
La transizione energetica in Italia

Il ruolo di Terna come abilitatore

Michele Poli – Terna Rete Italia S.p.A.

Padova – 21 Settembre 2021

Introduzione

- ---

Evoluzione del sistema elettrico italiano

- ---

Il ruolo di Terna come abilitatore della transizione energetica



- Terna svolge una missione di **servizio pubblico** ai sensi della concessione statale che affida il compito di sviluppare la Rete di Trasmissione Nazionale e garantire la **sicurezza del sistema elettrico nazionale**, assicurando adeguati standard di **qualità del servizio**
- Il gruppo Terna è responsabile della **trasmissione** di energia elettrica lungo la rete ad alta ed altissima tensione

4.290 dipendenti¹

3 Direzioni Territoriali

8 Aree Operative di Trasmissione

33 Unità Impianti sul territorio

1 Centro Nazionale di Controllo

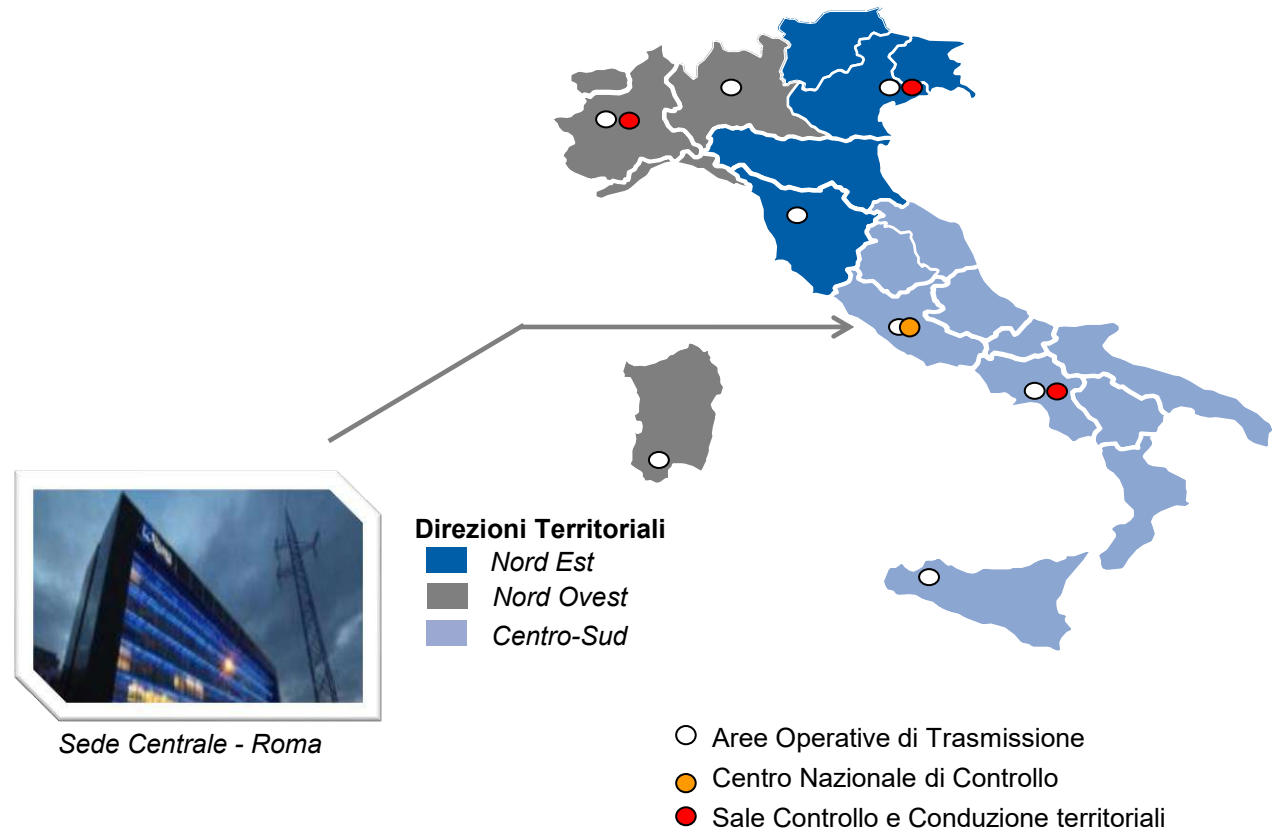
3 Sale di Controllo e Conduzione
territoriali

73.171 km linee¹

889 stazioni di trasformazione¹

26 Interconnessioni

con Paesi esteri



1° TSO indipendente in Europa, fra i primi TSO indipendenti al mondo

1ª azienda al mondo nel settore Electric Utilities (2° anno consecutivo) secondo le valutazioni di RobecoSAM, che seleziona le migliori aziende nel campo della sostenibilità per l'inclusione nell'indice Dow Jones Sustainability

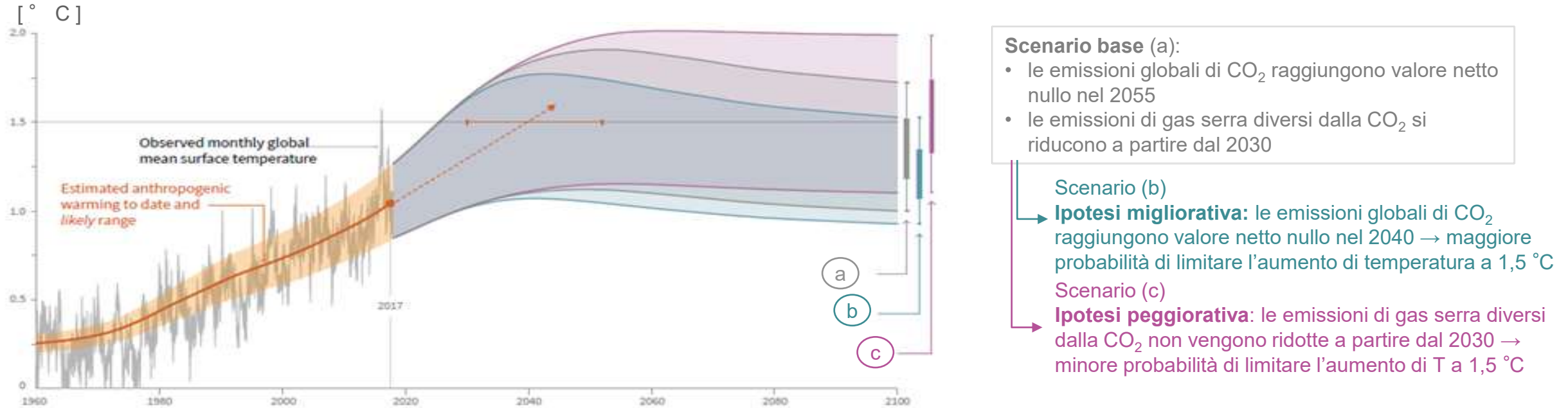
● Introduzione

● **Evoluzione del sistema elettrico italiano**

● Il ruolo di Terna come abilitatore della transizione energetica

Per contrastare il riscaldamento globale, gli accordi internazionali su clima ed energia individuano un target di emissioni relativo al contenimento dell'aumento di temperatura entro 2 °C rispetto al livello pre-industriale, e preferibilmente entro 1,5 °C (Paris Agreement, 2015)

Surriscaldamento climatico globale rispetto a 1850-1900

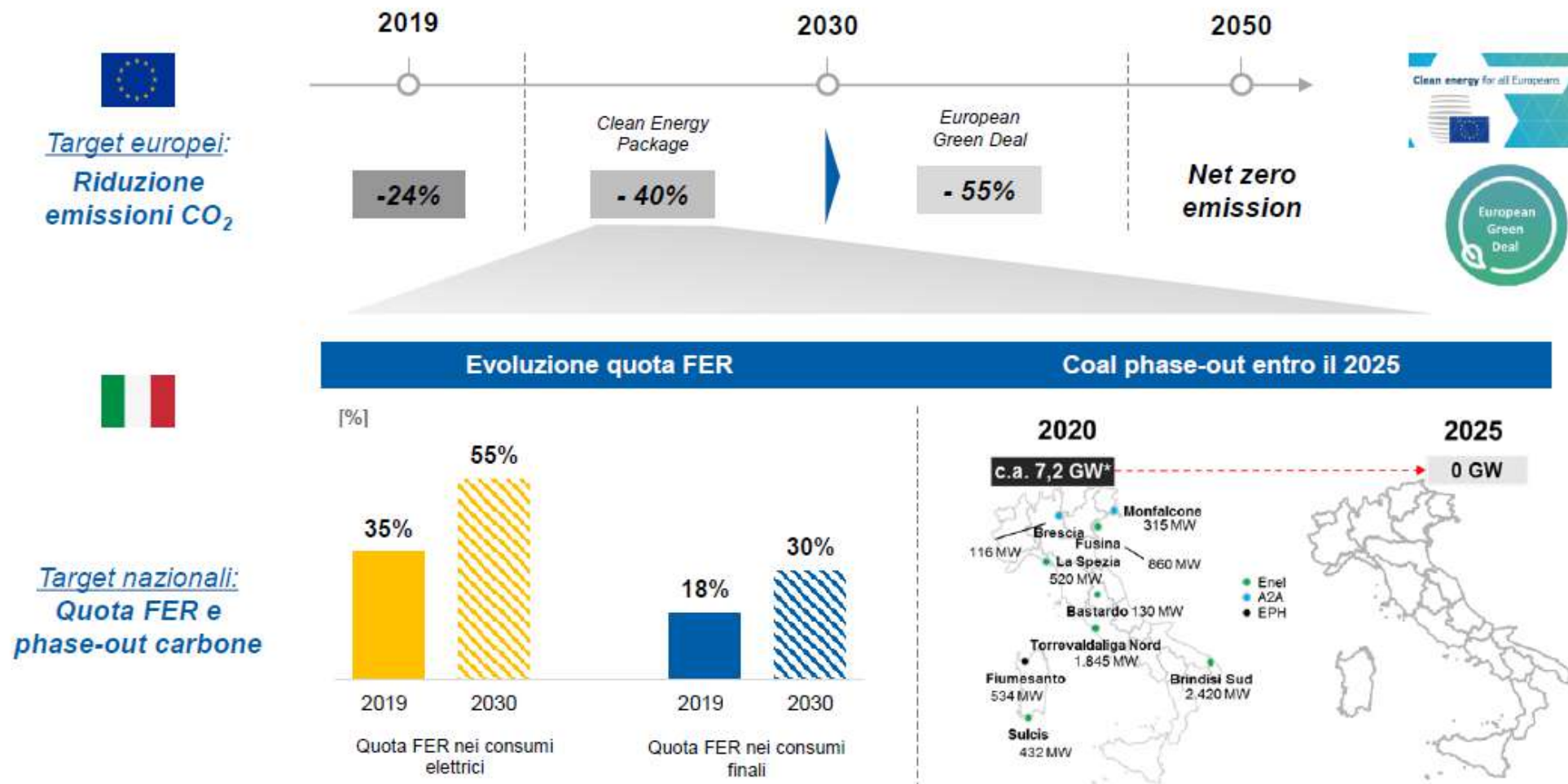


Variazione registrata della temperatura globale e scenari di risposta a diversi livelli di emissione di gas climalteranti

