
Piano di Sviluppo 2023

Consultazione Pubblica

MILANO, 02 OTTOBRE 2023

Piano di Sviluppo 2023 – Consultazione Pubblica

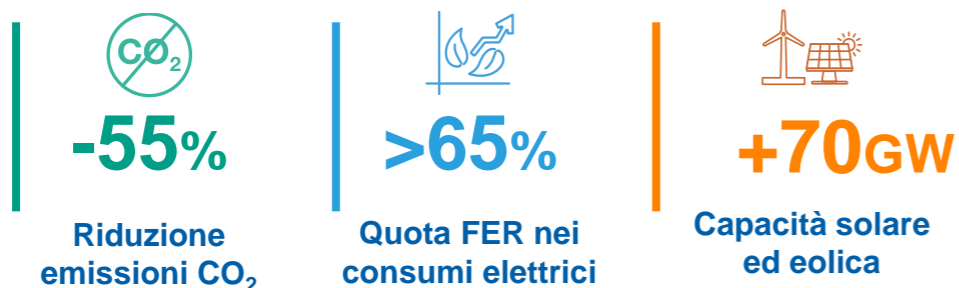
Agenda

- **Overview**
- **Evoluzione Rinnovabili e Contesto di riferimento**
- **La nuova rete Hypergrid**
- **Principali avanzamenti interventi**

Scenari energetici alla base del PdS 2023

OBIETTIVI UE DEL SETTORE ELETTRICO AL 2030

Gli obiettivi di decarbonizzazione definiti nel **nuovo pacchetto legislativo UE «Fit-for-55»** impongono nuove sfide al settore elettrico:

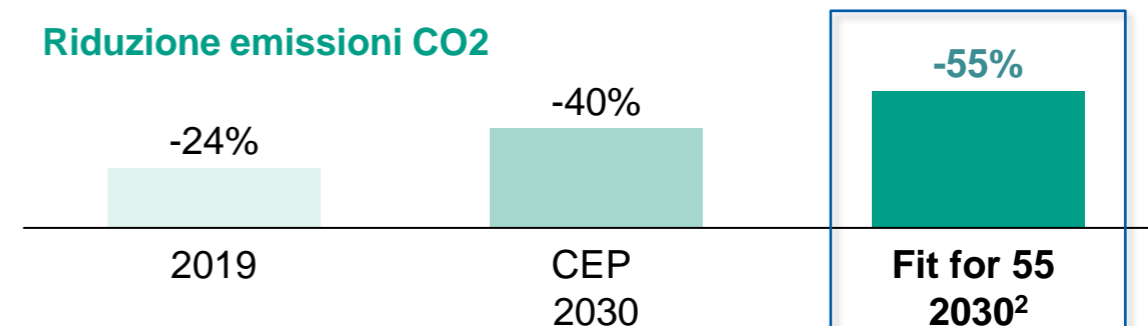


Questi obiettivi sfidanti sono pienamente raggiungibili solo attraverso lo sviluppo coordinato e sinergico tra:

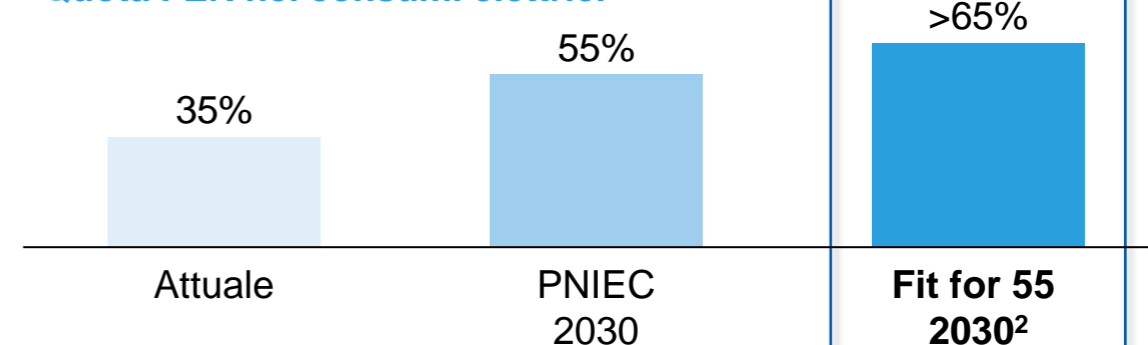


Ad agosto 2022 Terna e Snam hanno pubblicato il documento di **descrizione degli scenari (DDS 2022)**, funzionale al Piano di sviluppo della RTN 2023. Il DDS 2022 ha già considerato i nuovi obiettivi di decarbonizzazione definiti nel «Fit-for-55».

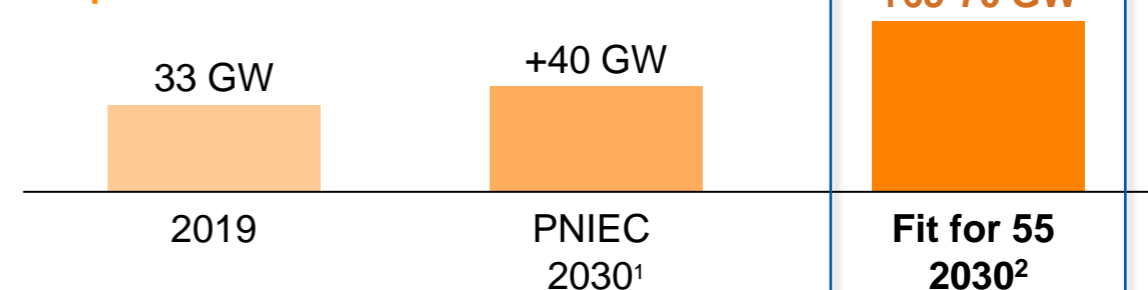
Riduzione emissioni CO₂



Quota FER nei consumi elettrici



Capacità FV ed eolica

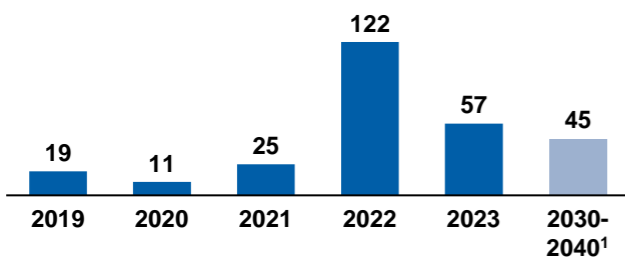


Scenari energetici

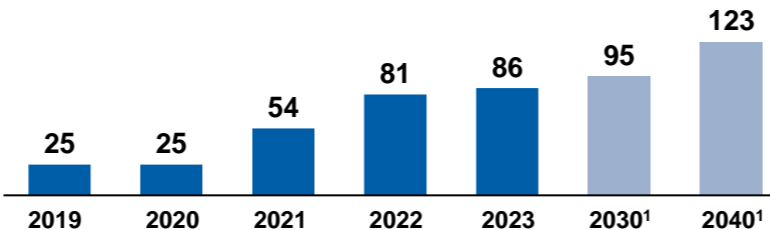
Documento di Descrizione degli Scenari 2022

STORICO PREZZO COMMODITIES VS SCENARI PDS '23

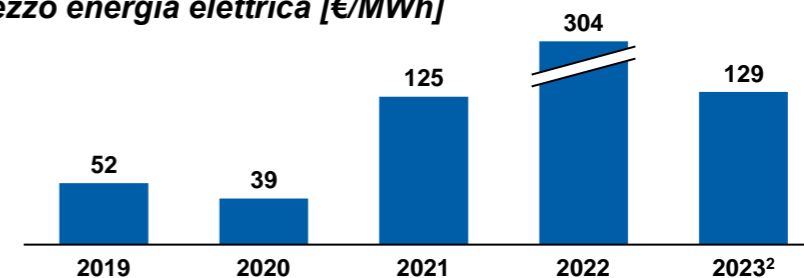
Prezzo del gas [€/MWh]



Prezzo della CO₂ [€/ton]



Prezzo energia elettrica [€/MWh]



PRINCIPALI CARATTERISTICHE SCENARIO DI POLICY AL 2030



Fabbisogno elettrico
366 TWh

- › Forte **elettrificazione dei consumi** spinta soprattutto da **mobilità elettrica** (maggiore numero di veicoli elettrici) e **usi domestici** (incremento pompe di calore)



Nuova produzione FER
+120-126 TWh (+70 GW)

- › +12 TWh da **solare rooftop**
- › +23-25 TWh da **eolico offshore**
- › +18,20 TWh da **eolico onshore**
- › +67-69 TWh da **solare utility scale**



Nuovi accumuli
+94 GWh (ca +14 GW)

- › +71 GWh impianti **utility-scale** (prevalentemente pompaggi)
- › +16 GWh di **batterie small-scale** (associate al fotovoltaico su tetto)
- › +8 GWh già previsti dalle aste del **capacity market** (batterie di grossa taglia)



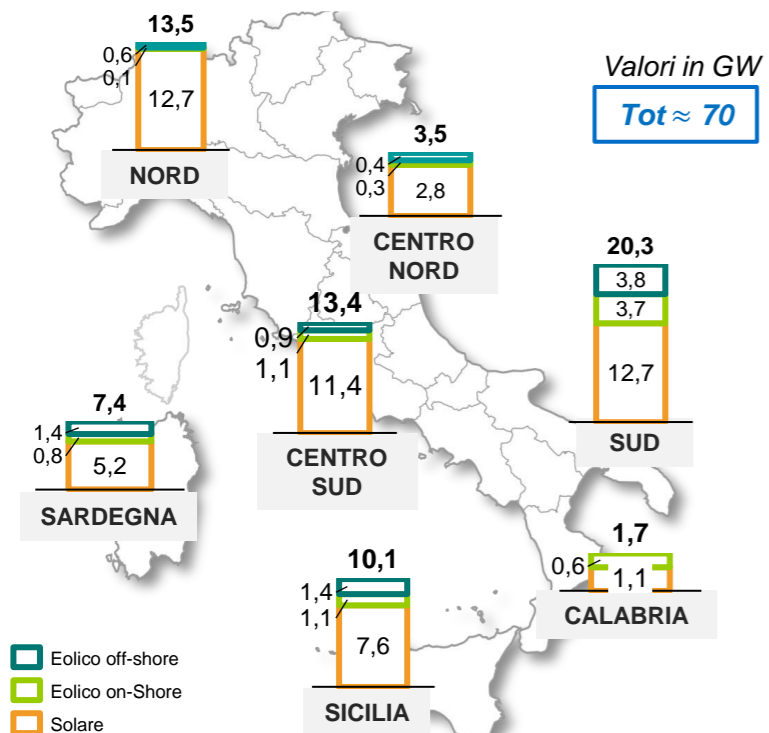
Nuova capacità di
transito ~16,6 GW

- › **Nuovi interventi per l'incremento della capacità di trasporto (Hypergrid)** e valorizzazione delle **sinergie con interventi strategici già pianificati** nei Piani precedenti

- › **-26,5 bcm di consumi gas per termoelettrico**
- › **-50 Mton emissione CO₂ nel settore elettrico**

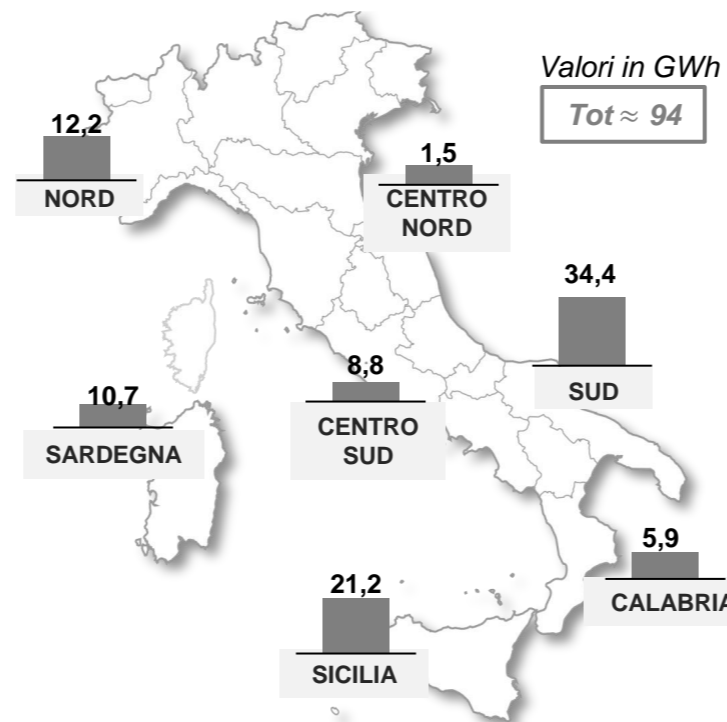
Necessità infrastrutturali scenari e PdS 2023

SCENARI ENERGETICI FF55 2030
DEL DDS 2022 – SOLARE ED EOLICO



- › **Crescita** significativa delle FER soprattutto **al Sud e nelle Isole**
- › Concentrazione dei **carichi zona Nord/Centro Nord**

SCENARI ENERGETICI FF55 2030
DEL DDS 2022 – ACCUMULI



- › L'integrazione delle nuove FER previste dalle policy europee (Fit-for-55) sarà garantita anche grazie allo **sviluppo circa 94 GWh di nuovi accumuli**

