



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

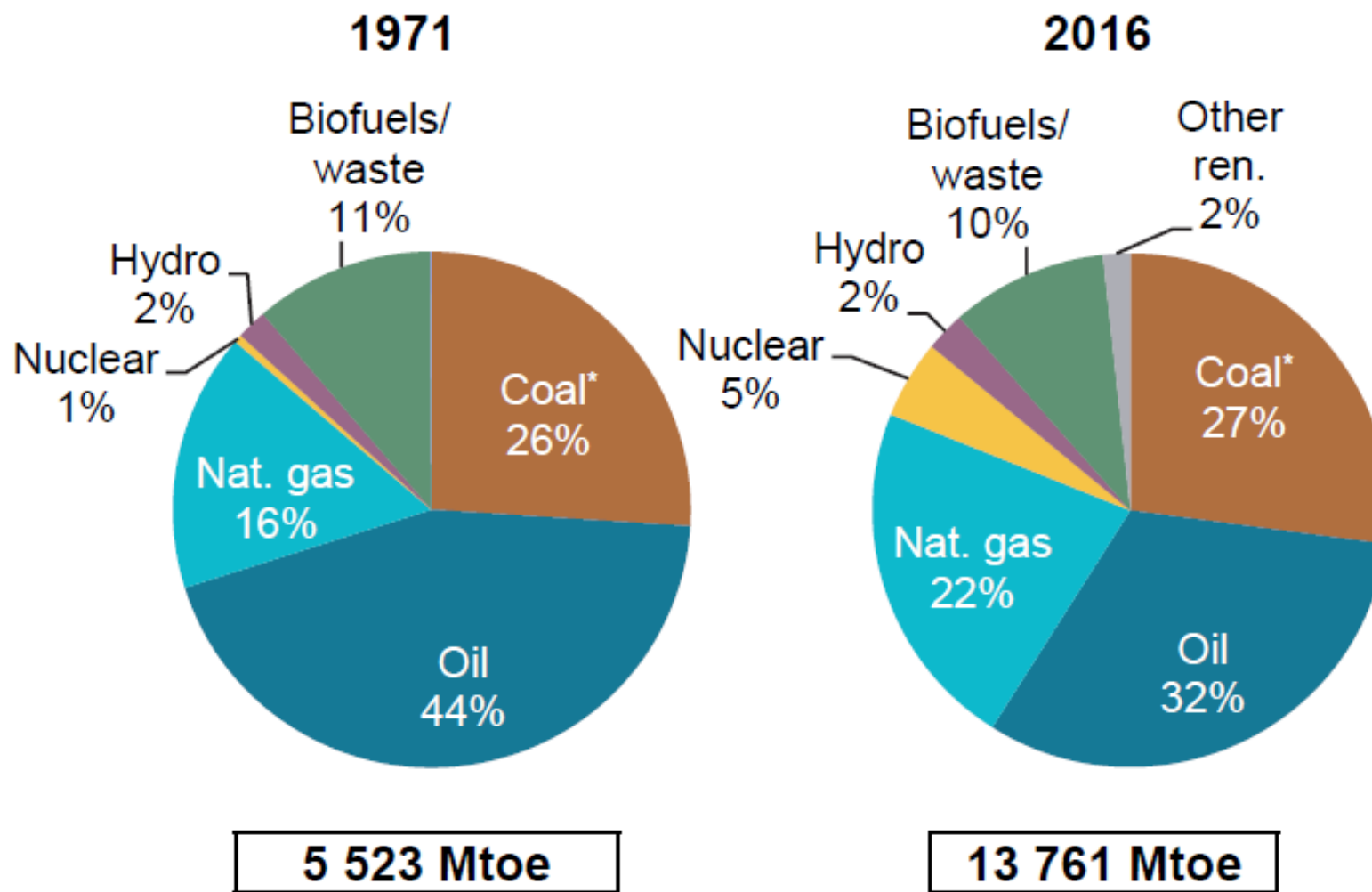
Generazione di idrogeno da eccesso di fotovoltaico e eolico. Prospettive future in Italia ed in Emilia Romagna

Francesco Melino

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Il fabbisogno mondiale di energia (World Energy Outlook 2018)

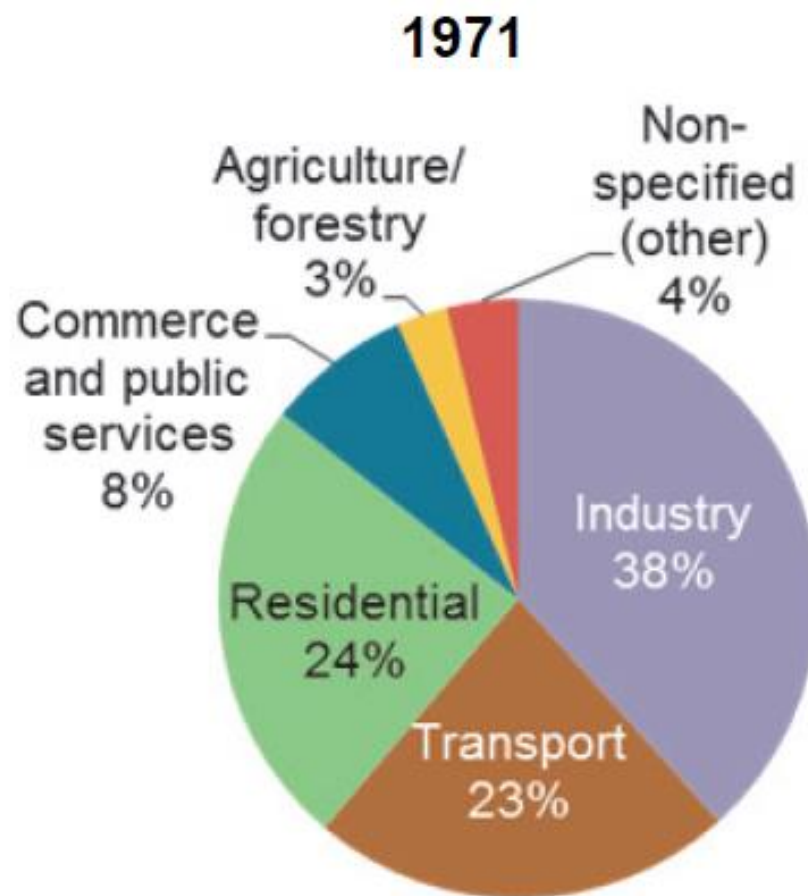
Total primary energy supply by fuel



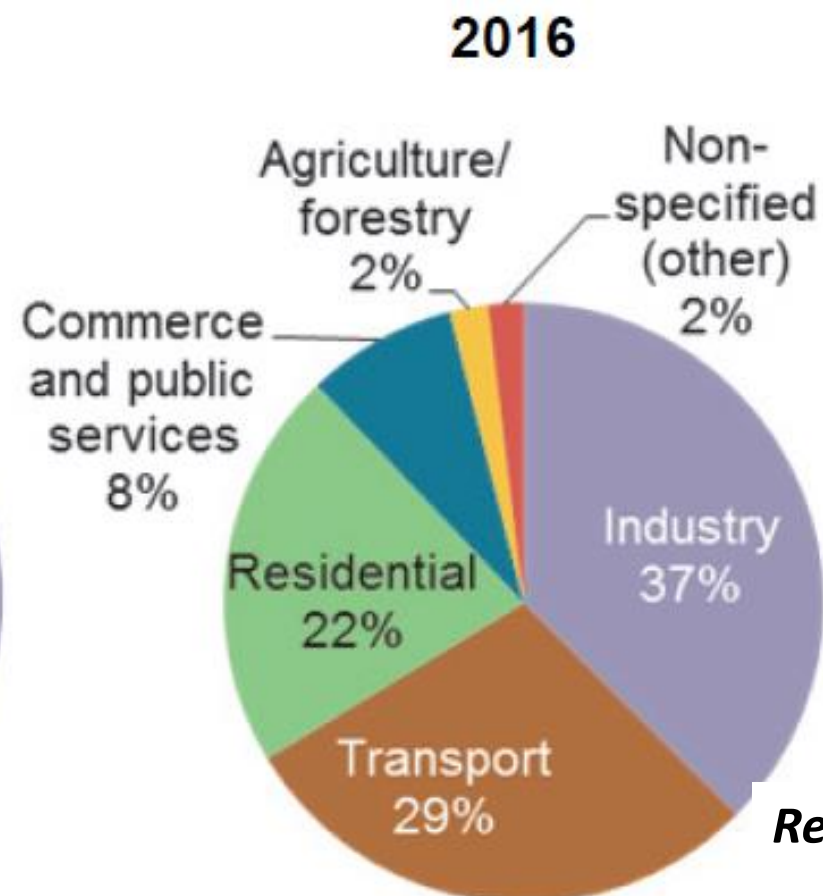
* In this graph peat and oil shale are aggregated with coal.

Il consumo mondiale di energia (World Energy Outlook 2018)

Total final consumption by sector



4 244 Mtoe

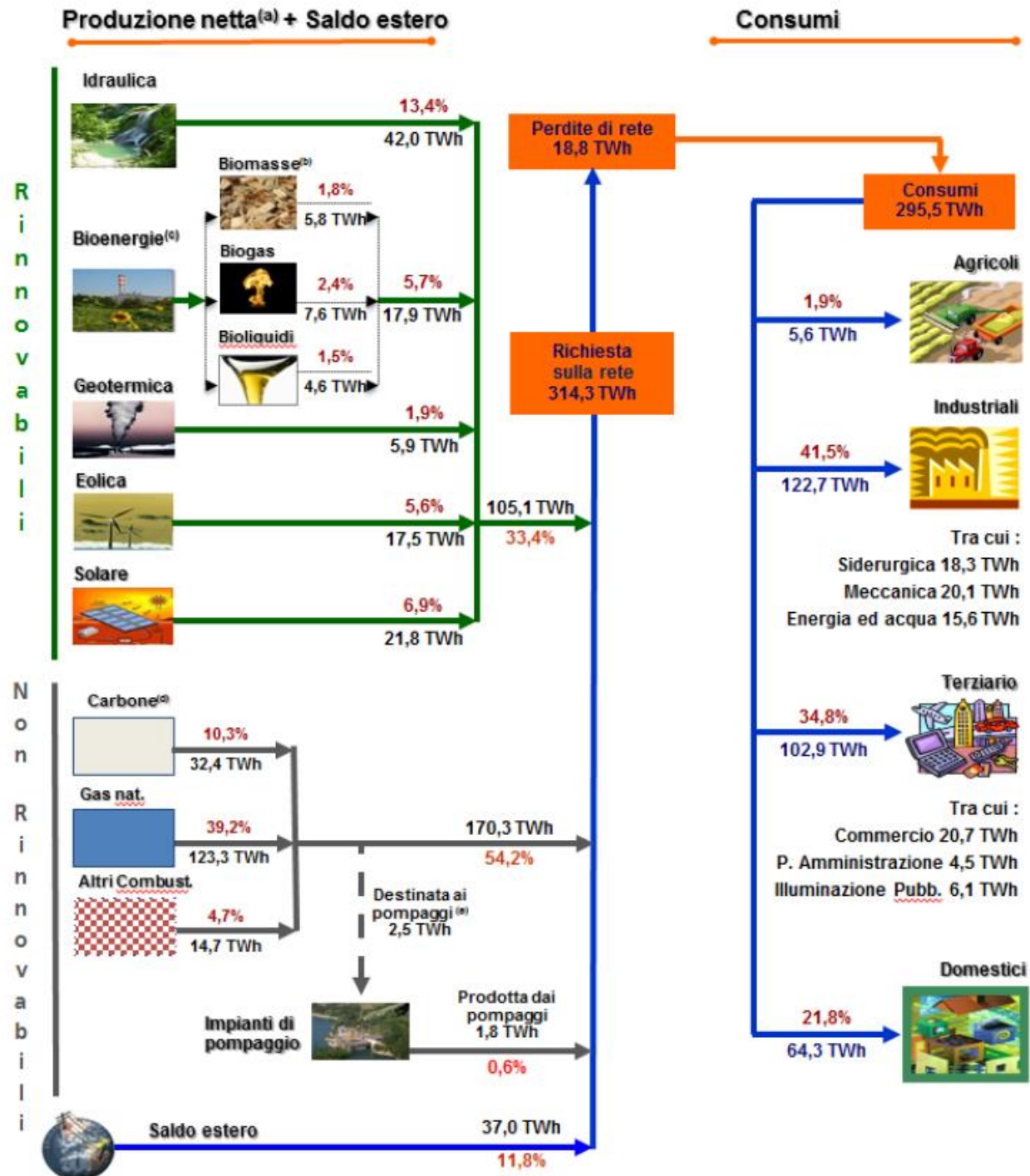
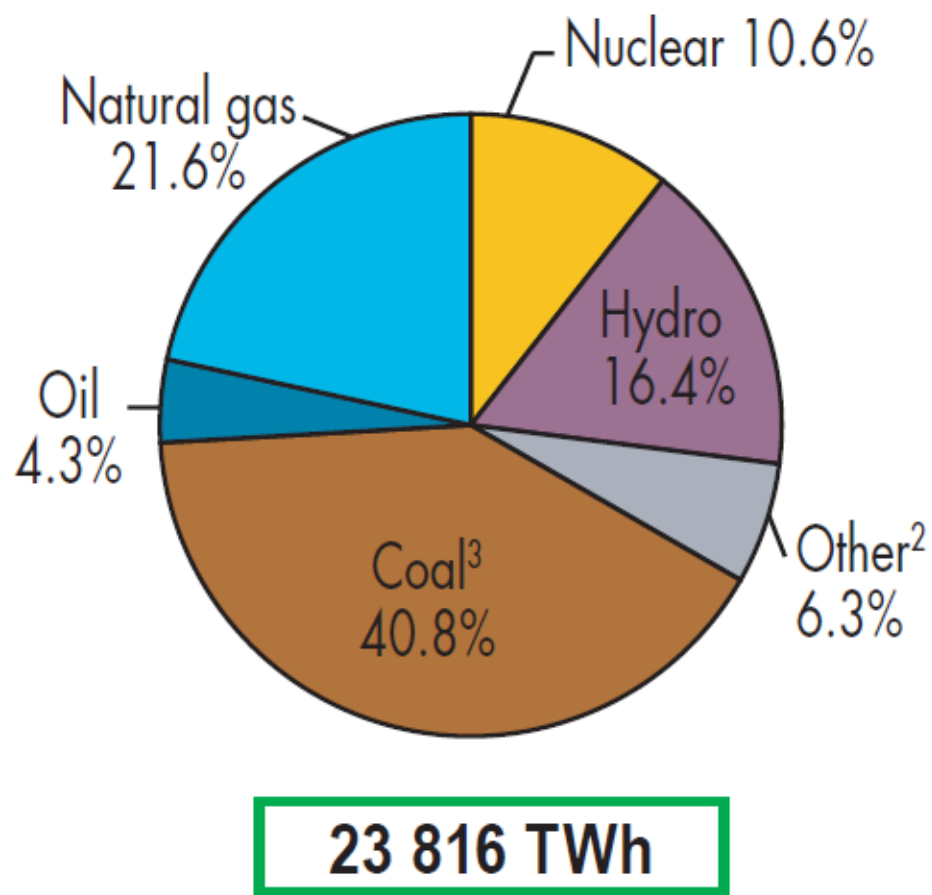


9 555 Mtoe

Rendimento $\cong$ 70 %

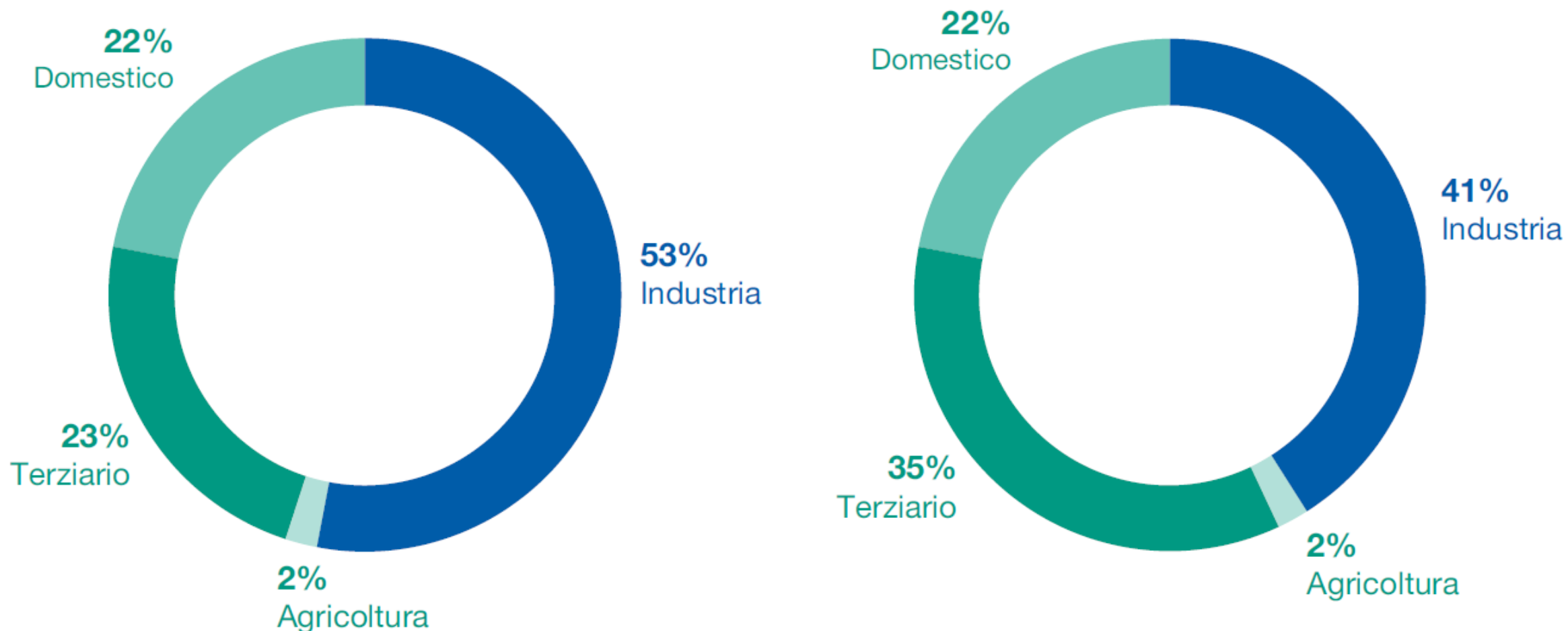
(Consumo/Fabbisogno)