Fonte: IPGCC - Global warming - sr15_spm_final

Lo studio IPCC, pubblicato il 6/10/18, ufficializza un surriscaldamento del pianeta già raggiunto nel range di +0,8÷1,2 °C, con un trend di +0,2 °C per decade

Target nazionali al 2030 e 2050

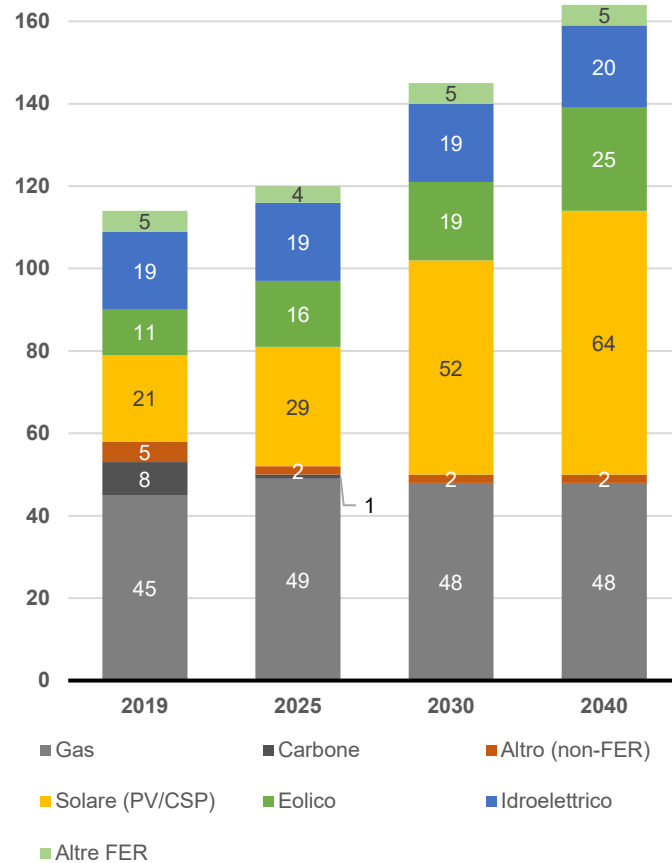


L'Unione Europea si pone come obiettivo di azzerare le emissioni CO₂ entro il 2050 («Net Zero»). Per il 2030, il Clean Energy Package prevedeva -40% di emissioni, mentre il Green Deal indica un target di -55%. Gli attuali scenari nazionali (sia PNIEC che scenari Terna-Snam 2021, «National Trend Italia») riflettono ancora gli obiettivi del Clean Energy Package.

Scenari National Trend Italia 2025-2030-2040 e Long-Term Strategy 2050

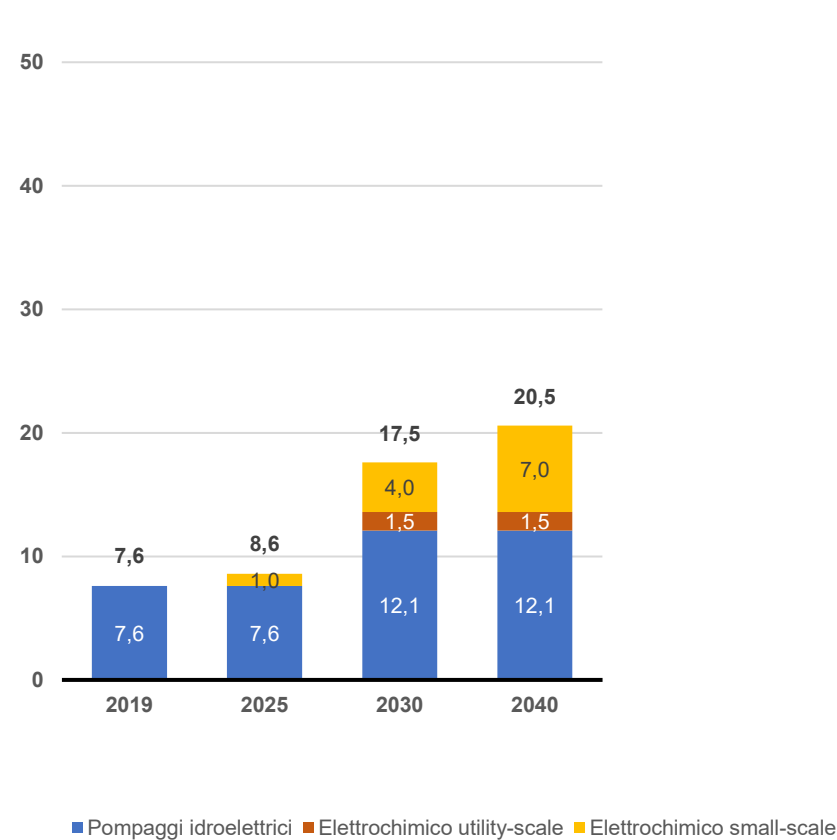
CAPACITA' DI GENERAZIONE INSTALLATA [GW]

NELLA LTS SI PREVEDONO TRA 200 E 300 GW DI FOTOVOLTAICO AL 2050



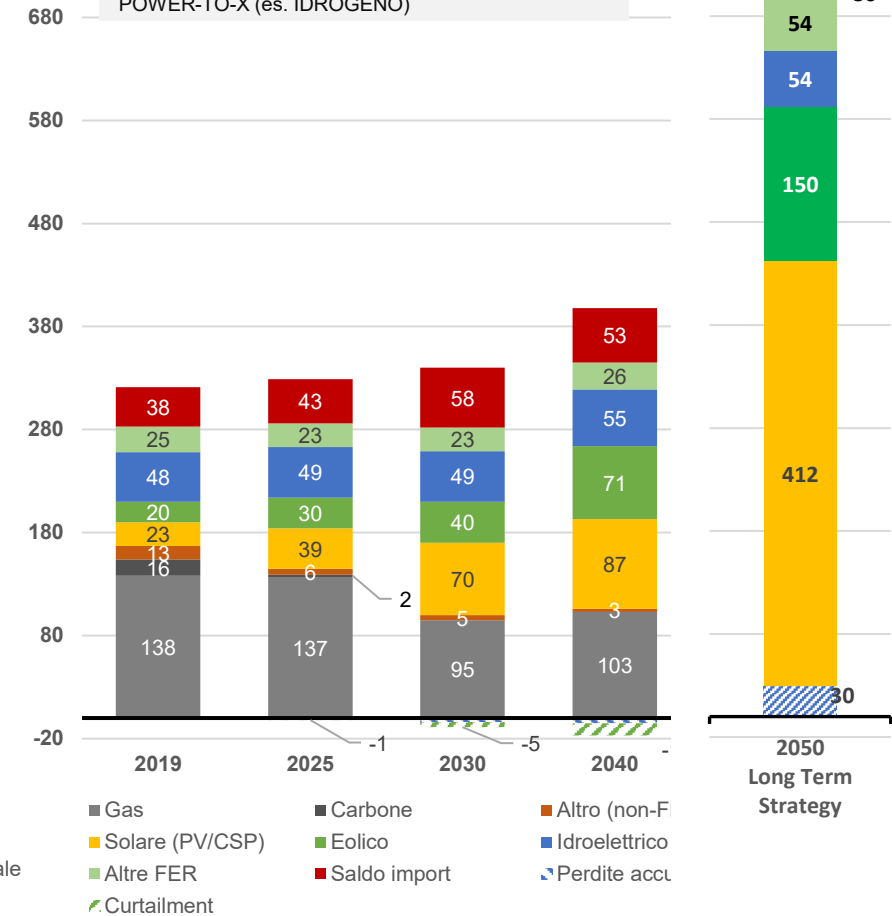
CAPACITA' DI ACCUMULO INSTALLATA [GW]

NELLA LTS SI PREVEDONO 40 GW DI ACCUMULI ELETTOCHIMICI/ IDROELETTRICI



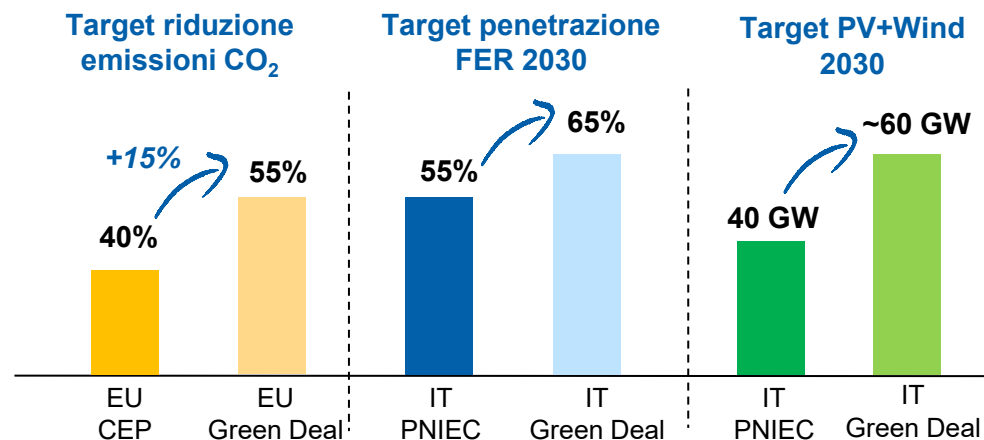
BILANCIO ENERGETICO [TWh]

NELLA LTS NON È RIPORTATO L'IMPORT. PARTE DELLA PRODUZIONE È DESTINATA AL POWER-TO-X (es. IDROGENO)



