



we move  
**rsearch**

# **Ruolo, sviluppi e costi per le reti di trasmissione/distribuzione**

## **Smart grid e possibili tecnologie per accumulo (idroelettrico, batterie, idrogeno)**

Diego Cirio

*Dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici – RSE S.p.A.*

**Workshop «Transizione energetica e sviluppi tecnologici: a che punto siamo?»**

**INFN Laboratori Nazionali del Sud  
Catania, 21 febbraio 2024**

# Ricerca sul Sistema Energetico - RSE: chi siamo



## MISSION

Ricerca sul Sistema Energetico a beneficio di tutti i consumatori



## PERSONE

378 persone  
circa 2/3 laureati  
80% ricercatori  
sede principale Milano



## PROPRIETÀ E CONTROLLO

S.p.A posseduta da MEF tramite GSE, opera su indirizzo di MASE e ARERA

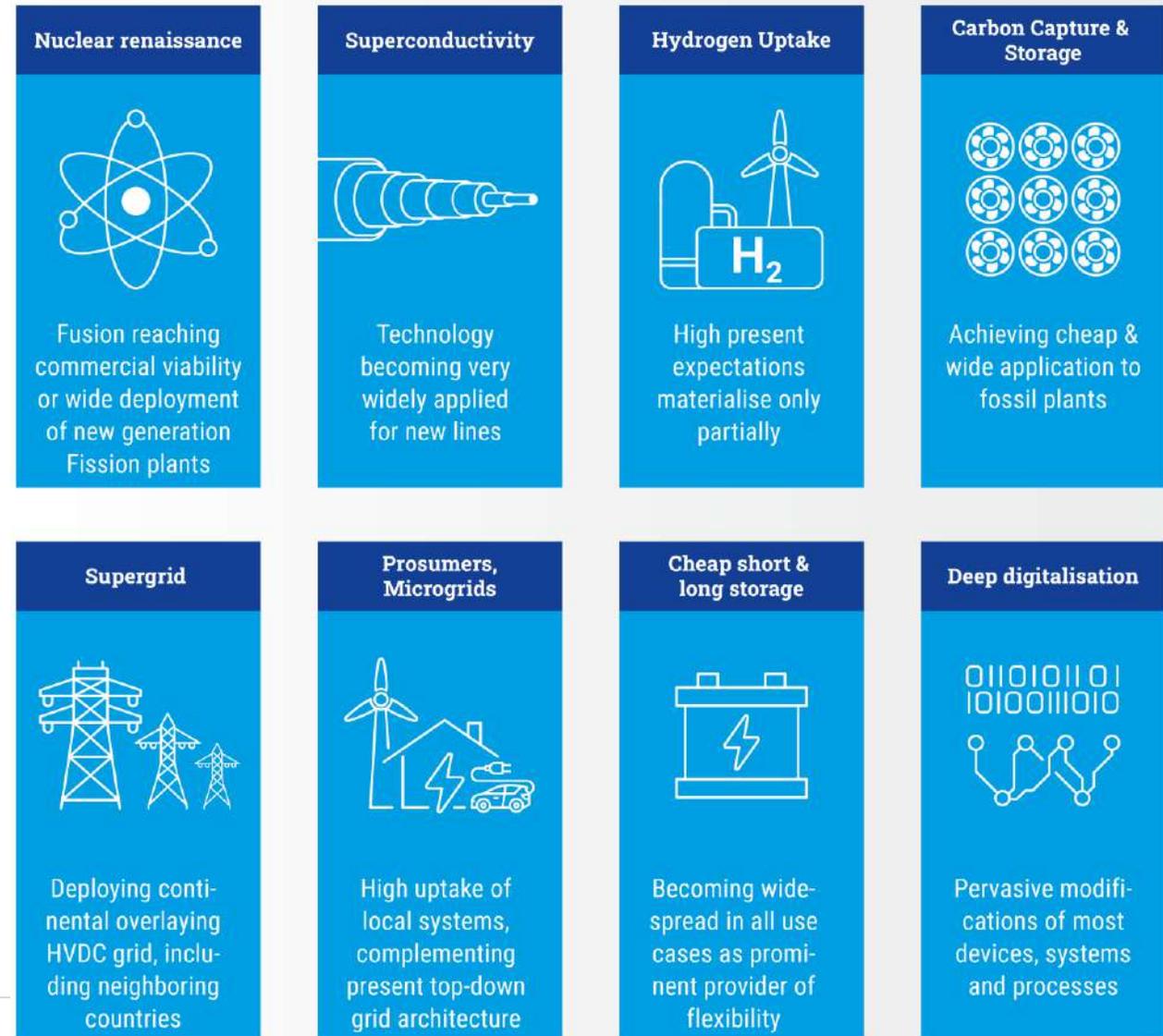


## ATTIVITÀ PER LA TRANSIZIONE

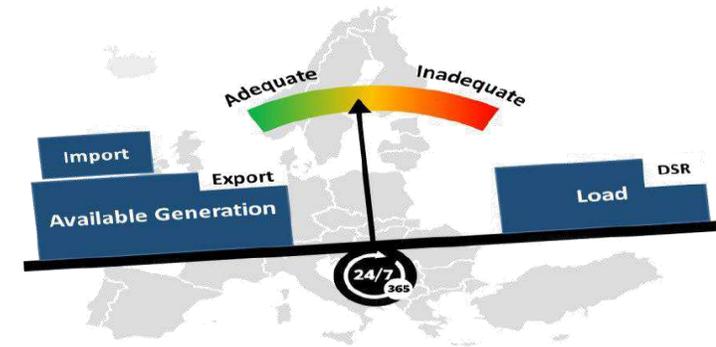
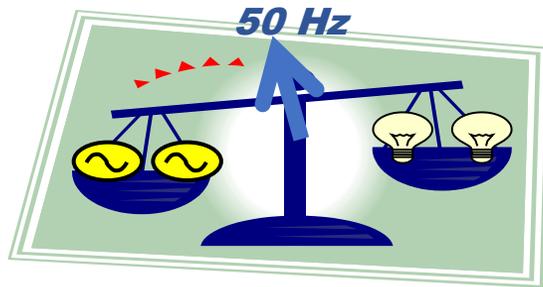
Ricerca di base su sistema energetico  
Modelli e scenari per strategie nazionali  
Supporto alla regolazione/normazione  
Trasferimento tecnologico  
Affiancamento all'industria  
Rappresentanza internazionale

# Driver & Trend

- **Mitigazione dei cambiamenti climatici e sicurezza energetica**
  - **Decarbonizzazione**
    - Sviluppo di generazione FRNP variabile
    - Dismissione del carbone (phase out)
    - Accumuli e demand response
- **Efficienza energetica**
- **Elettrificazione dei consumi**
  - VE (con smart charging, V2G), pompe di calore ecc.
- **Decentralizzazione**
  - Generazione distribuita, prosumers, ...
- **Digitalizzazione**
  - Monitoraggio e controllo avanzati dei sistemi T&D: smart grid, dispositivi smart
  - Big data
- **Integrazione dei sistemi energetici**
  - Estensione geografica delle reti
  - Sector coupling
- **Integrazione dei mercati**
  - Piattaforme comuni per lo scambio di energia e servizi in EU

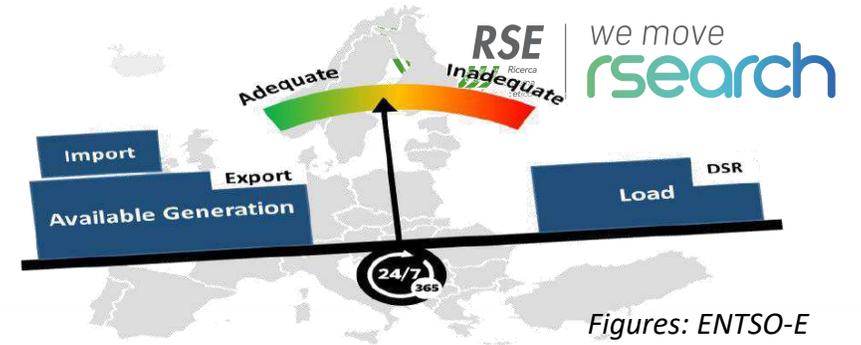
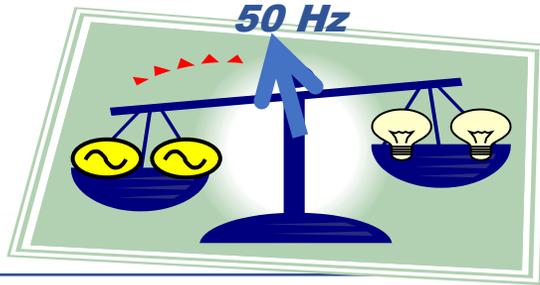


# Cambio di paradigma per la decarbonizzazione

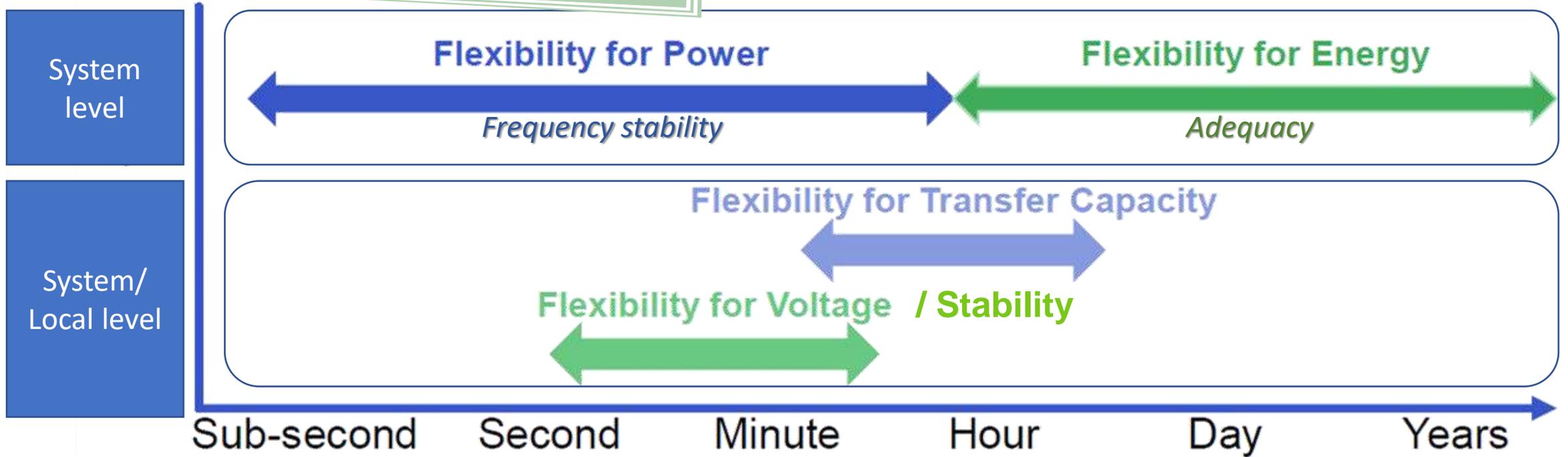


- **Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP)**
- **Risorse di flessibilità** per assicurare l'equilibrio fra **domanda** e generazione **FRNP**
- **RETE T&D** FATTORE ABILITANTE

# Flessibilità



Figures: ENTSO-E

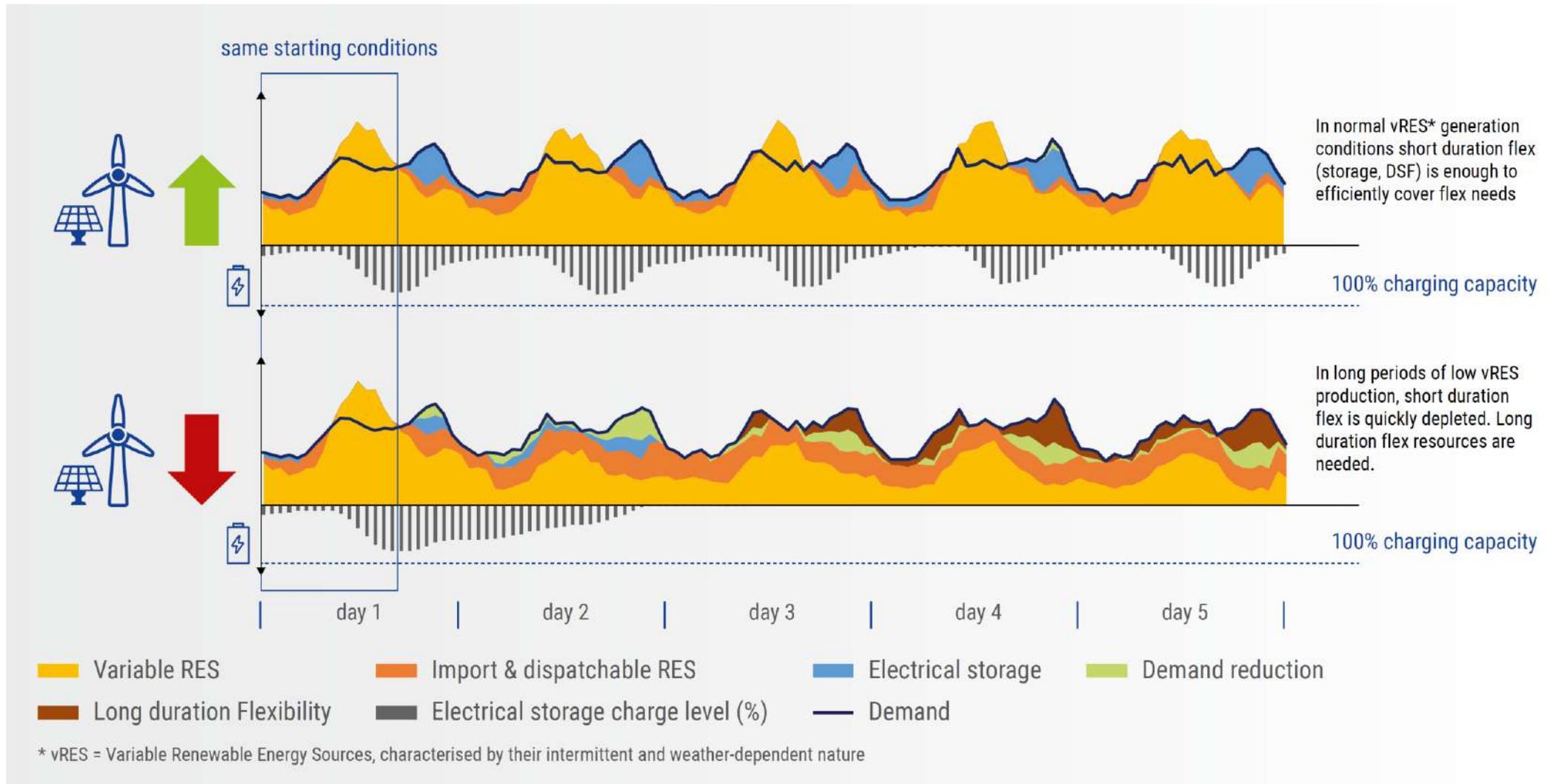


## Power system flexibility:

the ability of a power system to **reliably** and **cost-effectively** manage the **variability and uncertainty** of demand and supply across all relevant **timescales**

[IEA, Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility, 2018]

# Flessibilità: breve / lungo termine



Source: ENTSO-E, "A Power System for a Carbon Neutral Europe", 10 October 2022

# Coinvolgimento delle risorse

Indicazioni di  
alto livello

Policy, regolazione

Disegno di mercato / Schemi di remunerazione

Strumenti

Regole tecniche / Requisiti dei servizi / Pratiche operative

Risorse

Generazione  
convenzionale

Generazione  
da FRNP  
(connessa a T o D)

Accumuli  
(*utility scale* o  
distribuiti)

Domanda /  
Sector coupling

**Rete elettrica**

Adapted from IEA 2018

**STRATEGIA:** Coinvolgere quante più risorse possibili ... sfruttando lo specifico potenziale di ciascun tipo di risorsa

ARERA Delibera 300/2017/R/EEL “Prima apertura...”

