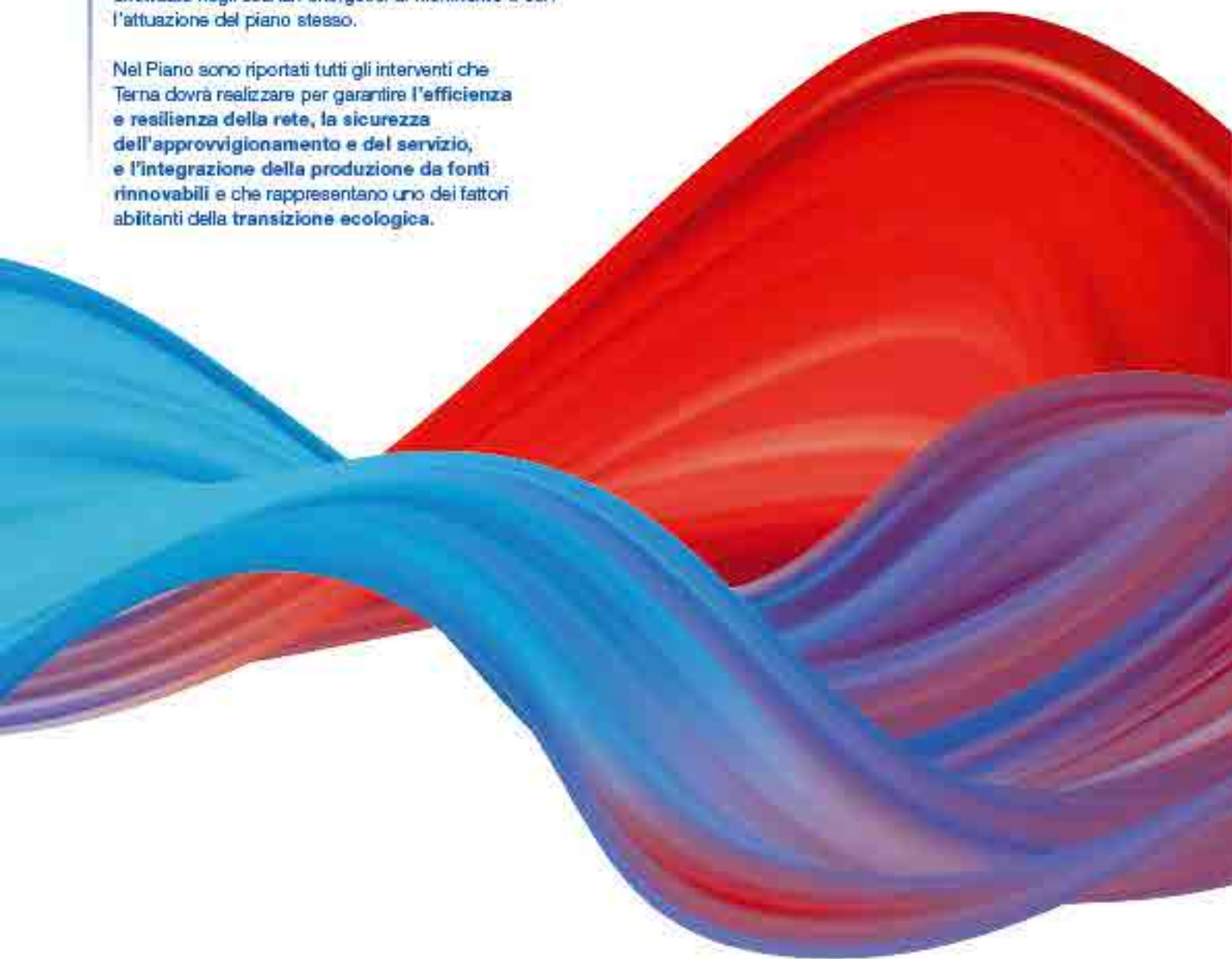


2023

IL PROGETTO **HYPERGRID**
E NECESSITÀ DI SVILUPPO

Questo documento, il Piano di Sviluppo, descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.

Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della transizione ecologica.



Driving Energy

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

EsercitiAMO il ruolo di **regista e abilitatore della transizione ecologica** per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente.

Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone **la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo**.

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti**.

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

Sintesi

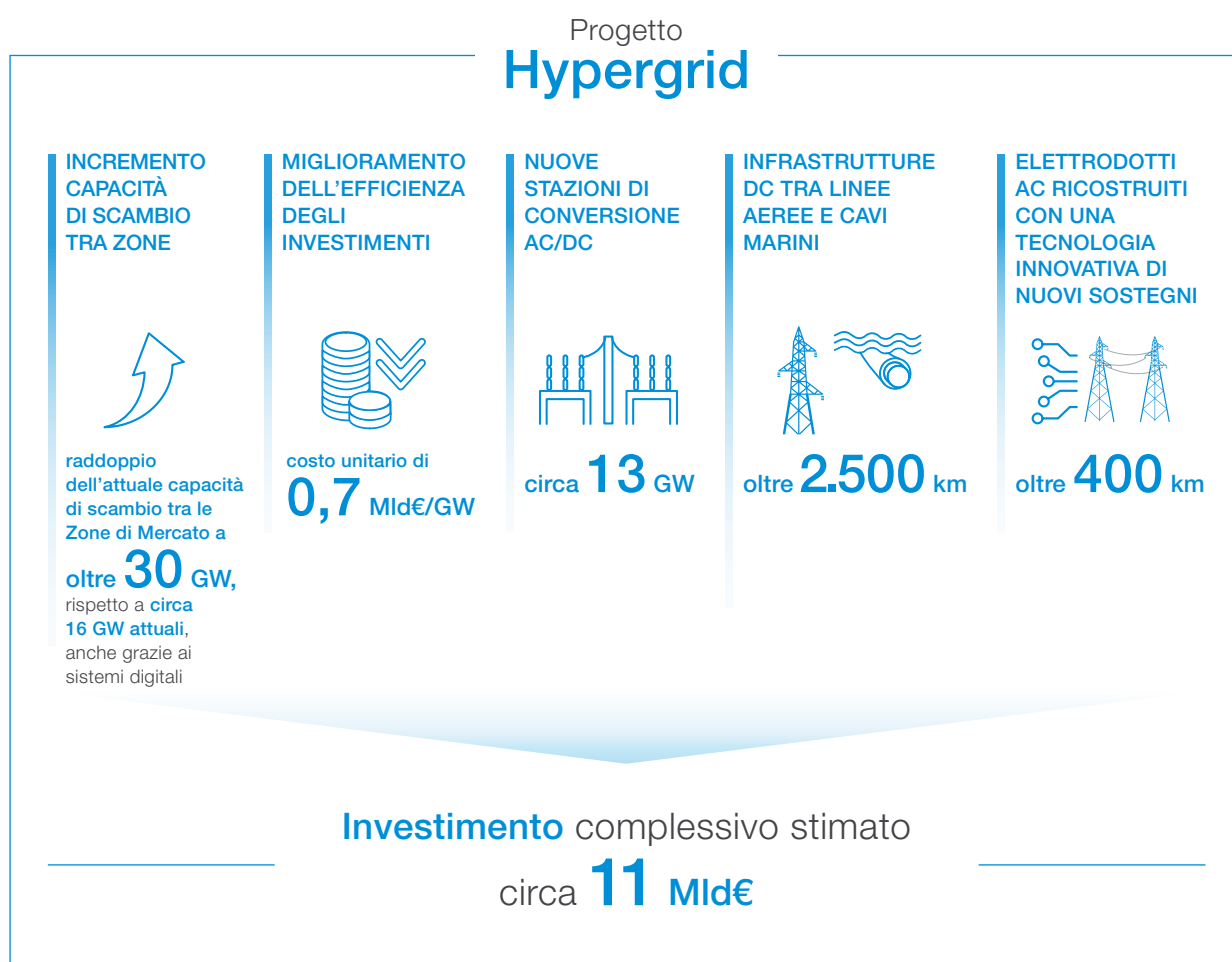
Il presente fascicolo descrive le esigenze del sistema elettrico nazionale e gli interventi di sviluppo abilitanti la transizione energetica.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati, sarà necessaria una capacità installata da rinnovabile di 102 GW (solare ed eolico) al 2030, con un incremento di ben **+70 GW** rispetto ai 32 GW installati al 2019 e **+124 GW** al 2040, per un totale di 156 GW. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER, sarà necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture ad alta capacità di trasporto.

Terna ha pianificato uno sviluppo della rete che prevede l'avvio della realizzazione di un layer in corrente continua denominato **"Hypergrid"**, ovvero una serie di collegamenti con tecnologia HVDC, in sinergia con gli sviluppi di rete già previsti nei piani precedenti, che troverà pieno completamento con la magliatura in corrente continua nel futuro. Tali interventi, in ragione delle tendenze di evoluzione attese negli scenari energetici previsionali, consentiranno miglioramenti importanti in termini di incremento della capacità di transito tra le zone di mercato, di flessibilità e di robustezza della rete.

La realizzazione di una rete **Hypergrid** (*capital intensive driven by technology efficiency*) nel sistema elettrico nazionale costituita da progetti HVDC marini e aerei (tramite l'ammodernamento di elettrodotti esistenti a 380 kV e 220 kV, con riconversione degli stessi da Corrente Alternata a Corrente Continua sul medesimo tracciato o in adiacenza) rappresenta per il cambiamento e il progresso della RTN una **soluzione efficace e competitiva nei costi**.

Le principali caratteristiche del progetto Hypergrid sono:

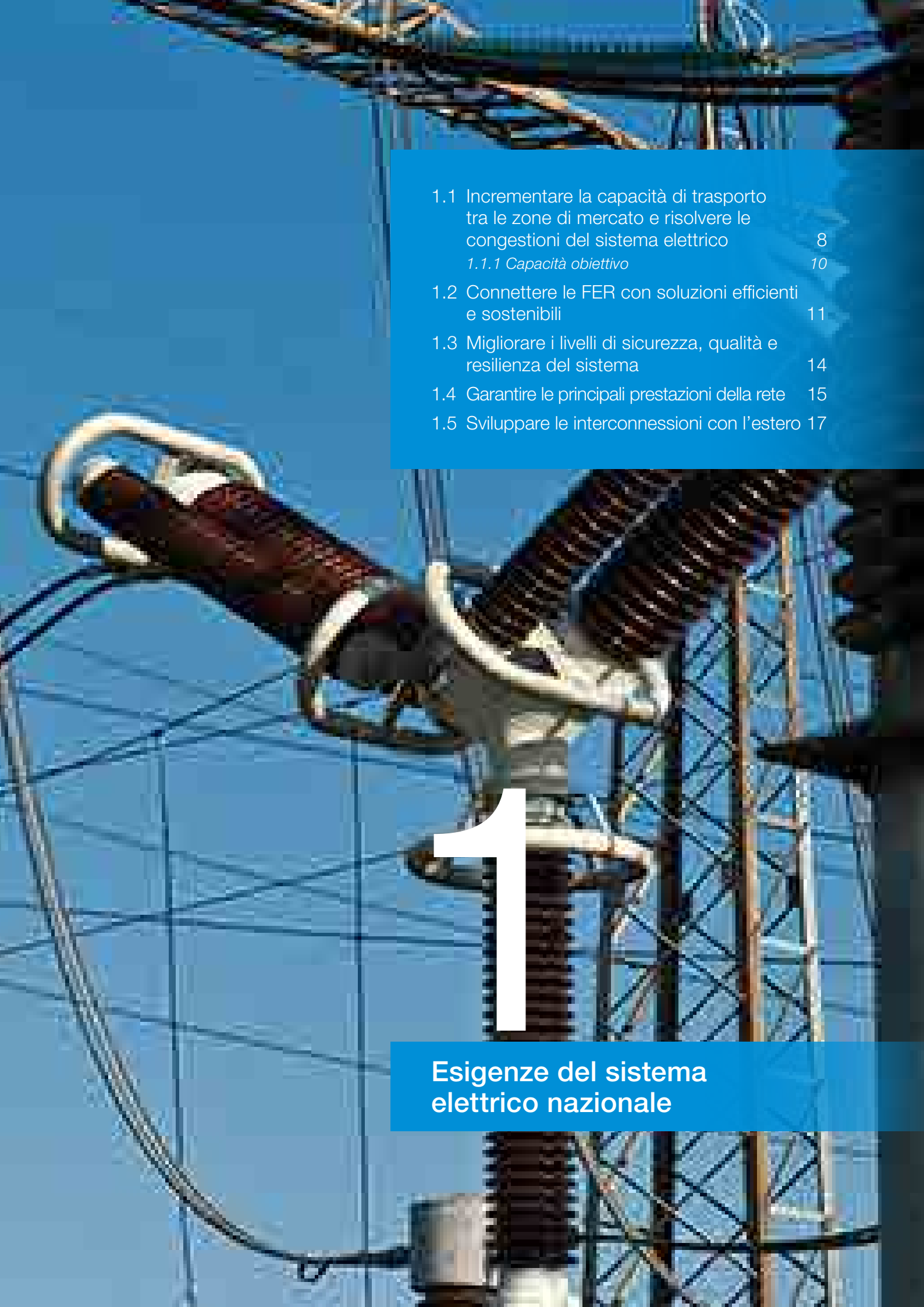


Indice

1	Esigenze del sistema elettrico nazionale	7
	1.1 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico	8
	1.1.1 <i>Capacità obiettivo</i>	10
	1.2 Connettere le FER con soluzioni efficienti e sostenibili	11
	1.3 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema	14
	1.4 Garantire le principali prestazioni della rete	15
	1.5 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	17
2	Overview del piano degli investimenti	19
3	Interventi per lo sviluppo della capacità interzonale – La rete Hypergrid italiana	23
	3.1 I nuovi driver di sviluppo rete Hypergrid	24
	3.2 La rete Hypergrid	29
	3.3 L'architettura di rete complessiva del Piano di Sviluppo 2023	38
	3.4 Gli interventi Capital Light	41
	3.5 Maturità delle soluzioni e trend internazionali	45

4	Interventi di interconnessione con l'estero	47
5	Nuovi interventi di sviluppo – Schede di dettaglio	53
	5.1 Nuovi interventi Hypergrid previsti nel PdS	54
	5.2 Nuovi interventi previsti nel PdS	100
	5.2.1 <i>Area Nord-Ovest</i>	100
	5.2.2 <i>Area Nord-Est</i>	101
	5.2.3 <i>Area Centro Sud</i>	106
6	Piano minimo di realizzazioni	111
7	Appendice: Approfondimenti di progetti HVDC internazionali	117
	7.1 Ultrahigh Voltage (Germania)	120
	7.2 Nordlink (Norvegia – Germania)	122
	7.3 Zhangbei (Cina)	123





1.1 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico	8
1.1.1 Capacità obiettivo	10
1.2 Connettere le FER con soluzioni efficienti e sostenibili	11
1.3 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema	14
1.4 Garantire le principali prestazioni della rete	15
1.5 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	17

1

Esigenze del sistema elettrico nazionale

Esigenze del sistema elettrico nazionale



Alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione delle evoluzioni attese negli scenari energetici previsionali e dei cambiamenti climatici in atto, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione si rende necessario soddisfare le seguenti esigenze del sistema elettrico:

- incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico;
- connettere le FER con soluzioni efficienti e sostenibili;
- migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico;
- garantire le principali prestazioni della rete (flessibilità, inerzia, dinamica e robustezza) e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza;
- sviluppare le interconnessioni con l'estero.

Nei successivi paragrafi saranno analizzate le specifiche necessità, obiettivi e strumenti adottati nella pianificazione dal Piano di Sviluppo 2023 per soddisfare le esigenze di cui sopra.

1.1 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico

Lo scenario energetico di riferimento è caratterizzato da una crescita significativa delle FER sul territorio nazionale e in particolare nella zona Sud e nelle Isole dove sono maggiormente concentrate le richieste di connessione (sia on-shore che off-shore), mentre le previsioni di evoluzione del carico confermano la concentrazione dei carichi nella zona Nord/Centro Nord del Paese.

Questo accentuerà l'attuale condizione di esercizio elettrico e del mercato che vede la zona Nord del paese alimentata da flussi di potenza rilevante da Sud, Isole e interconnessioni con l'estero.

Al fine di un corretto dimensionamento della maggiore capacità di trasporto necessaria a livello interregionale/interzonale sono state condotte simulazioni di mercato negli scenari prospettici ed utilizzata la metodologia delle target capacity per la determinazione delle capacità efficienti obiettivo tra zone del mercato.

Le simulazioni del Mercato del Giorno Prima (MGP) vengono effettuate attraverso un software di simulazione utilizzato anche in ambito ENTSO-E ai fini delle analisi del Ten-Year Network Development Plan. Il simulatore di mercato esegue l'analisi su 8760 ore (durata annuale) e determina la programmazione ottima del dispacciamento idro-termoelettrico, mentre le risorse non programmabili sono rappresentate mediante profili di generazione imposta per zona di mercato e tecnologia.

Tali simulazioni consentono la stima dei costi di esercizio delle unità di generazione, del prezzo orario dell'energia elettrica nelle diverse zone e delle ore di congestione interzonali. In base a tali informazioni è possibile valutare il surplus dei consumatori, quello dei produttori e le rendite da congestione, con l'obiettivo finale di determinare il Social Economic Welfare (SEW).

Ai fini delle simulazioni si è considerata: la struttura zonale descritta nella versione aggiornata del documento "Individuazione zone della rete rilevante"; la rete di riferimento attuale e i valori dei limiti di transito coerenti con quanto riportato nel documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato"¹. I limiti suddetti sono individuati a rete integra e sono variabili in funzione della stagionalità

¹ https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_2022_8d9bf6197296d1.pdf

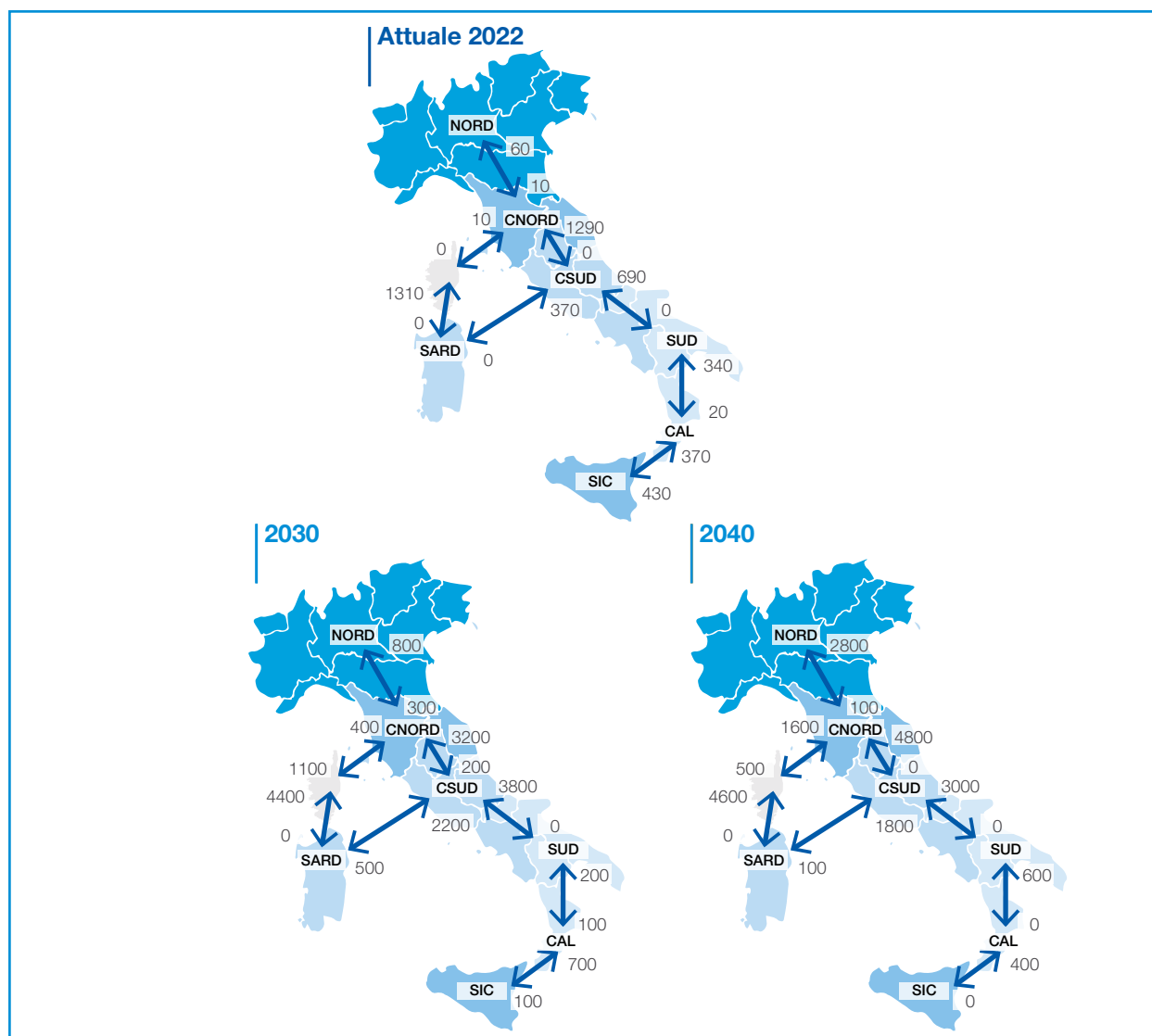
(periodo invernale ed estivo) e del “Fabbisogno residuo zonale”, inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica che influenza il limite di transito per alcune sezioni, oltre ad essere caratterizzati da un profilo di manutenzione mediamente atteso.

Uno degli aspetti che risulta rilevante precisare, alla luce dei risultati dell’analisi degli output delle simulazioni, riguarda le separazioni tra le differenti zone di mercato.

Tali fenomeni, che interessano le infrastrutture di trasmissione, possono avere un impatto sulla competitività dei mercati elettrici, favorendo per esempio meccanismi distorsivi e strategie degli operatori potenzialmente inefficienti per il sistema.

La **Figura 1** mette a confronto il numero di ore di congestione registrate nel 2022 (in funzione dei dati disponibili) con quelle attese negli scenari previsionali agli anni orizzonte 2030 e 2040 in assenza degli interventi infrastrutturali previsti nel Piano di Sviluppo. Gli esiti del mercato attuale sono dettagliatamente descritti da Terna nel documento “Rapporto configurazione zonale”² e nel seguito ci si concentra sui principali aspetti che caratterizzano l’evoluzione dello scenario.

FIGURA 1 Ore di congestione nello scenario Policy a rete attuale



² Tale documento, secondo quanto previsto dalle Deliberazioni 496/2017/R/EEL e 22/2018/R/EEL, viene inviato da Terna ad ARERA entro il 30 Aprile di ogni anno.

Come si può osservare all'anno orizzonte 2030 si riscontrano elevati valori di ore di congestione tra Sud – Centro Sud e Centro Sud – Centro Nord dovuti, in entrambi i casi, a una maggiore penetrazione della generazione rinnovabile. Nello specifico, al Centro Sud si riscontrano valori di penetrazione del rinnovabile molto più elevati rispetto al Centro Nord, così come accade tra il Sud e il Centro Sud.

All'anno orizzonte 2040, invece, l'incremento di penetrazione RES nell'area meridionale del Paese è tale da enfatizzare ulteriormente le congestioni tra Centro Sud – Centro Nord e Centro Nord – Nord che rappresentano un significativo collo di bottiglia all'integrazione di energia rinnovabile. Tra le zone Calabria, Sud e Centro Sud vi è una riduzione di ore di congestione (rispetto al 2030) dovuta all'ingente incremento di generazione da fonte rinnovabile su tutta la porzione sud del Paese, realizzando quindi una macroarea ad elevata penetrazione FER e overgeneration che crea un collo di bottiglia verso il nord, spostando le congestioni verso le sezioni Centro Nord e Nord.

1.1.1 Capacità obiettivo

La prima edizione del **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo** è stata pubblicata nel corso del 2018 su richiesta dall'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) con la Delibera 884/2017/R/EEL "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione".

In tal senso, la capacità obiettivo (o Target Capacity) è definita come "la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali" e la relativa metodologia è stata adottata nei Rapporti Capacità Obiettivo 2018 e 2020, peraltro aggiornata in esito alle verifiche *expert-based* disposte dall'Autorità.

Il processo di identificazione delle capacità obiettivo nasce come strumento a supporto del Gestore della rete di trasmissione elettrica per la definizione, in uno scenario energetico sempre più sfidante come quello odierno, di un'efficiente strategia di sviluppo della RTN. La metodologia sviluppata da Terna per l'identificazione delle capacità obiettivo permette di individuare per ogni confine estero e per ogni sezione interna al sistema elettrico italiano, attraverso un processo iterativo, la capacità di transito incrementale più efficiente da realizzare a livello di sistema in termini di rapporto benefici su costi.

In linea con l'interesse espresso dall'Autorità nel documento per la consultazione 422/2022/R/EEL, Terna ha avviato le analisi per aggiornare i valori di capacità obiettivo che verranno pubblicati a inizio 2023 nella terza edizione del "Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo" (di seguito "Rapporto"). Le analisi saranno effettuate negli scenari di riferimento contrastanti utilizzati nel presente Piano di Sviluppo, lo scenario inerziale "Late Transition" e lo scenario di policy "Fit For 55".

Rispetto alle precedenti edizioni, verranno condotte sensitivities, nell'anno orizzonte 2030, per valutare l'impatto derivante:

- dall'imposizione di vincoli alla capacità traguardabile sui confini esteri;
- dalla variazione in riduzione dello sviluppo della capacità di accumulo.

Inoltre, ulteriore novità consiste nell'applicazione dell'esercizio completo all'anno orizzonte 2040.

Il terzo Rapporto, dopo la fase di consultazione, sarà oggetto di valutazione da parte dell'Autorità. Al momento sono vigenti le capacità obiettivo approvate con la Delibera 446/2021 funzionali al meccanismo di incentivazione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale definito con la deliberazione 698/2018.

Dai risultati presenti nel terzo Rapporto emerge che i valori di capacità obiettivo addizionali:

- al 2030 coincidono per le sezioni interne con il set di valori intermedi tra quelli individuati dalle strategie di sviluppo nei due scenari Late Transition e Fit-For 55, per i confini esteri con la capacità di trasmissione associata ai progetti di sviluppo già pianificati;
- al 2040 si differenziano in funzione dello scenario considerato.

Peraltro, la capacità obiettivo totale 2030 sulle sezioni interne nello scenario di policy risulta coerente con quanto pianificato nel PdS23.

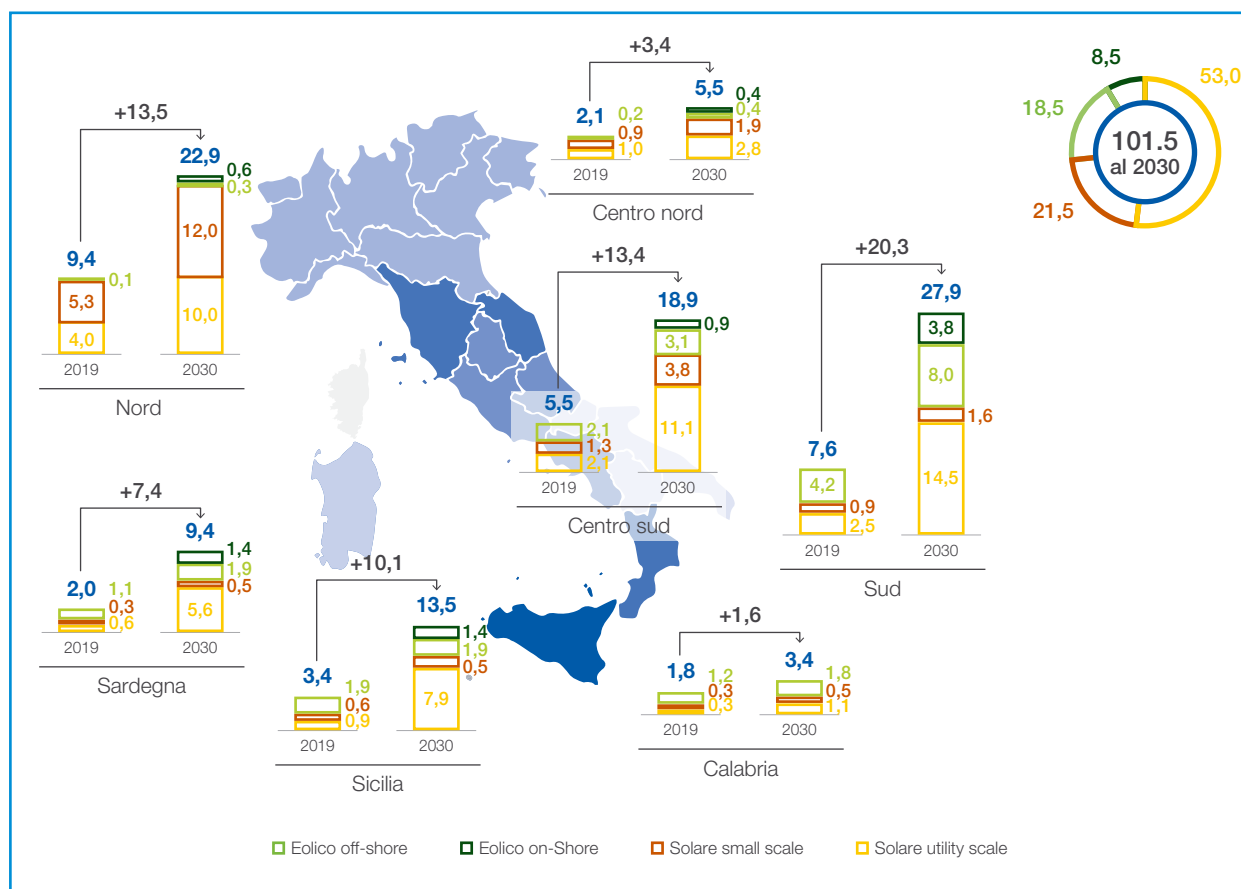
Per ulteriori dettagli si rimanda al Terzo Rapporto pubblicato sul sito www.terna.it.

1.2 Connettere le FER con soluzioni efficienti e sostenibili

Come esposto nel documento di overview del PdS, lo sviluppo delle infrastrutture di rete deve necessariamente essere orientato a garantire l'integrazione efficiente delle energie rinnovabili in forte crescita nonché a creare le condizioni ottimali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, in linea con lo scenario previsto di sviluppo delle FER.

Nella *Figura 2* è mostrato il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica nello scenario FF55 2030, confrontata con il 2019. Più del 70% della capacità (75 GW) è rappresentato dal solare, di cui 53 GW sono da ricondursi ad impianti di tipo utility scale e 21,5 GW derivano da impianti fotovoltaici distribuiti. L'eolico raggiunge i 27 GW al 2030, con un incremento di circa 16 GW rispetto al valore raggiunto nel 2019. L'eolico onshore ammonta a circa 18,5 GW (+7,7 GW rispetto al 2019), mentre l'offshore raggiunge 8,5 GW. La capacità aggiuntiva rispetto al 2019 (+70 GW) è concentrata per oltre il 75% nelle zone del mezzogiorno.

FIGURA 2 *Dettaglio evoluzione capacità FER (GW) al 2030 nello scenario FF55*



Al fine di favorire l'integrazione di ulteriori 70 GW di capacità FER, risultano necessari nuovi **interventi infrastrutturali** addizionali rispetto a quanto già pianificato fino al PdS 2021 (Tyrrhenian Link, Adriatic Link, Elettrodotto 380 kV Bolano-Annunziata etc.) e ai nuovi interventi previsti nel presente Piano. Tali interventi addizionali sono stimati in oltre **300 nuove stazioni RTN di raccolta FER** equivalenti a **oltre 4.500 impianti per una capacità di trasformazione** complessiva di circa **100.000 MVA**. Per la loro realizzazione è pianificato oltre **1 mld€ di investimenti nell'orizzonte decennale 2023 – 2032**.

L'attuale contesto delle richieste di connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile alla RTN evidenzia che circa il 90% degli impianti on-shore per i quali è presentata richiesta di connessione a Terna ha una taglia inferiore a 100 MW, con una taglia media complessiva di circa 35 MW.

Gli standard di connessione alla RTN tradizionali di cui all'Allegato A.2 al Codice di rete prevedevano, tipicamente all'interno di stazioni di raccolta 380/150-132 kV o 220/150-132 kV, la realizzazione di stalli 150-132 kV con la funzione di impianti di rete per la connessione del singolo impianto di produzione. Gli stalli a 150-132 kV possono connettere impianti di produzione di potenza fino a 200-250 MW, valore superiore rispetto alla taglia media degli impianti di produzione per cui sono attualmente presentate la maggior parte delle richieste di connessione alla RTN.

Al fine di efficientare l'utilizzo della capacità disponibile su ogni singolo stallo RTN e di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, è nata la necessità di **condivisione dell'impianto di rete per una pluralità di impianti di produzione** ("condominio" sullo stesso stallo RTN). Per superare i limiti di questo tipo di soluzione, Terna ha individuato un **nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV per gli impianti di produzione con potenza fino a 100 MW** da connettere alla RTN. In particolare, la nuova soluzione standard di connessione prevede che ciascun impianto di produzione sia connesso direttamente a uno stallo dedicato che svolge la funzione di impianto di rete per la connessione con potenza convenzionale pari a 100 MVA e tensione pari a 36 kV. L'elevazione di tensione da 36 kV a livelli superiori è quindi effettuata da Terna nell'ambito delle proprie attività di gestione della RTN e non più dai produttori. Tale soluzione consente di razionalizzare e semplificare le soluzioni tecniche adottate e potrà in futuro permettere di sviluppare delle vere e proprie reti di raccolta dedicate a massimizzare lo sfruttamento e l'integrazione delle risorse rinnovabili.

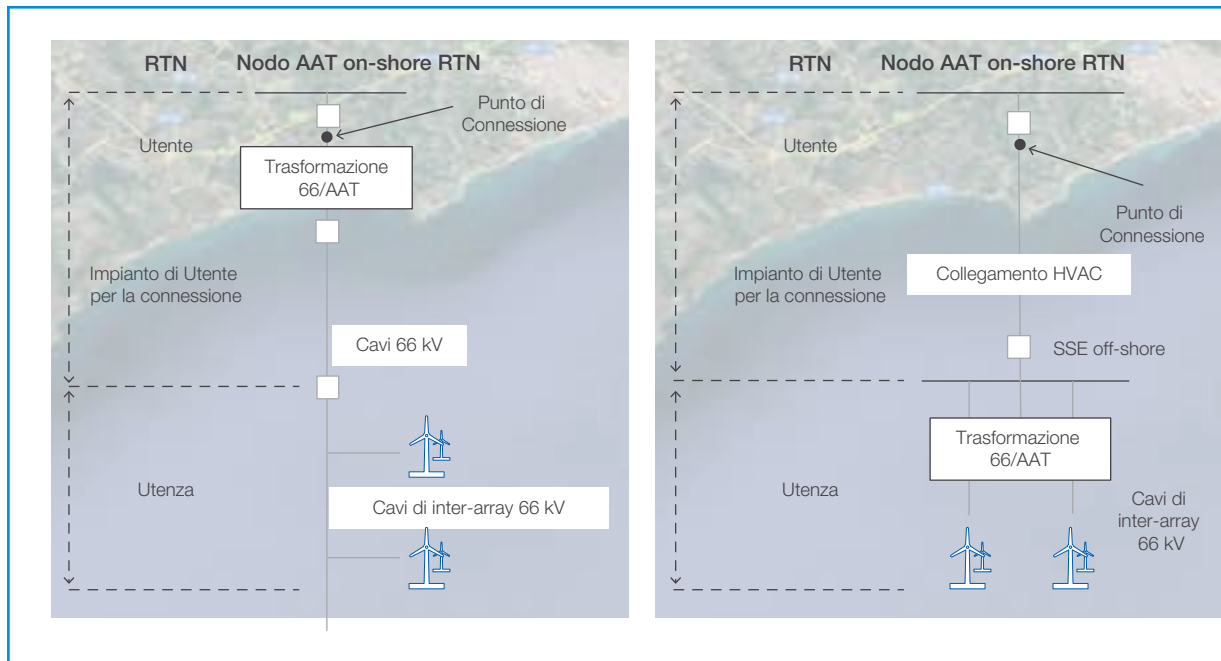
Un ulteriore punto di interesse è **l'evoluzione delle richieste di connessione per impianti off-shore**, per le quali si è registrata una forte accelerazione negli anni 2021 e 2022 giungendo ad un totale di circa 104 GW di richieste attive al 31 dicembre 2022 (principalmente nel Sud dell'Italia e nelle Isole) a fronte di un installato di solo 30 MW. Tale evoluzione è dovuta principalmente al miglioramento della tecnologia delle turbine flottanti, necessarie in caso di elevata profondità dei fondali, e alla maggiore disponibilità della risorsa primaria nell'Italia meridionale.

L'ingente numero di richieste pervenute ha reso necessario degli approfondimenti da parte di Terna finalizzati ad individuare le migliori soluzioni di connessione dal punto di vista tecnico-economico.

Al fine di raccogliere tutte le informazioni utili su tecnologie disponibili, prospettive di sviluppo e best practices in ambito europeo, Terna ha condotto un'estensiva **attività di survey tecnologiche** che hanno coinvolto: fornitori di turbine e sottostazioni (soluzioni fisse e flottanti), fornitori di cavi (con particolare interesse per lo stato dell'arte e prospettive dei cavi dinamici), altri TSO europei con maggiore esperienza nella formulazione di soluzioni di connessione ad impianti offshore di taglia rilevante e nella loro gestione in sicurezza.

Le evidenze emerse dalle indagini condotte e l'analisi delle richieste di connessione ricevute hanno portato alla definizione di **due possibili schemi generali di connessione**, sintetizzati in *Figura 3*, la cui applicazione è funzione principalmente della distanza dal possibile nodo di connessione ad Altissima Tensione (AAT) appartenente alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e della potenza nominale dell'impianto: lo schema rappresentato in *Figura 3.a* è applicabile ad impianti di produzione di piccole dimensioni (tipicamente centinaia di MW), localizzati ad una distanza dal nodo di connessione RTN inferiore a circa 40-60 km, mentre lo schema in *Figura 3.b* rappresenta un'ipotesi di connessione per le iniziative che si collocano ad una distanza maggiore di 40-60 km dal nodo di connessione RTN.

