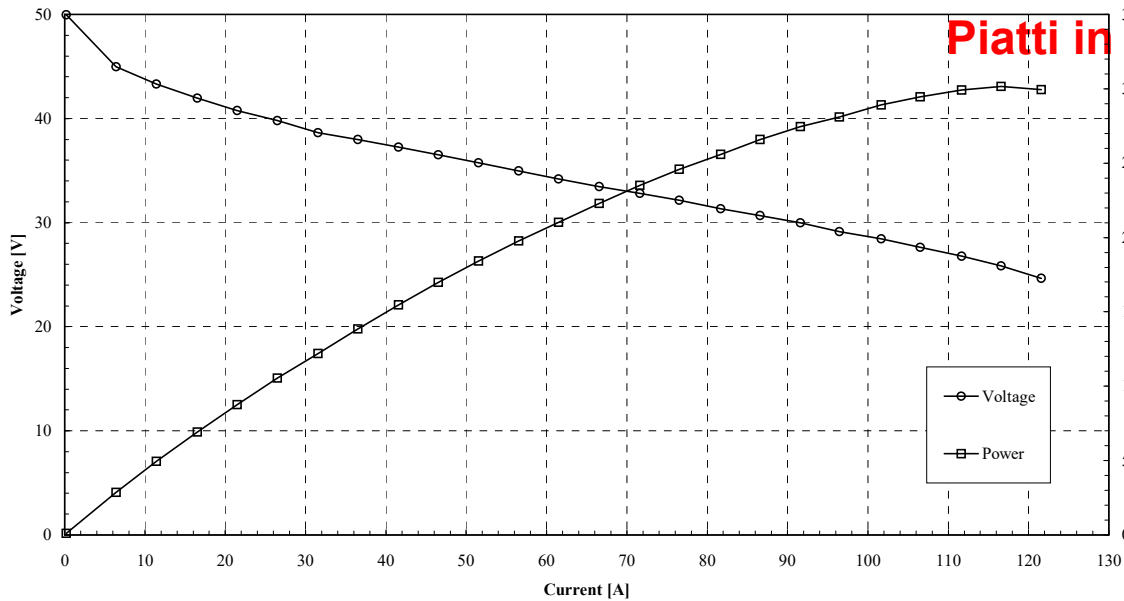
Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEM)

ELECTRIC CIRCUIT
(40% - 60% Efficiency)



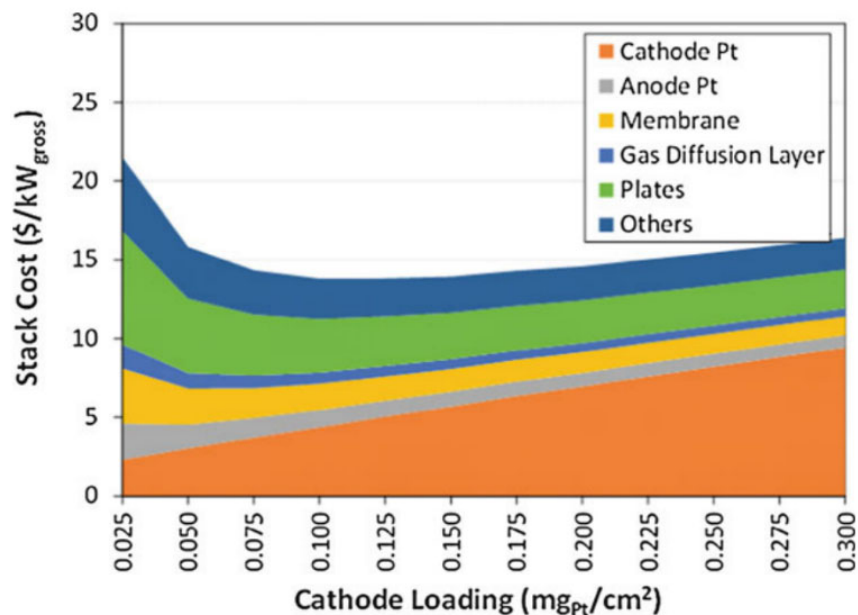
Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEM)

IRD 2.5 kW PEM Fuel Cell
I/V Performance Curve
 $T_{\text{stack}} = 70^{\circ}\text{C}$, $\Delta p = 1.5 \text{ bar(g)}$, $\lambda_{\text{H}_2} = 2 = \lambda_{\text{Air}}$



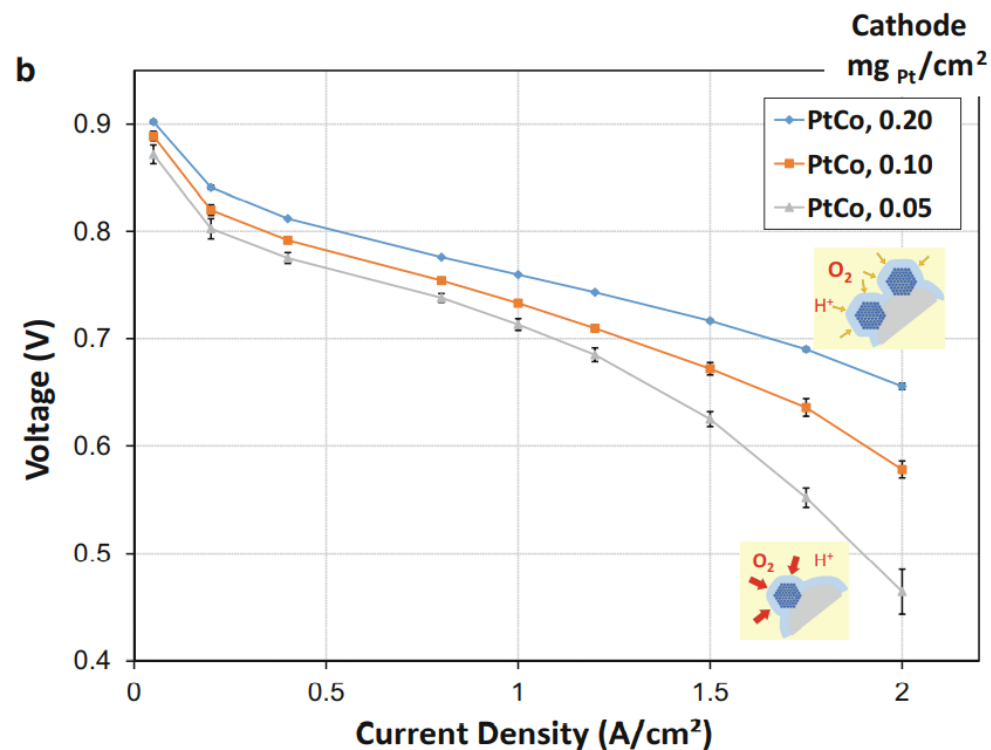
Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEM)

Proton-Exchange Membrane Fuel Cells with Low-Pt Content, Fig. 2 Effect of cathode Pt loading on stack cost. Anode Pt loading is kept constant at $0.025 \text{ mg}_{\text{Pt}}/\text{cm}^2$. Cost estimated using SA/DOE 2013 cost study, $90 \text{ kW}_{\text{gross}}$ system, 500 k system/year [8] (Reprinted with permission from Ref. [2] Copyright 2016 American Chemical Society)



Fonte: Anusorn Kongkanand, Wenbin Gu and Mark F. Mathias, Proton-Exchange Membrane Fuel Cells with Low-Pt Content, 2019, In T. E. Lipman, A. Z. Weber (eds.), Fuel Cells and Hydrogen Production