INCREMENTO CAPACITÀ DI
TRASPORTO PER INTEGRAZIONE FER



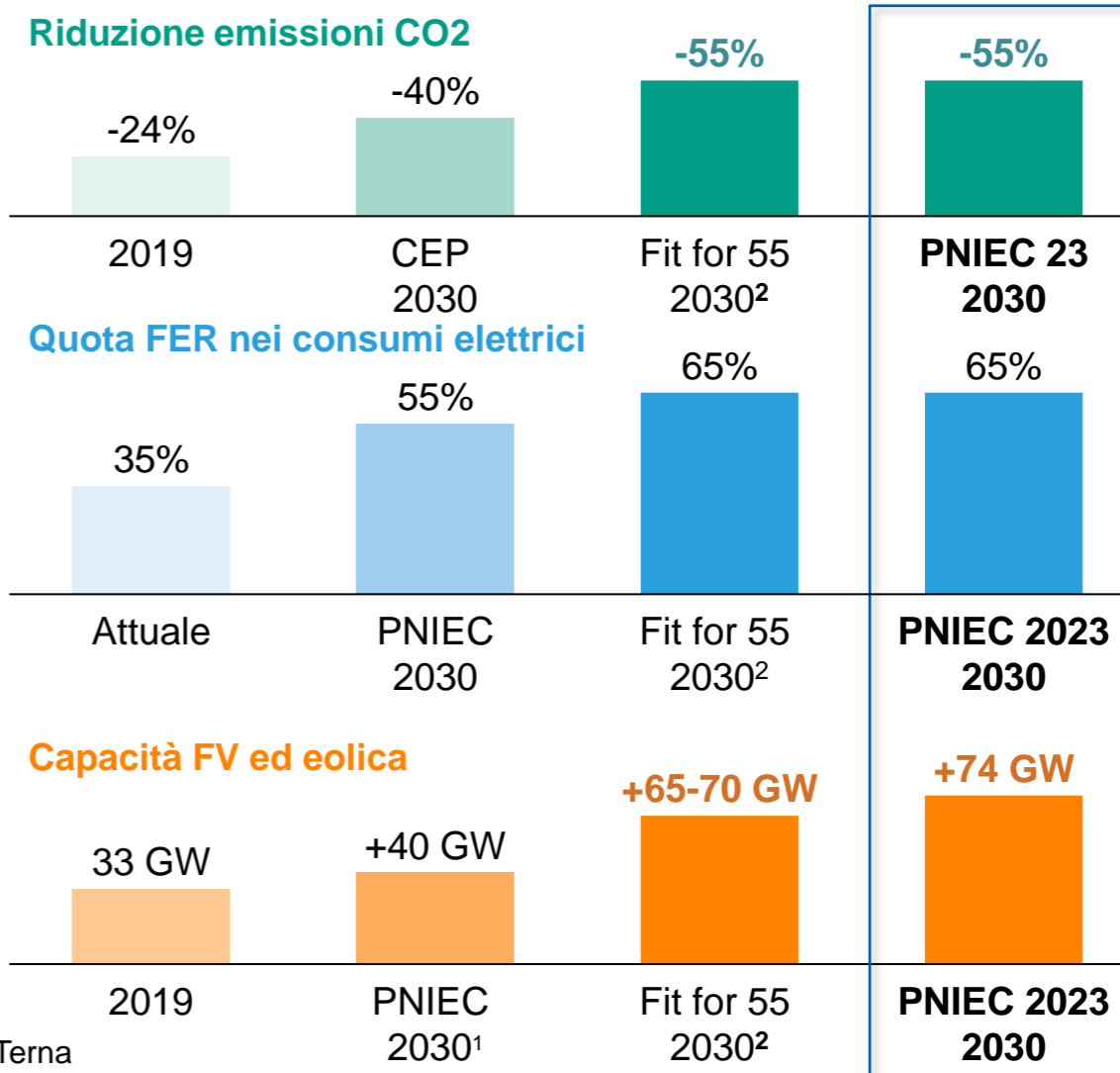
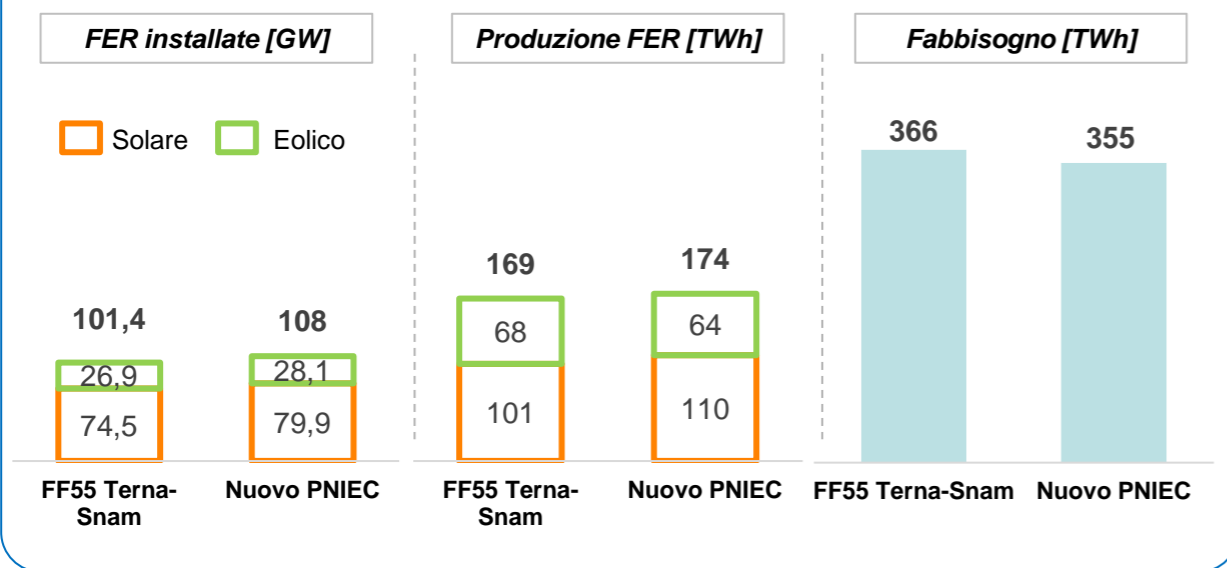
- › Sviluppo di infrastrutture abilitanti e innovative: il progetto **Hypergrid** consentirà un **incremento della capacità di trasporto** tra le zone di mercato di **circa 17 GW** in più rispetto a 7 GW già previsti nel PdS '21

Terna ha sviluppato uno **scenario di massimo accoglibile FER per zona**, coerente con aree potenzialmente idonee e richieste di connessione ricevute, considerando:

- › un **set di opere di rete** funzionale alla **integrazione delle FER aggiuntive**
- › un **dimensionamento** degli **accumuli ottimizzato** per questo scenario di FER e di rete

Nuovo PNIEC al 2030

Come previsto da Regolamento UE, a **luglio 2023** il Governo ha pubblicato il **nuovo PNIEC (PNIEC v2023)** basato sui nuovi target comunitari, entro 12 mesi dovrà essere consegnata la versione definitiva del PNIEC, tenendo in considerazione i commenti della CE



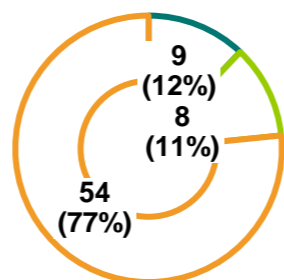
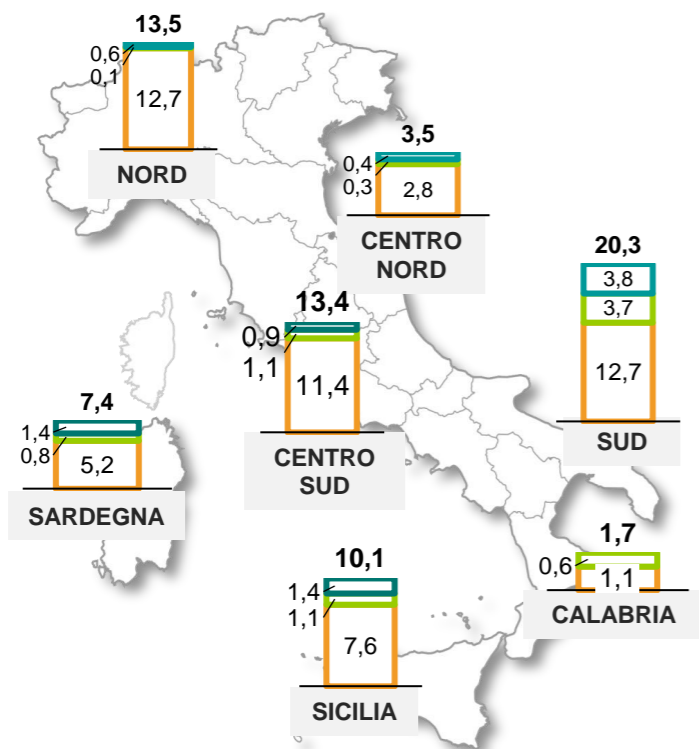
- > La **capacità installata 2030 delle FER del PNIEC 2023 è in linea con quella del DDS'22** di Terna
- > Rispetto al DDS, il PNIEC considera un minore sviluppo di eolico offshore, compensato da uno sviluppo maggiore di eolico onshore e di solare fotovoltaico
- > I **fattori abilitanti della transizione energetica individuati nel PdS 2023** (reti, accumuli e FER) **ripresi direttamente nel nuovo PNIEC**

Evoluzione degli scenari

Valori in GW

Eolico off-shore Eolico on-Shore Solare

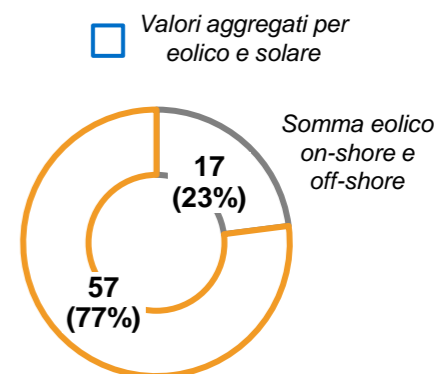
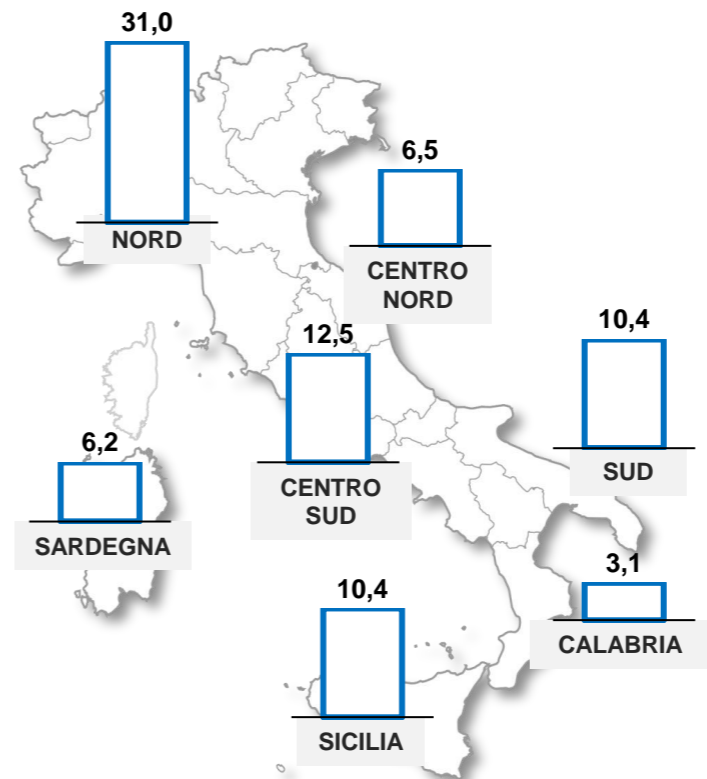
SCENARI ENERGETICI FF55 2030 DEL DDS 2022 – SOLARE ED EOLICO



+70 GW
Incremento capacità
FER «Fit-for-55»
2030 rispetto il 2019

Scenario alla base del Piano di Sviluppo 2023

SCENARI ENERGETICI BOZZA DM AREE IDONEE E PNIEC 2023



+74 GW
Incremento capacità
FER PNIEC 2023 (vs
2021)

+80 GW
Incremento capacità
FER bozza DM Aree
Idonee (vs 2019)¹

La bozza di decreto MASE sulle Aree Idonee individua la ripartizione fra le regioni dell'obiettivo nazionale al 2030 di una potenza aggiuntiva pari a 80 GW da fonti rinnovabili rispetto il 2019

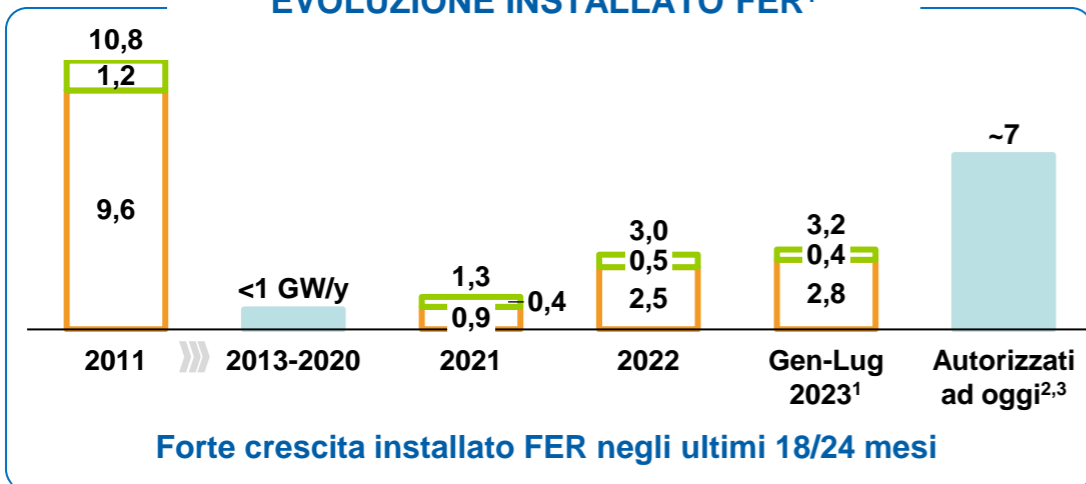
L'aggiornamento del PNIEC e le bozze dei nuovi decreti confermano quanto alla base del Piano di Sviluppo 2023

1. Non riportata distinzione tra eolico e solare. Si rimanda ad un «processo di individuazione delle aree idonee di concerto con le Regioni attraverso un percorso di condivisione e ripartizione degli obiettivi su scala regionale (burden sharing)».