La produzione e il consumo di elettricità in Italia e nel mondo



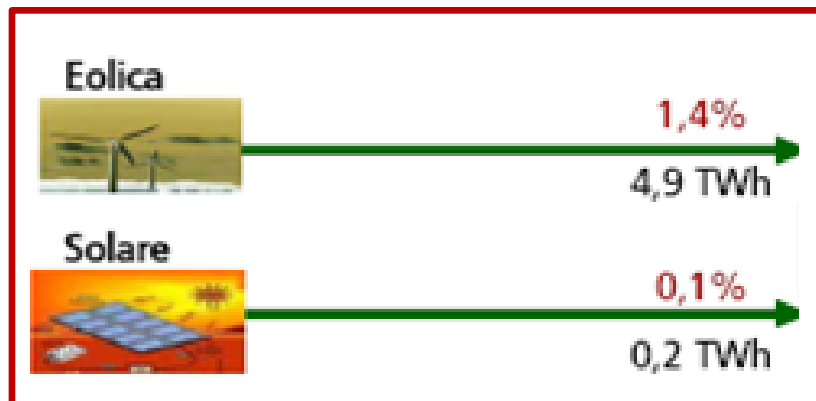
Il consumo di elettricità in Italia

FIGURA 20 – STRUTTURA PERCENTUALE DEI CONSUMI 2000 (SX) – 2016 (DX)

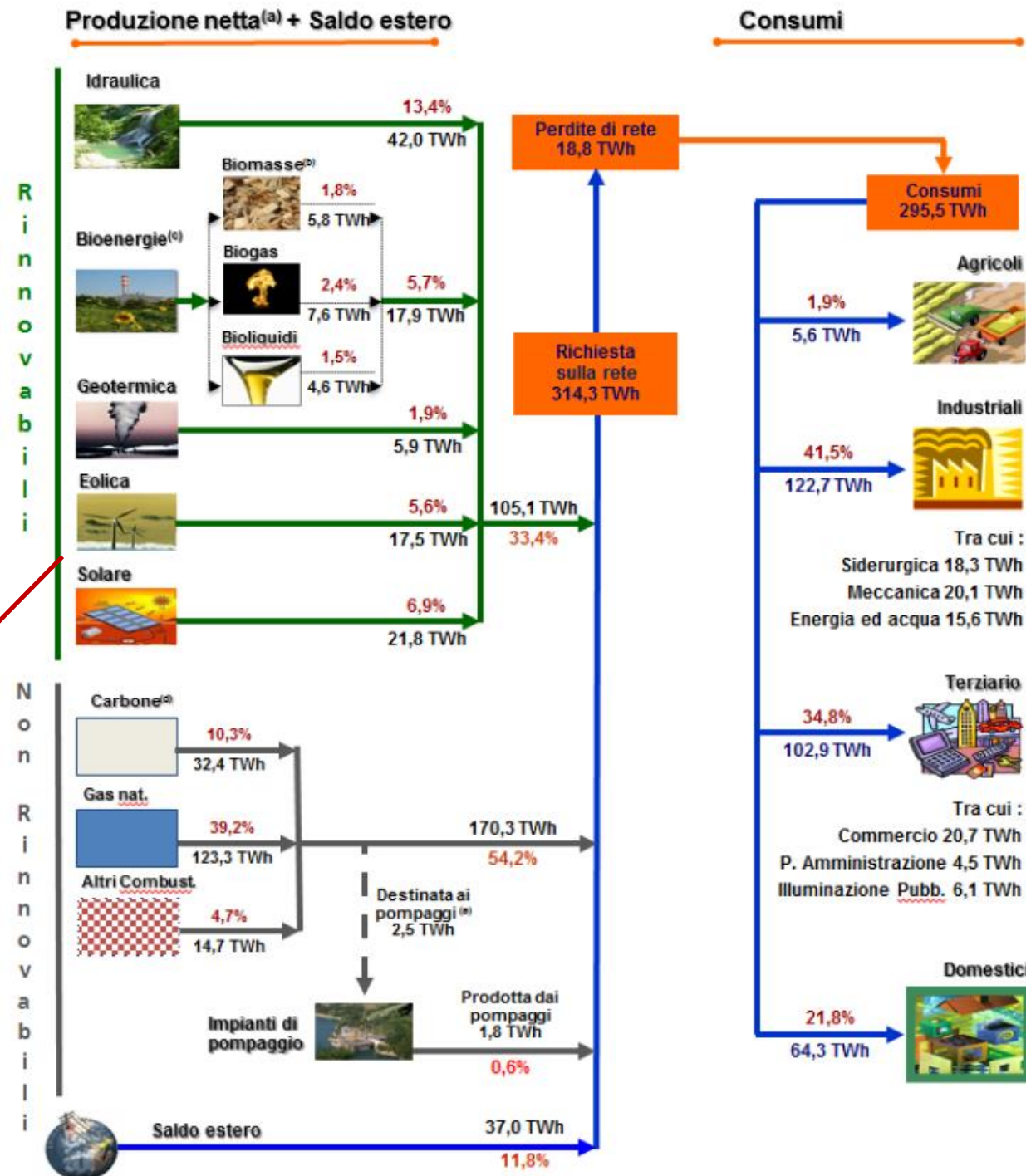


Eolico e fotovoltaico in Italia (GSE e Terna – 2016)

2008



Incremento in 8 anni da 5,1 TWh a 39,3 TWh



Eolico e fotovoltaico in Italia (GSE e Terna – 2016)

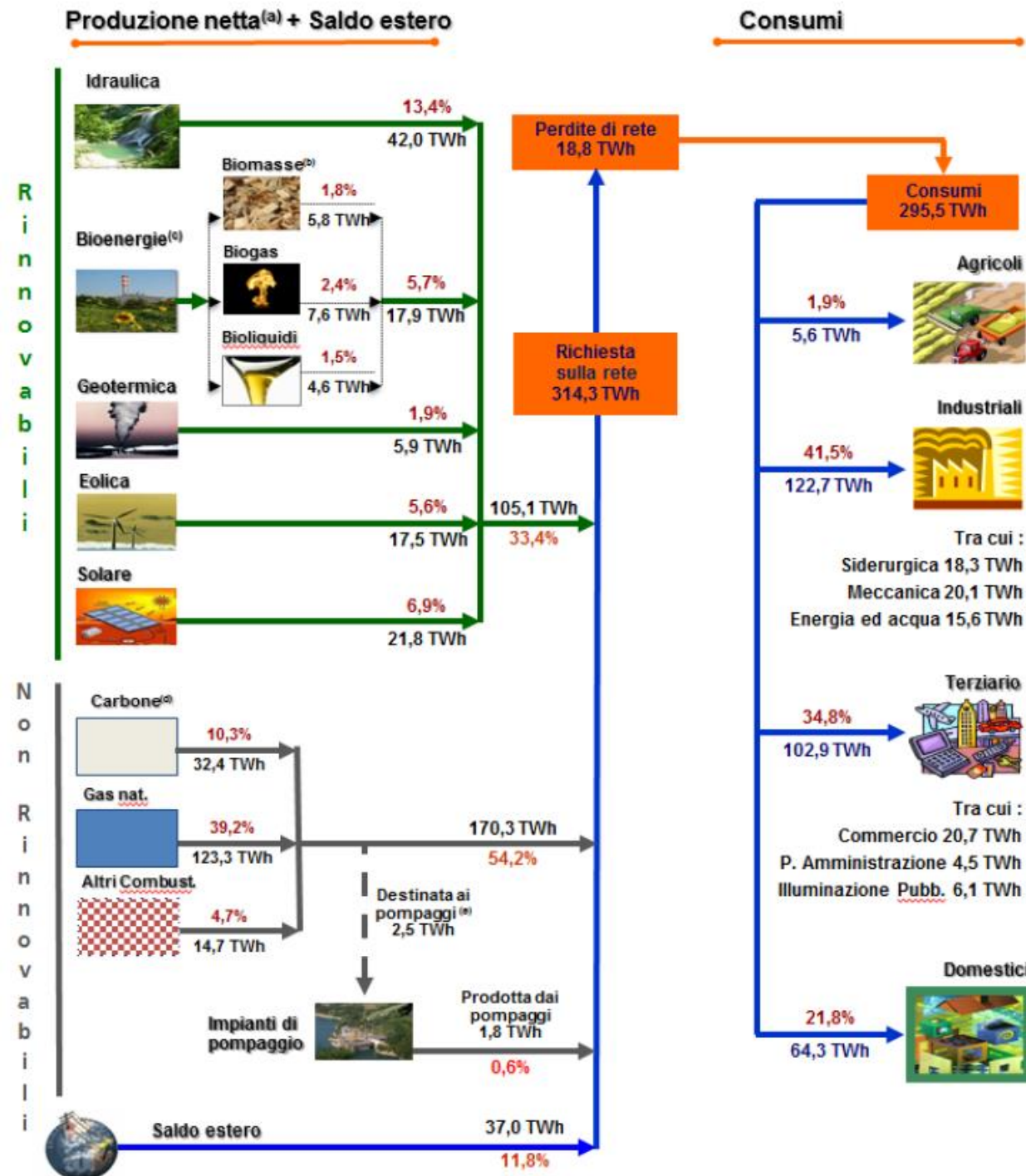
Potenza vs Energia

TABELLA 5 – NUMERO IMPIANTI E POTENZA LORDA ANNI 2005 - 2015 - 2016

	2005		2015		2016	
	n°	GW	n°	GW	n°	GW
Idroelettrici	2.062	21,3	3.700	22,6	3.927	22,7
Termoelettrici	995	64,6	4.908	68,6	5.285	64,9
Geotermoelettrici	31	0,7	34	0,8	34	0,8
Eolici	148	1,6	2.734	9,2	3.598	9,4
Fotovoltaici	13	0,0	687.759	18,9	732.053	19,3
Totale	3.249	88,3	699.135	120,0	744.897	117,1

Fonte: Terna

25 % del totale installato



La Strategia Energetica Nazionale 2017: gli obiettivi al 2030

Fonti rinnovabili:

- 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015;
- **rinnovabili elettriche al 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015;**
- rinnovabili termiche al 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015;
- rinnovabili trasporti al 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

Efficienza energetica:

- riduzione dei consumi finali (10 Mtep/anno nel 2030 rispetto al tendenziale);
- **cambio di mix settoriale per favorire il raggiungimento del target di riduzione CO2 non-ETS, con focus su residenziale e trasporti.**

Decarbonizzazione:

- accelerazione della chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone al 2025, da realizzarsi tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali.

Prezzi:

- **ridurre il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa, nel 2016 pari a circa 2 €/MWh;**
- ridurre il gap sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE, pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e intorno al 25% in media per le imprese.

Ricerca e sviluppo:

- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico *clean energy*: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021.

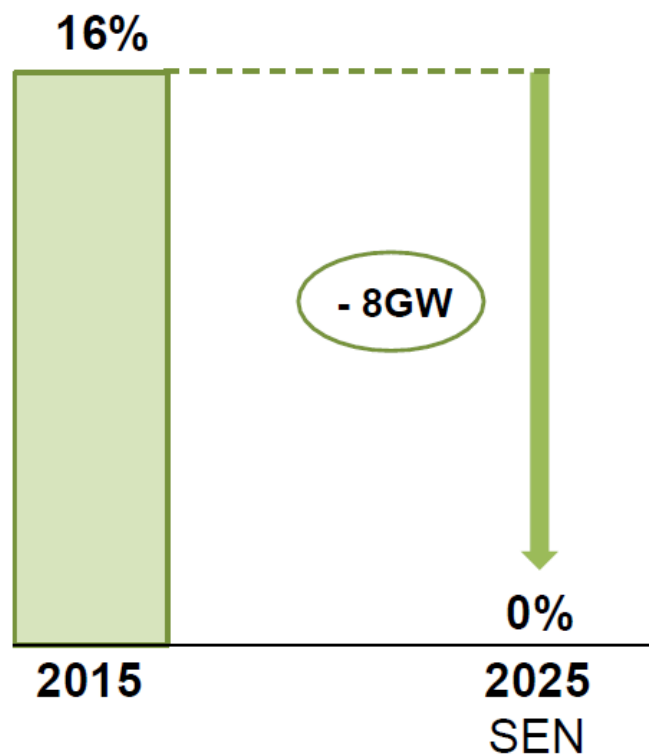


La decarbonizzazione (SEN 2017)



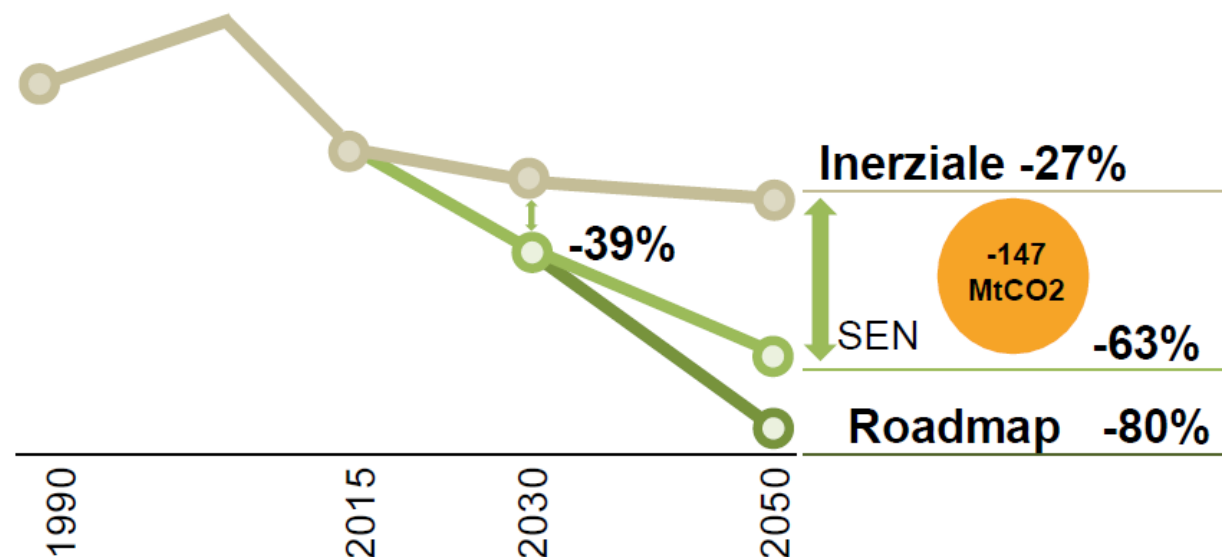
Settore elettrico abbandono del carbone al 2025

Quota del carbone nel mix della produzione elettrica nazionale



Settore energetico verso l'abbandono dei fossili al 2050

Emissioni di CO₂ nel settore energetico (MtCO₂)

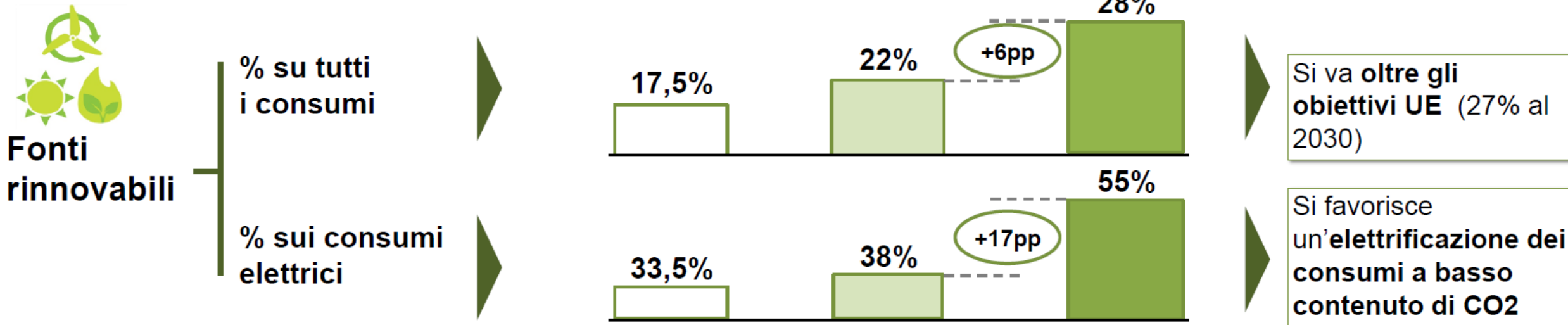


La SEN genera, rispetto al 1990, una **diminuzione delle emissioni di CO₂ relative agli usi energetici**:

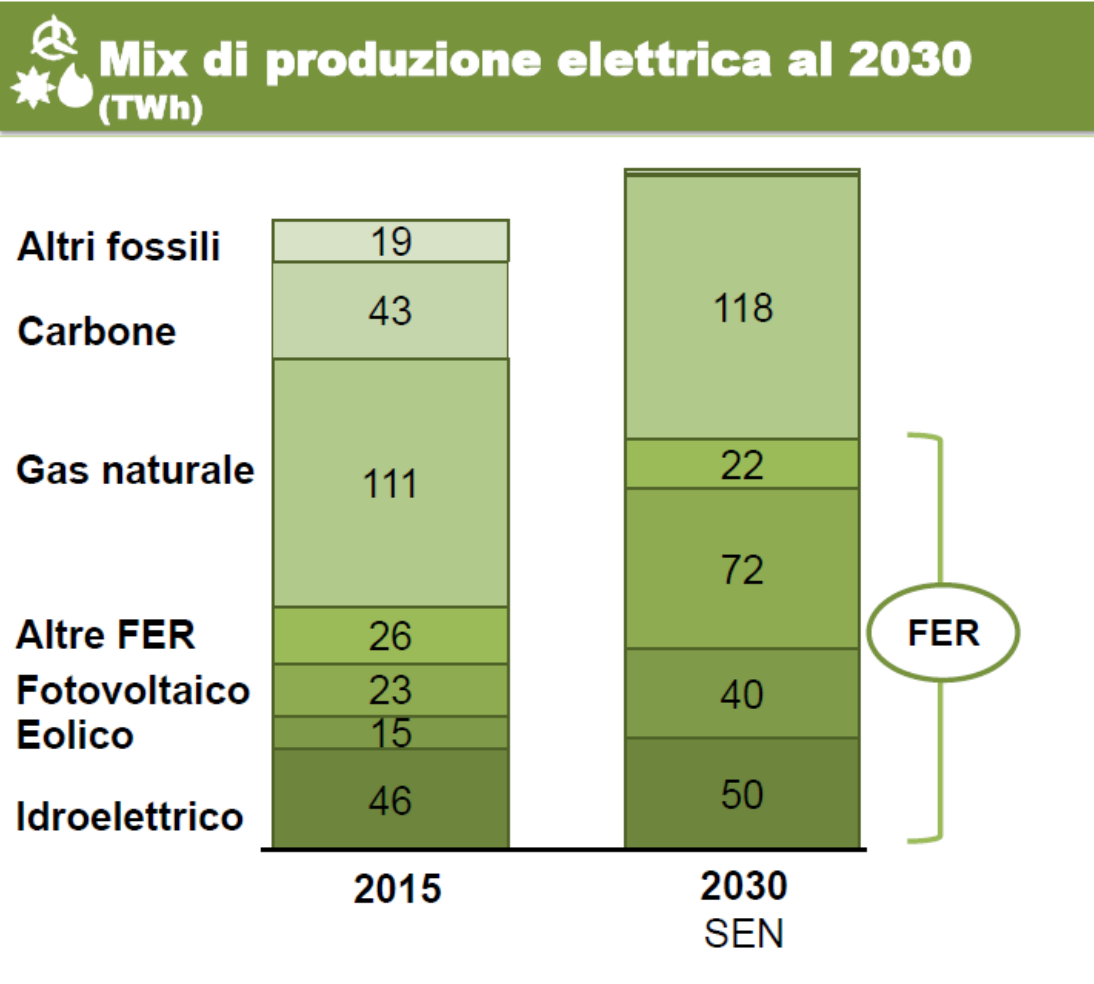
- del **39%** al **2030**
- del **63%** al **2050**