FIGURA 3 *Schemi generali di connessione ipotizzabili: a) Schema di connessione con collegamento a 66 kV diretto del campo eolico ad un nodo AAT on-shore; b) Schema di connessione con collegamento di una SSE off-shore ad un nodo AAT on-shore*



L'individuazione delle soluzioni di connessione degli impianti eolici off-shore è stata effettuata tramite approfonditi studi di rete tenendo conto dello scenario di riferimento FF55 e considerando in esercizio (a prescindere dalla localizzazione degli impianti nella zona) un contingente massimo di FER pari alla somma tra il fabbisogno zonale e il limite di scambio previsto con le altre zone di mercato a seguito della realizzazione di tutte le opere di sviluppo pianificate. Le analisi condotte hanno consentito di definire per ciascuna iniziativa un punto di connessione ed eventuali rinforzi di rete necessari per la gestione di eventuali contingenze e congestioni che potrebbero comportare limitazioni permanenti della potenza al nodo di connessione.

L'approccio adottato ha portato ad un'ottimizzazione delle opere di rete per la connessione, assegnate alle singole pratiche, frutto di valutazioni che hanno preso in esame le caratteristiche della porzione di rete su cui queste insistono e degli interventi di sviluppo previsti funzionali all'immissione ed al trasporto interzonale e intrazonale dell'energia prodotta. Tale metodologia non esclude che in alcune aree il concretizzarsi di richieste di connessione divergenti dallo scenario di riferimento, sia in termini di quantità specifiche che di mix tecnologico, possa determinare la necessità di prevedere opere di sviluppo aggiuntive.

Maggiori dettagli riguardo l'evoluzione tecnologica, gli stati e i principi generali delle richieste di connessione sono contenuti all'interno dell'Allegato "Evoluzione Rinnovabile e interventi di Connessione".

1.3 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema

Tra gli obiettivi dell'attività di pianificazione rientra il miglioramento dei livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio.

La sicurezza del sistema elettrico è la capacità del sistema di resistere a modifiche dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso. Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche a fronte del guasto di un singolo componente di rete ("criterio N-1"): in tale circostanza, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure portarsi in uno stato di allerta che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazioni del carico. Le condizioni di sicurezza possono essere assicurate, oltre che mediante la normale attività di esercizio e mantenimento della rete, anche attraverso un efficace miglioramento delle prestazioni degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi.

La qualità del servizio è la caratteristica di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell'energia elettrica fornita. La continuità di alimentazione va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità del servizio considera le caratteristiche delle grandezze elettriche quali tensione e frequenza. La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti della rete direttamente connessi alla RTN.

La resilienza è la capacità di un sistema e dei suoi componenti di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato precedente in modo rapido ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema. Gli eventi climatici eccezionali, sempre più frequenti ed intensi che hanno interessato negli ultimi decenni l'emisfero settentrionale, e in modo significativo l'Europa, evidenziano la necessità di avere sistemi sempre più resilienti.

Gli interventi del Piano di Sviluppo, la cui finalità prevalente è quella di garantire la sicurezza e qualità del servizio, sono caratterizzati da attività legate al potenziamento della rete ma anche alla realizzazione di nuove vie di alimentazione, aumentando l'affidabilità del sistema elettrico e riducendo i rischi di disservizio in termini di energia non fornita.

Legato al tema della riduzione del rischio di disservizio vi è anche quello del prevenire e mitigare il rischio di energia non fornita per eventi climatici severi. Attraverso l'applicazione della Metodologia Resilienza, quale Allegato A76 del Codice di Rete, è stato verificato come alcuni interventi del Piano di Sviluppo presentino anche un potenziale beneficio in termini di incremento della resilienza.

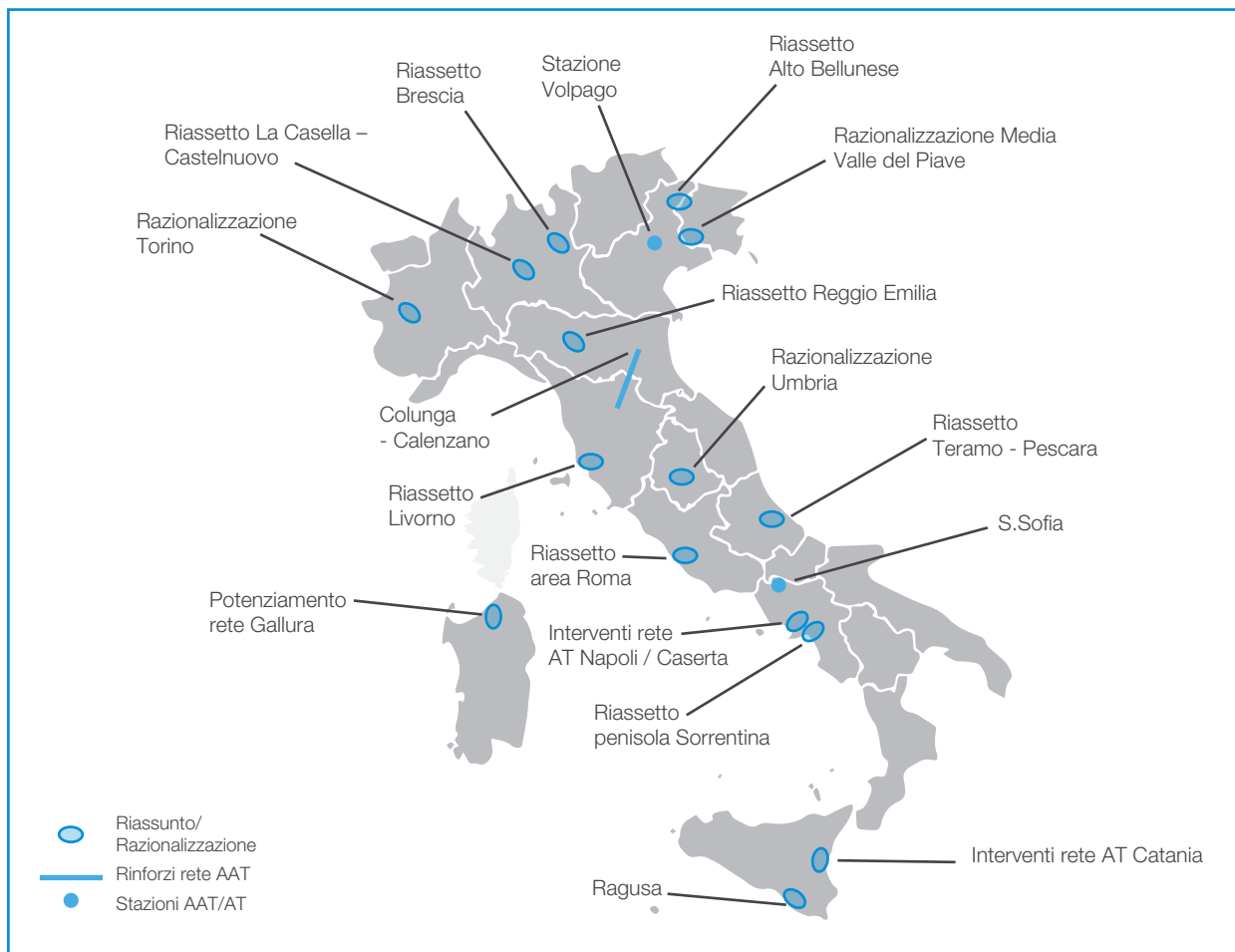
Accanto agli interventi prevalentemente infrastrutturali, il Piano di Sviluppo prevede ulteriori iniziative finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso:

- l'integrazione delle direttrici AT ex-RFI con gli elettrodotti 150 kV RTN incrementando gli standard di qualità e di sicurezza di esercizio riducendo contestualmente l'impatto delle infrastrutture sul territorio;
- la rimozione dei vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio;
- la risoluzione dei collegamenti degli elettrodotti in derivazione rigida;
- l'installazione dei dispositivi di sezionamento automatizzato e motorizzato che consentono di ridurre i tempi di ripristino in caso di disservizio e i sezionatori motorizzati di bypass per incrementare la flessibilità di esercizio in favore degli utenti alimentati in antenna su impianti che non rientrano nella titolarità di Terna.

Ai fini della gestione in sicurezza del funzionamento della rete, legato in particolare al controllo delle tensioni, nel Piano di Sviluppo sono previsti una serie di interventi di installazione di nuovi dispositivi per la regolazione della potenza reattiva anche in sinergia con quanto previsto nel Piano Sicurezza per la gestione ottimizzata della regolazione della tensione ed per la rimozione dei vincoli di rete.

Di seguito, in **Figura 4**, alcuni degli interventi del Piano di Sviluppo 2023 (e precedenti) finalizzati a garantire un adeguato livello di qualità e sicurezza della rete.

FIGURA 4 *Interventi per incremento qualità*



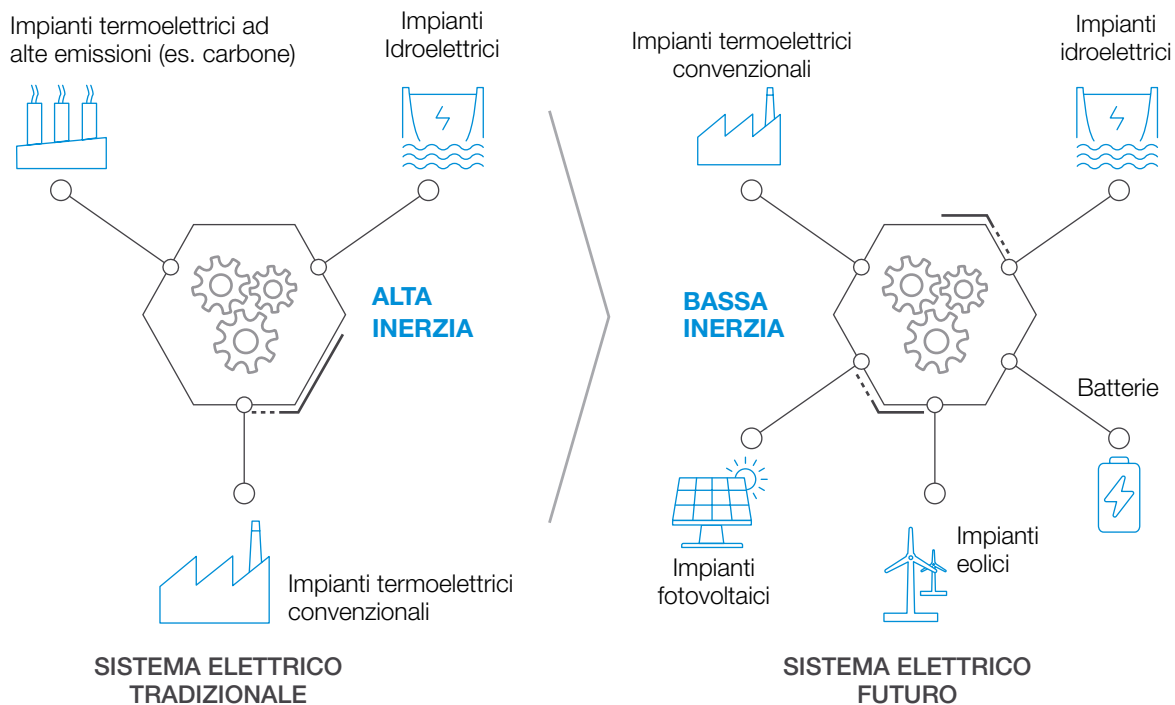
1.4 Garantire le principali prestazioni della rete

L'attività di pianificazione per il Piano di Sviluppo 2023 ha confermato, come obiettivo strategico, quello di garantire le principali prestazioni della rete alla luce dell'evoluzione del mix di generazione in favore di fonti caratterizzate da minore inerzia, non programmabilità e sempre più interfacciate alla rete per mezzo di inverter (*generazione inverter-based*). Gli aspetti principali sulle prestazioni di sistema che sono stati affrontati negli studi di pianificazione si riferiscono alla **flessibilità, inerzia del sistema, dinamica e robustezza di rete**.

Gli sviluppi di rete previsti hanno l'obiettivo, infatti, di rendere la rete elettrica di trasmissione maggiormente **flessibile**, ossia di aumentarne la capacità di sfruttare in modo efficace le risorse disponibili per far fronte alle variazioni del carico e della generazione - sempre più intermittente - con lo scopo di mantenere l'esercizio alle condizioni nominali di tensione e frequenza.

L'incremento atteso, e in parte già osservabile, degli impianti a bassa inerzia sta ponendo crescente attenzione sulla capacità del sistema elettrico di garantire la stabilità di frequenza. Ad oggi, il sistema elettrico presenta già finestre temporali caratterizzate da bassi livelli di **inerzia** che possono pregiudicare la stabilità e la sicurezza del sistema, come precedentemente esposto nel Fascicolo "Stato del sistema elettrico" (*Paragrafo 4.3 Sicurezza - Stabilità e Robustezza di sistema*). Tale fenomeno, in prospettiva, è destinato a presentarsi sempre più spesso, in virtù delle significative tendenze di crescita della generazione FER e del progressivo decommissioning della capacità termoelettrica (*Figura 5*). Come contromisure da adottare vi sono l'inerzia sintetica e lo smorzamento delle oscillazioni di potenza, azioni possibili grazie allo sviluppo di strategie di controllo innovative dei convertitori (es. HVDC VSC e grid forming converters), i quali saranno sempre più presenti sulla rete grazie agli interventi di sviluppo pianificati da Terna. In futuro anche la generazioni rinnovabile e gli storage inverter-based potranno contribuire a garantire gli standard e le prestazioni richieste dalla rete.

FIGURA 5 **Evoluzione del sistema**



Infine, alla luce del proliferare di generazione inverter-based, sarà determinante garantire un adeguato supporto alla regolazione della tensione e della frequenza sulla rete del domani, sia in termini di dinamica che di **robustezza di rete**. In questo contesto, si è reso necessario ridefinire il concetto di robustezza di rete, intesa come la capacità del sistema elettrico di mantenere la forma d'onda di tensione in ogni nodo nella rete, in condizioni di normale esercizio ed a seguito di un disturbo³. Gli interventi di rinforzo necessari per far fronte a tali trasformazioni, quali compensatori sincroni, STATCOM e reattori shunt, oltre che incrementare la robustezza di sistema, consentiranno di mantenere le grandezze di interesse della rete all'interno degli standard di qualità previsti. Le opere di sviluppo **Hypergrid**, grazie all'impiego di convertitori in tecnologia VSC, contribuiranno in modo determinante all'incremento di robustezza nelle porzioni di rete a cui afferiscono, nonché allo smorzamento delle oscillazioni attraverso la loro azione regolante e stabilizzante.

L'aspetto della **robustezza di rete** – fenomeno che ha ricevuto crescente attenzione negli ultimi anni - sarà analizzato in maniera esaustiva all'interno del Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete" a cui si rimanda per tutti i dettagli.

³ System Strength Explained, 2020, AEMO.

1.5 Sviluppare le interconnessioni con l'estero

Il Piano di Sviluppo 2023 in continuità con i precedenti Piani, mantiene i rinforzi della rete di trasmissione per sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi confinanti al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi. A tal riguardo, in linea con quanto osservato anche nei precedenti piani, occorre considerare:

- l'incremento della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) anche attraverso soluzioni che consentano di ottimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti;
- l'interconnessione tra i sistemi elettrici della Corsica, della Sardegna e della Penisola Italiana, principalmente per esigenze di sicurezza e integrazione della produzione da fonti rinnovabili;
- lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa;
- lo sviluppo di una nuova interconnessione con la Grecia, per garantire l'esercizio della rete in sicurezza ed un incremento dell'efficienza dei mercati e dei servizi;
- lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009⁴ e s.m.i., che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero.

Una rete ben interconnessa contribuisce al raggiungimento degli obiettivi posti dalla transizione energetica poiché consente maggiore integrazione di energie rinnovabili variabili in modo più sicuro e più efficiente.

In conclusione, le interconnessioni potranno apportare benefici economici per il Paese quali:

- riduzione del prezzo unico nazionale, nell'ottica di una maggiore integrazione del mercato europeo, permettendo una maggiore efficienza e rafforzando la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo;
- approvvigionamento diversificato del mix produttivo, attraverso un migliore utilizzo dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione;
- approvvigionamento di riserva dall'estero;
- servizi di bilanciamento dei mercati.

⁴ La legge, infatti, introduce la tipologia degli interconnector ovvero progetti di Interconnessione finanziati da clienti finali selezionati da Terna tramite apposite procedure. In particolare, la Legge prevede che i soggetti selezionati, oltre a finanziare le opere di interconnessione, affidino a Terna un mandato per la realizzazione e l'esercizio delle stesse





2

Overview del piano
degli investimenti

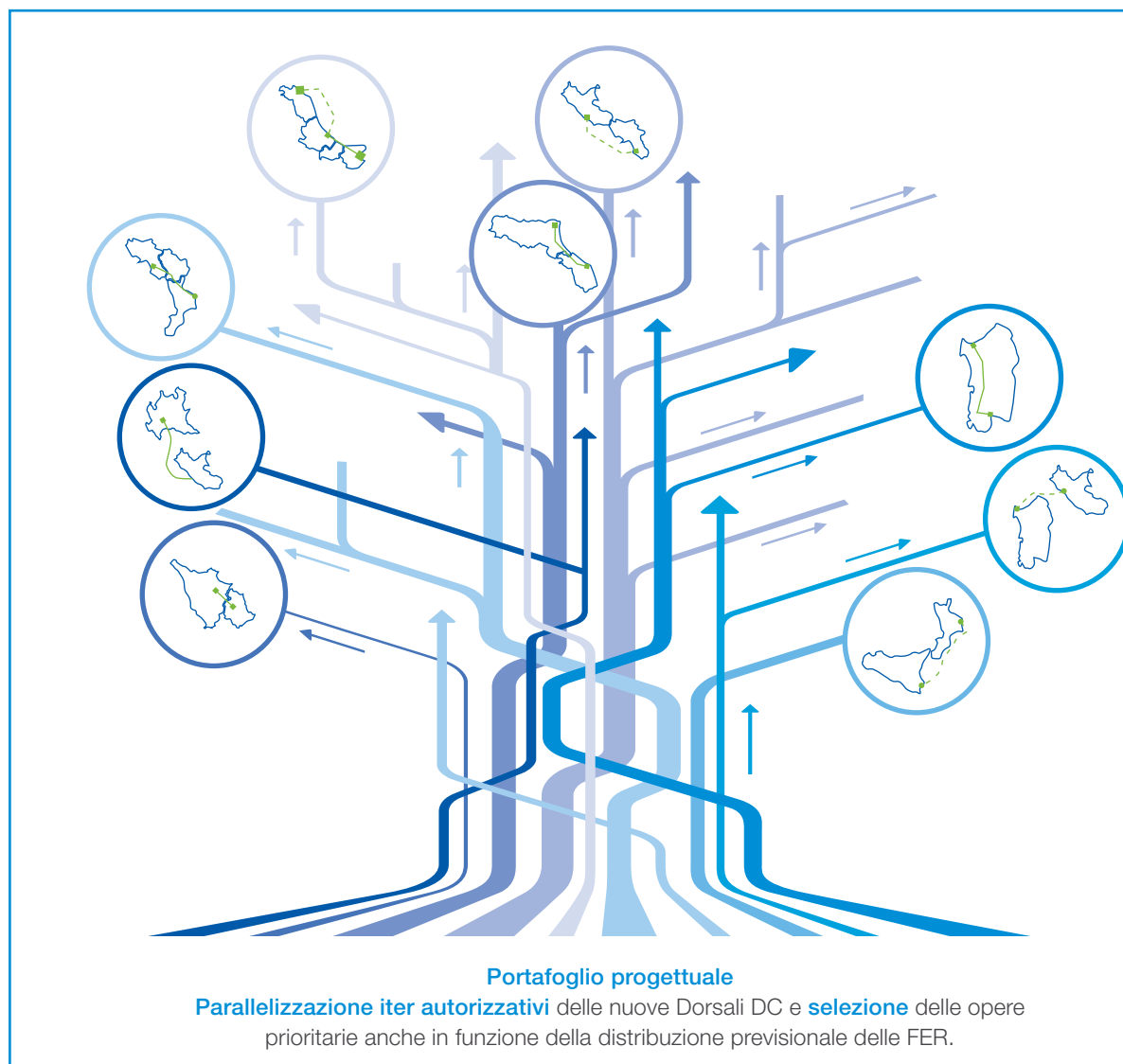
Overview del piano degli investimenti

2

Il Piano di Sviluppo 2023 è incentrato sulla strategia per l'efficienza dei mercati, l'incremento delle rinnovabili, il miglioramento della robustezza di rete, la resilienza del sistema elettrico e la riduzione dell'impatto ambientale delle opere. Il ruolo di Terna è duplice: sviluppare le infrastrutture ed essere contemporaneamente un **"regista di sistema"**, capace di valutare le tendenze, anticiparle, pianificare per tempo gli interventi e canalizzare correttamente gli investimenti in infrastrutture e in impianti di produzione. Serve, quindi, una visione complessiva che consenta sia di assecondare una corretta allocazione della produzione elettrica da rinnovabili sia di pianificare quando possa essere più efficace, in relazione a dove è più produttiva rispetto alle diverse soluzioni tecnologiche, in funzione dello scenario tendenziale e quanto e come possa correttamente cooperare con la generazione tradizionale in questa fase di transizione verso una maggiore compatibilità ambientale.

Per raggiungere tali sfidanti obiettivi, il Piano di Sviluppo 2023 prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di Sviluppo 2021, il lancio di progetti innovativi all'interno del progetto Hypergrid, pari a circa **11 Mld €**, per raggiungere i target del futuro con incremento e accelerazione degli investimenti, utili per il Paese, determinando - nell'orizzonte decennale di Piano 2023 – 2032 - un valore complessivo di Piano di circa **21 Mld€**. Fondamentale, nello sviluppo della rete di trasmissione, sarà il tempo necessario per l'autorizzazione e la realizzazione delle infrastrutture di rete rispetto alla dinamicità con cui evolvono, invece, i modelli di generazione e di domanda, soprattutto per gli aspetti normativi e regolatori a cui sono legati. Ciò suggerisce un modello di investimenti flessibile che permetta di sviluppare e realizzare le future infrastrutture di rete in funzione dell'effettivo scenario energetico che si verrà via via a delineare. Con il principio di flessibilità e variabilità della prioritizzazione delle opere in funzione dell'effettiva realizzazione degli impianti rinnovabili e in considerazione delle procedure autorizzative necessarie, potrebbero essere richiesti ulteriori investimenti di infrastrutture che avranno un valore complessivo, oltre l'orizzonte decennale, fino a circa **30 Mld€**.

Al fine di ottenere la giusta flessibilità rispetto alle necessità di sistema, che potrebbero modificarsi in accordo all'effettiva autorizzazione e realizzazione degli impianti FER a livello geografico, le nuove opere di trasmissione Hypergrid saranno progettate e avviate in iter autorizzativo al fine di garantire un **portafoglio di opere** che possano essere realizzate anche sulla base di mutate priorità. Infatti i nuovi interventi previsti dal PdS 23 mirano ad intercettare il più possibile in anticipo lo sviluppo delle nuove fonti di generazione in modo da rendere la rete pronta ad accogliere la nuova capacità installata e consentire gli ingenti flussi di potenza tra la generazione e i centri di carico. È dunque necessaria una parallelizzazione degli iter autorizzativi delle nuove opere HVDC attraverso un **approccio modulare**, anticipando la fase di progettazione e autorizzazione.

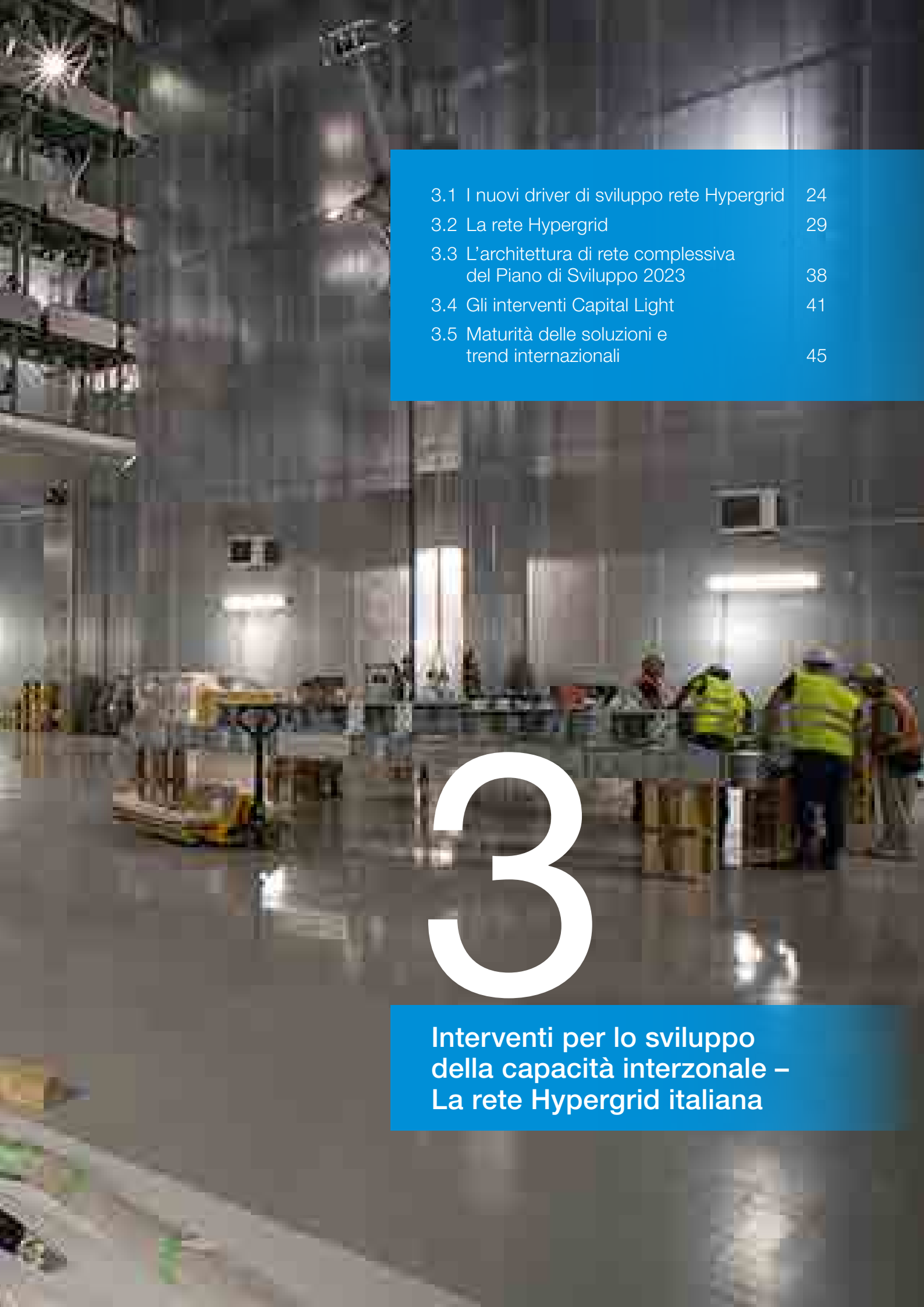
FIGURA 6 *Parallelizzazione iter autorizzativi dei potenziali progetti*

La nuova strategia di parallelizzazione degli iter autorizzativi necessita, per trovare piena efficacia, di essere supportata, anche sul versante regolatorio, da un processo di valutazione più flessibile che persegua la duplice finalità, da un lato, di velocizzare l'approvazione degli interventi che risultano prioritari per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e, dall'altro lato, di consentire di rivalutare l'esigenza o meno dell'intervento sulla base dell'effettivo verificarsi delle condizioni di scenario (es. realizzazione del quantitativo RES). Per quanto appena esposto, Terna sposa pienamente la proposta dell'ARERA per l'introduzione di un nuovo meccanismo di valutazione da applicare ai progetti principali articolato in due fasi distinte, di cui:

- **Fase 1:** finalizzata a riconoscere, sulla base anche del set informativo messo a disposizione nelle schede di Piano, l'utilità dell'intervento e conseguentemente le spese preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e la relativa procedura autorizzativa;
- **Fase 2:** funzionale a fornire il parere favorevole alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento se effettivamente confermata l'esigenza a cui il progetto risponde (effettivo verificarsi dello scenario di riferimento).

Date le finalità e gli obiettivi del progetto Hypergrid, Terna ritiene di estrema rilevanza far rientrare gli interventi Hypergrid in questo nuovo processo di valutazione fornendo, attraverso le schede di dettaglio, le informazioni necessarie allo svolgimento da parte dell'Autorità della prima fase di valutazione.





3.1 I nuovi driver di sviluppo rete Hypergrid	24
3.2 La rete Hypergrid	29
3.3 L'architettura di rete complessiva del Piano di Sviluppo 2023	38
3.4 Gli interventi Capital Light	41
3.5 Maturità delle soluzioni e trend internazionali	45

3

Interventi per lo sviluppo della capacità interzonale – La rete Hypergrid italiana

Interventi per lo sviluppo della capacità interzonale – La rete Hypergrid italiana

3.1 I nuovi driver di sviluppo rete Hypergrid

In accordo ai requisiti di target capacity rappresentati nel paragrafo 1.1.1, la Rete di Trasmissione Nazionale dovrà essere dotata di una **capacità doppia** rispetto a quella attuale.

Ottenere un raddoppio della capacità di trasporto richiede l'adozione di soluzioni tecnologiche che garantiscano le prestazioni elevate richieste compatibilmente agli obiettivi di economicità e sostenibilità delle soluzioni.

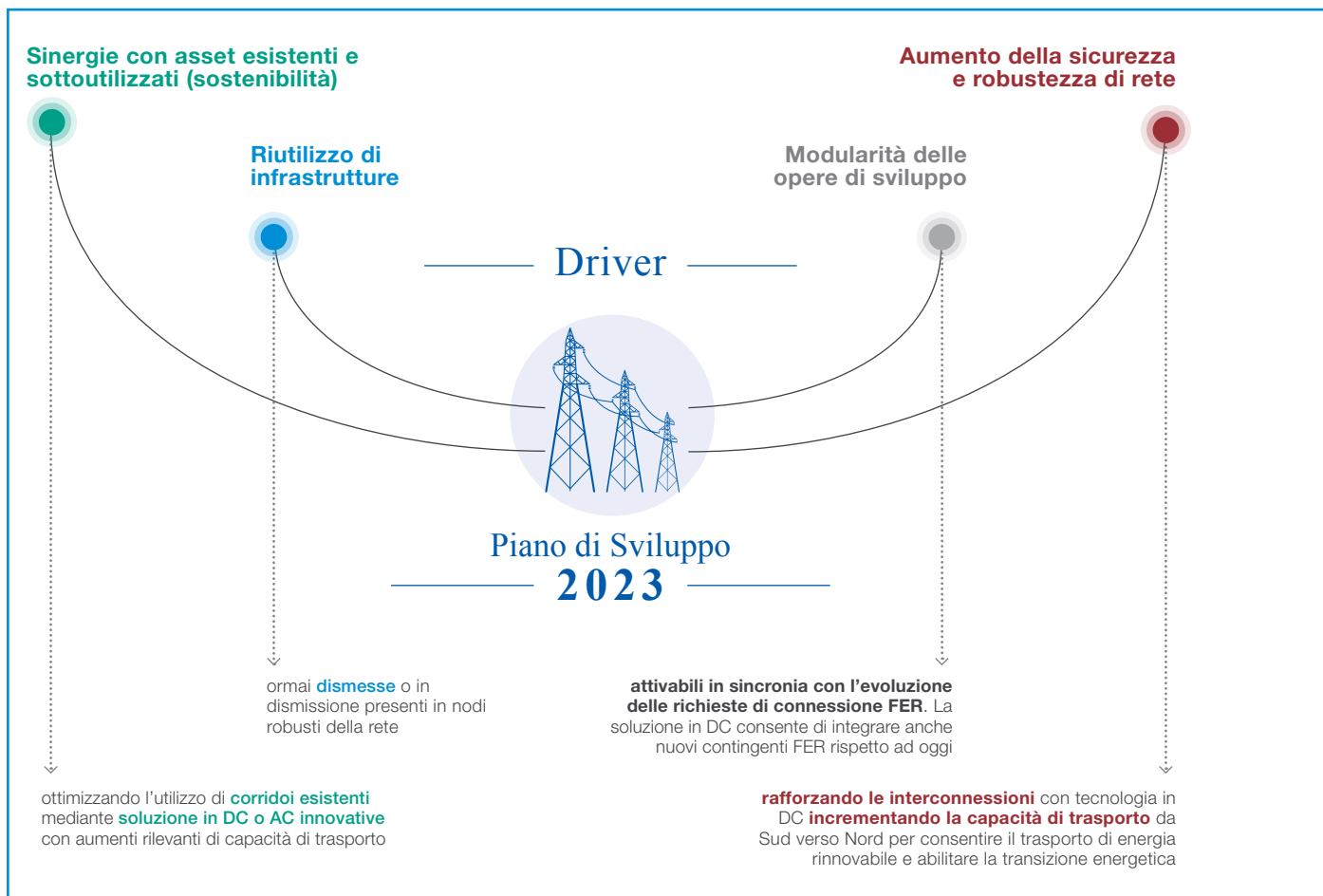
La soluzione identificata, denominata progetto Hypergrid, è sostanzialmente basata sulla realizzazione di dorsali Sud-Nord in corrente continua ad alta capacità in grado di incrementare la capacità di scambio tra le diverse Zone di Mercato (ZdM) la cui identificazione ha avuto i seguenti **nuovi driver**:

- 1. Sinergie con asset esistenti e sottoutilizzati (sostenibilità)**, sfruttando l'ammodernamento di elettrodotti esistenti a 380 kV e 220 kV, con riconversione degli stessi da Corrente Alternata a Corrente Continua sul medesimo tracciato o in adiacenza⁵;
- 2. Potenziale riutilizzo di aree e siti ormai dismessi o in dismissione** e di spazi ad esse connessi, funzionali a nuovi obiettivi, tra cui quello di installare Stazioni di Conversione (SdC) necessarie allo sviluppo di nuovi dorsali in corrente continua e rete DC Multiterminale **Hypergrid** (MTDC);
- 3. Aumento della sicurezza e robustezza di rete** rafforzando le interconnessioni fra le ZdM interne con tecnologia in DC, garantendo maggiore stabilità dinamica e affidabilità della rete e della risposta del sistema alle possibili perturbazioni tra Nord e Sud Italia e con la rete europea (obiettivo di riduzione delle oscillazioni elettromeccaniche del sistema Paneuropeo⁶);
- 4. Modularità delle opere di sviluppo** intercettando il più possibile in anticipo lo sviluppo delle nuove fonti di generazione, in modo da rendere pronta la rete futura, attraverso un approccio modulare, ad accogliere la nuova capacità installata e consentire i flussi di potenza tra la generazione e i centri di carico.

⁵ A. Clerici, L. Paris and P. Danfors, "HVDC conversion of HVAC lines to provide substantial power upgrading," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, no. 1, pp. 324-333, Jan. 1991.

⁶ Softening the Blow of Disturbances - Clark H et al. - IEEE Power and Energy Magazine, 6(1), 30-41 – 2008.

FIGURA 7 *Driver del PdS 23*

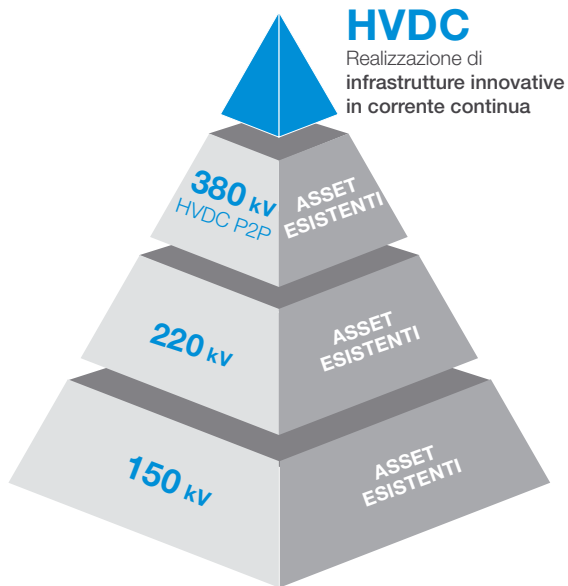


La rete Hypergrid costituisce un **layer in DC** sovrapposto all'esistente rete AC, che consente di **traguardare i quattro driver** sopra citati. I vantaggi nella costruzione di un layer DC di maggiore capacità rispetto alla rete 380 kV esistente sono riportati di seguito.