Stato installazione FER e richieste di connessioni

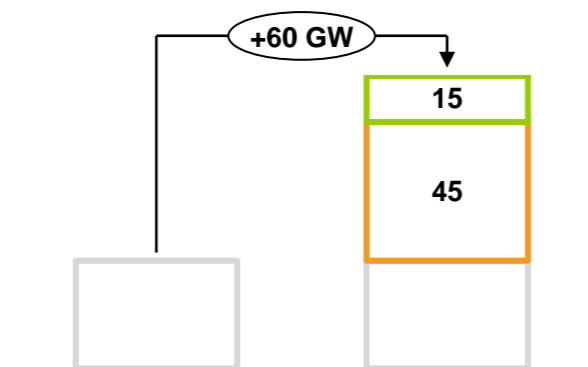
Valori in GW

EVOLUZIONE INSTALLATO FER¹

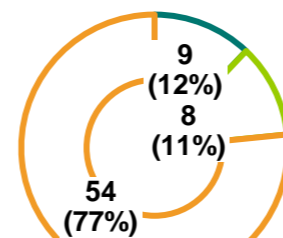


BOZZA DECRETO FERX

Previsti **+60 GW** di contingenti FER nel periodo '24-'28 (crescita coerente con richieste di connessione e incrementi di installato avuti in passato, es. +11 GW tra 2010-11)

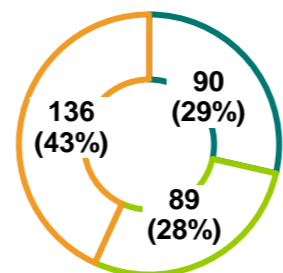


RICHIESTE DI CONNESSIONE vs FF55



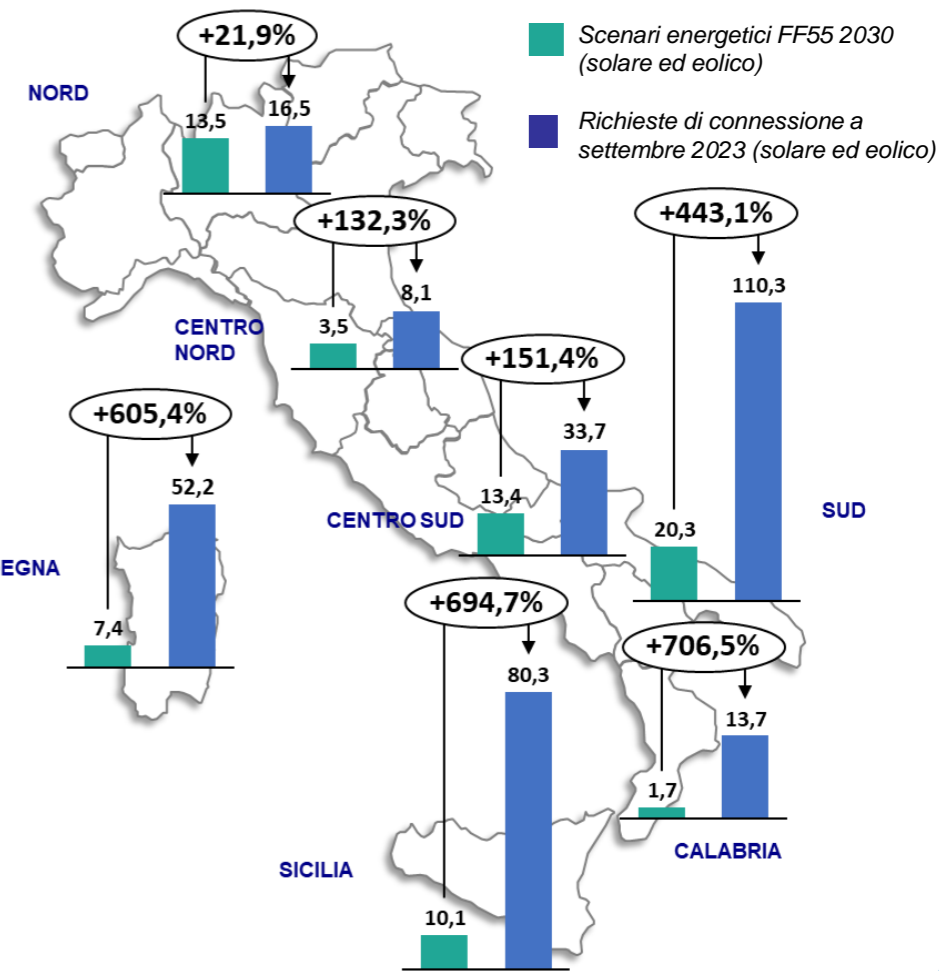
+70 GW

Incremento capacità FER «Fit-for-55» 2030³



+315 GW

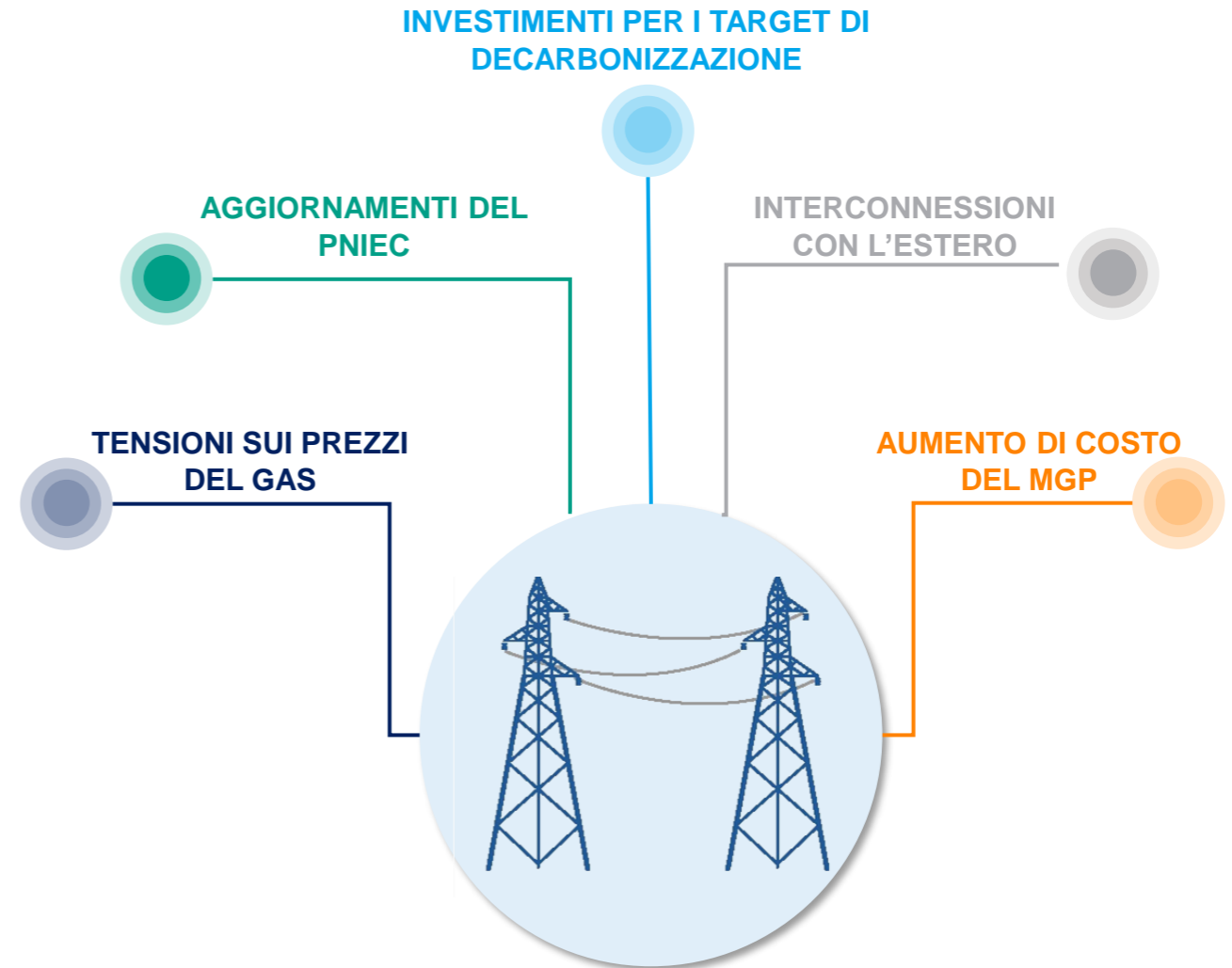
Richieste di connessione (Settembre 2023)⁴



■ Eolico Off-shore
 ■ Eolico On-shore
 ■ Solare

Conclusioni

- Gli **aggiornamenti del PNIEC** e i decreti in corso di finalizzazione confermano quanto Terna ha pianificato nel PdS 2023
- Le **forti tensioni sui prezzi del gas** hanno comportato un aumento straordinario del costo del MGP nel 2022 rispetto al 2019 di ~6 volte
- Le **interconnessioni** consentiranno al nostro Paese di rafforzare il ruolo di **hub energetico dell'Europa** e dell'area mediterranea, diventando protagonista a livello internazionale
- Necessario accelerare gli **investimenti per raggiungere in modo efficiente i target di decarbonizzazione** e rispondere alle esigenze di contenimento dei prezzi dell'energia elettrica
- Con il solo **aumento di costo del MGP (circa 70 mld€)** possibile finanziare tutti gli investimenti necessari a raggiungere i target al 2030 del settore elettrico (FER, accumuli e nuove linee elettriche)



Piano di Sviluppo 2023 – Consultazione Pubblica

Agenda

- **Overview**
- **Evoluzione Rinnovabili e Contesto di riferimento**
- **La nuova rete Hypergrid**
- **Principali avanzamenti interventi**

Obiettivi Strategici

STRATEGIA DEL PDS23

Il **Piano di Sviluppo 2023** si colloca in un momento storico che pone sempre più al centro il tema dell'energia. In questo contesto, Terna deve disegnare una rete in grado di sostenere la progressiva **decarbonizzazione** e una sempre maggiore **integrazione delle rinnovabili** garantendo al tempo stesso **efficienza, sicurezza e resilienza** del sistema elettrico.

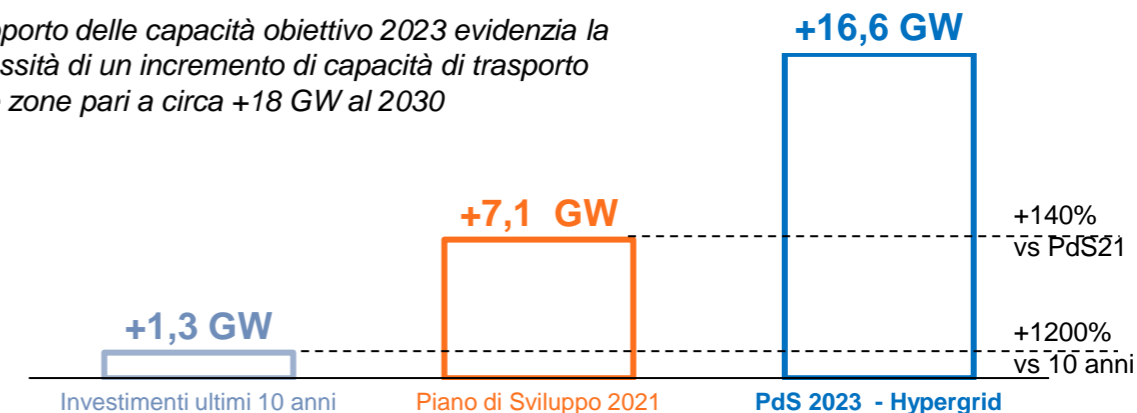
Questa sfida richiede uno sforzo di **programmazione, autorizzazione e realizzazione delle infrastrutture** che in Italia non ha precedenti.

La grande novità è rappresentata dall'introduzione dell'innovativa rete **Hypergrid**, che sfrutterà le tecnologie della trasmissione dell'energia in corrente continua (HVDC) per traghettare gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica secondo le direttive europee del «**Fit-for-55**». Permetterà, inoltre, di ottenere un **incremento della capacità** di trasporto tra le zone di mercato di **circa 16,6 GW**.

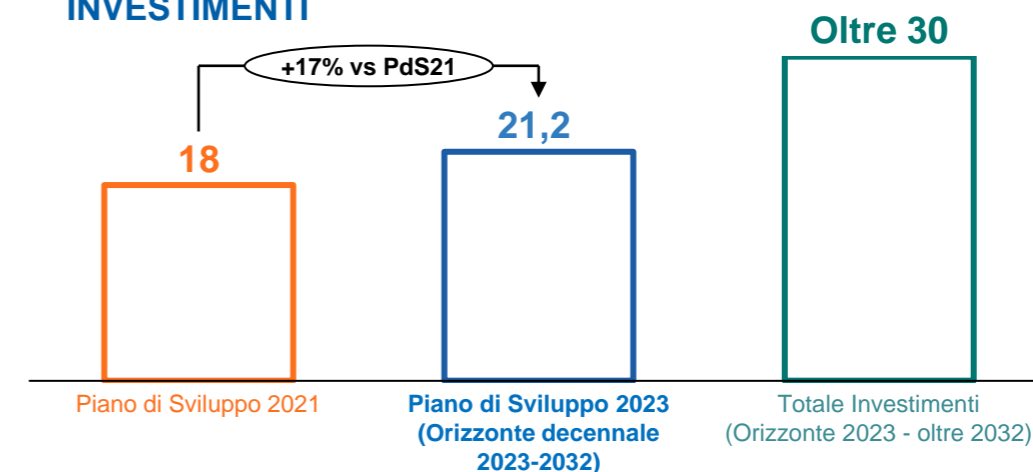
Per raggiungere tali sfidanti obiettivi il Piano di Sviluppo 2023 prevede il lancio di nuovi **progetti innovativi e abilitanti**.