La penetrazione delle fonti rinnovabili (SEN 2017)



La penetrazione delle fonti rinnovabili (SEN 2017)



Cosa prevede la SEN

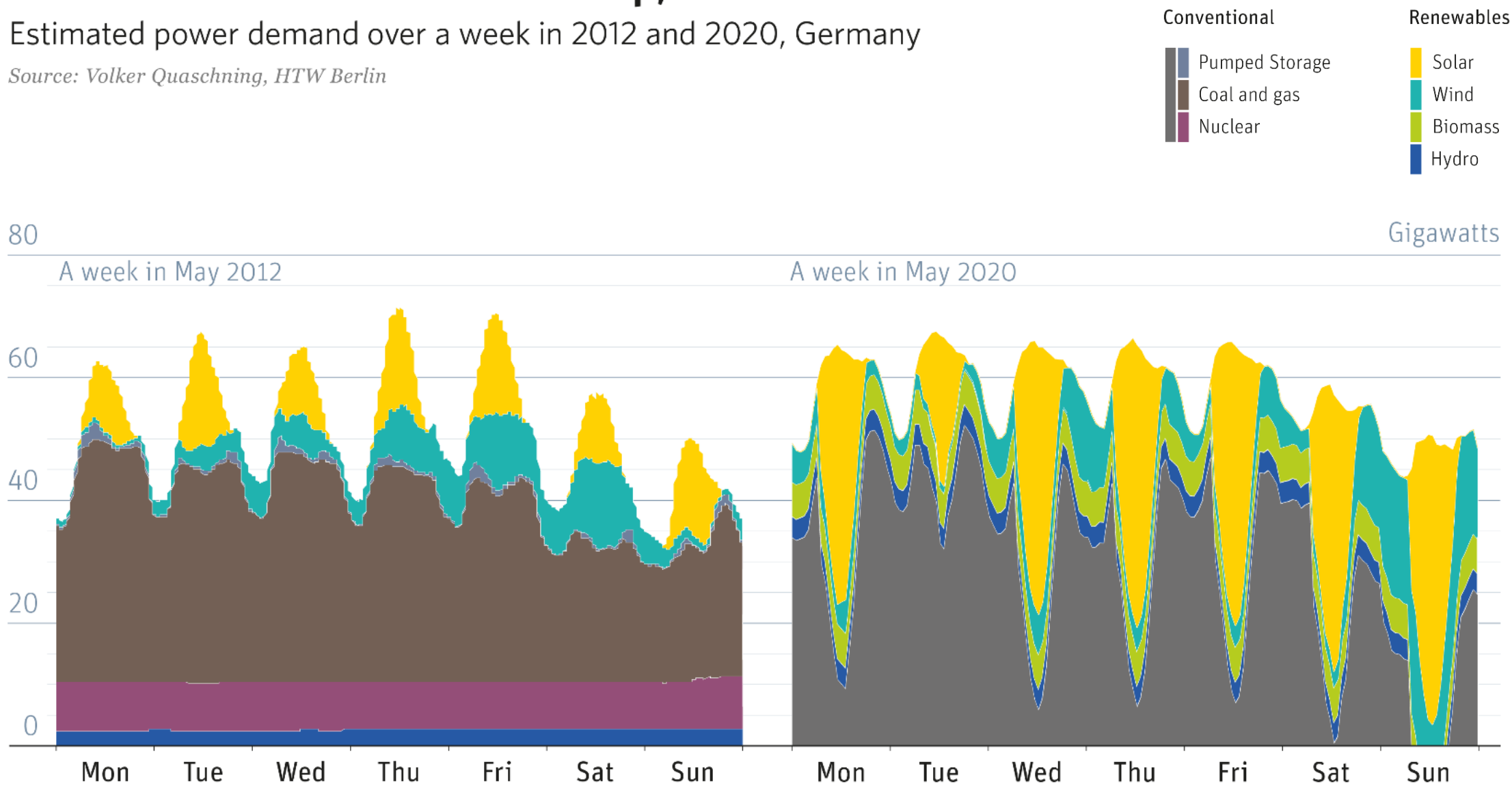
- ✓ **Fotovoltaico ed eolico:** quasi competitivi, guideranno la transizione
- **Idroelettrico:** si dovrà principalmente mantenere in efficienza l'attuale parco impianti, cui si aggiungerà un contributo dai piccoli impianti.
- ✓ **Bioenergie:** programmate verso usi diversi (ad es. biometano nei trasporti) per ottimizzare le risorse. Favoriti i piccoli impianti connessi all'economia circolare
- ✓ **Altre tecnologie innovative:** sostegno con strumenti dedicati
- **Strumenti:** aste tecnologicamente neutre per grandi impianti fino al 2020; in seguito, «contratti di lungo termine» fra produttori e consumatori. Per i piccoli impianti: incentivi dedicati e abilitazione all'autoconsumo diffuso.

La copertura del fabbisogno

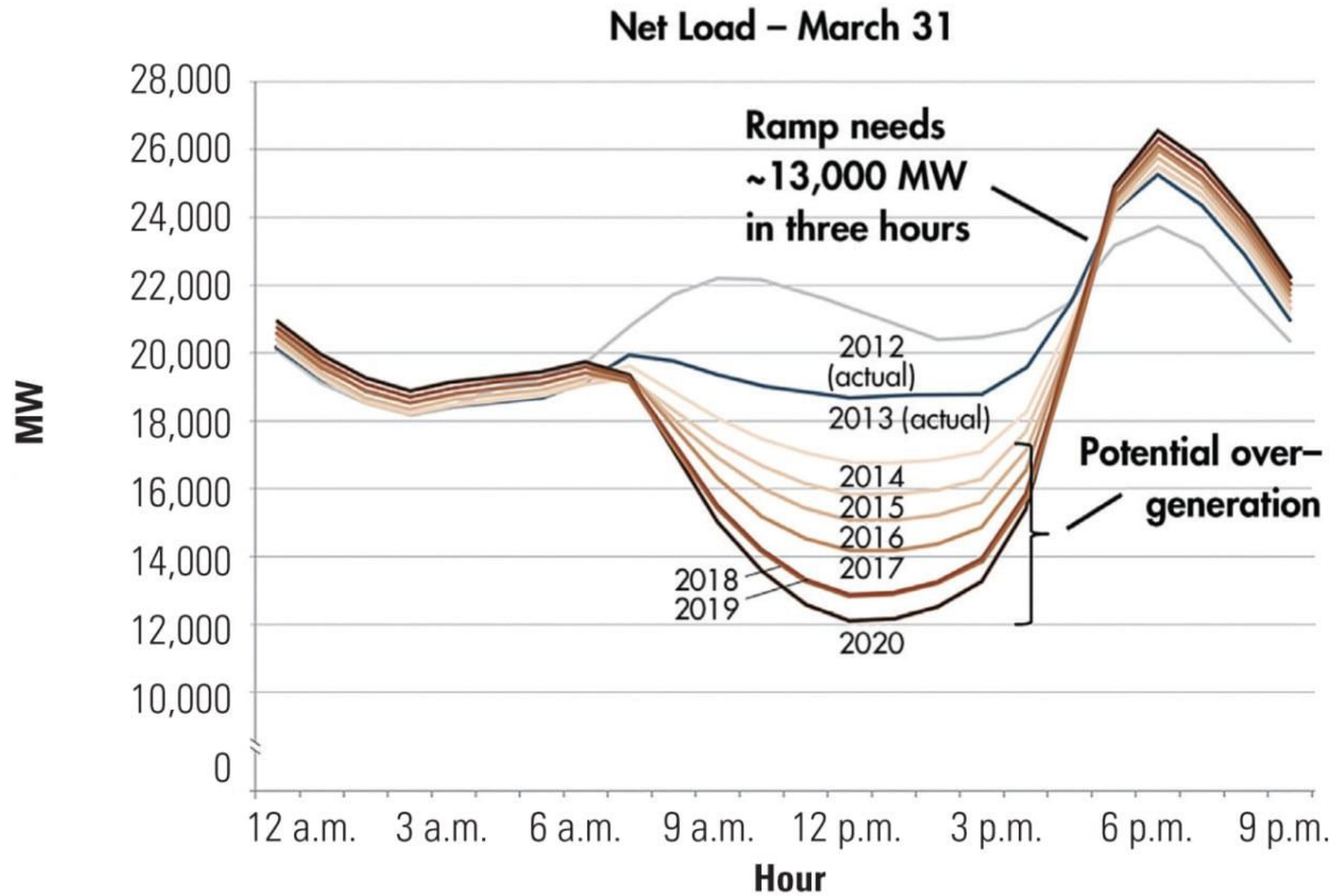
Renewables need flexible backup, not baseload

Estimated power demand over a week in 2012 and 2020, Germany

Source: Volker Quaschnig, HTW Berlin



La «duck curve» californiana



Overgeneration e carenza di riserva al 2030 (studio RSE)

	Overgeneration	Carenza di riserva
Scenario	TWh	GWh
IT Policy	9,0	105,5
IT Policy + esp. 1000 MW RTN	7,8	99,0
IT Policy + esp. 1000 MW RTN + 750 MW Storage	6,0	66,2
IT Policy + esp. 1000 MW RTN + 1500 MW Storage	4,7	0,9
IT Policy + esp. 1000 MW RTN + 3000 MW Storage	3,3	0,3
IT Policy + esp. 1000 MW RTN + 5000 MW Storage	2,5	0,3
IT Policy + esp. 1000 MW RTN + 5000 MW Storage tutto sud e isole	1,8	0,3

Fonte: RSE

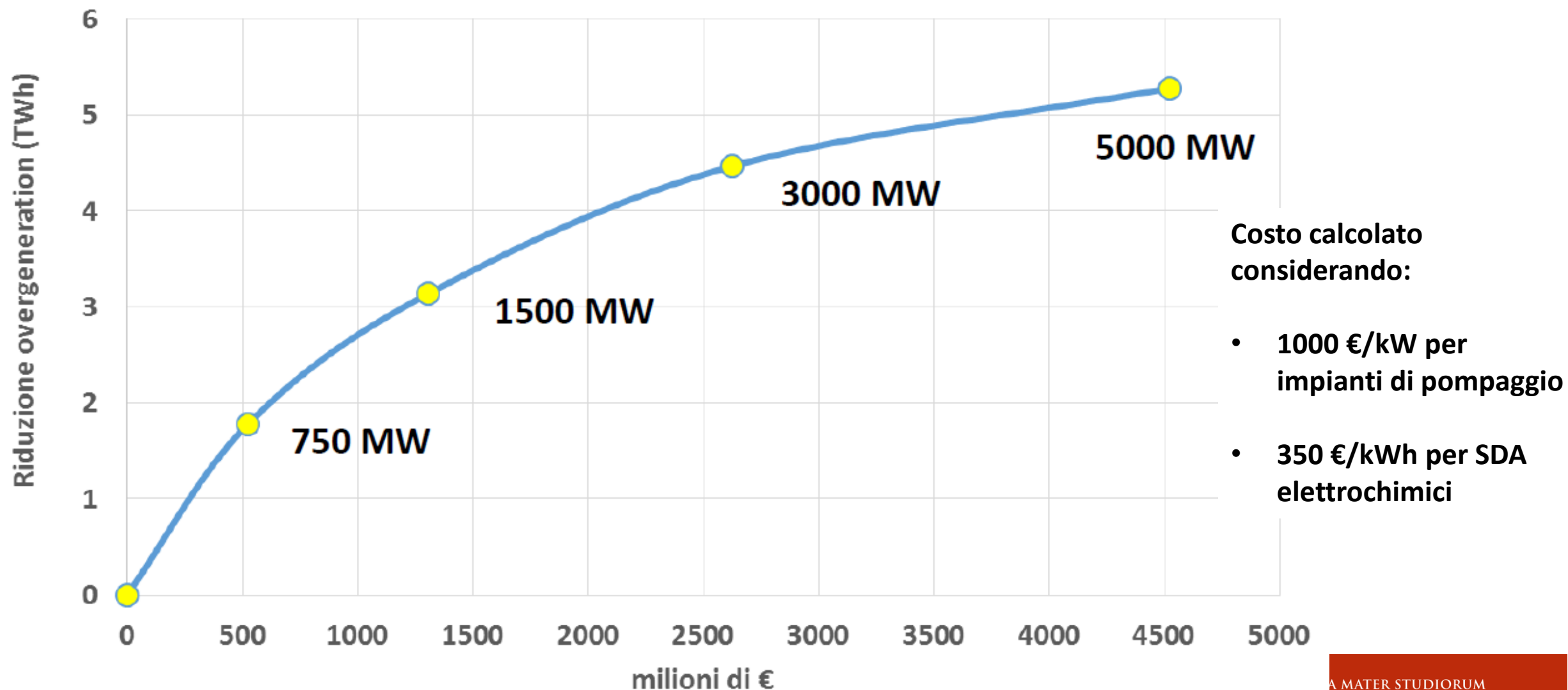
INTERVENTI NECESSARI

Nuovi impianti di accumulo per circa 5 GW di potenza installata
e/o SOLUZIONI INNOVATIVE



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Overgeneration e carenza di riserva al 2030 (studio RSE)



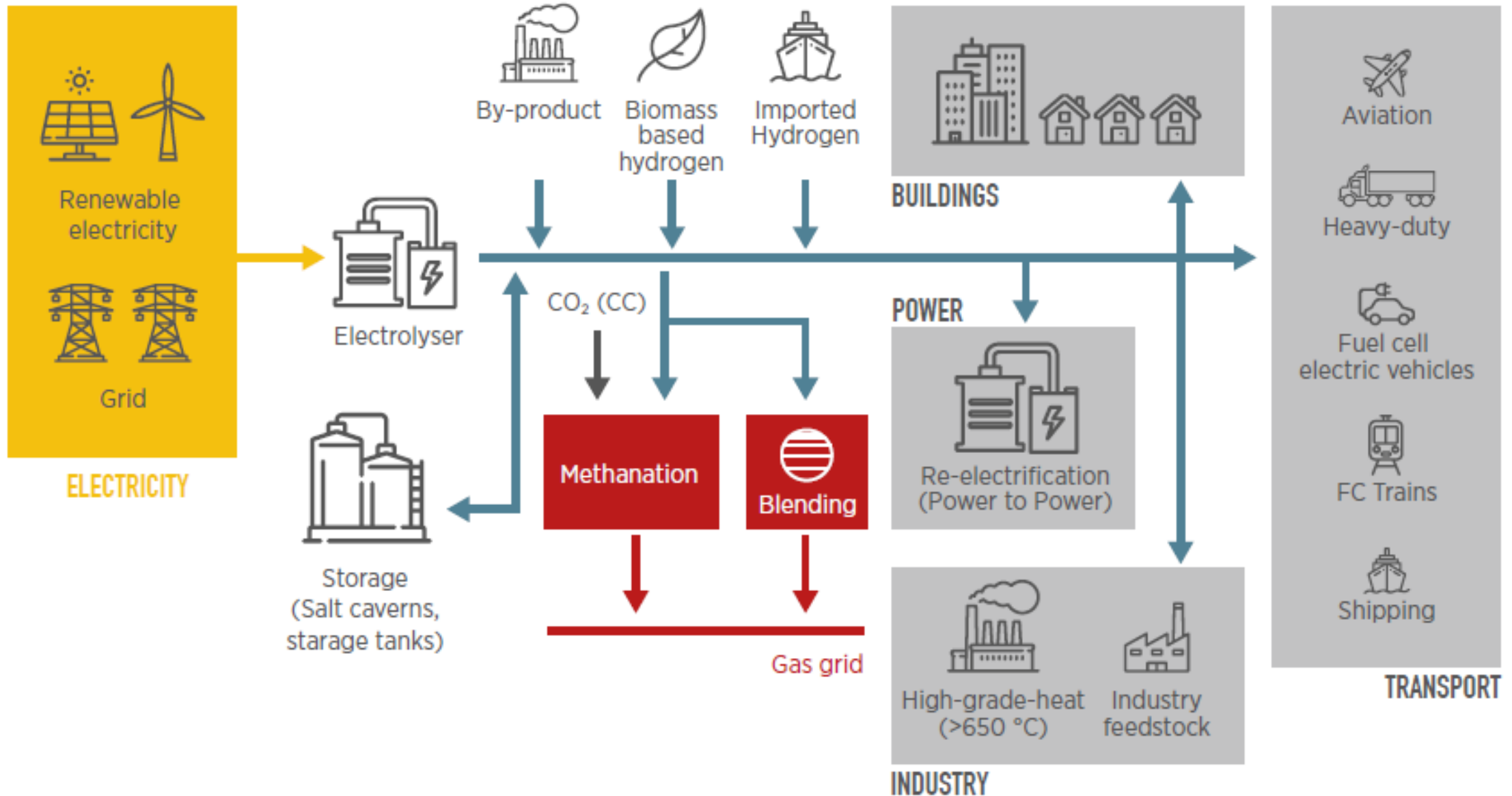
Fonte: RSE

Overgeneration e carenza di riserva: ripensare il parco di generazione

- **Storage**: efficientamento di sistemi di accumulo tradizionali (pompaggio ed elettrochimici) e ricerca e sviluppo di sistemi innovativi
- **Power to Gas (P2G) e Power to Liquid (P2L)**: ricerca e sviluppo di tecnologie per la produzione di combustibili *carbon neutral* che possano essere stoccati e/o distribuiti sfruttando infrastrutture esistenti
- **Fuels for Renewable (F4R)**:
 - integrazione tra i sistemi di generazione programmabili e le fonti rinnovabili,
 - trasformazione della generazione fossile da «*base load*» a «*peak shaving & valley filling*» (*flexible generation*),
 - generazione elettrica distribuita «*load following*»



II Power To Gas (P2G)



Lo STORAGE e il P2G

L'accumulo è necessario anche per ottimizzare l'efficienza economica della produzione elettrica soprattutto in presenza delle fonti rinnovabili non programmabili

L'accumulo può avvenire con due modalità:

1. **energy intensive**
2. **power intensive**



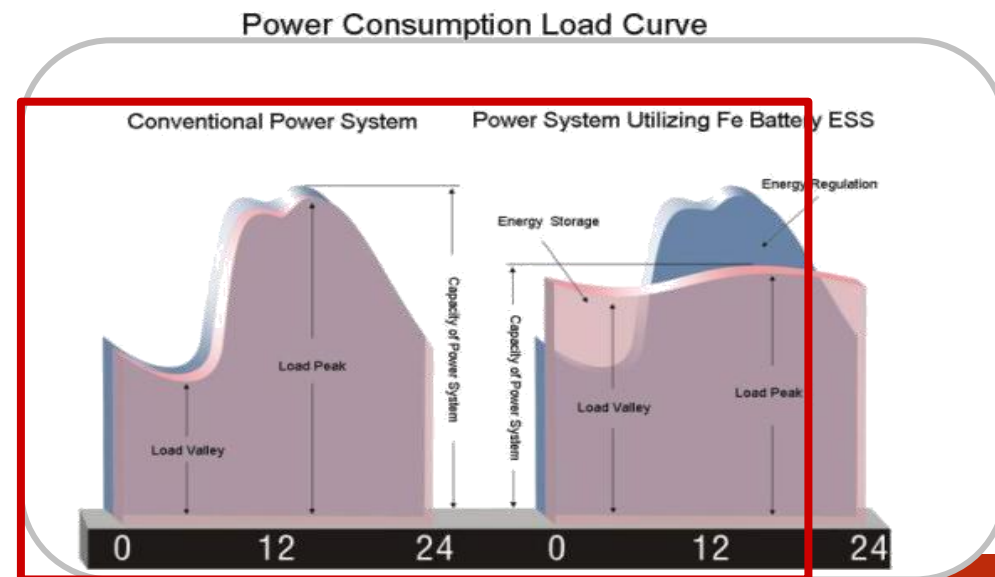
Sistemi finalizzati ad alleviare le congestioni di rete causate da un'eccessiva produzione da fonte eolica o solare in un'area in cui la rete non è in grado di assorbire tutta la produzione



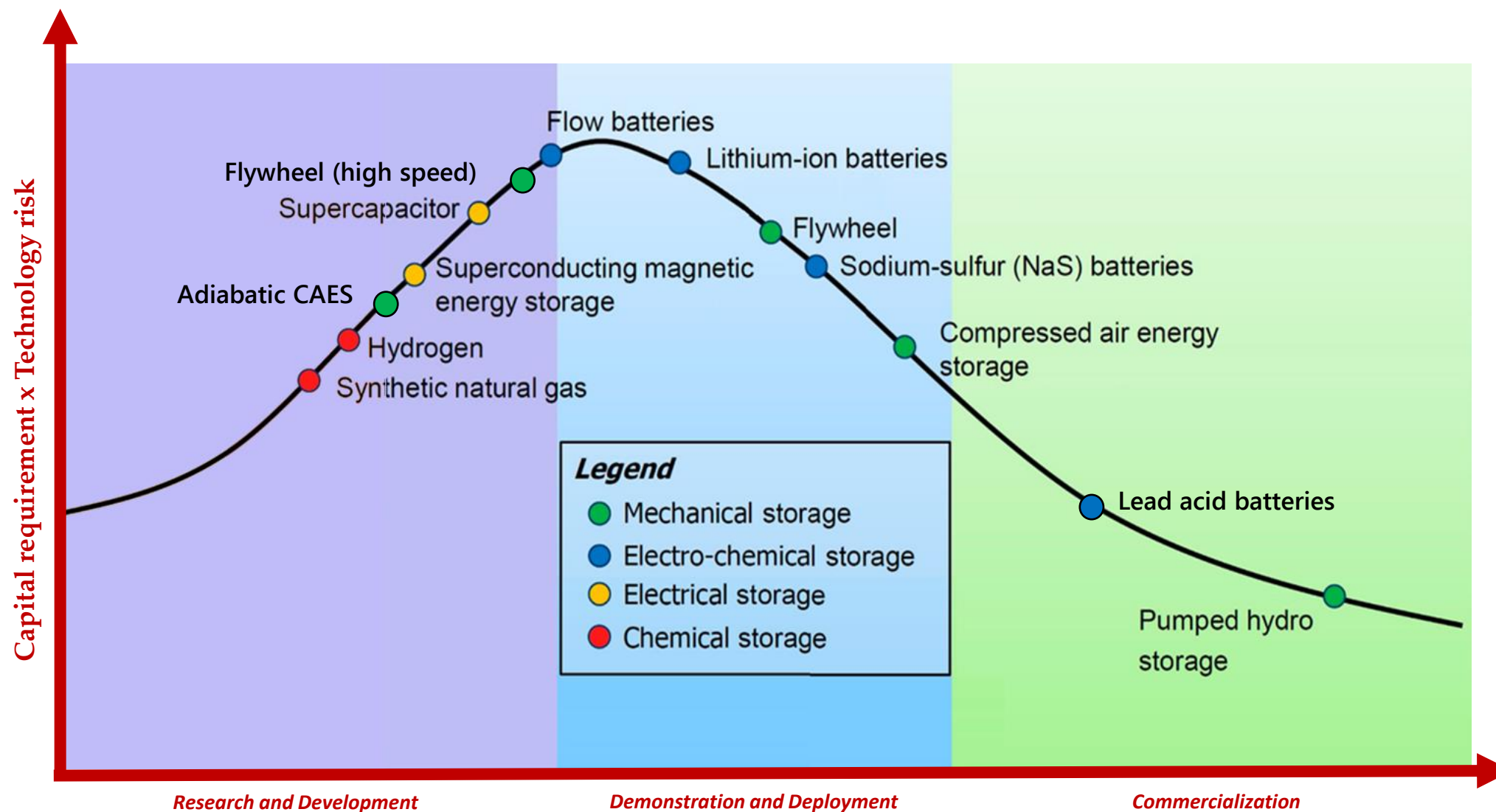
Sistemi chiamati ad assorbire/erogare in tempi rapidissimi una grande quantità di potenza per periodi relativamente brevi (es. decine di minuti a potenza nominale)



fornitura di servizi di riserva primaria, secondaria e terziaria in sistemi elettrici con carenza di impianti convenzionali, (isole, con connessione alla rete principale limitata o assente)



Lo STORAGE e il P2G



Technology's Maturity



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Lo STORAGE e il P2G

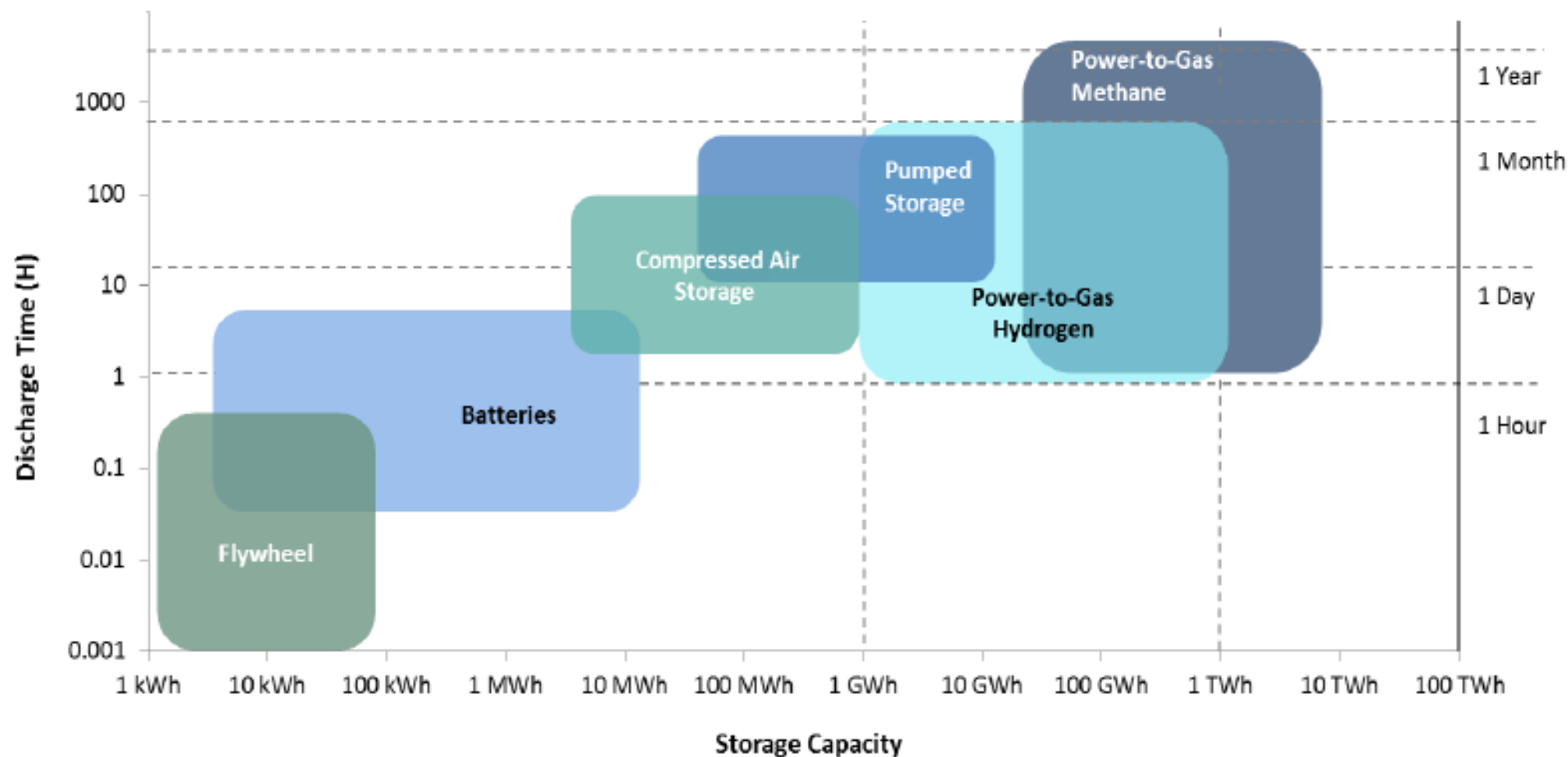


Figure 5 – Storage Technologies and Power / Energy Characteristics (After Fraunhofer ISE, 2015)

Elettrolizzatore

Classificazione sulla base dell'elettrolita utilizzato per la conduzione di ioni tra anodo e catodo:

- elettrolizzatori **alcalini**
- elettrolizzatori **a membrana polimerica** (anche indicati come PEM – Proton Exchange Membrane)
- elettrolizzatori **ad ossidi solidi** (SOEC - Solid Oxide Electrolysis Cell)

	Alcalini (KOH)	Polimerici (PEM)	Ad ossidi solidi (SOEC)
Elettrolita	KOH	Membrana polimerica (Nafion)	Mat. Ceramico Ni/YSZ
Portatori di carica	OH, K ⁺	H ⁺	O ²⁻
Alimentazione	H ₂ O (liq)	H ₂ O (liq)	H ₂ O (gas)
Temperature di esercizio [°C]	~80	~80-100	600-1000

Diversi livelli di temperatura:

- elettrolizzatori a **bassa temperatura** (alcalini e PEM)
- elettrolizzatori ad **alta temperatura** (SOEC)

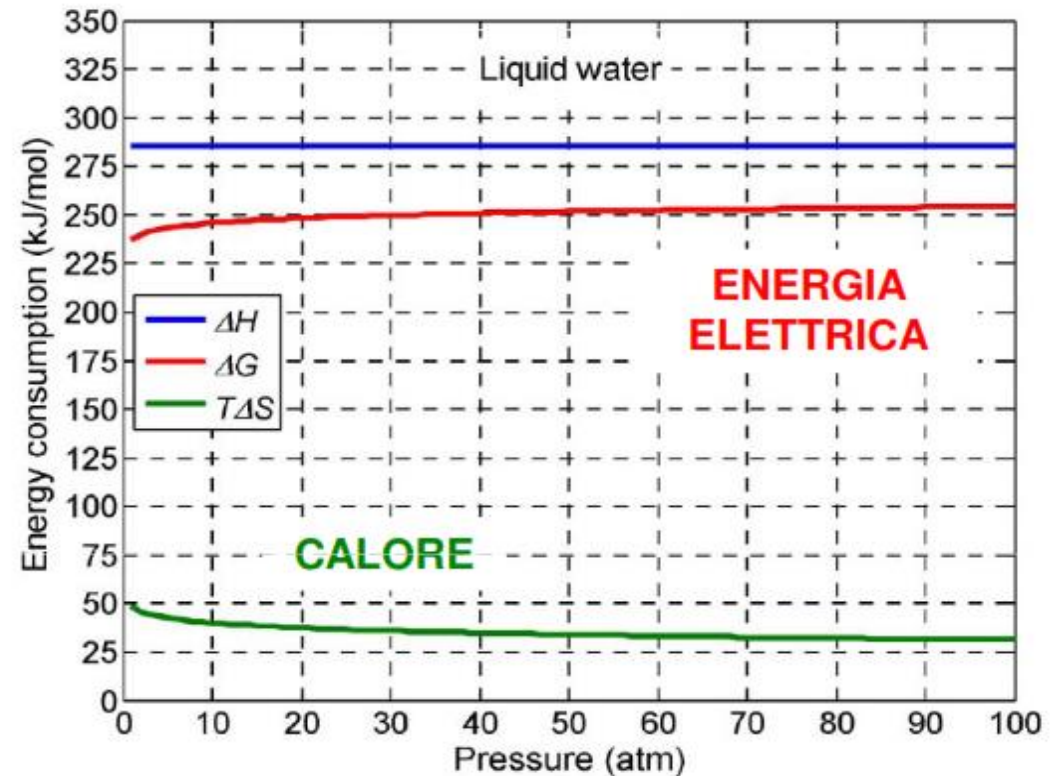
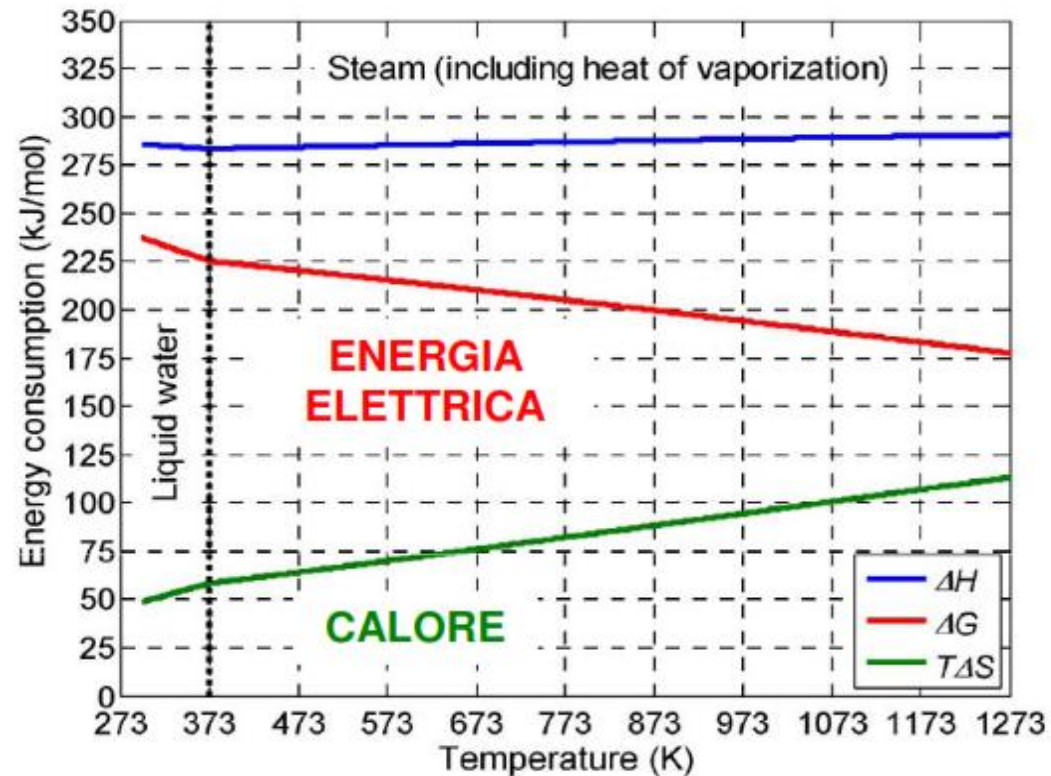
Giglio et al.



Elettrolizzatore (la cella)

L'effetto della temperatura è estremamente rilevante sul comportamento del sistema:

Ursua *et al.*, Int. J. Hydr. Ener., april 2013

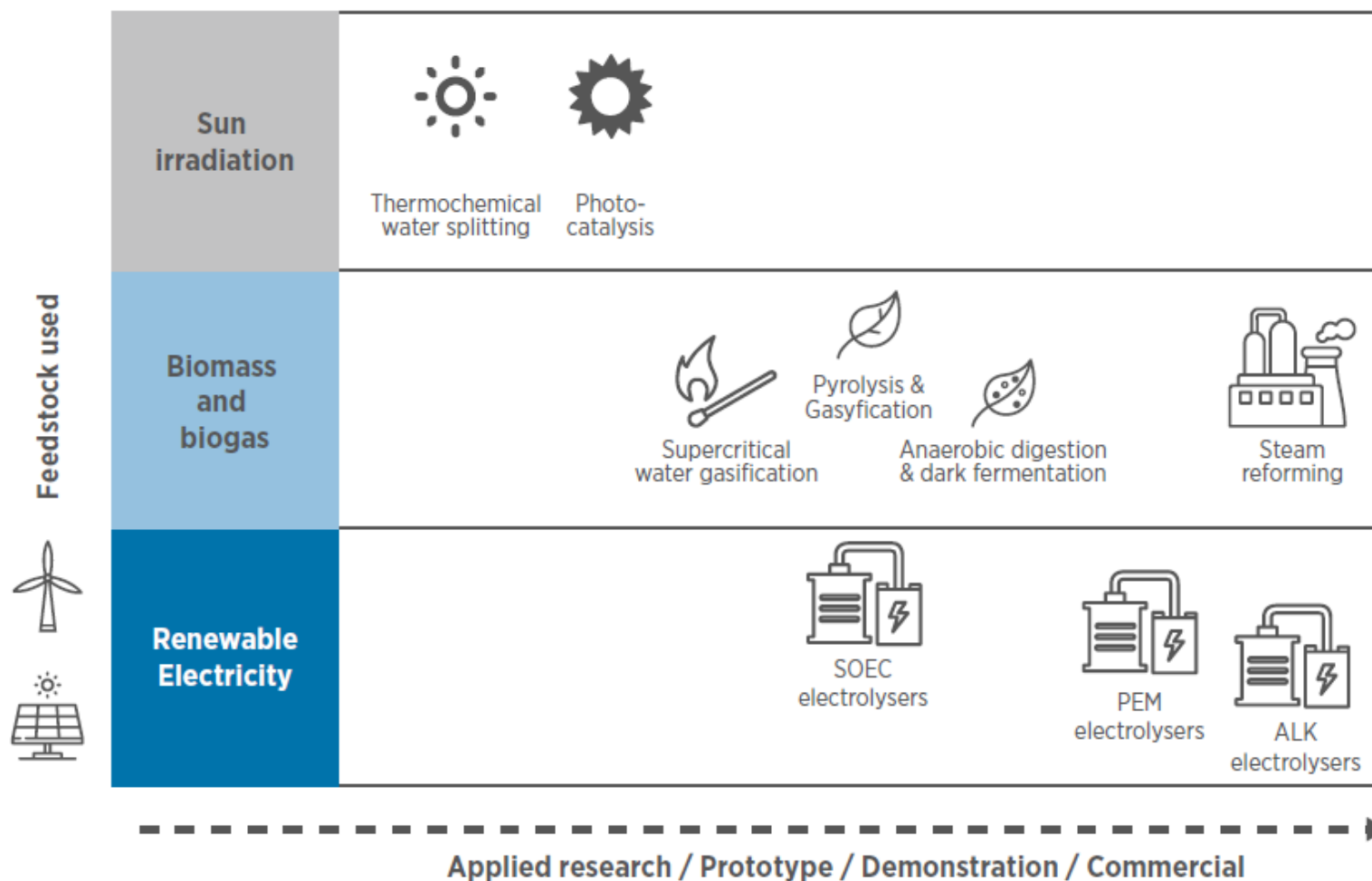


Tipologie di celle:

- **bassa temperatura** (alcaline, PEM): acqua allo stato liquido, operano a temp. 20-100°C
- **alta temperatura** (SOEC): vapore d'acqua, operano a temp. 600-1000°C

Produzione di Idrogeno: livello maturità tecnologie

Figure 6: Renewable hydrogen production pathways and current levels of maturity



Notes: ALK = alkaline; PEM = proton exchange membrane; SOEC = solid oxide electrolyser cell.