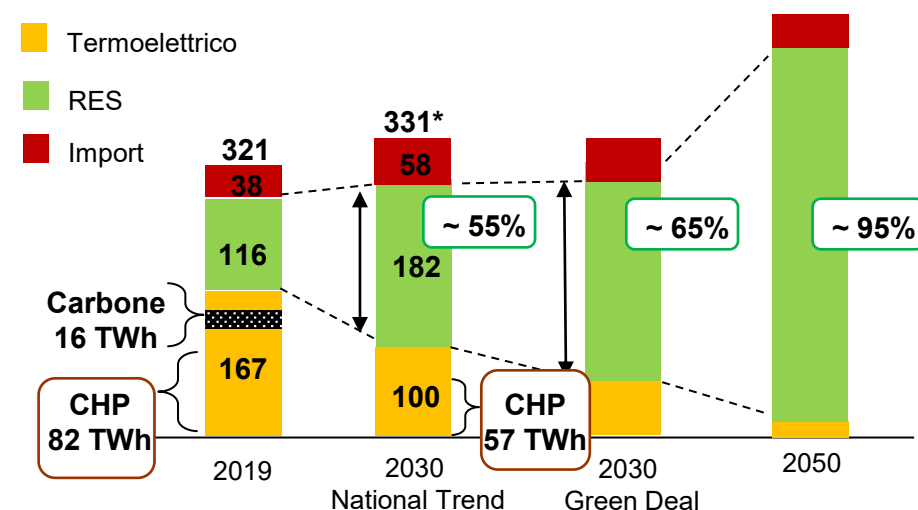
L'enorme differenza di installato FER e accumuli fra lo scenario NT Italia 2040 e la Long-Term Strategy 2050 dimostra che gli scenari attuali non si trovano sulla traiettoria che porta ad uno scenario net-zero al 2050

TARGET CLIMA-ENERGIA



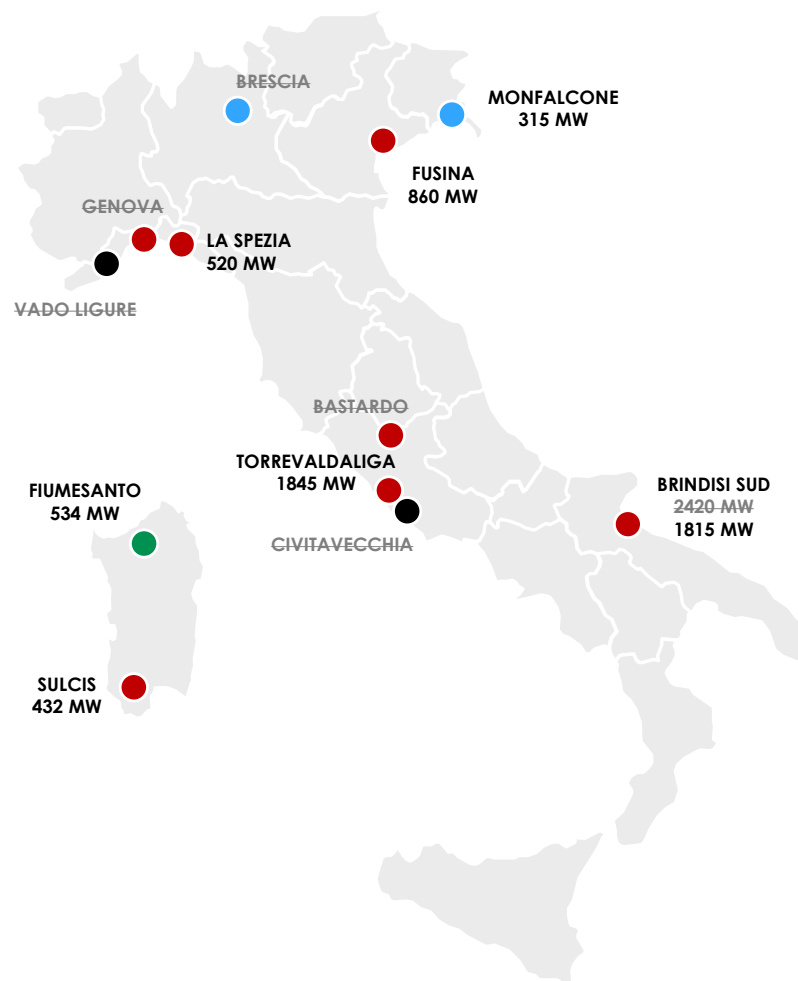
- ▶ Al **2030 il PNIEC** fissa un target di penetrazione delle Rinnovabili al **55%**
- ▶ I nuovi e più ambiziosi obiettivi Ue (**Green Deal**) di riduzione delle emissioni al 2030 (55%), richiederanno una penetrazione FER nel settore elettrico più elevata di quanto previsto nel PNIEC (**>65%**) che si traduce in un aumento fino a **60 GW di capacità eolica e fotovoltaica al 2030**

EVOLUZIONE DELLA COPERTURA DEL CARICO (TWh)



- ▶ Nel 2050, previsto un forte incremento della domanda per elettrificazione consumi. Rinnovabili e accumuli dovranno garantire la copertura del 95% fabbisogno
- ▶ Il vettore elettrico nei consumi finali dovrà raggiungere il 55% di penetrazione (dall'attuale 22%), e il 100% nella mobilità e nei consumi residenziali
- ▶ L'incremento della domanda e della produzione rinnovabile richiederà un coerente adeguamento della rete elettrica e un forte sviluppo di sistemi di accumulo, elettrochimico (30 GW al 2050) e idroelettrico (+10 GW al 2050)

SITUAZIONE ATTUALE c.a. 7,2 GW*



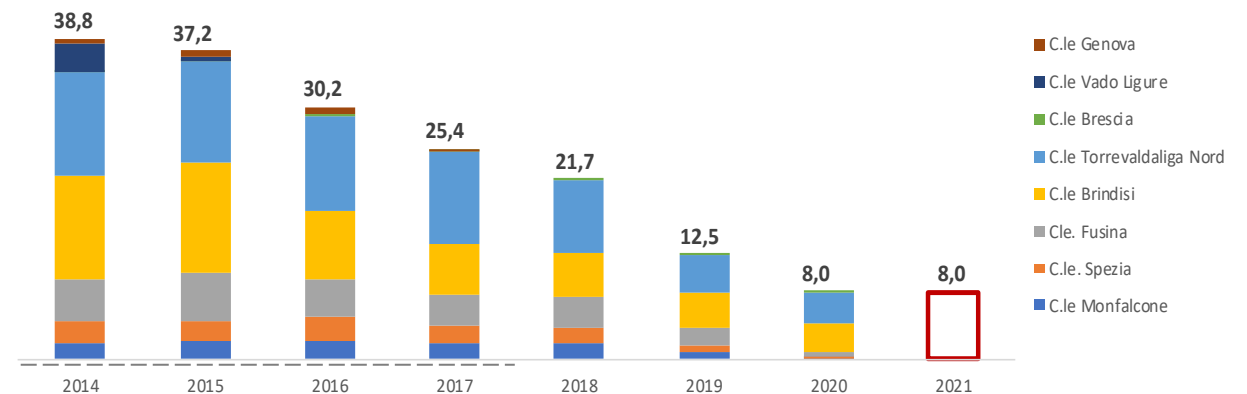
Proprietà: ● ENEL ● A2A ● EPH ● TIRRENO POWER

PNIEC

Il PNIEC prevede la dismissione di tutta la capacità termoelettrica alimentata a carbone **entro il 2025 (-7,2 GW)**

SITUAZIONE ATTUALE

Riduzione prezzo gas, sviluppi di rete, prezzi della CO2 e crescita delle rinnovabili, hanno già ridotto sensibilmente la produzione delle centrali a carbone, ma finora non è stato possibile autorizzarne la chiusura* in quanto tuttora necessarie per far fronte a possibili tensioni sul sistema elettrico (caldo o freddo estremo, tensioni sui mercati esteri, indisponibilità interconnessioni, avarie)



IMPATTI SULLA GESTIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

- Riduzione dell'inerzia del sistema
- Riduzione di risorse che forniscono regolazione di frequenza e tensione
- Riduzione dei **margini di riserva**

● Introduzione

● Evoluzione del sistema elettrico italiano

● **Il ruolo di Terna come abilitatore della transizione energetica**

Impatti delle FER sulla gestione del Sistema Elettrico

1 CARATTERISTICHE TECNICHE IMPIANTI FER

- Riduzione dell'inerzia del sistema
- Riduzione di risorse che forniscono regolazione di frequenza e tensione

2 NON PROGRAMMABILITA' IMPIANTI FER

- Riduzione dei **margini di riserva**
- Crescenti periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata
- Crescente ripidità della **rampa serale** del carico residuo

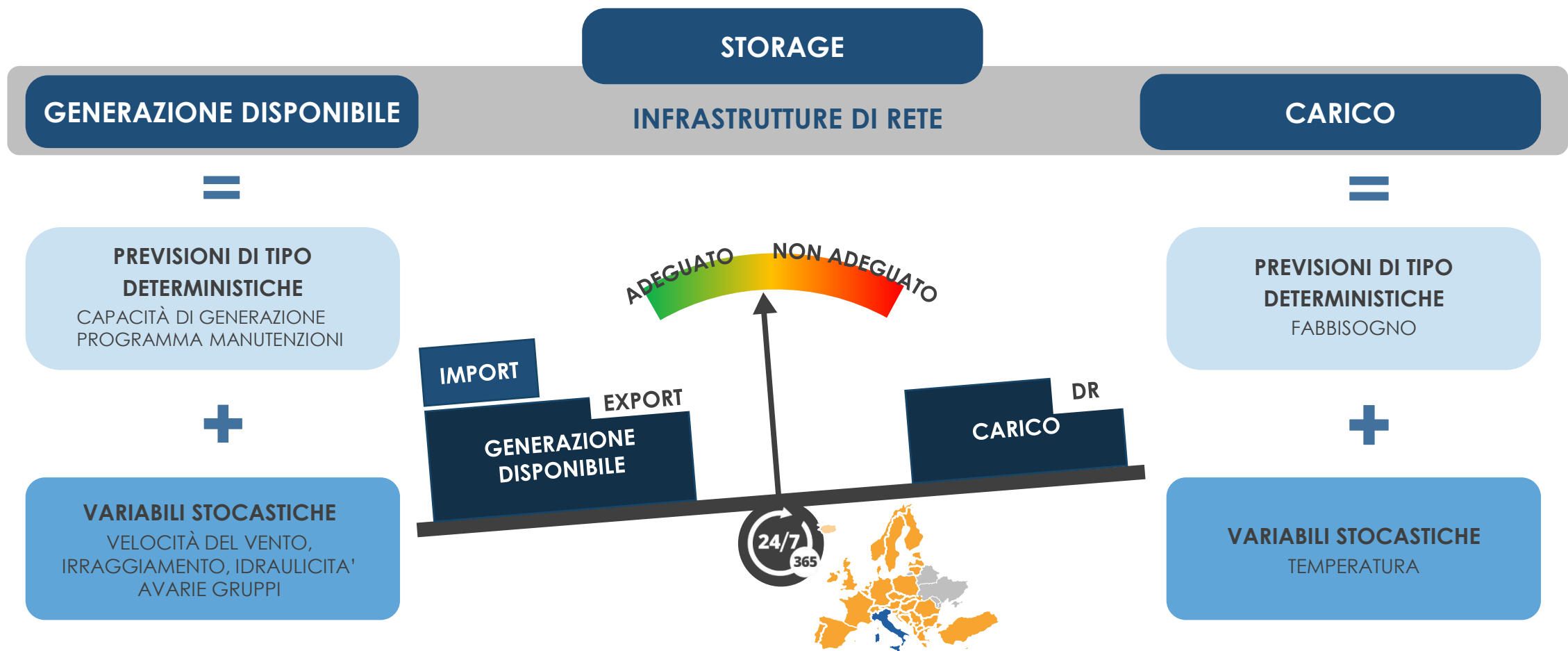
3 LOCALIZZAZIONE IMPIANTI FER

- Aumento **congestioni di rete** per localizzazione degli impianti FER distante dai centri di consumo
- Crescenti problematiche di gestione del sistema, dovute all'aumento della Generazione Distribuita (fenomeni di **risalita dei flussi**, **innalzamento tensioni**, **selettività sistemi di protezione**, **buchi di tensione**, **Sistema di Difesa** inadatto, etc.)