INCREMENTO CAPACITÀ

Il rapporto delle capacità obiettivo 2023 evidenzia la necessità di un incremento di capacità di trasporto tra le zone pari a circa +18 GW al 2030

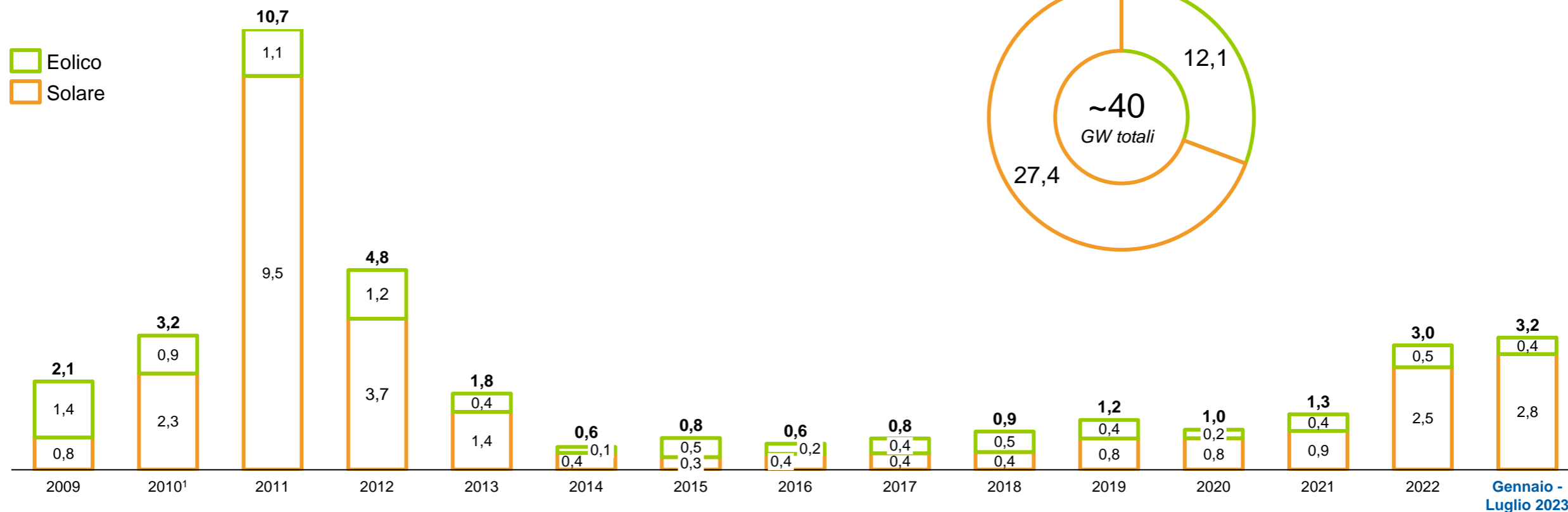


INVESTIMENTI



Scenari energetici vs richieste di connessione

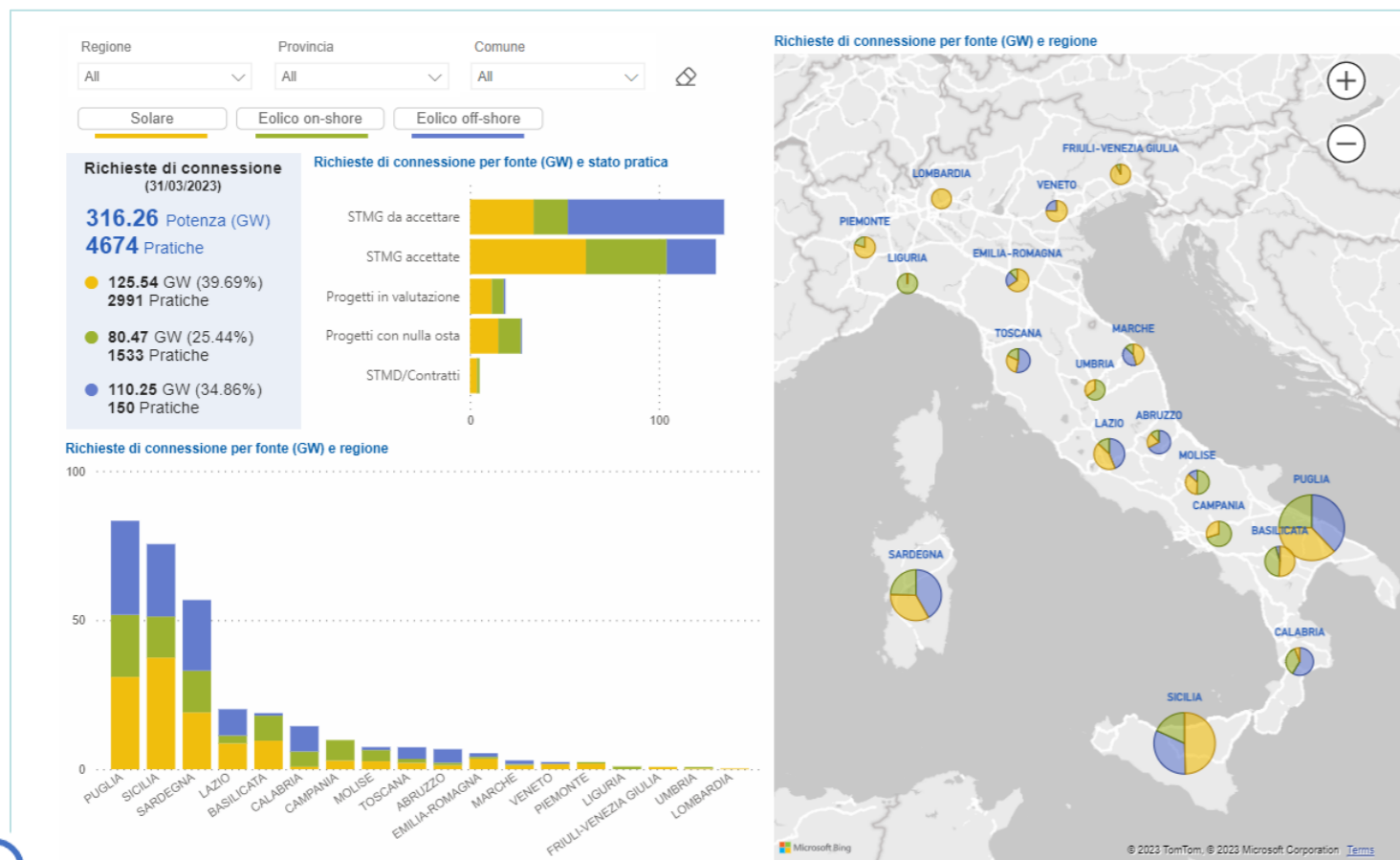
Evoluzione trend installato¹



Trend di installato in crescita nell'ultimo decennio. Per trapiandare gli obiettivi nazionali al 2030 è necessario un installato medio di 8GW nei prossimi anni, crescita coerente con incrementi di installato avuti in passato.

Scenari energetici vs richieste di connessione

Piattaforma Econnexion



Terna ha realizzato Econnexion, una **piattaforma digitale pubblica** che, **per la prima volta, centralizza le informazioni sulle richieste di connessione** in alta tensione di impianti a fonte rinnovabile in Italia. Rappresenta un passo in avanti nell'**evoluzione green** a **beneficio di tutti gli operatori del settore elettrico**

ECONNECTION

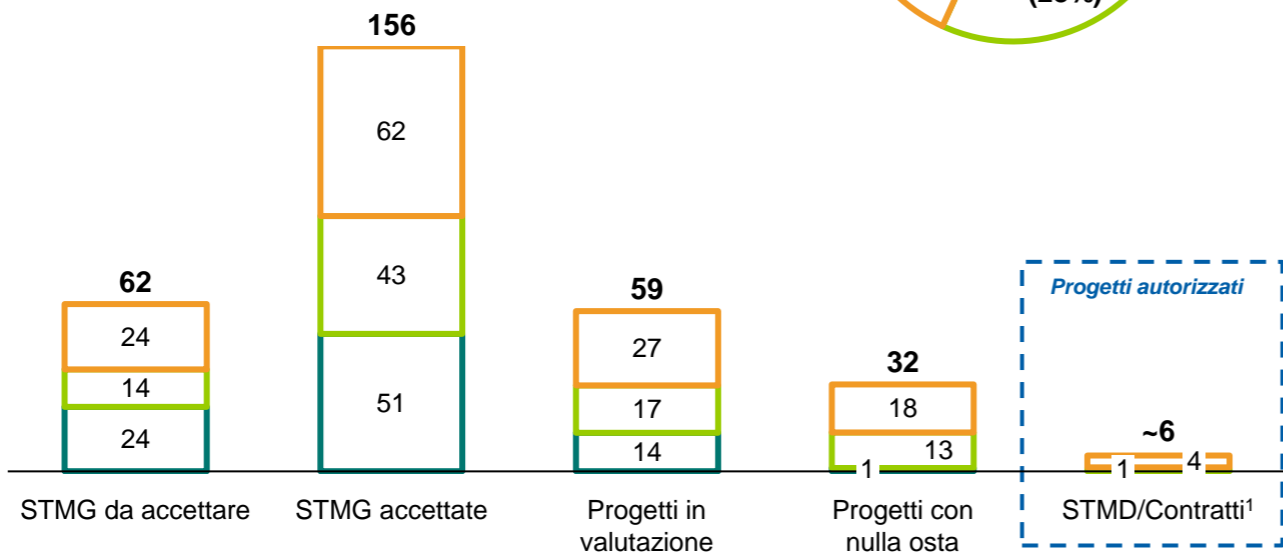
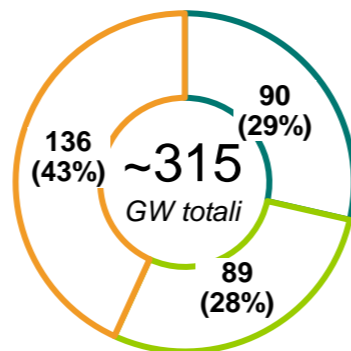
- › Consente a stakeholder e operatori del settore elettrico di visualizzare le informazioni sulla **localizzazione geografica** e sullo **stato autorizzativo** delle **nuove iniziative di connessione rinnovabile** suddivise **per fonte (fotovoltaiche ed eoliche, onshore e offshore)** su tutto il territorio nazionale
- › Strumento efficace per individuare le **aree di maggiore concentrazione degli impianti** e per pianificare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie al raggiungimento degli ambiziosi target per la decarbonizzazione del sistema elettrico

Mappa interattiva per visualizzare il dettaglio a livello regionale, provinciale o comunale. Permette selezioni mediante filtri di ricerca, di tutte le richieste attive in un determinato comune, stato dell'iter autorizzativo e confronto di iniziative di sviluppo di impianti rinnovabili di diverse province o regioni

Evoluzione richieste di connessione

STATO PRATICA RICHIESTE EOLICO ON-SHORE E SOLARE¹

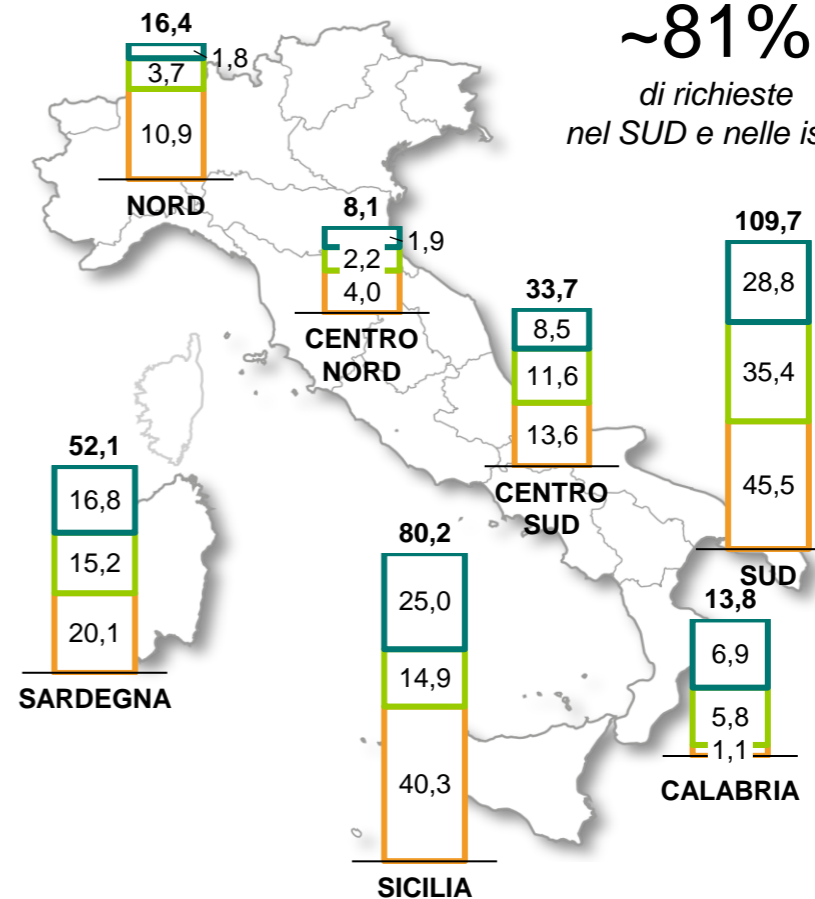
- Eolico Off-shore
- Eolico On-shore
- Solare



LOCALIZZAZIONE RICHIESTE EOLICO ON-SHORE E SOLARE¹

~81%

di richieste nel SUD e nelle isole



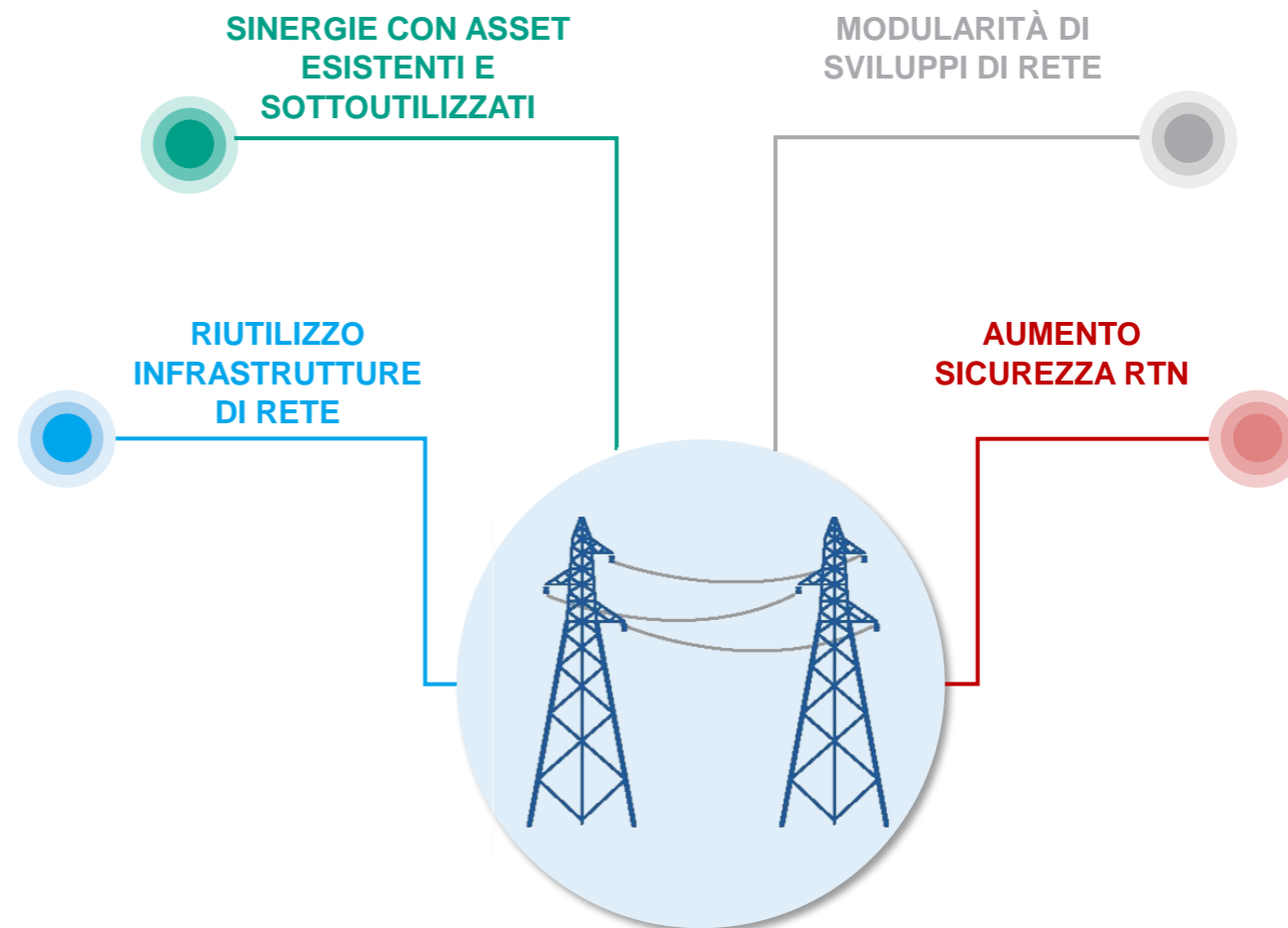
Linee guida per la pianificazione

DRIVER

Il Piano di Sviluppo 2023 si pone nell'ottica di una **pianificazione integrata** attraverso una visione d'insieme del sistema elettrico nella sua interezza.