Condizioni operative anodo/catodo: H_2 /aria, $94 \text{ }^\circ\text{C}$, 65/65% RH, $250/250 \text{ kPa}_{\text{abs,outlet}}$ stechiometria 1.5/2. Cella: 50 cm^2 active area



Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEM)

Ballard's 200 kW system FCwave



Plug Power GenSure HP Fuel Cell Generator



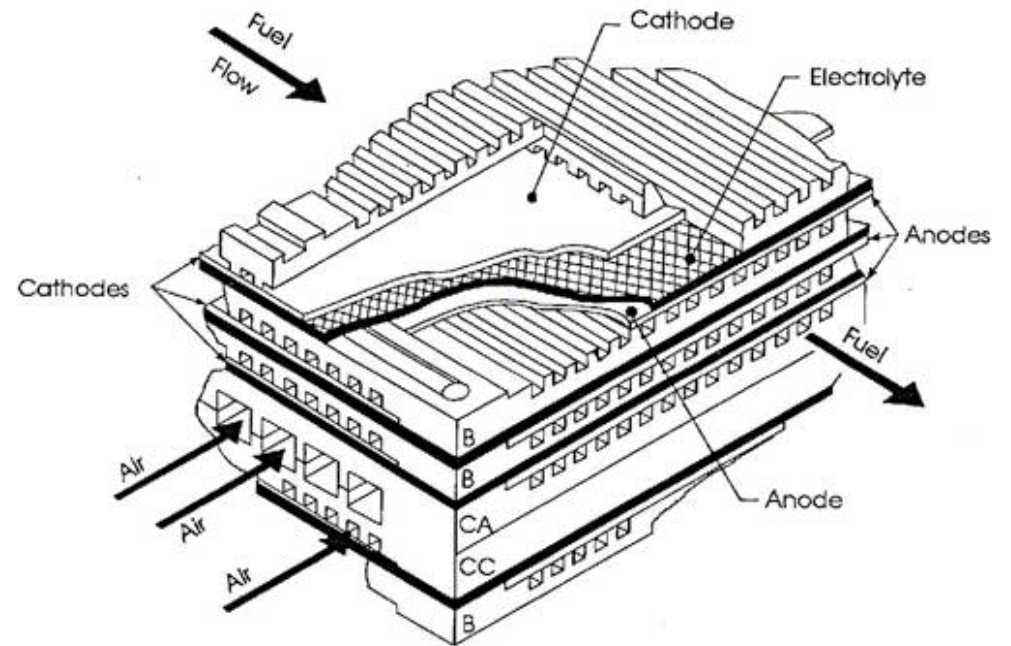
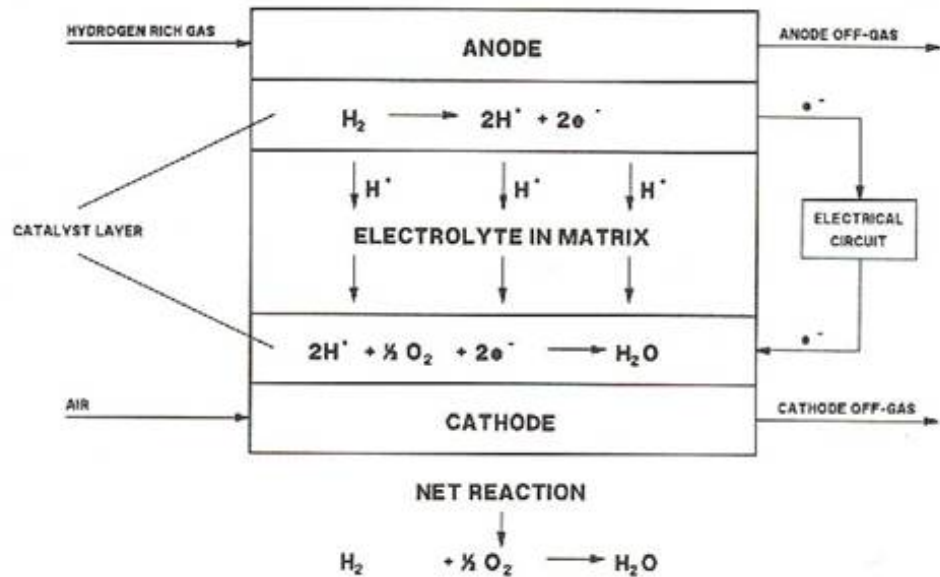
Intelligent Energy IE-Lift



Ballard FCgen[®]-HPS



Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC)



Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC)

Vantaggi:

Completa tolleranza alla CO₂

Maggiore tolleranza alla CO (fino all'1%)

Temperatura di recupero del calore interessante
(funzionamento a 200 °C)

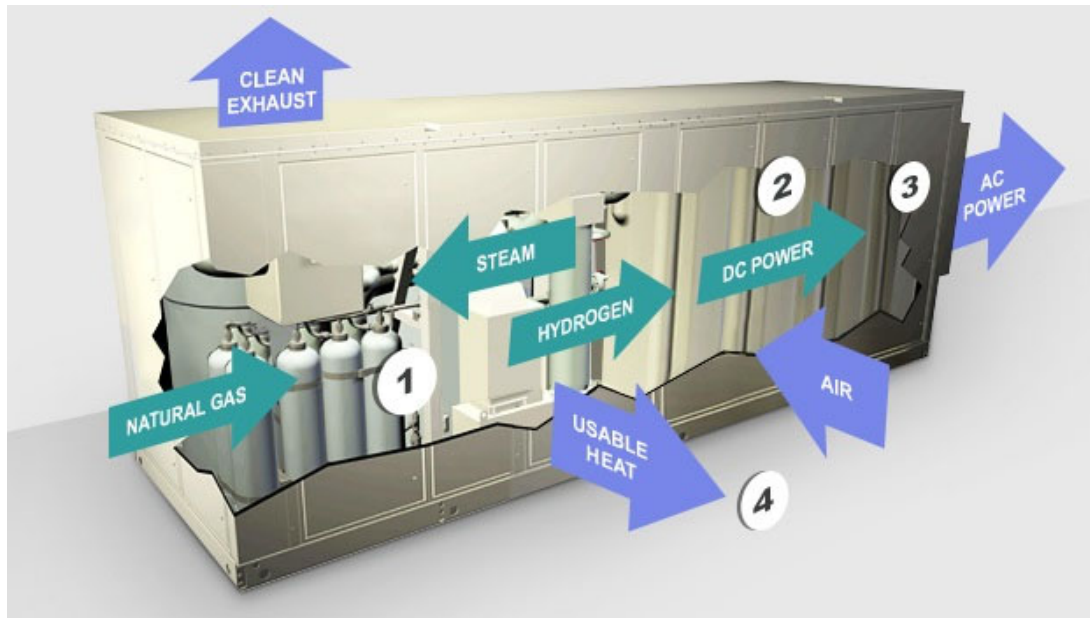
Svantaggi:

Il funzionamento avviene in pressione (aumenta il rendimento ma aumentano i costi)