Source: Based on FCH JU (2015), Study on Hydrogen from Renewable Resources in the EU.



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Produzione di Idrogeno: livello maturità tecnologie

Table 1: Techno-economic characteristics of ALK and PEM electrolyzers (2017, 2025)

Technology		ALK		PEM	
	Unit	2017	2025	2017	2025
Efficiency	kWh of electricity/ kg of H ₂	51	49	58	52
Efficiency (LHV)	%	65	68	57	64
Lifetime stack	Operating hours	80 000 h	90 000 h	40 000 h	50 000 h
CAPEX – total system cost (incl. power supply and installation costs)	EUR/kW	750	480	1 200	700
OPEX	% of initial CAPEX/year	2 %	2 %	2 %	2 %
CAPEX – stack replacement	EUR/kW	340	215	420	210
Typical output pressure*	Bar	Atmospheric	15	30	60
System lifetime	Years	20		20	

* Higher output pressure leads to lower downstream cost to pressurise the hydrogen for end use.

Notes: H₂ = hydrogen; h = hour; kg = kilogram; kW = kilowatt; kWh = kilowatt hour; LHV = lower heating value; OPEX = operating expenditure; CAPEX and OPEX are based on a 20 MW system.

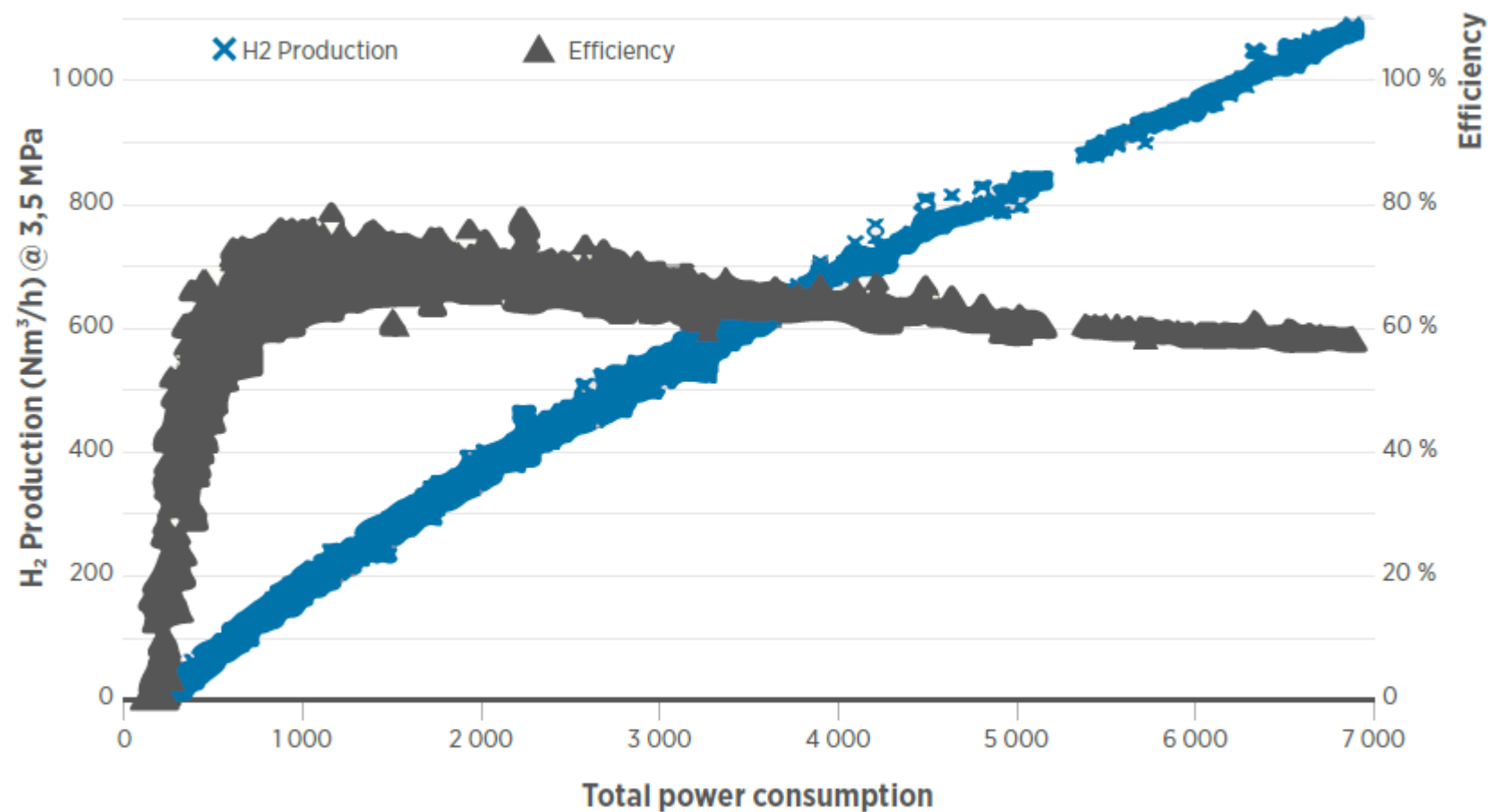
Sources: FCH JU (2017a), Program Review Days Report; FCH JU (2014), Development of Water Electrolysis in the European Union.



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Produzione di Idrogeno: elettrolizzatore PEM

Figure 7: Hydrogen production and efficiency as a function of the total power consumption of a PEM production plant



Notes: MPa = megapascal; Nm³ = normal cubic metre.

Source: Kopp et al. (2017).

Produzione di Idrogeno: Transitori di start-up e shut-down

Table 2: Dynamic operation of ALK and PEM electrolysis

	ALKALINE	PEM
Load range	15–100 % nominal load	0–160 % nominal load
Start-up (warm – cold)	1–10 minutes	1 second–5 minutes
Ramp-up / ramp-down	0.2–20 %/second	100 %/second
Shutdown	1–10 minutes	Seconds

Note: Values for 2017.

Source: FCH JU (2017b).



Produzione di Idrogeno: Load following elettrolizzatori PEM

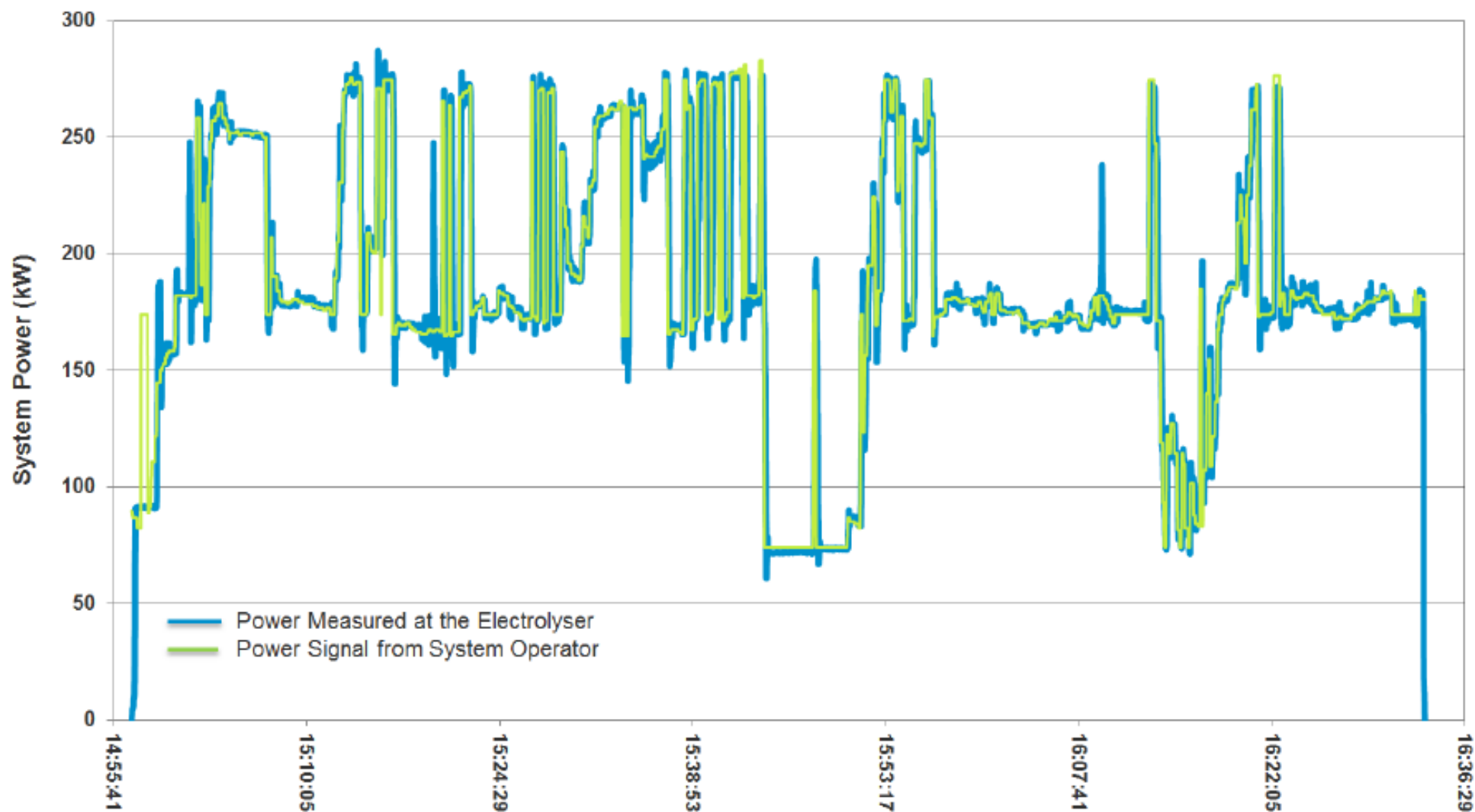
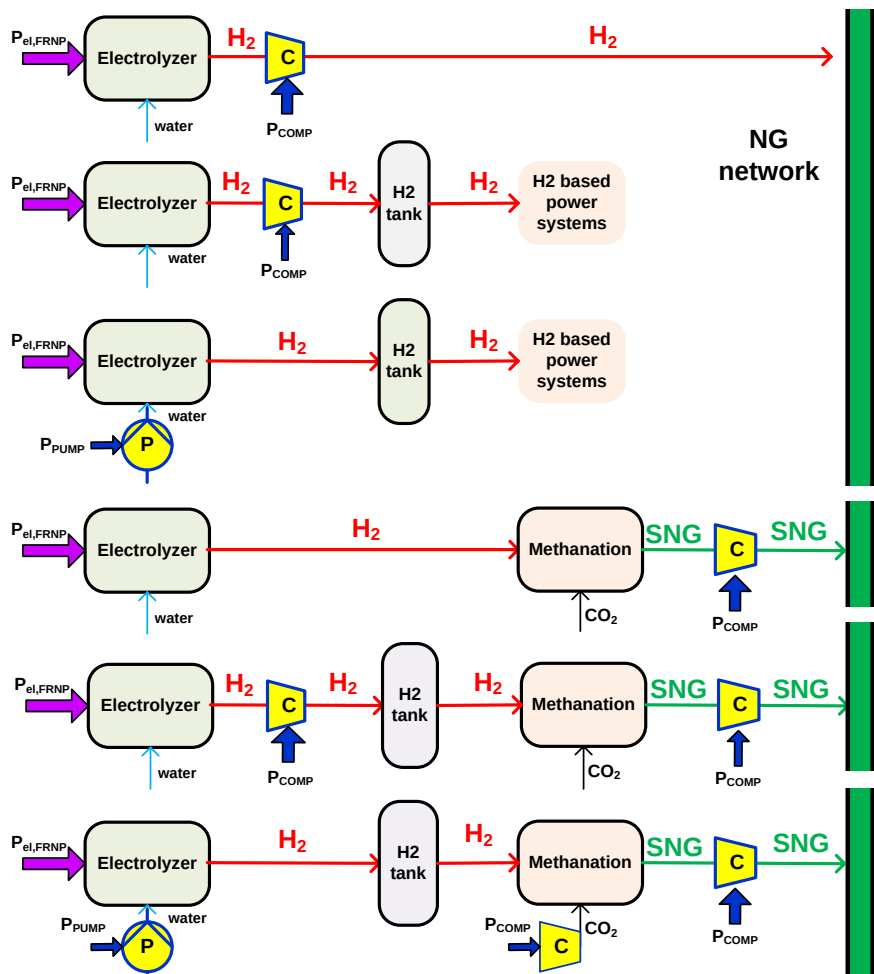


Figure 2 – Electrolyzer Sub-second Load Following Capability

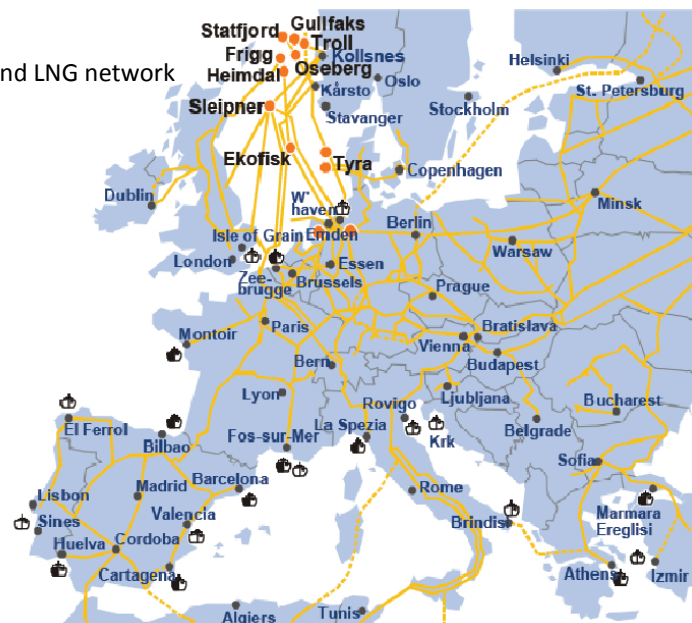
Tecnologie per il P2G: compressione e stoccaggio