Ciò porta alla definizione di nuovi driver:

- **Sinergie con asset esistenti e sottoutilizzati**, ottimizzando l'utilizzo di corridoi esistenti mediante soluzioni in DC o AC¹ innovative con aumenti di capacità di trasporto
- **Riutilizzo infrastrutture di rete** ormai dismesse o in dismissione presenti in nodi robusti della rete
- **Modularità di sviluppi di rete** attivabili in sincronia con l'evoluzione delle richieste di connessione FER
- **Aumento sicurezza RTN**, per rafforzare la rete con la tecnologia in DC, incrementare la capacità di trasporto di energia rinnovabile e abilitare la transizione energetica



Piano di Sviluppo 2023 - Benefici

TRANSIZIONE ENERGETICA

+70 GW	<i>Nuova capacità rinnovabile al 2030</i>
-4.100 kt/anno	<i>Riduzione CO₂ al 2030¹</i>
+126 TWh	<i>Produzione da impianti rinnovabili al 2030</i>
-26,5 bcm	<i>Risparmio sui consumi gas al 2030</i>

NUOVI SVILUPPI DI RETE HYPERGRID

+23 GW	<i>Nuova capacità tra Zone di Mercato, di cui ~16,6 GW grazie a Hypergrid</i>
Oltre 2.500 km	<i>Consistenze dorsali</i>
+13 GW	<i>Nuove Stazioni di Conversione AC/DC</i>

INVESTIMENTI

>21 Mld€	<i>Investimenti orizzonte di Piano 2023 – 2032</i>
>30 Mld€	<i>Totale investimenti a vita intera oltre l'orizzonte decennale</i>

1. Corrispondenti al consumo di CO₂ di 4,5 milioni di autovetture. Riduzione CO₂ al 2040: -12.000 kt/anno. Considerato un consumo medio di 90 g/km per autovettura di tipo utilitario che percorre 10.000 km/anno.

Piano di Sviluppo 2023 – Consultazione Pubblica

Agenda

- **Overview**
- **Evoluzione Rinnovabili e Contesto di riferimento**
- **La nuova rete Hypergrid**
- **Principali avanzamenti interventi**

La nuova rete Hypergrid

DORSALI PER L'INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI TRANSITO

La nuova rete **Hypergrid** permetterà di **accelerare l'integrazione rinnovabile** grazie all'individuazione di **5 corridoi** che incrementeranno la **capacità di transito da Sud e dalle isole verso Nord**:

- › HVDC Milano - Montalto
- › Central Link
- › Dorsale Sarda: Sud Sardegna-Montalto
- › Dorsale Ionico – Tirrenica: HVDC Priolo-Rossano e HVDC Rossano – Montecorvino - Latina
- › Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì

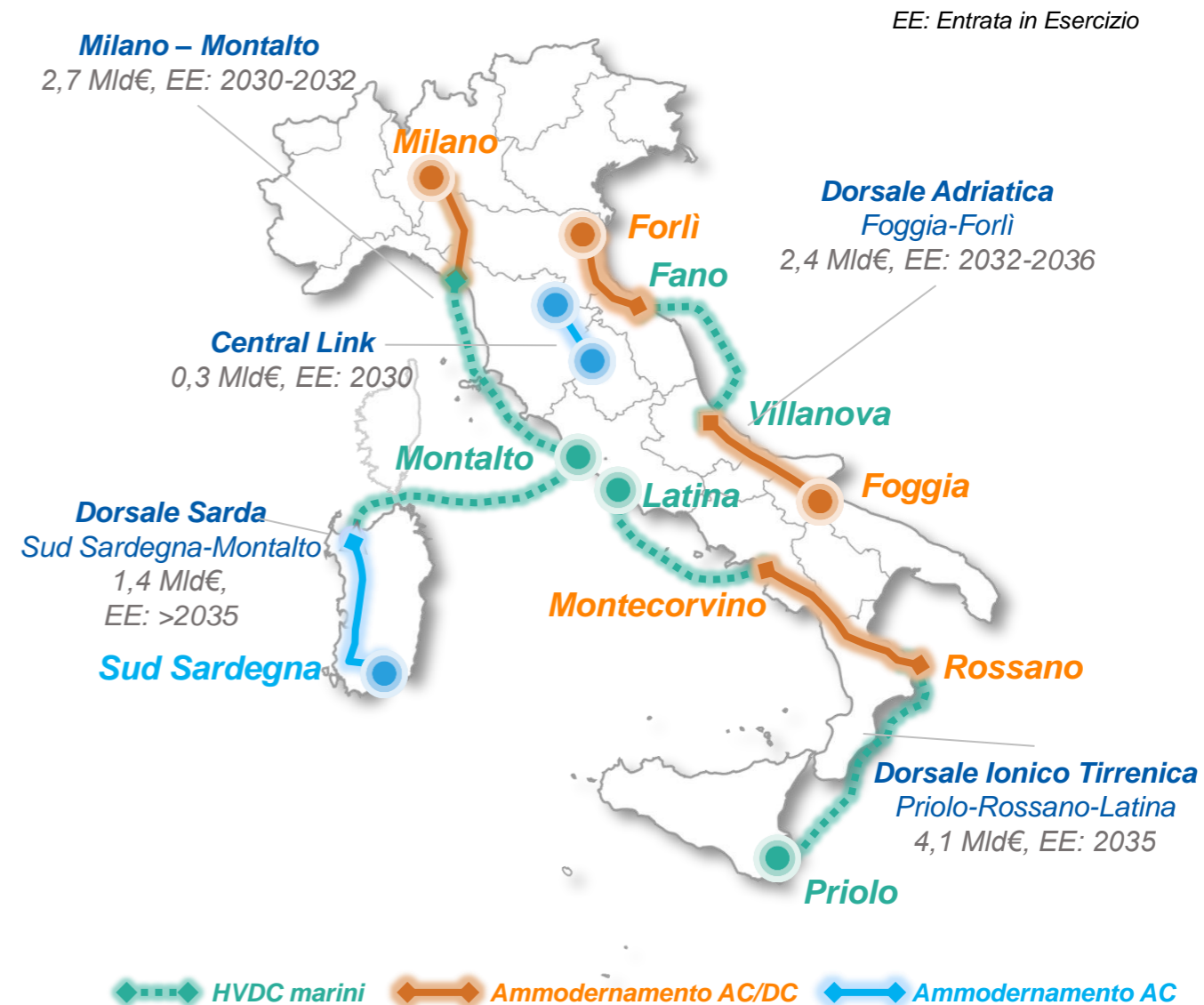
Si tratta di **un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti**, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini.

+16,6 GW

Capacità di scambio tra zone di mercato

~11 Mld€

Valore complessivo nell'orizzonte decennale 23-32 e negli anni successivi

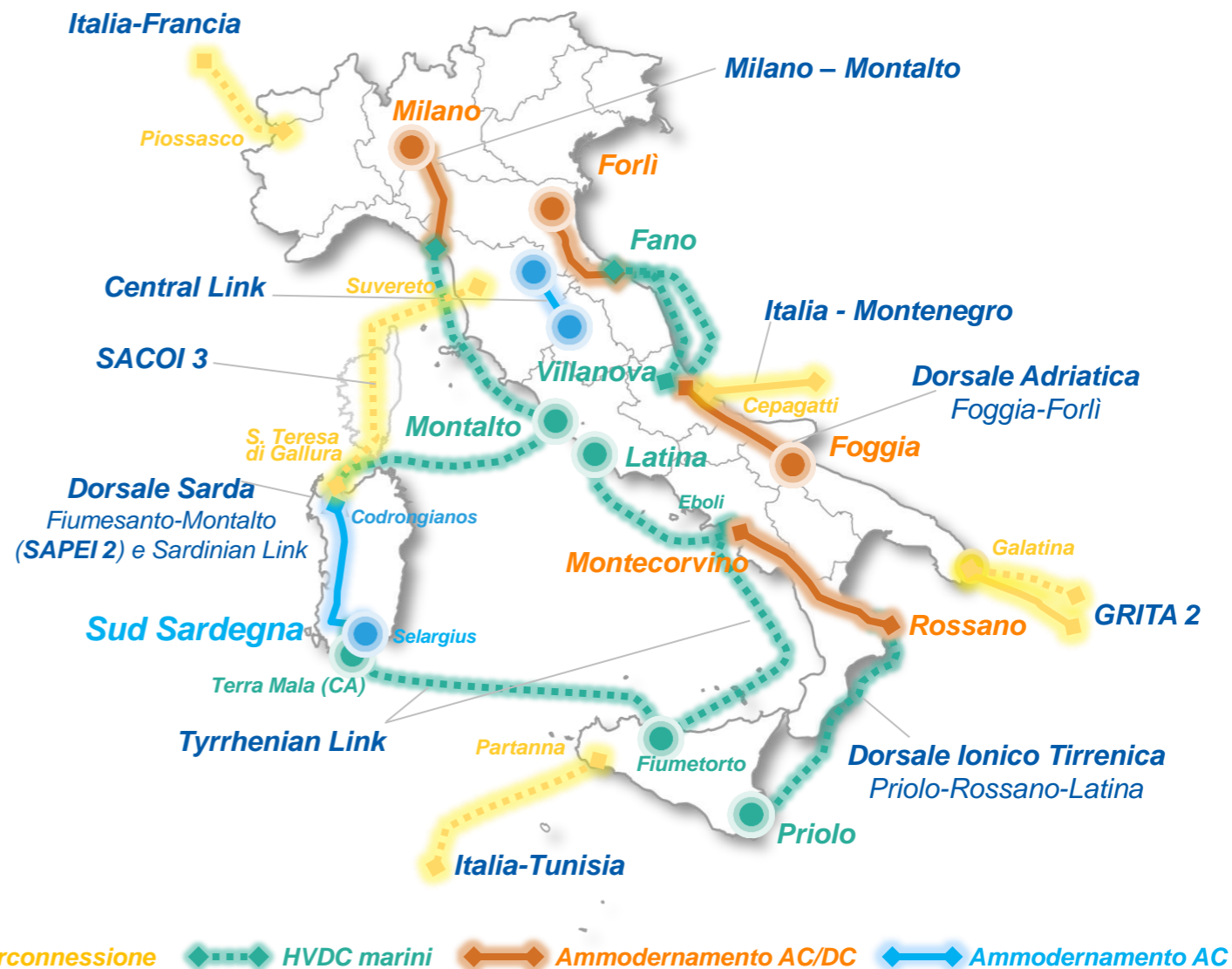


Futura architettura di rete

VISTA COMPLESSIVA INTERVENTI

- › I nuovi interventi Hypergrid nascono con l'obiettivo di creare **sinergia** con le **opere di sviluppo già pianificate** (nel PdS 2021 e precedenti) e con le **infrastrutture esistenti**. Il nuovo layer si integra con le opere esistenti e previsionali, al fine di raggiungere la massima **efficienza di sistema**, **sfruttando** gli **asset di rete esistenti**, ottimizzando ove possibile e perseguendo la massimizzazione delle NTC fra le zone di mercato.
- › Gli investimenti previsti serviranno a **incrementare la magliatura** e l'**affidabilità della rete**, a **rinforzare le dorsali tra Sud** (dove è maggiore la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili) e **Nord** (dove è più sostenuta la domanda di energia elettrica), a **potenziare i collegamenti** fra le isole e la terraferma, a sviluppare le infrastrutture sulle due isole maggiori, nonché a migliorare la **resilienza**, l'**efficienza**, la **sostenibilità** e l'**integrazione delle rinnovabili**.
- › Il rafforzamento e lo sviluppo delle **interconnessioni** con l'estero contribuiranno all'**aumento della capacità di scambio** con i paesi confinanti, consentendo inoltre una sempre maggiore integrazione di energie rinnovabili.