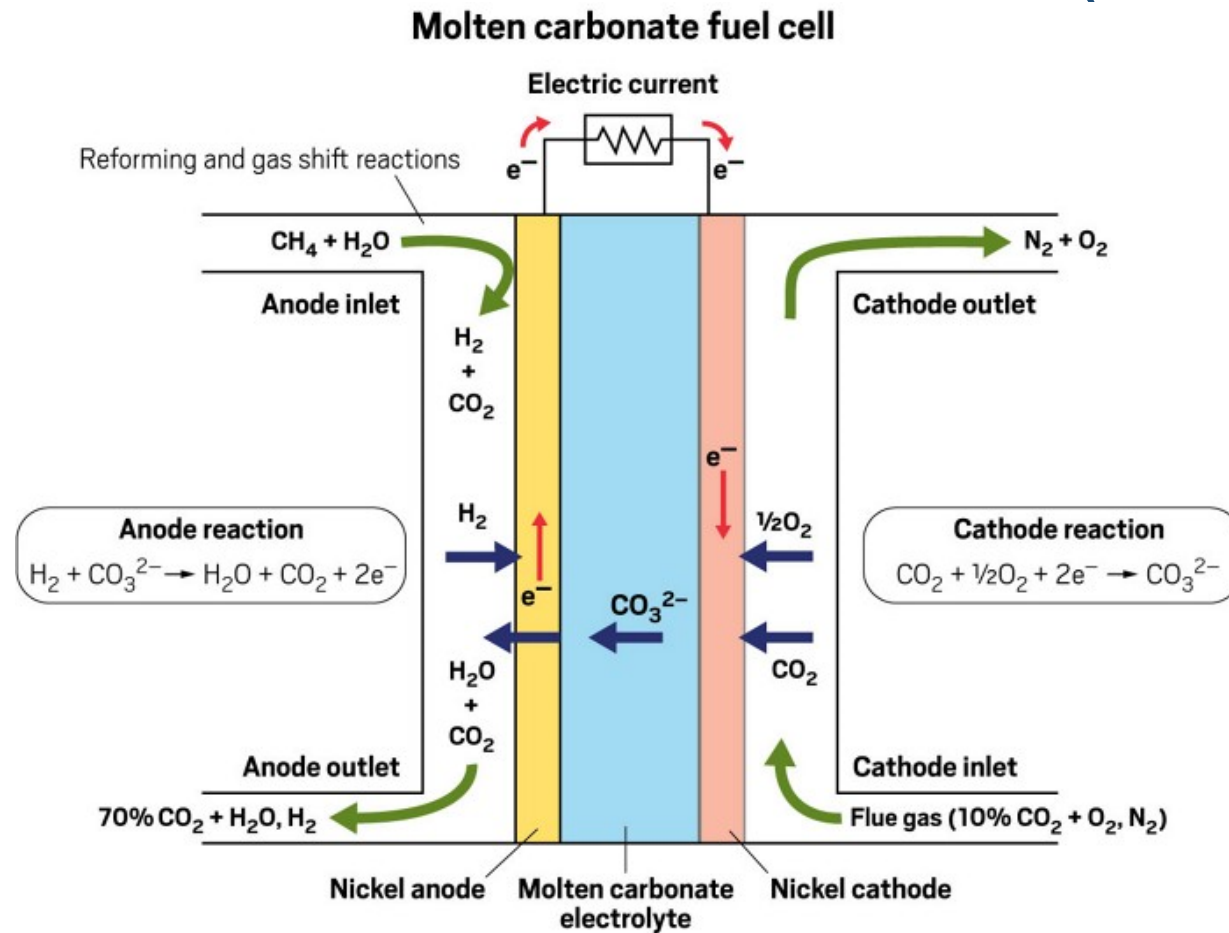
Occorre un sistema per sostituire l'acido disperso
(che deve, fra l'altro, essere mantenuto a $t > 45$ °C anche ad impianto spento)

Phosphoric Acid Fuel Cells (PAFC)

HyAxiom Doosan PureCell® System



Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)



Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)

Temperatura di funzionamento: circa 650 °C

Maggiori rendimenti globali di sistema rispetto le celle a temperature inferiori e maggiore flessibilità nell'uso dei combustibili (possibilità del reforming interno del metano o di altri idrocarburi)

Possibilità di sfruttare il calore di scarto (ad alto contenuto exergetico) per generare energia in un bottoming cycle

Rilevanti problemi di corrosione e deformazione nei materiali (elevate temperature e pressioni di esercizio)

Difficile gestione dei carbonati fusi nelle porosità degli elettrodi che implica un aumento dei costi di progettazione della cella

Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)

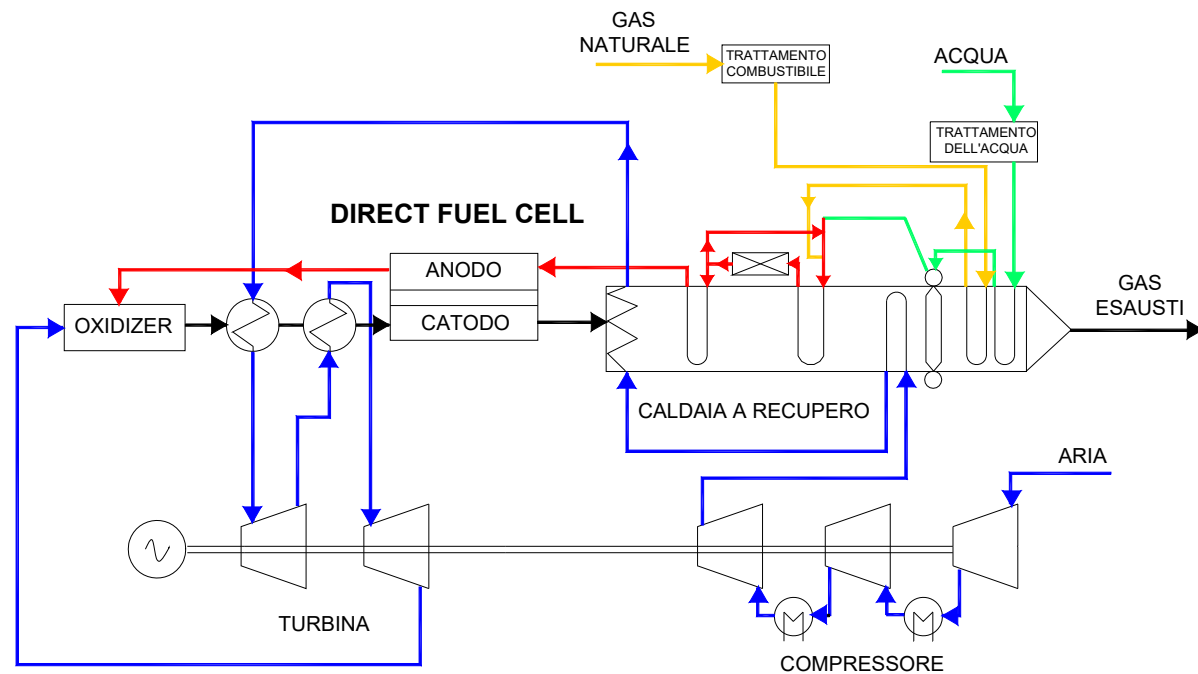
[FuelCell Energy](#)



Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC)