Delibera 345/2023/R/EEL “Approvazione del testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE)”

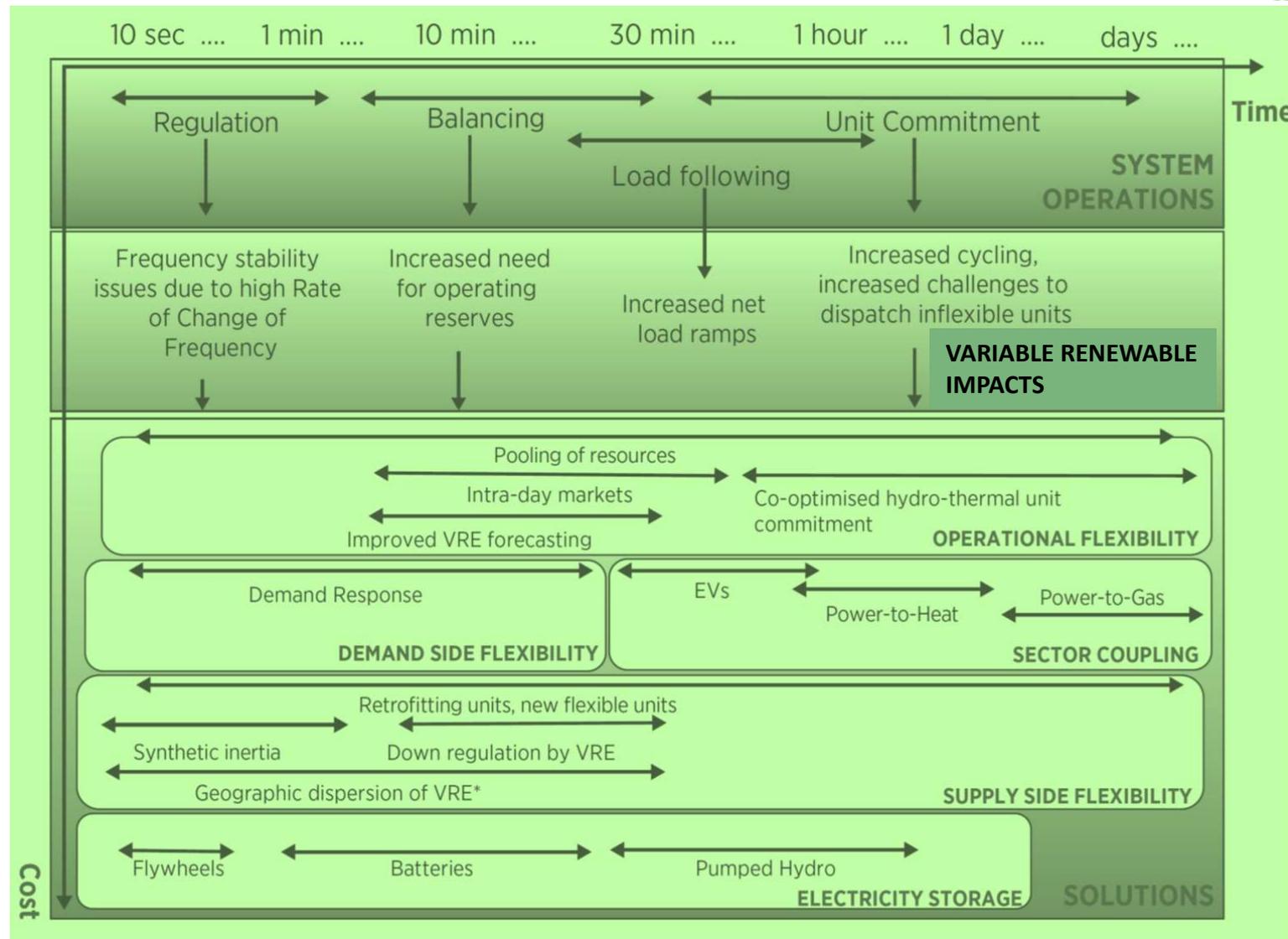
# Tecnologie & servizi

	Need	Periods of vRES shortage	Balancing/ congestion management	Stability/ inertia	Voltage control	Reliability/ restoration
Generation	Fossil thermal generation	↓	↓	↓	↓	↓
	Hydrogen power generation	●				○
	Dispatchable RES (hydro, bio)	●	○	○	○	●
	Variable generation		●	●	●	○
Demand	Smart charging EVs/small DSR	○	●	●	○	○
	Large DSR	○	●	●	○	●
Storage	Chemical batteries/V2G		●	●	●	●
	Supercapacitors			○		
	Hydro pumping storage	○	●	●	●	●
	Flywheels			○		
Coupling	LAES/CAES, thermal storage Liquid/Compressed Air Energy Storage	○	○	○		
	Power-to-hydrogen		●	○	○	
Grid	Power-to-heat		○	○		
	Interconnections (incl. HVDC & conversion stations)	●	●	○	●	○
	Grid flexibilities (power flow, voltage control)		●	●	●	●

↓ Phase-out by 2050    
 ● Most promising    
 ○ Contributing

Source: ENTSO-E, "A Power System for a Carbon Neutral Europe", 10 October 2022

# Orizzonti temporali, esigenze di flessibilità, soluzioni



Source: IRENA, "Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers, Abu Dhabi, 2018

# Rete elettrica: fattore abilitante la transizione

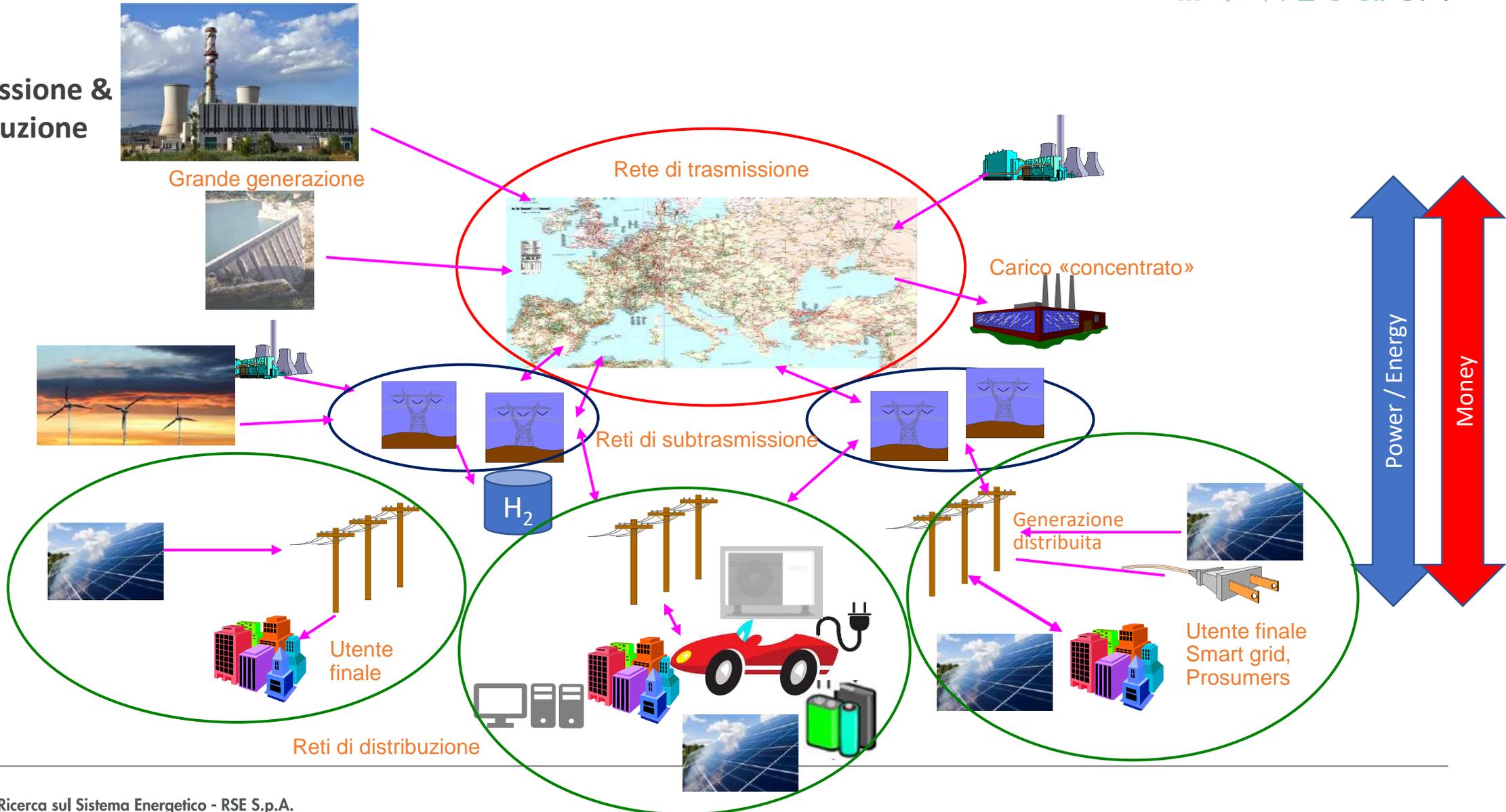
## Trasmissione



Fonte: ENTSO-E

# Rete elettrica: fattore abilitante la transizione

Trasmissione & Distribuzione

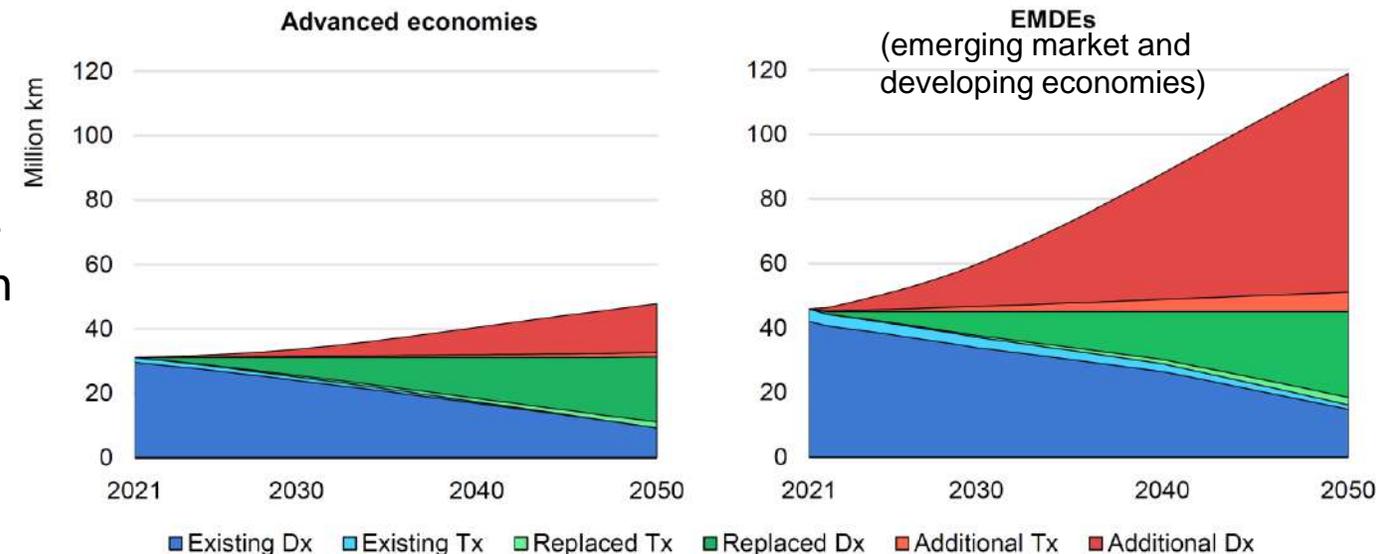


To achieve countries' national energy and climate goals:

- the world's **electricity use** needs to grow **20% faster** in the next decade than it did in the previous one
- **electricity grids need to be added** or refurbished by a total of over **80 million kilometres by 2040**, the equivalent of the entire existing global grid

- Modern and **digital** grids are vital to safeguard electricity security during clean energy transitions
- **Regulation** needs to be reviewed and updated to support not only deploying new grids but also improving the use of assets
- **Planning** for transmission and distribution grids needs to be further **aligned and integrated** with broad long-term planning processes by **governments**

**Grid length development in the Announced Pledges Scenario (national announcements as of Sept 2022), 2021-2050**



Dx = distribution; Tx = transmission.

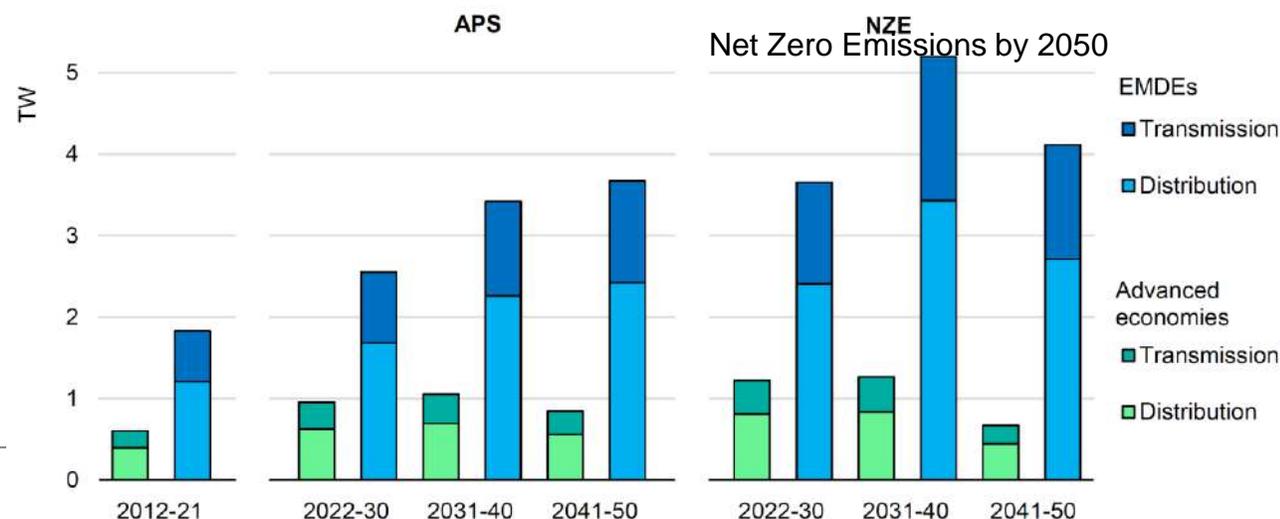
Source: IEA (2022), World Energy Outlook 2022.

To achieve countries' national energy and climate goals:

- **grid investment needs to nearly double by 2030 to over USD 600 billion per year** after over a decade of stagnation at the global level, with emphasis on digitalising and modernising distribution grids
- Building out grids requires **secure supply chains** and a **skilled workforce**
- The most important **barriers** to grid development differ by region:
  - financial health of utilities (e.g. India, Indonesia and Korea)
  - access to finance and high cost of capital (e.g. Sub-Saharan Africa)
  - **public acceptance** of new projects and need for **regulatory reform** (e.g. Europe, US, Chile, Japan)

Source: IEA, Electricity Grids and Secure Energy Transitions, 2023

**Average annual transformer capacity additions and replacements by scenario, 2012-50**

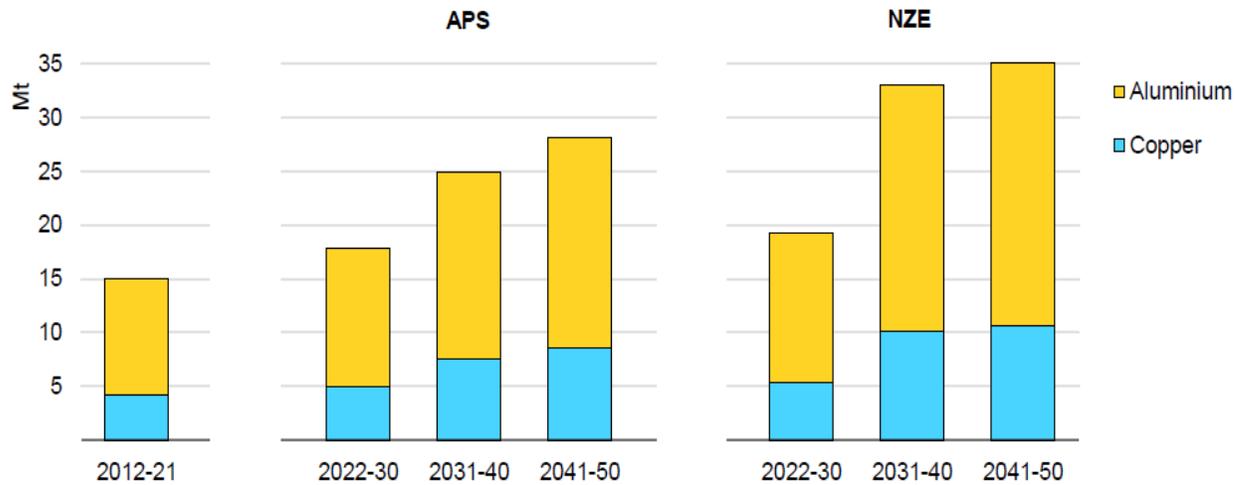


# Supply chain and materials

- Reserves and resources are generally known, it is the “soft” factors – such as acceptance and access for new mining projects or the geopolitical implications of certain supply routes – that need to be better understood
- The necessary resources exist. Therefore, long-term availability is a matter of expanding production volume and ensuring diversity of supply
- However, for the period to 2030, supply issues exist for a number of critical materials
- The issues and the potential solutions vary by material; generic statements should therefore be treated with caution

[Source: Gielen, D. (2021), Critical minerals for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.]

## Average annual material needs for transmission and distribution lines in the Announced Pledges Scenario and Net Zero Scenario, 2012-2050

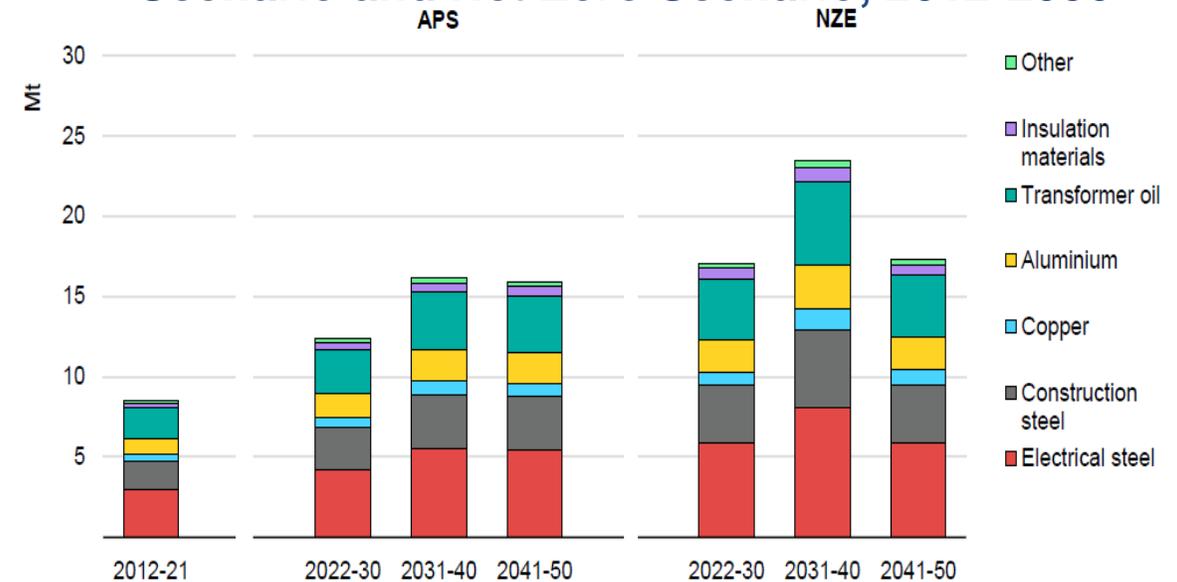


IEA. CC BY 4.0.