FIGURA 8 *Motivazioni layer DC*

SOLUZIONI TECNOLOGICHE



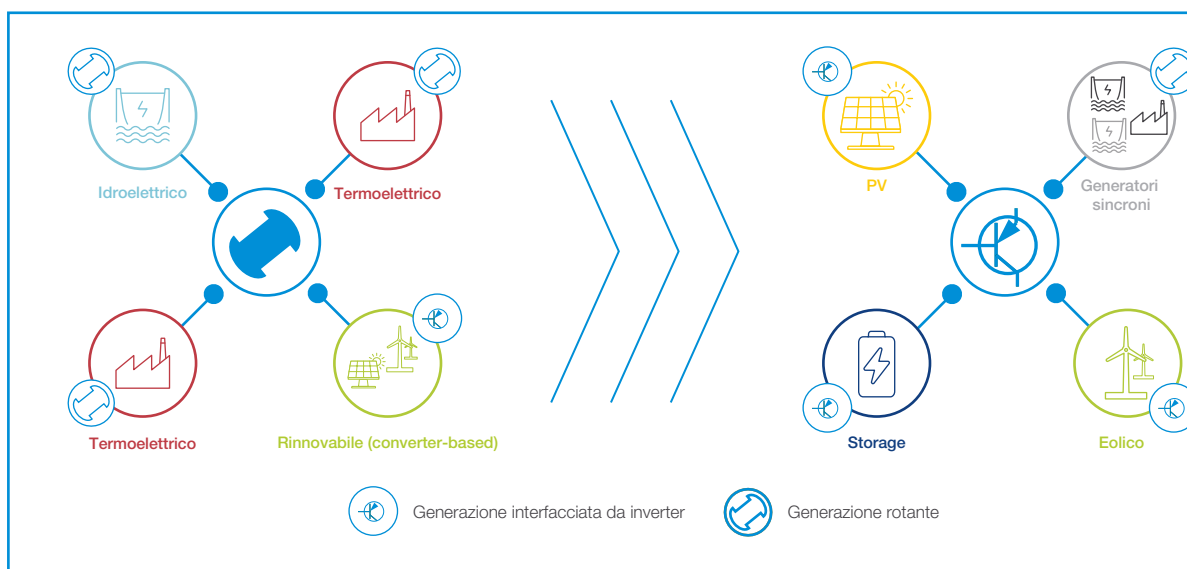
SCELTA E MOTIVAZIONE

Perché realizzare opere HVDC

1. Maggiore capacità di trasporto
2. Riduzione del campo elettromagnetico
3. Disaccoppiamento della rete AC da quella in DC
4. Maggiore equilibrio e controllo dei flussi
5. Sicurezza in N-1 dovuta ai doppi corridoi in DC
6. Maggiore robustezza e stabilità della rete
7. Sistema compatibile con generazione interfacciata da sistemi inverter
8. Riduzione perdite di rete

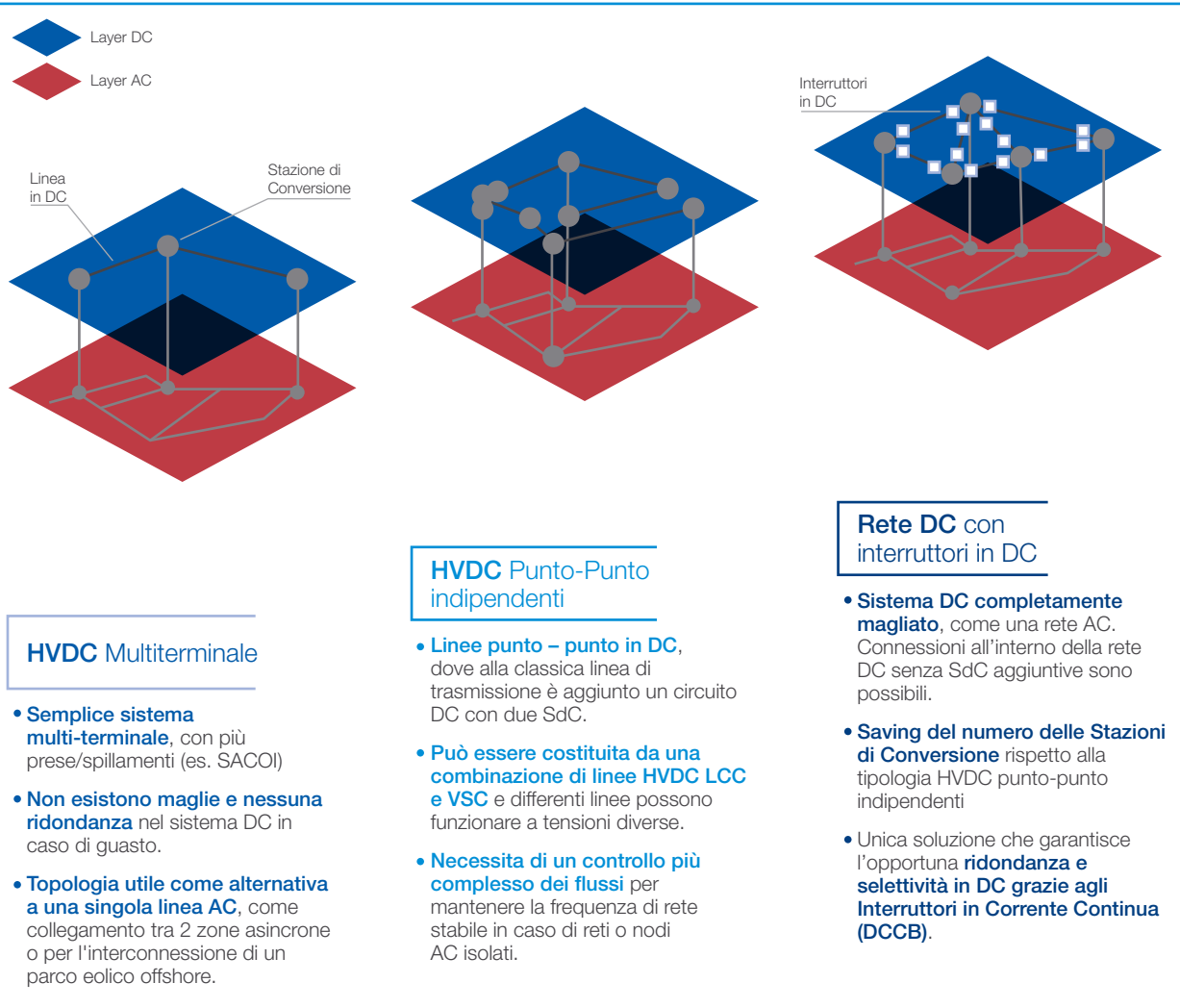
- 1. Maggiore capacità di trasporto:** attraverso lo sviluppo di dorsali di trasporto principalmente in DC, in sinergia con le opere già pianificate, sarà possibile rinforzare l'NTC (Net Transfer Capacity) su tutte le sezioni interne grazie alla creazione di una rete multiterminale DC che sfrutterà ove possibile l'infrastruttura di rete esistente, prevedendo in alcuni casi anche interventi di tipo capital light.
- 2. Riduzione del campo elettromagnetico:** il ricorso alla tecnologia in DC e in alcuni casi a sostegni AC innovativi produrrà una riduzione del campo elettromagnetico degli elettrodotti, con notevoli vantaggi di tipo ambientale.
- 3. Disaccoppiamento della rete in AC da quella in DC:** la presenza della rete multiterminale DC, interagendo con gli sviluppi di rete già previsti nei precedenti piani, consentirà di trarre un layer in DC indipendente dalla rete in AC che minimizzerà gli effetti delle perturbazioni sulla rete AC e viceversa.
- 4. Maggiore equilibrio e controllo dei flussi:** attraverso gli HVDC sarà possibile avere il pieno controllo dei flussi di energia nella rete in corrente continua, cosa non possibile nelle reti AC tradizionali. In questo modo, oltre a poter sfruttare a pieno le nuove dorsali, si potranno direzionare meglio i transiti di energia provenienti dal crescente numero di impianti FER, la cui generazione elettrica risulta difficilmente controllabile.
- 5. Sicurezza in N-1 dovuta ai doppi corridoi in DC:** la pianificazione integrata di nuove opere, in sinergia con quelle esistenti o previste nei precedenti piani, permetterà una maggiore affidabilità a seguito di guasti in modo da mantenere la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato.
- 6. Maggiore robustezza e stabilità della rete:** i sistemi HVDC potranno migliorare la stabilità del sistema AC, limitandone le oscillazioni di potenza, garantendo un miglior controllo dei profili di tensione dei nodi in cui sono presenti i convertitori VSC e contribuendo a smorzare eventuali fenomeni di oscillazione.
- 7. Sistema compatibile con la generazione interfacciata da sistemi inverter:** la presenza di un layer in corrente continua abiliterà, nel medio termine, una maggiore integrazione di sistemi di generazione sempre più inverter-based (eolico, solare, BESS).
- 8. Riduzione perdite di rete:** gli interventi Hypergrid pianificati in HVDC consentiranno di ridurre le perdite di rete a parità di potenza trasmessa, convogliando in maniera controllata l'energia su distanze rilevanti.

FIGURA 9 *Il cuore della transizione: cambio di tecnologia di generazione prevalente*



Le nuove infrastrutture HVDC, insieme alla riconversione di quelle esistenti ove possibile, renderanno disponibile un **livello aggiuntivo di asset di rete** come riportato nelle *Figure 9 e 10*. Ciò permetterà di **ottimizzare** al meglio il funzionamento e lo sfruttamento di tutti gli asset di rete di alta tensione in AC, grazie alla **maggiore controllabilità dei flussi** offerta dai sistemi HVDC. La rete AC beneficerà di un'ottimizzazione dell'utilizzo, **riducendone l'impegno** in particolare durante condizioni di rete caratterizzate da alta generazione rinnovabile, consentendo di ridurre i fenomeni di overgeneration.

FIGURA 10 *Differenti topologie: il percorso verso una Rete Hypergrid⁷*



⁷ Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: obstacles – D. V. Hertem, M. Ghandharia – 2010.

3.2 La rete Hypergrid

La cooperazione tra le infrastrutture AC e il layer DC, richiede nuovi standard di pianificazione per tenere conto di tutti gli aspetti elettrici in modo da massimizzare l'efficienza delle fasi di progettazione e realizzazione. L'obiettivo principale del progetto è di garantire piena interoperabilità e sinergia tra la rete HVAC e i differenti progetti HVDC, prevedendo diversi tempi di realizzazione degli stessi con approccio modulare. Ciò sarà consentito ricorrendo a configurazioni di tipo multiterminale grazie all'utilizzo degli **interruttori in corrente continua** (DCCB).

La Rete Hypergrid, oltre a introdurre **cinque nuove dorsali** caratterizzate da innovazioni tecnologiche, è stata pianificata e articolata in **sinergia** e in **coordinamento** con gli interventi già pianificati o esistenti, sia HVDC (Tyrrhenian Link, Adriatic Link, SA.CO.I.3, SA.PEI) che HVAC (Elettrodotti 380 kV Bolano – Annunziata, Montecorvino – Benevento e Foggia – Gissi).

Il disegno Hypergrid è stato messo in atto per facilitare il processo di pianificazione e per tenere conto dell'evoluzione temporale dei diversi progetti, dando priorità nella fase di realizzazione alle dorsali più critiche in termini di urgenza dell'opera. Tutti i nuovi progetti della Rete Hypergrid sono armonizzati tra loro e la progettazione è stata sviluppata in maniera sinergica con le infrastrutture esistenti o già pianificate, anche al fine migliorare la sostenibilità ambientale degli interventi e permettere un iter autorizzativo accelerato.

Le varie porzioni della futura rete DC rispondono ad un **approccio modulare** propedeutico alla loro realizzazione in step successivi e il loro sviluppo avrà luogo in funzione dell'effettiva localizzazione degli impianti da fonte rinnovabile.

In particolare, la nuova rete Hypergrid permetterà di incrementare la capacità di transito **da Sud verso Nord** complessivamente di **16,6 GW**⁸ ed è articolata in **cinque dorsali** che includono le diverse porzioni della futura rete DC:

1. L' **HVDC Milano – Montalto** (codice 355-N/HG-1);
2. Il **Central Link** (codice 356-N/HG-2);
3. La **Dorsale Sarda** che comprende l'HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e il Sardinian Link (codice 732-N/HG-3);
4. La **Dorsale Ionica - Tirrenica** che comprende l'HVDC Priolo - Rossano - Montecorvino - Latina (codice 563-N/HG-4);
5. La **Dorsale Adriatica** che include i collegamenti HVDC previsti da Foggia a Forlì (codice 447-N/HG-5).

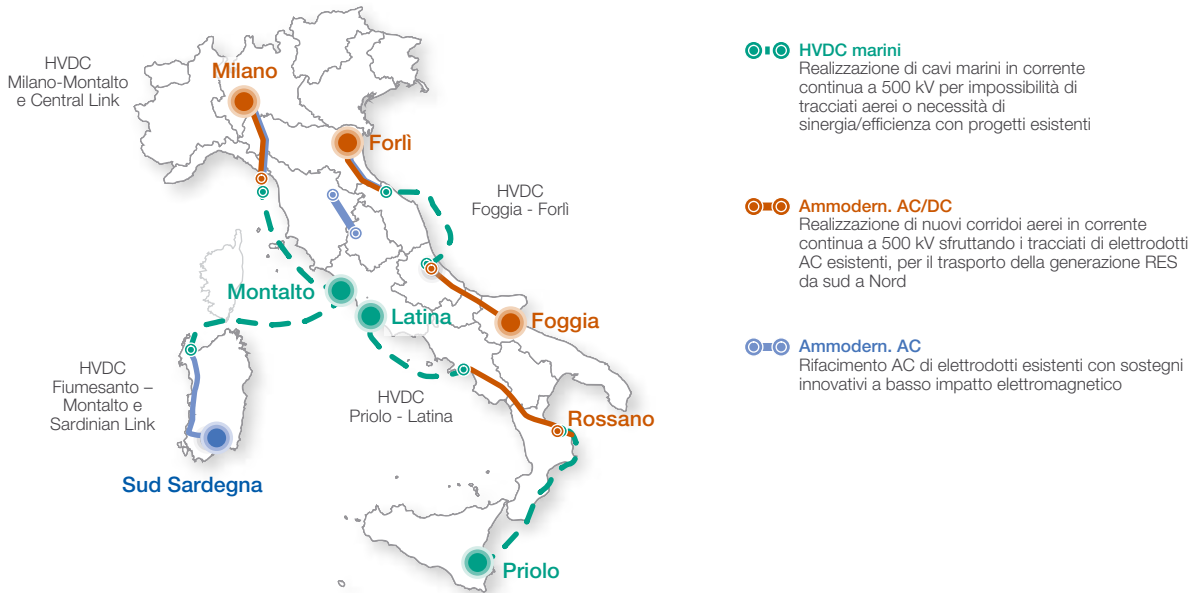
Con riferimento alla potenza di progetto della Rete Hypergrid di 2000 MW, il costo per unità di lunghezza considerato per le linee aeree HVDC risulta essere nettamente inferiore rispetto ad una analoga linea in cavo HVDC. Confrontando infatti il costo normalizzato per unità di potenza e lunghezza (M€/km/GW) per le linee in cavo HVDC con quello delle linee aeree si apprezza una riduzione di circa **3 volte**, consentendo di raggiungere una maggiore sostenibilità ed efficienza economica, in linea con i driver pivotali per la pianificazione delle opere Hypergrid.

La realizzazione di una rete **Hypergrid** - integrata con i precedenti sviluppi di rete - nel sistema elettrico nazionale è costituita da progetti HVDC marini e aerei (tramite riconversione di elettrodotti esistenti da Corrente Alternata a Corrente Continua) e rappresenta una **soluzione efficace, innovativa e competitiva nei costi**. Le principali caratteristiche del progetto Hypergrid sono:

- **Incremento capacità di scambio tra zone: raddoppio** dell'attuale **capacità di scambio tra le Zone di Mercato da circa 16 GW attuali a oltre 30 GW**, anche grazie ai sistemi digitali capital light;
- **Miglioramento dell'efficienza degli investimenti:** costo unitario di **0,7 MId€/GW**;
- Circa **13 GW di nuove stazioni di conversione AC/DC**;
- Oltre **2500 km di infrastrutture DC** tra linee aeree e cavi marini;
- Oltre **400 km di elettrodotti AC** ricostruiti con una **tecnologia innovativa** di nuovi sostegni.

⁸ L'incremento complessivo di NTC fra le zone di mercato di 16,6 GW tiene conto del valore conseguito attraverso la rete Hypergrid e delle relative azioni di tipo Capital Light, e considera 1,6 GW dei valori di NTC Capital Light già rilasciati al mercato dal 1° gennaio 2021, che non erano inclusi nel PdS 2021.

FIGURA 11 I nuovi interventi Hypergrid



Oltre alla rete in DC, si prevede il rifacimento di alcune infrastrutture in alternata a 220 kV esistenti, mediante l'utilizzo di nuove soluzioni tecnologiche con sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico, denominati "5F" (Central Link e Sardinian Link).

L'ulteriore ottimizzazione e perseguimento della massimizzazione della NTC si raggiungerà attraverso l'unione di interventi "capital intensive" e interventi "capital light" i quali consentiranno di estrarre maggior valore dagli asset esistenti e mitigare le criticità esistenti in sinergia degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo. Tali interventi - tipicamente a minore impatto di capitale (ad esempio la rimozione di elementi limitanti, l'installazione di conduttori ad alta capacità, l'individuazione di criteri innovativi implementabili all'interno dei sistemi di difesa e l'installazione di sistemi di sensoristica) - saranno analizzati dettagliatamente nel paragrafo 3.4.

Si tratta di un approccio che, essendo basato principalmente su processi innovativi, si presta alla possibilità di aggiornamenti e adattamenti periodici, in base al grado di maturità delle tecnologie disponibili sul mercato e all'evoluzione degli scenari energetici, coadiuvando l'identificazione di soluzioni più flessibili e ottimizzando gli investimenti.

Dalle analisi condotte secondo i driver e le tipologie di infrastrutture sopra menzionati, sono stati definiti gli sviluppi di rete secondo le dorsali presentate nel dettaglio di seguito.

HVDC Montalto-Milano

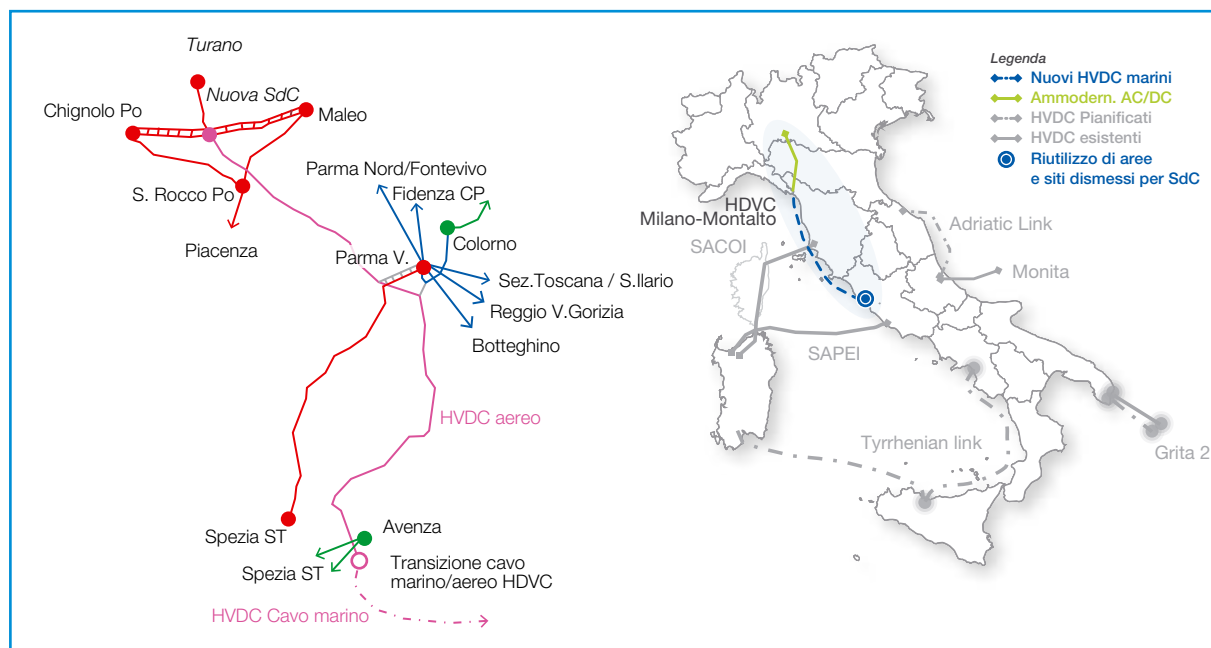
L'HVDC Montalto-Milano rappresenta un passaggio necessario per bilanciare i transiti tra il Lazio e la Toscana e raggiungere le regioni del Nord Italia, caratterizzate da una maggiore domanda di energia; basti pensare che solo la Lombardia nel 2019 ha raggiunto una domanda elettrica che corrisponde a circa un quinto della domanda elettrica totale italiana. Al fine di consentire ulteriori flussi energetici dal Centro Italia verso le regioni settentrionali, l'HVDC Milano-Montalto andrà dal Lazio alla Lombardia passando per la Liguria come indicato in *Figura 12*, comprenderà un collegamento marino HVDC e, ove possibile, il riutilizzo e la conversione a 500 kV in corrente continua delle dorsali AC esistenti.

Nello specifico, l'intervento di sviluppo collegherà la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord. Il collegamento in corrente continua a 500 kV avrà una capacità di 2000 MW ed è caratterizzato da un tratto in cavi marini in partenza dal nodo elettrico di Montalto, sfruttando l'utilizzo di siti industriali previsti in via di dismissione, mediante la realizzazione di una nuova stazione di conversione con tecnologia VSC, con arrivo nei pressi di Avenza, realizzando una nuova stazione di transizione aereo-cavo. Il tratto aereo prevede il riutilizzo di elettrodotti esistenti AC 220 kV e 380 kV tra i nodi di Avenza, Parma e S.Rocco Po, che saranno riconvertiti in corrente continua a 500 kV per raggiungere la nuova stazione di conversione a sud di Milano, che sarà opportunamente connessa alla rete 380 kV dell'area come illustrato in *Figura 12*. Inoltre, al fine della corretta gestione dei transiti in sicurezza sono previste azioni capital light mirate all'ottimizzazione degli asset esistenti quali l'installazione di conduttori ad alta temperatura su elettrodotti 380 kV tra i nodi di Calenzano e Poggio a Caiano e tra i nodi di S.Rocco Po e Cremona.

Le principali caratteristiche del progetto sono:

- **incremento capacità di scambio tra zone: raggiungere la capacità di trasporto di 2 GW direttamente** tra la zona CSud e la zona di mercato Nord e l'**incremento di 800 MW** tra la zona CSud e CNord;
- **4 GW di nuova capacità di conversione AC/DC** grazie alla realizzazione di due nuove stazioni di conversione.
- Realizzazione di **infrastrutture DC** per un tracciato complessivo di circa **450 km** di cui:
 - tratti aerei esistenti riconvertiti in DC pari ad una lunghezza di circa **180 km**;
 - tratti con cavi marini per una lunghezza stimata del tracciato di circa **270 km**.
- **Investimento** complessivo stimato in circa **2.7 Mld€** con un corrispondente costo per unità di potenza pari a 1 M€/MW.

FIGURA 12 HVDC Milano – Montalto



Central Link

Il Central Link, dall'Umbria alla Toscana, permetterà di incrementare i flussi transitanti sull'attuale dorsale 220 kV tra Villavalle e S. Barbara grazie all'impiego di **sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico** denominati **"5 F"**, senza superare le limitazioni del campo magnetico.

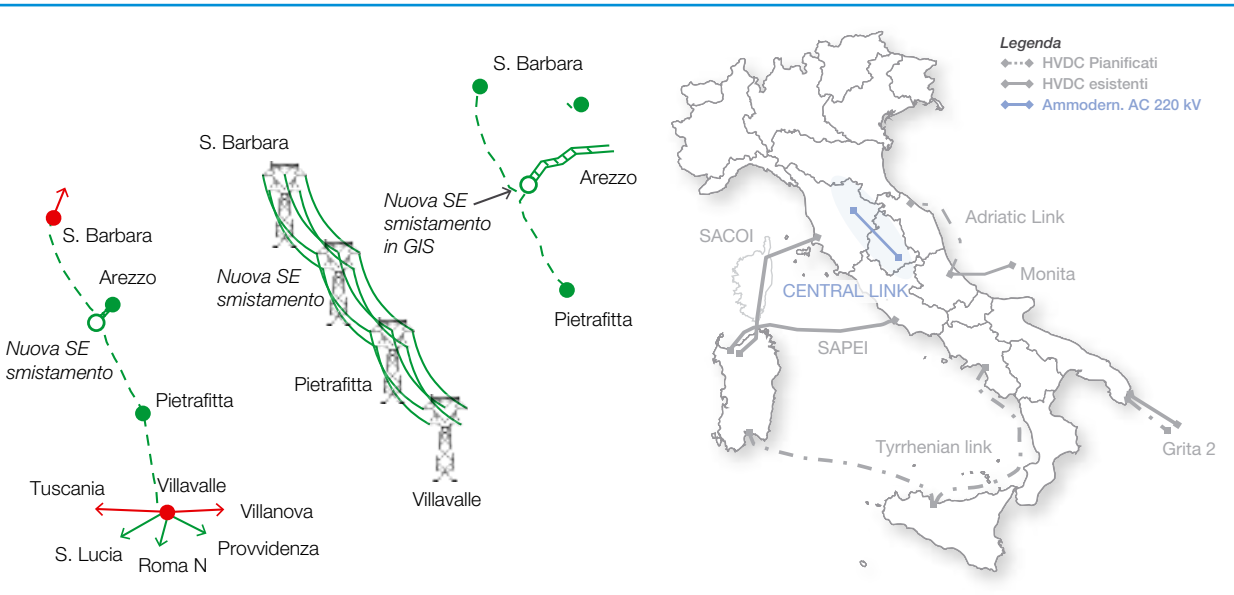
L'intervento prevede la ricostruzione della attuale dorsale a 220 kV AC che va da Villavalle a S.Barbara, mediante l'utilizzo di nuove tecnologie, le quali prevedono la ricostruzione di asset esistenti con capacità più efficienti al fine di raggiungere un incremento della potenza di scambio di 600 MW tra le zone di mercato CSud e CNord. Inoltre, con lo scopo di ottimizzare la gestione dei transiti di energia lungo la dorsale 220 kV, verranno opportunamente installati dispositivi di compensazione reattiva e di macchine per la gestione dei flussi di potenza. Le attività saranno eseguite con lo scopo di impattare il meno possibile sul territorio sfruttando le infrastrutture esistenti.

Le principali caratteristiche del progetto sono:

- **incremento capacità di scambio tra zone:** incremento del **transito sulla sezione CSud – CNord di 600 MW**;
- **ricostruzione di elettrodotti AC** per una lunghezza di **circa 160 km di elettrodotti AC** ricostruiti con una **tecnologia innovativa**;
- **investimento complessivo** stimato in **circa 0.3 Mld€** con un corrispondente costo per unità di potenza pari a **0.5 M€/MW**,

Infine, la nuova infrastruttura sarà integrata sinergicamente nella rete attuale, riducendo al minimo l'impatto ambientale e l'uso di suolo.

FIGURA 13 **Central Link**



Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e Sardinian Link

La Dorsale Sarda consentirà di sfruttare al meglio l'integrazione dell'energia rinnovabile, facilitando i flussi energetici dal Sud verso le regioni centro-settentrionali riducendo il verificarsi di condizioni di overgeneration e stabilizzando al contempo la rete elettrica. Inoltre, la presenza di una nuova stazione di conversione in tecnologia VSC nel nord della Sardegna permetterà di stabilizzare ulteriormente la rete dell'Isola a seguito della riduzione di generazione convenzionale, nonché contribuire a una maggiore qualità del servizio regolando la tensione nel nodo AC in cui sarà connessa.

Il progetto si compone di due opere principali, la prima prevede un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana, mentre la seconda opera consiste nella ricostruzione della rete 220 kV interna alla Sardegna, mediante l'impiego di **sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico** denominati **"5F"**, senza superare le limitazioni del campo magnetico.

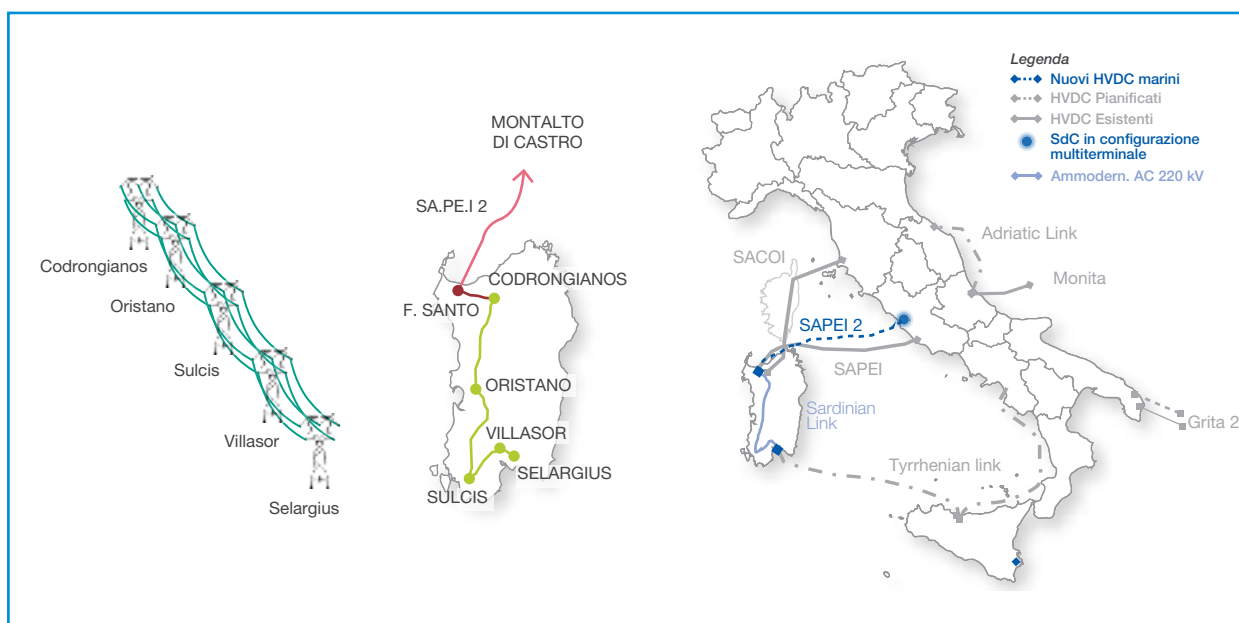
Il nuovo collegamento sottomarino in corrente continua denominato SAPEI 2, in tecnologia VSC, si collegherà tra le stazioni esistenti di Fiumesanto in Sardegna e la stazione di Montalto nel Lazio, sfruttando l'utilizzo di siti industriali previsti in via di dismissione. Il nuovo collegamento avrà una 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, prevista nel 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.

Oltre al nuovo collegamento marino è prevista la ricostruzione della dorsale interna a 220 kV della rete sarda che va da Codrongianos a Sulcis e Selargius, mediante l'utilizzo di nuove tecnologie, le quali prevedono la ricostruzione di asset esistenti con capacità più efficienti al fine di trarre una potenza di scambio di 1000 MW tra il sud e il nord dell'isola. Le attività saranno eseguite con lo scopo di impattare il meno possibile sul territorio sfruttando le infrastrutture esistenti.

Le principali caratteristiche del progetto sono:

- **Incremento capacità di scambio tra zone: raddoppio** dell'attuale **capacità di scambio** dell'Isola verso la zona CSud trarre il valore di circa 2 GW complessivi.
- **Incremento di 1 GW di conversione AC/DC nel nodo di Fiumesanto.**
- Realizzazione di un collegamento marino in corrente continua per una lunghezza complessiva stimata di circa **650 km**.
- **Ammodernamento di elettrodotti AC** per una lunghezza di **240 km di elettrodotti AC** ricostruiti con una **tecnologia innovativa**, denominata **"5F"**.
- **Investimento** complessivo stimato in circa **1.4 Mld€** con un corrispondente costo per unità di potenza pari a **0.7 M€/MW**.

FIGURA 14 **Dorsale Sarda: HVDC Fiumesanto – Montalto (Sapei 2) e Sardinian Link**



Dorsale Ionica – Tirrenica: HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina

La Dorsale Ionica – Tirrenica andrà dalla Sicilia (costa ionica) al Lazio e la presenza di almeno altre due stazioni di conversione intermedie garantirà flessibilità operativa e uno sfruttamento più efficiente delle risorse disponibili e future, minimizzando al contempo gli investimenti e riutilizzando per gran parte del tracciato e delle infrastrutture esistenti.

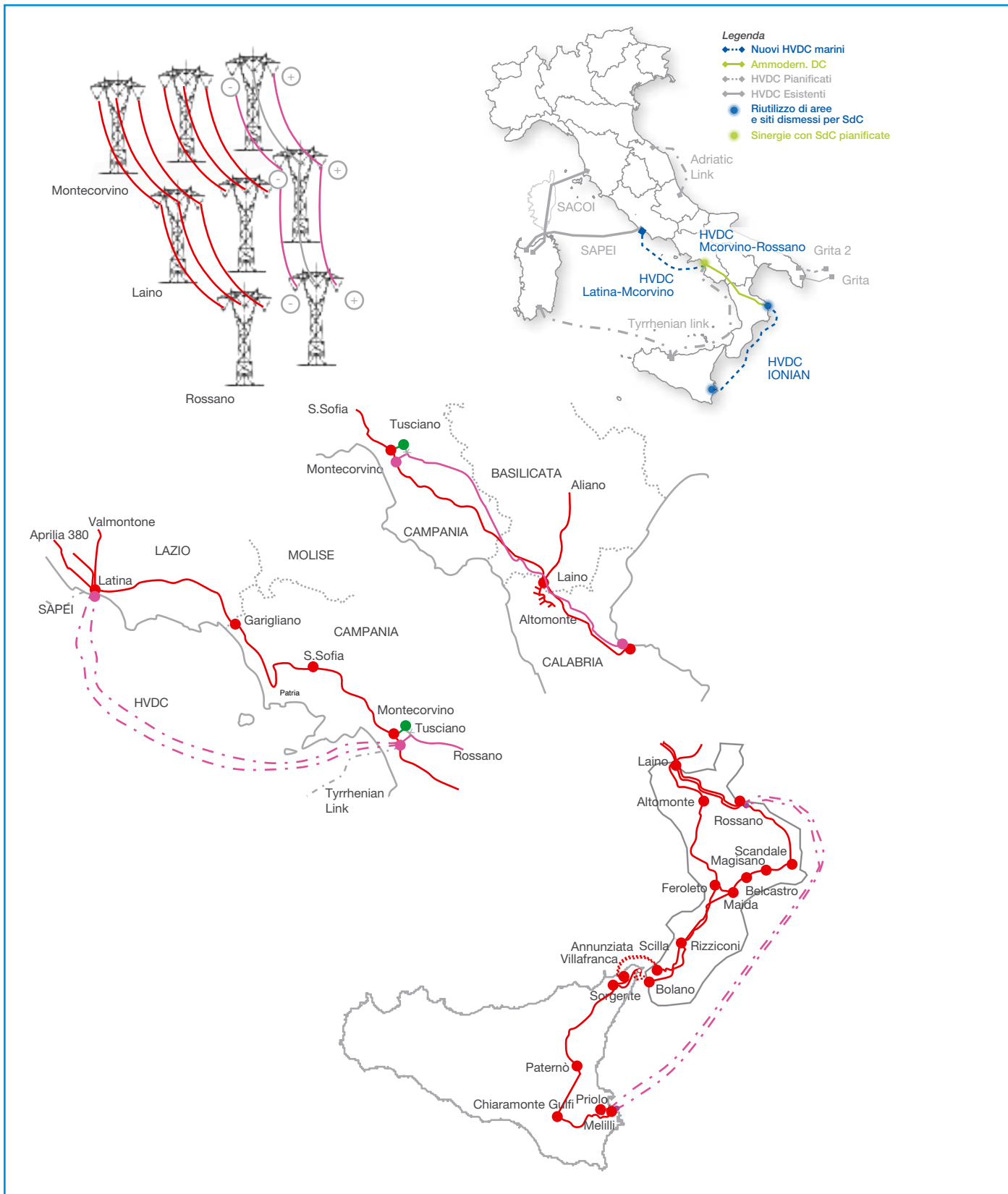
L'intervento di sviluppo prevede:

- La realizzazione di un HVDC marino a 500 kV, con tecnologia VSC, in sinergia con opere già pianificate come il Tyrrhenian Link, che collegherà Montecorvino e Latina, presso cui sarà realizzata una nuova stazione di conversione (2x1000 MW). Il collegamento avrà una potenza di 2000 MW e si attesterà alla nuova stazione di conversione a Latina e alla sbarra in continua nella stazione di Montecorvino, prevista nell'intervento di sviluppo relativo al ramo est del Tyrrhenian Link.
- La conversione in corrente continua a 500 kV dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e dell'elettrodotto 220 kV Laino-Tuscano (attualmente fuori servizio) per attestarsi alla stazione di conversione di Montecorvino (prevista nell'ambito del Tyrrhenian Link) al fine di creare un'unica direttrice in corrente continua tra Rossano e Montecorvino. Il collegamento prevederà una nuova stazione di conversione a Rossano (2x500 MW) sfruttando l'utilizzo di siti industriali previsti in via di dismissione; tale approccio è adottato per le nuove stazioni di conversione previste nell'intero progetto.
- La realizzazione di un HVDC marino a 500 kV, in tecnologia VSC, che collegherà i nodi elettrici di Priolo e Rossano mediante la realizzazione di una nuova stazione di conversione a Priolo (2x500 MW), sfruttando l'utilizzo di siti esistenti. Il nuovo collegamento HVDC, denominato Ionian Link, avrà una potenza di 1000 MW e sfrutterà sinergicamente la stazione di conversione prevista per il collegamento HVDC Montecorvino – Rossano attraverso sbarre in continua e grazie all'utilizzo di interruttori in corrente continua (DCCB), che consentiranno di ottimizzare l'esercizio dell'infrastruttura permettendo la magliatura della rete DC. L'incremento sulla sezione Sicilia – Calabria di 2000 MW si otterrà anche grazie al ricorso a interventi capital light (telescatti, sovraccarico delle stazioni di conversione e utilizzo conduttori termoresistenti). Tale dorsale rafforzerà il collegamento della Sicilia con il continente attraverso un nuovo collegamento DC da un nodo elettrico diversificato rispetto agli attuali, incrementando la robustezza e l'affidabilità della rete siciliana. Quest'opera incrementerà la capacità di scambio su tre sezioni, dalla Sicilia al Centro Sud, abilitando i flussi energetici in entrambe le direzioni.

Le principali caratteristiche del progetto sono:

- **Incremento capacità di scambio tra zone:** incremento della capacità di trasporto pari a **2 GW** sulle sezioni Sicilia-Calabria, Calabria-Sud e Sud-Centro Sud.
- **4 GW di nuova capacità di conversione AC/DC, grazie alla realizzazione di tre nuove stazioni di conversione.**
- Realizzazione di **infrastrutture DC** tra linee aeree e cavi marini per un tracciato complessivo di circa **810 km** di cui:
 - Tratti aerei esistenti riconvertiti in DC pari ad una lunghezza di circa **210 km**;
 - Tratti con cavi marini per una lunghezza del tracciato stimato di circa **600 km** (Ionian Link 400 km e HVDC Montecorvino-Latina 200 km).
- **Investimento complessivo** stimato in circa **4.1 Mld€** con un corrispondente costo per unità di potenza pari a **0.7 M€/MW**.

FIGURA 15 *Dorsale Ionico – Tirrenica: HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina*



Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì

Con l'obiettivo di offrire una via aggiuntiva rispetto all'HVDC Montalto – Milano e al Central Link e trasportare i flussi energetici dal Sud alle regioni settentrionali, la Dorsale Adriatica consentirà di ridurre il verificarsi di condizioni di congestione in regioni caratterizzate da elevati contingenti di generazione rinnovabile, come ad esempio Puglia e Basilicata.

La Dorsale Adriatica avrà origine dalla parte settentrionale della Puglia per attestarsi in Emilia-Romagna, attraversando l'Abruzzo e le Marche. In particolare, l'intervento prevede lo sviluppo in 2 fasi: una prima fase che consiste nella realizzazione di un collegamento HVDC aereo tra Foggia e Villanova e il raddoppio del collegamento marino (previsto nel progetto già pianificato HVDC Centro Sud-Centro Nord) tra Villanova e Fano, una seconda fase che prevede la realizzazione di un collegamento HVDC aereo tra Fano e Forlì.