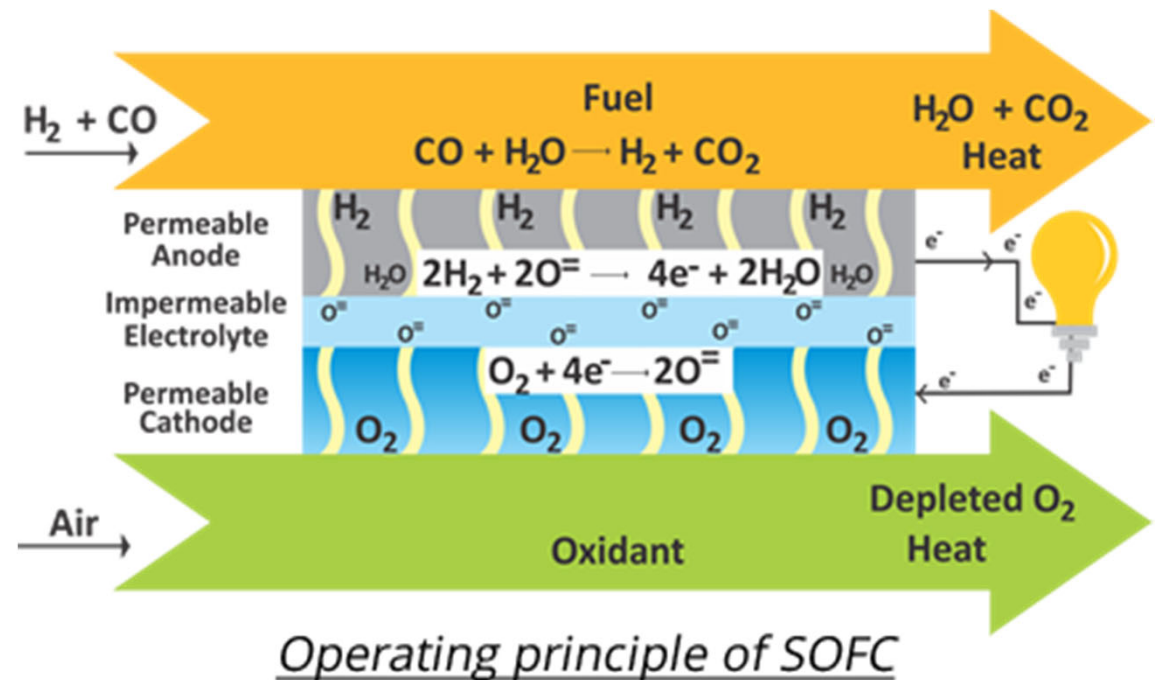
Impianti ibridi MCFC / TG

- ❑ I compressori sono azionati dalla microturbina a gas (che genera anche energia elettrica) e comprimono l'aria che poi subisce un ulteriore riscaldamento nella caldaia a recupero
- ❑ L'aria, prima di espandere in turbina, si raffredda preriscaldando la miscela ossidante in ingresso al catodo
- ❑ Il gas naturale, dopo essere stato preriscaldato e miscelato con vapore d'acqua per subire i processi di desolforazione, viene inviato in ingresso all'anodo
- ❑ I gas in uscita vengono miscelati con l'aria proveniente dalla microturbina a formare il gas ossidante



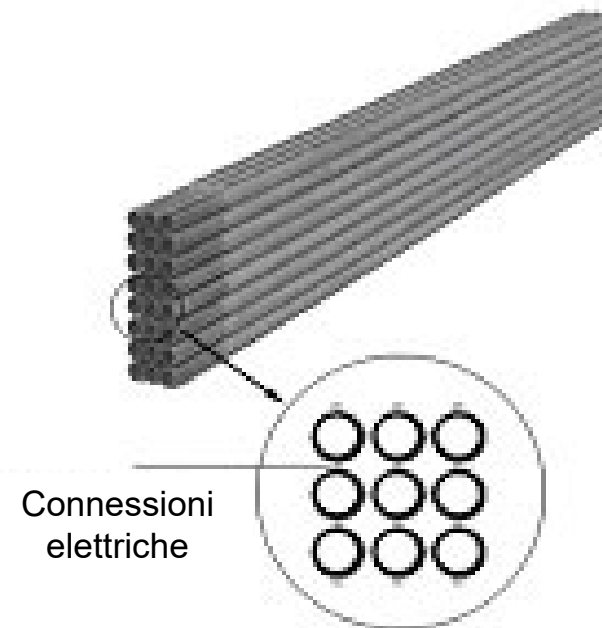
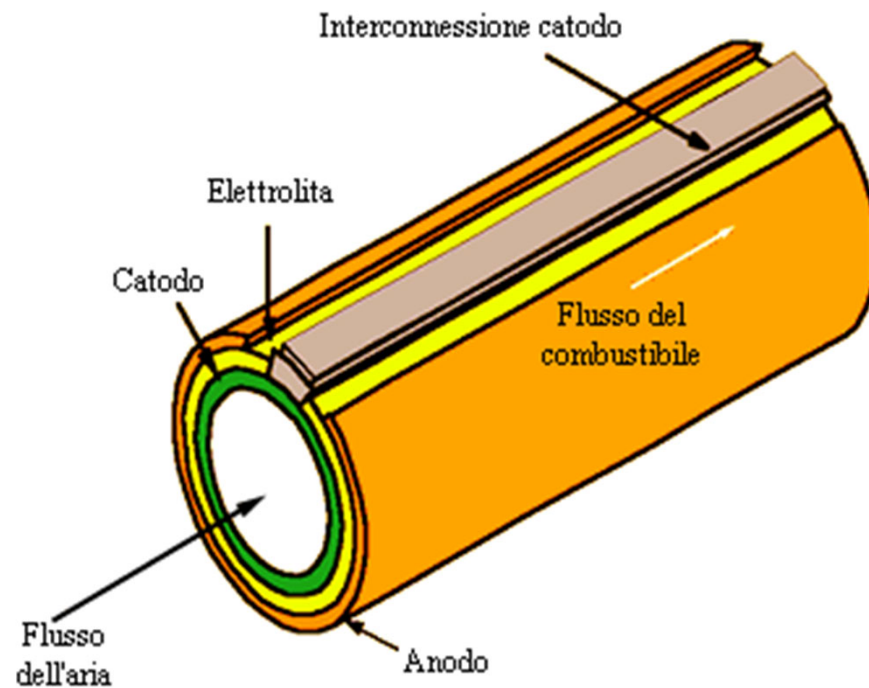
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

- ❑ L'elettrolita è costituito da materiale ceramico (uno strato di ossido di zirconio-ittrio stabilizzato solido dello spessore tipico di 30-40 μm)
- ❑ Per essere sufficientemente conduttore, l'elettrolita deve operare ad una temperatura attorno ai 1000 $^{\circ}\text{C}$
- ❑ Gli elettrodi sono costituiti tipicamente da ossidi di zirconio al cobalto o al nickel (anodo) e da manganite di lantanio drogata con stronzio (catodo) (struttura deve essere adeguatamente porosa (20÷40%) per agevolare il trasporto e la diffusione dei gas)
- ❑ Data l'elevata temperatura, non è necessaria la presenza del platino