Dimensioni chiave per la gestione del SEN



**- Focus 1 -
ADEGUATEZZA**



DEFINIZIONE

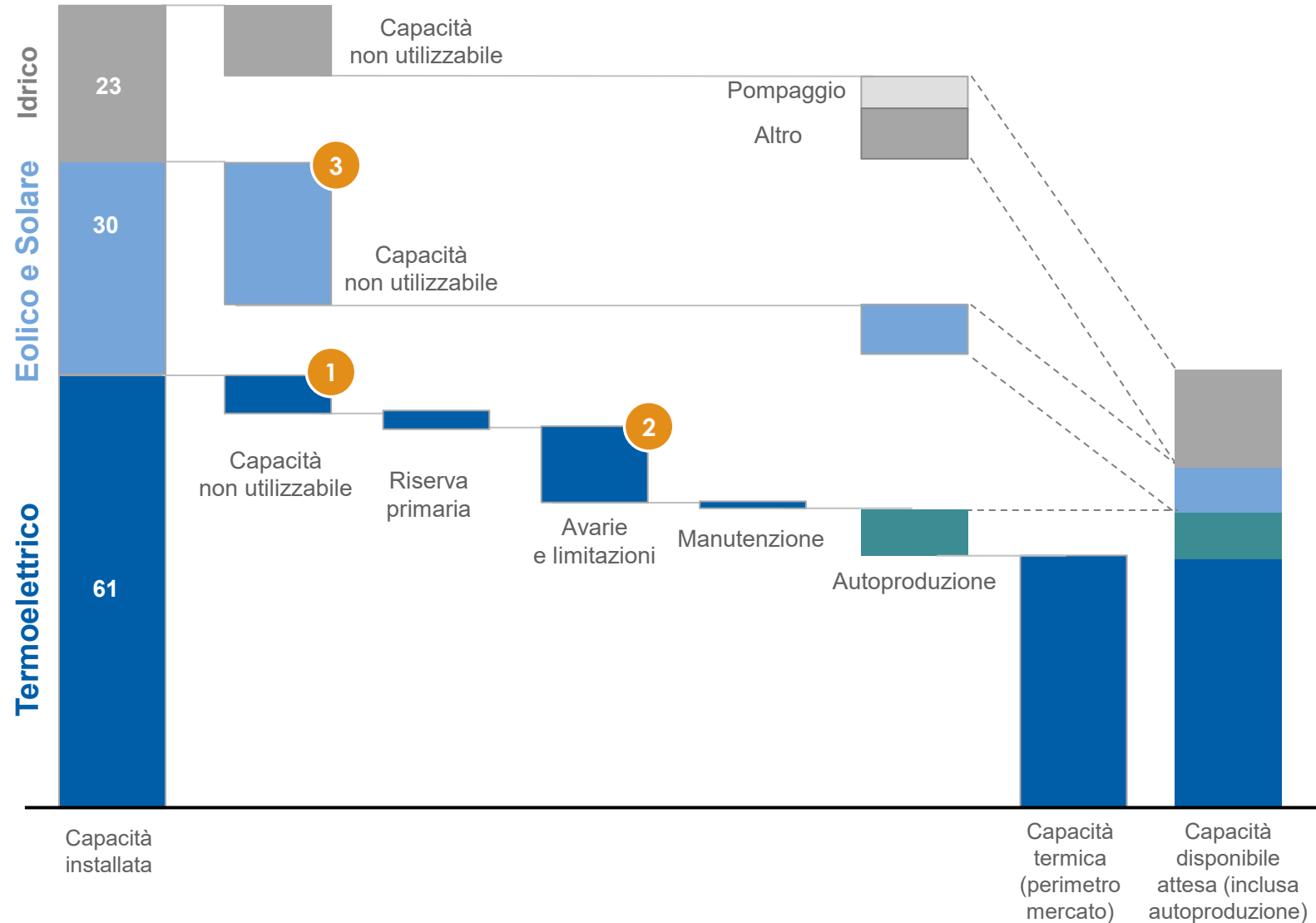
Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di **produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto** sufficienti a soddisfare la domanda attesa senza violazioni di sicurezza, con un margine di riserva in ogni dato periodo

INDICATORI DEL RISCHIO DI INADEGUATEZZA

- ▶ **LOLE** (Loss of Load Expectation), misura per quanto tempo in media su un anno la capacità di generazione disponibile non riesce a soddisfare la domanda ed è espresso in h/y
- ▶ **EENS** (Expected Energy Not Supplied), misura l'energia non fornita attesa in un anno ed è espressa in MWh/y

Capacità installata e capacità effettivamente disponibile

[GW]

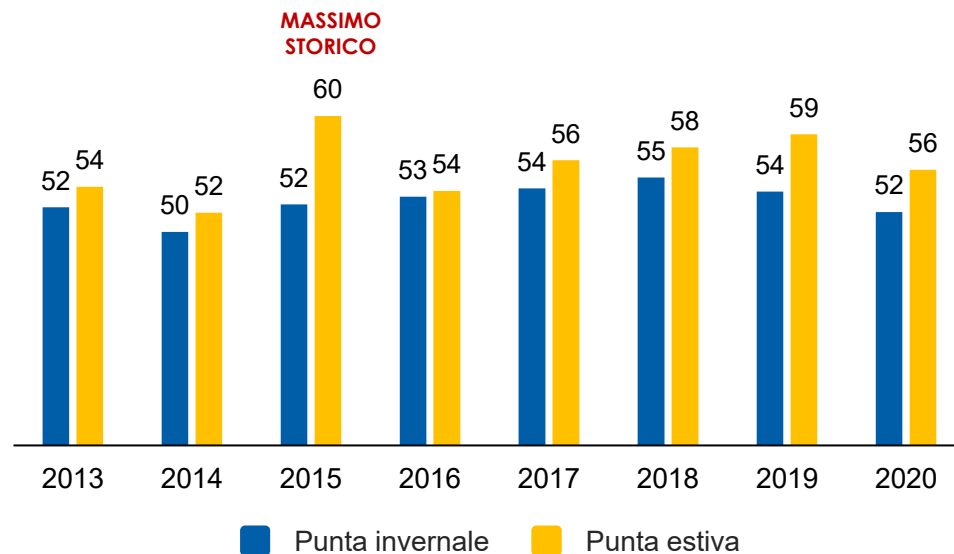


La capacità di generazione disponibile è notevolmente inferiore alla capacità installata, ciò è dovuto a:

- 1 TERMoeLETTRICO:** impianti indisponibili all'esercizio (impianti con limiti autorizzativi o privi di autorizzazione, impianti dichiarati dai produttori in mothballing)
- 2 TERMoeLETTRICO:** manutenzioni programmate e non programmate (avarie) delle unità di generazione; indisponibilità di elementi di rete che riducono i limiti di trasporto tra le zone
Altre limitazioni rispetto alla potenza installata (es. ATS*, derating)
- 3 EOLICO e SOLARE:** variabilità delle generazione da FRNP immessa in rete (differenza tra il dato di targa e la previsione di produzione)

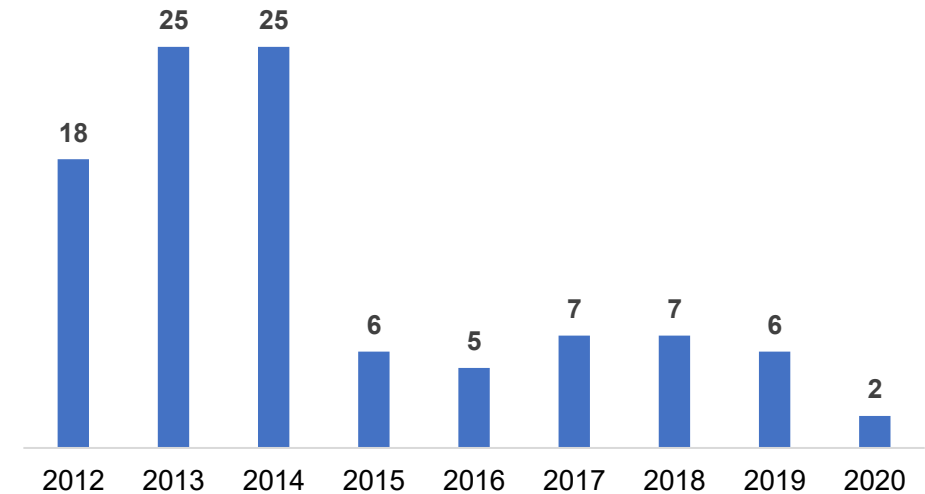
(*) Alta temperatura Scarico

PUNTA DI CARICO [GW]



- ▶ Negli ultimi anni, si è assistito a uno switch stagionale del picco della domanda che fino al 2008 si verificava nella stagione invernale
- ▶ Dal 2009, invece, il picco di domanda si è verificato nei mesi estivi principalmente a causa del maggior ricorso a impianti di climatizzazione elettrici

MARGINE DI RISERVA ALLA PUNTA [GW]