Notes: Mt = million tonnes. Material demands for transmission and distribution lines include conductor cables and wires, but not steel for towers and poles. For transmission and distribution lines, aluminium is used for overhead lines and copper for cables.

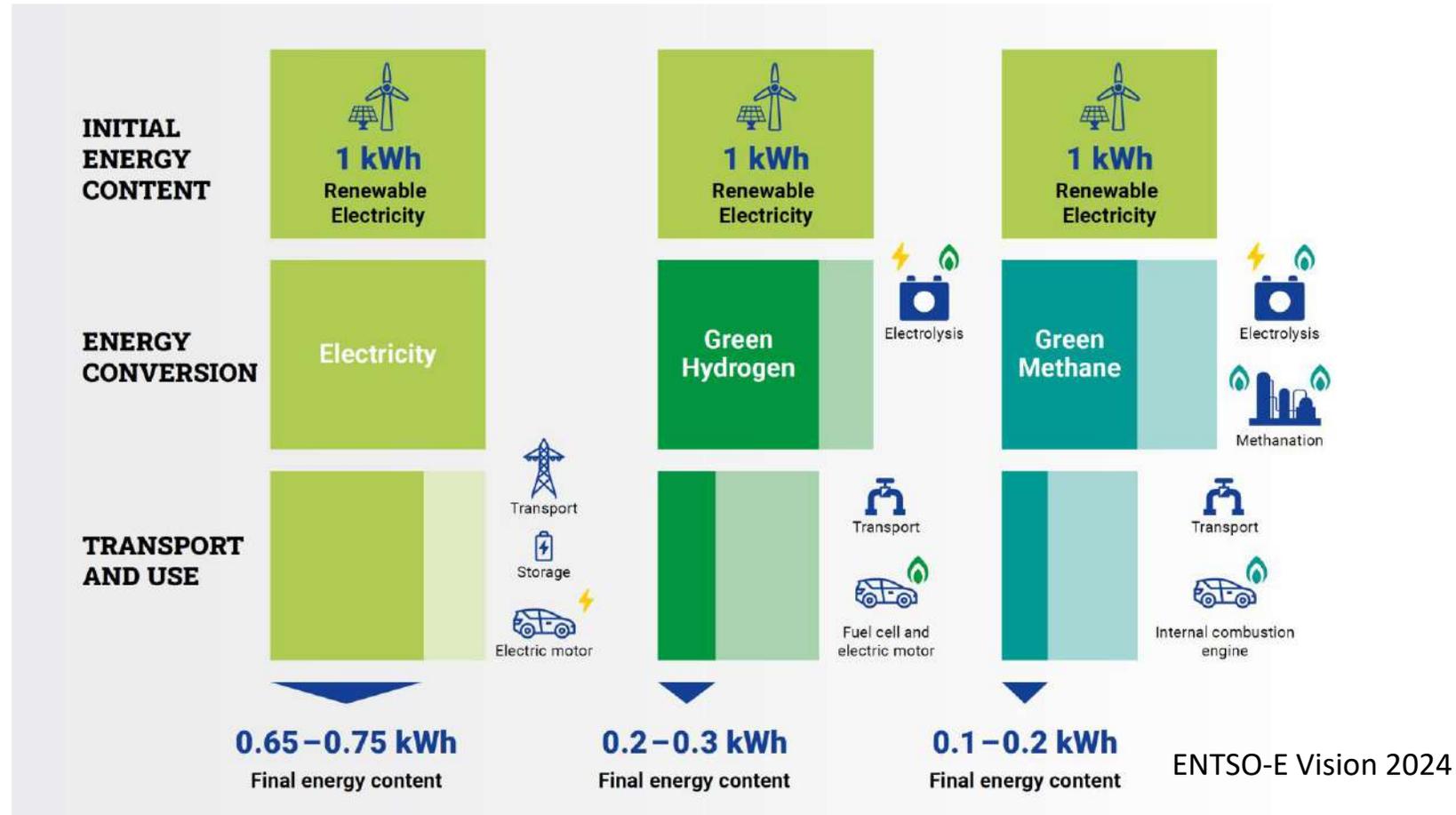
Source: IEA, Electricity Grids and Secure Energy Transitions, 2023

## Average annual material needs for transformers in the Announced Pledges Scenario and Net Zero Scenario, 2012-2050



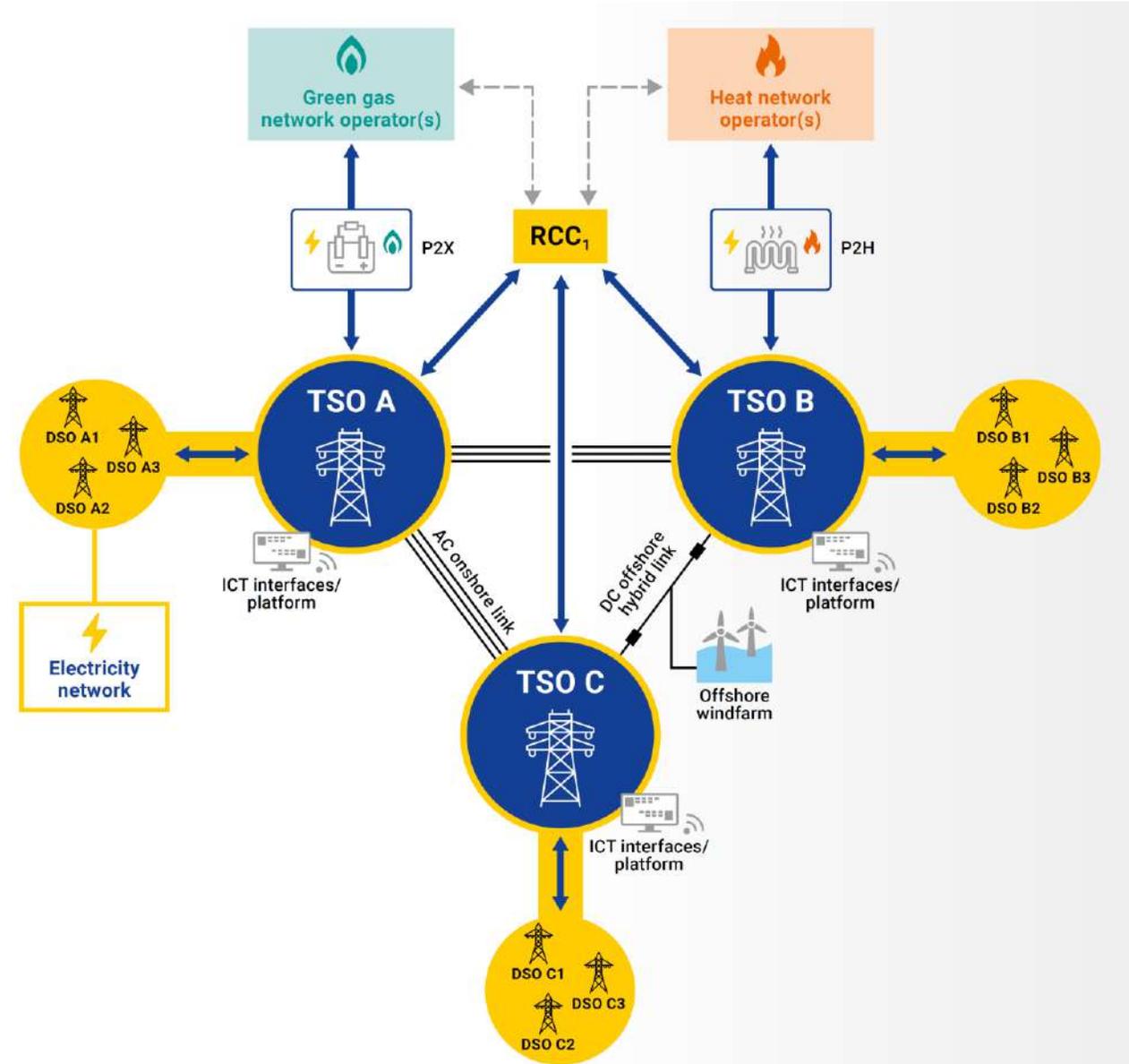
IEA. CC BY 4.0.

- Elettricità: il vettore energetico più efficiente nel mondo decarbonizzato



# ENTSO-E Vision: system of systems

- Sector coupling
- Coordination/  
Integration:
  - Across sectors
  - Across regions
  - Onshore/offshore
  - TSO/DSO



# ENTSO-E TYNDP 2022: Needs

2030:

- **64 GW of cross-border capacity increase** on over 50 borders, a 55% increase on the 2025 grid.

2040:

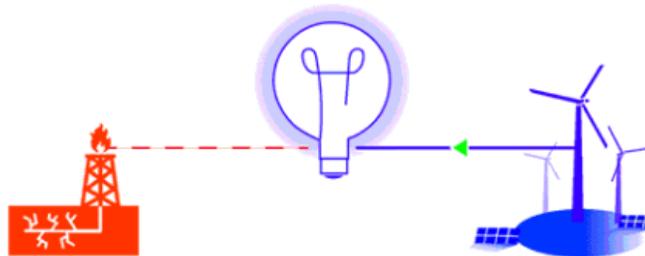
- **88 GW of cross-border capacity increase** after 2025 on over 65 borders (a 75% increase on the 2025 grid)
- **41 GW of additional storage** in 19 countries and **3 GW of additional CO2-free peaking units** in 4 countries.  
The 41 GW of storage capacity **add up to the 126 GW of battery storage** available in 2030.

All storage technologies combined, the total storage capacity in 2040 amounts to **174 GW**.

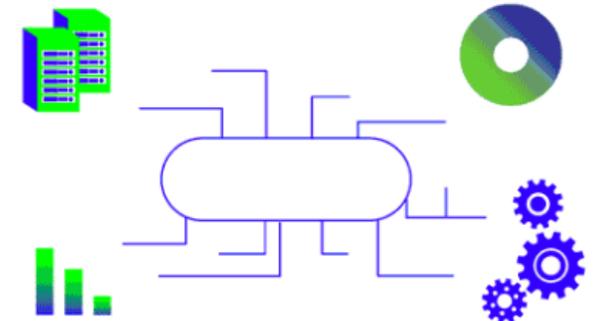
1 Opportunities for improving the power system exist all over Europe.

2 Addressing system needs reduces Europe's dependence on gas-based power generation

3 Coordinated planning will be needed across sectors.



Addressing system needs reduces gas-based generation by 9 TWh by 2030 and 75 TWh in 2040 in the ENTSO-E area.

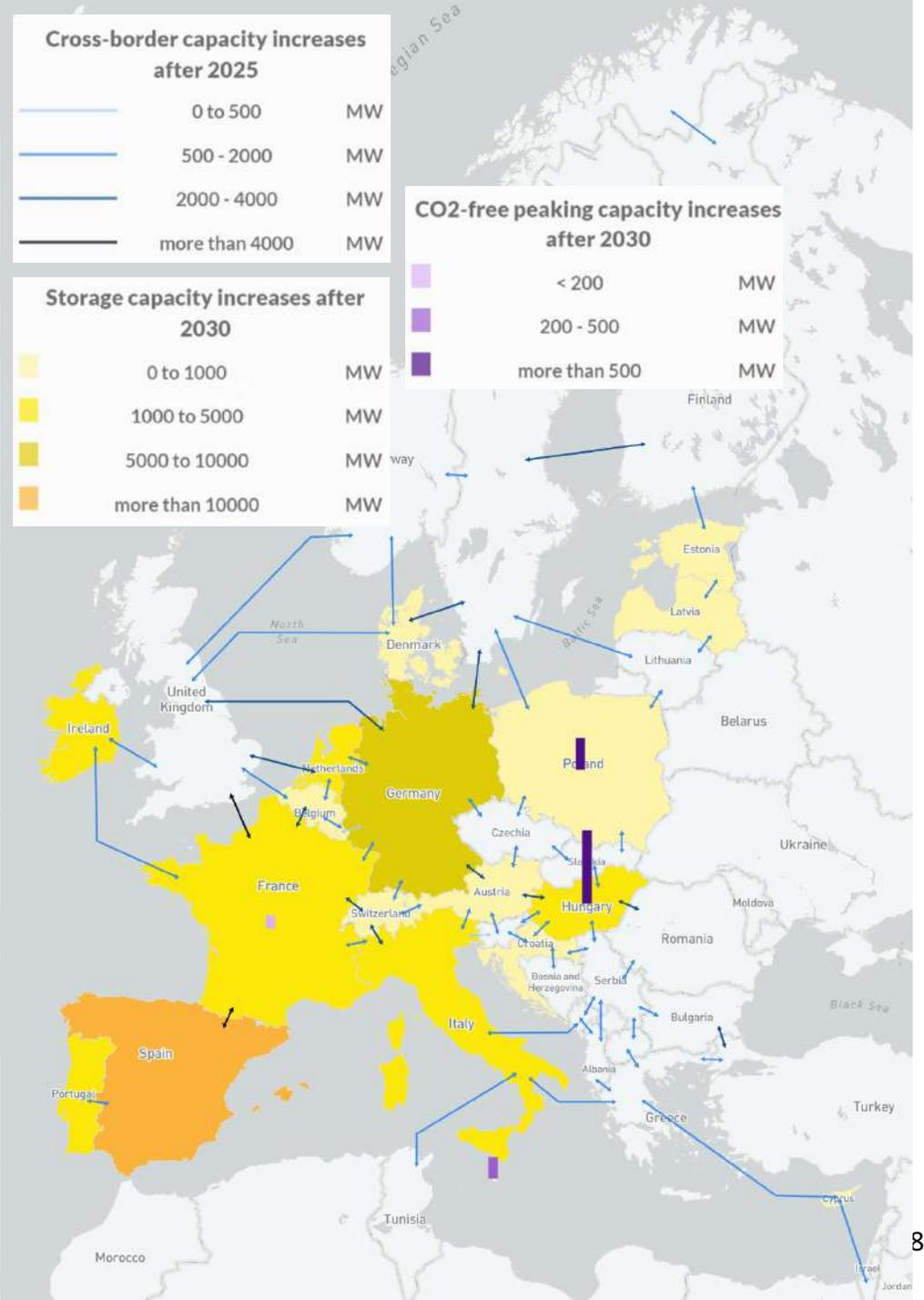
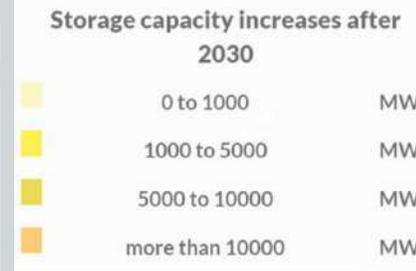
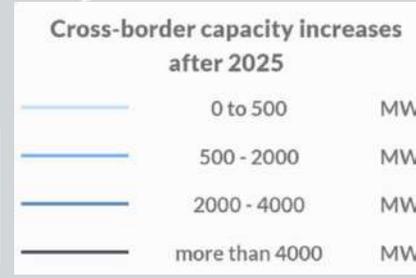
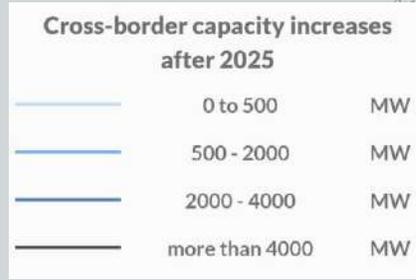


Infrastructure and non-infrastructure solutions such as dynamic line rating

# TYNDP 2022 Needs

“TYNDP shows how Europe needs to invest €6 billion per year up to 2040 only in cross-border infrastructure, which will lower consumer bills by €9 billion per year.”