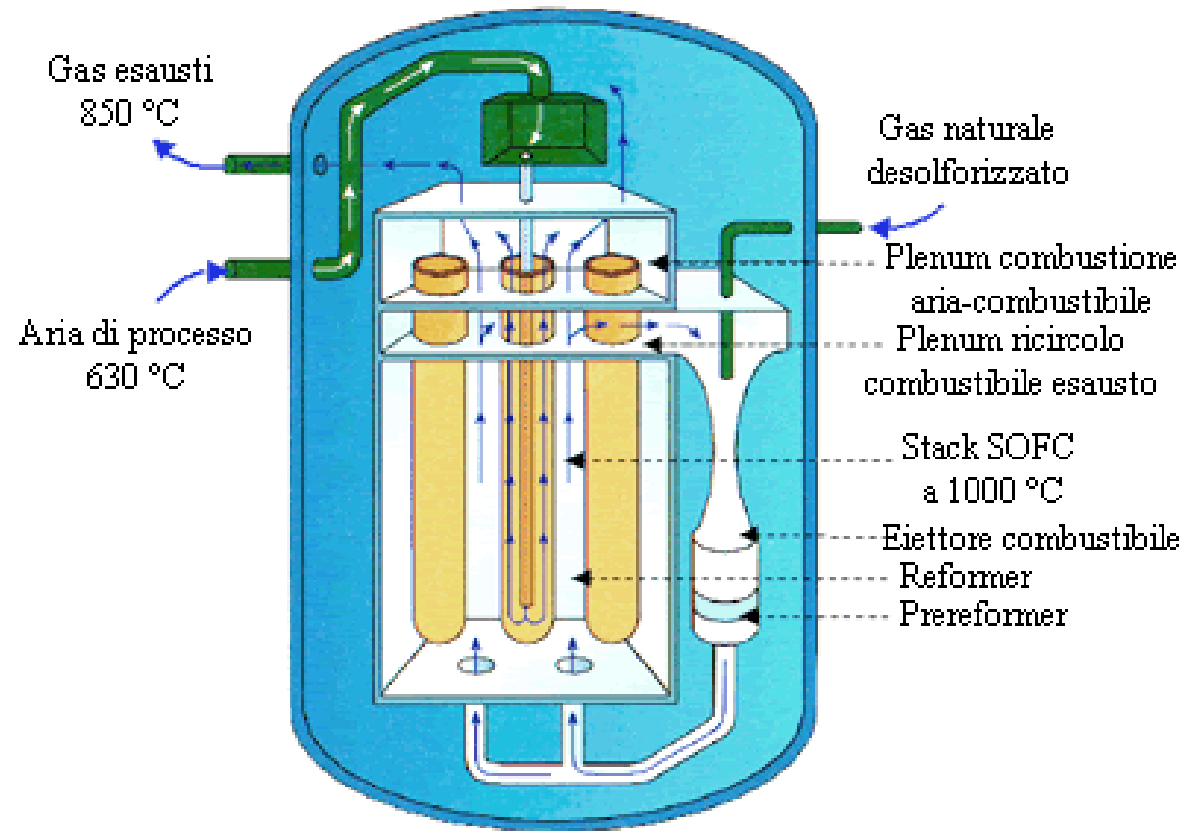
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

Celle tubolari (Siemens Westinghouse)



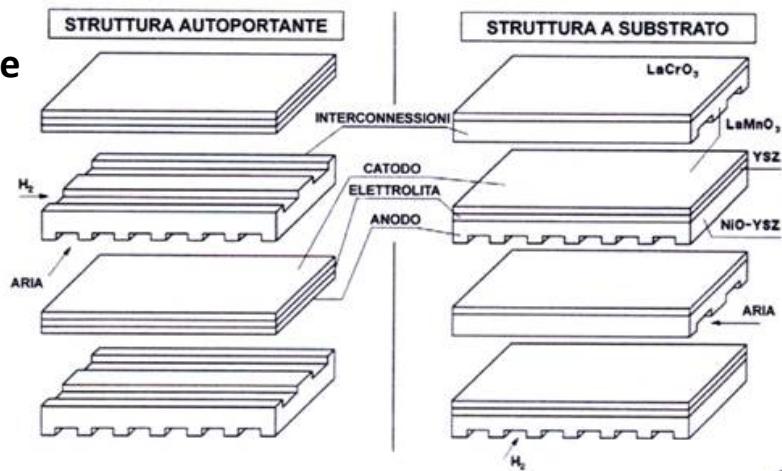
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

Celle tubolari (Siemens Westinghouse)

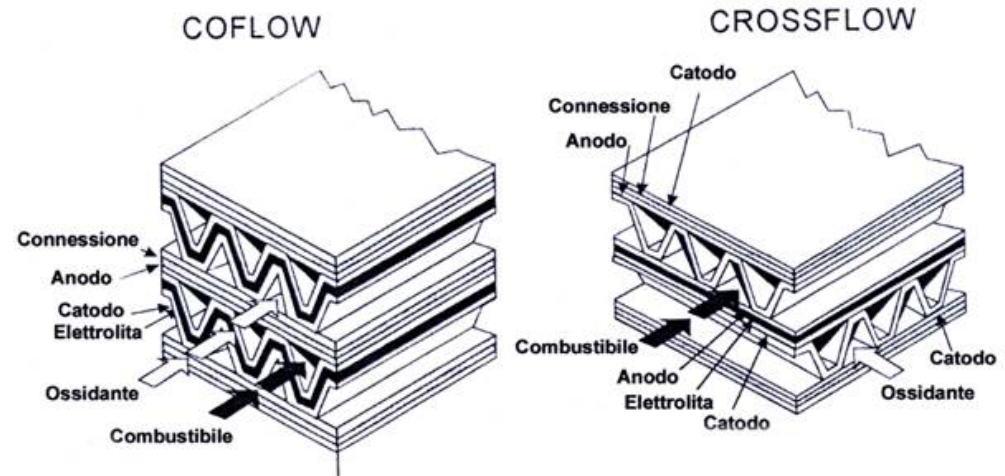


Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

Configurazione planare

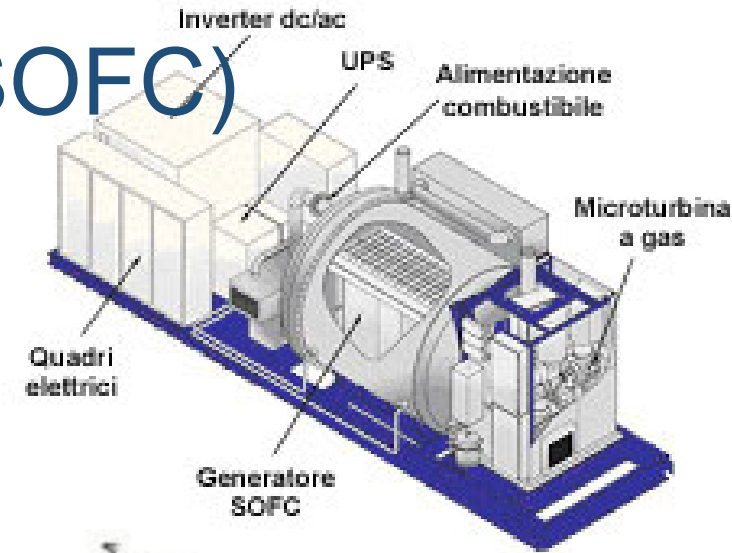
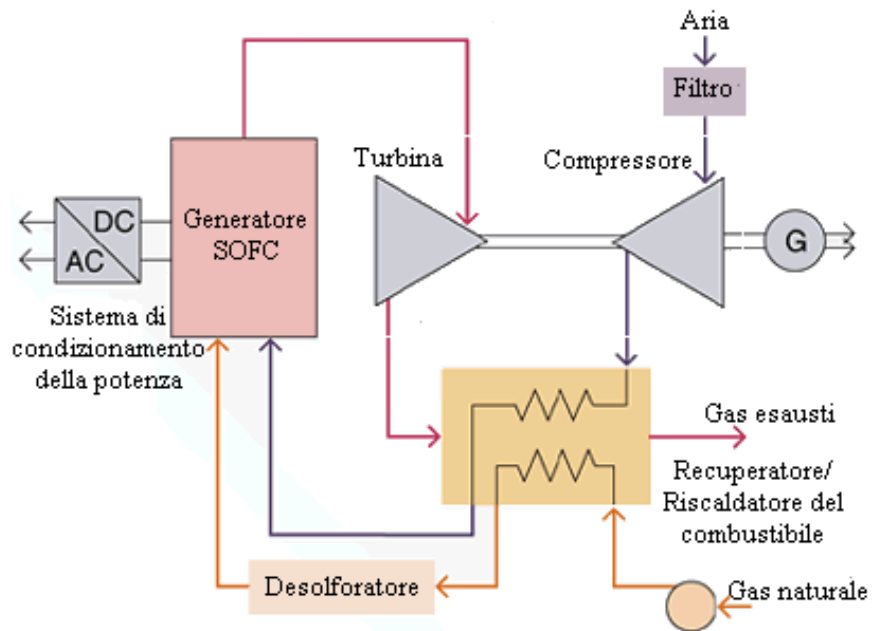