Compressione: richiede Potenza aggiuntiva

Storage: richiede capacità



European GAS and LNG network

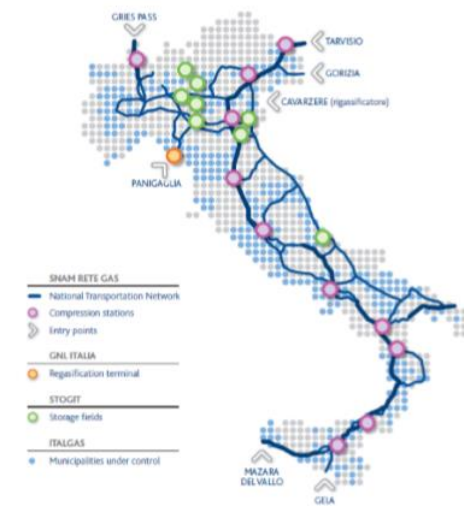


Pipelines
 — Existing
 - - - planned or under construction
 • natural gas fields

Liquefied natural gas (LNG) receiving terminal

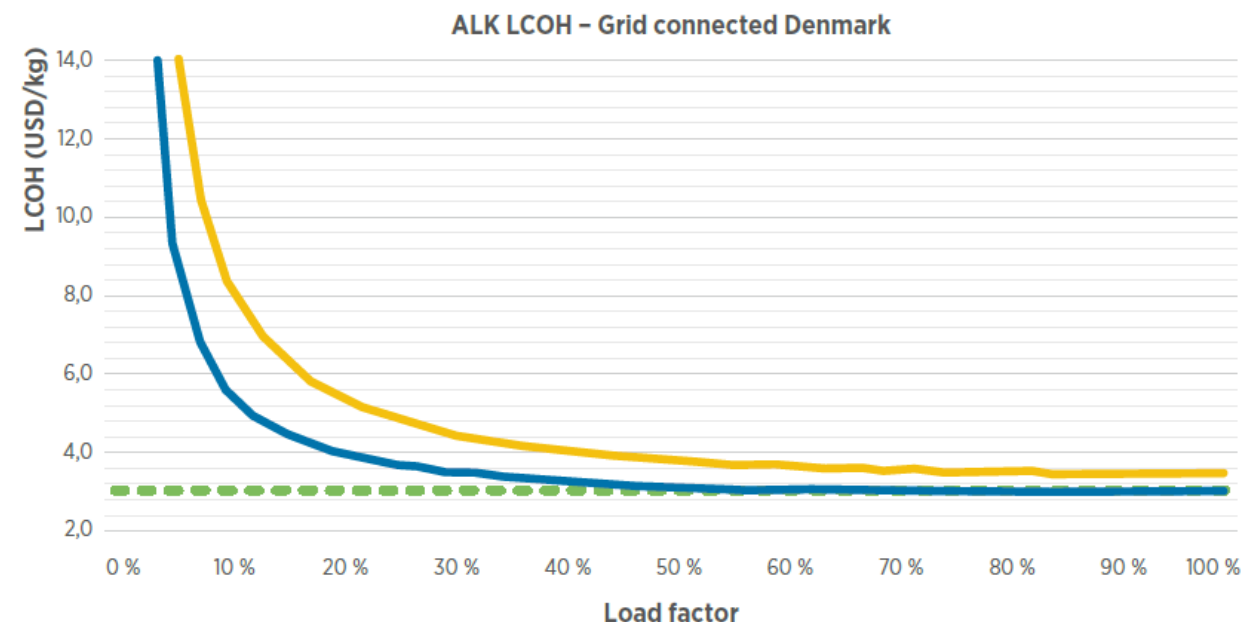
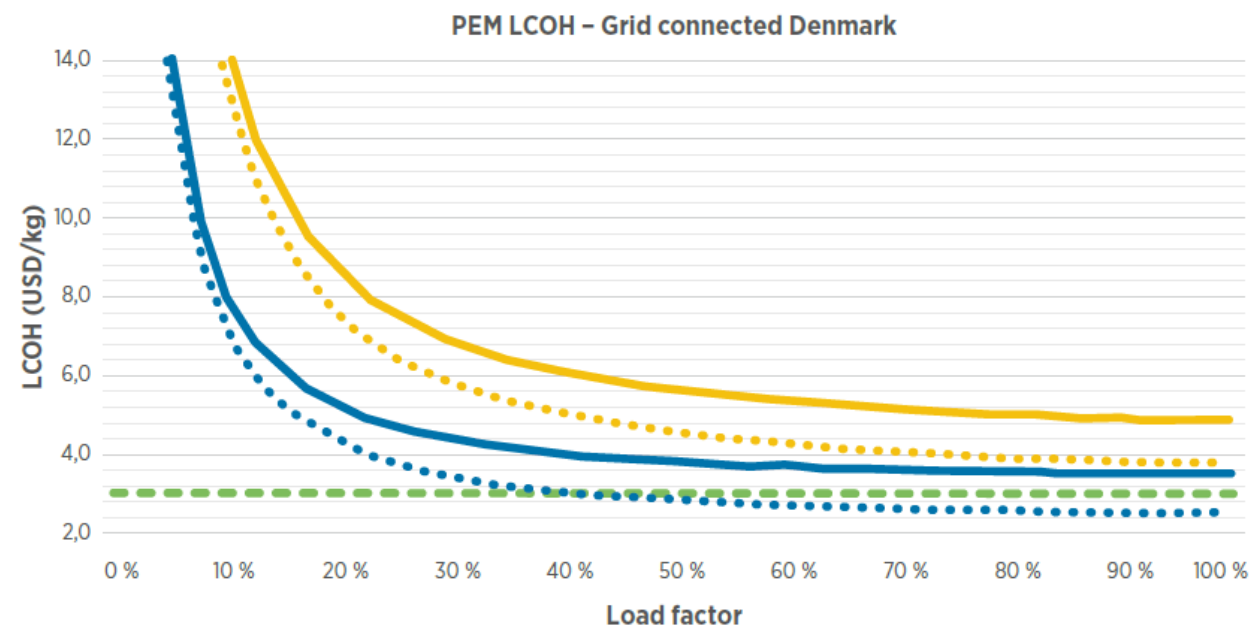
in operation
 planned or under construction

- p_{NG_net} fino a 70 bar
- $P_{electrolyzer}$ 1-30 bar
- $P_{methanation}$ 1-100 bar
- metanazione pressurizzata per incrementare la resa in metano
- Capacità rete SNAM: $16 \cdot 10^9$ Nmc



Produzione di Idrogeno: costi produzione H2

Levelised cost of hydrogen (LCOH) produced via ALK and PEM in 2017 and as expected in 2025

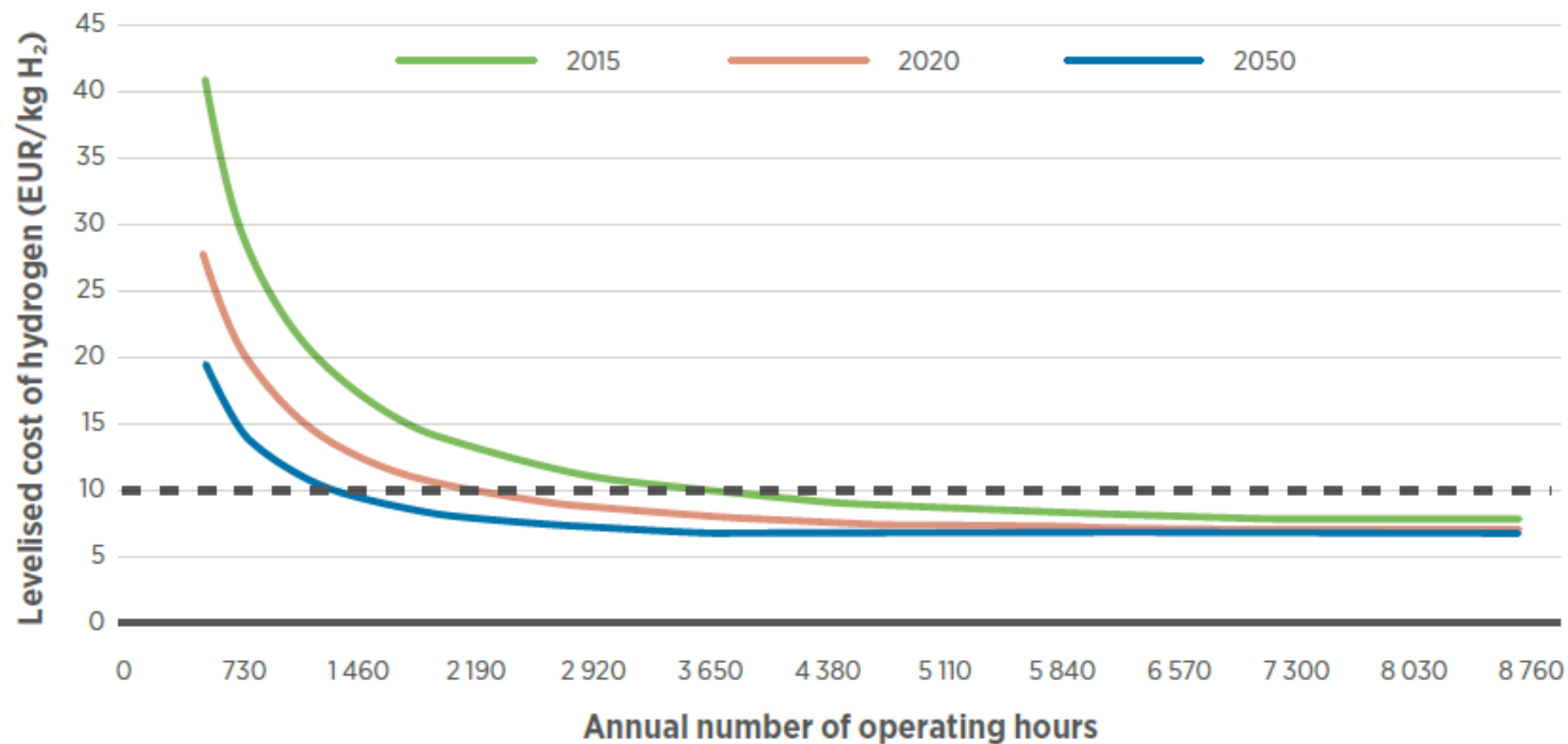


- 2017: Electricity mix DK
- 2025: Electricity mix DK
- 2017: Electricity mix DK with grid services
- 2025: Electricity mix DK with grid services
- Target Costs



Produzione di Idrogeno: costi produzione H2

Figure 10: LCOH vs. operating time (HRS for buses)



Source: Thomas, D. et al. (2016)

Produzione di Idrogeno: costi P2G2P

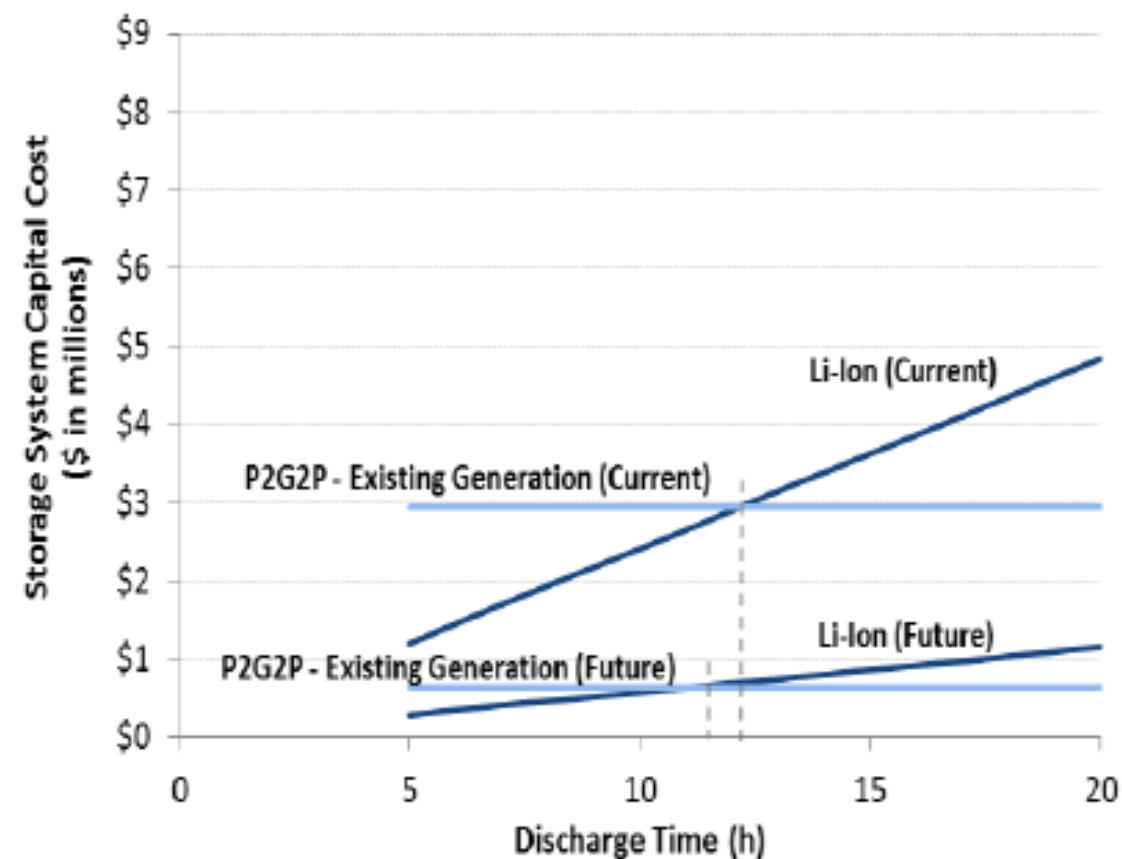
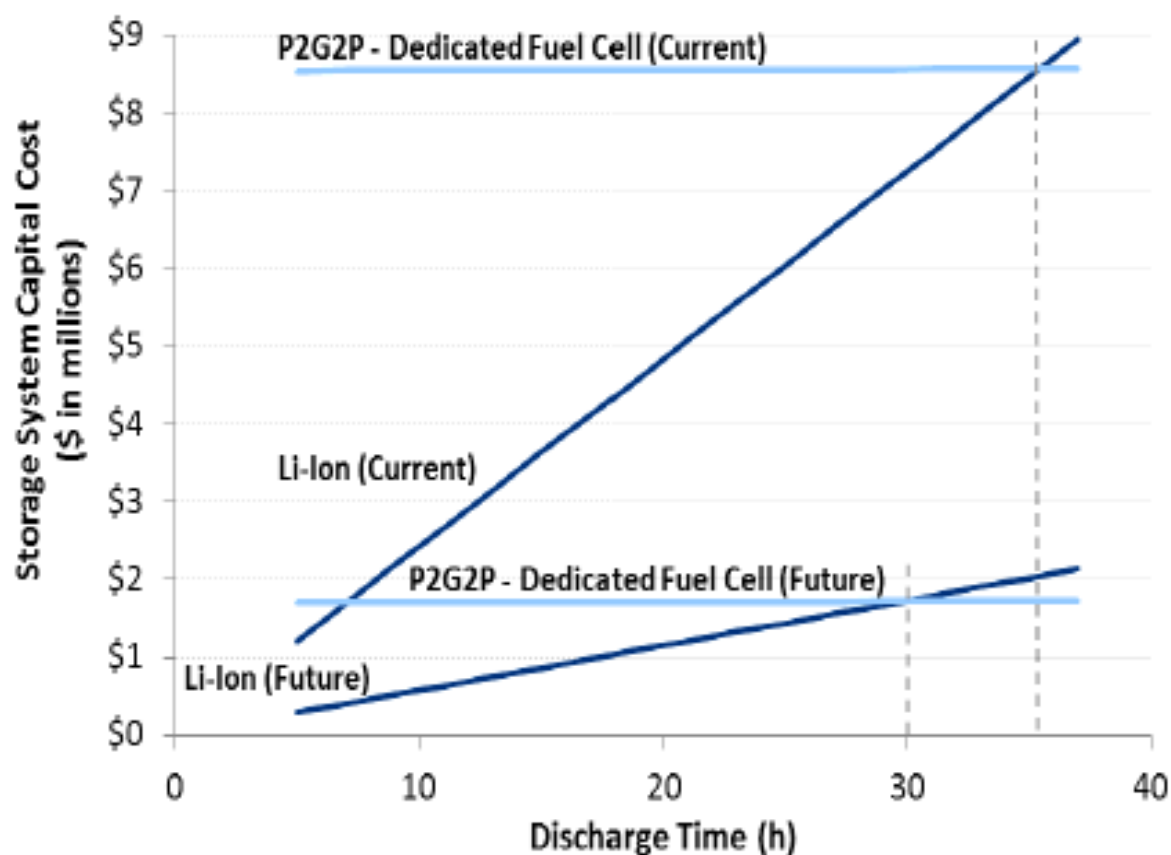


Figure 4 – Capital Cost versus Storage Duration for 1 MW (output) Battery and P2G2P Systems

Produzione di Idrogeno: proiezione costi elettrolizzatori

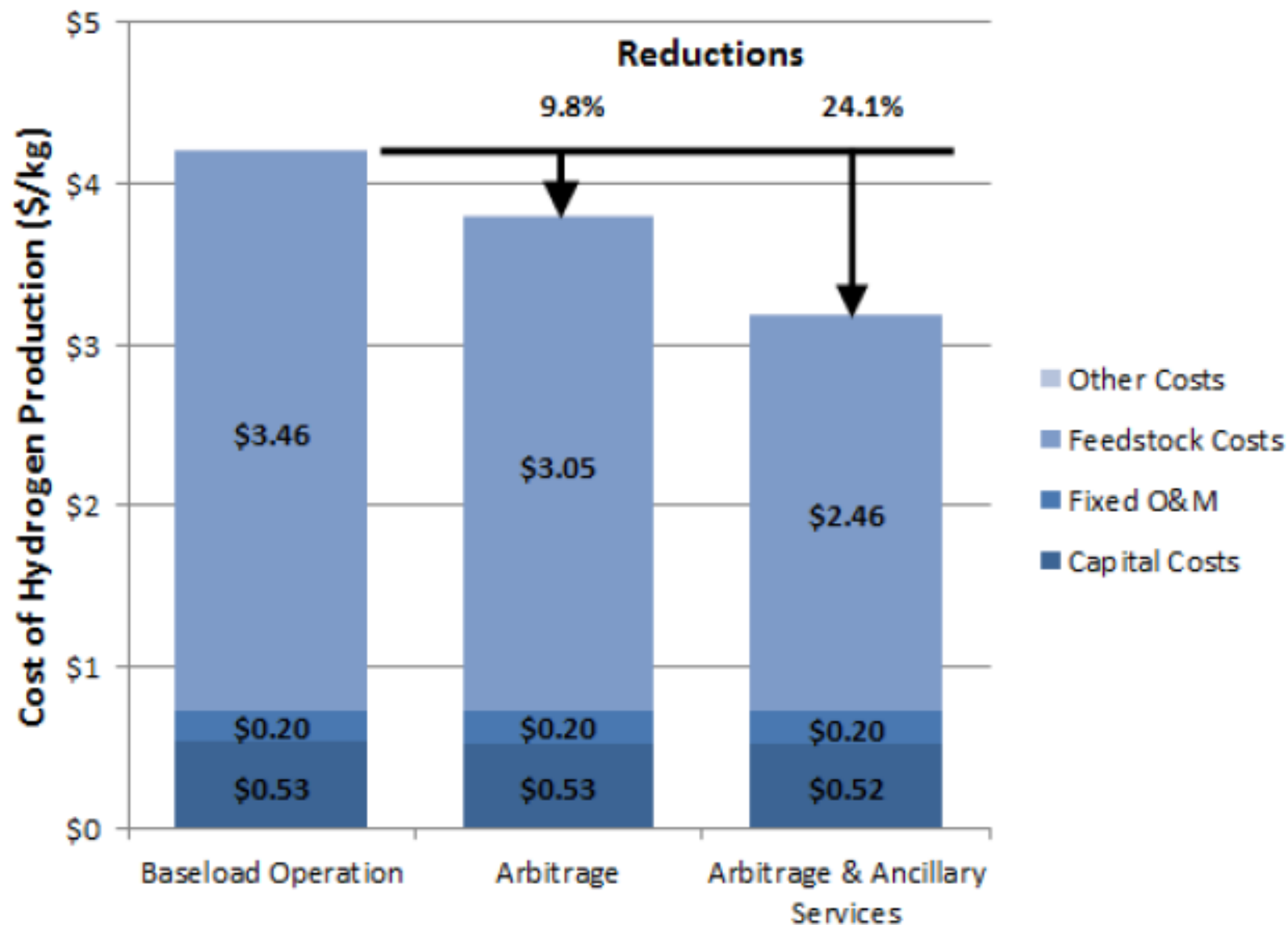
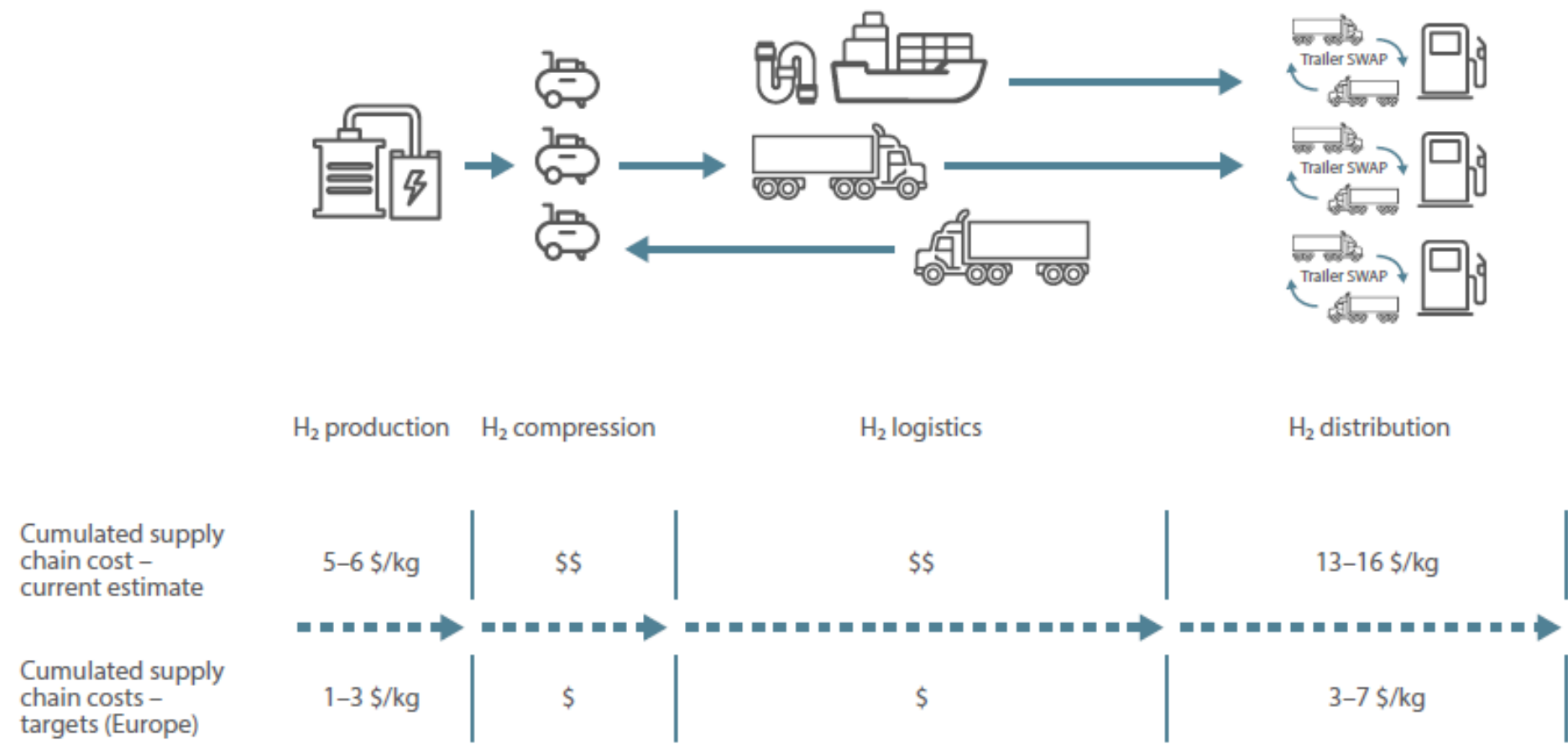