Source:  
<https://www.entsoe.eu/news/2023/09/07/future-of-our-grids-european-policymakers-grid-operators-and-industry-leaders-met-today-to-put-forward-concrete-steps-to-deliver-the-electricity-grids-needed-for-the-energy-transition/>



# ENTSO-E Offshore Network Development Plan (ONDP) 2024

- Offshore RES will become the third-important energy resource in the European power system, providing 18% of the dispatched energy in 2040 and 2050
- The size of the task and the speed required is huge
  - to reach the 2030 ambitions, annual installations of (153 GW/6 years) **~25.5 GW annually** have to be installed in the entire area
  - According to Wind-Europe, the average installation rate during the last 10 years was 2.5 GW / yr
- Route length in the range of **48,000–54,000 km** for offshore infrastructure installations
  - a challenge for the supply chain

## Priority Offshore Grid Corridors

- 1 Northern Seas Offshore Grids (NSOG)
- 2 Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP offshore)
- 3 Atlantic Offshore Grids (AOG)
- 4 South and West Offshore Grids (SW offshore)
- 5 South and East Offshore Grids (SE offshore)

■ ENTSO-E Member  
■ ENTSO-E Observer Member

TEN-E Priority Offshore Grid Corridors	Countries involved
1. NSOG	BE, DK, FR, DE, IE, LU; NL, SE
2. BEMIP offshore	DK, EE, FI, DE, LT, LV, PL, SE
3. AOG	FR, IE, PT, ES
4. SW offshore	FR, GR, IT, MT, PT, ES
5. SE offshore	BG, CY, HR, GR, IT, RO, SI



TEN-E Priority Offshore Grid Corridors as laid down in Regulation (EU) 2022/869

# ENTSO-E Offshore Network Development Plan (ONDP) 2024

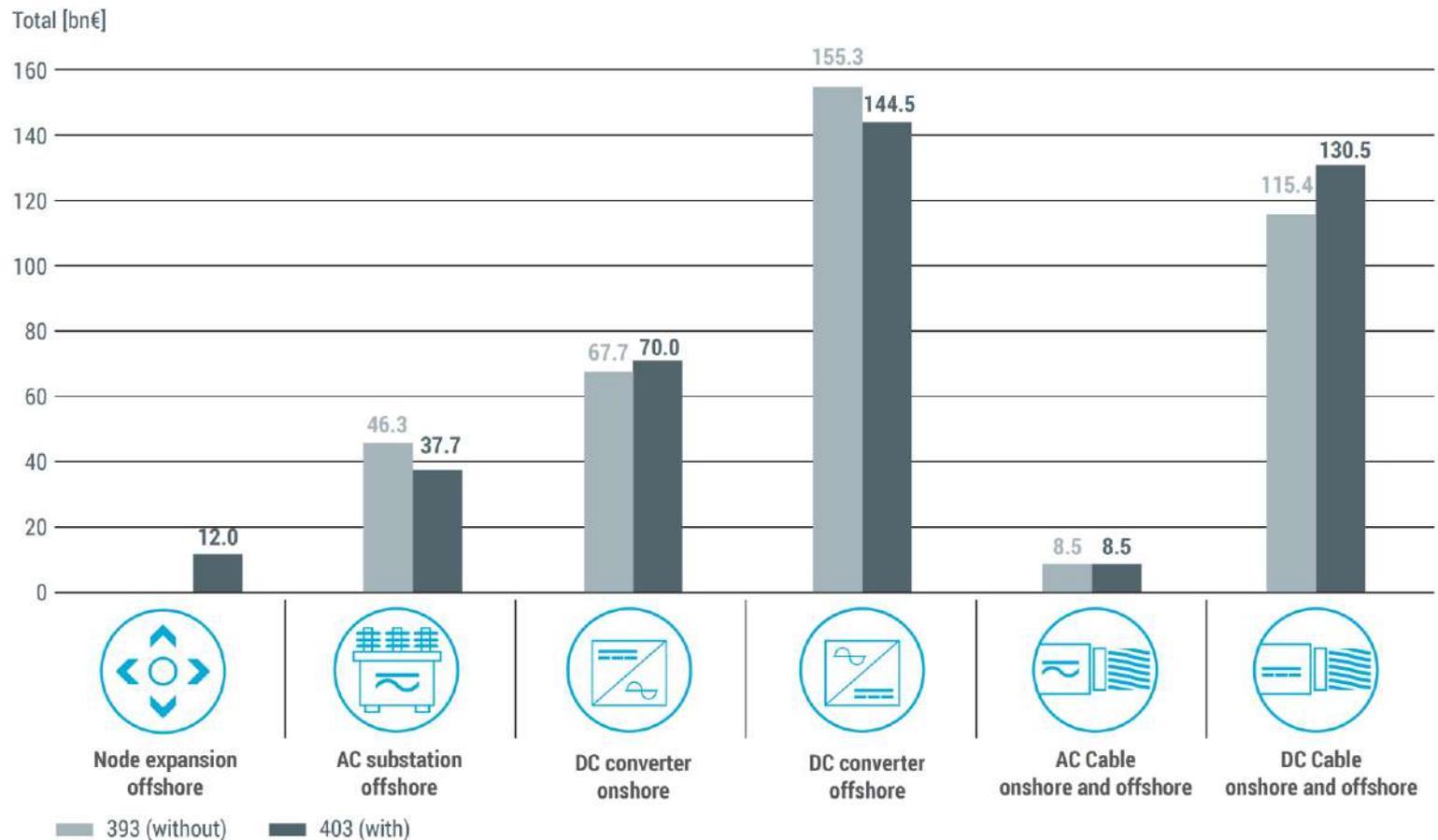
Integrate offshore RES capacities by 2050 of up to

- 383 GW in the EU27
- 15 GW in Norway and
- 97 GW in Great Britain

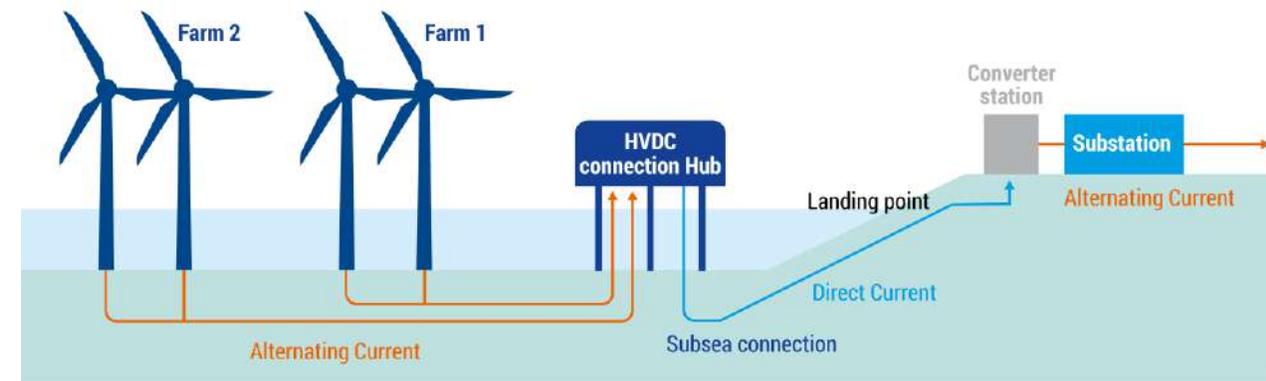
around **400 bn €** of investments are needed

Needed CAPEX for investments in offshore network infrastructure (2025–2050)

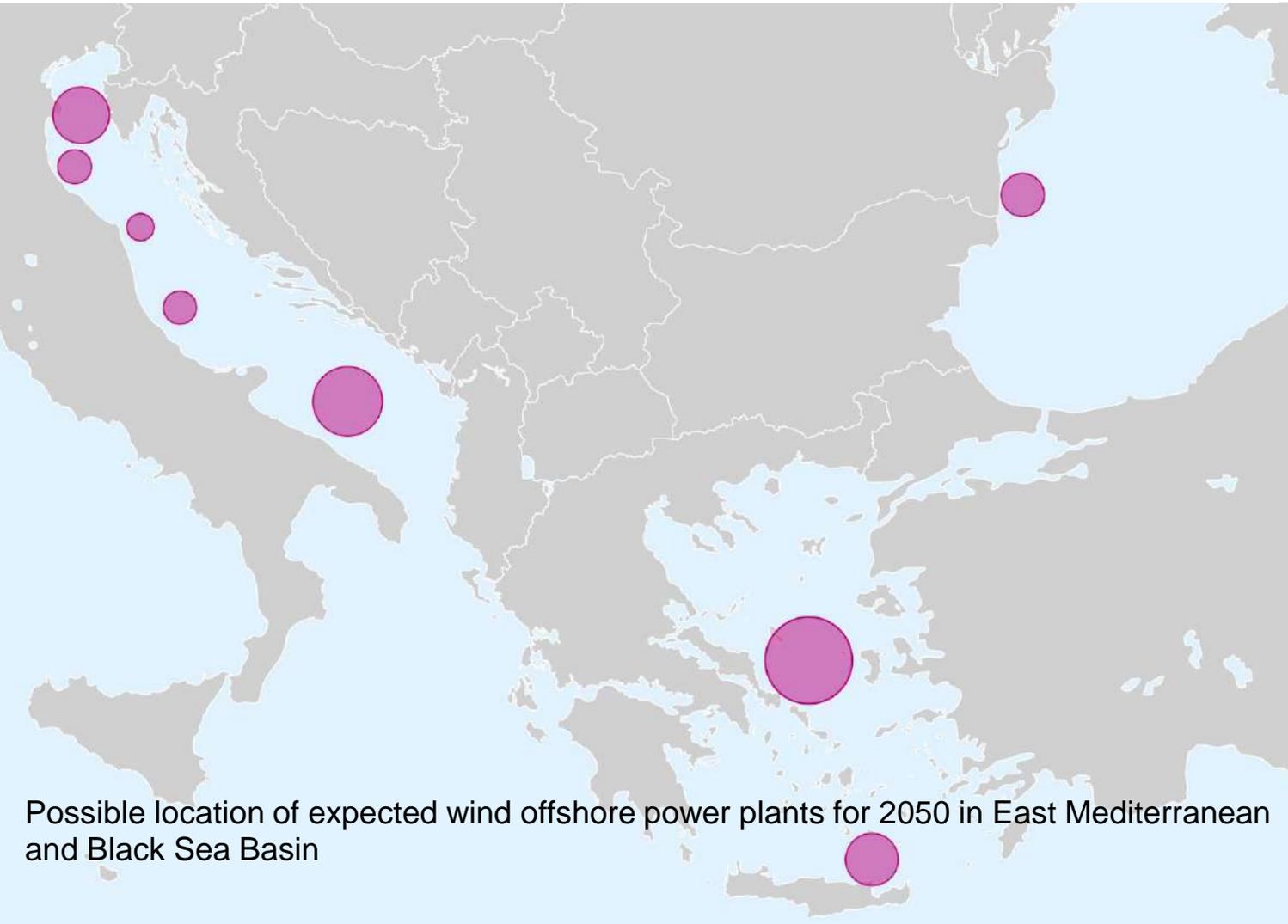
CAPEX / Asset Type [bn€] with or without DC-Circuit Breaker available 2025 – 2050 (EU Member States only)



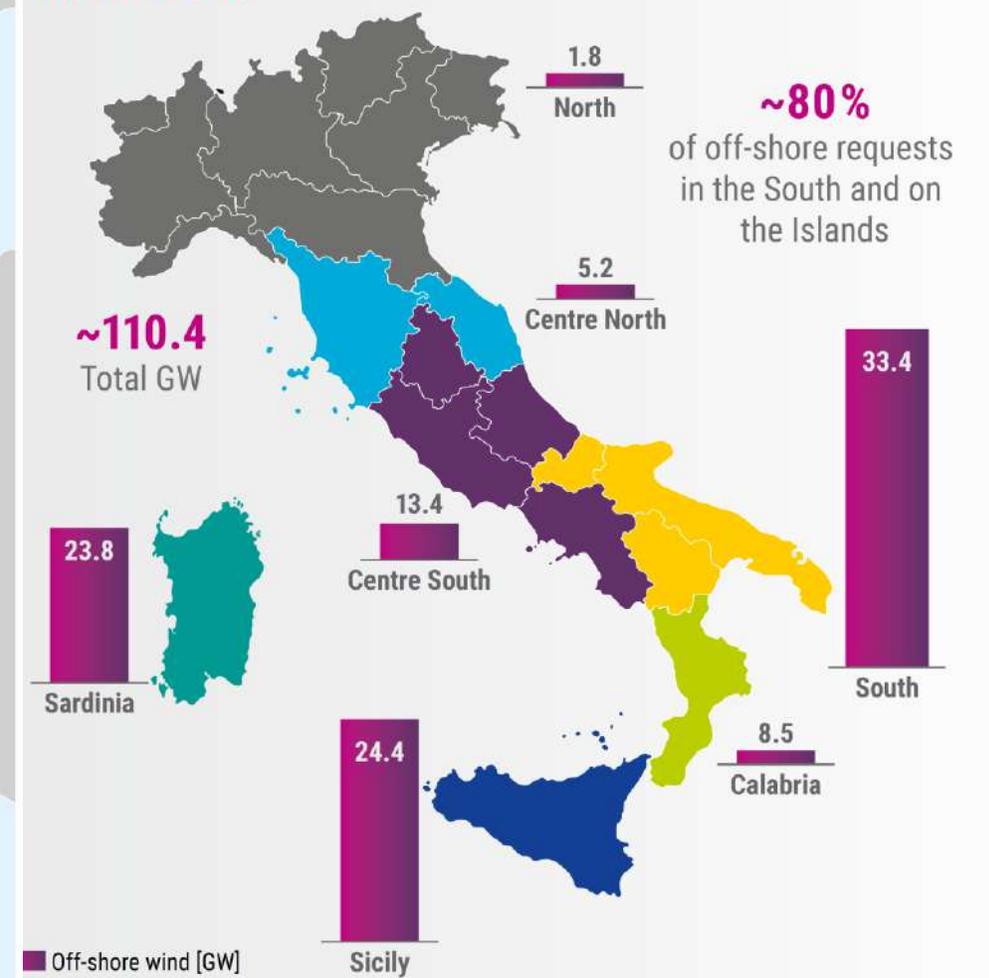
- The future European offshore transmission system will not be fully “meshed” but will consist of a combination of
  - **radial** offshore connections to offshore RES,
  - classical **point-to-point** interconnections between countries,
  - **offshore hybrid** projects combining both above functions and
  - multi-purpose solutions integrating **energy sectors** by including e.g. hydrogen solutions
- The availability of commercially attractive **DC-circuit breakers** will make a difference.
  - Related technology development and investment of additional 10 bn € will triple the interconnectivity of the entire study area by 2050.
  - Already for the 2040 time-horizon, the overall European interconnectivity can increase by an additional 8–25 GW
  - Relatively few offshore hybrid transmission corridors can bring potential system benefits
- By **2050**, **most** of the offshore RES (86%) is still expected to be **radially** connected; 14 % will be connected via offshore hybrid projects



# ENTSO-E Offshore Network Development Plan (ONDP) 2024



## Distribution off-shore connection requests [GW]: March 2023



# Terna PdS 2023: Strategia

- Integrazione RES (\*)
- Capacità di trasporto fra aree e intrazonale
- Interconnessioni con l'estero
- Qualità, sicurezza/stabilità, resilienza

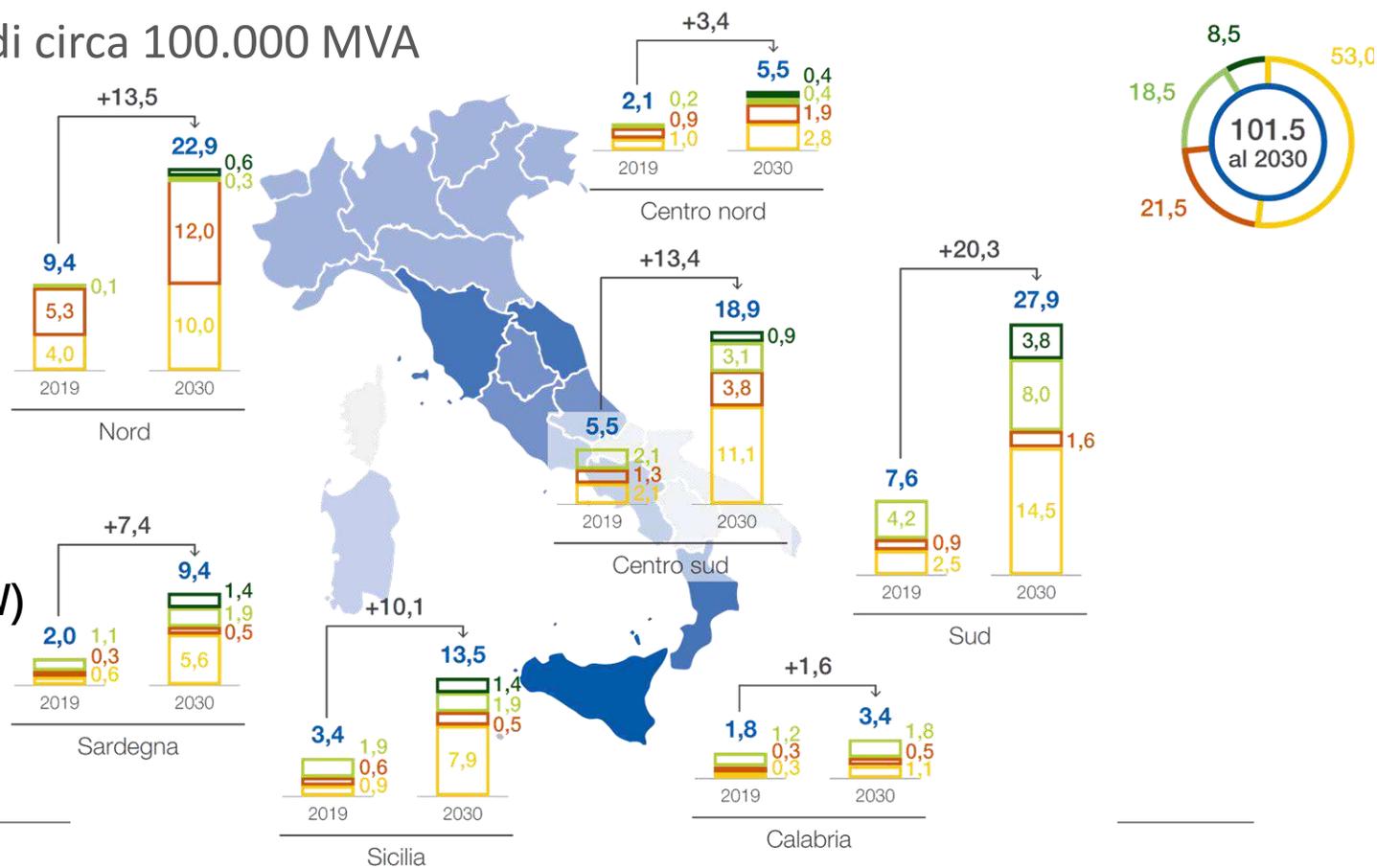
(\*) Capacità RES scenario FF55 (GW)  
 +70 GW rispetto al 2019,  
 di cui oltre il 75% al sud  
 (in base a scenari Terna-SNAM)