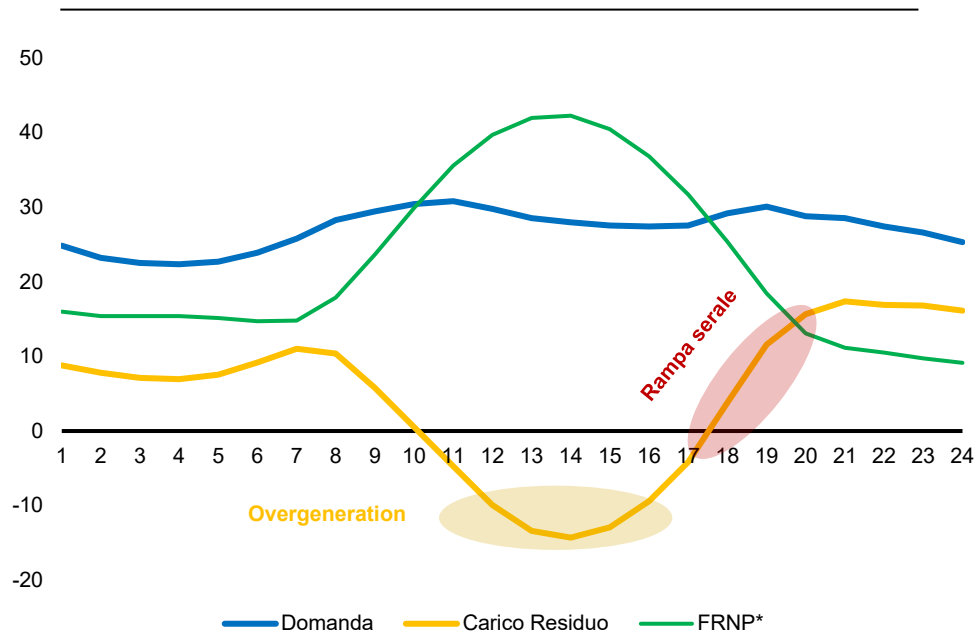


- ▶ La progressiva riduzione della flotta termoelettrica negli scorsi anni ha ridotto drasticamente il margine di riserva, deteriorando le condizioni di adeguatezza del sistema
- ▶ Negli ultimi anni si sono verificate diverse situazioni di criticità, con rischio di attivazione di piani di emergenza, come a luglio 2015 a causa delle temperature superiori alla media, a gennaio 2017 a causa di ondate di freddo in concomitanza con l'indisponibilità degli impianti nucleari francesi o nell'estate 2017 a causa di punte di fabbisogno concomitanti con la scarsa idraulicità dell'anno
- ▶ Nel 2019, il margine di adeguatezza si è ridotto a circa 6 GW, valore circa pari alla capacità di import, oltre 4 volte inferiore ai valori del 2013



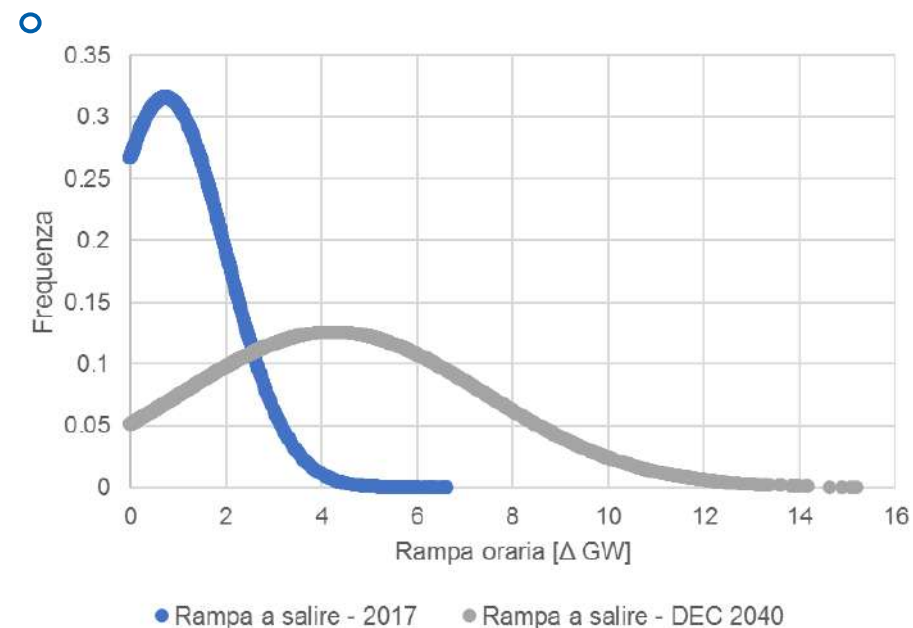
**- Focus 2 -
FLESSIBILITA'**

Carico residuo – Aprile Scenario PNIEC 2030



- Crescenti periodi di **over-generation** nelle ore centrali della giornata che possono portare a tagli dell'energia FER
- Crescente ripidità della **rampa serale del carico residuo**, causata dalla repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali

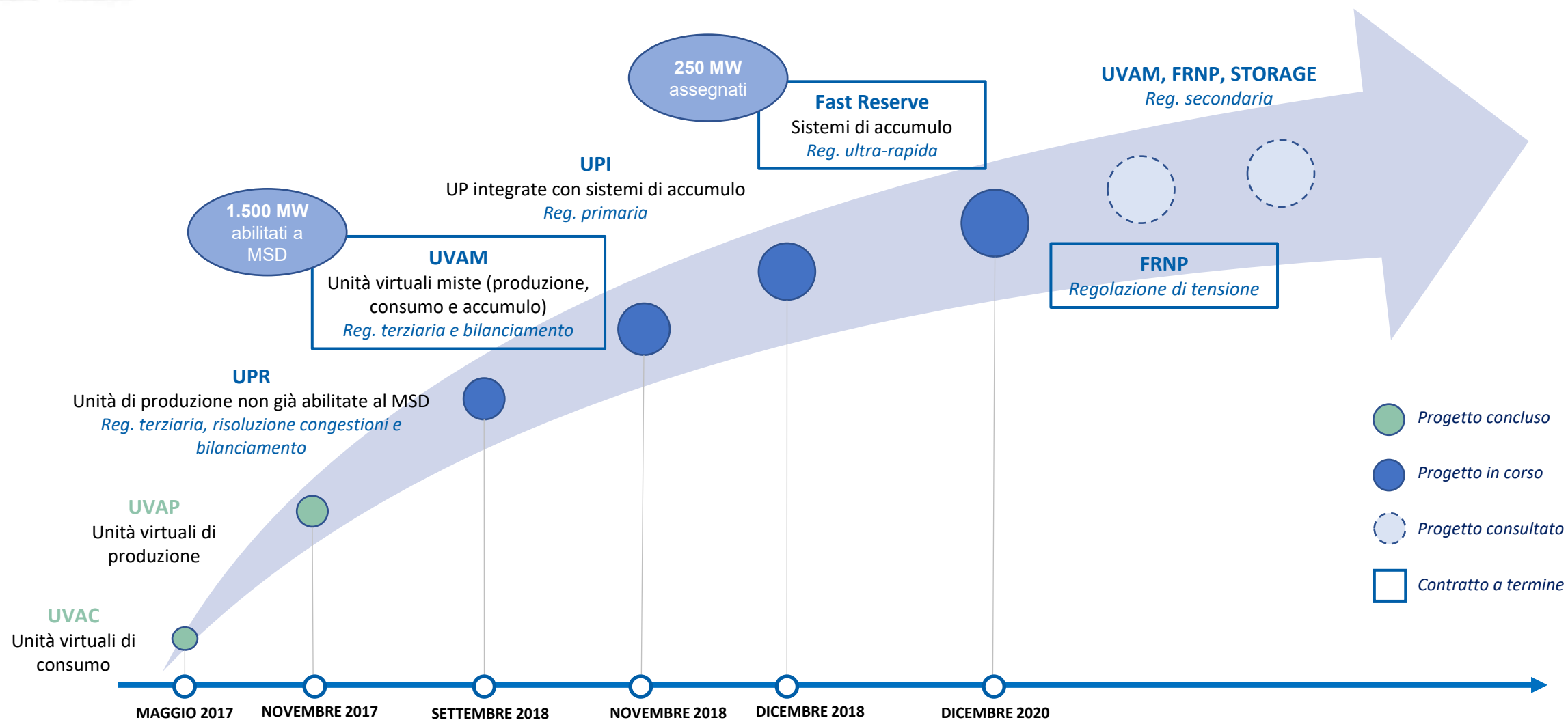
Distribuzione della rampa oraria di carico residuo



- La **diffusione delle rinnovabili non programmabili accentua** anche le criticità legate alle **rampe orarie** di carico residuo
- **Tra il 2017 e il 2040*** il numero indicativo di ore in cui si osserva una **rampa oraria** di carico residuo **maggiore di 6 GW** passa **da 30 ore a più di 1000 ore**

Crescenti problematiche di adeguatezza del Sistema
e di gestione della rampa serale

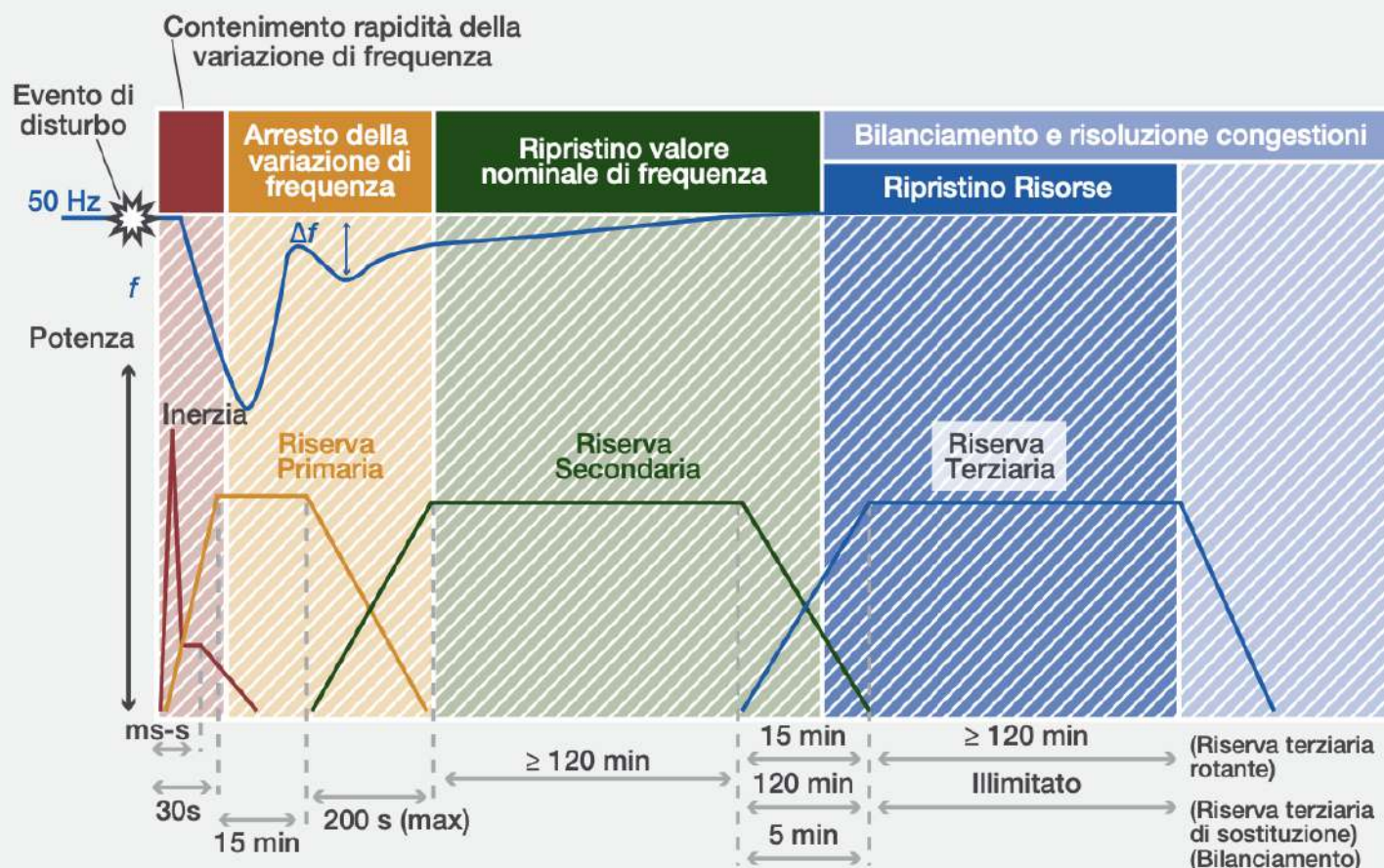
Abilitazione delle risorse di flessibilità