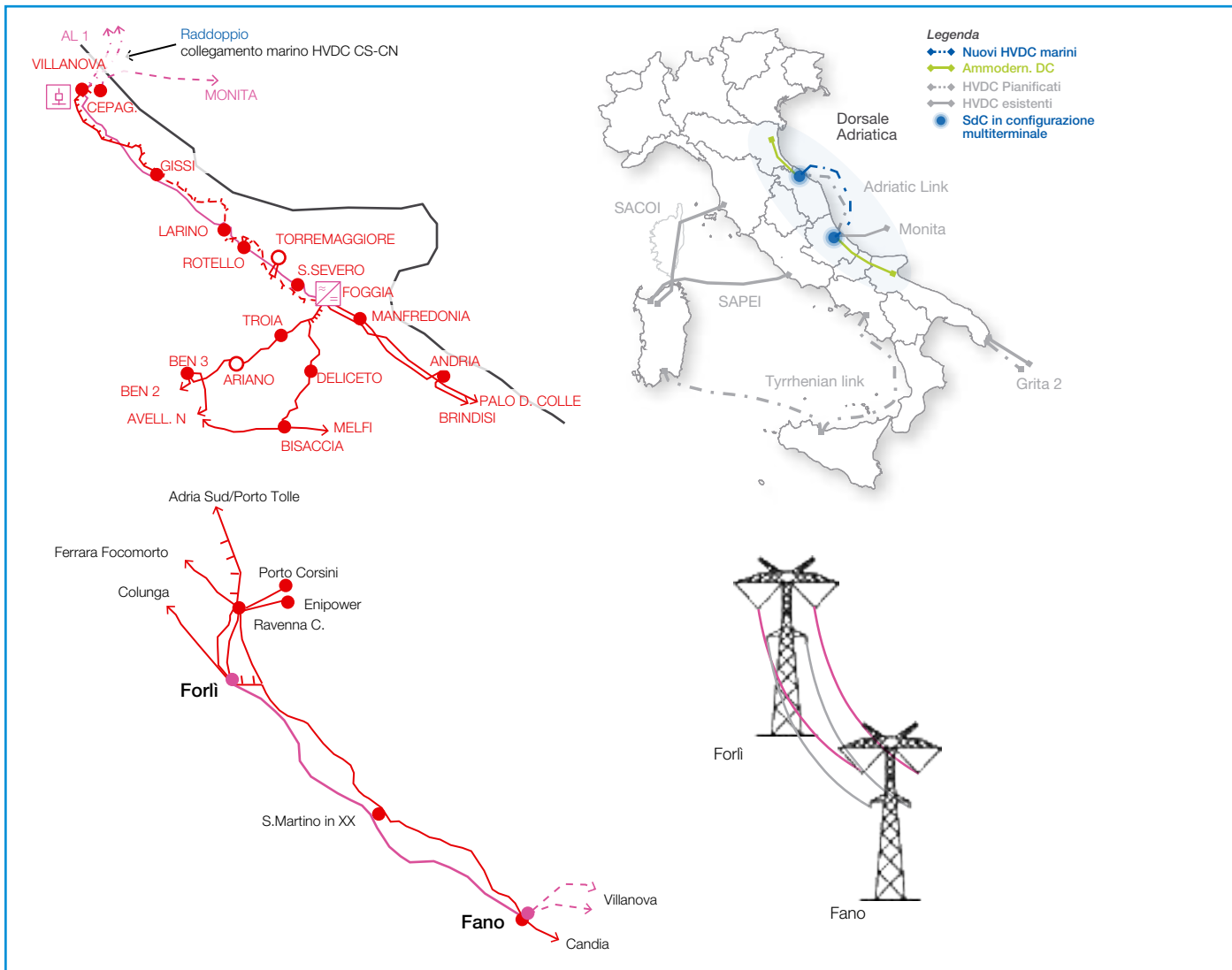
Nello specifico, la prima fase comprende la conversione in corrente continua a 500 kV, in tecnologia VSC, delle linee aeree esistenti a 380 kV tra Foggia, dove è prevista la realizzazione di una nuova stazione di conversione e la futura stazione di conversione a Villanova prevista nell'intervento pianificato (HVDC Centro Sud – Centro Nord). Il collegamento HVDC Foggia-Villanova avrà una capacità di trasporto di 2000 MW. Inoltre, questa prima fase prevede anche la realizzazione di un nuovo cavo marino HVDC tra Villanova e Fano che avrà una potenza di 1000 MW. Il nuovo collegamento HVDC tra Foggia e Fano sfrutterà sinergicamente le stazioni di conversione previste a Villanova e Fano mediante sbarre in continua e grazie all'utilizzo di interruttori in corrente continua (DCCB), che consentiranno di ottimizzare l'esercizio dell'infrastruttura permettendo la magliatura della rete DC. La seconda fase consiste nella realizzazione di un collegamento HVDC Fano-Forlì con una potenza di 2000 MW e comprende la riconversione in corrente continua della dorsale 380 kV tra la stazione di conversione di Fano, prevista nell'intervento HVDC Centro Sud – Centro Nord) e Forlì, dove è prevista la realizzazione di una nuova stazione di conversione.

Inoltre, al fine della corretta gestione dei transiti in sicurezza, sono previste azioni capital light mirate all'ottimizzazione degli asset esistenti mediante le quali l'installazione di conduttori ad alta temperatura su elettrodotti 380 kV a nord di Forlì. Il progetto contribuirà alla stabilizzazione delle reti AC connesse, grazie alla bidirezionalità e alla possibilità di stabilire un setpoint imposto dei flussi di potenza, nonché alla possibilità di regolare le tensioni all'interno del range di qualità.

Le principali caratteristiche del progetto sono:

- **Incremento capacità di scambio tra zone:** incremento della capacità di trasporto di **600 MW** sulla sezione **Sud-Centro Sud**, di **1 GW** sulla sezione **Centro Sud – Centro Nord** e di **2 GW** sulla sezione **Centro Nord – Nord**.
- **4 GW di conversione AC/DC** grazie alla realizzazione di due nuove stazioni di conversione a Foggia e a Forlì.
- Realizzazione di **infrastrutture DC** tra linee aeree e cavi marini per un tracciato complessivo di circa **530 km** di cui:
 - Trattati aerei esistenti riconvertiti in DC pari ad una lunghezza di circa **280 km**;
 - Trattati con cavi marini per una lunghezza del tracciato stimata di circa **250 km**.
- **Investimento complessivo** stimato in circa **2.4 Mld€** con un corrispondente costo per unità di potenza pari a **0.7 M€/MW**.

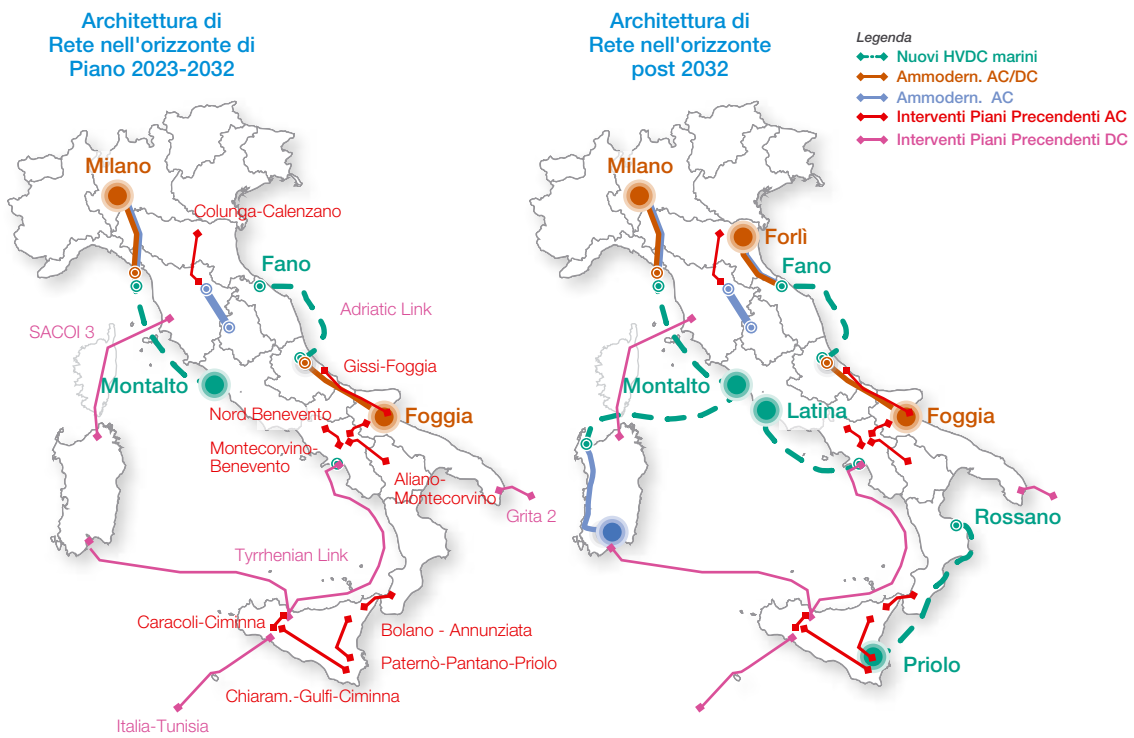
FIGURA 16 **Dorsale Adriatica: HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forli**



3.3 L'architettura di rete complessiva del Piano di Sviluppo 2023

In funzione di una **visione olistica** del sistema elettrico nazionale, i nuovi interventi Hypergrid del Piano di Sviluppo 2023 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 in corrente continua si integra nel miglior modo con le opere esistenti e previsionali, nonché con interventi capital light disegnati ad hoc, al fine di raggiungere la massima efficienza di sistema, sfruttando gli asset di rete esistenti ed evitando la realizzazione di nuove infrastrutture, ottimizzando ove possibile (ad esempio magliature in corrente continua in prossimità di stazioni di conversione esistenti) e perseguendo la massimizzazione delle NTC fra le zone di mercato.

FIGURA 17 *Principali interventi di rete previsti nell'orizzonte di Piano e post 2032*



La pianificazione temporale di Hypergrid ha poi applicato un approccio di prioritizzazione delle opere al fine di **massimizzare i benefici** per il sistema elettrico in funzione sia degli scenari energetici che degli interventi di sviluppo dei piani precedenti. Per tale motivo le prime dorsali ad essere previste come necessarie a partire dal 2030 sono l'HVDC Milano – Montalto, il Central Link e l'HVDC Fano – Foggia, le quali daranno un notevole aumento della capacità di trasporto nelle sezioni Centro Sud – Centro Nord e Centro Nord – Nord. Ciò consentirà di raccordare le due sezioni di rete, ad oggi più limitate a Nord, con le aree di maggiore produzione FER e gli aumenti di capacità di trasporto già pianificati, nel PdS 21 e precedenti, (attesi quindi prima del 2030) nelle sezioni a Sud, ottenendo notevoli benefici per il sistema elettrico sia da un punto di vista economico che di sicurezza energetica.

Ogni intervento, incluso in Hypergrid e di seguito introdotto, comprende anche sviluppi di tipo **capital light** disegnati ad hoc e che hanno consentito di trarre il massimo aumento di NTC per ogni sezione di mercato.

Gli interventi di sviluppo previsti nei piani precedenti⁹ vengono integrati con l'**HVDC Milano – Montalto**, che costituisce uno sviluppo prioritario e innovativo in quanto crea un primo collegamento diretto tra Centro Sud e Nord, due zone di mercato a oggi non collegate, ottimizzando i transiti sulle sezioni Centro Sud-Centro Nord- Nord.

In una fase successiva, il funzionamento dell'**HVDC Milano – Montalto** sarà strettamente correlato alla **Dorsale Sarda**, che comprende l'**HVDC SAPEI 2** e il **Sardinian Link**, al fine di convogliare la produzione FER dalla Sardegna e dall'Italia meridionale verso i centri di carico del Nord Italia. Presso il nodo elettrico di Montalto, in un'ottica di efficienza economica di sistema, le due Dorsali interagiranno per mezzo di un'unica stazione di conversione in configurazione multiterminale, riducendo il numero di nuove stazioni di conversione necessarie. Per di più si farà in modo che la stazione di conversione possa riutilizzare siti industriali dismessi o in via di dismissione. Lo sviluppo di un nuovo collegamento in corrente continua dalla Sardegna verso il Continente (**SAPEI 2**), in sinergia con gli sviluppi interni che saranno previsti nell'Isola (**Sardinian Link**), permetteranno di effettuare una **sinergia** con il già previsto collegamento **Tyrrhenian Link**, con l'obiettivo di favorire l'interscambio tra le Isole e il Continente, anche attraverso la realizzazione del **SACOI 3**, nonché lo sfruttamento del collegamento esistente **SAPEI**. In questo modo, infatti, con il completamento della rete Hypergrid e di tutti gli sviluppi di rete già previsti nei precedenti piani di sviluppo, si verrà a creare una sorta di anello di rete tirrenico.

La **Dorsale Adriatica**, che comprende i collegamenti HVDC previsti da Foggia a Forlì, sfrutterà le stazioni di conversione e i cavi sottomarini previsti dall'**Adriatic Link** (cd HVDC Centro Sud – Centro Nord già incluso nei precedenti PdS), aumentando ulteriormente la capacità di transito e fornendo una via alternativa e preferenziale alle dorsali AC esistenti e previsionali (ad esempio la direttrice 380 kV Villanova - Gissi – Foggia). L'impossibilità di individuare nuovi spazi sul territorio ha portato a prevedere un collegamento **HVDC multiterminale**, quale unica alternativa per riuscire ad aumentare la capacità di trasporto dalle aree a Sud, con maggiore presenza di richieste di connessione FER, verso i centri di carico a Nord. Questa soluzione progettuale consente altresì di ottimizzare i costi di investimento mediante anche il riutilizzo degli asset esistenti e sinergia con quelli futuri (ad esempio le stazioni di conversione e cavi sottomarini del HVDC Centro Sud – Centro Nord).

Il **Central Link** ottimizza, attraverso l'utilizzo di un PST¹⁰ la gestione dei flussi sulla sezione Centro Sud – Centro Nord, andando a scaricare le attuali linee AC sul versante adriatico e tirrenico, tipicamente caratterizzate da elevati transiti. Questo collegamento interagirà e troverà il suo pieno sfruttamento con l'entrata in esercizio degli interventi **HVDC Milano – Montalto** e della **Dorsale Adriatica**.

⁹ Per tutti i dettagli tecnici relativi alle schede di intervento si rimanda all'allegato "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti".

¹⁰ Phase Shifting Transformer.

La **Dorsale Ionica-Tirrenica**, che comprende l’HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina, sarà caratterizzata da un coordinamento sinergico con il **Tyrrhenian Link**, presso il nodo di Montecorvino, ed il **SAPEI** presso il nodo di Latina. Inoltre, la Dorsale Ionica-Tirrenica fornirà un ulteriore collegamento della Sicilia con la Penisola, in sinergia con il già pianificato cavo AC 380 kV **Bolano – Annunziata**, in questo modo la capacità di scambio della Sicilia verso il Continente sarà più che triplicata (da 1.5 GW attuali a 5 GW previsti nel PdS 23) e interagirà anche con la futura direttrice 380 kV **Montecorvino – Benevento** e con il collegamento con la **Grecia**.

Nel complesso, gli interventi di Hypergrid, integrati con i precedenti sviluppi di rete o asset esistenti, apporteranno un incremento di NTC sulle sezioni che supererà i **30 GW**, come riportato in tabella seguente¹¹.

FIGURA 18 Incrementi di capacità fra le zone di mercato PdS 2021 e PdS 2023

CAPACITÀ PER ZONE

ZONE	ATTUALE	PDS21	PDS23
↘ Nord > Centro Nord	4,3	5,3	7,3
↗ Centro Nord > Nord	3,1	4,5	6,5
↘ Centro Nord > Centro Sud	2,9	4,1	5,7
↗ Centro Sud > Centro Nord	2,8	4,0	6,4
↗ Centro Sud <> Nord	0,0	0,0	2,0
↘ Centro Sud > Sud	2,0	3,6	6,2
↗ Sud > Centro Sud	5,0	6,2	8,8
↗ Sicilia <> Centro Sud	0,0	1,0	1,0
↘ Sud > Calabria	1,1	2,0	4,0
↗ Calabria > Sud	2,4	3,3	5,3
↘ Centro Sud > Sardegna	0,7	0,7	1,7
↗ Sardegna > Centro Sud	0,9	0,9	1,9
↗ Sicilia <> Sardegna	0,0	1,0	1,0
↘ Calabria > Sicilia	1,5	2,0	4,0
↗ Sicilia > Calabria	1,2	2,0	4,0
↗ TOT (A SALIRE)	15,4	23	37



¹¹ Nella tabella non viene presentato l’incremento di capacità di trasporto di 1 GW interno alla Regione Sardegna, che verrà conseguito con la realizzazione del Sardinian Link.

3.4 Gli interventi Capital Light

Oltre ai tradizionali interventi infrastrutturali, sono previsti nuovi tipi di strumenti e soluzioni innovative a bassa intensità di capitale, detti anche “capital light”. Tali interventi consentono di estrarre maggior valore dagli asset esistenti, rimuovendo strutturalmente gli attuali vincoli di rete ed efficientando di conseguenza i mercati, mitigando al contempo le criticità esistenti in attesa del completamento degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo. Inoltre, consentono una più efficace gestione in sicurezza del sistema a seguito di eventi o contingenze caratterizzati da elevati surplus transitori di potenza, legati ad esempio ai fenomeni climatici estremi sempre più frequenti, all'inquinamento dell'aria o ad eventi geologici.

In questo contesto, negli ultimi anni, Terna ha sviluppato una serie di progetti basati su questo approccio «capital light», sfruttando soluzioni innovative, tecnologiche e di ottimizzazione delle procedure operative, quali ad esempio:

- la rimozione di elementi limitanti degli stalli in alta tensione delle stazioni elettriche appartenenti alla rete rilevante (di Terna o altri operatori);
- la rimozione di criticità di esercizio degli elettrodotti, mediante interventi puntuali ad estensione limitata sul territorio;
- l'individuazione di criteri innovativi implementabili all'interno dei sistemi di difesa (adeguando le attuali logiche di telescatto/teleriduzione o sviluppandone di nuove);
- l'installazione di sistemi di sensoristica, monitoraggio e diagnostica, che consentono di valutare le condizioni operative effettivamente esistenti e di aumentare, in tempo reale o anche in termini predittivi, la prestazione delle infrastrutture esistenti (cosiddetti Dynamic Thermal Rating).

Si tratta di un approccio che, essendo basato principalmente su processi innovativi, si presta alla possibilità di aggiornamenti e adattamenti periodici, in base al grado di maturità delle tecnologie disponibili sul mercato e all'evoluzione degli scenari energetici, coadiuvando l'identificazione di soluzioni più flessibili e ottimizzando gli investimenti.

In particolare, nel corso del 2020, Terna ha effettuato una serie di interventi a bassa intensità di capitale che hanno determinato un aumento della capacità di trasporto su specifiche sezioni di rete:

- **potenziamento del Sistema di Difesa¹²**: Terna ha realizzato interventi di sviluppo e implementazione sul Sistema Centrale di Difesa, oltre che interventi eseguiti in campo sugli impianti da fonti rinnovabili e sulle stazioni Terna: le evoluzioni così introdotte hanno consentito di passare da un controllo dedicato a singole sezioni a un controllo di sistema lungo tutto il corridoio Sud-Nord, realizzando un incremento omogeneo su tutte le sezioni senza spostare la contingenza da una zona all'altra;
- **installazione di sistemi Dynamic Thermal Rating (DTR)** su rete 400/220/150 kV, per massimizzare l'utilizzo degli asset delle direttrici di trasporto principali nel rispetto dei vincoli di sicurezza, attraverso la stima in tempo reale della capacità in corrente calcolata sulla base di una serie di misure locali. Esse vengono inviate successivamente ad un server centrale di Terna che elabora le informazioni ricevute al fine di ottimizzare la portata in corrente degli elettrodotti sulla base delle effettive condizioni termo-climatiche in cui le linee si trovano;
- **risoluzione mirata dei limiti di portata** degli elementi di rete che fungono da ‘collo di bottiglia’ e delle interferenze con altre linee. Tali interventi, caratterizzati da tempistiche di realizzazione estremamente ridotte e a bassi costi, hanno consentito di rimuovere le limitazioni permanenti degli elettrodotti, attraverso azioni mirate:
 - per la risoluzione dei componenti limitanti in Stazioni Elettriche di Terna: azioni su sovrappasso sbarre, calata portale capolinea, apparecchiature AT di stazione;
 - per la risoluzione di interferenze con altre linee, in particolare linee MT interferenti con linee AT, linee 150-132 kV interferenti con linee a tensione superiore;
 - per la rimozione dei componenti limitanti in impianti terzi, agendo su bobine OCV, variazione del rapporto o la sostituzione TA, o altre apparecchiature AT di impianto.

¹² Il Sistema di Difesa di Terna è realizzato per proteggere la rete elettrica nazionale, contrastando gli eventi accidentali (guasti di elementi, fenomeni atmosferici, ecc.) tramite l'attuazione estremamente rapida di opportune azioni correttive (distacco carichi, distacco generatori, ecc.). Si tratta quindi di interventi automatici su evento, capaci di fronteggiare contingenze prevedibili, secondo logiche elaborate dal sistema centrale e memorizzate (armate) preventivamente negli apparati periferici, in modo da essere attuate istantaneamente su evento.

FIGURA 19 **Aumento delle capacità di trasporto grazie ad interventi Capital Light**



La realizzazione di tali interventi ha consentito, da gennaio 2021, un aumento della capacità di trasporto su tutte le sezioni del mercato dell'energia (con la sola eccezione delle sezioni con la Sardegna), abilitando un maggiore transito di energia dalla Calabria alla Sicilia e dalle zone meridionali del Paese, tipicamente caratterizzate da una elevata produzione da fonte rinnovabile, a quelle settentrionali caratterizzate da elevato consumo di energia, nel rispetto delle condizioni di sicurezza del sistema elettrico.

In particolare, l'incremento di capacità di trasporto che si è reso disponibile nella situazione di picco invernale ha riguardato le seguenti sezioni e direzioni:

- **Nord – Centro Nord:** +400 MW in entrambe le direzioni, mediante principalmente:
 - **Nuova logica di telescatto Nord – Centro Nord – Centro Sud**, che interessa numerose linee e ha comportato interventi di tipo impiantistico e l'installazione di nuovi apparati UPDM in alcune stazioni, nonché interventi di upgrade di UPDM già presenti;

- **Risoluzione mirata di limiti di portata:** verifiche su linee AAT interventi di rimozione limitazioni con verifica delle apparecchiature di stallo nelle stazioni agli estremi.
- **Centro Nord – Centro Sud:** +400 MW in entrambe le direzioni, mediante principalmente:
 - **Nuova logica di telescatto Nord – Centro Nord – Centro Sud**, come già descritta per la sezione Nord – Centro Nord;
 - **Nuova logica Sud Ovest** che interessa alcune linee e ha comportato interventi di tipo impiantistico e l'installazione di nuovi apparati UPDM nonché interventi di upgrade di UPDM già presenti;
 - **Installazione Dynamic Thermal Rating** su una direttrice 220 kV tra le sezioni CN e CS
 - **Risoluzione mirata di limiti di portata:** Verifiche su linee AAT, interventi di rimozione limitazioni e verifica delle apparecchiature di stallo nelle stazioni agli estremi di linee 380 kV.

- **da Sud a Centro Sud:** +400 MW, mediante principalmente:
 - **Nuova logica di telescatto Sud Ovest**, come già descritta per la sezione Centro Nord – Centro Sud;
 - **Nuova logica di stabilità**, per monitorare i modi oscillatori ed intercettare il tipico comportamento oscillatorio in controfase tra l'area Sud e Nord del sistema elettrico europeo;
 - **Adeguamento logica SUD**, per tener conto dell'incremento della produzione da fonti rinnovabili asservita al sistema di difesa;
 - **Installazione di UPDM per assoggettare gli impianti FER alle logiche di difesa**, in particolare nuovi apparati UPDM nonché interventi di upgrade di UPDM già presenti su alcune stazioni. Inoltre, in esito a verifiche sui dispositivi UPDM, sono stati asseriti al sistema di telescatto nuovi impianti FER;
 - **Installazione Dynamic Thermal Rating** su una direttrice 380 kV tra le sezioni Sud-CS;
 - **Risoluzione mirata di limiti di portata:** Verifiche su linee AAT, interventi di rimozione limitazioni quali sostituzione di conduttori e verifica di interferenze con linee MT su alcune linee 380 kV.
- **da Calabria a Sicilia:** +400 MW, mediante principalmente:
 - **Adeguamento logica Calabria e Priolo:** ha comportato interventi di tipo impiantistico e l'installazione di nuovi apparati UPDM;
 - **Risoluzione mirata di limiti di portata:** Verifiche su linee AAT/AT e verifica delle apparecchiature di stallo nelle stazioni agli estremi di linee 150 kV, oltre alla realizzazione di un tratto di linea 150 kV in cavo.

L'implementazione di tali interventi ha permesso non solo di incrementare i limiti tra le Zone di Mercato, ma anche di compiere un radicale cambiamento nella gestione operativa in tempo reale, con un passaggio da un dispacciamento cosiddetto "preventivo" ad un dispacciamento "correttivo", aumentando le condizioni di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico nazionale.

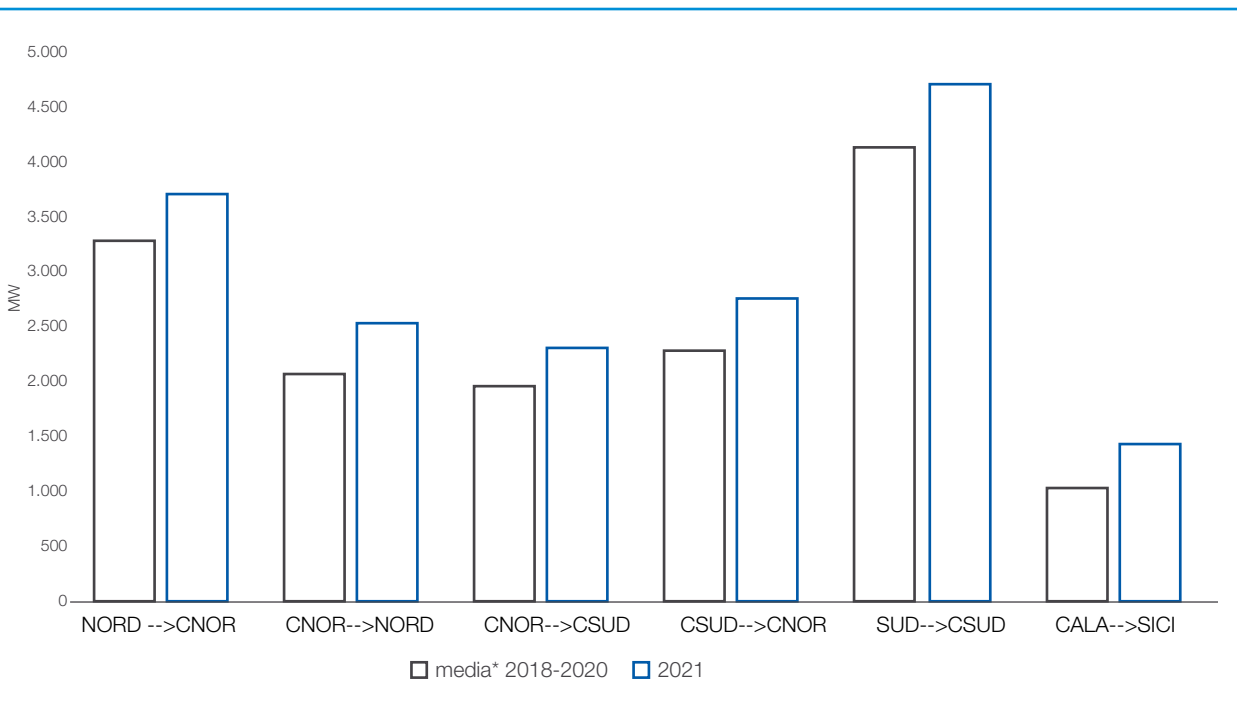


Il dispacciamento “preventivo” prevede azioni di redispacciamento a priori per evitare eventuali superamenti dei limiti degli elementi di rete. Tali azioni consistono nella modifica degli assetti di rete e nella variazione delle produzioni degli impianti di generazione (tradizionali e rinnovabili). Nel dispacciamento “preventivo” viene attuata la riduzione ex-ante della produzione al fine di rispettare le condizioni di sicurezza del sistema.

Il dispacciamento “correttivo” prevede invece, su evento, il ricorso ad azioni automatiche e manuali in grado di controllare le tensioni e le correnti, la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni. In tal modo le condizioni di normale esercizio sono mantenute il più a lungo possibile e non si fa ricorso a contromisure in anticipo, consentendo la massimizzazione della produzione rinnovabile, il mantenimento in esercizio dei gruppi convenzionali e il rientro da eventuali violazioni dei limiti di tensione e corrente entro tempi rapidissimi.

L’incremento della capacità di trasporto tra le zone di mercato realizzato attraverso gli interventi “capital light” emerge evidente dal confronto dei valori medi resi disponibili per il mercato del giorno prima (MGP) rispetto al triennio precedente (Figura 20) ed ha consentito, già dal 2021, il trasferimento di un significativo beneficio al sistema elettrico nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza nell’esercizio del sistema elettrico.

FIGURA 20 *Capacità di trasporto media resa disponibile per il mercato del giorno prima (MGP)*



Sulla base dell’approccio sopra descritto, Terna nel corso del 2021 e del 2022 ha continuato a lavorare individuando nuovi interventi e migliorando le logiche del Sistema di Difesa, al fine di incrementare ulteriormente in futuro la capacità di trasporto sulle sezioni di mercato interne e, in coordinamento con i TSO confinanti, con l’estero.

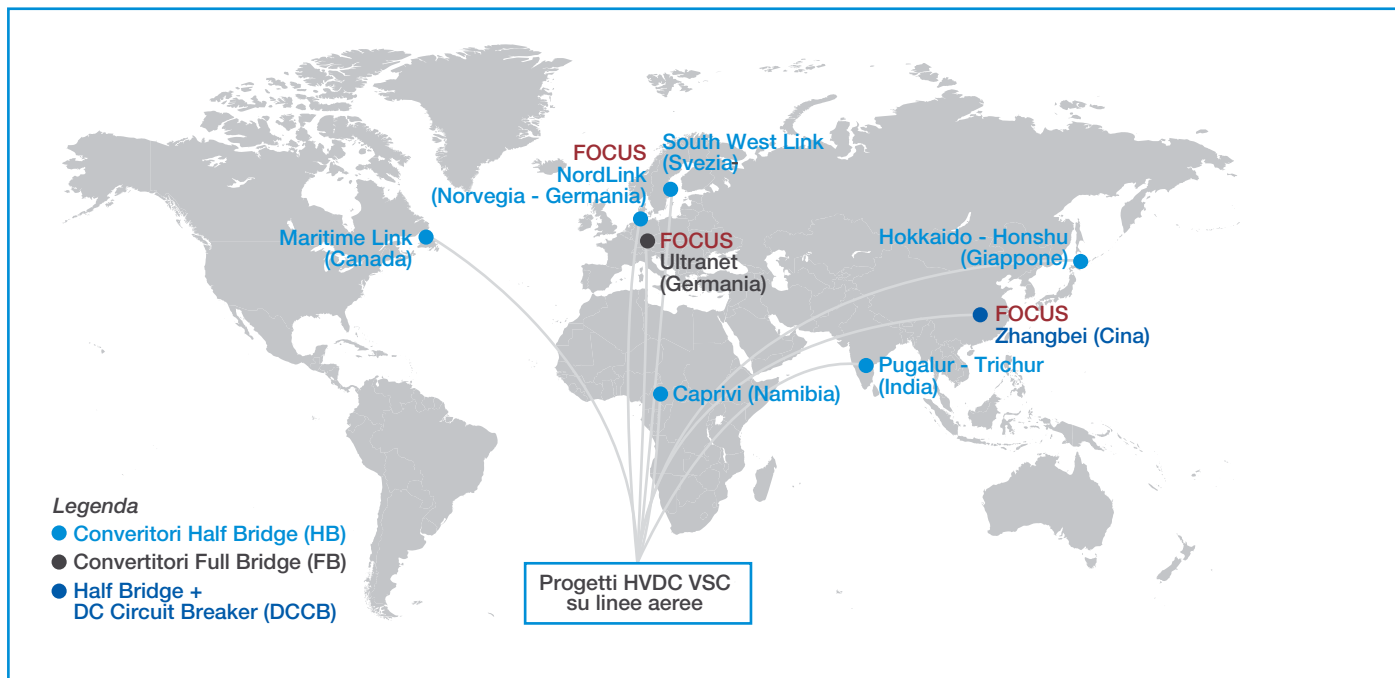
3.5 Maturità delle soluzioni e trend internazionali

Terna è costantemente impegnata nel **confronto** con i principali TSO europei e mondiali, al fine di analizzare i principali sviluppi in atto nel settore degli HVDC. Sono stati effettuati studi e analisi con Università e consulenti specialisti, nonché scambi tecnici con i TSO europei su progetti HVDC in esercizio e pianificati.

In “Appendice” sono stati riportati degli approfondimenti che forniscono una panoramica dei progetti HVDC VSC internazionali, che sono stati commissionati ed entrati in esercizio fino al momento di predisposizione del presente Piano di Sviluppo e progetti che sono in cantiere o pianificati per la futura messa in servizio.

Sono state altresì riportate alcune informazioni utili sullo sviluppo nel tempo di progetti simili e già avviati in esercizio in ambito nazionale e internazionale.

FIGURA 21 *Benchmarking internazionale dei sistemi HVDC VSC in esercizio o prossimi al commissioning*







4

Interventi di interconnessione
con l'estero

Interventi di interconnessione con l'estero

4

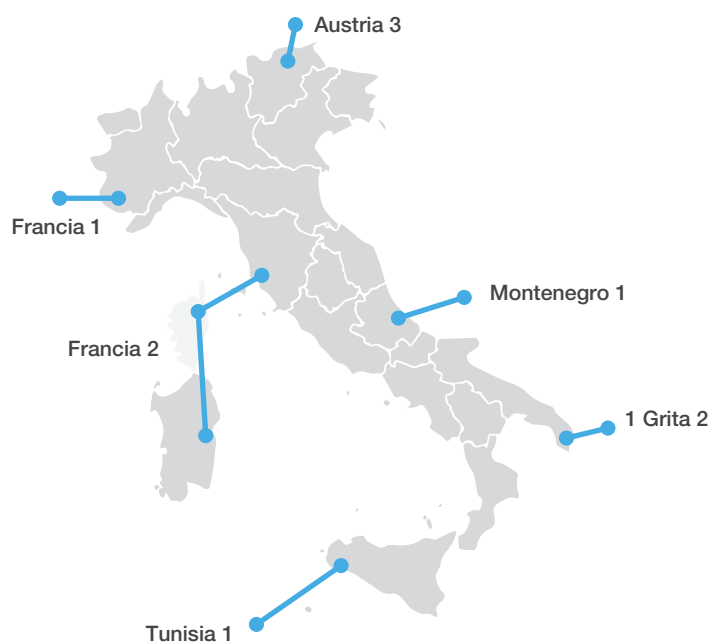
La pianificazione relativa ai progetti di frontiera è in linea con i piani di sviluppo precedenti, confermando le esigenze già precedentemente pianificate, di concerto con i TSO confinanti, e aggiornate in sinergia con le priorità del sistema.

Principali progetti di interconnessione pianificati da Terna

In adempimento ai propri obblighi di concessione, Terna ha pianificato, nel corso degli anni passati, una serie di opere d'interconnessione (Figura 22). Sono altresì inclusi nel Piano di Sviluppo della RTN ulteriori progetti di Interconnessione, già previsti nell'edizione del 2021, attualmente autorizzati o per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare o di dettaglio:

- Interconnessione 220 kV tra Italia e Austria;
- collegamento HVDC - 200 kV denominato SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale
- collegamento HVDC Italia – Tunisia: tale progetto è inserito in accordo al Regolamento UE 347/2013 nella lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI), e recentemente ad aprile 2022 è stata depositata presso il MITE l'istanza autorizzativa.
- il progetto di un nuovo collegamento HVDC tra Italia e Grecia, denominato GR.ITA. 2;
- il progetto di interconnessione in corrente alternata sulla frontiera Svizzera connesso al più ampio progetto di Razionalizzazione della Valchiavenna.

FIGURA 22 *Progetti di interconnessione pianificati da Terna*



Principali progetti di interconnessione (ex-Legge 99/09)

In continuità con i piani di sviluppo precedenti, elaborati anche sulla base di quanto previsto dalla legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”(articolo 32), in collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, si confermano quali possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge, sono:

- **frontiera Italia-Francia:** uno dei due moduli di conversione con annessa linea in cavo dell'interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Ilé (entrato in esercizio il 7 novembre 2022);
- **frontiera Italia- Austria:** interconnessione in cavo 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT);
- **frontiera Italia-Slovenia:** interconnessione – Italia-Slovenia – Ottimizzazione rete esistente 380/220 kV;

Per i dettagli dei diversi progetti citati, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti”.

Ulteriori progetti di interconnessione allo studio

Di seguito si riporta una sintesi dei progetti allo studio atti ad incrementare la capacità di trasporto con le diverse frontiere della penisola:

- **Frontiera Nord-Est:** in sinergia con le infrastrutture per il trasporto ferroviario della Galleria di Base del Brennero, sono in corso le valutazioni e gli studi per la realizzazione di una nuova interconnessione tra Italia e Austria;
- **Frontiera Nord-Ovest:** sono in fase di studio, congiuntamente con il gestore di rete francese RTE, nuove opportunità di interconnessione di medio e lungo termine tra l'Italia e la regione Sud-Ovest della Francia;
- **Frontiera Nord Africa:** sono allo studio ulteriori possibilità di interconnessione con i Paesi del Nord Africa (ad es. l'Algeria).

Principali progetti di interconnessione merchant line

In aggiunta ai progetti descritti in precedenza, si riportano di seguito i progetti di interconnessione proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica, di cui all'articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 943/2019. Maggiori dettagli rispetto a quanto sinteticamente descritto sono riportati nel D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento 943/2019 e nel Codice di Rete (vedi Fascicolo "Piano di Sviluppo - Overview").

Nella *Figura 23* sono elencate le iniziative Merchant Line per le quali è stata richiesta la connessione sulla rete in alta tensione gestita da Terna. Oltre queste risultano altre due pratiche attive per cui è prevista però una connessione al distributore locale: l'interconnessione Dekani (SLO)- Zaule (IT) a 110kV con la Slovenia e il progetto con la Francia a 20kV tra Menton (FR) -Ventimiglia (IT).