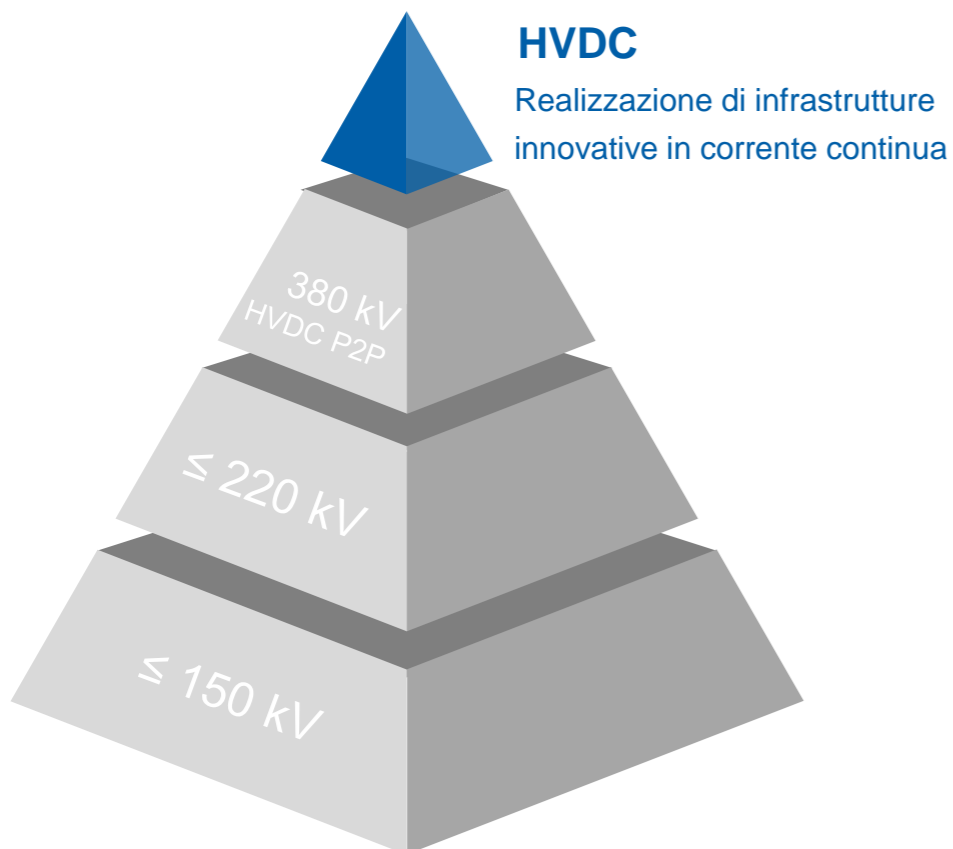
EE: Entrata in Esercizio



Futura architettura di rete

Soluzioni tecnologiche

Soluzioni tecnologiche



Scelta e motivazione

PERCHÉ REALIZZARE OPERE HVDC



1. Maggiore capacità di trasporto
2. Annullamento campo elettromagnetico
3. Possibile disaccoppiamento della rete AC da quella in DC
4. Maggiore equilibrio e controllo dei flussi
5. Doppi corridoi per l'utilizzo della capacità anche in «n-1»
6. Maggiore robustezza e stabilità di rete nella transizione energetica.
7. Sistema compatibile con generazione interfacciata da sistemi inverter

Lo sviluppo e la realizzazione di **infrastrutture di rete innovative** in grado di incrementare la **capacità di scambio** tra le ZdM¹ è un **fattore abilitante** per il raggiungimento degli **obiettivi di decarbonizzazione**

La nuova rete Hypergrid

PRIORITIZZAZIONE INTERVENTI HYPERGRID

- › Le **entrate in servizio degli interventi Hypergrid** sono state valutate opportunamente per tener conto dell'**utilità di sistema dei progetti e dell'evoluzione degli scenari futuri**.
- › Il piano Capex risulta nell'arco temporale del **PPL sostenibile ed ottimizzato**.
- › Applicato il principio di **basket autorizzativo**, ovvero ottenere un portafoglio autorizzativo i cui investimenti saranno realizzati solo in funzione della concreta attuazione degli scenari a forte penetrazione FER.
- › Esperienze europee sono state autorizzate e realizzate in 5 anni (es. Nord Link fra Germania e Norvegia).

Entro il 2032



Oltre 2032



Futura architettura di rete

Focus interventi Hypergrid

ACB INTERVENTI HYPERGRID

Nuovi interventi HG	Capex Mld€	Anno di Completamento	IUS ¹
HVDC Rossano-Montecorvino-Latina	2,72	2035	1.8/2.2
HVDC Milano – Montalto	2,68	2030/2032	4.1/5.1
HVDC Foggia – Fano - Forli	2,36	2032/2036	4.4/5.2
HVDC SAPEI 2 e Sardinian	1,42	2035/2040	5.8/6.0
HVDC Ionian	1,41	2035	4.6/4.7
Central Link	0,28	2030	3.3/4.0



L'Analisi Costi Benefici è stata eseguita tramite simulazioni di mercato sugli scenari di **Policy 2030 e 2040** in funzione della previsione dell'anno di entrata in esercizio degli interventi. Si è ipotizzata una **sequenza temporale di entrate in esercizio** delle opere per un'adeguata **prioritizzazione dei corridoi HyperGrid sulla base degli scenari individuati**

La nuova rete Hypergrid

Focus interventi Hypergrid – Dorsale Ionico – Tirrenica: HVDC Rossano - Montecorvino - Latina

Descrizione

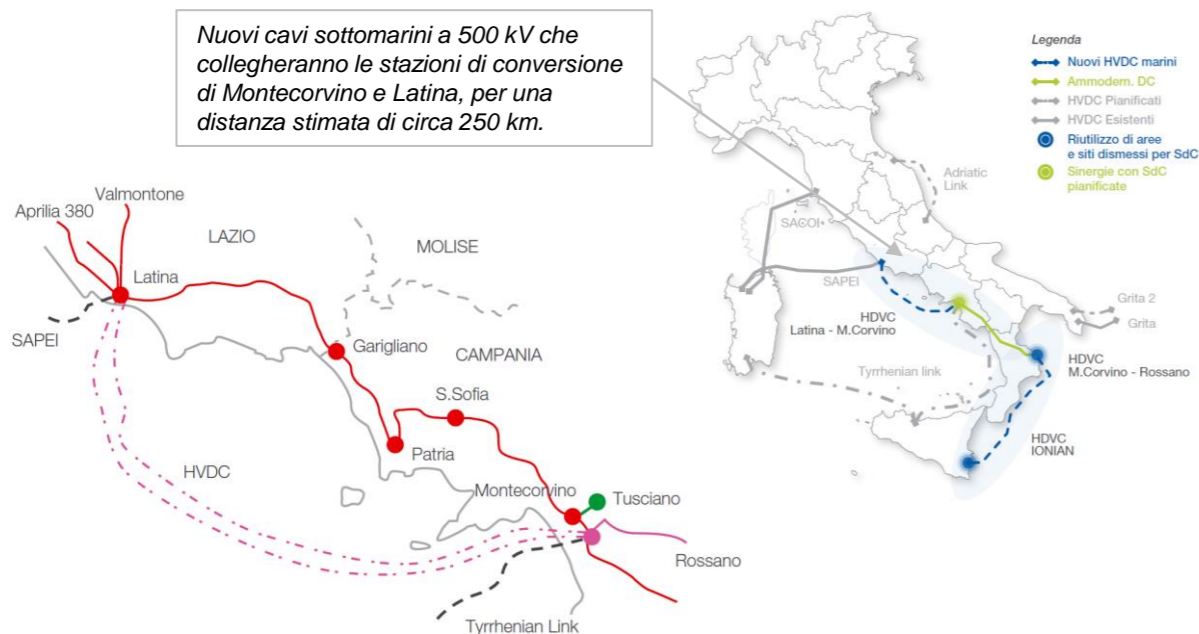
L'HVDC Montecorvino-Rossano potrà sfruttare elettrodotti esistenti, parte dei quali attualmente fuori servizio, mentre il tratto tra Montecorvino (Campania) e Latina (Lazio) sarà necessario per poter trasportare il surplus di energia FER dal Sud verso il nodo di Latina, caratterizzato dalla presenza di altri HVDC e da una buona magliatura di rete.

Nel suo complesso l'opera si compone di:

- › **Nuovo collegamento HVDC Montecorvino - Latina:** nuovo doppio collegamento HVDC in cavo marino da 4x500 MW dalla Stazione di Conversione (SdC) di Montecorvino alla SdC di Latina e realizzazione di una stazione di conversione bipolare 2x1000 MW presso Latina;
- › **Nuovo collegamento HVDC Rossano – Montecorvino:** attraverso la riconversione in corrente continua dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e il riclassamento in DC dell'elettrodotto 220 kV Laino-Tuscianno attualmente fuori servizio con raccordo di ca. 10 km tra Tuscianno e Montecorvino si permetterà l'incremento di transito fino a 2000 MW tra Calabria e Sud, garantendo la sinergia con il Tyrrhenian Link.

Schema di Rete

Nuovi cavi sottomarini a 500 kV che collegheranno le stazioni di conversione di Montecorvino e Latina, per una distanza stimata di circa 250 km.



Piano Temporale

Avvio Attività



2026

Avvio Cantieri



2031

Completamento



2035

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonal



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

2.724
Mln€

La nuova rete Hypergrid

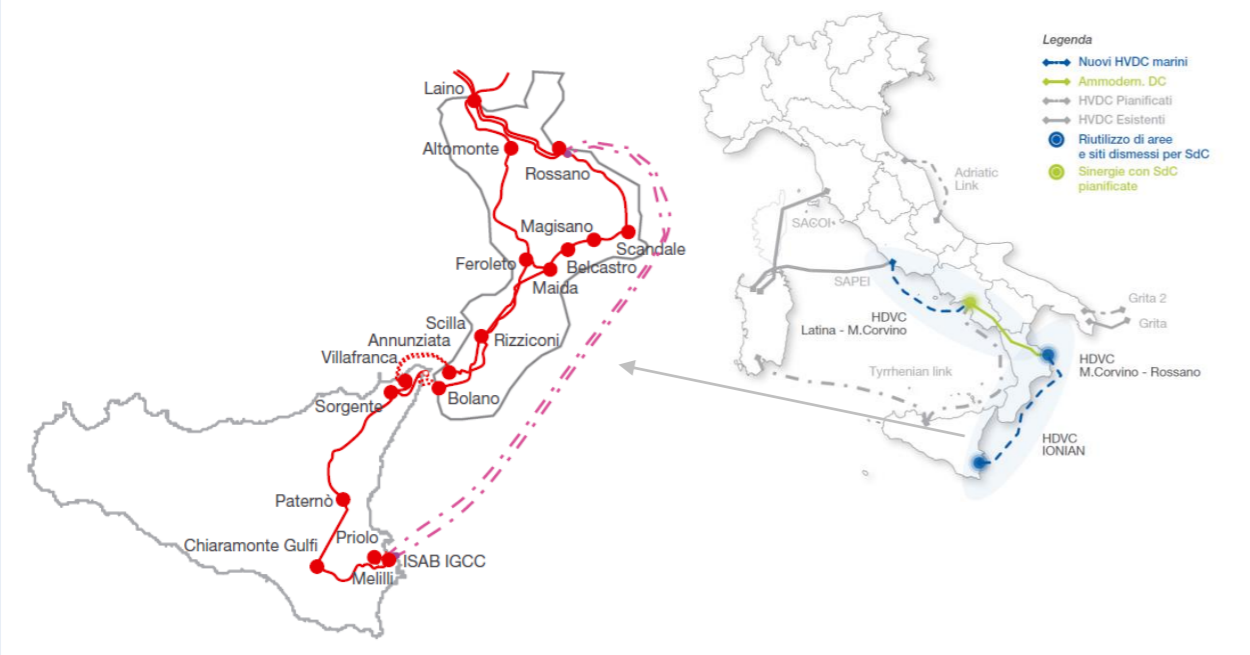
Focus interventi Hypergrid – Dorsale Ionico – Tirrenica: HVDC Ionian (Priolo – Rossano)

Descrizione

L'HVDC Ionian permetterà di fornire una nuova via di **interconnessione tra la Sicilia ed il continente collegando i nodi di Priolo e Rossano, collegandosi all'HVDC Rossano-Montecorvino in modo sinergico, al fine di trasportare il surplus di energia FER dalla Sicilia verso il nodo di Latina**, caratterizzato dalla presenza di altri HVDC e da una buona magliatura di rete. Il nuovo collegamento HVDC marino tra Sicilia e Calabria da 1000 MW, con partenza dalla nuova stazione di conversione a Priolo e arrivo alla nuova stazione di conversione a Rossano, garantirà fino a 2000 MW di incremento tra Sicilia e Calabria, perseguibili attraverso il ricorso ad attività di tipo Capital Light e la sua realizzazione sarà strettamente correlata all'effettivo sviluppo delle FER in Sicilia.

Tale collegamento si inserisce all'interno del corridoio Ionico-Tirrenico, il cui pieno sviluppo garantisce il massimo dei benefici per il sistema elettrico.

Schema di Rete



Piano Temporale

Avvio Attività



2026

Avvio Cantieri



2031

Completamento



2035

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonal



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

1.410
Mln€

La nuova rete Hypergrid

Focus interventi Hypergrid – HVDC Milano - Montalto

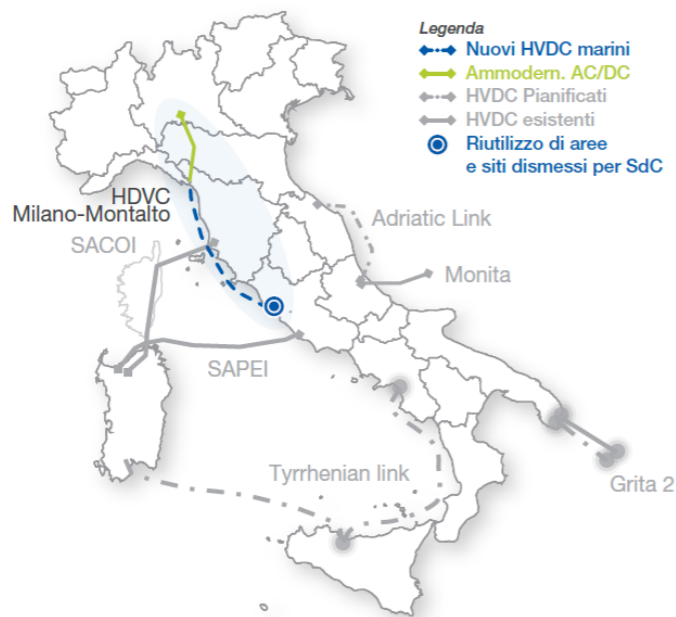
Descrizione

Al fine di consentire l'integrazione e la gestione in sicurezza della produzione da fonte rinnovabile futura, localizzata in modo massiccio al Sud Italia come nel contesto energetico di riferimento (Green Deal e Fit for 55), verrà realizzato un **nuovo collegamento diretto HVDC Centro Sud-Nord**, che consentirà di ottenere un **transito di 2000 MW bidirezionalmente tra la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord** consentendo una via parallela all'attuale RTN, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza.