A partire dal 2017, Terna ha avviato una serie di progetti pilota finalizzati ad incrementare le risorse di flessibilità abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento e a esplicitare i servizi forniti dal termoelettrico

**- Focus 3 -
STABILITA'**

Schematizzazione delle regolazioni di frequenza in funzione del tempo di intervento



* FAT = Full Activation Time

FAST RESERVE

- **Obiettivo:** contenere la rapidità della variazione di frequenza, rendendo il gradino di disturbo una variazione controllabile e oscillatoria
- **FAT:** <1 secondo
- **Approvvigionamento:** aste pilota

REGOLAZIONE PRIMARIA

- **Obiettivo:** arresto della variazione di frequenza
- **FAT:** 30 secondi max
- **Durata:** almeno 15 minuti
- **Ridenominazione:** Frequency Containment Reserve (FCR)
- **Approvvigionamento:** obbligatorio (servizio non remunerato)

REGOLAZIONE SECONDARIA

- **Obiettivo:** ripristino del valore nominale di frequenza
- **FAT:** 200 secondi
- **Durata:** almeno 120 minuti per le UP idroelettriche, senza limitazione di durata per le altre UP
- **Approvvigionamento:** sul MSD (servizio remunerato Pay-as-bid)
- **Ridenominazione:** Frequency Restoration Reserve di tipo automatico (aFRR)

REGOLAZIONE TERZIARIA

- **Obiettivo:** ripristino delle risorse regolanti (margini di riserva)
- **Approvvigionamento:** sul MSD (servizio remunerato Pay-as-bid)

RISERVA ROTANTE

- **FAT:** 15 minuti
- **Durata:** almeno 120 minuti
- **Ridenominazione:** Frequency Restoration Reserve di tipo manuale (mFRR)

RISERVA DI SOSTITUZIONE

- **FAT:** 120 minuti
- **Durata:** nessuna limitazione di durata
- **Ridenominazione:** Replacement Reserve (RR)

BILANCIAMENTO

- **Obiettivo:** equilibrio della domanda-offerta in tempo reale; rispetto dei limiti operativi degli elementi di rete in tempo reale
- **FAT:** entro 5 minuti dall'ordine di dispacciamento
- **Approvvigionamento:** sul MB (servizio remunerato Pay-as-bid)

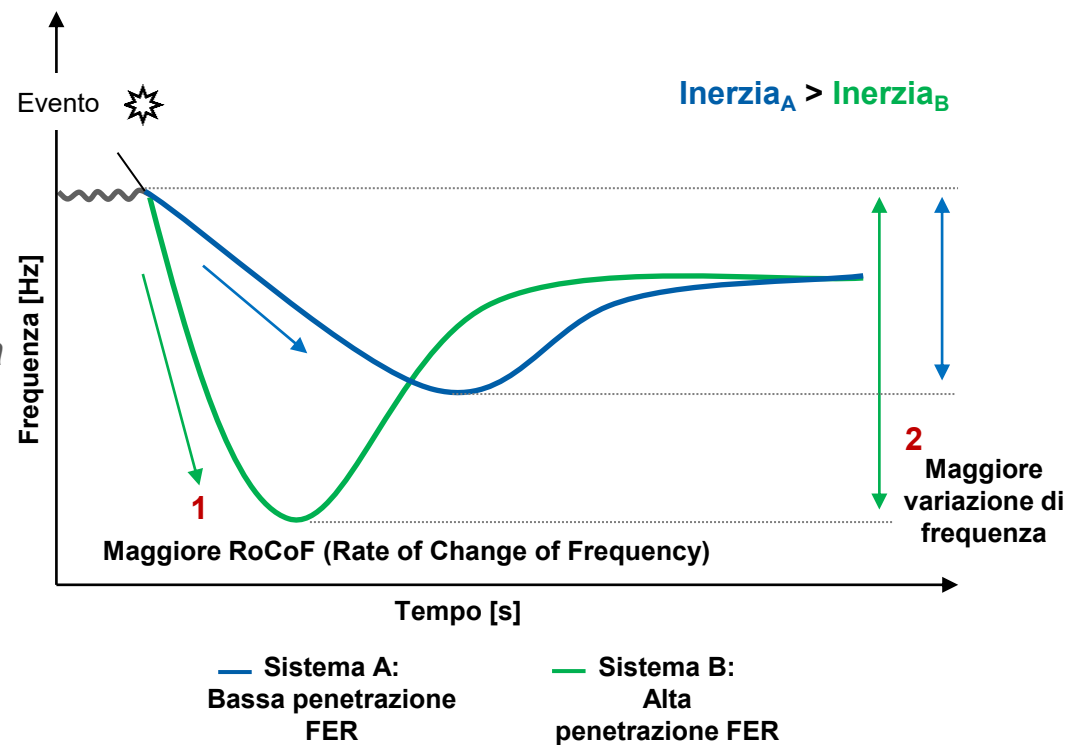
Incremento
impianti FER



Riduzione
impianti termici



Riduzione
stabilità e inerzia
di rete



Necessario incrementare la flessibilità e la rapidità di risposta del sistema

Soluzioni sperimentate da Terna per la stabilità di frequenza



COMPENSATORI SINCRONI



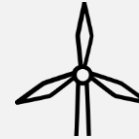
- I compensatori sincroni forniscono un contributo inerziale in quanto macchine rotanti
- Possono contribuire alla stabilità di aree di rete con elevata penetrazione di generatori a inerzia nulla, limitando la dinamica della frequenza di rete (sia in termini di **derivata** di frequenza che di **ampiezza** della perturbazione)

RISERVA ULTRA-RAPIDA



- Definizione di un nuovo servizio ultra-rapido. Velocizzando la regolazione primaria di frequenza, il contributo erogato diventa comparabile, in termini di tempi di intervento, alla risposta inerziale
- Il servizio può essere erogato ad esempio da SdA Power Intensive
- Sperimentazione tramite **progetto pilota**

INERZIA SINTETICA



- L'**energia cinetica** accumulata nelle parti in movimento dell'**aerogeneratore** può tradursi in un contributo inerziale se sono implementate specifiche **logiche di controllo**

SISTEMI DI ACCUMULO MECCANICI (flywheel)



- Grazie alle loro caratteristiche Power Intensive, i sistemi di accumulo meccanici potrebbero fornire servizi ultra-rapidi che riducano i transitori di frequenza nei sistemi a bassa inerzia



1

Regolazione di Tensione

I compensatori sincroni (o condensatori rotanti) sono macchine rotanti che consentono di regolare la tensione su un nodo di rete attraverso l'assorbimento o l'erogazione di potenza reattiva che viene modulata dalla corrente nel sistema di eccitazione

2

Regolazione di Frequenza

Con l'aggiunta di un volano meccanico sono in grado di opporsi alle variazioni di frequenza e di offrire maggiore inerzia e stabilità al sistema elettrico

3

Potenza di corto circuito

I CS erogano una potenza di corto circuito simile a una centrale di produzione termoelettrica, assicurando il corretto funzionamento dei sistemi di protezione e una migliore qualità del servizio

4

Riaccensione

Durante le fasi di riaccensione della rete i CS possono aumentare i margini di potenza reattiva (profilo della tensione) garantendo una pronta ripartenza dei collegamenti in CC e favorendo la rialimentazione dei carichi

Piano di installazione dei compensatori sincroni

9

IN SERVIZIO

Terna

STAZIONI

FAVARA (160 MVar)
PARTINICO (160 MVar)
CODRONGIANOS (2 x 250 MVar)
MATERA (2 x 250 MVar)
SELARGIUS (250 MVar)

di Terzi

BRINDISI NORD (2 x 370 MVA)*

EXISTING
CAPACITY

Q_{max}: 2310 MVar

+13

PIANIFICATI

2021

CANDIA (125 MVar)
FANO (125 MVar)
GARIGLIANO (125 MVar)
FOGGIA (125 MVar)
MAIDA (250 MVar)

2022

ROSARA (125 MVar)
VILLANOVA (125 MVar)
MAIDA (250 MVar)
BRINDISI P. (2 x 250 MVar)
CODRONGIANOS (250 MVar)

2023

SUVERETO (125 MVA)
MONTALTO (125 MVA)