FIGURA 23 *Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private - dettagli*


FRONTIERA	PROGETTO	SOCIETÀ	AC/DC	TENSIONE [kV]	POTENZA [MW]	SCHEMA DI CONNESSIONE
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	NUR POWER ITALY SRL	DC	500	2000	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	MERA	AC	220	250	In antenna alla stazione di "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV
Italia-Svizzera	Verderio-Sils	GREENCONNECTOR SRL	DC	400	1000	In antenna alla stazione di "Verderio"
Italia-Francia	Cesana-Briançon	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	150	In antenna alla stazione di "Cesana"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	100	In antenna alla stazione di "Mese"
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	ADRIA LINK	AC	110	150	In antenna alla stazione di "Redipuglia"
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	AC	220	300	In antenna alla stazione di "Somplago"
Italia-Malta	Ragusa Maghtab	ENEMALTA PLC	AC	220	500	In antenna alla stazione "Ragusa"
Italia-Austria	Prati di Vizze-Steinach	MEMC SPA	AC	132	80	In antenna alla nuova stazione da inserire in entra-esce sulla futura linea "Prati di Vizze-Steinach"

L'ARERA con la delibera 674/2018/I/EEL "Valutazione dello schema di Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018" individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI o hanno già ricevuto un'esenzione da disposizioni del Regolamento (CE) 943/2019:

- interconnessione DC 400 kV Verderio (IT) - Sils (CH), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 220 kV Mese (IT)- Castesegna (CH)), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI), ha ricevuto esenzione;
- interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT), ha ricevuto esenzione.







Nuovi interventi Hypergrid previsti nel PdS	54
Nuovi interventi previsti nel PdS	100
Area Centro Sud	100
Area Nord-Est	101
Area Nord-Ovest	106

5

**Nuovi interventi
di sviluppo**

Nuovi interventi di sviluppo

5

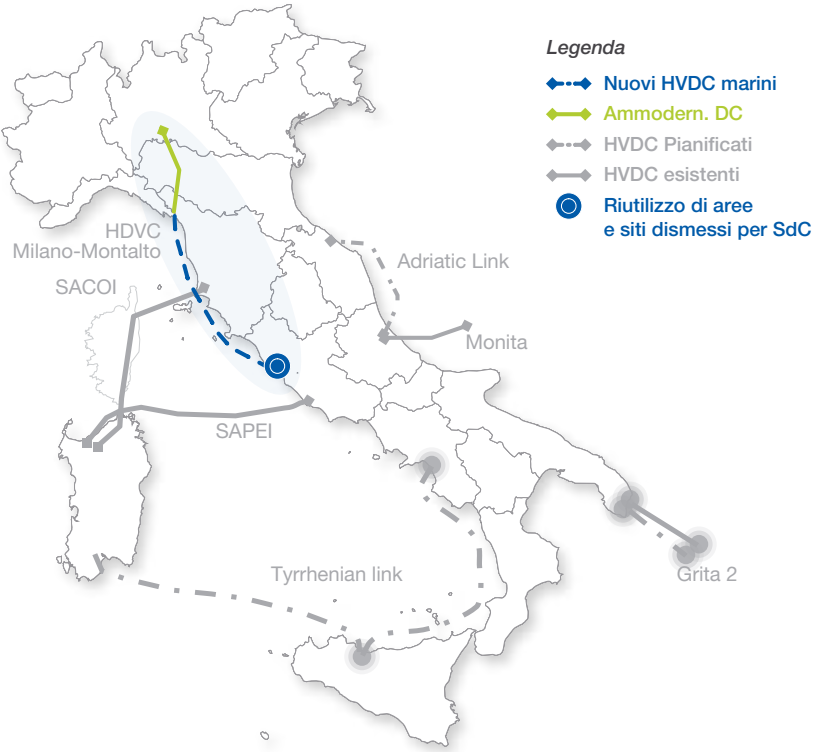
Nuovi interventi Hypergrid previsti nel PdS

PREMIUM 355-N/HG-1 - HVDC MILANO-MONTALTO

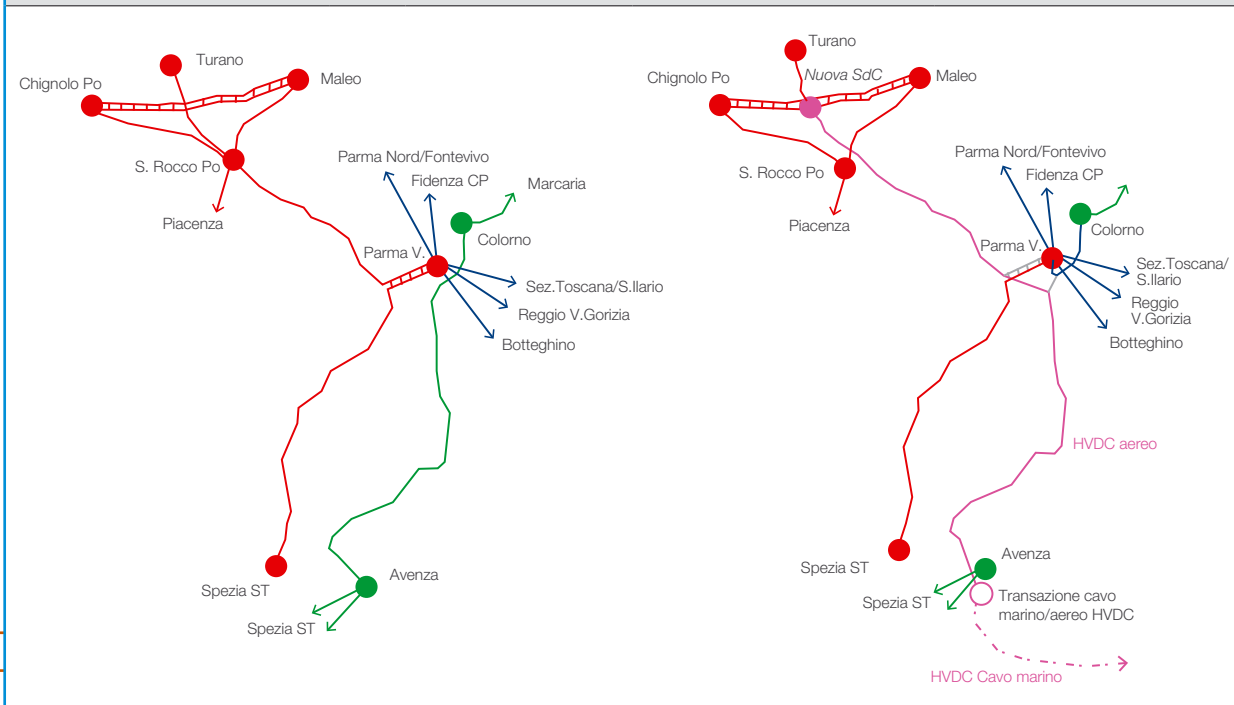
HVDC MILANO-MONTALTO			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
355-N/HG-1			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2023	Lazio/Emilia- Romagna/ Lombardia		CS/N
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Green Deal e Fit for 55, fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Allo stato attuale, in base alle richieste di connessione pervenute, si prevede un incremento di generazione eolica e fotovoltaica al 2030 con una distribuzione zonale che prevede una capacità installata totale di 28 GW nella zona di mercato Sud, 19 GW nella zona di mercato CSud, 5.5 GW nella zona di mercato CNord, 23 GW nella zona di mercato Nord e 3.4 GW in Calabria. Anche le isole vedranno un netto incremento dell'installato da fonte FER, con una capacità installata totale di 13.5 GW in Sicilia e di 9.4 GW in Sardegna. Di conseguenza, verranno previste nuove infrastrutture per garantire l'integrazione della produzione rinnovabile e il transito di energia da sud verso nord e viceversa, mantenendo elevati standard di sicurezza e robustezza di rete, in un contesto caratterizzato da una riduzione della capacità termoelettrica regolante.</p> <p>A tal proposito, la tecnologia HVDC consente di trasportare in sicurezza grandi quantità di energia tra più sezioni di mercato che si verrebbero a creare in assenza di adeguati rinforzi infrastrutturali. Rispetto alla corrente alternata (AC) consente un migliore controllo della direzionalità dei flussi di potenza e una riduzione delle perdite a parità di potenza trasportata. Il ricorso alla corrente continua (DC) diventa vantaggioso da un punto di vista economico superata una certa distanza riguardante la lunghezza della linea; infatti, nel ricorso alla DC, vi sono i costi della componentistica legata alle stazioni di conversione che presentano un investimento iniziale maggiore rispetto ai componenti che costituiscono le stazioni in AC. Tuttavia, da una certa distanza in poi (distanza di breakeven), in AC devono essere intraprese una serie di contromisure per bilanciare gli effetti reattivi delle linee, comportando così dei costi aggiuntivi che vanno a incrementare la spesa complessiva dell'opera. Inoltre, a parità di potenza, in DC si hanno meno conduttori rispetto all'AC traducendosi così in minori costi per unità di lunghezza e in un ridotto impatto visivo.</p> <p>Il vantaggio di ricorrere alla DC dipende dall'intero costo del progetto in cui vanno compresi anche i costi delle stazioni di conversione e degli oneri di manutenzione che sono più elevati in DC che in AC. Tuttavia, come detto in precedenza, da una certa distanza di trasmissione in poi, la soluzione in DC risulta essere più economica della AC.</p> <p>Inoltre, esistono altre esigenze tecniche che richiedono il ricorso alle connessioni in DC, come nel caso dell'interconnessione di sistemi elettrici asincroni o nel caso di interconnessioni di sistemi con frequenze nominali diverse.</p> <p>Vi è poi una particolare funzionalità dei sistemi di trasmissione in DC che li rende una valida alternativa alla realizzazione di collegamenti in AC. La potenza scambiata ai terminali di un sistema HVDC, anche multiterminale, dipende dalle modalità di controllo dei convertitori. Per cui, a meno del saldo delle perdite sul sistema HVDC, la potenza scambiata da ogni convertitore è sostanzialmente imposta dal convertitore stesso, indipendentemente dalle condizioni al contorno del sistema elettrico.</p> <p>Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto di realizzazione di un collegamento in corrente continua lungo la dorsale tirrenica settentrionale. Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare un collegamento HVDC a 500kV tra la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord, in particolare tra le regioni Lazio e Lombardia. Il collegamento è caratterizzato da un tratto in cavi marini in partenza dal nodo di Montalto con arrivo nei pressi di Avenza, dove si prevede una transizione aereo-cavo in CC.</p>			

DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il tratto aereo è caratterizzato dal riutilizzo dei seguenti asset esistenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 220 kV Avenza-Colorno previsto in ricostruzione a 500kVcc; • 380 kV Parma-S. Rocco riconvertito a 500 kVcc; • 380kV S. Rocco-Turano riconvertito a 500 kVcc fino al punto di incrocio con la doppia terna 380kV Chignolo Po-Maleo. <p>In tale punto, sulla base delle disponibilità dei siti più idonei per la realizzazione, sarà situata la nuova stazione di conversione alla cui sezione AC si attesteranno la d.t 380kV Chignolo PO – Maleo (4 stalli linea) e il tratto finale non riconvertito dell'elettrodotto 380 kV S.Rocco Po-Turano (1 stallo linea). Inoltre, al fine di garantire la corretta alimentazione al nodo di Parma Vigheffio è previsto un riassetto della rete AT dell'area realizzando un breve raccordo nella stazione di Parma Vigheffio dell'attuale 220kV Avenza-Colorno declassata a 132 kV in modo da ottenere un collegamento 132kV Parma Vigheffio – Colorno. Allo stesso modo verrà garantita la corretta alimentazione degli impianti attualmente collegati alla linea 132 kV in d.t. con la linea 220 kV oggetto di riconversione.</p> <p>Il collegamento diretto HVDC CS-N consentirà di ottenere un transito di 2000 MW direttamente dalla zona di mercato Centro Sud verso la zona di mercato Nord e sarà in grado di fornire una dorsale parallela all'attuale RTN sfruttando maggiormente gli elettrodotti di sezione tra il Centro Sud ed il Nord. Infine, sono previsti opportuni adeguamenti in stazione per accogliere la sezione in corrente continua e azioni capital light su elettrodotti esistenti con l'installazione di conduttori ad alta temperatura sulla direttrice 380kV da Calenzano a Poggio a Caiano e sulla direttrice 380 kV S.Rocco Po -Maleo-Cremona, per garantire il transito in sicurezza tra Centro Sud e Centro Nord e gestire i flussi elevati in arrivo nell'area del milanese, anche in condizioni di rete non integra.</p> <p>In sintesi, la dorsale in Corrente Continua tra il Centro Sud e il Nord garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da Fonti di Energia Rinnovabile, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2024	2027	2030/2032	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
436-P, 432-P, 351-P, 302-P			
<p>Il collegamento HVDC Milano-Montalto risponde alle esigenze di adeguatezza, sicurezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, caratterizzato da elevati livelli di trasporto tra il Sud ed il Nord Italia a causa di una crescente penetrazione di generazione rinnovabile nel Sud. Il nuovo collegamento farà sinergia con gli altri interventi di sviluppo previsti in PdS che aiutano a migliorare la capacità di trasporto tra le sezioni di mercato interessate dal progetto, impedendo la creazione di colli di bottiglia e l'insorgenza di problematiche di sicurezza. Nello specifico si segnala l'interdipendenza con i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV Calenzano-Suvereto (351-P) • Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord (432-P) • Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga (302-P) • HVDC Centro Sud- Centro Nord (436-P) 			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	276	249	0
Dismissione	11	0	0
Dismissione e Realizzazione	219	19	7

SCHEMA RETE
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: MILANO-MONTALTO



FOCUS INQUADRAMENTO OPERE HYPERGRID

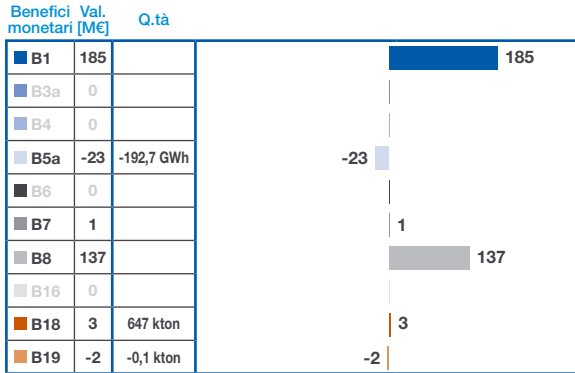


PREMIUM 355-N/HG-1 – HVDC MILANO-MONTALTO

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '23	PDS '21						
Nuovi cavi marini HVDC (4x500MW) tra SdC Montalto e stazione di transizione cavo/aereo presso Avenza	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Stazione di Conversione 2x1000 MW ±500 kV a sud di Milano	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Stazione di Conversione 2x1000 MW ±500 kV a Montalto	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Riconversione in c.c. ±500 kV Parma-S.Rocco Po- Turano	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Ricostruzione in c.c. ±500 kV Avenza-Colorno	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Nuova SE smistamento a sud di Milano con raccordi a el.380 kV Chignolo Po-Maleo, el.380 kV S.Rocco Po-Turano	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Installazione conduttori termoresistenti su direttrice 380kV Calenzano-Casellina-Poggio a Caiano	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
Installazione conduttori termoresistenti su direttrice 380kV S.Rocco Po-Maleo-Cremona	Fase 1		2024	2027	2030/2032			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE			BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)				
0 M€ /2675 M€ (OPEX=0.46%/anno)	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040	
	IUS	4.1	IUS	1.7	IUS	5.1	IUS	2.1
	VAN _{PDS}	6825 M€	VAN _{PDS}	1550 M€	VAN _{PDS}	9000 M€	VAN _{PDS}	2330 M€

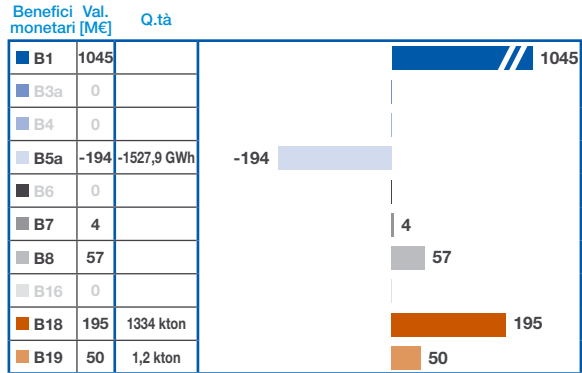
BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030



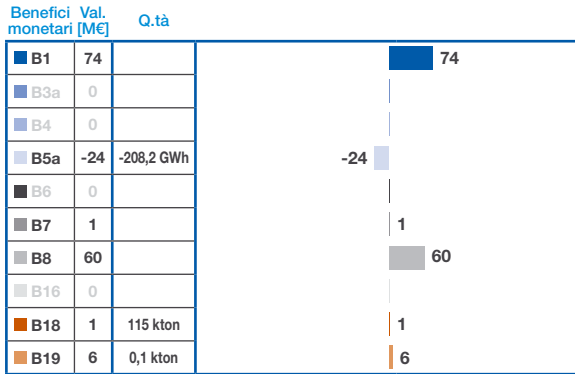
Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	647
I5 - Overgeneration [MWh]	783425	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-624		

DE 2040



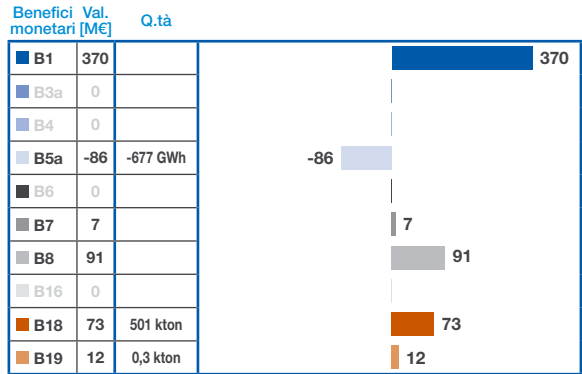
Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	1334
I5 - Overgeneration [MWh]	5541030	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-821		

LT 2030



Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	115
I5 - Overgeneration [MWh]	350112	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-690		

LT 2040



Altri benefici non monetari	Val.	Val.	
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/800	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	501
I5 - Overgeneration [MWh]	1445072	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-633		

- B1 - SEW
- B3a- Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di prefattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale degli asset esistenti interessati dal progetto:

- El. 220kV Avenza-Colorno verrà ricostruito in c.c. ± 500 kV per i primi 100 km nei pressi del nodo di Parma Vigheffio. Il tratto restante verso Colorno sarà declassato a 132kV e richiuso nel nodo di Parma Vigheffio.
- El. 380kV Parma-S.Rocco Po, di circa 65 km, verrà interamente riconvertito in c.c. ± 500 kV collegandosi con il tratto proveniente da Avenza
- El. 380kV S.Rocco Po- Turano verrà riconvertito in c.c. ± 500 kV fino al punto di incrocio con la d.t. 380kV Chignolo PO – Maleo, per una lunghezza di circa 5 km
- La nuova SdC a sud di Milano sarà collegata ad una nuova stazione di smistamento, alla quale saranno attestate la d.t. 380kV verso Chignolo Po e verso Maleo e la singola terna 380kV verso Turano. La SdC avrà una capacità di conversione di 2x1000 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- La seconda nuova SdC sarà collegata alla stazione 380kV di Montalto. La SdC avrà una capacità di conversione di 2x1000 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- Il collegamento marino HVDC a 500 kV tra la SdC di Montalto e la stazione di transizione cavo/aereo presso Avenza avrà una potenza di 2000 MW per un tracciato di lunghezza complessivamente di circa 270 km.

Descrizione degli effetti della conversione da Corrente Alternata in Corrente Continua

Dalle analisi effettuate sulla linea Milano-Montalto è stato possibile valutare che la conversione da linea CA in CC risulta fattibile. La prefattibilità ha analizzato tutti gli aspetti elencati nel paragrafo seguente. I risultati delle analisi effettuate sono riassunti di seguito:

- Il passaggio da CA in CC ha un duplice vantaggio:
 - incrementare la potenza trasportata a e sfruttare completamente la portata dei conduttori dove la linea è attualmente limitata in mediana.
 - ridurre le perdite totali.
 - L'analisi del coordinamento dell'isolamento evidenzia che, per fronti lenti di manovra, la sovratensione di tenuta di coordinamento è decisamente superiore in una linea in CA rispetto alla linea in CC.
- L'energizzazione della linea in CC avviene in modo controllato, riducendo efficacemente le sovratensioni transitorie. Tuttavia, quando si verificano guasti unipolari a terra su linee CC bipolari, le sovratensioni transitorie si sovrappongono alla tensione del conduttore del polo sano e sul ritorno metallico (neutro).

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera

L'adozione della soluzione in corrente continua rispetto alla soluzione in corrente alternata si è basata su numerose considerazioni, tra cui:

- Possibilità di controllare i flussi di potenza tra le aree e tra le dorsali della rete italiana grazie al controllo dei flussi di potenza attiva delle stazioni di conversione
- Maggiore aumento della NTC tra le sezioni della rete italiana rispetto alla soluzione in corrente alternata grazie alla maggiore capacità di trasporto delle linee in DC rispetto alle linee in AC e grazie al controllo del flusso di potenza sulla dorsale in corrente continua
- Minori perdite di rete della soluzione in DC rispetto alla soluzione in AC
- Minore impatto sui profili di tensione di rete rispetto alla soluzione in corrente alternata
- Possibilità di controllare la tensione nei nodi di collegamento delle stazioni di conversione, sia in condizioni stazionarie, sia in condizioni transitorie, avendo adottato la tecnologia VSC per tutti i collegamenti in DC
- Possibilità di utilizzare i collegamenti in corrente continua per ridurre le oscillazioni inter-area, con particolare riferimento alle oscillazioni che si possono innescare tra il nord e il sud dell'Italia in particolari condizioni di carico e di generazione
- Riduzione della differenza angolare tra il nord e il sud dell'Italia a parità di potenza trasmessa rispetto alla soluzione in AC

Le linee elettriche

Gli studi necessari per la progettazione e la verifica di una linea elettrica sono gli stessi sia per linee in corrente alternata che in corrente continua ma cambia la metodologia di calcolo, dovuta al diverso comportamento della corrente continua rispetto all'alternata. Vengono di seguito riportati i macro-aspetti analizzati durante la progettazione di una linea elettrica.

- portata in corrente dei conduttori e le relative perdite Joule
- effetto corona e le relative perdite
- coordinamento dell'isolamento
 - Livello di inquinamento, tipologia e numero di isolatori
 - Sovratensioni della linea
- distanze in aria
 - fase-terra o polo-terra
 - fase-fase o polo-polo
 - franchi a terra
- fascia di sicurezza
 - campo elettrico
 - campo magnetico
 - rumore
 - Interferenze radio

Di particolare attenzione sono tutti gli aspetti che riguardano il coordinamento dell'isolamento, poiché una linea in corrente continua richiede un isolamento maggiore rispetto alla corrente alternata, e le sovratensioni, specialmente quelle di manovra.

Inoltre, un ultimo aspetto da tenere in considerazione è la determinazione della fascia di sicurezza in quanto i campi elettrici e magnetici, così come il rumore e le interferenze, presentano limitazioni differenti a seconda della tecnologia in continua e in corrente alternata.

APPROFONDIMENTI TECNICI

Le stazioni di conversione

Le stazioni di conversione HVDC sono previste con topologia bipolare, in tecnologia VSC half bridge. La configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi. La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

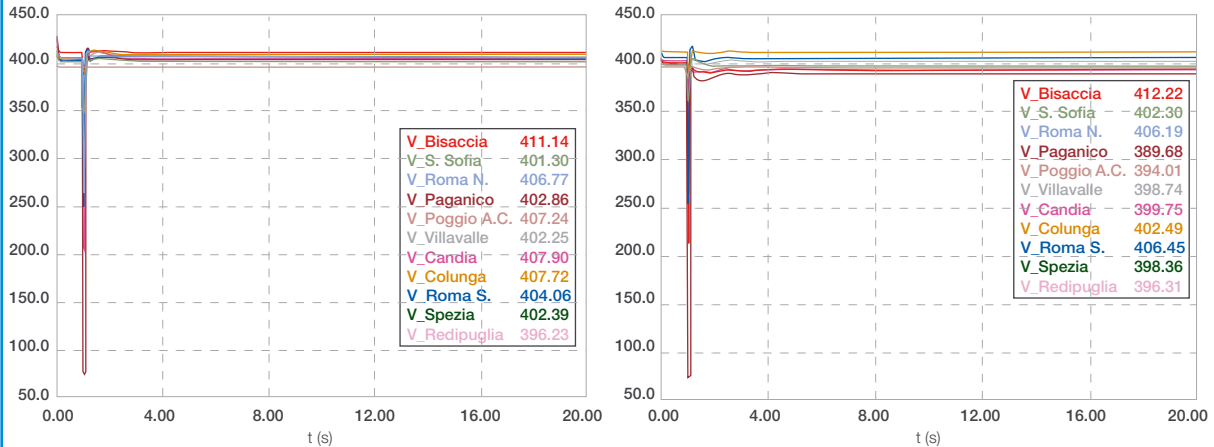
- possibilità di lavorare su reti deboli fino ad effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima "fault ride through capability" a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Analisi studi in dinamica

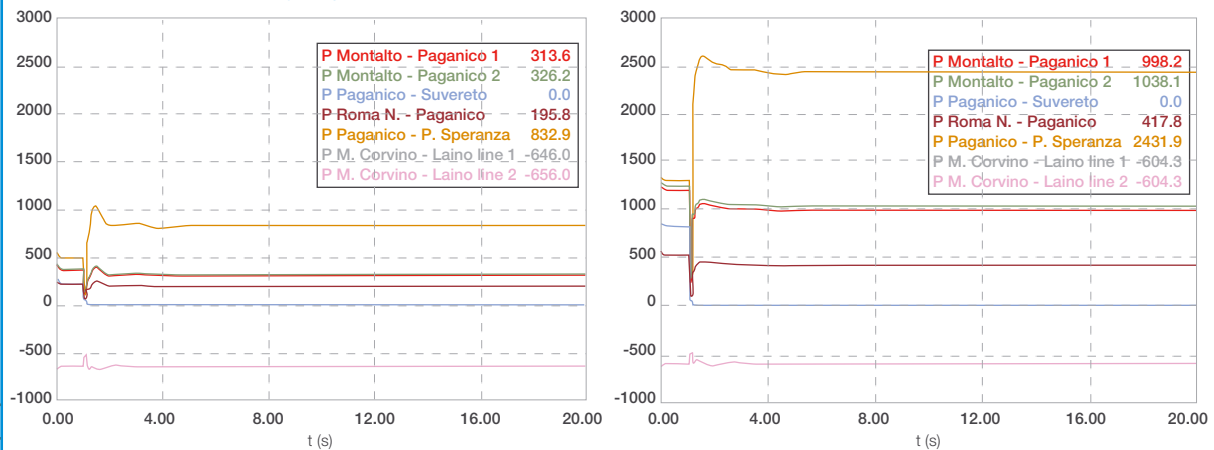
Con riferimento alle analisi dinamiche, di particolare attenzione sono i risultati ottenuti confrontando le prestazioni della rete Hypergrid con le prestazioni della rete senza interventi di sviluppo aggiuntivi o in presenza di soli interventi sulla rete AC per un sistema che sarà dotato di una sempre minore inerzia a fronte della maggiore penetrazione RES che va a sostituire il contributo delle macchine rotanti.

A titolo d'esempio, i grafici seguenti confrontano l'andamento della tensione e dei flussi di potenza lato tirrenico in caso di un corto-circuito su una linea 400 kV della rete toscana in presenza e in assenza dei rinforzi Hypergrid

Tensions [kV] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV della rete toscana in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi Hypergrid



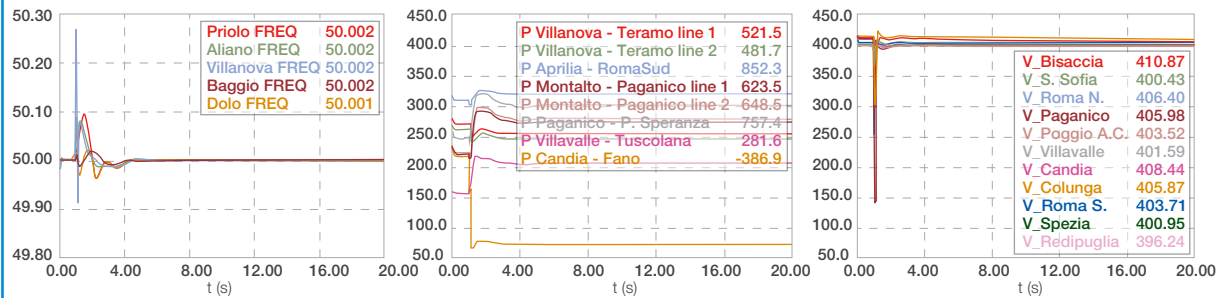
Flussi di potenza lato tirrenico [MW] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV del territorio toscano in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi Hypergrid



APPROFONDIMENTI TECNICI

Inoltre, le analisi effettuate dimostrano che la contingenza critica su rete previsionale, ossia lo scatto di una linea 400 kV di sezione, non presenta criticità in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid, come dimostrato dai grafici seguenti relativi alla frequenza, ai flussi di potenza sulla sezione CN-CS e ai profili di tensione dei principali nodi della rete, nonostante i flussi molto elevati di potenza da Sud a Nord e l'inerzia della rete ridotta a causa della presenza di una grande capacità rinnovabile.

Frequenza [Hz], flussi di potenza sezione CN-CS [MW] e tensioni [kV] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV di sezione in presenza dei rinforzi Hypergrid



Sulla base dei grafici qui riportati e dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali benefici dal punto di vista dinamico del HVDC MIMO in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Ottimo smorzamento delle oscillazioni in caso di contingenze di rete
- Minore caricamento della rete AC, con conseguente aumento della NTC di rete grazie al minore impatto delle contingenze delle linee AC, riduzione delle perdite, minori cadute di tensione anche in presenza di alti flussi di potenza, riduzione dello sfasamento angolare e migliore comportamento delle grandezze elettriche durante i transitori
- Ottimo recovery delle tensioni a seguito di corto-circuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC che limita le cadute di tensione e grazie alla regolazione della tensione delle stazioni di conversione VSC. Ciò permette di avere i profili di tensione prossimi al valore nominale su ampie porzioni di rete

Si sottolinea che i vantaggi qui descritti sono ottenuti grazie all'adozione della tecnologia VSC dei rinforzi Hypergrid. La tecnologia VSC, infatti, a differenza della tecnologia LCC, presenta i seguenti vantaggi:

- Gestione della potenza reattiva assorbita o iniettata dalle stazioni di conversione in modo totalmente indipendente dalla potenza attiva,
- Controllo dinamico molto rapido delle tensioni nelle stazioni di conversione
- Assenza di vincoli nel controllo dei flussi di potenza attiva, quali assenza del minimo tecnico e assenza di ritardi in caso di necessità di inversione del flusso di potenza

Al contrario, in assenza della rete Hypergrid le conclusioni ottenute dalle analisi dinamiche sono le seguenti:

- La rete è più vulnerabile alle perturbazioni con conseguente peggiore recovery di tensione,
- Maggiori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto
- Maggiore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B7), quest'ultimo soltanto nello scenario di DE al 2040.

In particolare, la presenza dell'HVDC consente il transito dalla sezione Centro Sud direttamente alla sezione Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO2 (B18) e altri inquinanti (B19).

Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: l'opera garantirà l'integrazione fino a 5 TWh di generazione FER. Infine, la variazione delle perdite registrata, sull'intero perimetro di rete, in presenza dell'intervento di sviluppo, è dovuta al forte aumento dei flussi di energia, che si osserva proprio in virtù dell'incremento della NTC e di uno scenario di generazione significativamente evoluto rispetto al passato. È importante sottolineare che i collegamenti in DC permettono di ridurre sensibilmente le perdite che si avrebbero qualora gli stessi interventi di sviluppo fossero realizzati in AC (cfr. Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

Zone di mercato interessate

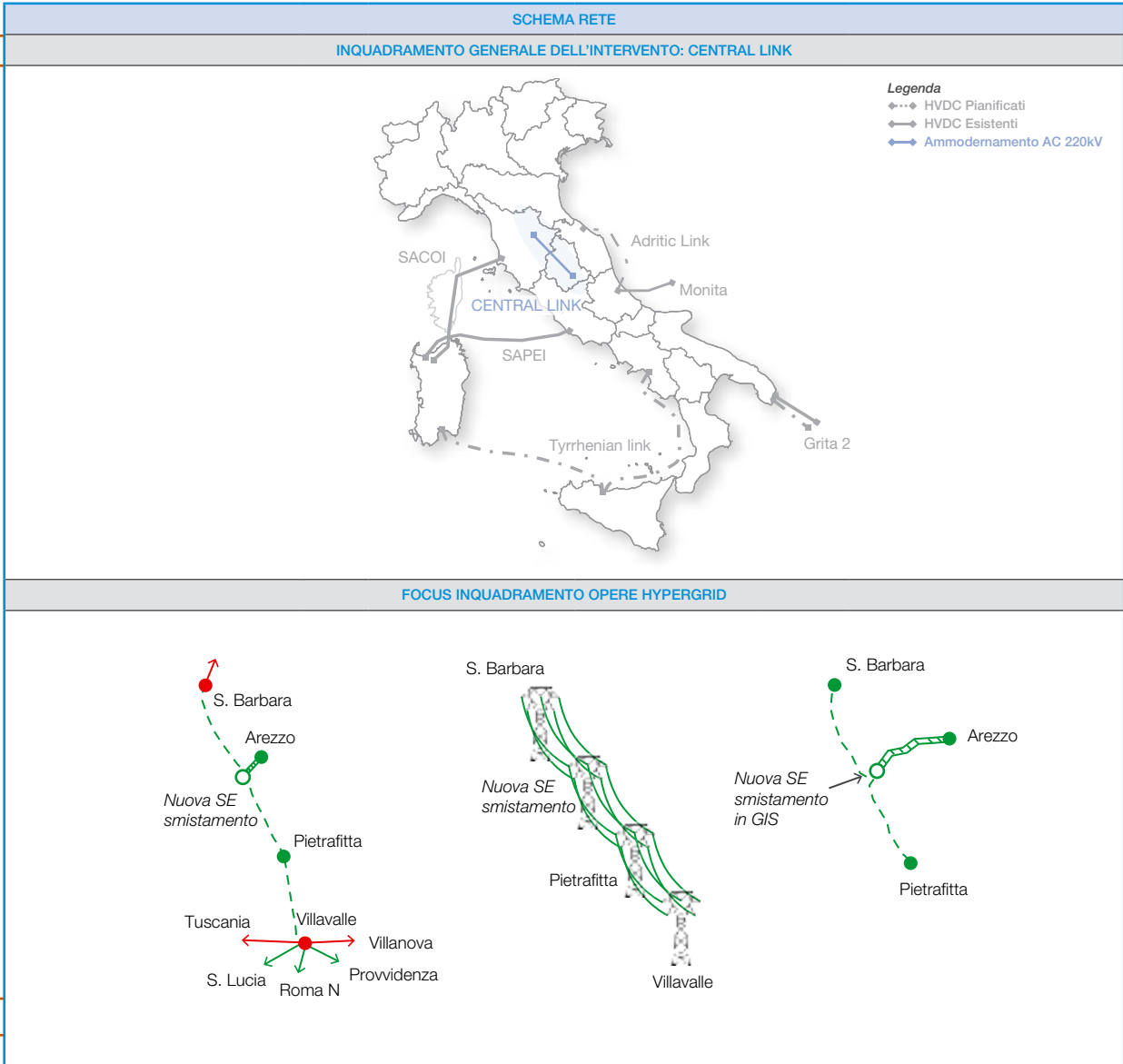
Le zone di mercato interessate sono:

L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le zone di mercato:

- +2000 MW tra Centro Sud e Nord
- +800 MW tra Centro Sud e Centro Nord

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2942 M€	2675 M€	2407 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	8865 M€	9850 M€	10835 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	7800 M€	9000 M€	10200 M€
	IUS	4.3	5.1	6.2
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2942 M€	2675 M€	2407 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	3165 M€	3515 M€	3865 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	1760 M€	2330 M€	2900 M€
	IUS	1.7	2.1	2.5

CENTRAL LINK			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
356-N/HG-2			
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Toscana/Umbria	CS/CN
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee (Green Deal e Fit for 55) prevede che, per raggiungere gli obiettivi prefissati, sarà necessaria una capacità installata da rinnovabile di 102 GW (solare ed eolico) al 2030, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019 e + 124 GW al 2040, per un totale di 156 GW. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER sarà necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di trasportare in modo efficiente l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze, gli asset di rete rivestiranno un ruolo sempre più strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Allo stato attuale, sulla base delle richieste di connessione pervenute, si aspetta un incremento di generazione eolica e fotovoltaica al 2030, la cui distribuzione zonale prevede una capacità installata totale di 28 GW nella zona di mercato Sud, 19 GW nella zona di mercato Centro Sud, 5.5 GW nella zona di mercato Centro Nord e 23 GW nella zona di mercato Nord e 3.4 GW in Calabria. Anche le isole vedranno un netto incremento dell'installato da fonte FER, con una capacità installata totale di 13.5 GW in Sicilia e di 9.4 GW in Sardegna. Di conseguenza, verranno previste nuove infrastrutture per garantire l'integrazione della produzione rinnovabile e il transito di energia da sud verso nord e viceversa, mantenendo elevati standard di sicurezza e robustezza di rete, in un contesto caratterizzato da una riduzione della capacità termoelettrica regolante.</p> <p>Quanto sopra riportato determina la necessità di 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, tipicamente interessate da maggiori transiti di potenza anche in virtù del maggiore livello di tensione. Al fine di ottimizzare lo sfruttamento delle dorsali 380 kV lungo le coste, è stata valutata la possibilità di incrementare la capacità di trasporto della dorsale 220kV tra i nodi di Villavalle, Pietrafitta, Arezzo C e S. Barbara. L'ammodernamento della direttrice consiste nella ricostruzione degli elettrodotti sul medesimo tracciato o in adiacenza, con l'impiego dei nuovi sostegni denominati "5 F". Tale tecnologia, 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.</p> <p>Nello specifico, le linee interessate dall' ammodernamento saranno le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El. 220 kV Villavalle-Pietrafitta • El. 220 kV Pietrafitta-Arezzo C (per il tratto compreso tra Pietrafitta e la nuova stazione di smistamento) • El. 220 kV Arezzo C-S.Barbara (per il tratto compreso tra S.Barbara e la nuova stazione di smistamento) <p>Inoltre, è previsto l'adeguamento dell'alimentazione della città di Arezzo, in particolare dell'unico nodo di trasformazione afferente alla SE Arezzo C. Infatti, attualmente Arezzo C è connesso alla rete 220kV dell'area tramite una doppia terna che si dirama in due singole terne verso S.Barbara e Pietrafitta. Nello specifico, nell'area sarà realizzata una stazione 220 kV di smistamento al fine di evitare la realizzazione di nuovi elettrodotti aerei ed in modo da gestire al meglio l'intera dorsale 220 kV.</p> <p>Infine, saranno installati dispositivi di compensazione reattiva e di macchine per la gestione dei flussi di potenza (ATR, Phase Shifting Transformer), in grado di ottimizzare la gestione dei transiti di energia lungo la dorsale 220kV.</p> <p>In sintesi, l'ammodernamento della dorsale 220kV Villavalle-Pietrafitta-S. Barbara contribuisce in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato tra Centro Sud e Centro Nord di +600 MW.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2024	2026	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione			
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	174	15	5



PREMIUM 356-N/HG-2 – CENTRAL LINK

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '23	PDS '21						
El. 220kV Villavalle-Pietrafitta	Fase 1		2024	2026	2030			
El. 220kV Pietrafitta-Nuovo smistamento	Fase 1		2024	2026	2030			
El.220kV Arezzo C – Nuovo smistamento	Fase 1		2024	2026	2030			
El.220kV S.Barbara – Nuovo smistamento	Fase 1		2024	2026	2030			
Stazione di smistamento	Fase 1		2024	2026	2030			
Dispositivi di compensazione reattive e gestione dei flussi di potenza e ATR	Fase 1		2024	2026	2030			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040	
	IUS	3.3	IUS	1.3	IUS	4.0	IUS	1.6
0 M€ /280 M€ (OPEX=0.4%/anno)	VAN _{PDS}	520 M€	VAN _{PDS}	80 M€	VAN _{PDS}	670 M€	VAN _{PDS}	140 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà	
B1	0		
B3a	0		
B4	0		
B5a	2	15,3 GWh	2
B6	0		
B7	1		1
B8	18		18
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	5209	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-127		

DE 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà	
B1	92		92
B3a	0		
B4	0		
B5a	-21	-168,7 GWh	-21
B6	0		
B7	-1		-1
B8	7		7
B16	0		
B18	13	88 kton	13
B19	4	0,1 kton	4

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	88
I5 - Overgeneration [MWh]	420935	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-330		

LT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà	
B1	0		
B3a	0		
B4	0		
B5a	1	4 GWh	1
B6	0		
B7	0		
B8	4		4
B16	0		
B18	0		
B19	0		

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	0
I5 - Overgeneration [MWh]	180	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-128		

LT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà	
B1	36		36
B3a	0		
B4	0		
B5a	-11	-84,1 GWh	-11
B6	0		
B7	-1		-1
B8	8		8
B16	0		
B18	7	49 kton	7
B19	0	0 kton	

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	49
I5 - Overgeneration [MWh]	103065	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-209		

- B1 - SEW
- B3a- Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare i nodi di connessione alla rete e la configurazione impiantistica ottimale. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale delle opere.