Configurazione monolitica



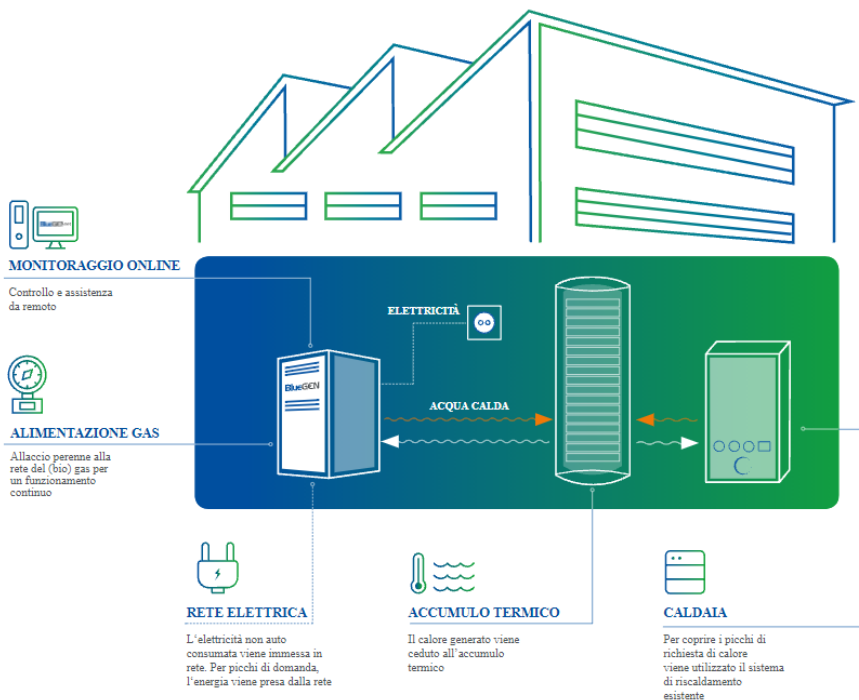
Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

SOFC + microturbina
Siemens



Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

BlueGen SolidPower (oggi SolidEra)



BLUEGEN BG-15

CAMPI DI APPLICAZIONE



INSTALLAZIONE



SPECIFICHE TECNICHE

Potenza elettrica
1,3 kW_{el}

Produzione annuale energia elettrica
Fino a 11.300 kWh_{el}

Peso
250 kg

Potenza termica – 30°C RT
0,75 kW_{th}

Rendimento elettrico
57 %

Rendimento complessivo
88 %

Livello di potenza sonora
47 dB(A)

Dimensioni (A x L x P)
1.200 x 550 x 1.014 mm

Efficienza energetica
A+++

Solid Oxide Fuel Cells (SOFC)

h2e Power



Leonardo

- Peak Electrical Efficiency: 59 % DC @ 85 % FU
- Continuous operation @ 1260 WAC,net; 50.4 % AC, net; 94 % η_{total}
- Based on steam reforming and Self-sustaining process water operation
- Modulation capability similar to CPOx-system: down to 650 Wthermal
- Operated for more than 10'000 h without component failure
- Will be basis for future system (over-



Galileo

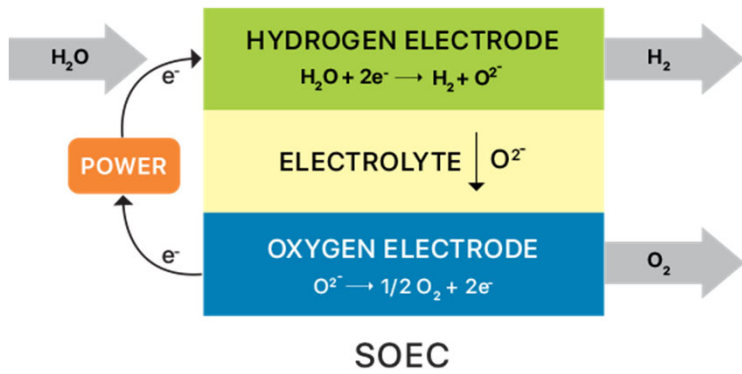
- Electrical power output: 1.5 kWel (AC, net)
- Thermal power output: ca. 2 kWth
- Fuel: Natural gas (incl. H2 mix)
- Modulation range: 100 % – 30 % all-year operation possible with warm water generation
- Electrical efficiency: 40% AC, net (CPOx)
- Total efficiency: 95% (LHV, TReturn= 30°C)
- Lifetime unit: 15 years
- Lifetime SOFC stack:



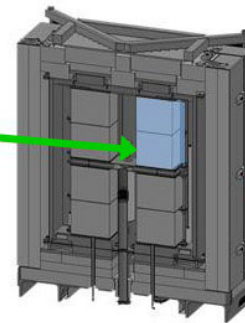
Kalam

- Nominal Power output 1.2kWel (AC,net)
- Usable heat output of 23 to 35 kWth/day [Upto 200-500 lit/day hot water]
- Electrical efficiency (Gross) 45% and combined (CHP) efficiency of >85%.
- Operational Lifetime of >30,000-40,000 Hrs.
- Size [WxDxH] : 3 ft.X 1.5 ft.X 4.5 ft. (approx.)

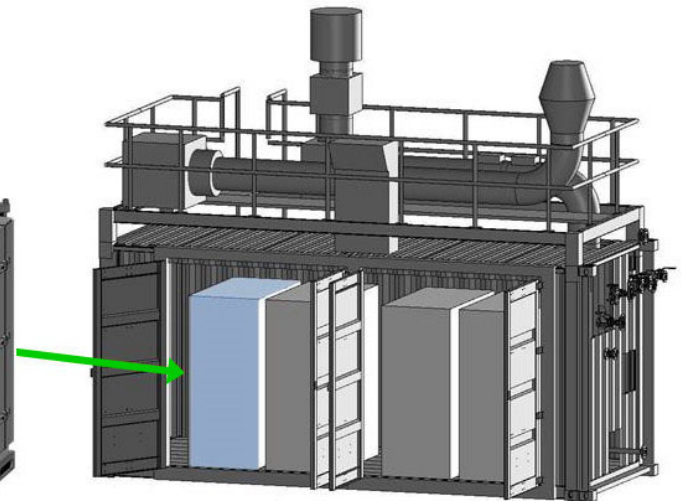
SOEC



mPower Stack



Stack module in Hotbox



The stack modules are installed inside the iso-container together with all other systems and components.