Le opere previste per la realizzazione della **dorsale a 500 kV C.C Milano-Montalto** sono:

- Realizzazione di cavi marini fra SdC Montalto e approdo verso area di Avenza, nei pressi della quale il collegamento HVDC proseguirà in tratta aerea fino alla futura SdC a sud di Milano;
- Riutilizzo asset esistenti e riconversione per alimentazione 500 kV C.C.

Schema di Rete



Piano Temporale

Avvio Attività



2024

Avvio Cantieri



2027

Completamento



2030/2032

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonal



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

2.675
Mln€

La nuova rete Hypergrid

Focus interventi Hypergrid – Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì

Descrizione

Ampio progetto che prevede la realizzazione di corridoi in DC lungo la dorsale adriatica tra le regioni Puglia ed Emilia-Romagna. L'intervento prevede lo sviluppo in 2 fasi:

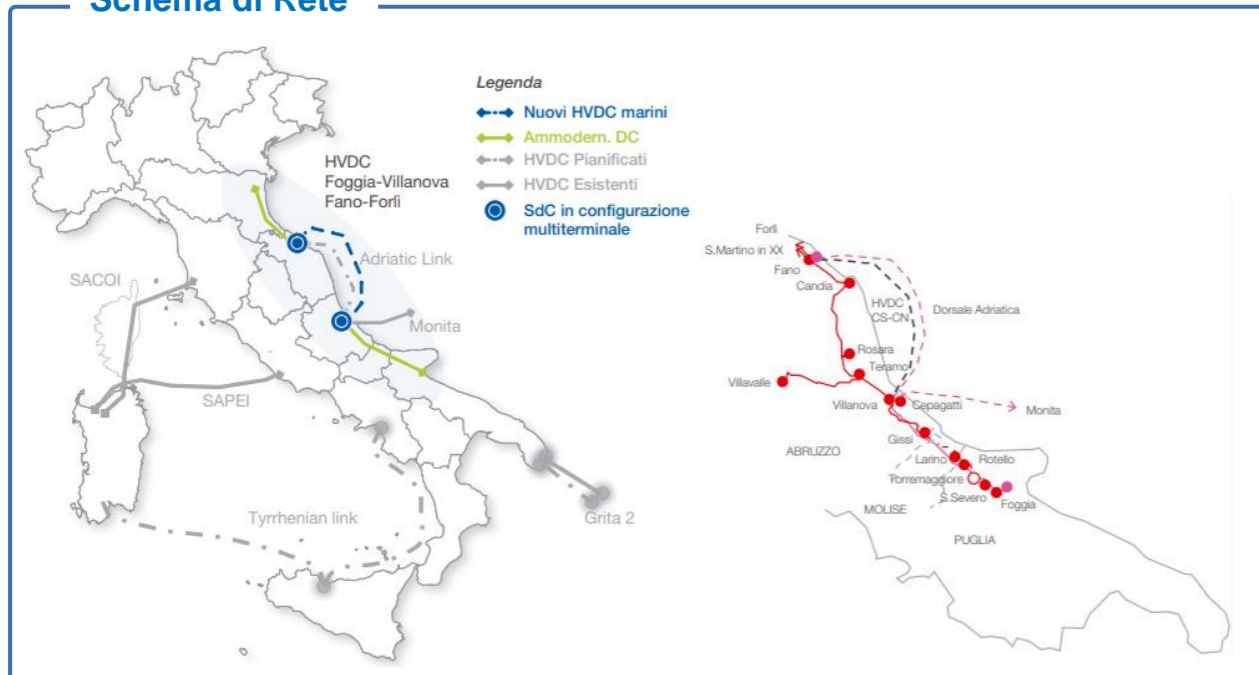
Fase 1:

- › **Tratto a sud di Villanova:** riconversione in continua della dorsale 380 kV Foggia-S.Severo-Rotello-Larino-Gissi-Villanova creando un'unica direttrice HVDC Foggia-Villanova
- › **Tratto tra Villanova e Fano:** raddoppio del cavo marino HVDC, che insiste tra le sezioni di mercato Centro Sud-Centro Nord. I terminali dei cavi saranno attestati alle stazioni di conversione di Fano e Villanova.

Fase 2:

- › **Tratto a nord di Fano:** riconversione in continua dell'attuale dorsale 380 kV Fano-S.Martino in XX-Forlì.

Schema di Rete



Piano Temporale

Avvio Attività



2024

Avvio Cantieri



2028

Completamento



2032/2036

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonal



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

2.355
Mln€

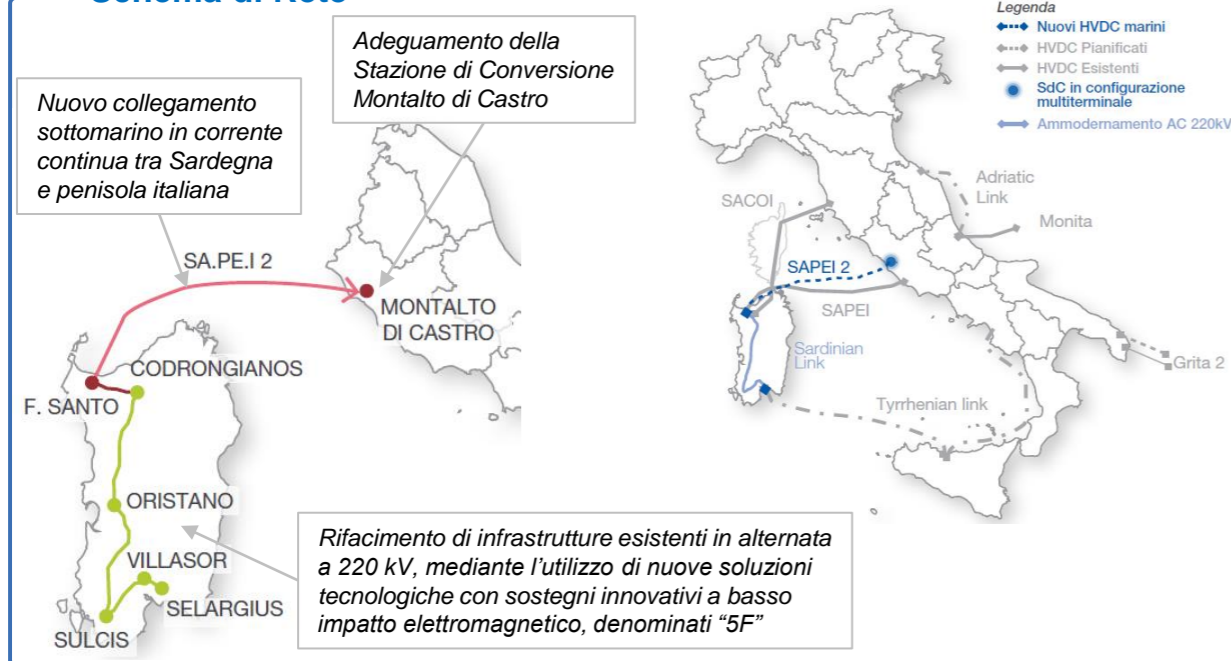
La nuova rete Hypergrid

Focus interventi Hypergrid – Dorsale Sarda: HVDC SAPEI 2 e Sardinian Link

Descrizione

Il **nuovo collegamento sottomarino** in corrente continua denominato **SAPEI 2**, in tecnologia VSC, si collegherà tra le stazioni esistenti di **Fiumesanto** in Sardegna e la stazione di **Montalto** nel Lazio, sfruttando l'utilizzo di siti industriali previsti in via di dismissione. Il nuovo collegamento avrà una potenza di **1000 MW** e prevederà l'ampliamento dell'attuale nodo di Fiumesanto mediante la realizzazione di una nuova stazione di conversione e la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino che si atterrerà alla sbarra in corrente continua della futura stazione di conversione di Montalto, **in sinergia con il progetto HVDC Montalto-Milano**, grazie all'utilizzo di interruttori in corrente continua (DCCB) che consentono di ottimizzare l'esercizio dell'infrastruttura permettendo la magliatura della rete DC. È previsto, inoltre, l'ammodernamento delle linee a 220 kV in corrente alternata in Sardegna (**Sardinian Link**), che consentirà una **maggiore integrazione di fonti rinnovabili tra il sud e il nord della Sardegna** mediante l'utilizzo di dorsali esistenti in modo da ridurre l'impatto sul territorio.

Schema di Rete



Piano Temporale

Avvio Attività



2024

Avvio Cantieri



2035

Completamento



2040

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonali



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

1.422
Mln€

La nuova rete Hypergrid

Focus interventi Hypergrid – Central Link

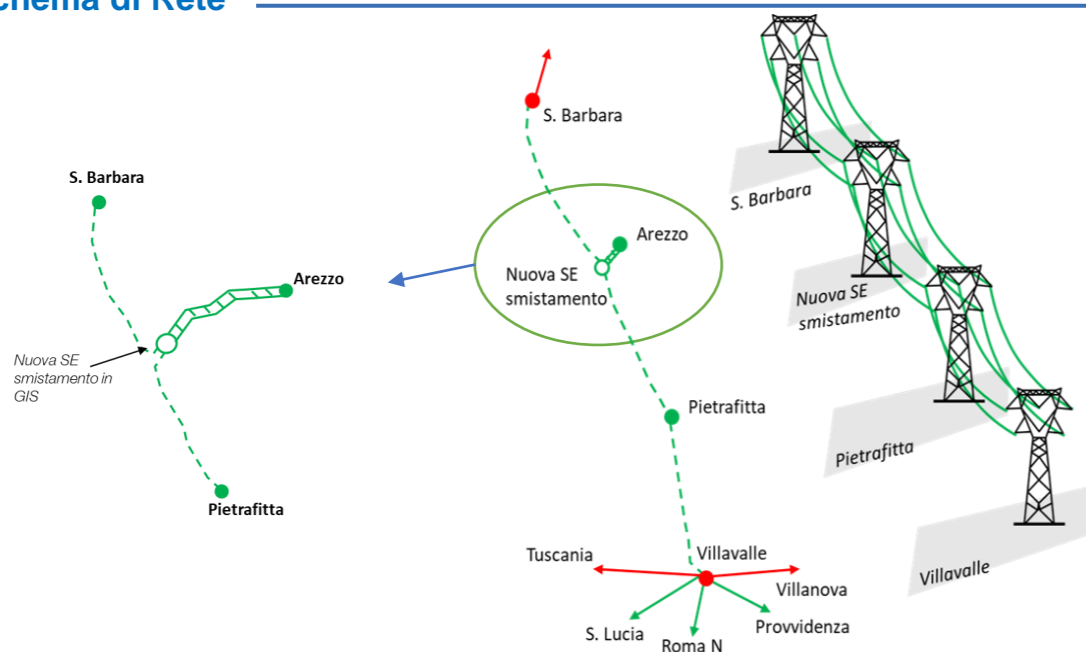
Descrizione

Per raggiungere gli obiettivi dettati dalle politiche energetiche nazionali ed europee (Green Deal e FF55) è necessario prevedere nuove infrastrutture per garantire un incremento della capacità di transito tra le zone di mercato Centro Sud e Centro Nord, in particolare nella porzione di rete interna, lontana dalle lunghe dorsali tirreniche ed adriatiche.

L'intervento *Central Link* prevede il **potenziamento con sostegni 5F** dei seguenti elettrodotti 220kV dell'area tra Umbria e Toscana: **a) Villavalle-Pietrafitta; b) Pietrafitta-Arezzo C; c) Arezzo C-S.Barbara**.

La tecnologia **5F**, grazie alle caratteristiche geometriche studiate dei nuovi sostegni, permette di trasportare ingenti quantità di energia minimizzando l'impatto dovuto ai **campi elettromagnetici**, che risulteranno ridotti rispetto a quelli generati dagli attuali elettrodotti. L'intervento permetterà di **incrementare il transito** tra le sezioni di mercato tra Centro Sud e Centro Nord di **+600 MW**.

Schema di Rete



Piano Temporale

Avvio Attività



2024

Avvio Cantieri



2026

Completamento



2030

Obiettivi principali



Transizione energetica



Congestioni interzonali



Sviluppo per integrazione rinnovabile

Investimenti

280
Mln€

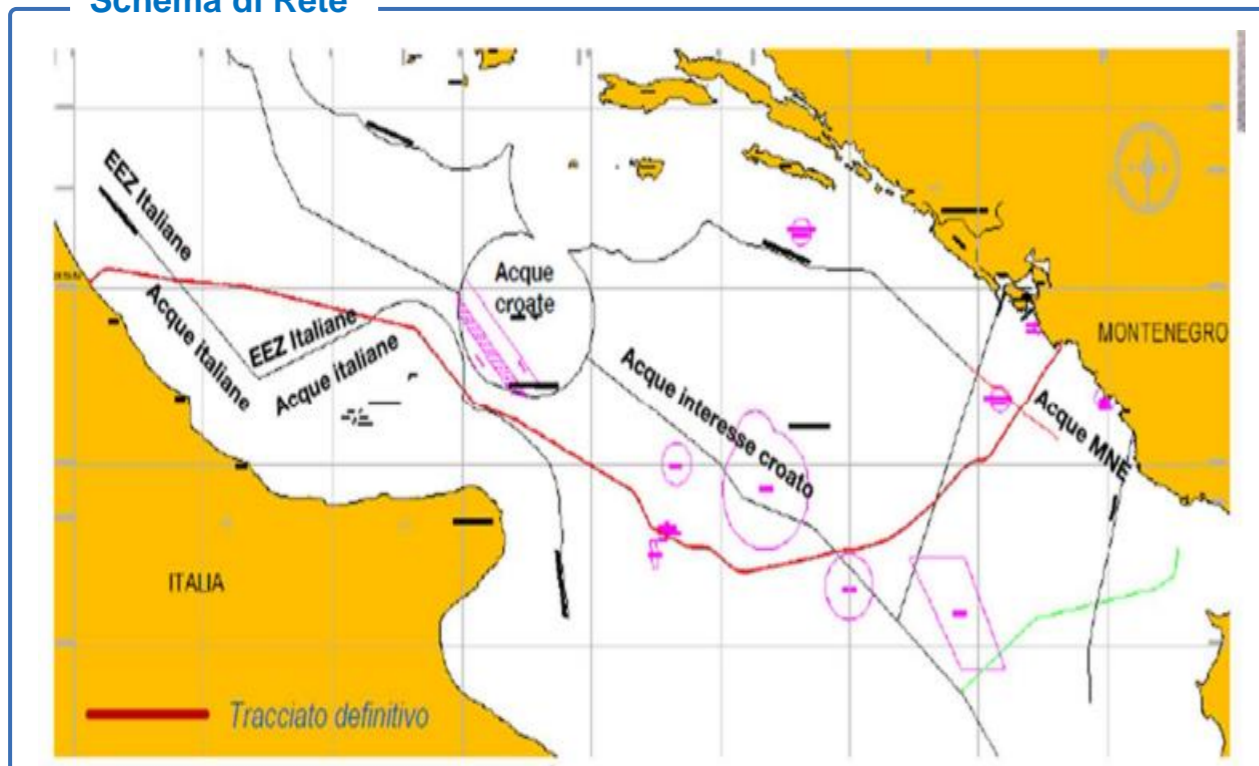
Focus: Secondo polo MONITA

Focus intervento

Descrizione

Il progetto Montenegro - Italia (MON.ITA) prevede la realizzazione di due cavi sottomarini in DC a ± 500 kV con potenza nominale complessiva di 1200 MW. Il primo polo e le due stazioni di conversione sono entrate in esercizio a fine 2019; a partire dal 2018 il secondo polo (codice intervento 401-P), la cui entrata in esercizio era prevista per il 2026, è stato posto dall'Autorità di regolazione «in valutazione» in attesa del verificarsi di una serie di condizioni riguardanti: la realizzazione delle infrastrutture di trasmissione nei Balcani, di un maggiore sviluppo dei mercati elettrici, di evidenze sulla necessità di sviluppare capacità addizionale sulla frontiera montenegrina e una maggiore utilità per il sistema.