# PdS 2023: Integrazione RES

- Per l'integrazione dei 70 GW di RES necessari interventi addizionali rispetto al PdS 2021 e PdS 2023, stimati in
  - oltre **300 nuove stazioni RTN** di raccolta FER
  - capacità di trasformazione complessiva di circa 100.000 MVA
  - Pianificato per questo obiettivo oltre 1 mld€ di investimenti nell'orizzonte 2023–2032

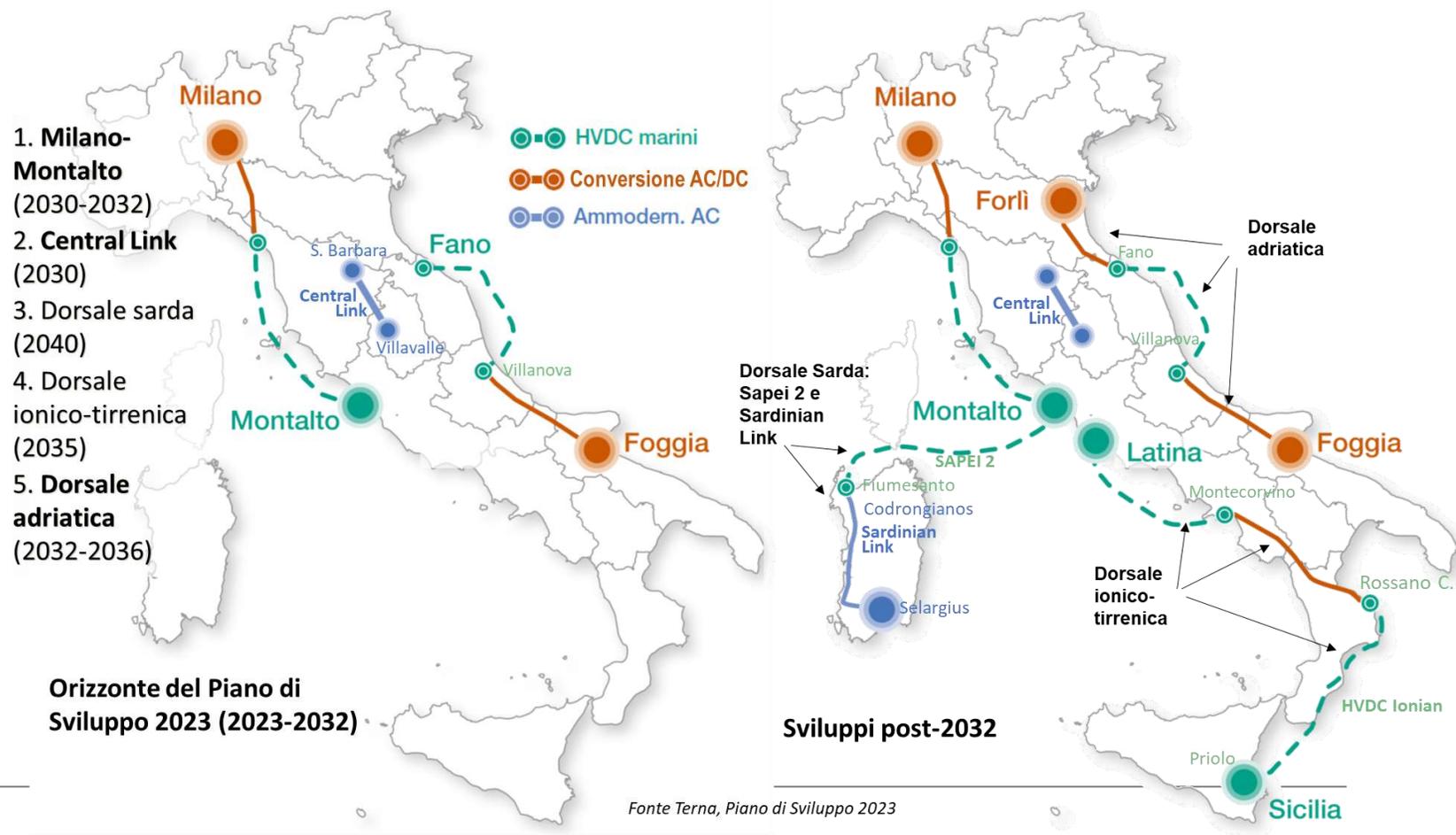
Capacità RES scenario FF55 (GW)  
 +70 GW rispetto al 2019,  
 di cui oltre il 75% al sud  
 (in base a scenari Terna-SNAM)



# PdS 2023: “Hypergrid”

- Enfasi su High Voltage Direct Current (HVDC)
- HVDC un tempo solo per applicazioni particolari:
  - lunghe distanze, collegamenti sottomarini, disaccoppiamento reti asincrone, collegamento reti a frequenze diverse
- Oggi anche *embedded* in sistemi AC

- Da *point-to-point* a multi-terminali, con la prospettiva di topologie magliate
- Controllabilità flussi, incremento transiti ma anche **sfide**:
  - complessità di controllo, interoperabilità, aspetti di stabilità, necessità di ulteriori sviluppi tecnologici (es. interruttori HVDC), consolidamento di aspetti regolatori e di mercato (vd. offshore grid del nord Europa)



# PdS 2023: “Hypergrid”

- Fra i benefici:
  - **raddoppio dell’attuale capacità di scambio tra le zone di mercato** dai circa 16 GW attuali a oltre 30 GW, anche grazie ai sistemi digitali
  - **riduzione delle ore di congestione** sulle sezioni di mercato in particolare fra le sezioni Sud e Centro Sud
  - **riduzione** di circa l’80% **dell’Overgeneration** totale di Sistema su MGP e di circa il 60% su MSD
  - riduzione delle perdite tra 0,5 - 1 TWh/y (scenario energetico che prevede un’elevata quantità di flussi su grandi distanze)
  - riduzione totale di emissioni di CO2 nel lungo termine fino a quasi 12.000 kt/anno
  - miglioramento della dinamica del sistema e incremento della robustezza della rete

- Costi:

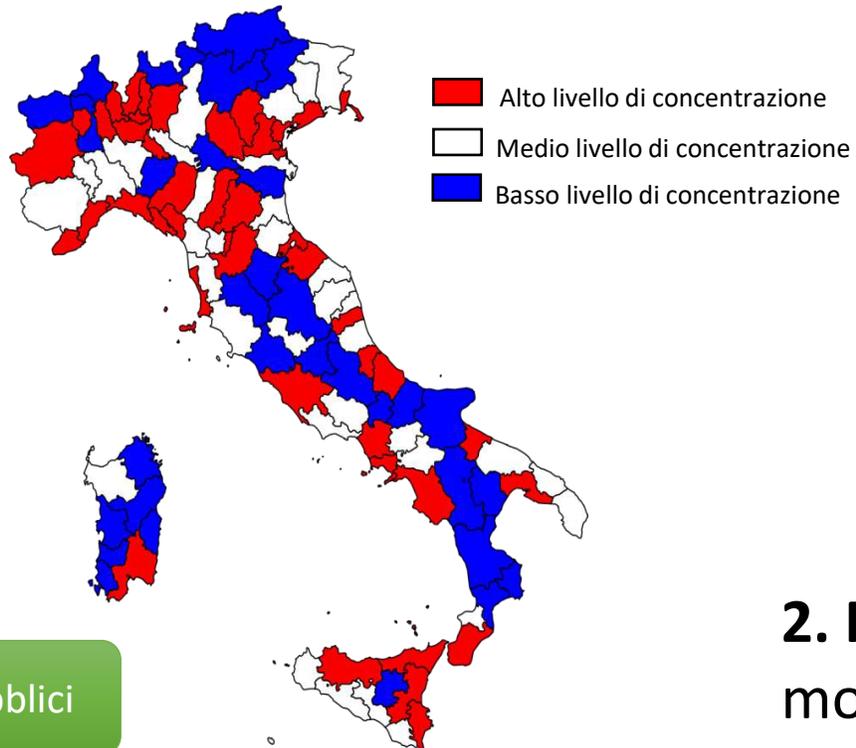
“Hypergrid” **11 miliardi** di euro +

Altri investimenti

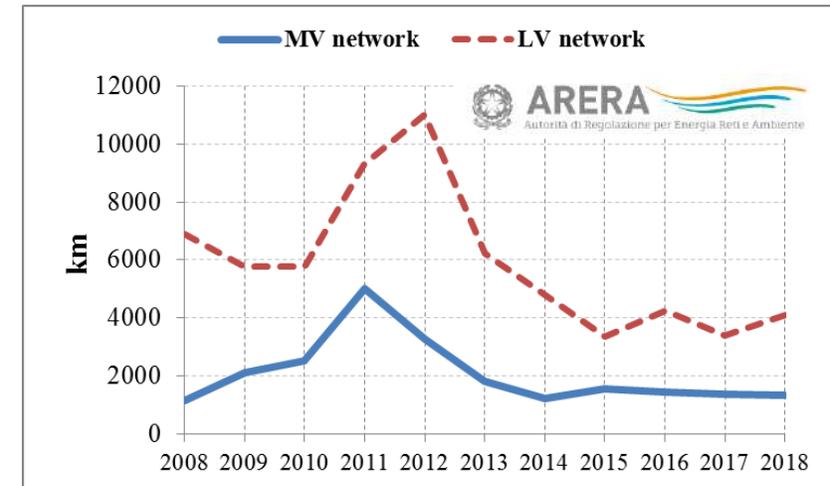
---

**21 miliardi** *nell’orizzonte 2023-2032*

### 1. Espansione della rete: basata sui dati storici



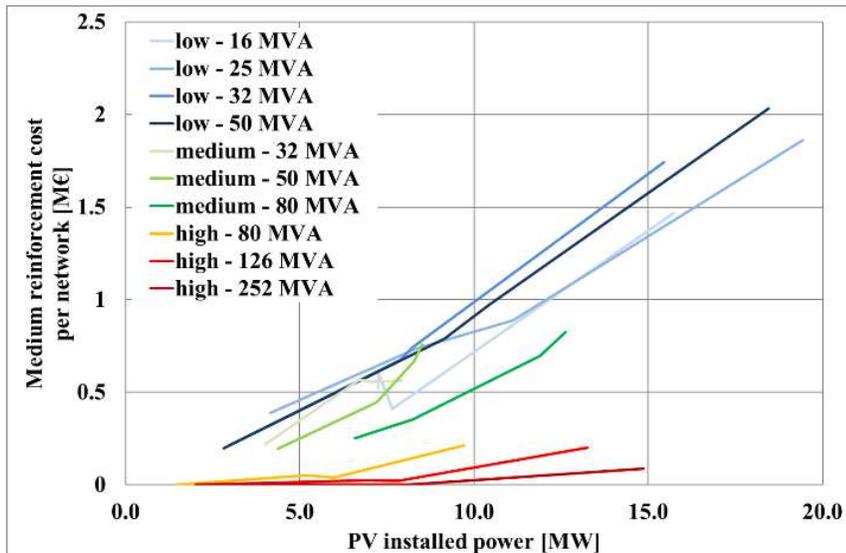
### Estensione reti



### 2. Rinforzo della rete esistente: basata su modello della rete di distribuzione MT (3900 reti)

## *SARA-Strumento Analisi Reti Attive*

## Costo medio del rinforzo di rete per FV ("livello di concentrazione")

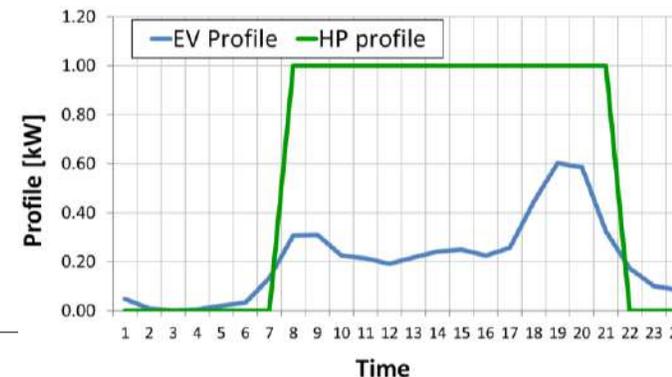


Tipicamente, i costi sono maggiori per reti a bassa concentrazione

## Costo di rinforzo per carico

Scenario	Reinforcement cost [M€]			
	Low concentration	Medium concentration	High concentration	Total
Heat Pumps (HP)	12	108	215	335
EV	10	64	117	191
HP+EV	37	252	473	762
HP+EV+PV BAU	1129	1184	528	2841

I costi per nuovi carichi sono maggiori per reti urbane (i nuovi carichi non compensano la nuova GD)



NB: ipotesi scenario, disponibilità dati rendono i risultati sul carico più incerti

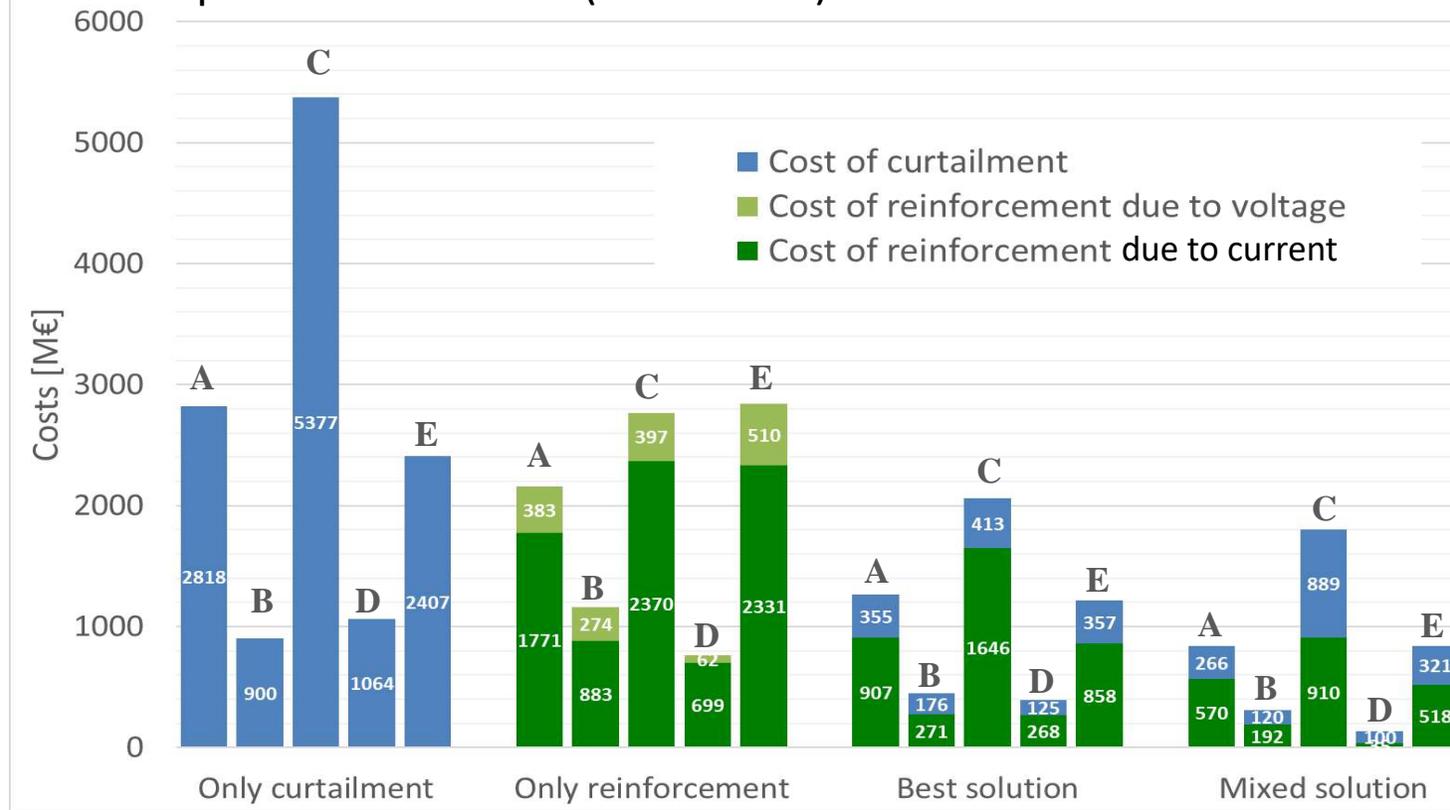
# Scenario di aumento della generazione FV

## Controllo *smart* (SARA)

Esempio: *curtailment* della potenza attiva.