Figure 7 – Potential Incremental Value of Electrolyzer Providing Grid Services

Produzione di Idrogeno: costi produzione H2 chain

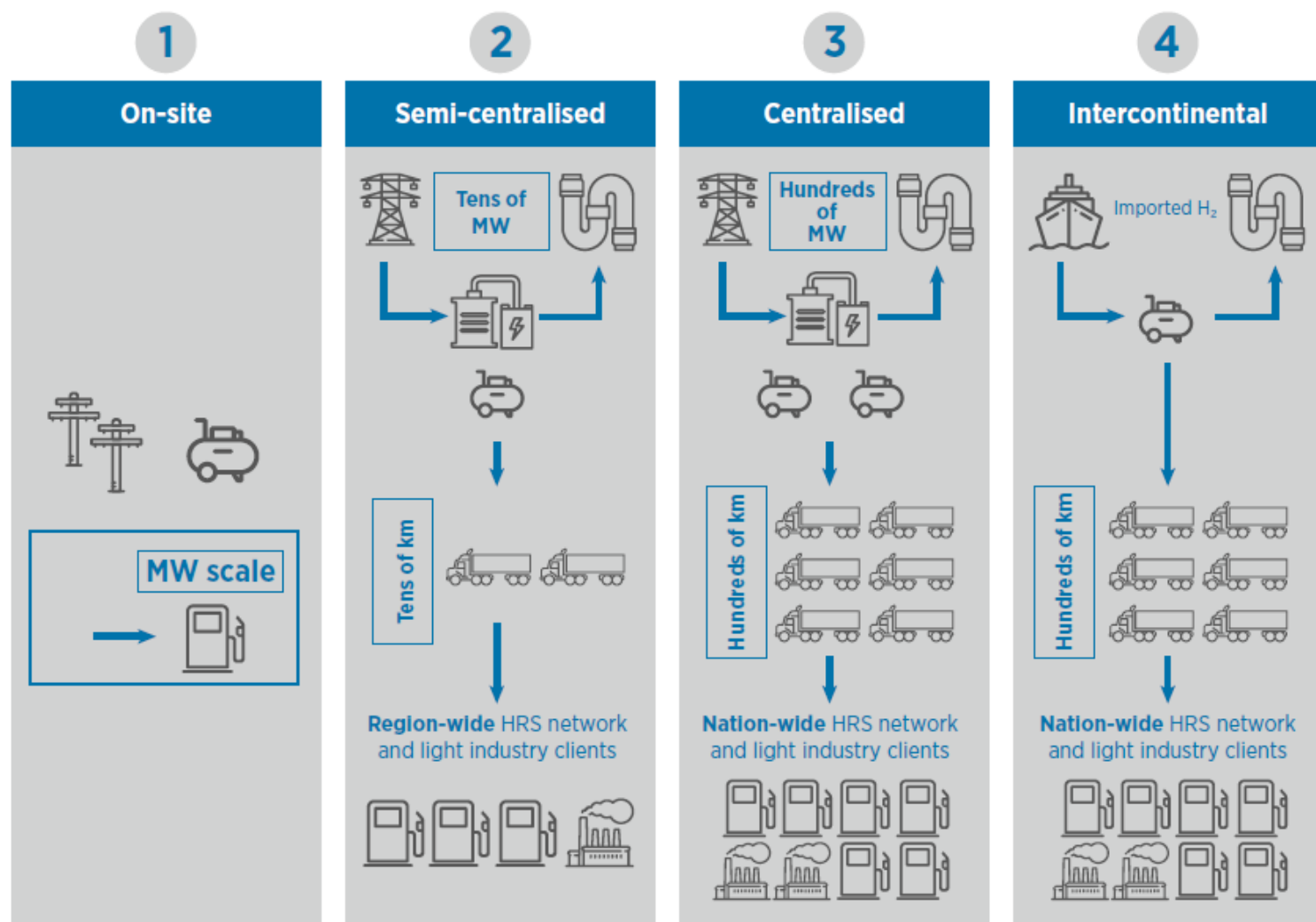
Figure 11: Cumulative supply chain target costs for hydrogen in transport



Based on HINICIO (2016), present costs estimate at the pump from US DOE (2018). However Japan current estimate is 10 USD/kg. Target prices for production: IRENA analysis. Target prices at the pump of 3 USD/kg for Japan, 5 for US and 6–7 for Europe. See text for references.)

Sviluppo potenziale H2 chain

Figure 17: Potential future ramp up pattern of the hydrogen supply chain



Note: The numbers 1, 2, 3 and 4 refer to the different potential future development stages in chronological order.
Based on: HINICIO (2016)

Power-To-Gas - Impianti Esistenti

- 14 impianti attualmente in esercizio con una tendenza ad aumentare la potenza installata: collocati in Germania (7), USA (6), Canada (5), Spagna (4), UK (4).
- Solo 2 impianti immettono anche H₂ nell'infrastruttura del gas naturale: Falkenhagen e Werlte. Gli altri alimentano principalmente stazioni di rifornimento o effettuano stoccaggio e riconversione locali (serbatoi + fuel cell).

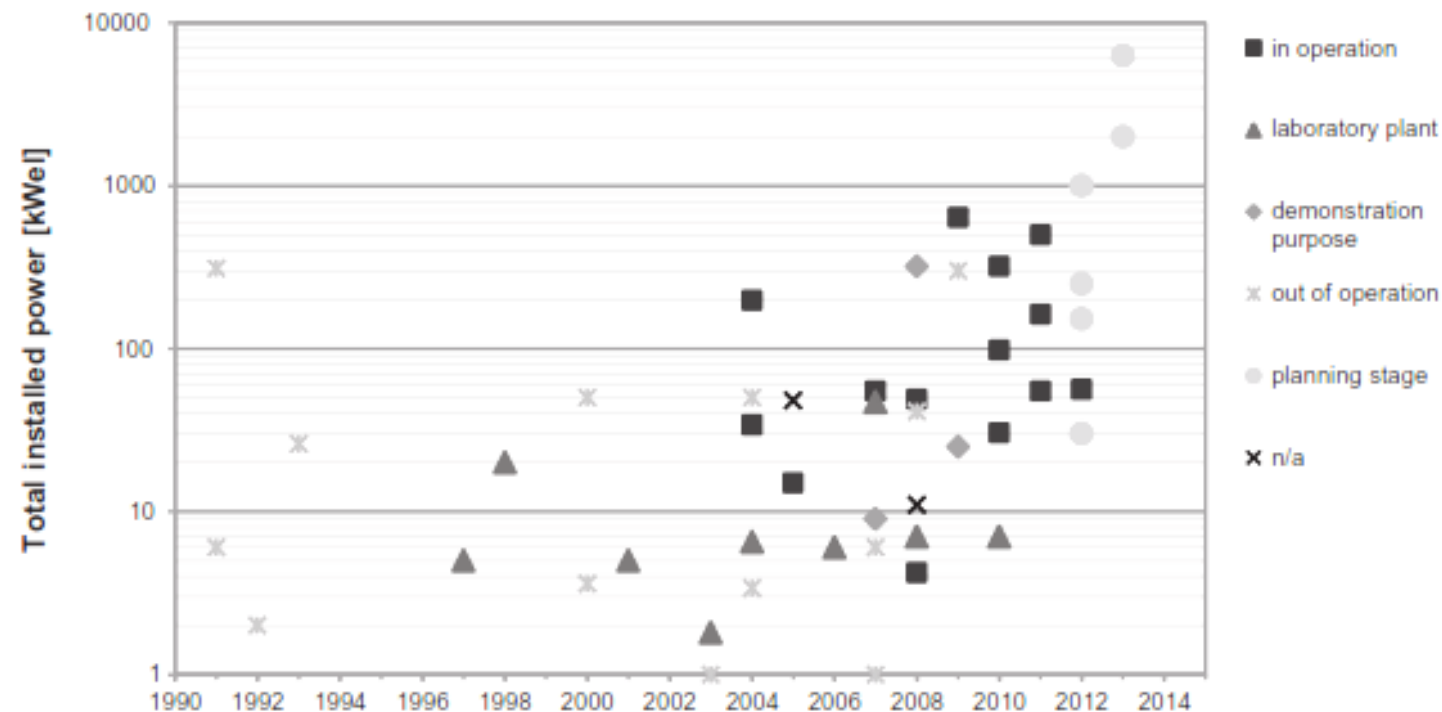
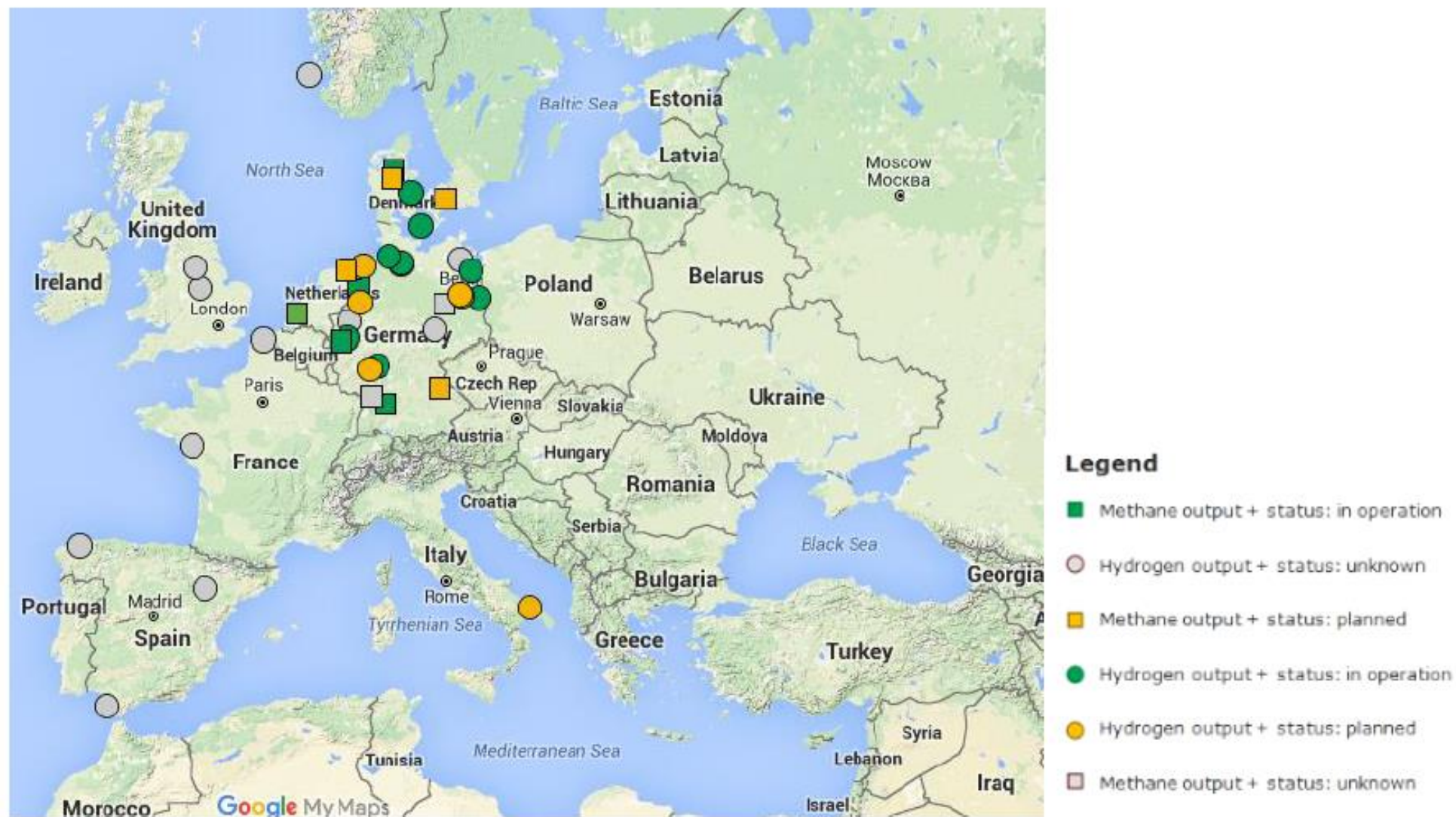


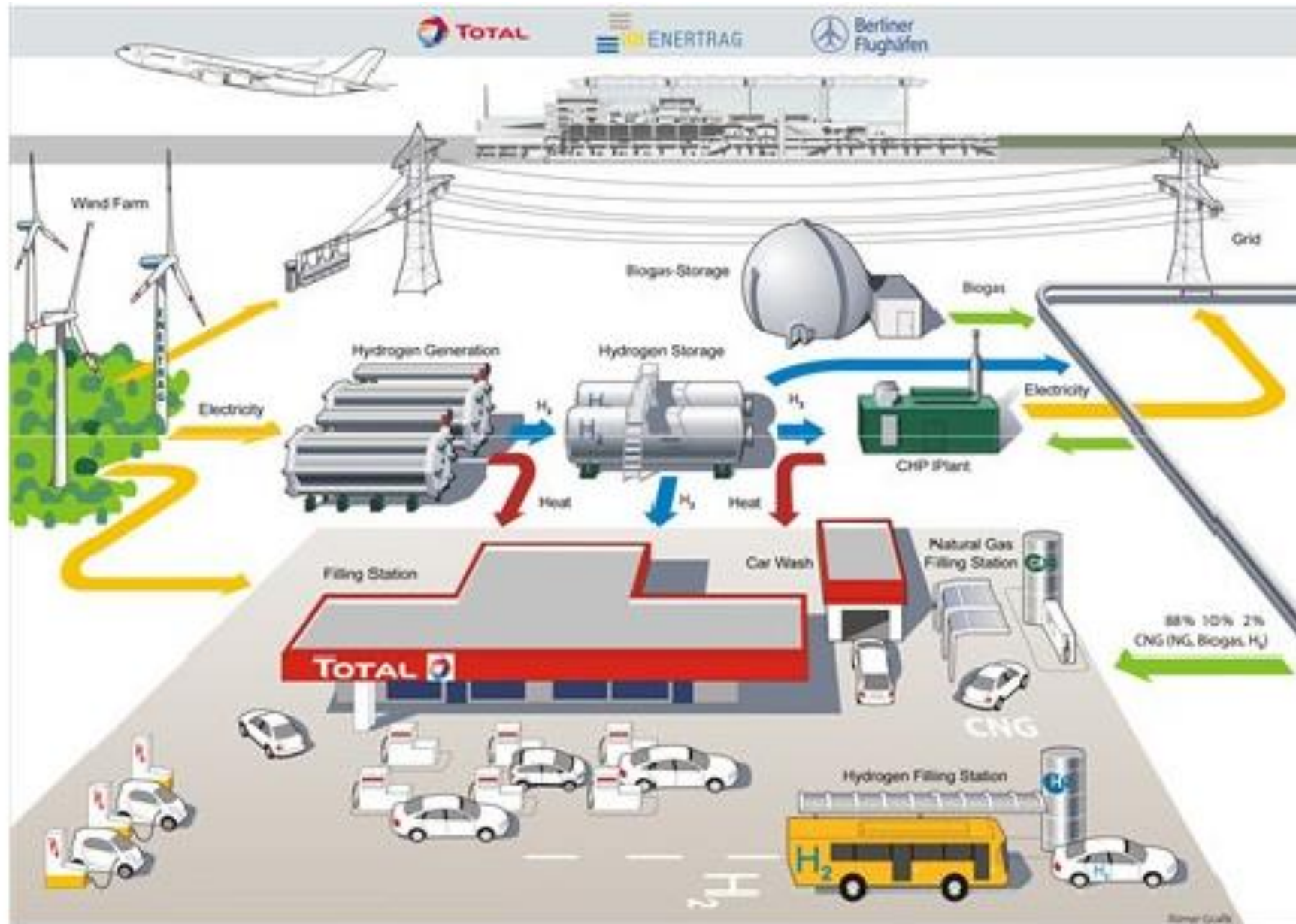
Fig. 2 – Total installed power [kW] in realized power-to-gas pilot plants.