Schema di Rete



Stato di avanzamento

I dati di esercizio del primo polo, che confermano la piena utilità dell'interconnessione, gli avanzamenti nella realizzazione del *Transbalkan Corridor* e nello sviluppo dei mercati dei Balcani, le nuove evidenze derivanti dal Rapporto di identificazione della capacità obiettivo e dalle analisi costi benefici basate sul DDS 2022, hanno spinto Terna a predisporre un report integrativo dello schema di Piano 2023 al fine di richiedere all'Autorità una rivalutazione del progetto a conferma della rinnovata strategicità e priorità di realizzazione dell'intervento.

In particolare alla data di stesura del Piano:

Transbalkan corridor

Stanziati ulteriori fondi per la realizzazione delle opere in territorio serbo; realizzazione della tratta interna alla Serbia e al confine con la Romania. Entrata in esercizio dell'intero progetto per il 2027

Integrazione Mercati Balcani

Avviati mercati del *day-ahead* di Montenegro e Albania e dell'*intraday* in Serbia. Decisione del Consiglio Ministeriale dell'Energy Community di acquisire e trasporre la normativa europea in materia di mercato elettrico

Rapporto capacità obiettivo

Gli esiti dello studio mostrano la necessità di sviluppare al 2030 ulteriori 600 MW sulla frontiera Italia- Montenegro addizionali alla capacità esistente

Piano di Sviluppo 2023 – Consultazione Pubblica

Agenda

- **Overview**
- **Evoluzione Rinnovabili e Contesto di riferimento**
- **La nuova rete Hypergrid**
- **Principali avanzamenti interventi**

Avanzamento principali opere

Prosegue l'impegno di Terna nella realizzazione di importanti interventi nei tempi previsti in precedenti Piani di Sviluppo

AVANZAMENTI ENTRATE IN ESERCIZIO:

- › A fine 2023 è prevista l'entrata in esercizio dell'interconnessione Italia Austria (**Nauders-Glorenza**)
- › Nel 2024 è prevista l'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV **Paternò-Pantano-Priolo**

AVANZAMENTI AUTORIZZATIVI NEL 2023:

- › **Tyrrhenian Link**: a settembre 2023 autorizzato anche il ramo West; per il ramo East è stato richiesto accesso ai fondi PNRR per 500 mln€
- › **SA.CO.I.3**: autorizzato dal MASE il 28/09. Richiesto accesso ai fondi PNRR per 200 Mln €
- › **Chiaramonte Gulfi Ciminna**: decreto autorizzativo ottenuto nel 2021; decreto convalida autorizzazione a maggio 2023

AVANZAMENTI AUTORIZZATIVI PREVISTI NEL 2024:

- › **Adriatic Link**: in corso Conferenza dei Servizi Decisoria con ipotesi di ottenimento Decreto entro febbraio 2024
- › **Italia-Tunisia**: ottenuto l'importo di 307,6 mln €, del "Connecting Europe Facility"¹ (CEF); in corso predisposizione documenti per lancio delle gare per cavi e stazioni



Principali interventi in autorizzazione

	INTERVENTI	DESCRIZIONE	ENTRATA IN ESERCIZIO	CAPEX (Min€)	AVANZAMENTO AUTORIZZAZIONI
SVILUPPI DI RETE	Adriatic Link	HVDC Centro Sud – Centro Nord potenza di 1000 MW	2028	1300	Conferenza dei Servizi in corso
	Bolano - Annunziata	Collegamento ± 380 kV, potenza 1500-2000 MW	2026	175	Conferenza dei Servizi in corso
	Gissi Larino Foggia	Collegamento ± 380 kV	2028	101 ¹	Emesso decreto VIA
INTERCONNESSIONI	Italia-Tunisia (TUNITA)	HVDC ± 500 kV, potenza di 600 MW tecnologia VSC	2028	425	Conferenza dei Servizi in corso
	Italia-Grecia (GR.ITA 2)	HVDC ± 500 kV, potenza di 1000 MW tecnologia VSC	2031	750	Avviata concertazione. Approvato Piano di Consultazione Pubblica



📍 INTERCONNESSIONI
 📍 SVILUPPI DI RETE

Principali interventi in realizzazione

	INTERVENTI	DESCRIZIONE	ENTRATA IN ESERCIZIO	CAPEX (Mln€)
SVILUPPI DI RETE	Colunga – Calenzano	380 kV	2025	252
	Tyrrhenian Link – Ramo East	HVDC con potenza di 1000 MW	2028	1800
	Tyrrhenian Link – Ramo West ¹	HVDC bi-terminale, potenza di 1000 MW tecnologia VSC	2027	1900
	Chiaromonte – Gulfi – Ciminna	380 kV	2026	480
	Paternò – Pantano - Priolo	380 kV	2024 Opere secondarie 2028	325
	Penisola Sorrentina	150 kV	2032	208
INTERCONNESSIONI	Sardegna-Corsica-Italia (SA.COI.3) ²	HVDC tri-terminale 200 kV, potenza di 2x200 MW tecnologia VSC	2027	950



Interconnessioni



Overview

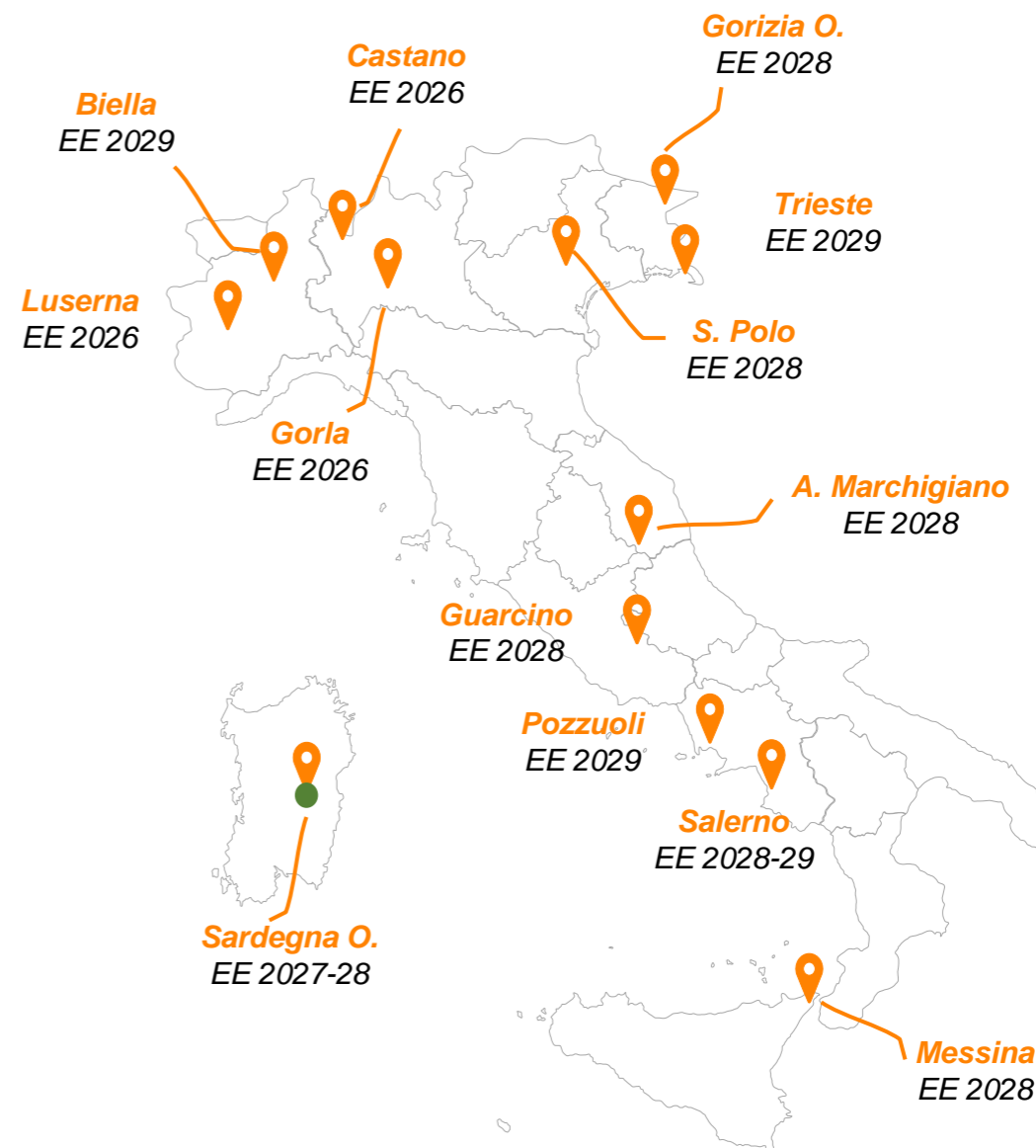
- › L'Italia, grazie alla sua posizione geografica, ricopre il ruolo naturale di **hub energetico dell'Europa e dell'area mediterranea**.
- › Lo sviluppo di **nuove linee di interconnessione**, attraverso sia nuove iniziative progettuali, che potenziamenti di collegamenti già in esercizio, contribuirà da un lato a **garantire** una **maggiore flessibilità e sicurezza** nell'esercizio della rete elettrica, dall'altro ad **accelerare** la **transizione energetica** verso un futuro sostenibile.

	INTERVENTI	DESCRIZIONE
AUTORIZZATI / IN COSTRUZIONE	Brennero-Steinach	Interconnessione AC 132 kV IT-AT e rimozione limitazioni rete 132 kV
	Nauders-Glorenza	Interconnessione AC 220 kV IT-AT e rimozione limitazioni rete esistente
	Soverzene-Lienz	Interconnessione AC 220 kV IT-AT, nuova SE (IT) - PST e razionalizzazione rete AT
	Dobbiaco-Sillian	Interconnessione AC IT-AT
	Italia-Montenegro (MONITA 2)	HVDC ± 500 kV, potenza di 600 MW tecnologia LCC
PIANIFICATI	Razionalizzazione Valchiavenna	Interconnessione AC 380 kV IT-CH e razionalizzazione rete 220/132 kV nell'Area Valchiavenna
	Italia-Slovenia	Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia
	Italia-Grecia (GR.ITA 2)	HVDC ± 500 kV, potenza di 1000 MW tecnologia VSC
	Italia-Tunisia (TUNITA)	HVDC ± 500 kV, potenza di 600 MW tecnologia VSC
	Sardegna-Corsica-Italia (SA.COI.3)	HVDC tri-terminale 200 kV, potenza di 2x200 MW tecnologia VSC
IN STUDIO	Italia-Austria (BBT)	Interconnessione 220 kV

Interventi per l'incremento della resilienza

PRINCIPALI EVIDENZE PIANO RESILIENZA 2023

- › Il **Piano Resilienza**, che nel **2023** raggiunge la sua **terza edizione**, prevede **investimenti** per circa **810 Mln€ nei prossimi 5 anni**.
- › Il **Piano Resilienza 2023** conferma i **12 interventi già identificati con la Metodologia Resilienza**, volti a garantire, attraverso l'incremento della magliatura di rete e la diversificazione tecnologica, l'affidabilità e continuità del servizio elettrico a fronte di eventi climatici severi, quali **ghiaccio-neve** e **vento forte**.
- › Ampliate le iniziative per l'incremento della resilienza delle infrastrutture elettriche con il **nuovo intervento identificato con la Metodologia Resilienza (Sardegna Orientale)**.
- › Nel Piano, inoltre, sono inclusi ulteriori **18 interventi infrastrutturali del Piano di Sviluppo e Allegato Connessioni**, che, **valutati con la Metodologia**, presentano benefici resilienza.
- › Il **Piano Resilienza 2023**, infine, **include iniziative di mitigazione** per ridurre i rischi di disalimentazione, di **ripristino** dei tempi di disservizio e di **monitoraggio** a supporto delle attività di mitigazione e ripristino



Interventi identificati con la Metodologia Resilienza

● Nuovo intervento Piano Resilienza 2023

Avanzamento installazioni macchine per la regolazione e stabilità



PIANO INSTALLAZIONI PIANO SICUREZZA 2023

	Consistenze	Potenza (MVA _r)
Compensatori Sincroni	25	6.250
Reattori	25	~4.810
Statcom	5	625

PRINCIPALI EVIDENZE PIANO SICUREZZA 2023

- › **Confermato l'avanzamento** delle installazioni dei **compensatori sincroni** e degli **Statcom**.
- › **Ampliato il perimetro** di installazioni dei **reattori** da 16 a **25 macchine**, interessando anche l'area Nord dell'Italia.
- › Completano gli elementi di rete per la sicurezza e stabilità di sistema i **resistori stabilizzanti** per un'esigenza complessiva di **25 siti** pari a **1.000 MW**, sui quali proseguono le analisi di fattibilità realizzativa.

Grazie