Il costo del curtailment è sostanzialmente un OPEX

Il costo del rinforzo è un CAPEX --> ipotesi sulla remunerazione per l'energia tagliata (50€/MWh, prezzo PUN 2019) e sull'orizzonte temporale considerato (es. 10 anni)



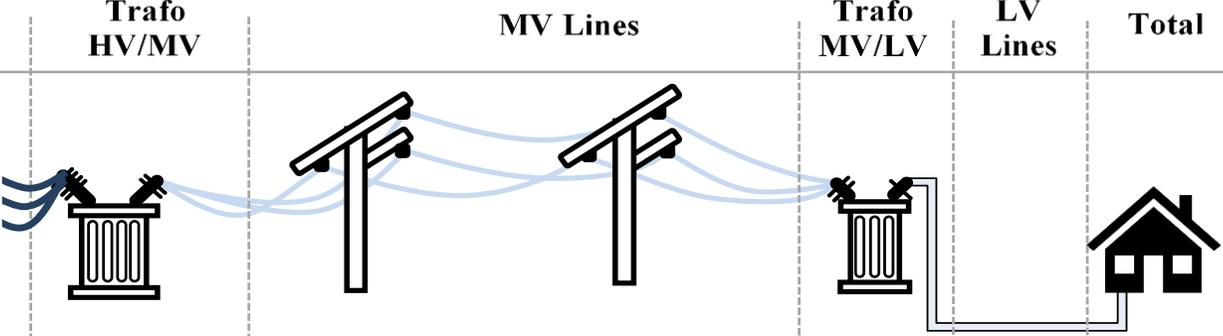
Direttiva 2019/944 – Dlgs 210/2021  
ARERA 352/2021

acronym	scenario
A	PV BAU
B	PV Load
C	PV Area
D	HP+EV
E	PV BAU+HP+EV

per ogni rete viene scelta  
opzione migliore tra  
*curtailment* e rinforzo di rete

metodo di pianificazione che utilizza  
contemporaneamente rinforzo e  
*curtailment*

# Stima complessiva



	Trafo HV/MV	MV Lines	Trafo MV/LV	LV Lines	Total
min	401 M€	1578 M€	768 M€	639 M€	3385 M€
mean	906 M€	2162 M€	1644 M€	2536 M€	7248 M€
max	1251 M€	4078 M€	2220 M€	3151 M€	10690 M€

Ipotesi «ottimistiche» (controlli evoluti, FV in aree urbane..)

Ipotesi «pessimistiche» (soli rinforzi, FV in aree rurali, ...)

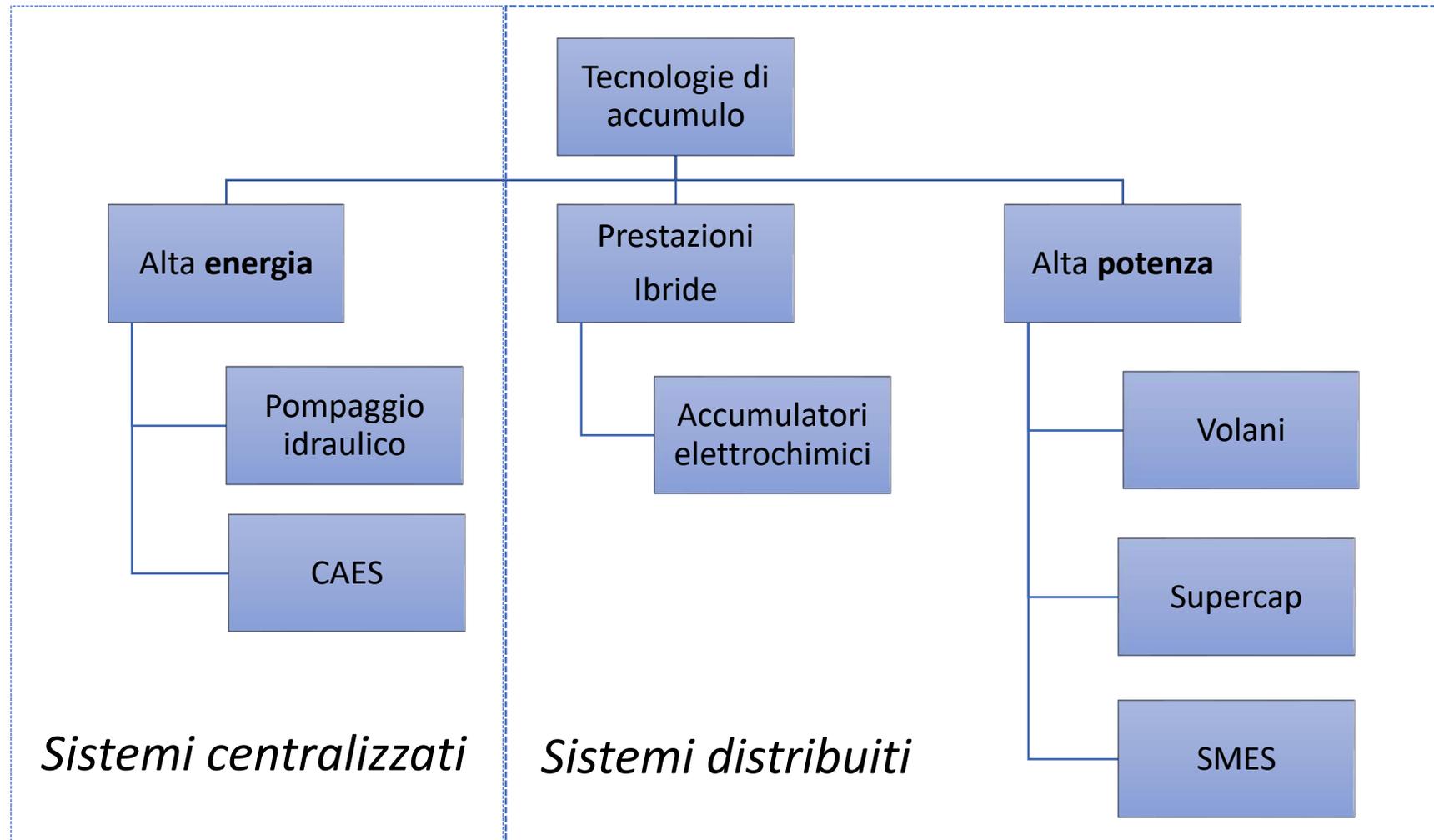
- L'ampiezza del *range* di costo è dovuta all'incertezza dello scenario (localizzazione GD, profili di assorbimento EV,...), oltre che alle semplificazioni delle metodologie
- Sfida (anche) per i componente di rete: efficienti, *smart*, compatti (città)

# Accumuli per il sistema elettrico

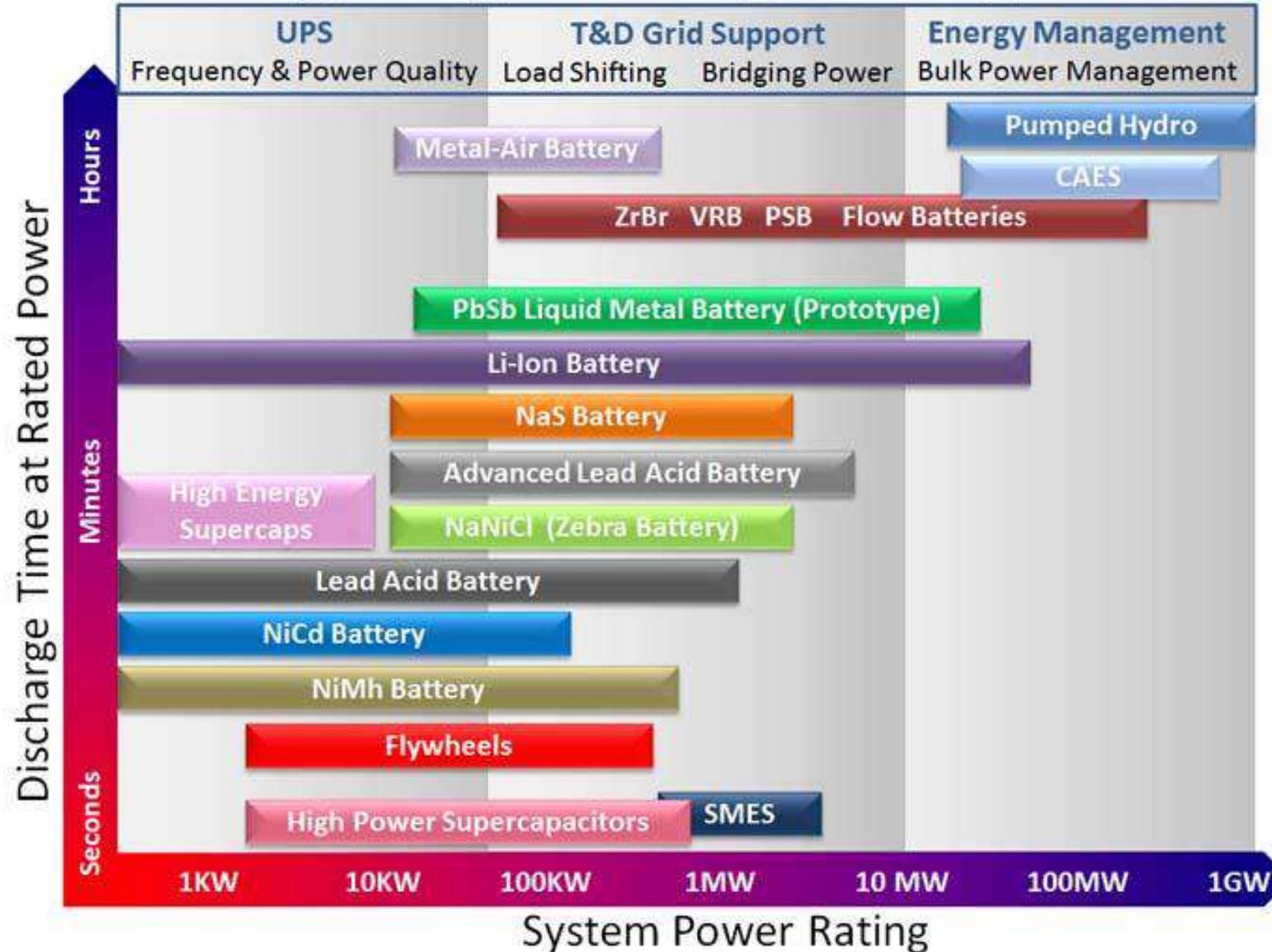
## Ruolo strategico di supporto alla generazione e allo sviluppo delle smart grid

Time-shift	Load levelling	Sistemi in energia (rapporto E/P elevato), autonomia di molte ore, cicli di carica/scarica giornalieri
	Riserva terziaria	
	Differimento degli investimenti	
	Gestione delle congestioni	
	Arbitraggio	
	Regolazione secondaria	
Bilanciamento di potenza	Integrazione delle rinnovabili	Sistemi con prestazioni ibride, (rapporto E/P medio), tempi di risposta rapidi, autonomia di poche ore, cicli di carica/scarica non profondi
	Peak shaving-gestione della domanda	
	Regolazione primaria di frequenza	
Servizi ancillari	Regolazione di tensione	Sistemi in potenza (rapporto E/P basso), autonomia di 1 h, tempi di risposta molto rapidi
	Riserva pronta-inerzia sintetica	
	Power quality	

# Accumuli per il sistema elettrico



## Grid Energy Storage Technologies and Applications

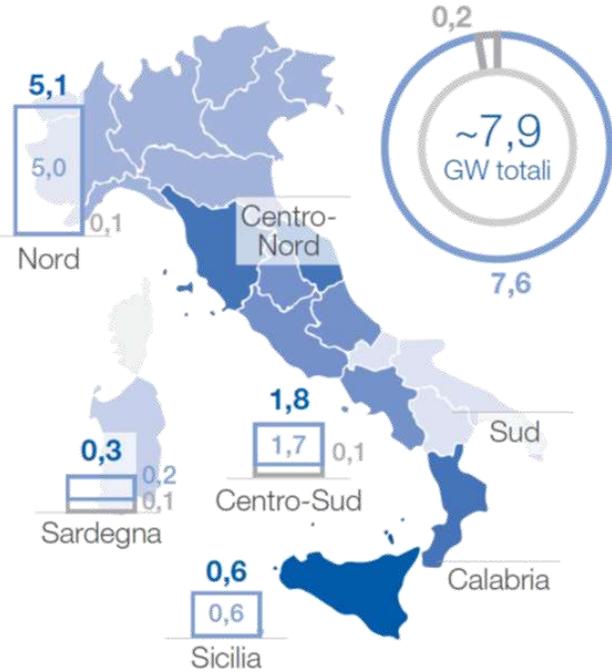


Fonte: SANDIA

# Accumuli: scenari

Installato Accumuli 2019

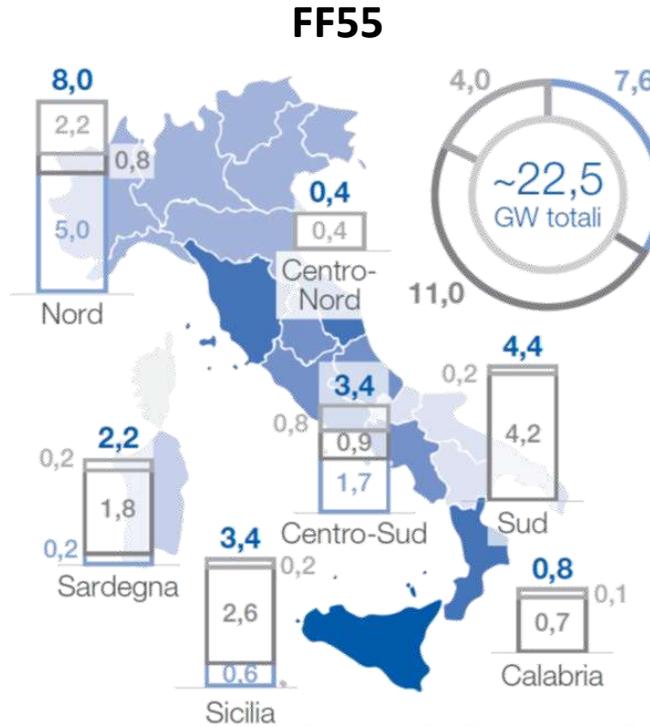
Installato Accumuli 2030



**+2 GW**  
accumuli utility-scale  
vs 2019  
**PER ADEGUATEZZA  
(CM'24)**

**+9 GW**  
accumuli utility-scale  
vs 2019  
**PER INTEGRAZIONE FER**

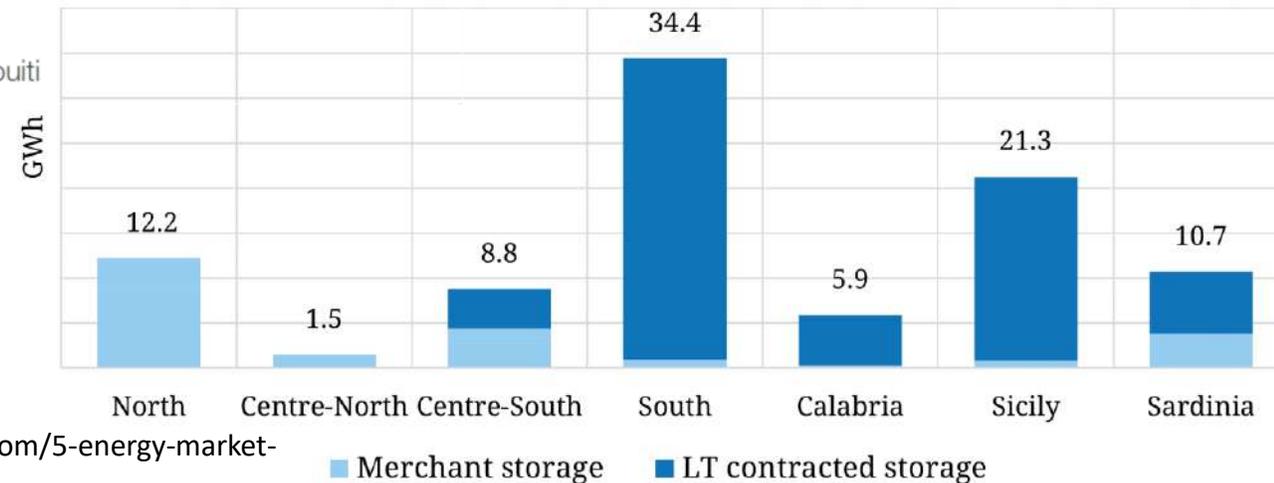
**+4 GW**  
accumuli distribuiti  
vs 2019  
**INTEGRATI CON  
SOLARE DISTRIBUITO**



**95 GWh** di nuova capacità di accumulo (pompaggio e/o elettrochimici) al 2030:

- 71 GWh “utility-scale” per lo più nel sud e isole
- 8 GWh già contrattualizzati mediante Capacity Market
- 16 GWh di piccola taglia con impianti FV residenziali

■ Pompaggi esistenti 
 ■ Accumuli utility scale<sup>1</sup>
■ Accumuli distribuiti