Tratto tra Villavalle e Pietrafitta con livello di tensione 220kV:

- lunghezza di 67,4 Km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso impatto elettromagnetico.

Tratto tra Pietrafitta e Nuovo Smistamento con livello di tensione 220 kV:

- lunghezza di 55 Km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso campo elettromagnetico.

Tratto tra Nuovo Smistamento e S.Barbara con livello di tensione 220 kV:

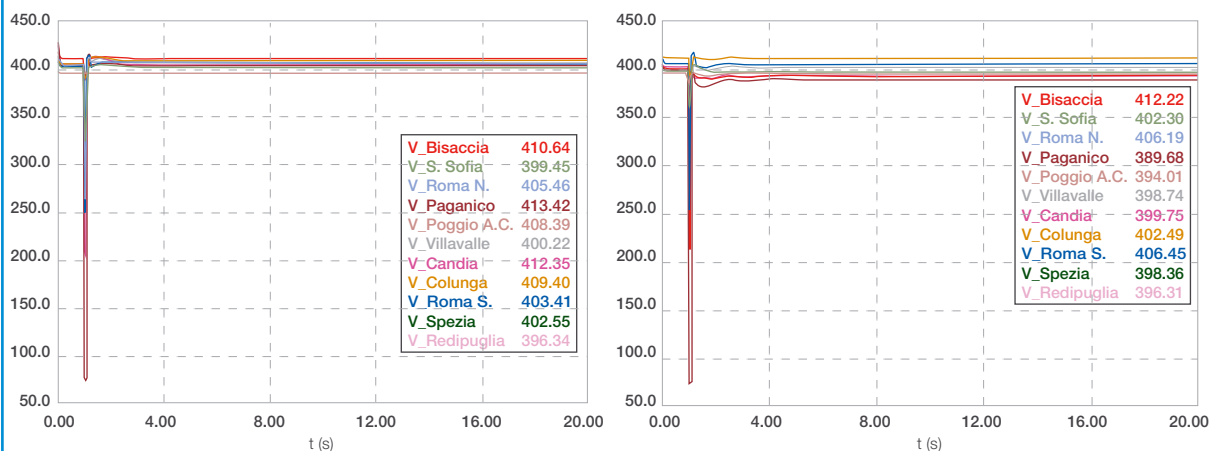
- lunghezza di 35,7 Km.
- Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5F a basso impatto elettromagnetico .

Gli studi di rete effettuati hanno dimostrato la necessità di installare, nuovi ATR, PST e dispositivi di compensazione reattiva al fine di garantire l'incremento di transito tra le zone di mercato garantendo la corretta qualità del servizio a sicurezza del sistema elettrico.

Analisi studi in dinamica

Con riferimento alle analisi dinamiche, di particolare attenzione sono i risultati ottenuti confrontando le prestazioni della rete con il Central Link ripotenziato, con le prestazioni della rete senza interventi di sviluppo aggiuntivi o in presenza di soli interventi sulla rete AC, in un sistema che sarà dotato di una sempre minore inerzia a fronte della maggiore penetrazione RES che va a sostituire il contributo delle macchine rotanti.

A titolo d'esempio, i grafici seguenti confrontano l'andamento della tensione in caso di un corto-circuito sulla linea 400 kV della rete toscana in presenza e in assenza dei rinforzi Hypergrid e del rinnovo in AC 220 kV del Central Link.

Tensione [kV] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV della rete toscana in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi Hypergrid e della ricostruzione in AC del Central Link

Sulla base dei grafici qui riportati e dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali benefici dal punto di vista dinamico del collegamento Central link con rinforzo in AC 220kV, palificazione 5F, del Central Link si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Ottimo smorzamento delle oscillazioni in caso di contingenze di rete
- Assenza di sovraccarichi nel sistema
- Ottimo recovery delle tensioni di rete a seguito di corto-circuiti, grazie al rifacimento delle linee
- Conferma dei valori di NTC identificati nelle analisi statiche e ottenuti in presenza della rete Hypergrid completa

Al contrario, in assenza della rete Hypergrid e del rinforzo in AC del collegamento 220 kV Central Link, le conclusioni ottenute dalle analisi dinamiche sono le seguenti:

- La rete è più vulnerabile alle perturbazioni con conseguente peggiore recovery di tensione,
- Maggiori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto
- Maggiore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti

APPROFONDIMENTI TECNICI				
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati				
I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) nello scenario DE al 2040. In particolare, l'ammodernamento della dorsale 220 kV tra Villavalle e S.Barbara consente di incrementare il transito nella sezione Centro Sud – Centro Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO ₂ (B18) e altri inquinanti (B19).				
Zone di mercato interessate				
L'intervento di sviluppo nel suo complesso interessa una porzione di rete compresa tra le stazioni elettriche di Villavalle (Terni) e S. Barbara (Arezzo). Tale progetto, a seguito di analisi di dettaglio effettuate sia a livello statico che dinamico, determinerà un incremento di capacità di transito pari a 600 MW tra le Zone di Mercato Centro Sud e Centro Nord.				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	308 M€	280 M€	252 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	740 M€	820 M€	905 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN _{PDS}	565 M€	670 M€	775 M€
	IUS	3.3	4.0	4.8
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	308 M€	280 M€	252 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	290 M€	320 M€	350 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN _{PDS}	85 M€	140 M€	195 M€
	IUS	1.3	1.6	2.0

DORSALE SARDA: HVDC FIUMESANTO – MONTALTO (SAPEI 2) E SARDINIAN LINK			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
732-N/HG-3			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2023	Sardegna/Lazio		Sardegna/CS
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee (Green Deal e Fit for 55) prevede che, per raggiungere gli obiettivi prefissati, sarà necessaria una capacità installata da rinnovabile di 102 GW (solare ed eolico) al 2030, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019 e + 124 GW al 2040, per un totale di 156 GW. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER sarà necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di trasportare in modo efficiente l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze, gli asset di rete rivestiranno un ruolo sempre più strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Allo stato attuale, sulla base delle richieste di connessione pervenute, si aspetta un incremento di generazione eolica e fotovoltaica al 2030, la cui distribuzione zonale prevede 2 GW nella zona di mercato Sud, 19 GW nella zona di mercato Centro Sud, 5.5 GW nella zona di mercato Centro Nord e 23 GW nella zona di mercato Nord. Anche le isole vedranno un netto incremento dell'installato da fonte FER, con 9.4 GW in Sardegna. Di conseguenza, verranno previste nuove infrastrutture per garantire l'integrazione della produzione rinnovabile e il transito di energia da sud e isole verso nord, mantenendo elevati standard di sicurezza e robustezza di rete, in un contesto caratterizzato da una riduzione della capacità termoelettrica regolante.</p> <p>Quanto sopra riportato determina la necessità di garantire un incremento della capacità di transito tra le Zone di Mercato Sardegna e Centro Sud, oltre che a prevedere anche rinforzi interni alla Sardegna, in particolare, tra il nord e il sud dell'Isola. A seguito della forte penetrazione FER nell'isola, gli ingenti carichi nelle Zone di Mercato Nord e Centro Nord, l'obiettivo di tali collegamenti è quello di sfruttare in maniera ottimale la grande capacità di generazione da Fonti di Energia Rinnovabile prospettata nel prossimo futuro integrandole al meglio nel sistema elettrico. A tal proposito, la tecnologia HVDC - unica soluzione possibile per collegamenti sottomarini ad elevata capacità - consente di trasportare in sicurezza grandi quantità di energia tra più sezioni di mercato che si verrebbero a creare in assenza di adeguati rinforzi infrastrutturali. Rispetto alla corrente alternata, l'utilizzo degli HVDC in corrente continua consente un migliore controllo della direzionalità dei flussi di potenza e una riduzione delle perdite di linea a parità di potenza trasportata.</p> <p>In generale, il ricorso alla corrente continua diventa vantaggioso da un punto di vista economico superata una certa distanza riguardante la lunghezza della linea. Da una certa distanza in poi (distanza di break even), in AC devono essere intraprese una serie di contromisure per bilanciare gli effetti reattivi della linea, comportando così dei costi aggiuntivi che vanno a incrementare la spesa complessiva dell'opera. Inoltre, a parità di potenza, in DC si hanno meno conduttori rispetto all'alternata traducendosi così in minori costi per unità di lunghezza e in un ridotto impatto visivo. Inoltre, esistono poi altre esigenze tecniche che richiedono il ricorso alle connessioni in corrente continua, come accade nel caso dell'interconnessione di sistemi elettrici con gestione indipendente e che devono mantenere un funzionamento asincrono tra di loro pur consentendo il transito di energia, oppure quando si interconnettono sistemi con frequenze nominali diverse.</p> <p>Un'ulteriore particolare funzionalità dei sistemi di trasmissione in corrente continua, che li rende una valida alternativa alla realizzazione di collegamenti in corrente alternata, riguarda la gestione dei flussi di potenza (attiva e reattiva), i quali sono regolabili mediante i controlli dei convertitori. Infatti, la potenza scambiata ai terminali di un sistema HVDC, anche multiterminale, dipende dalle modalità di controllo dei convertitori. A meno del saldo delle perdite sul sistema HVDC, la potenza scambiata da ogni convertitore è sostanzialmente imposta dal convertitore stesso. Non dipende da cosa accade sul resto del sistema in alternata a cui i convertitori sono inseriti.</p> <p>Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto di realizzazione di un collegamento in corrente continua tra la Sardegna e il Lazio. Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare le seguenti opere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizzazione di una stazione di conversione a Fiumesanto da 2x500 MW in tecnologia VSC. • Adeguamento Stazione di Conversione Montalto di Castro, sfruttando la sinergia con quanto previsto nel progetto HVDC Milano-Montalto • Cavi sottomarini di collegamento tra le due stazioni di conversione. <p>Inoltre, al fine di integrare al meglio tutta la generazione da fonte rinnovabile presente sul territorio sardo, verranno ammodernati gli elettrodotti esistenti sulla dorsale Selargius- Codrongianos, con ricostruzione degli stessi sul medesimo tracciato o in adiacenza, con un miglioramento delle prestazioni di esercizio al fine di raggiungere gli obiettivi di rete necessari. Tale intervento permette un cospicuo aumento di trasporto tra il nord e il sud della Sardegna. Nello specifico, le linee interessate dall'ammmodernamento saranno le seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Codrongianos-Oristano; • Oristano-Sulcis; • Sulcis-Villasor; • Villasor-Selargius. <p>In sintesi, il collegamento in Corrente Continua tra Fiumesanto e Montalto di Castro garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da Fonti di Energia Rinnovabile della Sardegna, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri al fine di tragguardare la transizione ecologica. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato tra Sardegna e Lazio di +1000 MW, mentre l'ammmodernamento delle linee a 220 kV in corrente alternata permetterà una maggiore integrazione di fonti rinnovabili in modo da consentire il trasferimento di oltre 1000 MW addizionali tra il sud e il nord della Sardegna e, pertanto renderle facilmente trasportabili tra le stazioni di conversione del territorio sardo, mediante l'utilizzo di dorsali esistenti in modo da non impattare sul territorio.</p>			

FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2024	2035	2040	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	343	140	0
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	253	45	1
SCHEMA RETE			
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: DORSALE SARDA			
FOCUS INQUADRAMENTO OPERE HYPERGRID			

PREMIUM 732-N/HG-3-DORSALE SARDA: HVDC FIUMESANTO – MONTALTO (SAPEI 2) E RINFORZI RETE 220 kV SARDEGNA

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '23	PDS '21						
Stazione di Conversione 2x500 MW ±500 kV Fiumesanto	Fase 1		2024	2035	2040			
Adeguamento Stazione di Conversione Montalto di Castro	Fase 1		2024	2035	2040			
Collegamento HVDC sottomarino di collegamento tra le stazioni di conversione di Fiumesanto e Montalto	Fase 1		2024	2035	2040			
Ammodernamento dorsale a 220 kV tra i nodi di: Codrongianos, Oristano, Sulcis, Villasor, Selargius	Fase 1		2024	2035	2040			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040	
0 M€ /1422 M€ (OPEX=0.42%/anno)	IUS	5.8	IUS	3.9	IUS	6.0	IUS	4.0
	VAN _{PDS}	3760 M€	VAN _{PDS}	2220 M€	VAN _{PDS}	3900 M€	VAN _{PDS}	2320 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

DE 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	78	78
B3a	0	
B4	0	
B5a	359	2491 GWh 359
B6	0	
B7	55	55
B8	74	74
B16	0	
B18	15	102 kton 15
B19	4	0,1 kton 4

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 102
I5 - Overgeneration [MWh]	3310311	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-48	

LT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

LT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	24	24
B3a	0	
B4	0	
B5a	153	1059,1 GWh 153
B6	0	
B7	15	15
B8	181	181
B16	0	
B18	12	79 kton 12
B19	1	0,03 kton 1

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 79
I5 - Overgeneration [MWh]	1288765	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-16	

- B1 - SEW
- B3a- Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare le aree di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica più ottimale e la tecnologia di conversione più idonea. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale delle opere:

- Collegamento bipolare con cavo sottomarino di lunghezza per una potenza nominale di 1000 MW.
- Stazioni di conversione in tecnologia VSC con livello di tensione ± 500 kV.
- Ammodernamento dorsale a 220 kV tra i nodi di: Codrongianos, Oristano, Sulcis, Villasor, Selargius. I tratti di elettrodotto interessati sono i seguenti:
 - Codrongianos – Oristano:
 - Lunghezza 45 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
 - Oristano – Sulcis:
 - Lunghezza 91,75 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
 - Sulcis – Villasor:
 - Lunghezza 50,16 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.
 - Villasor – Selargius:
 - Lunghezza 27,12 Km.
 - Ricostruzione sul medesimo tracciato con impiego di nuovi sostegni 5 F a basso campo elettromagnetico.

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera: stazioni VSC

Le stazioni di conversione HVDC sono previste con topologia bipolare con elettrodi, in tecnologia VSC half bridge. La configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi. La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

- possibilità di lavorare su reti deboli, inclusa la possibilità di effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima fault ride through capability a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Si prevede inoltre l'installazione di interruttori in corrente continua (DCCB) in corrispondenza di ciascuna partenza linea in tutte le stazioni di conversione. Tali dispositivi sono ad oggi già disponibili sul mercato, nonché già utilizzati per progetti HVDC in Cina, e permettono – grazie all'utilizzo combinato di dispositivi elettromeccanici ed elettronici (cd. tecnologia "ibrida") – di estinguere il guasto in tempi decisamente inferiori a quelli abituali per la corrente alternata. L'installazione di tali dispositivi permette di isolare la sezione guasta senza dover intervenire sui dispositivi di manovra lato AC delle stazioni di conversione, come sarebbe pratica abituale in caso di stazioni VSC half bridge senza DCCB. In tal modo, in caso di guasto si perde unicamente la porzione di asset soggetta al guasto, mentre le parti non affette da continuano a funzionare. In assenza di tali dispositivi, a fronte di guasto lato CC si avrebbe la perdita di almeno il 50% della potenza su tutte le sezioni di impianto per qualche secondo, con potenziali impatti critici sulla stabilità dinamica della rete AC.

L'installazione di due ulteriori DCCB sulle nuove sbarre DC a Fiume Santo permette di separare, in caso di guasto (commutazioni fallite) la stazione LCC esistente dalla restante parte del sistema multiterminale, evitando la propagazione del guasto stesso e di conseguenza il collasso di tensione dell'intero link.

L'esercizio di stazioni LCC e VSC sulla stessa rete DC comporta la necessità di equipaggiare le stazioni LCC esistenti con opportuni sezionatori per permettere l'inversione del flusso di potenza senza invertire la polarità della tensione; il sistema di controllo va adeguato di conseguenza.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per la dorsale Sarda hanno analizzato differenti scenari di interesse caratterizzati da alti transiti di potenza sulla rete Sarda in presenza della dei rinforzi previsti dalla rete Hypergrid e dai collegamenti HVDC Sapei, Sapei2, Tyrrhenian Link Ovest e Saco3. Le diverse analisi effettuate evidenziano le ottime prestazioni dinamiche riscontrate nei vari scenari analizzati grazie all'adozione della tecnologia VSC, per il Tyrrhenian Link Ovest e SAPEI2. La tecnologia VSC, infatti, a differenza della tecnologia LCC, presenta i seguenti vantaggi:

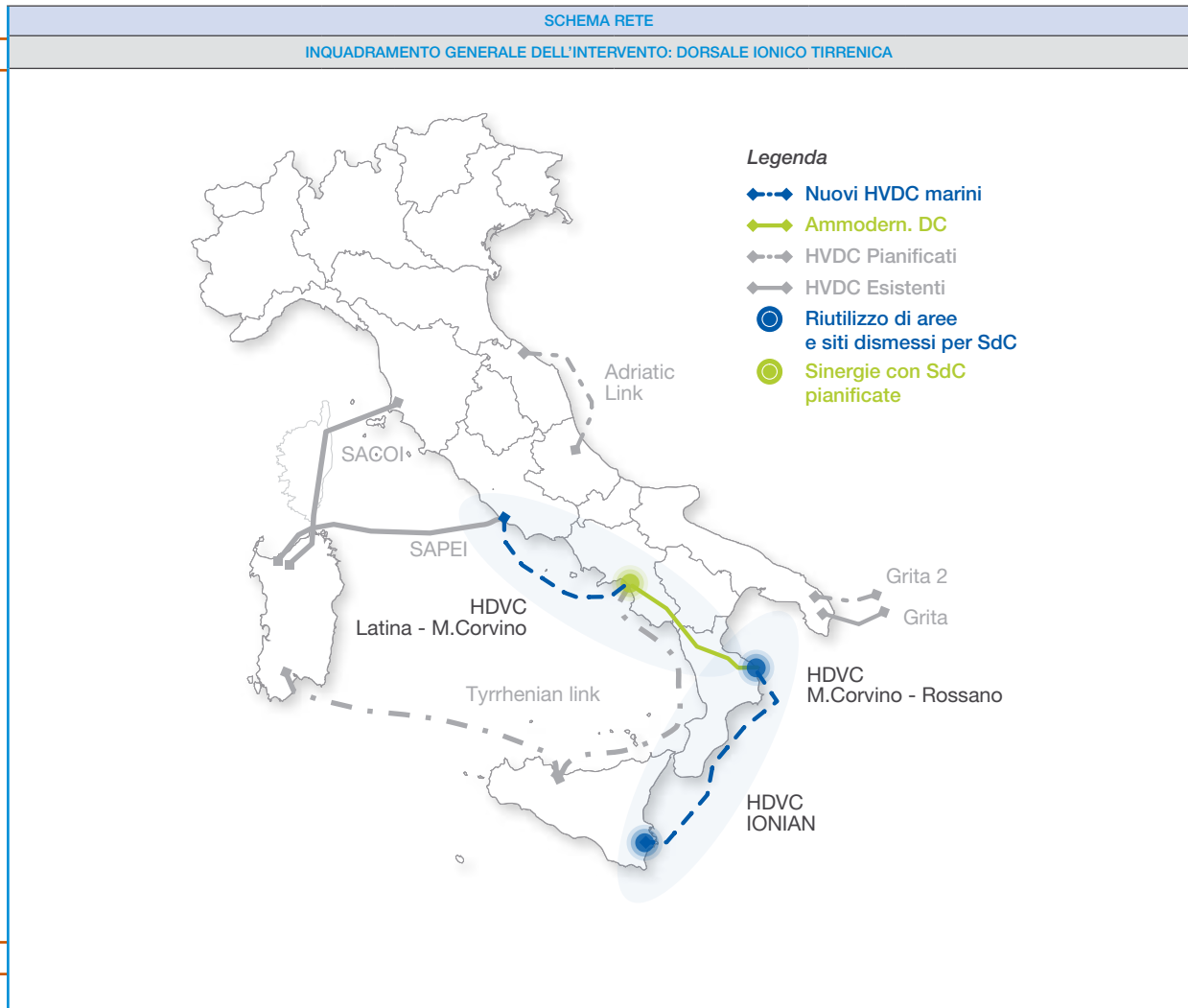
- Gestione della potenza reattiva assorbita o iniettata dalle stazioni di conversione in modo totalmente indipendente dalla potenza attiva,
- Controllo dinamico molto rapido delle tensioni nelle stazioni di conversione
- Controllo della frequenza dell'isola da parte dei collegamenti HVDC verso l'Italia continentale, con assenza di minimo tecnico e assenza di vincoli all'inversione del flusso di potenza per i collegamenti VSC
- Bilancio della rete sarda in caso di ingenti squilibri in tempi molto rapidi, con possibilità di assicurare una certa inerzia sintetica da parte degli HVDC VSC verso l'Italia continentale in ogni condizione di carico e di flusso di potenza
- Assenza del fenomeno delle commutazioni fallite per gli HVDC VSC negli scenari di import, con miglioramento delle prestazioni dinamiche in caso di forti abbassamenti di tensioni lato stazione di conversione funzionante da inverter rispetto alla tecnologia LCC

APPROFONDIMENTI TECNICI				
Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati				
<p>I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1), ma soprattutto la riduzione dei costi dei servizi di dispacciamento (B8) e l'integrazione di FER (B5).</p> <p>L'intervento, in particolare il SAPEI2, consente di ridurre le congestioni sulla sezione tra Sardegna e CentroSud con un impatto positivo sul SEW e consente inoltre una riduzione del PUN, in maniera più significativa sullo scenario DE.</p> <p>I benefici più elevati sono dovuti al fatto che il rinforzo della dorsale sarda e il SAPEI 2 consentono di ridurre le problematiche di riserva non fornita presenti sia nello scenario LT che DE (in misura maggiore, dovuta all'elevata penetrazione FER) generando consistenti benefici per il sistema (B8). Inoltre, la risoluzione della riserva non fornita consente un'ulteriore integrazione FER, sia a livello di sistema che a livello locale, che si traduce in un beneficio consistente (B5).</p> <p>L'integrazione di nuova generazione FER si traduce anche in una riduzione delle emissioni di CO2 (B18) e altri inquinanti (B19).</p> <p>Infine, l'intervento consente anche una importante riduzione delle congestioni intrazonali in Sardegna con un impatto positivo sul beneficio B7.</p>				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040				
			SENSITIVITY +/- 10%	
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	1565 M€	1422 M€	1280 M€
	B5 OG attualizzato PdS	2595 M€	2880 M€	3170 M€
			BENEFICI TOTALI	
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	3540 M€	3900 M€	4270 M€
	IUS	5.1	6.0	7.1
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040				
			SENSITIVITY +/- 10%	
Voci		WORST	FAIR	BEST
	Investimento	1565 M€	1422 M€	1280 M€
	B8 Costo evitato MSD zonale attualizzato PdS	1310 M€	1453 M€	1600 M€
			BENEFICI TOTALI	
Risultati		WORST	FAIR	BEST
	VAN _{PDS}	2100 M€	2320 M€	2540 M€
	IUS	3.4	4.0	4.6

DORSALE IONICA - TIRRENICA: HVDC PRIOLO-ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
563-N/HG-4			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2023	Sicilia/Calabria/Basilicata/ Campania/Lazio		SI/CAL/S/CS
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Green Deal e Fit for 55, fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Allo stato attuale, in base alle richieste di connessione pervenute, si prevede un incremento di generazione eolica e fotovoltaica al 2030 con una distribuzione zonale che prevede una capacità installata totale di 28 GW nella zona di mercato Sud, 19 GW nella zona di mercato CSud, 5.5 GW nella zona di mercato CNord, 23 GW nella zona di mercato Nord e 3.4 GW in Calabria. Anche le isole vedranno un netto incremento dell'installato da fonte FER, con una capacità installata totale di 13.5 GW in Sicilia e di 9.4 GW in Sardegna. Di conseguenza, verranno previste nuove infrastrutture per garantire l'integrazione della produzione rinnovabile e il transito di energia da sud verso nord e viceversa, mantenendo elevati standard di sicurezza e robustezza di rete, in un contesto caratterizzato da una riduzione della capacità termoelettrica regolante.</p> <p>A tal proposito, la tecnologia HVDC consente di trasportare in sicurezza grandi quantità di energia tra più sezioni di mercato che si verrebbero a creare in assenza di adeguati rinforzi infrastrutturali. Rispetto alla corrente alternata (AC) consente un migliore controllo della direzionalità dei flussi di potenza e una riduzione delle perdite a parità di potenza trasportata. Il ricorso alla corrente continua (DC) diventa vantaggioso da un punto di vista economico superata una certa distanza riguardante la lunghezza della linea; infatti, nel ricorso alla DC, vi sono i costi della componentistica legata alle stazioni di conversione che presentano un investimento iniziale maggiore rispetto ai componenti che costituiscono le stazioni in AC. Tuttavia, da una certa distanza in poi (distanza di break even), in AC devono essere intraprese una serie di contromisure per bilanciare gli effetti reattivi delle linee, comportando così dei costi aggiuntivi che vanno a incrementare la spesa complessiva dell'opera. Inoltre, a parità di potenza in DC si hanno meno conduttori rispetto all'AC traducendosi così in minori costi per unità di lunghezza e in un ridotto impatto visivo.</p> <p>Il vantaggio di ricorrere alla DC dipende dall'intero costo del progetto in cui vanno compresi anche i costi delle stazioni di conversione e degli oneri di manutenzione che sono più elevati in DC che in AC. Tuttavia, come detto in precedenza, da una certa distanza di trasmissione in poi, la soluzione in DC risulta essere più economica della AC.</p> <p>Inoltre, esistono altre esigenze tecniche che richiedono il ricorso alle connessioni in DC, come nel caso dell'interconnessione di sistemi elettrici asincroni o nel caso di interconnessioni di sistemi con frequenze nominali diverse.</p> <p>Vi è poi una particolare funzionalità dei sistemi di trasmissione in DC che li rende una valida alternativa alla realizzazione di collegamenti in AC. La potenza scambiata ai terminali di un sistema HVDC, anche multiterminale, dipende dalle modalità di controllo dei convertitori. Per cui, a meno del saldo delle perdite sul sistema HVDC, la potenza scambiata da ogni convertitore è sostanzialmente imposta dal convertitore stesso, indipendentemente dalle condizioni al contorno del sistema elettrico.</p> <p>Quanto sopra riportato determina la necessità di garantire un incremento della capacità di transito tra le Zone di mercato Sicilia-Calabria, Calabria-Sud e Sud-Centro Sud, caratterizzate da una forte penetrazione FER, e le maggiori aree di carico principalmente localizzate nelle zone di mercato Nord e Centro Nord. In tal modo, riducendo le congestioni tra le sezioni di mercato, in completa sinergia con altri interventi già previsti nel PdS, sarà possibile sfruttare in maniera ottimale la grande capacità di generazione da Fonti di Energia Rinnovabile prospettata nel prossimo futuro.</p> <p>Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare un set di opere che comprendono il riutilizzo di dorsali esistenti che verranno riconvertite in corrente continua con la realizzazione di nuove stazioni di conversione nei nodi di Priolo, Rossano e Latina sulla base delle disponibilità degli spazi e dei siti più idonei per la realizzazione, dando la priorità a asset esistenti e aree o siti industriali dismessi. L'intervento permette di incrementare il limite di scambio tra ZdM di tre sezioni: Sicilia-Calabria, Calabria-Sud, Sud-Centro Sud, favorendo maggiori transiti bidirezionali tra le stesse.</p> <p>L'intervento, nella sua interezza, si compone di due tratti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • HVDC Ionian, che consiste in un nuovo collegamento HVDC marino tra Sicilia e Calabria da 1000 MW, tra le stazioni elettriche di Priolo e Rossano; • HVDC Rossano-Montecorvino-Latina, che si compone in un nuovo collegamento HVDC da 2000 MW tra le stazioni elettriche di Rossano-Montecorvino-Latina. Nel tratto tra Rossano e Montecorvino è previsto l'ammodernamento per consentirne l'esercizio in corrente continua dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e 220 kV Laino-Tusciano (attualmente fuori servizio). <p>Sebbene la configurazione che abilita il massimo dei benefici per il sistema elettrico consista nella presenza di entrambi i collegamenti, i due tratti potranno avere uno sviluppo temporale differente in base all'evoluzione dell'installato FER delle aree in oggetto; pertanto, ulteriori dettagli e le relative analisi costi-benefici sono disponibili in due schede distinte di seguito.</p> <p>In sintesi, l'intervento completo, unitamente ad interventi di tipo Capitali Light, permetterà di incrementare il limite di transito tra le sezioni di mercato Sicilia-Calabria di 2000 MW grazie al nuovo collegamento marino, sulla sezione Calabria-Sud di 2000 MW grazie all'ammodernamento per consentirne l'esercizio in corrente continua degli elettrodotti esistenti e sulla sezione Sud-Centro Sud di 2000 MW grazie al nuovo collegamento marino tra Montecorvino e Latina.</p>			

DESCRIZIONE INTERVENTO			
L'intero intervento è costituito dalle seguenti opere:			
<ul style="list-style-type: none"> • Dorsale ionica: Nuovo collegamento HVDC marino tra Sicilia e Calabria da 2x500 MW, con partenza dalla nuova stazione di conversione a Priolo e arrivo sulla nuova stazione di conversione a Rossano. Riconversione in corrente continua dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e riclassamento in DC dell'elettrodotto 220 kV Laino-Tusciiano attualmente fuori servizio con raccordo di ca 10 km tra Tusciiano e Montecorvino SdC (Tyrrhenian Link). Si prevede inoltre il bypass aereo a 500 kV HVDC della SE di Laino per creare un'unica direttrice diretta in corrente continua tra Rossano e Montecorvino. • Dorsale tirrenica: Nuovo doppio collegamento HVDC in cavo marino da 4x500 MW dalla SdC di Montecorvino alla SdC di Latina e realizzazione di una stazione di conversione bipolare 2x 1000 MW presso Latina 			
Le nuove stazioni di conversione verranno costruite secondo uno schema "DC busbar + DC breaker (DCCB)": ogni stazione sarà infatti predisposta con sbarre sui poli e sul neutro, sulle quali verranno installati interruttori DC a ogni partenza linea. Questo approccio permetterà da un lato di raggiungere la piena selettività in caso di guasto, isolando unicamente la sezione guasta grazie all'apertura degli interruttori mantenendo le altre porzioni di rete in esercizio, e dall'altro la possibilità di integrare il sistema multiterminale in futuro. Infatti, sarà possibile connettere eventuali nuove linee in corrente continua alle sbarre delle stazioni esistenti, con un chiaro vantaggio in termini di costi, ingombri e tempi di realizzazione delle nuove opere, non essendo necessaria la costruzione di nuove stazioni di conversione dedicate ma solo l'espansione delle sbarre delle stazioni esistenti.			
Con riferimento a Montecorvino, sulle stesse sbarre DC verranno connesse le partenze dei cavi del Tyrrhenian link East e della linea DC verso Rossano.			
In sintesi, il nuovo collegamento HVDC Ionian tra Sicilia e Calabria garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER dell'Isola contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato interessate e al progressivo processo di decarbonizzazione negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato Sicilia-Calabria di 2000 MW (inclusivi di azioni Capital Light) grazie al nuovo collegamento marino, sulla sezione Calabria-Sud di 2000 MW grazie alla riconversione degli elettrodotti in DC e sulla sezione Sud-Centro Sud di 2000 MW grazie al nuovo collegamento marino tra Montecorvino e Latina.			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI	
2026		2031	
COMPLETAMENTO			
2035			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
723-P Tyrrhenian Link			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	726	6	2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	205	57	78

PREMIUM 563-N/HG-4-DORSALE IONICA TIRRENICA: HVDC PRIOLO-ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA



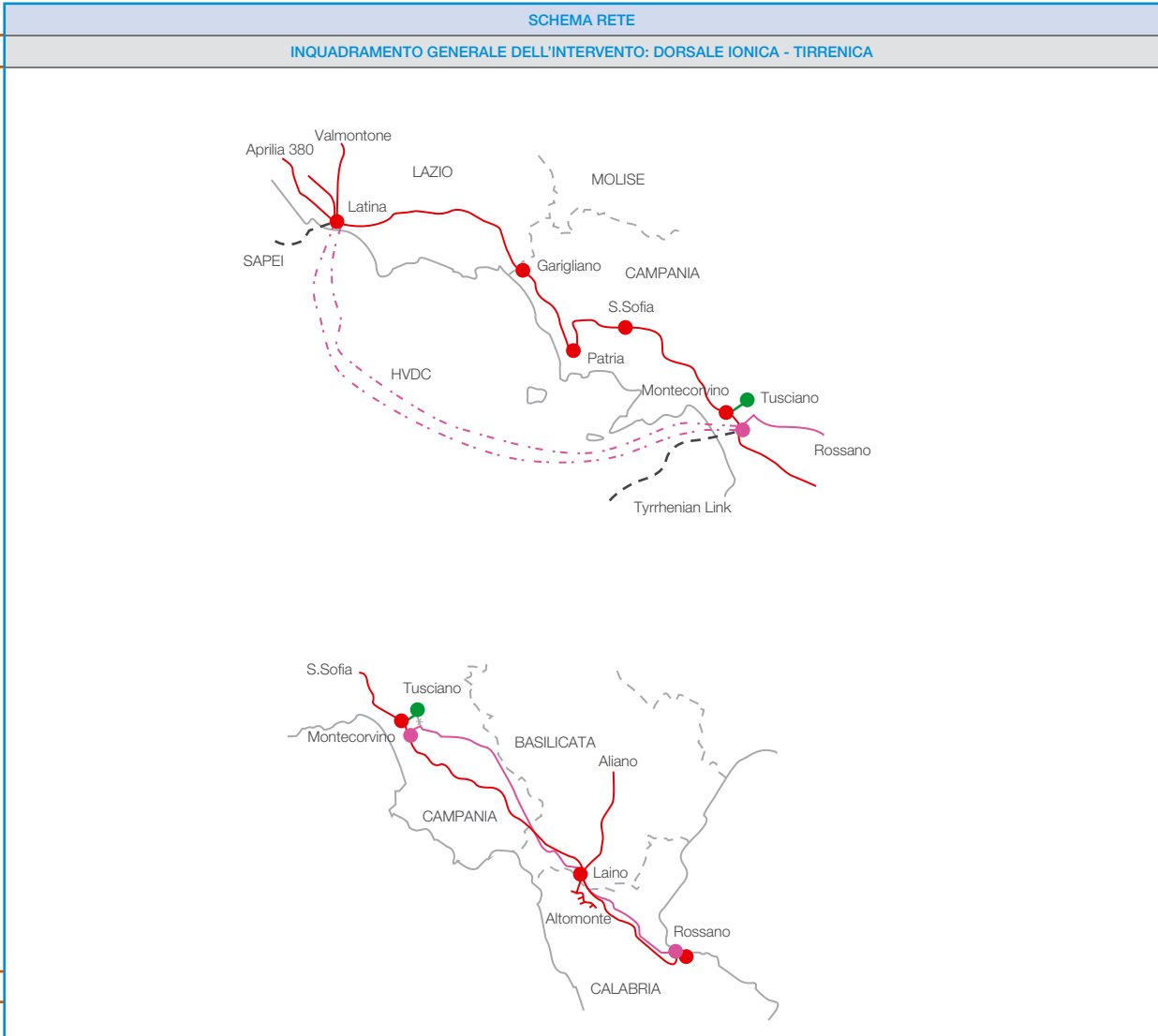
563/1-N/HG-4-DORSALE IONICO TIRRENICIA: HVDC PRIOLO-ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA

DORSALE IONICA - TIRRENICIA: HVDC ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
563/1-N/HG-4			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2023	Calabria/Basilicata/Campania/Lazio		CAL/S/CS
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina è necessario per poter trasportare il surplus di energia FER dalla Sicilia e dal Sud verso il nodo di Latina, caratterizzato dalla presenza di altri HVDC e da una buona magliatura di rete, con l'obiettivo di smistare l'energia verso le aree di carico del Centro Sud e delle regioni più a nord.</p> <p>L'intervento si compone di due collegamenti HVDC che, insieme allo Ionian Link e al Tyrrhenian Link, compongono una rete multiterminale DC.</p> <p>L'intervento, che si propone di riutilizzare ove possibile asset esistenti e aree o siti industriali dismessi, si compone di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • HVDC Rossano-Montecorvino, che prevede l'ammodernamento per l'esercizio in corrente continua a 500 kV dell'elettrodotto 380 kV Rossano-Laino e dell'elettrodotto 220 kV Laino-Tuscianno (attualmente fuori servizio) con raccordo di circa 10 km tra Tuscianno e la stazione di conversione di Montecorvino Sud (realizzata nell'ambito del Tyrrhenian Link). Si prevede inoltre il bypass aereo a 500 kV HVDC della SE di Laino per creare un'unica direttrice in corrente continua tra Rossano e Montecorvino. • HVDC Montecorvino-Latina, che prevede un nuovo doppio collegamento HVDC in cavo marino da 4x500 MW dalla SdC di Montecorvino alla SdC di Latina e realizzazione di una stazione di conversione bipolare 2x 1000 MW presso Latina. <p>La sinergica e mutua interazione tra Ionian Link e HVDC Rossano-Montecorvino-Latina permetterà di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • rafforzare l'anello calabro (anche attraverso interventi capital light); • fornire una via differenziata alla Sicilia, decongestionando le reti interne di Calabria e Sicilia; • abilitare ulteriormente lo scambio Sicilia-Calabria (fino a +2 GW), previo incremento di NTC a Nord della Calabria necessario per integrare FER provenienti da Sicilia e Calabria. <p>L'adozione di azioni Capital Light (es. Dynamic Thermal Rating oppure, ove possibile l'incremento del limite di portata estiva) sui tratti aerei in Sicilia e Calabria consentirà un maggiore sfruttamento della capacità delle linee (soprattutto in presenza di condizioni meteorologiche favorevoli), abilitando un incremento del limite di transito.</p> <p>Le nuove stazioni di conversione verranno costruite secondo uno schema "DC busbar + DC breaker (DCCB)": ogni stazione sarà infatti predisposta con sbarre sui poli e sul neutro, sulle quali verranno installati interruttori DC a ogni partenza linea. Questo approccio permetterà da un lato di raggiungere la piena selettività in caso di guasto, isolando unicamente la sezione guasta grazie all'apertura degli interruttori mantenendo le altre porzioni di rete in esercizio, e dall'altro la possibilità di integrare il sistema multiterminale in futuro. Infatti, sarà possibile connettere eventuali nuove linee in corrente continua alle sbarre delle stazioni esistenti, con un chiaro vantaggio in termini di costi, ingombri e tempi di realizzazione delle nuove opere, non essendo necessaria la costruzione di nuove stazioni di conversione dedicate ma solo l'espansione delle sbarre delle stazioni esistenti.</p> <p>Con riferimento a Montecorvino, sulle stesse sbarre DC verranno connesse le partenze dei cavi del Tyrrhenian link East e della linea DC verso Rossano.</p> <p>In sintesi, il nuovo collegamento HVDC Rossano-Montecorvino-Latina garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER del sud Italia, contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse zone di mercato interessate e al progressivo processo di decarbonizzazione negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il limite di transito (anche grazie all'ausilio di azioni capital light) tra le sezioni di mercato Calabria-Sud di 1000 MW e sulla sezione Sud-Centro Sud di 2000 MW.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2026	2031	2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
563/2-N – HVDC Ionian 723-P Tyrrhenian Link			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	726	6	2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	205	57	78

563/1-N/HG-4-DORSALE IONICO TIRRENICA: HVDC PRIOLO-ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '23	PDS '21						
Stazione di Conversione 2x500 MVA ±500 kV Rossano	Fase 1		2026	2031	2035			
Stazione di Conversione 2x 1000 MVA ±500 kV Latina	Fase 1		2026	2031	2035			
Ammodernamento per esercizio in corrente continua el. 220 kV Laino -Tusciano	Fase 1		2026	2031	2035			
Ammodernamento per esercizio in corrente continua el. 380 kV Laino -Rossano	Fase 1		2026	2031	2035			
Raccordo in corrente continua el. Tusciano e Montecorvino	Fase 1		2026	2031	2035			
Nuovo collegamento marino HVDC tra SdC Montecorvino e SdC Latina da 4x500 MW	Fase 1		2026	2031	2035			
Sistemi di protezione SdC Rossano	Fase 1		2026	2031	2035			
Sistemi di protezione SdC Montecorvino	Fase 1		2026	2031	2035			
Sistemi di protezione SdC Latina	Fase 1		2026	2031	2035			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
0 M€ /2724 M€ (OPEX=0.48%/anno)	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040	
	IUS	1.8	IUS	1.4	IUS	2.2	IUS	1.6
	VAN _{PDS}	1405 M€	VAN _{PDS}	700 M€	VAN _{PDS}	2180 M€	VAN _{PDS}	1045 M€

563/1-N/HG-4-DORSALE IONICO TIRRENICA: HVDC PRIOLO-ROSSANO-MONTECORVINO-LATINA



BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

LT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

- B1 - SEW
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

DE 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	338	
B3a	0	
B4	0	
B5a	-7	-57,6 GWh
B6	0	
B7	43	
B8	-43	
B16	0	
B18	61	418 kton
B19	19	0,4 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 418
I5 - Overgeneration [MWh]	1988038	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-71	

LT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà
B1	103	
B3a	0	
B4	0	
B5a	154	1206,9 GWh
B6	0	
B7	8	
B8	-5	
B16	0	
B18	27	188 kton
B19	8	0,2 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 188
I5 - Overgeneration [MWh]	1782160	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-8	

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare le aree di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica e la tecnologia di conversione ottimale. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Il progetto, così come concepito, è composto da opere modulari e sinergiche, che, massimizzano l'impatto benefico sulla rete con il loro completamento finale ma apporteranno notevoli benefici per il sistema già dall'entrata in servizio dei primi moduli che compongono il progetto completo.