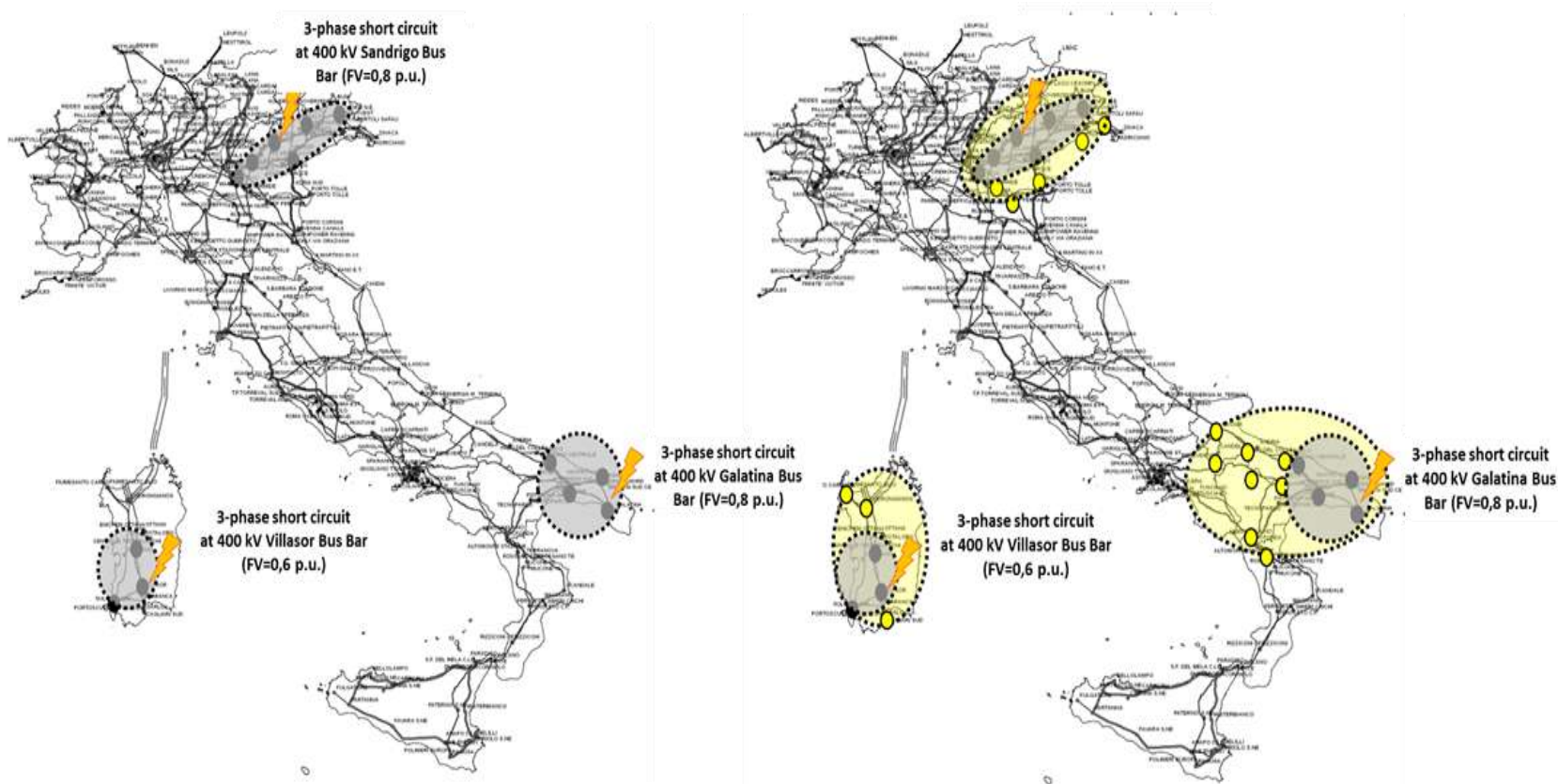
NEW
CAPACITY

Q_{max}: 2025 MVar



**- Focus 4 -
QUALITÀ**

Peggioramento della capacità del Sistema di garantire la qualità dello servizio: buchi di tensione e forma d'onda della tensione



➤ In un'economia industriale sempre più automatizzata, cresce l'importanza della **qualità del servizio**; necessità di incrementare la magliatura della rete e adottare moderne tecnologie (es. Static Var Compensator)

➤ La generazione inverter-based fornisce una **corrente di corto circuito** che vale appena 1,1 volte la corrente nominale, compromettendo il corretto funzionamento del sistema di protezione (tempestività e selettività)

- ▶ **REATTORI**, soprattutto nelle zone dove si registrano, nelle ore di basso carico, tensioni elevate
- ▶ **RESISTORI STABILIZZANTI**, dispositivi in grado di garantire la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete
- ▶ **STATCOM** (STATIC synchronous COMPensator), dispositivi elettronici di potenza che consentono di regolare con continuità la potenza reattiva immessa/assorbita e di controllare la stabilità di sistema anche in presenza di forte penetrazione di generazione tipo inverter-based (fonti rinnovabili e HVDC)

+17

REATTORI

Pianificati

FLAMINIA (150 KV)	CERIGNOLA
ROMA EST	DELICETO
BASSO LAZIO	ROTELLO
CASORIA 2 (220 KV)	TORRE MAGGIORE
FRATTA MAGGIORE (220 KV)	BELLOLAMPO (150 KV)
MONTECORVINO	BELLOLAMPO (220 KV)
PATRIA	CASUZZE (150 KV)
S. MARIA CAPUA VETERE	SOSTITUZIONE PARTINICO (220 KV)
BARI OVEST (150 KV)	

NUOVA CAPACITA'

Q_{max}: 3000 MVar (esistente: 11.000 MVar)

+15

RESISTORI

Pianificati

ANDRIA	ROSSANO
BELCASTRO	SCANDALE
BISACCIA	TROIA
BRINDISI	MELFI
CHIARAMONTE	MONTECORVINO
FEROLETO	S. SOFIA
FOGGIA	VILLANOVA
RIZZICONI	

NUOVA CAPACITA'

P_{max}: 300-600 MW (esistente: nn)

+5

STATCOM

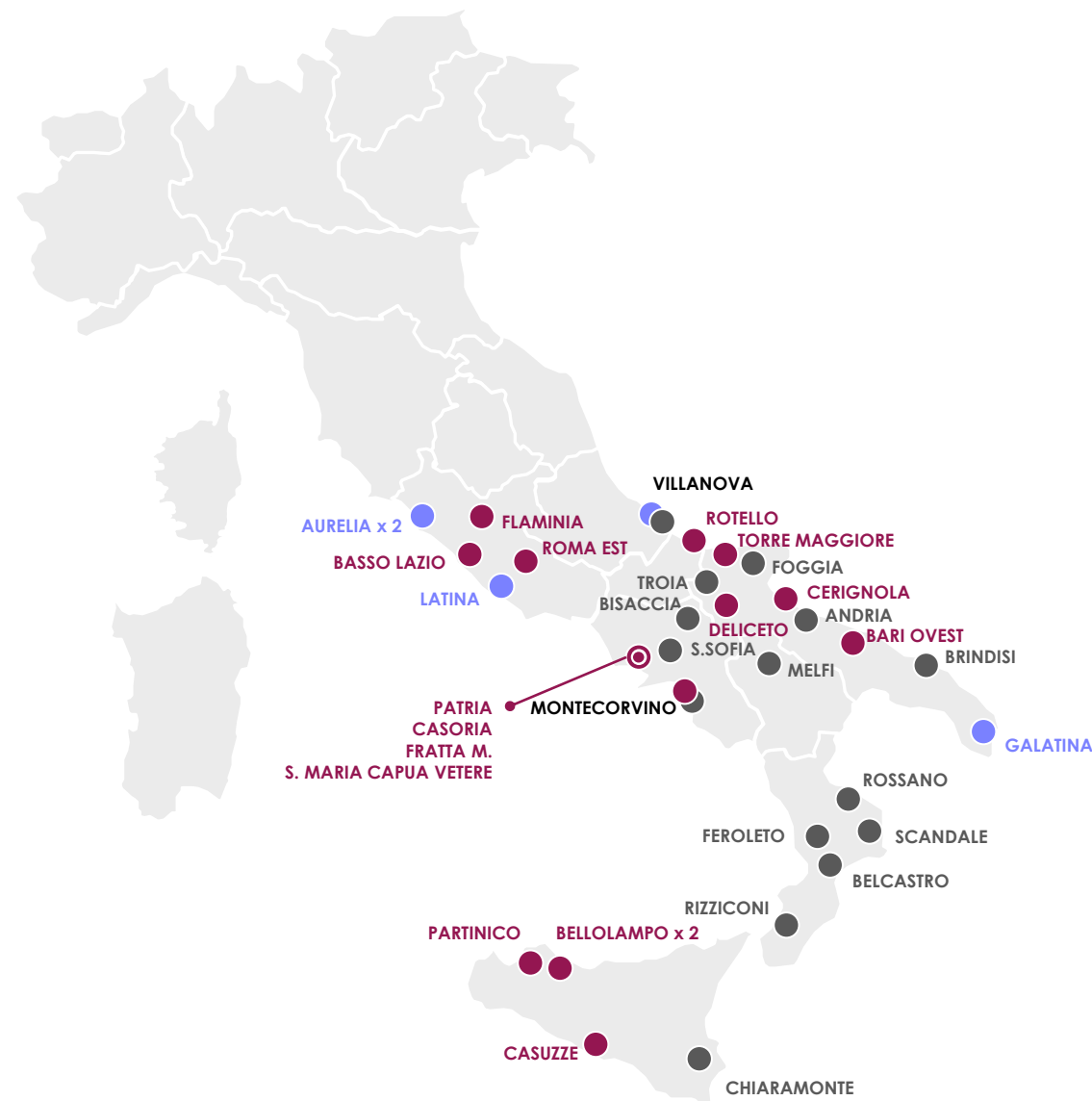
Pianificati

AURELIA 1	LATINA
AURELIA 2	VILLANOVA
GALATINA	

NUOVA CAPACITA'

Q: -625 MVar <> + 625 (esistente: nn)

Ulteriori misure per il miglioramento delle tensioni e della stabilità della rete