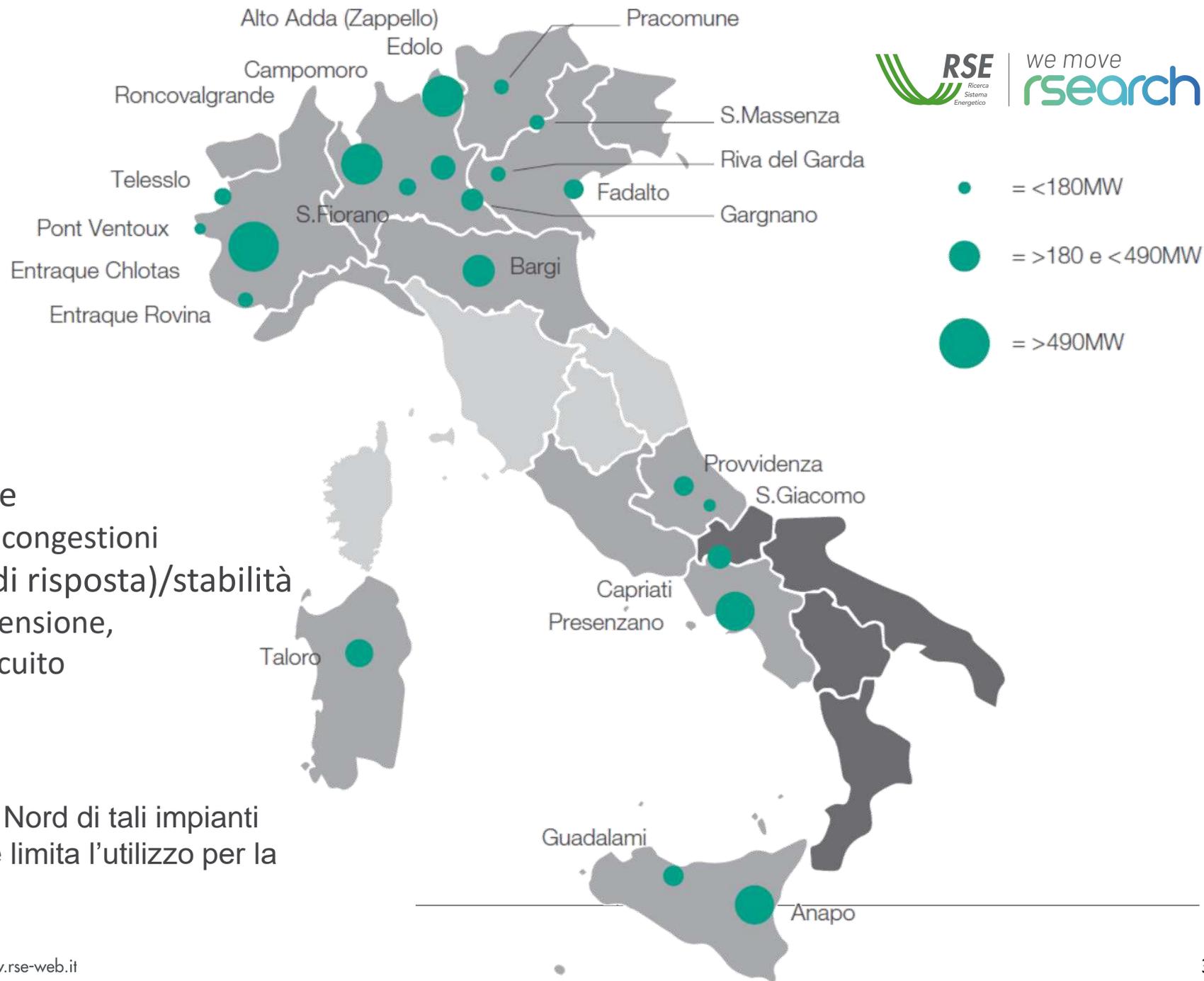


Terna, PdS 2023

# Pompaggi

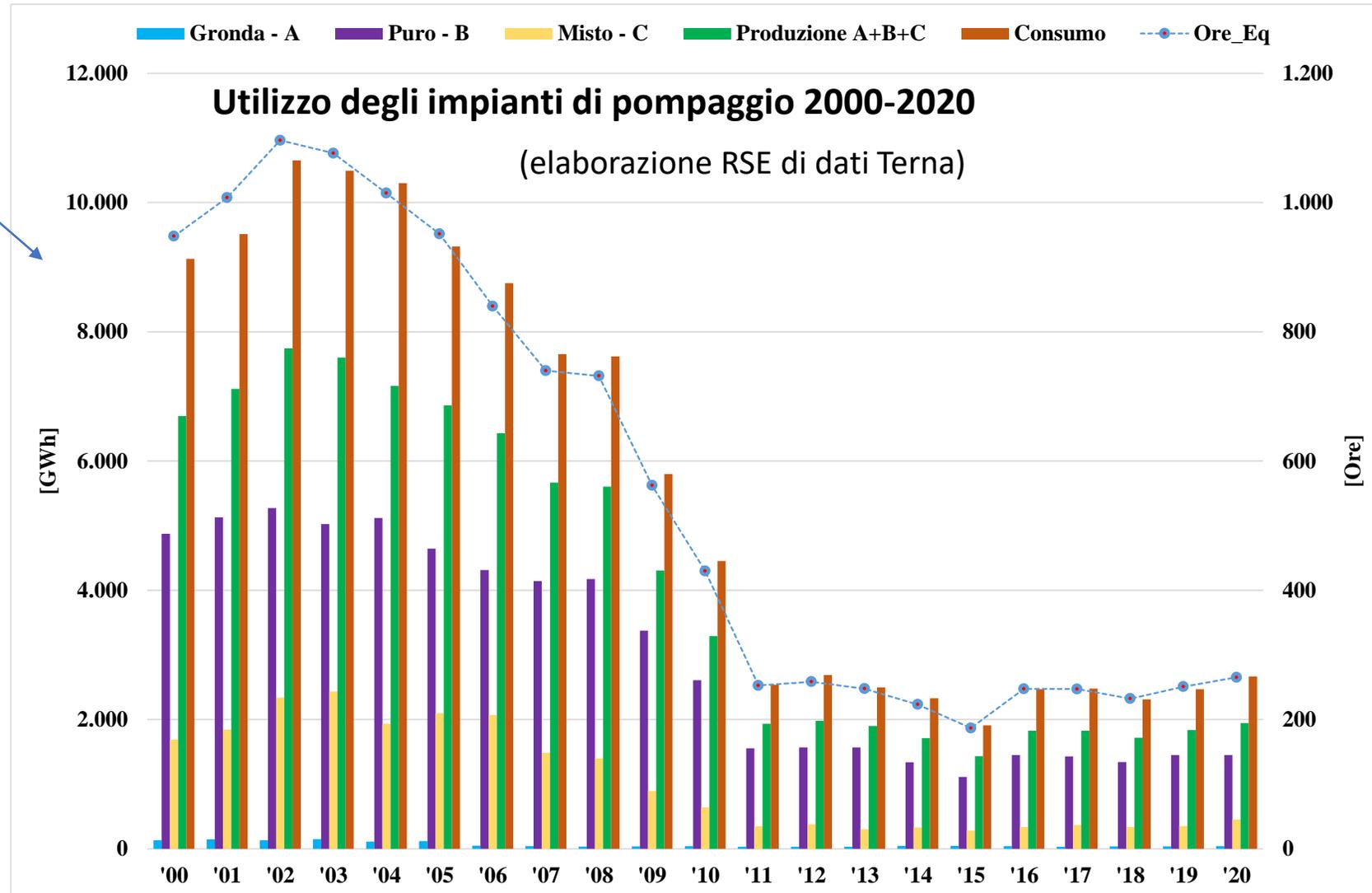
- 22 impianti in Italia
- **Potenza massima:**
  - assorbimento  $\approx 6,5$  GW
  - produzione  $\approx 7,6$  GW
- **Capacità di stoccaggio**
  - 53 GWh
  - l'84% in 6 impianti
- **Servizi di tipo Energy Intensive**
  - Riduzione overgeneration e congestioni
- **Power (Flessibilità e velocità di risposta)/stabilità**
  - regolazione di frequenza e tensione, inerzia e potenza di cortocircuito
- Contributo all'adeguatezza
- Riaccensione

La dislocazione prevalentemente al Nord di tali impianti rappresenta una delle cause che ne limita l'utilizzo per la riduzione dell'overgeneration



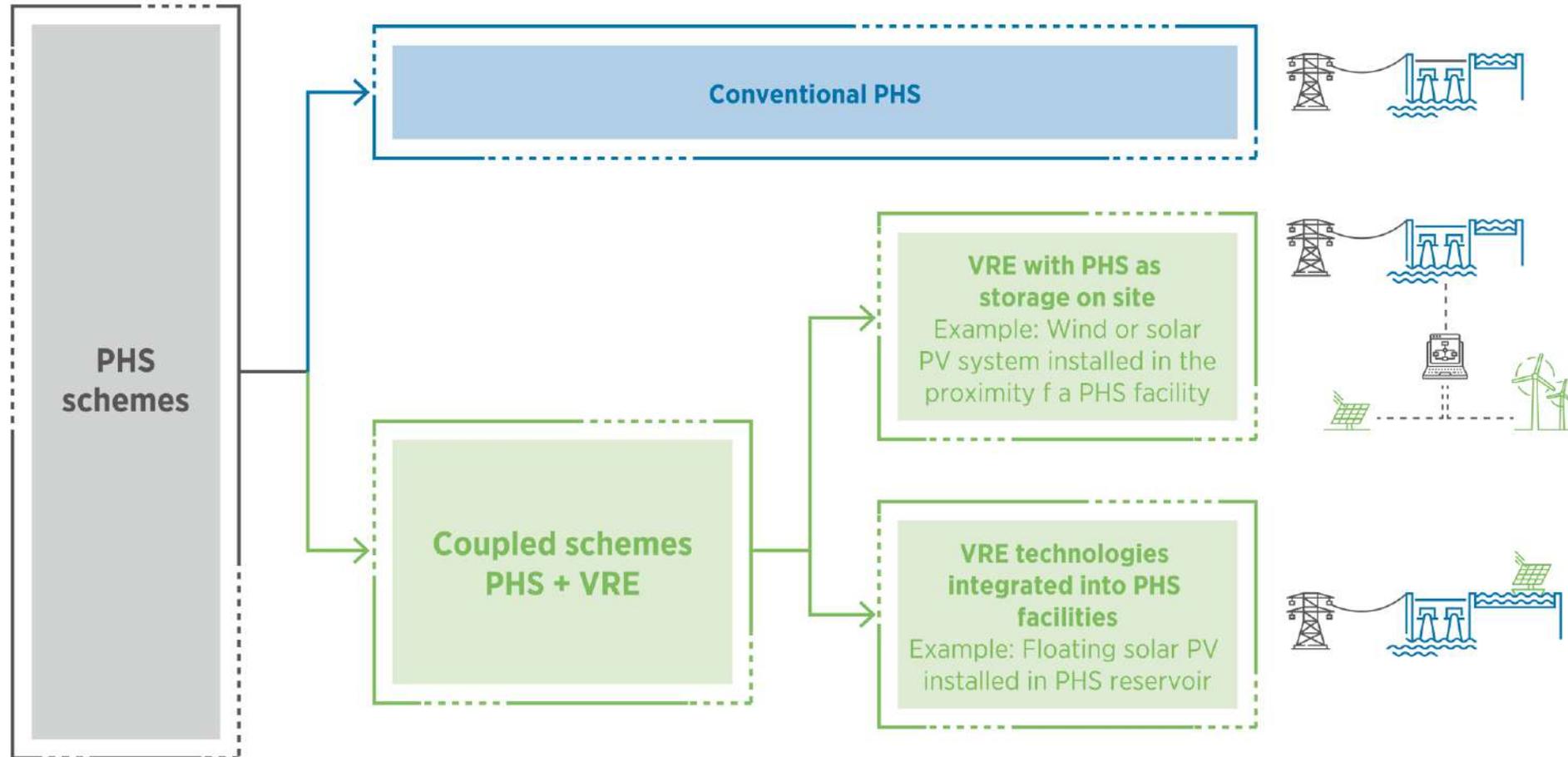
# Pompaggi

- Uso classico basato sul **differenziale di prezzo** giorno/notte → non più attuale
- No nuovi pompaggi recentemente
- «Definire un **quadro regolatorio e contrattuale** ad hoc in grado di introdurre segnali di prezzo di lungo periodo che consentano di stimolare gli investimenti in nuovi pompaggi» (PdS 2023)
  - Art. 18 decreto 210/2021
- Processi **autorizzativi** costruzione impianti e uso acque



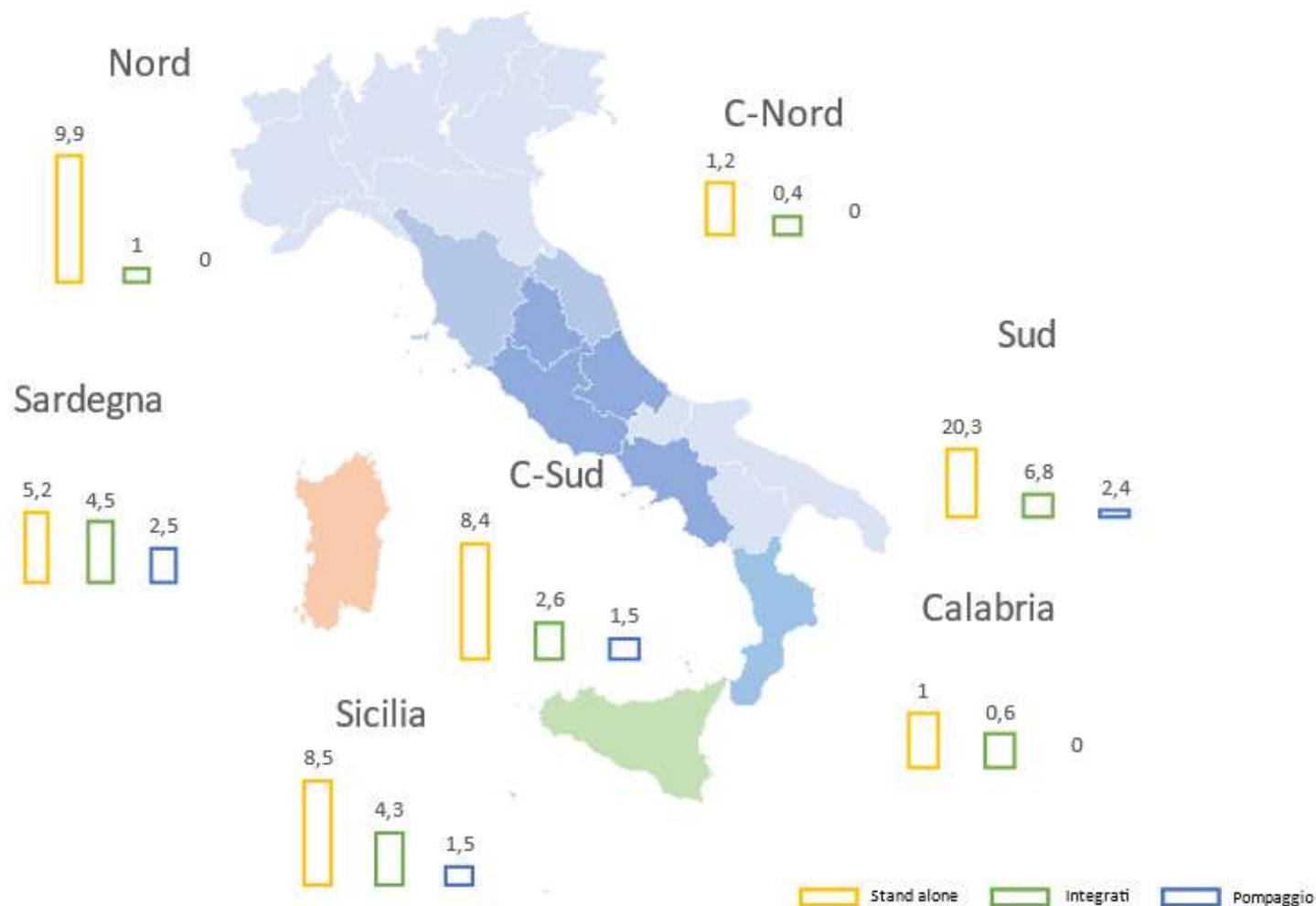
# Pompaggi ibridi

PHS: Pumped Hydro Storage  
VRE: Variable Renewable



IRENA (2020), Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

# Distribuzione zonale richieste di connessione accumuli e pompaggi (GW)



# Tecnologie e servizi

- Batterie: risposta rapidissima (fast reserve e oltre)
- Pompaggi: inerzia e correnti di guasto, se macchine sincrone direttamente collegate alla rete

Risorse di rete Servizi di frequenza	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE
FAST RESERVE*	—	✗	✗	✗	✓
PRIMARIA	✓	✗	✗	✓	✓
SECONDARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
TERZIARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	—
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	— ↓	— ↑	✓	—
BILANCIAMENTO	✓	— ↓	— ↑	✓	—
INTERROMPIBILITÀ	✗	✗	✓	✗	—

Risorse di rete Servizi di tensione	TERMO-ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE	COMPENSATORI
PRIMARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
SECONDARIA	✓	—	✗	✓	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	—	✗	✓	✓	✓

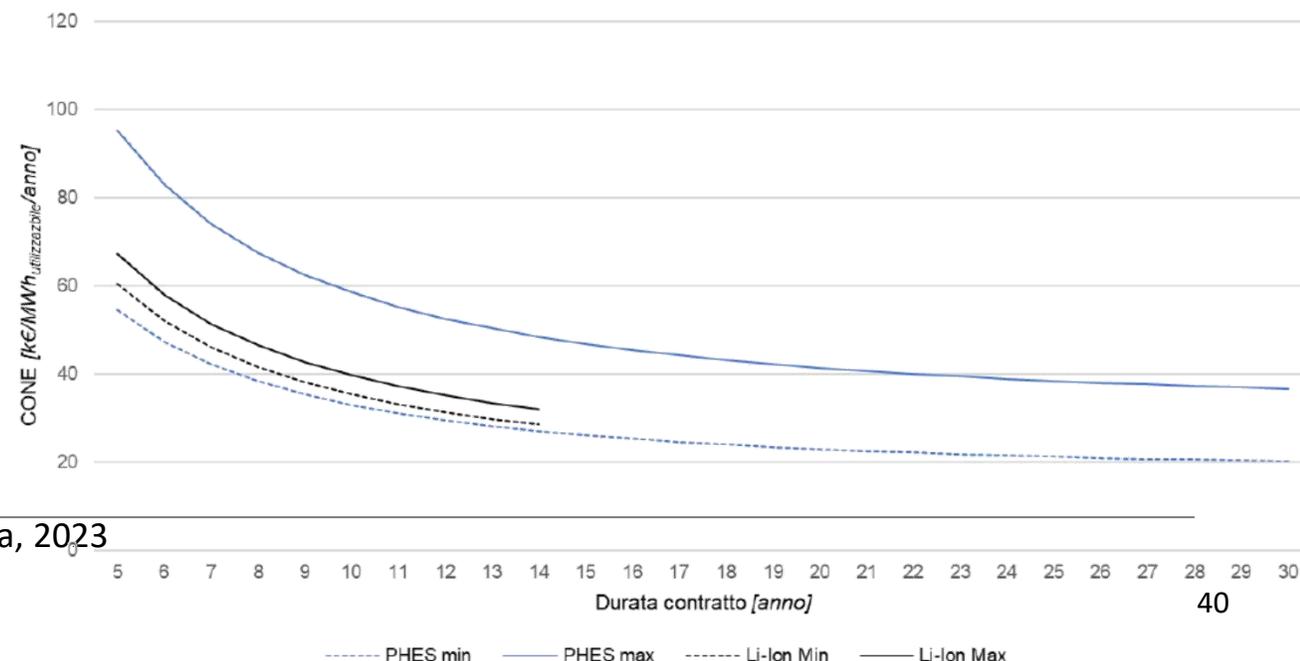
Terna PdS 2023

## Valori tipici per impianti da 8 ore

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION		POMPAGGIO IDROELETTRICO	
<b>COSTI DI INVESTIMENTO [k€/MWh]</b>	207 - 228		213 - 363	
<b>OPEX COSTI FISSI ANNUALI [k€/MWh/ANNO]</b>	2,1 - 2,8		1,4 - 4,5	
<b>WACC [%]</b>	6		8	
<b>STATO DI CARICA MINIMO [%]</b>	17		-	
<b>VITA UTILE ECONOMICA [ANNI]</b>	12	14	30	50
<b>CONE [k€/MWh<sub>UTILIZZABILE</sub>/ANNO]</b>	[31 - 35]	[29 - 32]	[20 - 37]	[19 - 34]

CONE (*Cost Of New Entry*) rappresenta il ricavo annuale necessario durante il periodo di contrattualizzazione per recuperare pienamente i costi di costruzione, di finanziamento e quelli operativi.