[h2e Power](#)

[Violetto G, Noro M, Colbertaldo P, Rokni M, Enhancement of energy generation efficiency in industrial facilities by SOFC e SOEC systems with additional hydrogen production, International Journal of Hydrogen Energy, 44 \(2019\), 9608-9620](#)

Fuel cells: considerazioni riassuntive

Fuel-Cell	Reazione all'anodo	Reazione al catodo
AFC	$H_2 + 2(OH)^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH)^-$
PEM	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
PAFC	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$
MCFC	$H_2 + CO_3^- \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$ $CO + CO_3^- \rightarrow 2CO_2 + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^-$
SOFC	$H_2 + O^- \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + O^- \rightarrow CO_2 + 2e^-$ $CH_4 + 4O^- \rightarrow 2H_2O + CO_2 + 8e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^-$
DMFC (elettrolita acido)	$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 6H^+ + 6e^-$	$\frac{3}{2}O_2 + 6H^+ + 6e^- \rightarrow 3H_2O$

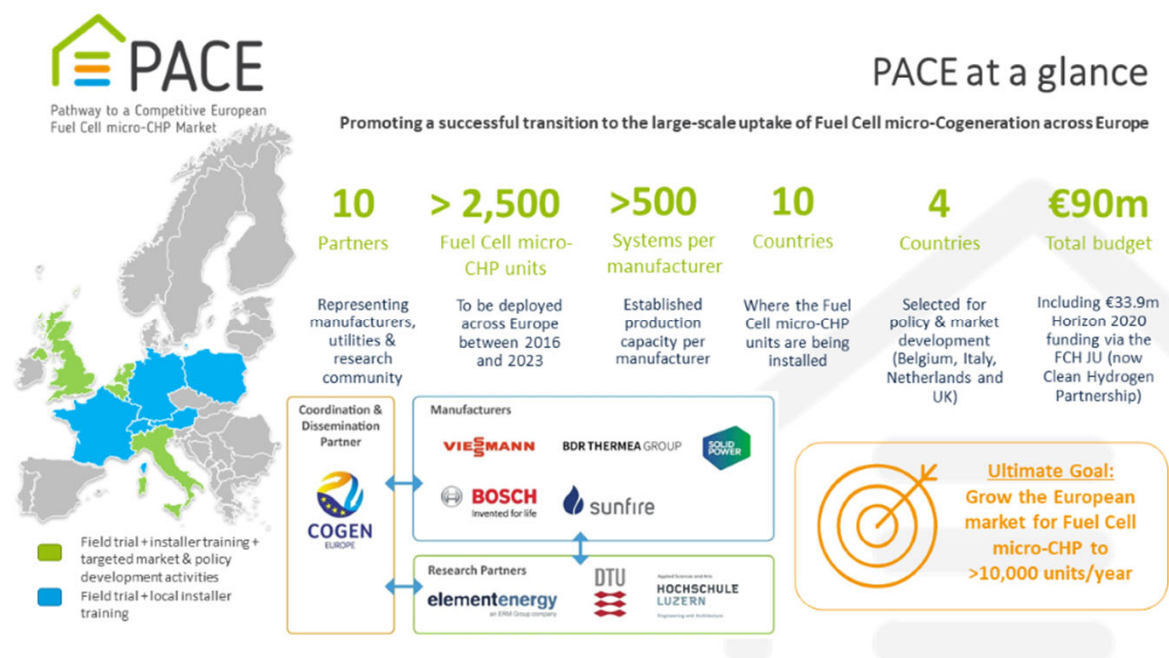
Fuel cells: considerazioni sulla μ cogenerazione

Programmi di sviluppo / incentivazione

Europa

Programma PACE della FCH 2 JU: un'iniziativa quinquennale da 90 milioni di euro che sostiene 2.800 sistemi di celle a combustibile micro-CHP in dieci paesi e coinvolge cinque dei principali sviluppatori europei di micro-CHP: BDR Thermea, Bosch, SOLIDpower, Sunfire e Viessmann.

Il finanziamento PACE è terminato a dicembre 2021



Fonte: The PACE project (<https://pace-energy.eu/>)

Fuel cells: applicazioni in μ cogenerazione

Fonte: The PACE project
 (<https://pace-energy.eu/>)



Manufacturer	Bosch	SOLIDpower - BlueGEN	SOLIDpower – BlueGEN BG-15	Sunfire
Type	SOFC	HT SOFC	SOFC	SOFC
Electrical Output	0.7 kW	1.5 kW	1.5 kW	0.75 kW
Thermal Output	0.7 kW	0.6 kW	1.0 kW	1.25 kW
Electrical/Thermal Efficiency	45% (2016)	60%/25%	53-57%/40%	38%/50%
Overall efficiency	85%	85%	88-93%	88%
Fuel flexibility	H-gas, L-gas, Green-Gas (methane)	H-gas, L-gas, Green-Gas (methane)	I2H, I2E	LPG, Natural gas
Stack Lifetime	90,000 hours (2016)	60,000 hours	40,000 hours	-
System Life	10 years	15 years	Min 10 years	Min 10 years

Fuel cells: applicazioni in μ cogenerazione

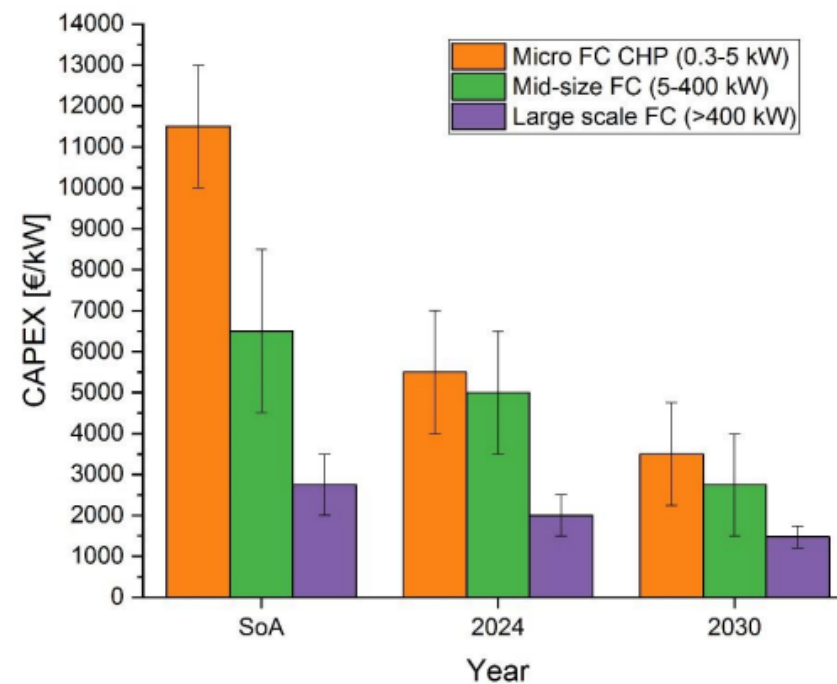
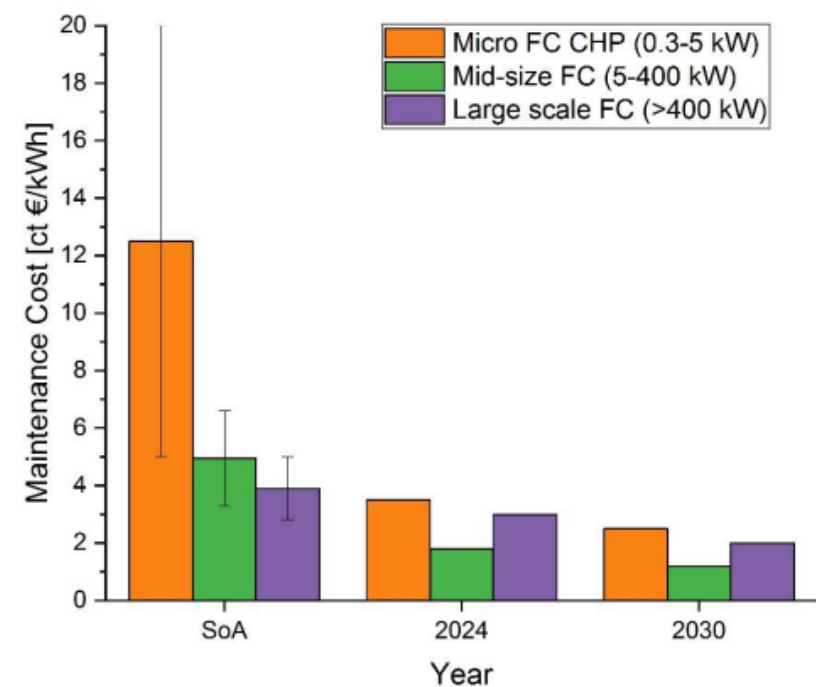
General Market Overview (2)