La dorsale Ionico-Tirrenica si compone di tre collegamenti principali che compongono una rete DC multiterminale; nella scheda in oggetto si analizzano i collegamenti:

- **Rossano – Montecorvino:** HVDC VSC bipolare (2x1000 MW) su linea aerea che sfrutterà la riconversione in continua di elettrodotti esistenti, al fine di creare un unico HVDC Montecorvino-Laino-Rossano. I tratti coinvolti sono i seguenti:
 - elettrodotto 380 kV Rossano-Laino di circa 75 km;
 - elettrodotto 220 kV Laino-Tuscano (attualmente fuori servizio) di circa 130 km;
 - nuovo raccordo tra l'elettrodotto 220 kV Laino-Tuscano e SE Montecorvino di circa 10 km.
- **Montecorvino-Latina:** HVDC VSC bipolare (4x500 MW) in cavo sottomarino che collegherà le stazioni di conversione di Montecorvino e Latina, per una distanza stimata di circa 250 km.

Descrizione degli effetti della conversione delle dorsali da Corrente Alternata in Corrente Continua

Dalle analisi effettuate sulla Direttrice Ionico-Tirrenica è stato possibile valutare che la conversione da CA in CC risulta fattibile. La prefattibilità ha analizzato tutti gli aspetti elencati nel paragrafo seguente. I risultati delle analisi effettuate sono riassunti di seguito:

- Il passaggio da CA in CC ha un duplice vantaggio:
 - incrementare la potenza trasportata e sfruttare completamente la portata dei conduttori dove la linea è attualmente limitata in mediana.
 - ridurre le perdite totali.
- L'analisi del coordinamento dell'isolamento evidenzia che, per fronti lenti di manovra, la sovratensione di tenuta di coordinamento è decisamente superiore in una linea in CA rispetto alla linea in CC. L'energizzazione della linea in CC avviene in modo controllato, riducendo efficacemente le sovratensioni transitorie. Tuttavia, quando si verificano guasti unipolari a terra su linee CC bipolari, le sovratensioni transitorie si sovrappongono alla tensione del conduttore del polo sano e sul ritorno metallico (neutro).

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera

L'adozione della soluzione in corrente continua rispetto alla soluzione in corrente alternata si è basata su numerose considerazioni, tra cui:

- Possibilità di controllare i flussi di potenza tra le aree e tra le dorsali della rete italiana grazie al controllo dei flussi di potenza attiva delle stazioni di conversione
- Maggiore aumento della NTC tra le sezioni della rete italiana rispetto alla soluzione in corrente alternata grazie alla maggiore capacità di trasporto delle linee in DC rispetto alle linee in AC e grazie al controllo del flusso di potenza sulla dorsale in corrente continua
- Minori perdite di rete della soluzione in DC rispetto alla soluzione in AC
- Minore impatto sui profili di tensione di rete rispetto alla soluzione in corrente alternata
- Possibilità di controllare la tensione nei nodi di collegamento delle stazioni di conversione, sia in condizioni stazionarie, sia in condizioni transitorie, avendo adottato la tecnologia VSC per tutti i collegamenti in DC
- Possibilità di utilizzare i collegamenti in corrente continua per ridurre le oscillazioni inter-area, con particolare riferimento alle oscillazioni che si possono innescare tra il nord e il sud dell'Italia in particolari condizioni di carico e di generazione
- Riduzione della differenza angolare tra il nord e il sud dell'Italia a parità di potenza trasmessa rispetto alla soluzione in AC

Le linee elettriche

Gli studi necessari per la progettazione e la verifica di una linea elettrica sono gli stessi sia per linee in corrente alternata che in corrente continua, a meno di una diversa metodologia di calcolo, dovuta al diverso comportamento della corrente continua rispetto all'alternata. Vengono di seguito riportati i macro-aspetti analizzati durante la progettazione di una linea elettrica.

- portata in corrente dei conduttori e le relative perdite Joule
- effetto corona e le relative perdite
- coordinamento dell'isolamento
 - Livello di inquinamento, tipologia e numero di isolatori
 - Sovratensioni della linea
- distanze in aria
 - fase-terra o polo-terra
 - fase-fase o polo-polo
 - franchi a terra
- fascia di sicurezza
 - campo elettrico
 - campo magnetico
 - rumore
 - Interferenze radio

Di particolare attenzione sono tutti gli aspetti che riguardano il coordinamento dell'isolamento, poiché una linea in corrente continua richiede un isolamento maggiore rispetto alla corrente alternata, e le sovratensioni, specialmente quelle di manovra.

Inoltre, un ultimo aspetto da tenere in considerazione è la determinazione della fascia di sicurezza in quanto i campi elettrici e magnetici, così come il rumore e le interferenze, presentano limitazioni differenti a seconda della tecnologia in continua e in corrente alternata.

APPROFONDIMENTI TECNICI

Le stazioni di conversione

Le stazioni di conversione HVDC sono previste con topologia bipolare con ritorno marino o metallico. La tecnologia della stazione di conversione sarà in tecnologia VSC half-bridge: la configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi.

La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

- possibilità di lavorare su reti deboli, inclusa la possibilità di effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima fault ride through capability a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per la dorsale Ionico-Tirrenica hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid per valutare il margine di stabilità della rete.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali risultati ottenuti per la dorsale Ionico-Tirrenica in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Le contingenze che interessano l'anello calabro sono quelle che impattano di più sulla dinamica del sistema elettrico, tra cui il corto circuito trifase di alcuni elettrodotti 400 kV dell'area che risultano tra le più critiche;
- I limiti di stabilità individuati per la rete Hypergrid sono perseguibili grazie all'attuazione di azione capital light ancora in fase di definizione, tra le quali:
 - telescati di produzione in Sicilia (es. trip di eolico off-shore);
 - sovraccaricabilità +15% delle stazioni di conversione;
 - incremento di portata attraverso sostituzione conduttori o DTR.

Quello che emerge dalle analisi di stabilità dinamica è che l'azione congiunta degli HVDC e delle azioni capital light previste permette di garantire la stabilità del sistema nelle differenti condizioni operative ed in presenza dei guasti più gravosi per il sistema.

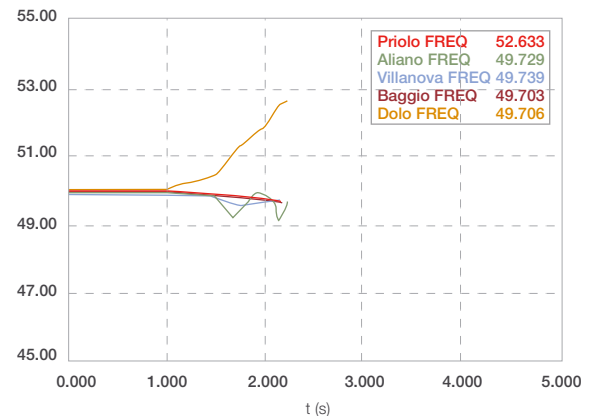
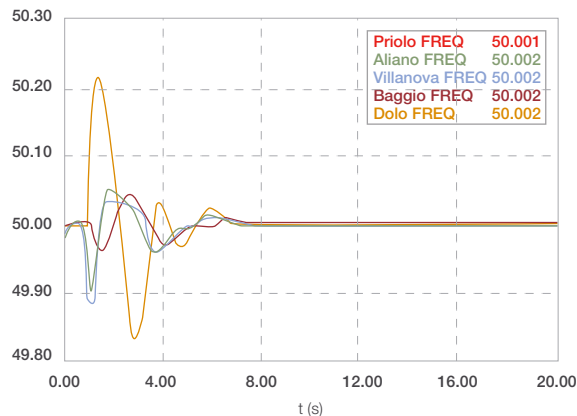
- Anche in caso di perdita della linea HVDC Rossano – Montecorvino, l'attivazione del telescato e delle altre azioni Capital Light congiuntamente garantisce la stabilità dinamica
- Le analisi dinamiche nelle diverse configurazioni non identificano ulteriori vincoli alla NTC rispetto ai valori risultanti dalle analisi statiche

Al contrario, i principali risultati ottenuti per la dorsale Ionico-Tirrenica in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Il limite di stabilità individuati per la rete in assenza dei rinforzi Hypergrid è di 2000 MW da Sicilia a Calabria. L'assenza della dorsale Ionico-Tirrenica implica di ridurre significativamente il flusso di potenza rispetto alla condizione di rete Hypergrid.
- La rete è più vulnerabile alle perturbazioni con conseguente peggiore recovery di tensione
- Maggiori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto
- Maggiore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti

A titolo d'esempio, i grafici seguenti confrontano l'andamento della frequenza in caso di un corto-circuito su una linea 400 kV dell'anello calabro in presenza e in assenza dei rinforzi Hypergrid con flusso di potenza da Sicilia a Calabria di 3100 MW.

Frequenza [Hz] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV dell'anello calabro in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi Hypergrid con flusso di potenza da Sicilia a Calabria di 3100 MW



APPROFONDIMENTI TECNICI

Sulla base dei grafici riportati e dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali benefici dal punto di vista dinamico della dorsale Ionico-Tirrenica in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Ottimo smorzamento delle oscillazioni in caso di contingenze di rete
- Significativo aumento della NTC di rete grazie al minore impatto delle contingenze delle linee AC, riduzione delle perdite, minori cadute di tensione anche in presenza di alti flussi di potenza, riduzione dello sfasamento angolare e migliore comportamento delle grandezze elettriche durante i transitori
- Buon recovery delle tensioni di rete anche in presenza di ingenti flussi di potenza a seguito di corto-circuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC e grazie alla regolazione della tensione delle stazioni di conversione VSC. Ciò permette di avere i profili di tensione prossimi al valore nominale su ampie porzioni di rete

Si sottolinea che i vantaggi qui descritti sono ottenuti grazie all'adozione della tecnologia VSC dei rinforzi Hypergrid. La tecnologia VSC, infatti, a differenza della tecnologia LCC, presenta i seguenti vantaggi:

- Gestione della potenza reattiva assorbita o iniettata dalle stazioni di conversione in modo totalmente indipendente dalla potenza attiva,
- Controllo dinamico molto rapido delle tensioni nelle stazioni di conversione
- Assenza di vincoli nel controllo dei flussi di potenza attiva, quali assenza del minimo tecnico e assenza di ritardi in caso di necessità di inversione del flusso di potenza

Per quanto riguarda le logiche di telescatto adottate, si tratta di logiche complesse che includono segnali inviati a lunga distanza, scatti multipli di centrali rinnovabili e logiche di attivazione basate sul raggiungimento di una certa soglia del flusso di potenza in presenza di guasto che saranno definite in modo dettagliato durante fasi progettuali più avanzate e una volta che sarà consolidato lo scenario energetico e la distribuzione delle fonti FER.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

La dorsale Ionico-tirrenica, al fine della valutazione dell'analisi costi-benefici, è stata suddivisa in due sotto interventi. Tale suddivisione è necessaria per analizzare la sostenibilità economica dei singoli tratti, in ottica di un possibile sviluppo per fasi in funzione dello scenario che si verrà a delineare, nel rispetto dell'approccio del portafoglio progettuale definito nel Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo". L'analisi costi-benefici è stata condotta con un approccio di sequenzialità tra l'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina e l'HVDC Ionian.

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B8), quest'ultimo soltanto nello scenario di Policy.

In particolare, la presenza dell'HVDC consente di aumentare il limite di transito nelle sezioni Sud-Calabria e Sud-Centro Sud e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER si traduce in una riduzione delle emissioni di CO2 (B18) e altri inquinanti (B19).

Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: l'opera garantirà l'integrazione fino a 2 TWh di generazione FER. Infine, la variazione delle perdite registrata, sull'intero perimetro di rete, in presenza dell'intervento di sviluppo, è dovuta al forte aumento dei flussi di energia, che si osserva proprio in virtù dell'incremento della NTC e di uno scenario di generazione significativamente evoluto rispetto al passato. È importante sottolineare che i collegamenti in DC permettono di ridurre sensibilmente le perdite che si avrebbero qualora gli stessi interventi di sviluppo fossero realizzati in AC (cfr. Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

Zone di mercato interessate

L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le sezioni di mercato:

- + 1000 MW tra Calabria e Sud;
- + 2000 MW tra Sud e Centro Sud.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2996 M€	2724 M€	2452 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	2970 M€	3300 M€	3630 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati	VAN_{PDS}	1665 M€	2180 M€	2690 M€
	IUS	1.8	2.2	2.6

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2996 M€	2724 M€	2452 M€
	B5 OG attualizzato PdS	1350 M€	1500 M€	1650 M€
		BENEFICI TOTALI		
Risultati	VAN_{PDS}	715 M€	1045 M€	1380 M€
	IUS	1.4	1.6	1.8

563/2-N/HG-4 - DORSALE IONICA - TIRRENICA: HVDC IONIAN

DORSALE IONICA - TIRRENICA: HVDC IONIAN			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
563/2-N/HG-4			
ANNO DI PIANIFICAZIONE	REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO
2023	Sicilia/Calabria		SI/CAL/S
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>L'HVDC Ionian consiste in un nuovo doppio collegamento HVDC in cavo marino da 2x500 MW dalla futura SdC di Priolo e la futura SdC di Rossano, presso cui tale collegamento sarà raccordato all'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina.</p> <p>L'HVDC sottomarino Priolo-Rossano permetterà di fornire una nuova via di collegamento tra la Sicilia ed il continente e sarà necessario per 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, con l'obiettivo di smistare l'energia verso le aree di carico del Centro Sud e delle aree più a nord.</p> <p>La sinergica e mutua interazione tra Ionian Link e HVDC Rossano-Montecorvino permetterà di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • rafforzare l'anello calabro (anche attraverso interventi capital light); • fornire una via differenziata alla Sicilia, decongestionando le reti interne di Calabria e Sicilia; • abilitare ulteriormente lo scambio Sicilia-Calabria (fino a +2 GW), previo incremento di NTC a Nord della Calabria necessario per integrare FER provenienti da Sicilia e Calabria. <p>L'adozione di azioni capital light (es. Dynamic Thermal Rating oppure, ove possibile l'incremento del limite di portata estiva) sui tratti aerei in Sicilia e Calabria consentirà un maggiore sfruttamento della capacità delle linee (soprattutto in presenza di condizioni meteorologiche favorevoli), abilitando un incremento del limite di transito.</p> <p>Le nuove stazioni di conversione verranno costruite secondo uno schema "DC busbar + DC breaker (DCCB)": ogni stazione sarà infatti predisposta con sbarre sui poli e sul neutro, sulle quali verranno installati interruttori DC a ogni partenza linea. Questo approccio permetterà da un lato di raggiungere la piena selettività in caso di guasto, isolando unicamente la sezione guasta grazie all'apertura degli interruttori mantenendo le altre porzioni di rete in esercizio, e dall'altro la possibilità di integrare il sistema multiterminale in futuro. Infatti, sarà possibile connettere eventuali nuove linee in corrente continua alle sbarre delle stazioni esistenti, con un chiaro vantaggio in termini di costi, ingombri e tempi di realizzazione delle nuove opere, non essendo necessaria la costruzione di nuove stazioni di conversione dedicate ma solo l'espansione delle sbarre delle stazioni esistenti.</p> <p>In sintesi, il nuovo collegamento HVDC Ionian tra Sicilia e Calabria, unitamente ad azioni di tipo capital light, garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER dell'Isola contribuendo in maniera attiva ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato interessate e al progressivo processo di decarbonizzazione negli anni futuri.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione Energetica
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2026	2031	2035	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONI			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
563/1-N - HVDC Rossano-Montecorvino-Latina			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	726	6	2
Dismissione			
Dismissione e Realizzazione	205	57	78

563/2-N/HG-4-DORSALE IONICA - TIRRENICA: HVDC IONIAN

AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI									
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/ CAUSE DI RITARDI)			
	PDS '23	PDS '21							
Stazione di Conversione 2x500 MVA ±500 kV Priolo	Fase 1		2026	2031	2035				
Nuovi cavi di collegamento marino 2x500 MW tra la SdC di Priolo e la SdC di Rossano	Fase 1		2026	2031	2035				
Sistemi di protezione SdC Rossano	Fase 1		2026	2031	2035				
Sistemi di protezione SdC Priolo	Fase 1		2026	2031	2035				
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI									
INVESTIMENTO SOSTENUTO / STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)				
0 M€ /1410 M€ (OPEX=0.46%/anno)	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		
	IUS	4.6	IUS	2.1	IUS	4.7	IUS	2.2	
	VAN _{PDS}	3400 M€	VAN _{PDS}	1080 M€	VAN _{PDS}	3490 M€	VAN _{PDS}	1120 M€	
SCHEMA RETE									
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: DORSALE IONICO TIRRENICA									

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

DE 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	42	
B3a	0	
B4	0	
B5a	207	1625,5 GWh
B6	0	
B7	20	
B8	176	
B16	0	
B18	6	43 kton
B19	2	0,1 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 43
I5 - Overgeneration [MWh]	1982548	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-119	

LT 2030

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	0	
B3a	0	
B4	0	
B5a	0	
B6	0	
B7	0	
B8	0	
B16	0	
B18	0	
B19	0	

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 0
I5 - Overgeneration [MWh]	0	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	0	

LT 2040

Benefici	Val. monetari [M€]	Q.tà
B1	6	
B3a	0	
B4	0	
B5a	147	1153,3 GWh
B6	0	
B7	-11	
B8	66	
B16	0	
B18	3	23 kton
B19	0	0 kton

Altri benefici non monetari	Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	2000/1000	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton] 23
I5 - Overgeneration [MWh]	1166333	I13 - Variazione resilienza 0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-31	

- B1 - SEW
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare le aree di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica e la tecnologia di conversione ottimale. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su tracciati esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Il progetto, così come concepito, è composto da opere modulari e sinergiche, che, massimizzano l'impatto benefico sulla rete con il loro completamento finale ma apporteranno notevoli benefici per il sistema già dall'entrata in servizio dei primi moduli che compongono il progetto completo.

La dorsale Ionico-Tirrenica si compone di tre collegamenti principali che compongono una rete DC multiterminale; nella scheda in oggetto si analizza lo Ionian Link, il quale si compone di un HVDC VSC bipolare (2x500 MW) in cavo sottomarino che collegherà le stazioni di conversione di Priolo e Rossano, con una lunghezza stimata di 2x425 km.

Descrizione degli effetti della conversione delle dorsali da Corrente Alternata in Corrente Continua

Dalle analisi effettuate sulla Direttrice Ionico-Tirrenica è stato possibile valutare che la conversione da CA in CC risulta fattibile. La prefattibilità ha analizzato tutti gli aspetti elencati nel paragrafo seguente. I risultati delle analisi effettuate sono riassunti di seguito:

- Il passaggio da CA in CC ha un duplice vantaggio:
 - incrementare la potenza trasportata a e sfruttare completamente la portata dei conduttori dove la linea è attualmente limitata in mediana.
 - ridurre le perdite totali.
- L'analisi del coordinamento dell'isolamento evidenzia che, per fronti lenti di manovra, la sovratensione di tenuta di coordinamento è decisamente superiore in una linea in CA rispetto alla linea in CC. L'energizzazione della linea in CC avviene in modo controllato, riducendo efficacemente le sovratensioni transitorie. Tuttavia, quando si verificano guasti unipolari a terra su linee CC bipolari, le sovratensioni transitorie si sovrappongono alla tensione del conduttore del polo sano e sul ritorno metallico (neutro).

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera

L'adozione della soluzione in corrente continua rispetto alla soluzione in corrente alternata si è basata su numerose considerazioni, tra cui:

- Possibilità di controllare i flussi di potenza tra le aree e tra le dorsali della rete italiana grazie al controllo dei flussi di potenza attiva delle stazioni di conversione
- Maggiore aumento della NTC tra le sezioni della rete italiana rispetto alla soluzione in corrente alternata grazie alla maggiore capacità di trasporto delle linee in DC rispetto alle linee in AC e grazie al controllo del flusso di potenza sulla dorsale in corrente continua
- Minori perdite di rete della soluzione in DC rispetto alla soluzione in AC
- Minore impatto sui profili di tensione di rete rispetto alla soluzione in corrente alternata
- Possibilità di controllare la tensione nei nodi di collegamento delle stazioni di conversione, sia in condizioni stazionarie, sia in condizioni transitorie, avendo adottato la tecnologia VSC per tutti i collegamenti in DC
- Possibilità di utilizzare i collegamenti in corrente continua per ridurre le oscillazioni inter-area, con particolare riferimento alle oscillazioni che si possono innescare tra il nord e il sud dell'Italia in particolari condizioni di carico e di generazione
- Riduzione della differenza angolare tra il nord e il sud dell'Italia a parità di potenza trasmessa rispetto alla soluzione in AC

Le linee elettriche

Gli studi necessari per la progettazione e la verifica di una linea elettrica sono gli stessi sia per linee in corrente alternata che in corrente continua, a meno di una diversa metodologia di calcolo, dovuta al diverso comportamento della corrente continua rispetto all'alternata. Vengono di seguito riportati i macro-aspetti analizzati durante la progettazione di una linea elettrica.

- portata in corrente dei conduttori e le relative perdite Joule
- effetto corona e le relative perdite
- coordinamento dell'isolamento
 - Livello di inquinamento, tipologia e numero di isolatori
 - Sovratensioni della linea
- distanze in aria
 - fase-terra o polo-terra
 - fase-fase o polo-polo
 - franchi a terra
- fascia di sicurezza
 - campo elettrico
 - campo magnetico
 - rumore
 - Interferenze radio

Di particolare attenzione sono tutti gli aspetti che riguardano il coordinamento dell'isolamento, poiché una linea in corrente continua richiede un isolamento maggiore rispetto alla corrente alternata, e le sovratensioni, specialmente quelle di manovra.

Inoltre, un ultimo aspetto da tenere in considerazione è la determinazione della fascia di sicurezza in quanto i campi elettrici e magnetici, così come il rumore e le interferenze, presentano limitazioni differenti a seconda della tecnologia in continua e in corrente alternata.

APPROFONDIMENTI TECNICI

Le stazioni di conversione

Le stazioni di conversione HVDC sono previste con topologia bipolare con ritorno marino o metallico. La tecnologia della stazione di conversione sarà VSC half-bridge: la configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi.

La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

- possibilità di lavorare su reti deboli, inclusa la possibilità di effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima fault ride through capability a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Analisi studi in dinamica

Le analisi dinamiche effettuate per la dorsale Ionico-Tirrenica hanno analizzato differenti flussi di potenza in presenza e in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid per valutare il margine di stabilità della rete.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali risultati ottenuti per la dorsale Ionico-Tirrenica in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Le contingenze che interessano l'anello calabro sono quelle che impattano di più sulla dinamica del sistema elettrico, tra cui il corto circuito trifase di alcuni elettrodotti 400 kV dell'area che risultano tra le più critiche;
- I limiti di stabilità individuati per la rete Hypergrid sono perseguibili grazie all'attuazione di azione capital light ancora in fase di definizione, tra le quali:
 - telescati di produzione in Sicilia (es. trip di eolico off-shore);
 - sovraccaricabilità +15% delle stazioni di conversione;
 - incremento di portata attraverso sostituzione conduttori o DTR.

Quello che emerge dalle analisi di stabilità dinamica è che l'azione congiunta degli HVDC e delle azioni capital light previste permette di garantire la stabilità del sistema nelle differenti condizioni operative ed in presenza dei guasti più gravosi per il sistema.

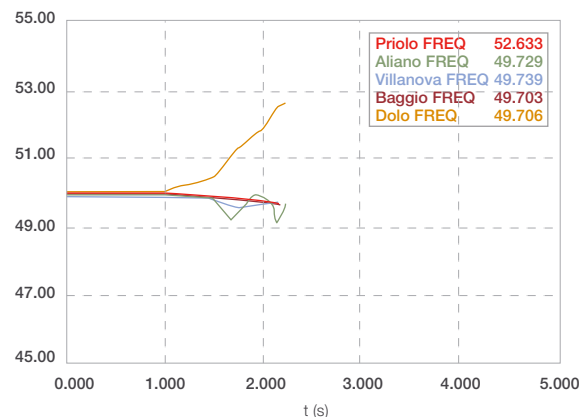
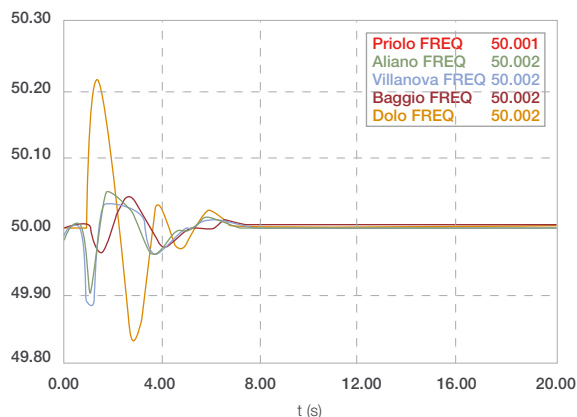
- Anche in caso di perdita della linea HVDC Rossano – Montecorvino, l'attivazione del telescato e delle altre azioni Capital Light congiuntamente garantisce la stabilità dinamica
- Le analisi dinamiche nelle diverse configurazioni non identificano ulteriori vincoli alla NTC rispetto ai valori risultanti dalle analisi statiche

Al contrario, i principali risultati ottenuti per la dorsale Ionico-Tirrenica in assenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Il limite di stabilità individuati per la rete in assenza dei rinforzi Hypergrid è di 2000 MW da Sicilia a Calabria. L'assenza della dorsale Ionico-Tirrenica implica di ridurre significativamente il flusso di potenza rispetto alla condizione di rete Hypergrid.
- La rete è più vulnerabile alle perturbazioni con conseguente peggiore recovery di tensione
- Maggiori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto
- Maggiore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti

A titolo d'esempio, i grafici seguenti confrontano l'andamento della frequenza in caso di un corto-circuito su una linea 400 kV dell'anello calabro in presenza e in assenza dei rinforzi Hypergrid con flusso di potenza da Sicilia a Calabria di 3100 MW

Frequenza [Hz] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV dell'anello calabro in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi Hypergrid con flusso di potenza da Sicilia a Calabria di 3100 MW



APPROFONDIMENTI TECNICI

Sulla base dei grafici riportati e dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali benefici dal punto di vista dinamico della dorsale Ionico-Tirrenica in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Ottimo smorzamento delle oscillazioni in caso di contingenze di rete
- Significativo aumento della NTC di rete grazie al minore impatto delle contingenze delle linee AC, riduzione delle perdite, minori cadute di tensione anche in presenza di alti flussi di potenza, riduzione dello sfasamento angolare e migliore comportamento delle grandezze elettriche durante i transitori
- Buon recovery delle tensioni di rete anche in presenza di ingenti flussi di potenza a seguito di corto-circuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC e grazie alla regolazione della tensione delle stazioni di conversione VSC. Ciò permette di avere i profili di tensione prossimi al valore nominale su ampie porzioni di rete

Si sottolinea che i vantaggi qui descritti sono ottenuti grazie all'adozione della tecnologia VSC dei rinforzi Hypergrid. La tecnologia VSC, infatti, a differenza della tecnologia LCC, presenta i seguenti vantaggi:

- Gestione della potenza reattiva assorbita o iniettata dalle stazioni di conversione in modo totalmente indipendente dalla potenza attiva,
- Controllo dinamico molto rapido delle tensioni nelle stazioni di conversione
- Assenza di vincoli nel controllo dei flussi di potenza attiva, quali assenza del minimo tecnico e assenza di ritardi in caso di necessità di inversione del flusso di potenza

Per quanto riguarda le logiche di telescatto adottate, si tratta di logiche complesse che includono segnali inviati a lunga distanza, scatti multipli di centrali rinnovabili e logiche di attivazione basate sul raggiungimento di una certa soglia del flusso di potenza in presenza di guasto che saranno definite in modo dettagliato durante fasi progettuali più avanzate e una volta che sarà consolidato lo scenario energetico e la distribuzione delle fonti FER.

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

La dorsale Ionico-tirrenica, al fine della valutazione dell'analisi costi-benefici, è stata suddivisa in due sotto interventi. Tale suddivisione è necessaria per analizzare la sostenibilità economica dei singoli tratti, in ottica di un possibile sviluppo per fasi in funzione dello scenario che si verrà a delineare, nel rispetto dell'approccio del portafoglio progettuale definito nel presente Fascicolo. L'analisi costi-benefici è stata condotta con un approccio di sequenzialità tra l'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina e l'HVDC Ionian. I benefici relativi all'HVDC Ionian sono stati calcolati in presenza dell'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina nella rete di riferimento.

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento zonale (B8) e la riduzione dell'overgeneration (B5).

In particolare, la presenza dell'HVDC consente di aumentare il limite di transito nelle sezioni Sud-Calabria e Sicilia-Calabria e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER si traduce in una riduzione delle emissioni di CO2 (B18) e altri inquinanti (B19).

Nello specifico, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: l'opera garantirà l'integrazione fino a 2 TWh di generazione FER.

L'incremento della capacità di scambio permetterà minori movimentazione ed accensioni dei gruppi termoelettrici delle zone coinvolte: questa più efficiente gestione del sistema elettrica si traduce in una riduzione dei costi del servizio di dispacciamento (beneficio B8). Infine, la variazione delle perdite registrata, sull'intero perimetro di rete, in presenza dell'intervento di sviluppo, è dovuta al forte aumento dei flussi di energia, che si osserva proprio in virtù dell'incremento della NTC e di uno scenario di generazione significativamente evoluto rispetto al passato. È importante sottolineare che i collegamenti in DC permettono di ridurre sensibilmente le perdite che si avrebbero qualora gli stessi interventi di sviluppo fossero realizzati in AC (cfr. Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

Zone di mercato interessate

L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le sezioni di mercato:

- + 1000 MW tra Calabria e Sud;
- + 2000 MW tra Sud e Centro Sud.

Tali incrementi sono perseguibili in presenza dell'HVDC Rossano-Montecorvino-Latina.

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	1551 M€	1410 M€	1269 M€
	B5 OG attualizzato PdS	1820 M€	2020 M€	2220 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN_{PDS}	3190 M€	3490 M€	3785 M€
	IUS	4.1	4.7	5.5

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040

		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	1551 M€	1410 M€	1269 M€
	B5 OG attualizzato PdS	1290 M€	1430 M€	1580 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN_{PDS}	880 M€	1120 M€	1355 M€
	IUS	1.8	2.2	2.6

DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA-VILLANOVA-FANO-FORLÌ			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
447-N/HG-5			
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Puglia/Molise/Abruzzo/ Marche/Emilia- Romagna	S/CS/CN/N
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>Il contesto energetico di riferimento, dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, Green Deal e Fit for 55, fornisce le linee guida al fine di raggiungere i target stabiliti. Lo scenario FF55 prevede che saranno necessari quasi 102 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +70 GW rispetto ai 32 GW installati al 2019. In tale contesto si rende necessario un notevole incremento di generazione da fonti di energia rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire in sicurezza l'elevata generazione FER è necessario adeguare il sistema elettrico attraverso infrastrutture innovative e abilitanti, capaci di sfruttare l'energia prodotta da fonte rinnovabile principalmente localizzata in aree distanti dai centri di carico. Alla luce di tali evidenze gli asset di rete rivestono sempre più un ruolo strategico e pertanto dovranno essere sempre più performanti al fine di garantire maggiori standard di qualità e sicurezza.</p> <p>Allo stato attuale, in base alle richieste di connessione pervenute, si prevede un incremento di generazione eolica e fotovoltaica al 2030 con una distribuzione zonale che prevede una capacità installata totale di 28 GW nella zona di mercato Sud, 19 GW nella zona di mercato CSud, 5,5 GW nella zona di mercato CNord, 23 GW nella zona di mercato Nord e 3,4 GW in Calabria. Anche le isole vedranno un netto incremento dell'installato da fonte FER, con una capacità installata totale di 13,5 GW in Sicilia e di 9,4 GW in Sardegna. Di conseguenza, verranno previste nuove infrastrutture per garantire l'integrazione della produzione rinnovabile e il transito di energia da sud verso nord e viceversa, mantenendo elevati standard di sicurezza e robustezza di rete, in un contesto caratterizzato da una riduzione della capacità termoelettrica regolante.</p> <p>A tal proposito, la tecnologia HVDC consente di trasportare in sicurezza grandi quantità di energia tra più sezioni di mercato che si verrebbero a creare in assenza di adeguati rinforzi infrastrutturali. Rispetto alla corrente alternata (AC) consente un migliore controllo della direzionalità dei flussi di potenza e una riduzione delle perdite a parità di potenza trasportata. Il ricorso alla corrente continua (DC) diventa vantaggioso da un punto di vista economico superata una certa distanza riguardante la lunghezza della linea; infatti, nel ricorso alla DC, vi sono i costi della componentistica legata alle stazioni di conversione che presentano un investimento iniziale maggiore rispetto ai componenti che costituiscono le stazioni in AC. Tuttavia, da una certa distanza in poi (distanza di break even), in AC devono essere intraprese una serie di contromisure per bilanciare gli effetti reattivi delle linee, comportando così dei costi aggiuntivi che vanno a incrementare la spesa complessiva dell'opera. Inoltre, a parità di potenza in DC si hanno meno conduttori rispetto all'AC traducendosi così in minori costi per unità di lunghezza e in un ridotto impatto visivo.</p> <p>Il vantaggio di ricorrere alla DC dipende dall'intero costo del progetto in cui vanno compresi anche i costi delle stazioni di conversione e degli oneri di manutenzione che sono più elevati in DC che in AC. Tuttavia, come detto in precedenza, da una certa distanza di trasmissione in poi, la soluzione in DC risulta essere più economica della AC.</p> <p>Inoltre, esistono altre esigenze tecniche che richiedono il ricorso alle connessioni in DC, come nel caso dell'interconnessione di sistemi elettrici asincroni o nel caso di interconnessioni di sistemi con frequenze nominali diverse.</p> <p>Vi è poi una particolare funzionalità dei sistemi di trasmissione in DC che li rende una valida alternativa alla realizzazione di collegamenti in AC. La potenza scambiata ai terminali di un sistema HVDC, anche multiterminale, dipende dalle modalità di controllo dei convertitori. Per cui, a meno del saldo delle perdite sul sistema HVDC, la potenza scambiata da ogni convertitore è sostanzialmente imposta dal convertitore stesso, indipendentemente dalle condizioni al contorno del sistema elettrico.</p>			

Per tali ragioni è stato studiato un ampio progetto che prevede la realizzazione di collegamenti in DC tra le regioni Puglia e Emilia-Romagna. Nello specifico, l'intervento di sviluppo si propone di realizzare un set di opere che comprendono il riutilizzo di tracciati esistenti che verranno riconvertiti in DC, prevedendo al tempo stesso l'installazione di due nuove stazioni di conversione nei nodi estremi di Forlì e Foggia, sulla base delle disponibilità dei nodi e dei siti più idonei per la realizzazione. La dorsale adriatica è costituita da:

- Fase 1:
 - Tratto a sud di Villanova: si prevede la riconversione in continua dell'attuale dorsale in singola terna 380 kV Foggia-S. Severo-Rotello-Larino-Gissi-Villanova creando un'unica direttrice HVDC Foggia-Villanova. In particolare, si by-passeranno le stazioni intermedie e si effettueranno dei raccordi in entra-esce sulla futura doppia terna Villanova- Foggia per garantire l'opportuna alimentazione delle stesse. Saranno inoltre demoliti i raccordi dell'attuale singola terna sulle stazioni di Gissi, Larino, Rotello e S. Severo.
 - Tratto tra Villanova e Fano: si prevederà il raddoppio dei cavi marini HVDC, che insisteranno tra le sezioni di mercato Centro Sud -Centro Nord. I terminali dei cavi saranno attestati alle stazioni di conversione di Fano e Villanova, sfruttando le SdC già previste nell'ambito dell'intervento di sviluppo HVDC Centro Sud – Centro Nord (436-P), dove sarà predisposta una sbarra in DC provvista di interruttori per l'interruzione della corrente in partenza delle linee.
 - Si prevede la realizzazione di una nuova Stazione di Conversione a Foggia con potenza nominale di 2x1000 MVA e tensione DC pari a ± 500 kV in tecnologia VSC.
- Fase 2:
 - Tratto a nord di Fano: si prevede la riconversione in continua dell'attuale dorsale 380kV Fano-S.Martino in XX-Forlì creando un'unica direttrice HVDC Forlì-Fano. In particolare, si by-passa la stazione 380 kV di S.Martino in XX, che verrà collegata all'attuale 380 kV Fano-Forlì per garantire un'alimentazione equivalente. Infine, sono previsti opportuni adeguamenti in stazione per accogliere la sezione in DC e azioni su elettrodotti esistenti attraverso la rimozione delle limitazioni sulla linea 380 kV S.Martino in XX-Fano, per garantire il transito in sicurezza tra Centro Nord e Nord.
 - Si prevede la realizzazione di una nuova Stazione di Conversione a Forlì con potenza nominale di 2x1000 MVA e tensione DC pari a ± 500 kV in tecnologia VSC.