Power-To-Gas - Progetti

POWER-TO-GAS PROJECTS IN EUROPE



P2G – Impianti Esistenti – Aeroporto di Berlino

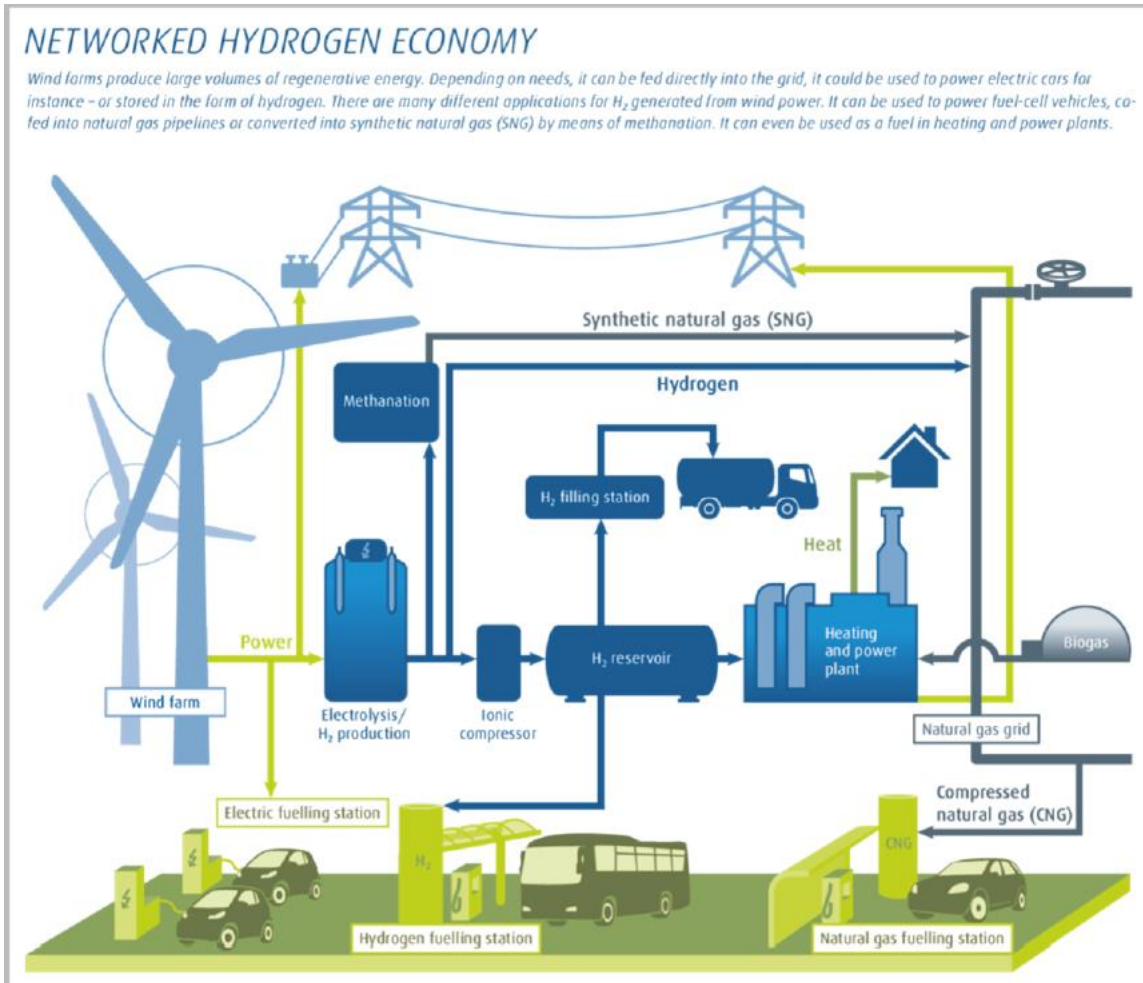


P2G – Impianti Esistenti – Falkenhagen Plant

Falkenhagen (Germany) plant: proprietà E. ON (2013, 2 MW, 360 Nm³H₂/h)



P2G – Impianti Esistenti – Energiepark Mainz



Energiepark Mainz, world's most modern full-scale hydrogen energy storage plant

- Production of **hydrogen gas** from excess electricity by „electrolysis“
- Easy storage + transport of hydrogen
- Usage of hydrogen for
 - Fuel cell cars and buses
 - Industrial consumers
 - Injection into natural gas pipes
 - Power generation during peak demand

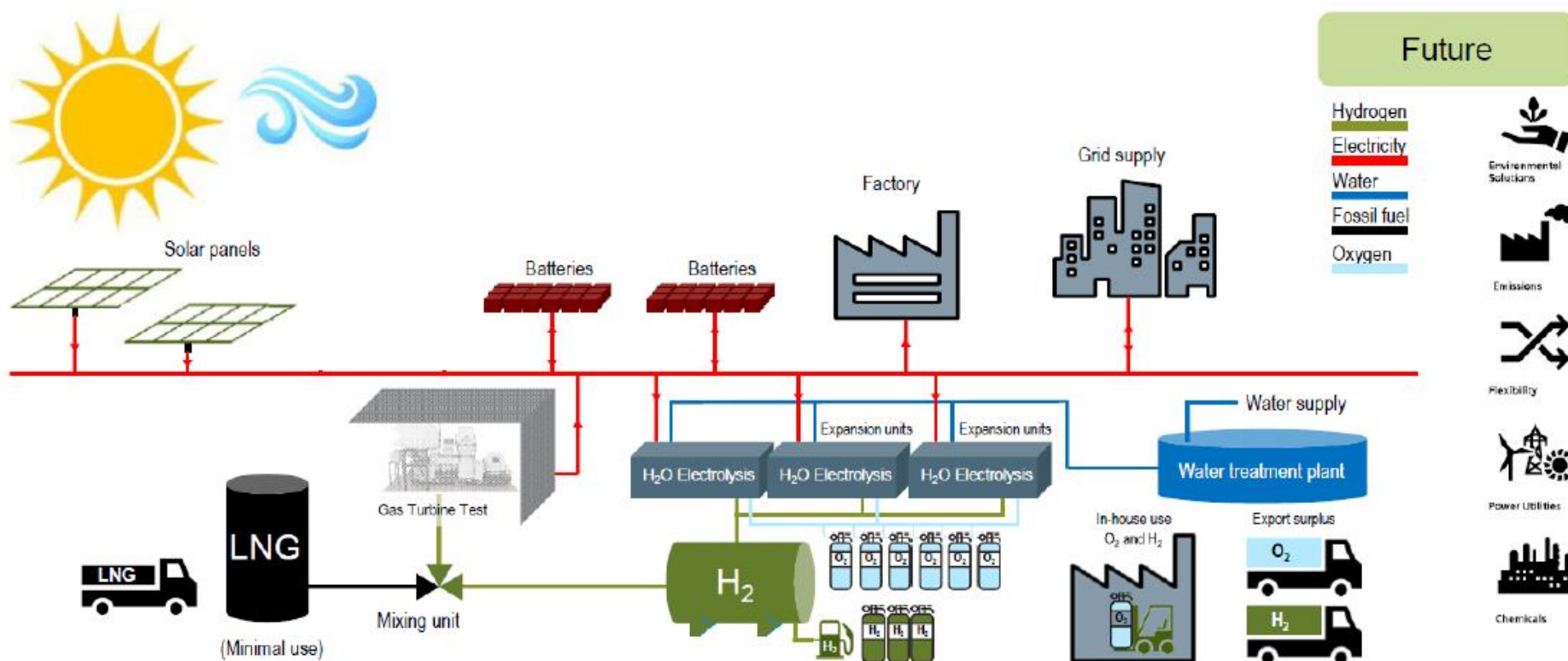


Progetto UNIBO con Siemens Hydrogen Center in Finspong

Siemens Hydrogen Center in Finspong
THE MISSION; Zero CO₂ emissions with 100% H₂



SIEMENS
Ingenuity for life

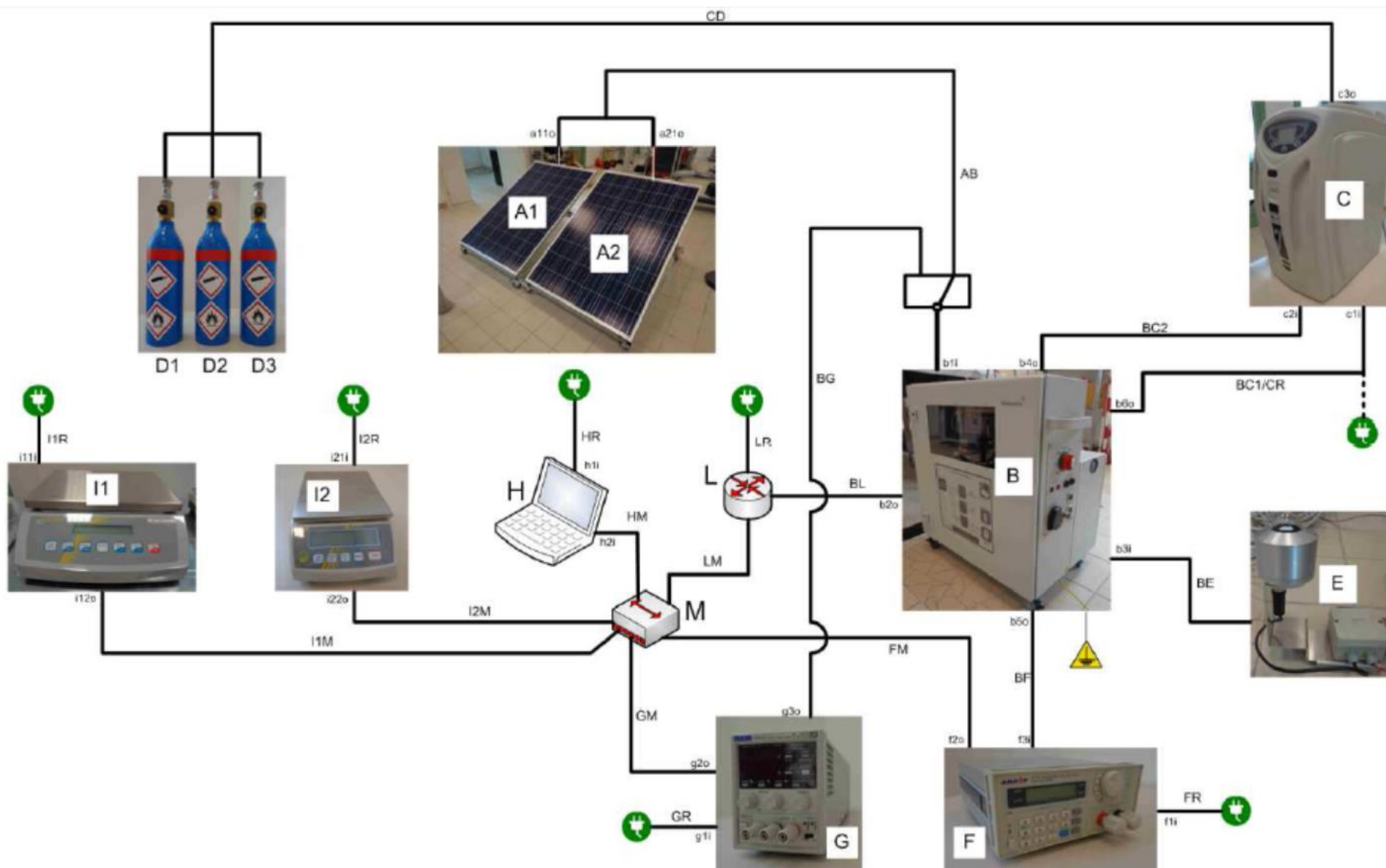


Unrestricted © Siemens AG 2017
June 2018

Mattias Samuelsson – PG SC 4EPC IND GT

Figura 4 – Schema rappresentativo della configurazione che si intende studiare e realizzare nel progetto proposto.

Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo (UNIBO)



PIATTAFORMA
ENERGIA
AMBIENTE

RETE ALTA TECNOLOGIA
EMILIA-ROMAGNA
HIGH TECHNOLOGY NETWORK

TECNOPOLO RAVENNA



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA
CENTRO INTERDIPARTIMENTALE
DI RICERCA INDUSTRIALE ENERGIA E AMBIENTE



UNIONE EUROPEA
Fondo europeo di sviluppo regionale

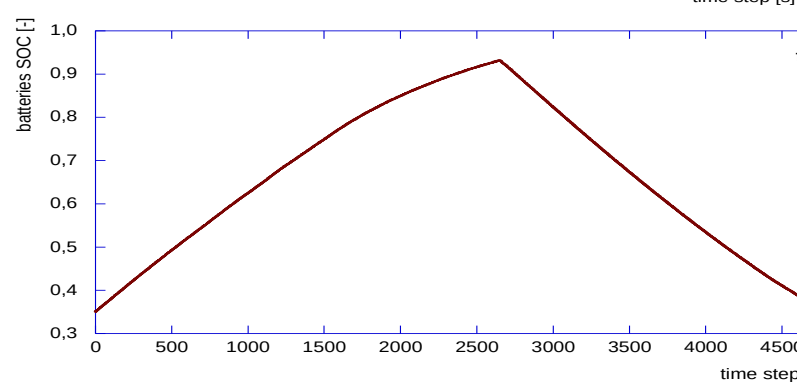
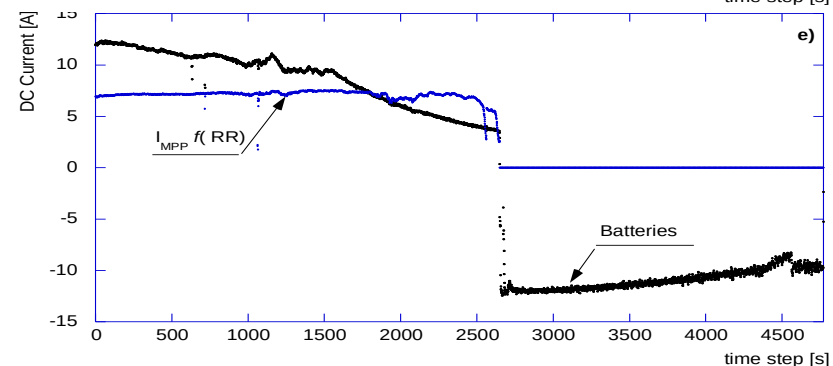
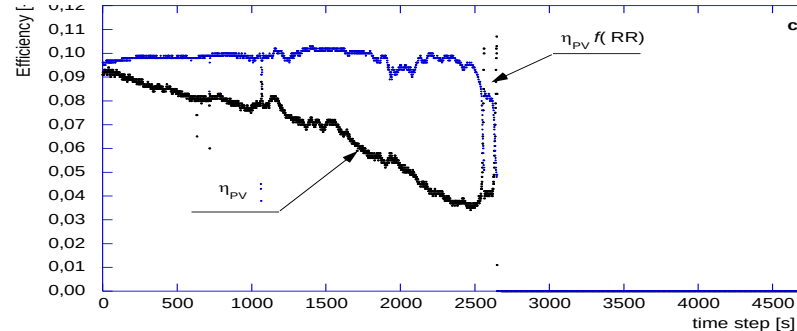
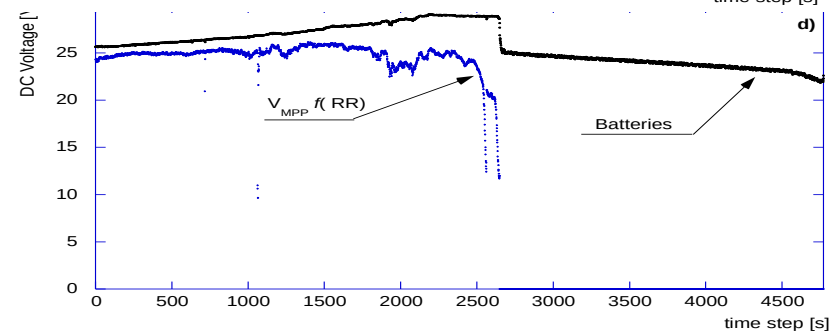
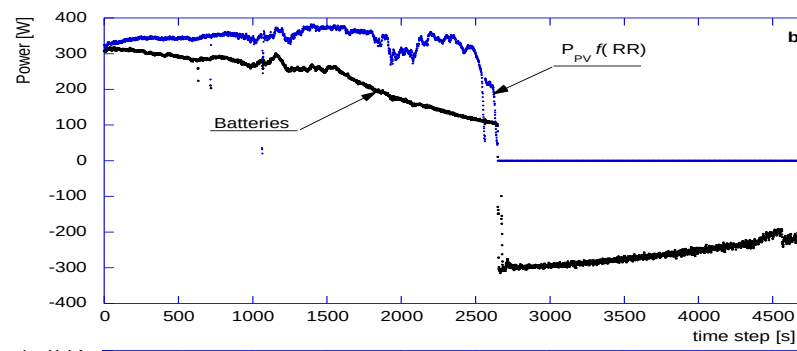
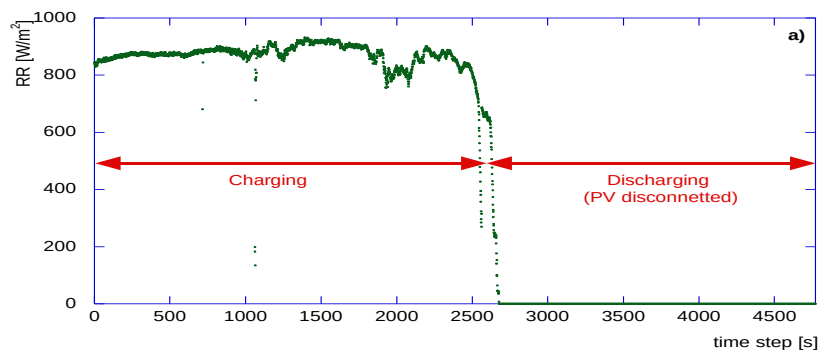


COSTRUIAMO INSIEME IL FUTURO



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Laboratorio di Microreti di Generazione ed Accumulo (UNIBO)



Bibliografia principale

- 1) Energy Storage @ Linde, The Linde Group, February 2016;
- 2) Power-to-Gas: The Case for Hydrogen White Paper – California Hydrogen Business Council;
- 3) Renewable Hydrogen Roadmap – energy independence now;
- 4) Hydrogen From Renewable Power, Technology Outlook For The Energy Transition – IRENA
- 5) Liquid biofuels and hydrogen from renewable resources in the UK to 2050: a technical analysis – E4tech, December 2003
- 6) World Energy Outlook 2018;
- 7) Gestore Servizi Energetici;
- 8) Terna Spa
- 9) Strategia Energetica Nazionale - 10 Novembre 2017
- 10) Ricerca Sistema Energetico;





ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Francesco Melino

Dipartimento di Ingegneria Industriale

francesco.melino@unibo.it

www.unibo.it