Fonte: The PACE project
(<https://pace-energy.eu/>)



Manufacturer	BDR Thermea	Viesmann – Vitovalor 300-P	Viessmann SOFC (Galileo successor)
Type	PEMFC	PEMFC	SOFC
Electrical Output	0.75 kW	0.75 kW	1.0 kW
Thermal Output	1.1 kW	1.0 kW	1.25 kW
Electrical/Thermal Efficiency	37%/55%	35-40%/53%	40%/50%
Overall efficiency	92%	90%	90%
Fuel flexibility	Natural gas (E/LL)	Natural gas (E/LL)	Natural gas (E/LL)
Stack Lifetime	80,000 hours	80,000 hours	Over 35,000 hours
System Life	Up to 20 years	More than 10 years	More than 10 years

Fuel cells: considerazioni riassuntive



Fonte: IEA, 2021, STATIONARY FUEL CELL APPLICATIONS

Fuel cells: considerazioni riassuntive

	Electric Size [kW]	Thermal Size [kW]	Investment Cost [€]	Applications	Electric Energy Efficiency [%]	CHP Energy Efficiency [%]	Ref.
SOFC	-	-	3500 €/kW	Commercial	-	-	[15]
MCFC	-	-	3500 €/kW	Commercial	-	-	[15]
PAFC	50-1000 kW (250 kW module typical)	-	-	Commercial	40-42	85-90	[16]
PEMFC	<1-100 kW	-	-	Commercial	30-40,0	85-90	[16]
MCFC	1-1000 kW (250 kW module typical)	-	-	Commercial	43-47	85	[16]
SOFC	5-3000,0	-	-	Home/Commercial	50-60	90	[16]
PEMFC	0,5-5	-	-	Home	35-45	75-90	[17]
PEMFC	0,5-5	-	-	Home	35-45	75-90	[17]
SOFC	0,5-5	-	-	Home	35-45	75-90	[17]
AFC	0,5-5	-	-	Laboratory	38-44	69-77	[17]
SOFC	0,75-250	0,75-250	-	Home/Commercial	45-60%	75-95%	[1,18]
PEMFC	0,75-2	0,75-2	-	Home	35-39	85-90	[1,18]
MCFC	>300	>450	-	Commercial	47	90	[1,18]
PAFC	100-400	110-450	-	Commercial	42	90	[1,18]
PEMFC	500,00	-	-	Commercial	40	-	[19]
PEMFC	1,00	-	-	Residential	34	-	[19]
PEMFC	440,00	-	-	Commercial	43	-	[19]
PEMFC	0,35	-	9000	Residential	33	-	[19]
PEMFC	0,75	-	20000-30000	Residential	37-40	-	[19]
PEMFC	1,5-5	-	-	Residential	34	-	[19]
PEMFC	0,70	-	20000-30000	Residential	35	-	[19]
PEMFC	0,75	-	36000	Residential	39	-	[19]
PEMFC	0,70	-	24500-28500	Residential	-	-	[19]
PEMFC	0,70	-	11800	Residential	38	95	[20]
PEMFC	0,70	-	-	Residential	38-39	94-95	[20]
SOFC	0,70	-	-	Residential	46,5	90	[20]
AFC	up to 250	-	200-700/kW	Commercial	50 (HHV)	-	[9]
PEMFC	0,5-400	-	3000-4000/kW	Commercial/Residential	32-49 (HHV)	-	[9]
PAFC	up to 11000	-	4000-5000/kW	Commercial	30-40 (HHV)	-	[9]
MCFC	kW to MW	-	4000-6000/kW	Commercial	>60 (HHV)	-	[9]
SOFC	up to 200	-	3000-4000/kW	Commercial/Residential	50-70 (HHV)	-	[9]

	Lifetime expected [hr.]	Degradation Rate [% per year]	Stack Replacement [year]	Other Data/Comment	Ref.
SOFC	-	0.6 % reduction in power output per 1000 h operation	5 yr. / 25% of the investment cost	Additional Capital Cost for Pressurized Fuel Cell 25 % increase on atmospheric Fuel Cell Cost	[15]
MCFC	-	0.6 % reduction in power output per 1000 h operation	5 yr. / 25% of the investment cost	Additional Capital Cost for Pressurized Fuel Cell 25 % increase on atmospheric Fuel Cell Cost	[15]
PAFC	40000	-	-	-	[16]
PEMFC	40000-50000	-	-	-	[16]
MCFC	15000	-	-	-	[16]
SOFC	40000	-	-	-	[16]
SOFC	20,000-90,000	1-2.5%	-	-	[1,18]
PEMFC	60000-80000	1%	-	-	[1,18]
MCFC	20000	1,5	-	-	[1,18]
PAFC	80000-130000,0	0,5%	-	-	[1,18]
PEMFC	70000	-	-	Panasonic	[20]
AFC	5000-8000	-	-	-	[9]
PEMFC	60000	-	-	-	[9]
PAFC	30000-60000	-	-	-	[9]
MCFC	20000-30000	-	-	-	[9]
SOFC	90000	-	-	-	[9]

Fonte: IEA, 2021, STATIONARY FUEL CELL APPLICATIONS

[Link: costo dell'energia elettrica prodotta da un cogeneratore a fuel cell](#)

Fuel cells: riferimenti su web

[FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING](#)

[US DOE](#)

[ALTERNATIVE FUEL DATA CENTER](#)

[FUEL CELL VEHICLES](#)

[FUEL CELL & HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION](#)

[INTERNATIONAL HYDROGEN FUEL CELL ASSOCIATION](#)

[H2 BULLETIN](#)

[ENTSOG](#)

[GUIDA IDROGENO 2022](#)

[GUIDA IDROGENO 2023](#)

Fuel cell state of art 2021
<https://doi.org/10.3390/en14164963>

Enti/Organizzazioni

Organizzazione	Localizzazione	website
IEA Hydrogen	Global	http://ieahydrogen.org/
IEA Hydrogen Data	Global	https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen
Hydrogen Council	Global	http://hydrogencouncil.com/
The International Centre for Hydrogen Energy Technologies (ICHET)	UNIDO	https://www.unido.org/
International Association for Hydrogen Energy (IAHE)	Global	http://www.iahe.org/
H2IT	Italy	https://www.h2it.it/
Hydrogen Foundation	Spain	http://hidrogenoaragon.org/en/
Hydrogen Europe	Europe	https://hydrogeneurope.eu/
National Hydrogen Association (NHA)	USA	http://www.hydrogenassociation.org/
The Fuel Cell and Hydrogen Energy Association (FCHEA)	USA/Global	http://www.fchea.org/
The Hydrogen South Africa (HySA)	Africa	https://www.hysa-padep.co.za/
Renewable Hydrogen Council	WA-Australia	http://www.drd.wa.gov.au/projects/EnergyFutures/Pages/Renewable-Hydrogen-Conference.aspx
The Australian Association for Hydrogen Energy (AAHE)	Australia	http://www.hydrogenaustralia.org/
The U.S. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program	USA	https://www.nrel.gov/hydrogen/
Canadian hydrogen and fuel cell industry	Canada	http://www.chfca.ca/