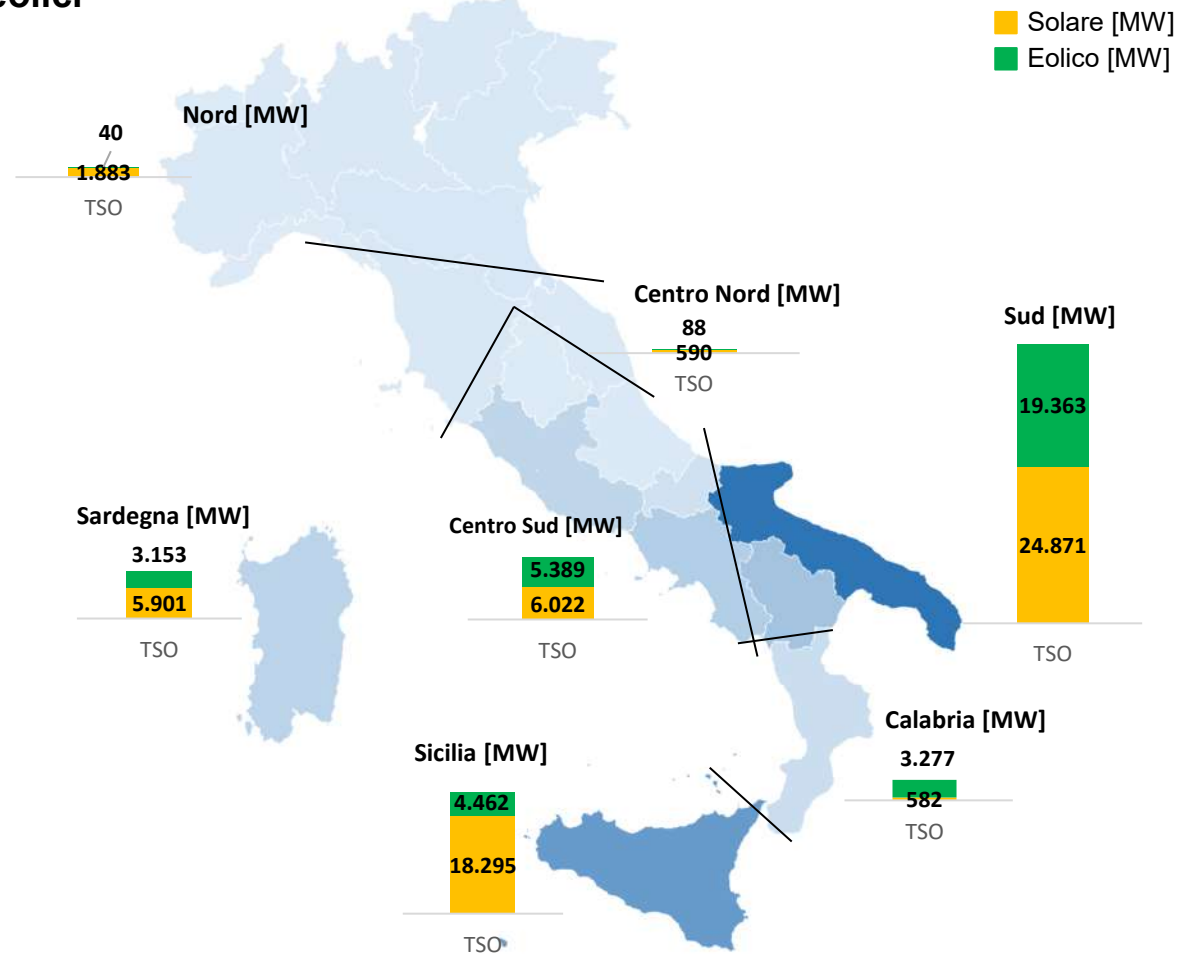


**- Focus 4 -
SICUREZZA**

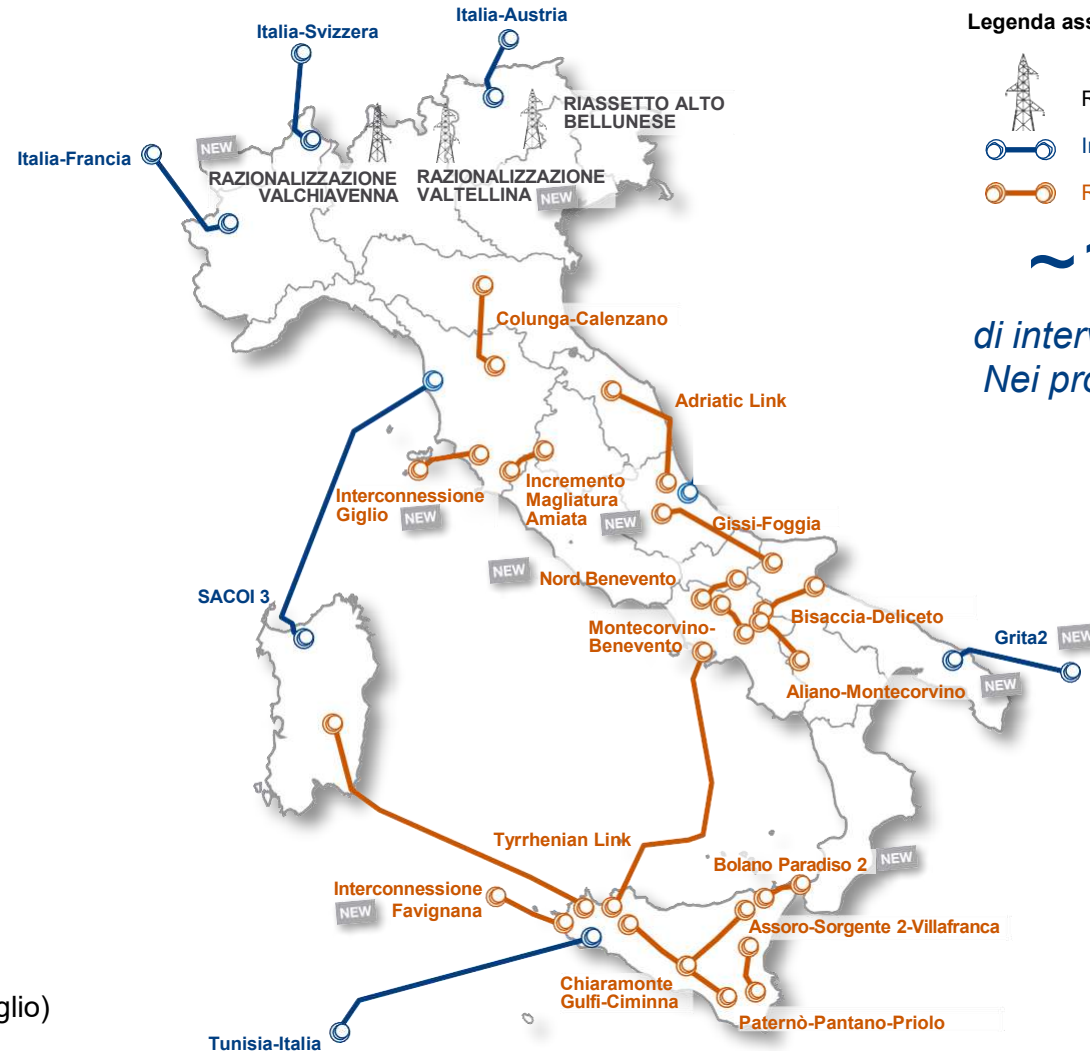
Distribuzione territoriale richieste di connessione fonte solare ed eolica

Aggiornamento al 31-12-20

Esistono ad oggi richieste di connessione alla rete in alta tensione (AT) per oltre **95.000 MW***. Inoltre le richieste di connessione per impianti **eolici offshore** potrebbero crescere fino a **17.000 MW**



Principali interventi di Sviluppo



Legenda asset



RAZIONALIZZAZIONI



Interconnessioni



Rinforzi di rete

~17 Mld€

*di interventi pianificati
Nei prossimi 10 anni*

Azioni minime per raggiungere gli obiettivi PNIEC

ENTRO 2025

ENTRO 2030

1

INVESTIMENTI
DI RETE



Piano di Sviluppo 2020: rinforzi di rete (es. Tyrrhenian Link, dorsale adriatica, interconnessioni estero)
Piano Sicurezza 2020: investimenti per compensare perdita di inerzia e regolazione tensione (compensatori, reattanze, STATCOM, resistori stabilizzanti)
Piano Resilienza: interventi per la resilienza

2

GENERAZIONE
REGOLANTE



+5,4 GW nuova capacità gas

+1 GW nuova capacità gas

3

FONTI
RINNOVABILI



+12 GW nuova capacità FER

+27 GW nuova capacità FER
(il Green Deal prevede ulteriori +20 GW)

4

DEMAND
RESPONSE



+1 GW demand-response

+1 GW demand response

5

STORAGE



+3 GW nuova capacità accumulo
(centralizzato: pompaggio + storage elettrochimico)

+3 GW nuova capacità accumulo
(centralizzato: pompaggio + storage elettrochimico)

LO SVILUPPO DELLE FER E IL PHASE-OUT DEL CARBONE RICHIEDONO NOTEVOLI INVESTIMENTI '*CAPITAL-INTENSIVE*'.
LA REALIZZAZIONE DI NUOVA CAPACITÀ A GAS E DI ACCUMULO E' SUBORDINATA ALL'INTRODUZIONE DI SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE

LINE DI INTERVENTO

1

INVESTIMENTI DI RETE

2

SEGNALI DI PREZZO DI LUNGO TERMINE

3

EVOLUZIONE E INTEGRAZIONE DEI MERCATI

4

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

PROGETTI IN CORSO

- Potenziamento dorsali **Nord-Sud** e rinforzi di rete **Sud e Isole**
- **Interconnessioni con estero**
- Investimenti per **regolazione tensione** ed aumento **inerzia del sistema**
- **Interventi per la resilienza**

- **Capacity Market** per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione flessibile e regolante
- **Aste GSE (FER1) e contratti di acquisto di energia a lungo termine (PPA)** per impianti rinnovabili
- **Contrattualizzazione a termine** tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo, specialmente idroelettrico per fornire potenza regolante al sistema (tensione, frequenza, inerzia e potenza di corto circuito), garantire l'adequatezza, gestire l' overgeneration e le rampe di carico residuo

- **Evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi** per far fronte alle nuove esigenze (regolazione di frequenza e di tensione, inerzia)
- **Partecipazione di nuove risorse di flessibilità al mercato dei servizi** di dispacciamento: domanda, generazione distribuita, accumuli, già promosse con i pilota UVAM, fast reserve, estensione perimetro secondaria e reattivo da FER, UPI)
- **Integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei**

- **Digitalizzazione** asset e processi (es. progetto Osservabilità GD, rete digitale basata sull'IoT per l'acquisizione di dati multi-sorgente in real-time)

THANK YOU



Power Intensive

- **Mission:** contribuire alla sicurezza della rete
- **Taglia (MW):** **≈ 40MW** (16MW Fase I + 24MW Fase II)
- **Soluzioni:** Li-Ion, Zebra, Flow, altro (Supercap...)
- **Numero di siti:** **2** per la Fase I (TBD per la Fase II)
- **Investimento:** 50 M€ fase I + 43 M€ fase II

FASE I^(*): 16 MW Storage Lab

Sito 1) Sardegna - Codrongianos

- **Taglia finale pianificata (MW):** **≈ 8,57 MW**
- **Status:** in sperimentazione **≈ 7,9 MW**
in installazione **≈ 0,675 MW**

Sito 2) Sicilia - Ciminna

- **Taglia finale pianificata (MW):** **≈ 6,55 MW**
- **Status:** in sperimentazione **≈ 5,55 MW**
in programmazione (TBC) **≈ 1 MW** **NEW**

Energy Intensive

- **Mission :** riduzione delle congestioni di rete (MPE^{**})
- **Taglia (MW):** **≈ 35 MW**
- **Soluzioni:** NaS (Sodium Sulfur)
- **Numero di siti:** **3**
- **Investimento complessivo:** 152 €mln;

Sito 1: Ginestra

- **Taglia (MW):** **≈ 12 MW**
- **Status:** in esercizio

Sito 2: Flumeri

- **Taglia (MW):** **≈ 12 MW**
- **Status:** in esercizio

Sito 3 Scampitella

- **Taglia (MW):** **≈ 10,8 MW**
- **Status:** in esercizio



Si ritiene opportuno non confermare la FASE II alla luce dell'evoluzione del quadro regolatorio europeo e del ruolo di Terna, sempre più indirizzato verso l'abilitazione delle risorse storage a mercato