- Considera i MWh *utilizzabili*: minimo stato di carica per le batterie è 17%



# Idrogeno per l'accumulo di energia rinnovabile

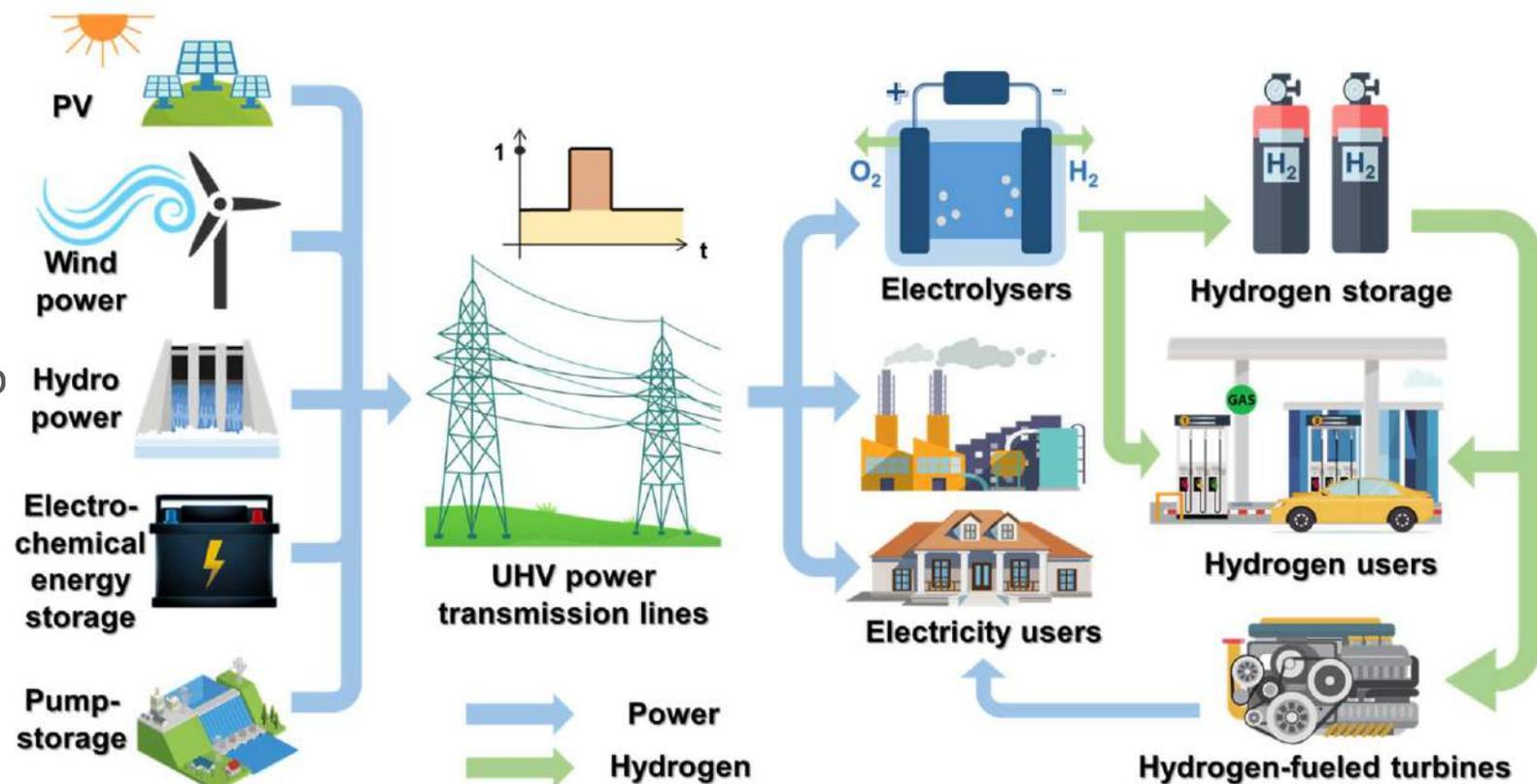
## 1. Necessità di accumulo di grandi quantità di energia da FER

Soluzione efficace ed economica per periodi superiori alla settimana e, soprattutto, per l'accumulo stagionale. Alta densità energetica se compresso o liquido. Il contenuto energetico non si degrada nel tempo.

## 2. Necessità di coprire i consumi non elettrificabili

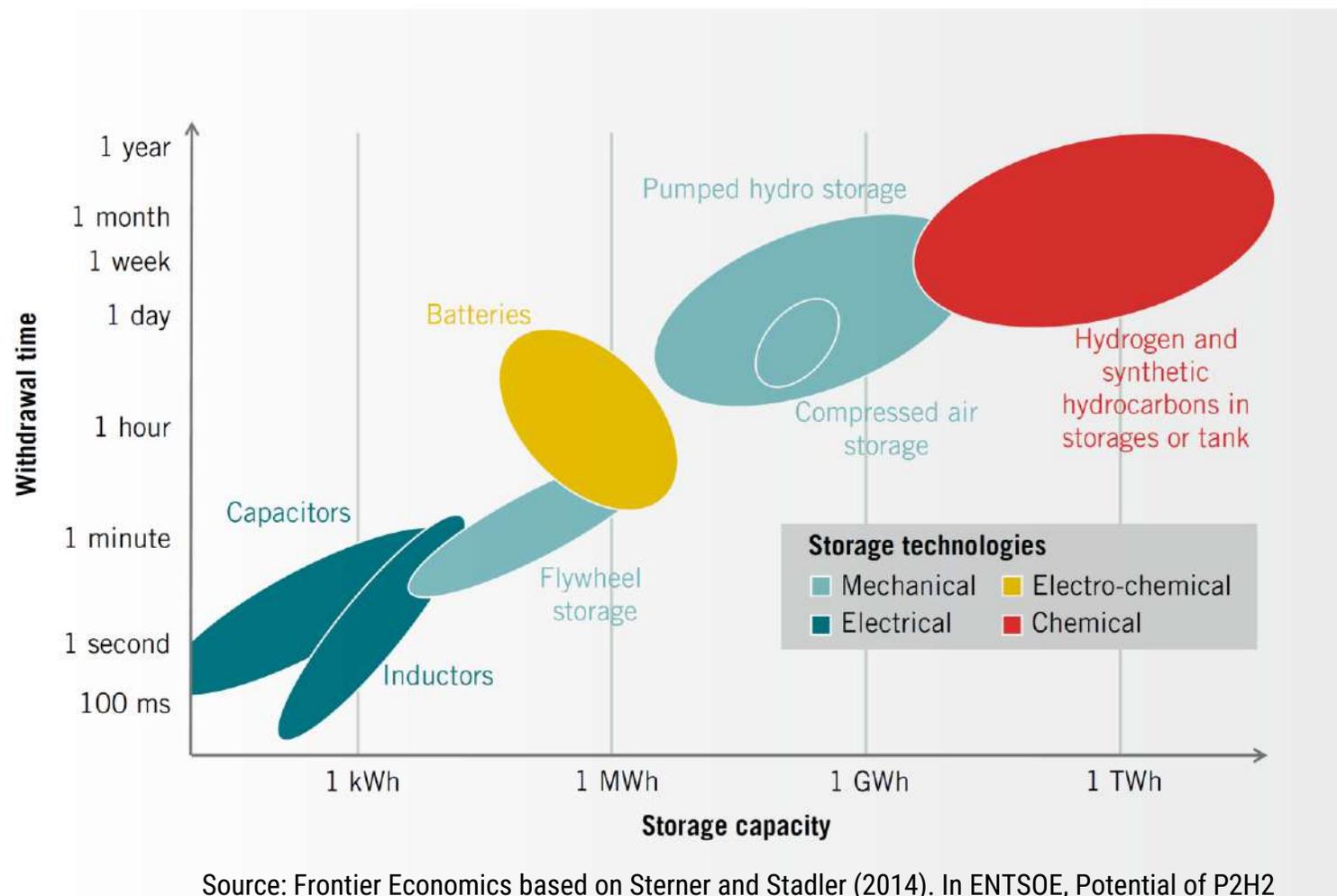
## 3. Necessità di un cambio radicale nel mix energetico a favore di vettori carbon free:

L'idrogeno può sostituire i combustibili fossili, consente di produrre combustibili sintetici (e-fuel) ed energia elettrica

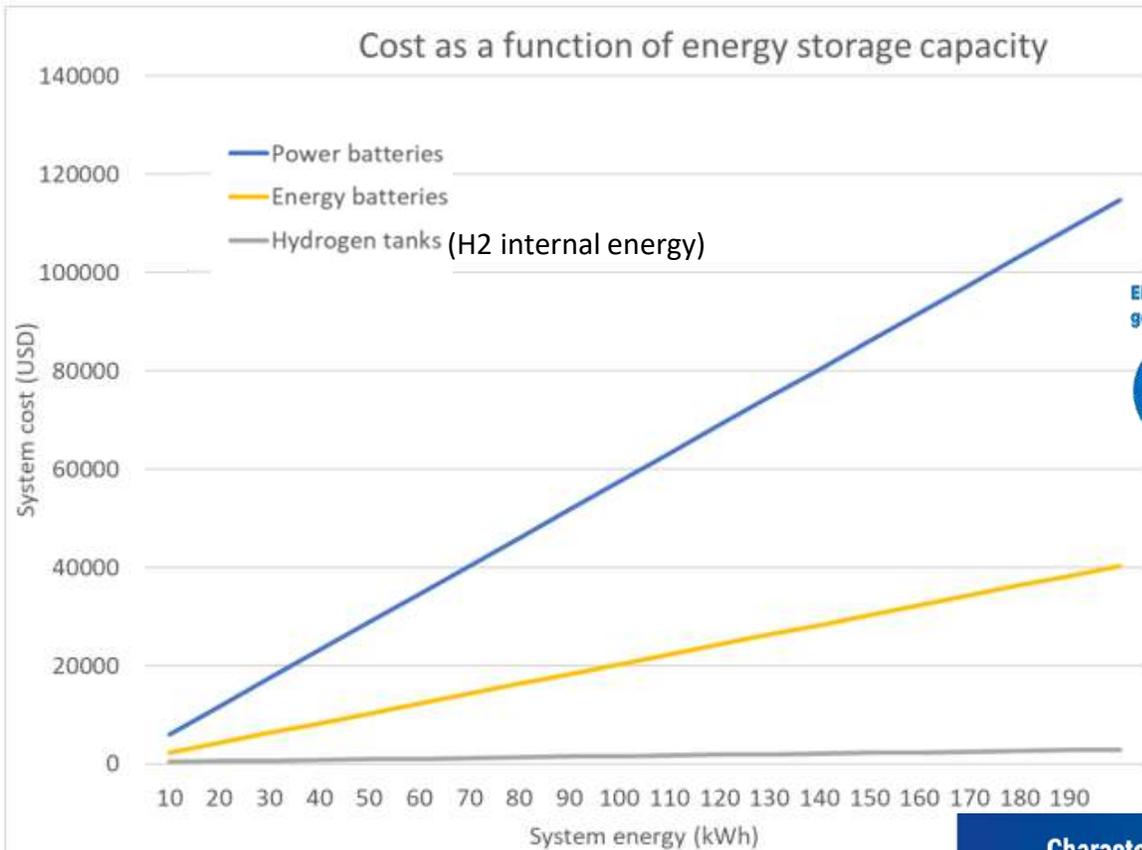


Zhang, S.; Zhang, N.; Dai, H.; Liu, L.; Zhou, Z.; Shi, Q.; Lu, J. Comparison of Different Coupling Modes between the Power System and the Hydrogen System Based on a Power-Hydrogen Coordinated Planning Optimization Model. *Energies* **2023**, *16*, 5374.

- Accumuli stagionali
- Elettrolizzatori possono fornire servizi di sistema
  - Tecnologie alcalina e PEM
  - Inclusa la regolazione primaria di frequenza

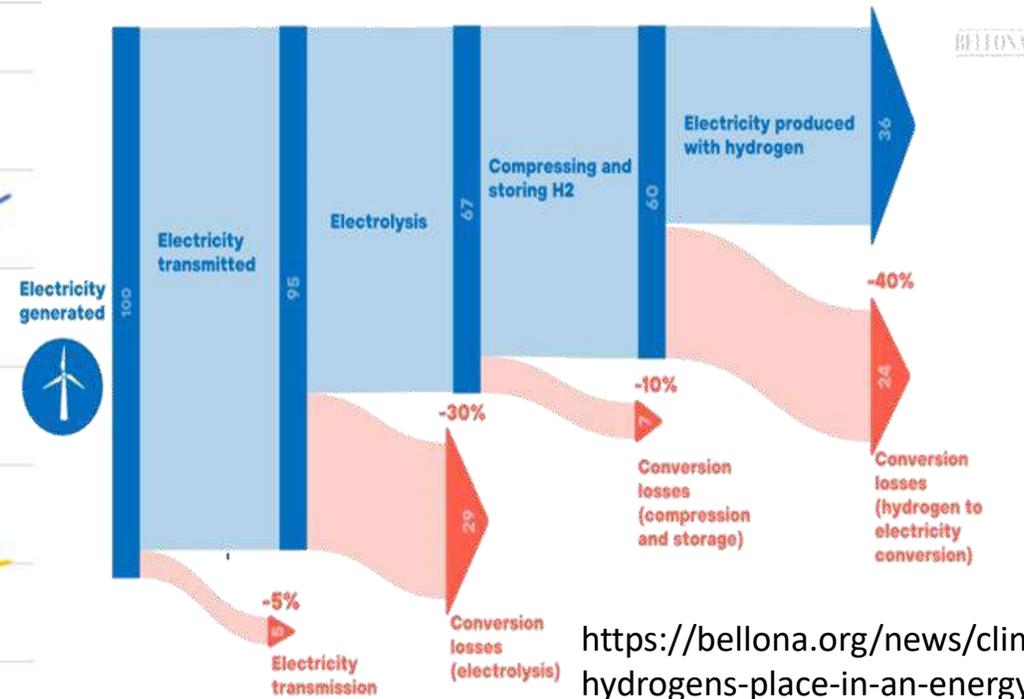


Source: Frontier Economics based on Sterner and Stadler (2014). In ENTSOE, Potential of P2H2 technologies to provide system services, 2022



Storage System	Average Cost \$/kWh	Average Energy Density kWh/kg
H <sub>2</sub> 700 Bar	12	1,4
Li-ion Battery	151	0,17

## ... e contro



A power plant using 100% renewable hydrogen would consume almost 3 times the electricity it produces.

<https://bellona.org/news/climate-change/2022-12-hydrogens-place-in-an-energy-efficient-eu>

## Taglia attuale elettrolizzatori 1-10 MW

Characteristic	Time horizon	Alkaline	PEM	SOEC
CAPEX in €/kWe  The numbers in parenthesis are classified as typical by DNV-GL/GIE.	Today	437-1,500 (700)	613-2,000 (1,160)	2,520-5,040 (3,083)
	2030	357-800 (621)	350-1,350 (663)	715-2,501 (1,706)
OPEX as % of CapEx	Today	2%	2-3%	1-2.5%
	2030	2%	2-3%	1-2.5%

# Contributi

- Silvia Canevese
- Diana Moneta
- Antonio Gatti
- Giacomo Viganò
- Claudio Zagano

*Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico in ottemperanza al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 aprile 2018.*

we move  
rsearch