Le stazioni di conversione verranno costruite secondo uno schema "DC busbar + DC breaker": ogni stazione sarà infatti predisposta con sbarre di polo e di neutro, sulle quali verranno installati interruttori DC su ogni partenza linea. Questo approccio permetterà di raggiungere la piena selettività in caso di guasto, isolando unicamente l'elemento di rete guasto grazie all'apertura degli interruttori, mantenendo le altre porzioni di rete in esercizio. Inoltre, grazie ad un approccio modulare il sistema multiterminale potrà espandersi in modo da connettere nuove linee alle sbarre delle stazioni esistenti. Quanto descritto implica un vantaggio in termini di costi, ingombri e tempi di realizzazione delle nuove opere, non essendo necessaria la costruzione di nuove stazioni di conversione dedicate a ciascun nuovo collegamento ma solo l'espansione delle sbarre delle stazioni esistenti.

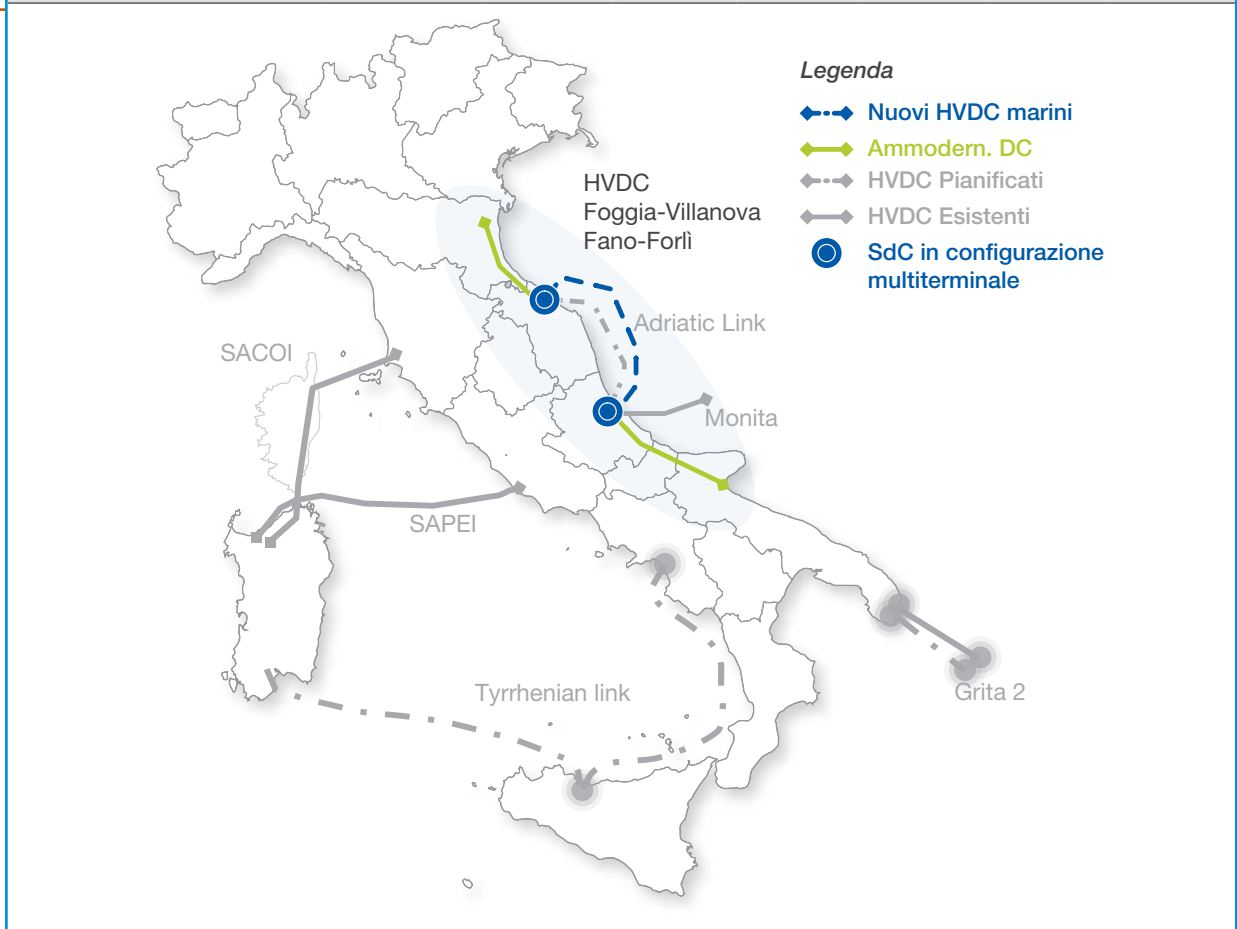
Sono previsti azioni capital light su elettrodotti esistenti con l'installazione di conduttori termoresistenti sugli elettrodotti 380 kV S.Martino XX-Forlì, Martignone-S.Damaso, Dugale – Ostiglia e Ferrara F.-Ravenna C. al fine di garantire l'incremento di transito in sicurezza tra Centro Nord e Nord.

In sintesi, il collegamento in DC tra Foggia e Forlì garantirà una migliore integrazione degli impianti di produzione da FER dell'Italia meridionale, contribuendo ad allineare i prezzi delle diverse Zone di Mercato italiane e al sostanziale processo di decarbonizzazione che si prospetta negli anni futuri. Infatti, l'intervento permetterà di incrementare il transito tra le sezioni di mercato Sud-Centro Sud di +600 MW, Centro Sud – Centro Nord +1000 MW, grazie alla realizzazione del nuovo collegamento marino tra Villanova e Fano, e tra Centro Nord-Nord +2000 MW grazie al collegamento HVDC Forlì-Fano.

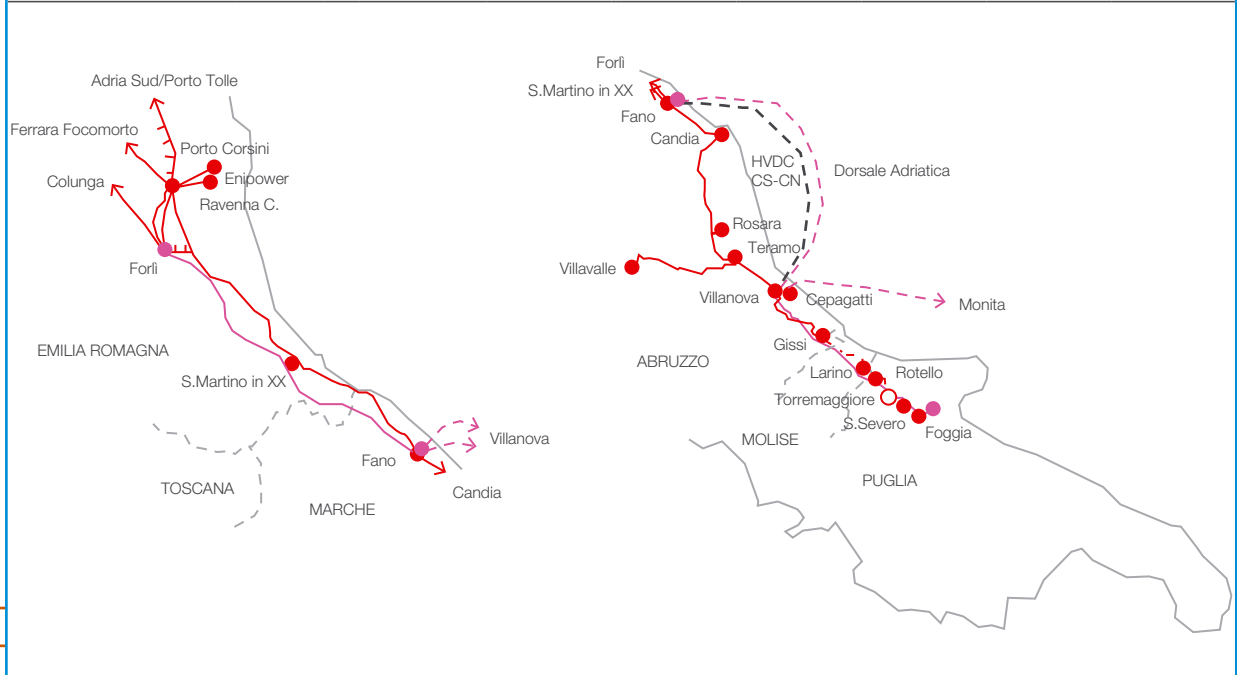
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2024	2028	2032/2036	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
436-P HVDC Centro Sud - Centro Nord 402-P Foggia - Villanova			
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	257	2	7
Dismissione	11	0	0
Dismissione e Realizzazione	257	24	1

PREMIUM 447-N/HG-5 - DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA-VILLANOVA-FANO-FORLÌ

SCHEMA RETE
INQUADRAMENTO GENERALE DELL'INTERVENTO: DORSALE ADRIATICA



FOCUS INQUADRAMENTO OPERE HYPERGRID



AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI								
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)		
	PDS '23	PDS '21						
Sbarra e interruttori DC presso SdC Fano, Villanova	Fase 1		2024	2028	2032			
Stazione di Conversione 2x1000 MVA ± 500 kV Foggia	Fase 1		2024	2028	2032			
Riconversione in DC ± 500 kV Foggia-S. Severo, S. Severo-Rotello, Rotello-Larino, Larino-Gissi, Gissi-Villanova	Fase 1		2024	2028	2032			
Raccordi di collegamento SE Torremaggiore, S. Severo, Rotello su futura DT 380 kV Foggia-Gissi	Fase 1		2024	2028	2032			
Nuovi cavi marini HVDC tra SdC Villanova e SdC Fano per raddoppio AL	Fase 1		2024	2028	2032			
Stazione di Conversione 2x1000 MVA ±500 kV Forlì	Fase 1		2024	2028	2036			
Riconversione in c.c. ±500 kV Forlì-S. Martino in XX-Fano	Fase 1		2024	2028	2036			
Collegamento SE S. Martino in XX su 380 kV Forlì-Fano	Fase 1		2024	2028	2036			
Rimozione limitazioni su el. 380 kV S. Martino in XX-Fano	Fase 1		2024	2028	2036			
Installazione conduttori termoresistenti su el. 380 kV Dugale-Ostiglia, Martignone-S. Damaso, Ferrara F-Ravenna C.	Fase 1		2024	2028	2036			
SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI								
INVESTIMENTO SOSTENUTO/STIMATO	BENEFICI BASE				BENEFICI TOTALI (INCLUSI B13, B16, B18, B19)			
	FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040		FF55 2030, DE 2040 LT 2030, LT 2040	
	IUS	4.4	IUS	1.3	IUS	5.2	IUS	1.6
0 M€ /2355 M€ (OPEX=0.44%/anno)	VAN _{PDS}	5720 M€	VAN _{PDS}	580 M€	VAN _{PDS}	7070 M€	VAN _{PDS}	1020 M€

BENEFICI TOTALI DI SISTEMA

FF55 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		Val.
B1	103			103
B3a	0			
B4	0			
B5a	32	270,2 GWh		32
B6	0			
B7	2			2
B8	13			13
B16	0			
B18	2	322 kton		2
B19	3	0,1 kton		3

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600/500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	322
I5 - Overgeneration [MWh]	759560	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-12		

DE 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		Val.
B1	744			744
B3a	0			
B4	0			
B5a	-110	-863,9 GWh		-110
B6	0			
B7	44			44
B8	96			96
B16	0			
B18	119	812 kton		119
B19	27	0,6 kton		27

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600/100/200	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	812
I5 - Overgeneration [MWh]	4157383	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-425		

LT 2030

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		Val.
B1	32			32
B3a	0			
B4	0			
B5a	30	255,5 GWh		30
B6	0			
B7	1			1
B8	5			5
B16	0			
B18	0			
B19	0			

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600/500	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	-34
I5 - Overgeneration [MWh]	452089	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-23		

LT 2040

Benefici monetari [M€]	Val.	Q.tà		Val.
B1	202			202
B3a	0			
B4	0			
B5a	-16	-127,5 GWh		-16
B6	0			
B7	9			9
B8	38			38
B16	0			
B18	45	306 kton		45
B19	3	0,1 kton		3

Altri benefici non monetari		Val.	Val.
I21 - TTC/Zone di mercato [MW]	600/100/200	I8 - Variaz. emissioni CO ₂ [k ton]	306
I5 - Overgeneration [MWh]	1164358	I13 - Variazione resilienza	0
I2 -Variazione perdite [GWh]	-280		

- B1 - SEW
- B3a - Riduzione ENF
- B4 - Costi evitati o differiti
- B5a - OG
- B6 - Investimenti evitati
- B7 - Costi evitati MSD Nodale
- B8 - Costi evitati MSD Zonale
- B16 - Opex Evitati o differiti
- B18 - Riduzione CO₂
- B19 - Rid. NOx, SOx, PM

APPROFONDIMENTI TECNICI

Approfondimenti tecnici sul progetto

Le analisi di rete e gli studi di fattibilità, condotti a partire dal 2021, hanno consentito di individuare le aree di approdo, i nodi di connessione alla rete, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione. In particolare, gli studi hanno evidenziato quanto segue.

Descrizione topologica delle opere

In linea con gli obiettivi della transizione energetica, le opere che costituiscono il progetto insisteranno su dorsali esistenti minimizzando l'impatto ambientale. Di seguito la descrizione puntuale degli asset esistenti interessati dal progetto:

Fase 1-Tratto tra Villanova e Foggia:

- Gli elettrodotti convertiti in corrente continua, al fine di creare un'unica direttrice HVDC Foggia-Villanova sono i seguenti:
 - El. 380 kV Foggia -S.Severo, S.Severo-Rotello, Rotello-Larino, Larino-Gissi di circa 108 km
 - El. 380 kV Gissi-Villanova di circa 60 km

- Le stazioni a 380 kV di Torremaggiore, Rotello, Larino saranno collegate con raccordi alla futura direttrice 380 kV Gissi-Larino-Foggia

Fase 1-Tratto tra Villanova e Fano:

- Raddoppio del collegamento marino HVDC a 500 kV tra la SdC di Villanova e la SdC di Fano, già previsto nell'intervento HVDC Centro Sud-Centro Nord, che avrà una potenza di 1000 MW per un tracciato di lunghezza complessivamente di circa 250 km.

Fase 2-Tratto tra Forlì e Fano:

- Gli elettrodotti oggetto di conversione in corrente continua, al fine di creare un unico HVDC Forlì-Fano, sono i seguenti:
 - El. 380kV Fano-S.Martino in XX-Forlì di circa 95 km
- L'attuale Stazione elettrica 380kV S.Martino in XX sarà collegata all'attuale elettrodotto 380kV Fano-Forlì, ottenendo quindi il collegamento 380kV Fano-S.Martino in XX-Forlì. Su tale elettrodotto sarà prevista l'installazione di conduttori ad alta temperatura.
- La nuova SdC a Forlì sarà collegata alla stazione 380 kV di Forlì e avrà una capacità di conversione di 2x1000 MW e sarà realizzata in tecnologia VSC.
- Saranno inoltre installati i conduttori termoresistenti anche sugli elettrodotti Martignone-S.Damaso, Dugale – Ostiglia e Ferrara F.-Ravenna C.

Descrizione degli effetti della conversione da Corrente Alternata in Corrente Continua

Dalle analisi effettuate sulla Dorsale Adriatica è stato possibile valutare che la conversione da CA in CC risulta fattibile. La prefattibilità ha analizzato tutti gli aspetti elencati nel paragrafo seguente. I risultati delle analisi effettuate sono riassunti di seguito:

- Il passaggio da CA in CC ha un duplice vantaggio:
 - incrementare la potenza trasportata a e sfruttare completamente la portata dei conduttori dove la linea è attualmente limitata in mediana.
 - ridurre le perdite totali.
- L'analisi del coordinamento dell'isolamento evidenzia che, per fronti lenti di manovra, la sovratensione di tenuta di coordinamento è decisamente superiore in una linea in CA rispetto alla linea in CC.
 - L'energizzazione della linea in CC avviene in modo controllato, riducendo efficacemente le sovratensioni transitorie. Tuttavia, quando si verificano guasti unipolari a terra su linee CC bipolari, le sovratensioni transitorie si sovrappongono alla tensione del conduttore del polo sano e sul ritorno metallico (neutro).

Dettagli tecnologici e impiantistici dell'opera

L'adozione della soluzione in corrente continua rispetto alla soluzione in corrente alternata si è basata su numerose considerazioni, tra cui:

- Possibilità di controllare i flussi di potenza tra le aree e tra le dorsali della rete italiana grazie al controllo dei flussi di potenza attiva delle stazioni di conversione
- Maggiore aumento della NTC tra le sezioni della rete italiana rispetto alla soluzione in corrente alternata grazie alla maggiore capacità di trasporto delle linee in DC rispetto alle linee in AC e grazie al controllo del flusso di potenza sulla dorsale in corrente continua
- Minori perdite di rete della soluzione in DC rispetto alla soluzione in AC
- Minore impatto sui profili di tensione di rete rispetto alla soluzione in corrente alternata
- Possibilità di controllare la tensione nei nodi di collegamento delle stazioni di conversione, sia in condizioni stazionarie, sia in condizioni transitorie, avendo adottato la tecnologia VSC per tutti i collegamenti in DC
- Possibilità di utilizzare i collegamenti in corrente continua per ridurre le oscillazioni inter-area, con particolare riferimento alle oscillazioni che si possono innescare tra il nord e il sud dell'Italia in particolari condizioni di carico e di generazione
- Riduzione della differenza angolare tra il nord e il sud dell'Italia a parità di potenza trasmessa rispetto alla soluzione in AC

Le linee elettriche

Gli studi necessari per la progettazione e la verifica di una linea elettrica sono gli stessi sia per linee in corrente alternata che in corrente continua ma cambia la metodologia di calcolo, dovuta al diverso comportamento della corrente continua rispetto all'alternata. Vengono di seguito riportati i macro-aspetti analizzati durante la progettazione di una linea elettrica.

- portata in corrente dei conduttori e le relative perdite Joule
- effetto corona e le relative perdite
- coordinamento dell'isolamento
 - Livello di inquinamento, tipologia e numero di isolatori
 - Sovratensioni della linea
- distanze in aria
 - fase-terra o polo-terra
 - fase-fase o polo-polo
 - franchi a terra
- fascia di sicurezza
 - campo elettrico
 - campo magnetico
 - rumore
 - interferenze

Di particolare attenzione sono tutti gli aspetti che riguardano il coordinamento dell'isolamento, poiché una linea in corrente continua richiede un isolamento maggiore rispetto alla corrente alternata, e le sovratensioni, specialmente quelle di manovra. Inoltre, un ultimo aspetto da tenere in considerazione è la determinazione della fascia di sicurezza in quanto i campi elettrici e magnetici, così come il rumore e le interferenze, presentano limitazioni differenti a seconda della tecnologia in continua e in corrente alternata.

Le stazioni di conversione

Le stazioni di conversione HVDC del progetto sono previste con topologia bipolare, in tecnologia VSC half bridge. La configurazione bipolare permette di trasmettere senza interruzione almeno il 50% della potenza a seguito di un guasto lato corrente continua, mentre configurazioni diverse (es. monopolare) sarebbero caratterizzate dalla perdita della piena potenza a fronte degli stessi eventi. La tecnologia VSC, negli ultimi anni divenuta la più utilizzata al mondo negli impianti HVDC di nuova costruzione, e verso la quale il mercato si sta sempre più indirizzando specie in ambito europeo, permette, in confronto alla tecnologia LCC di più vecchia concezione, di ottenere molti vantaggi operativi, tra i quali si segnalano:

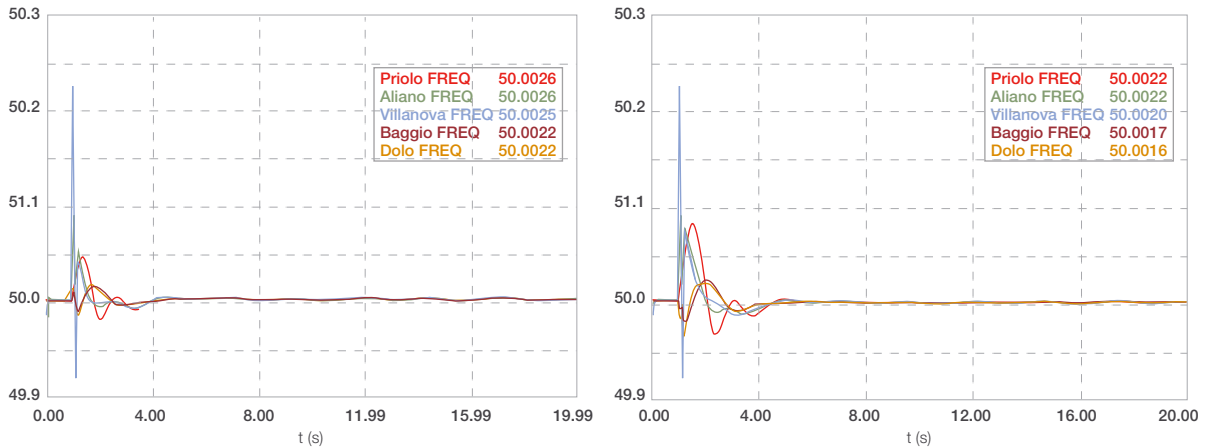
- possibilità di lavorare su reti deboli fino ad effettuare black start;
- inversioni rapide di potenza senza discontinuità nell'intorno dello zero e senza limiti sul numero di operazioni/inversioni effettuabili all'anno;
- potenza reattiva continuamente controllabile in assorbimento e generazione (con chiari vantaggi in termini di supporto alla rete);
- ottima fault ride through capability a fronte di guasti in rete AC senza rischio di commutazioni fallite.

Analisi studi in dinamica

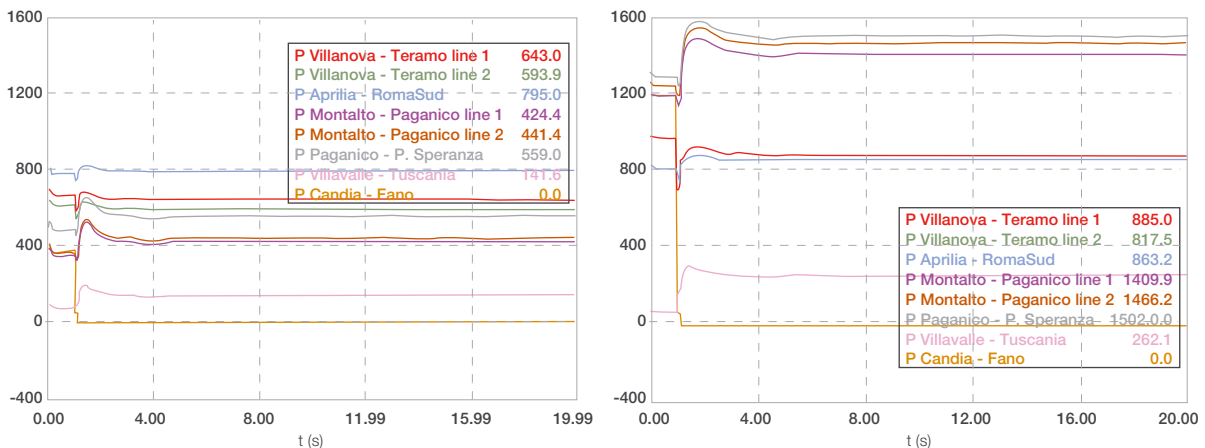
Con riferimento alle analisi dinamiche, di particolare attenzione sono i risultati ottenuti confrontando le prestazioni della rete Hypergrid con le prestazioni della rete senza interventi di sviluppo aggiuntivi o in presenza di soli interventi sulla rete AC per un sistema che sarà dotato di una sempre minore inerzia a fronte della maggiore penetrazione RES che va a sostituire il contributo delle macchine rotanti.

A titolo d'esempio, i grafici seguenti confrontano l'andamento della frequenza e dei flussi di potenza sulla sezione CN-CS in caso di un cortocircuito su una linea 400 kV nella sezione CN in presenza e in assenza dei rinforzi Hypergrid.

Frequenza [Hz] in caso di corto-circuito sulla linea 400 kV Fano – Candia in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi hypergrid

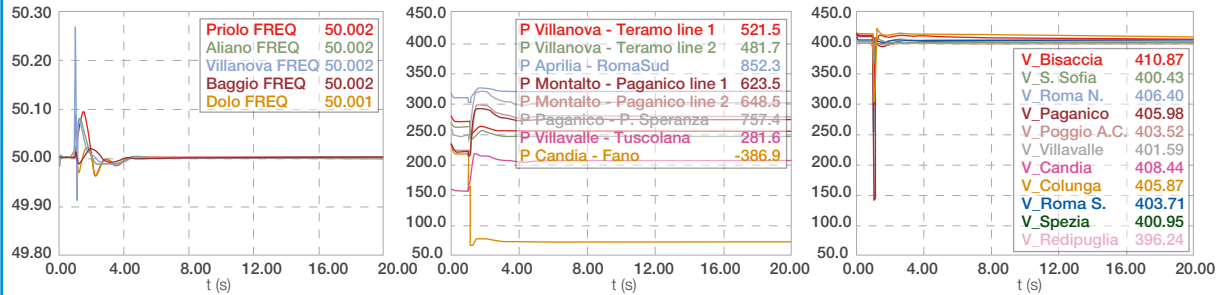


Flussi di potenza sezione CN-CS [MW] in caso di corto-circuito su una linea 400 kV nella sezione CN in presenza (sinistra) e in assenza (destra) dei rinforzi hypergrid



Inoltre, le analisi effettuate dimostrano che la contingenza critica su rete previsionale, ossia lo scatto di una linea 400 kV di sezione, non presenta criticità in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid, come dimostrato dai grafici seguenti relativi alla frequenza, ai flussi di potenza sulla sezione CN-CS e ai profili di tensione dei principali nodi della rete, nonostante i flussi molto elevati di potenza da Sud a Nord e l'inerzia della rete ridotta a causa della presenza di una grande capacità rinnovabile.

Frequenza [Hz], flussi di potenza sezione CN-CS [MW] e tensioni [kV] in caso di corto-circuito di una linea 400 kV di sezione in presenza dei rinforzi Hypergrid



Sulla base dei grafici qui riportati e dei risultati delle simulazioni effettuate, i principali benefici dal punto di vista dinamico della dorsale Adriatica in presenza dei rinforzi della rete Hypergrid si possono sintetizzare nei punti seguenti:

- Ottimo smorzamento delle oscillazioni in caso di contingenze di rete
- Minore caricamento della rete AC, con conseguente aumento della NTC di rete grazie al minore impatto delle contingenze delle linee AC, riduzione delle perdite, minori cadute di tensione anche in presenza di alti flussi di potenza, riduzione dello sfasamento angolare e migliore comportamento delle grandezze elettriche durante i transitori
- Ottimo recovery delle tensioni a seguito di corto-circuiti in rete, grazie alla riduzione dei flussi di potenza sulla rete AC che limita le cadute di tensione e grazie alla regolazione della tensione delle stazioni di conversione VSC. Ciò permette di avere i profili di tensione prossimi al valore nominale su ampie porzioni di rete

Si sottolinea che i vantaggi qui descritti sono ottenuti grazie all'adozione della tecnologia VSC dei rinforzi Hypergrid. La tecnologia VSC, infatti, a differenza della tecnologia LCC, presenta i seguenti vantaggi:

- Gestione della potenza reattiva assorbita o iniettata dalle stazioni di conversione in modo totalmente indipendente dalla potenza attiva,
- Controllo dinamico molto rapido delle tensioni nelle stazioni di conversione
- Assenza di vincoli nel controllo dei flussi di potenza attiva, quali assenza del minimo tecnico e assenza di ritardi in caso di necessità di inversione del flusso di potenza

Al contrario, in assenza della rete Hypergrid le conclusioni ottenute dalle analisi dinamiche sono le seguenti:

- La rete è più vulnerabile alle perturbazioni con conseguente peggiore recovery di tensione,
- Maggiori oscillazioni delle grandezze di rete, specialmente nei primi istanti a seguito del guasto
- Maggiore sfasamento angolare tra le porzioni della rete italiana a causa degli ingenti flussi di potenza previsti

Infine, in assenza della rete Hypergrid e senza interventi di sviluppo aggiuntivi in AC, le conclusioni ottenute dalle analisi dinamiche sono le seguenti:

- Presenza di sovraccarichi della rete AC, essendo i flussi superiori alle NTC, con conseguente rischio di effetto domino in presenza di contingenze di rete, con rischio di instaurare fenomeni di blackout estesi
- Necessità di ridurre significativamente i flussi potenza, attraverso l'adozione di alcune misure, tra le quali:
 - o Riduzione (taglio) della produzione rinnovabile
 - o Mancato sviluppo della produzione rinnovabile
- Necessità di adottare logiche di controllo al fine di aumentare i margini di sicurezza della rete, come l'utilizzo di telescati rapidi per ridurre il flusso di potenza da Sud a Nord in caso di contingenza

Descrizione/motivazione dei benefici valorizzati

I principali benefici riconducibili all'intervento in questione sono l'incremento del Social Economic Welfare (B1) e la riduzione dei Costi dei servizi di dispacciamento (B7), quest'ultimo soltanto nello scenario DE al 2040.

In particolare, la presenza dell'HVDC consente incremento di transito nelle sezioni Sud - Centro Sud, Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord - Nord e, di conseguenza, di ridurre le ore di congestione da sud verso nord, con un incremento di SEW. Inoltre, l'integrazione di nuova generazione FER, principalmente negli scenari al 2040, si traduce in una riduzione delle emissioni di CO2 (B18) e altri inquinanti (B19). Inoltre, l'intervento consente di ridurre i volumi di overgeneration locali e di sistema, grazie alla controllabilità del collegamento e alla maggiore capacità di scambio consentita dall'HVDC: l'opera garantirà l'integrazione fino a 4 TWh di generazione FER. Infine, la variazione delle perdite registrata, sull'intero perimetro di rete, in presenza dell'intervento di sviluppo, è dovuta al forte aumento dei flussi di energia, che si osserva proprio in virtù dell'incremento della NTC e di uno scenario di generazione significativamente evoluto rispetto al passato. È importante sottolineare che i collegamenti in DC permettono di ridurre sensibilmente le perdite che si avrebbero qualora gli stessi interventi di sviluppo fossero realizzati in AC (cfr. Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

Zone di mercato interessate

- Le zone di mercato interessate sono:
- L'intervento di sviluppo nel complesso determinerà i seguenti importanti incrementi della capacità di trasporto in sicurezza tra le sezioni di mercato:
 - +2000 MW tra Centro Nord e Nord
 - +1000 MW tra Centro Sud e Centro Nord
 - +600 MW tra Sud e Centro Sud

PREMIUM 447-N/HG-5 - DORSALE ADRIATICA: HVDC FOGGIA-VILLANOVA-FANO-FORLÌ

SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO				
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO FF55 2030, DE 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2590 M€	2355 M€	2120 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	7351 M€	8170 M€	8985 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN_{PdS}	6360 M€	7070 M€	7790 M€
	IUS	4.7	5.2	5.6
SENSITIVITY SUL BENEFICIO RILEVANTE E SULL'INVESTIMENTO NELLO SCENARIO LT 2030, LT 2040				
		SENSITIVITY +/- 10%		
		WORST	FAIR	BEST
Voci	Investimento	2590 M€	2355 M€	2120 M€
	B1 SEW attualizzato PdS	2000 M€	2220 M€	2440 M€
		BENEFICI TOTALI		
		WORST	FAIR	BEST
Risultati	VAN_{PdS}	820 M€	1020 M€	1225 M€
	IUS	1.5	1.6	1.7

5.2 Nuovi interventi previsti nel PdS

5.2.1 Area Nord-Ovest

NUOVO ELETTRODOTTO 132 kV CORNEGLIANO LAUDENSE-PIEVE FISSIRAGA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
172-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2023			Lombardia	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
Il nuovo collegamento previsto tra le stazioni di Cornegliano Laudense e Pieve Fissiraga ha lo scopo di risolvere l'alimentazione in antenna della SSE Pieve Fissiraga che alimenta la linea in Alta Velocità nella tratta compresa tra Milano e Bologna. La realizzazione del nuovo collegamento consentirà il superamento di tale criticità garantendo più ampi margini di sicurezza.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPSTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2025	2028		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	3		0	2		
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Nuovo stallo 132 kV nella S/E Cornegliano Laudense	Fase 1		2025	2028	2030	
Nuovo stallo 132 kV nella S/E Pieve Fissiraga	Fase 1		2025	2028	2030	
Nuovo collegamento 132 kV tra la S/E Pieve Fissiraga e la S/E Cornegliano Laudense	Fase 1		2025	2028	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 5,5M€						

5.2.2 Area Nord-Est

INCREMENTO DELLA TRASFORMAZIONE SE VILLABONA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
263-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2023			Veneto	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La SE Villabona 220/132 kV attualmente presenta una sezione a 132 kV e una a 220 kV collegate da un'unica trasformazione 220/132 kV pari a 160 MVA. Con l'obiettivo di incrementare la capacità di trasformazione e garantire la sicurezza di esercizio anche in condizione di rete non integra, sarà prevista l'installazione un secondo ATR 220/132 kV, da 250 MVA.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2023	2026		2028			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Intervento relativo a sole aree di stazioni						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Installazione ATR 220/132 kV da 250 MVA	Fase 1		2023	2026	2028	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 4 M€						

INCREMENTO MAGLIATURA AREA DI RAVENNA			
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI	IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP
357-N			
ANNO DI PIANIFICAZIONE		REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO
2023		Emilia - Romagna	Nord
DESCRIZIONE INTERVENTO			
<p>La rete AT nell'area di Ravenna, anche a fronte di un'evoluzione ed un incremento dei carichi previsionali, presenterà nei prossimi anni la necessità di intervenire con opportune opere di rete per garantire adeguati livelli di sicurezza di esercizio.</p> <p>Per far fronte a tale necessità, saranno effettuati i seguenti interventi di sviluppo rete:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 132 kV tra l'impianto di Ravenna RT e la CP di Ravenna Porto • Rimozione delle limitazioni dell'elettrodotto aereo 132 kV "Ravenna Canala – Ravenna RT" • Adeguamento impianto 132 kV Ravenna RT. <p>Nell'ambito dell'intervento, potrà essere ottimizzato l'attuale assetto di rete verso la CP di Ravenna Porto e potrà essere effettuata la dismissione di tratti di elettrodotti non più necessari a valle del completamento dello sviluppo rete.</p> <p>L'intervento, attraverso l'utilizzo di un'attuale linea 132kV in antenna, permetterà di ottenere una maggiore magliatura della rete 132kV e di garantire una nuova via di alimentazione dei carichi del Ravennate, dalla stazione di trasformazione 380/132kV di Ravenna Canala.</p>			
FINALITÀ INTERVENTO		OBIETTIVO INTERVENTO	
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza	Integrazione FER	Qualità del Servizio
		Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency	Sostenibilità	Connessione RTN	Resilienza
		Integrazione RFI	Transizione energetica
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO			
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI	COMPLETAMENTO	
2025	2028	2030	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE			
CON ALTRE OPERE		DA ACCORDI CON TERZI	
		Dipendenza da accordi con i distributori locali per eventuali lavori di ampliamento/adequamento presso le Cabine primarie	
IMPATTI TERRITORIALI			
ATTIVITÀ	I22 [KM]	I23 [KM]	I24 [KM]
Realizzazione	6	0	1
Dismissione	1	0	0
Dismissione e Realizzazione	5	0	0

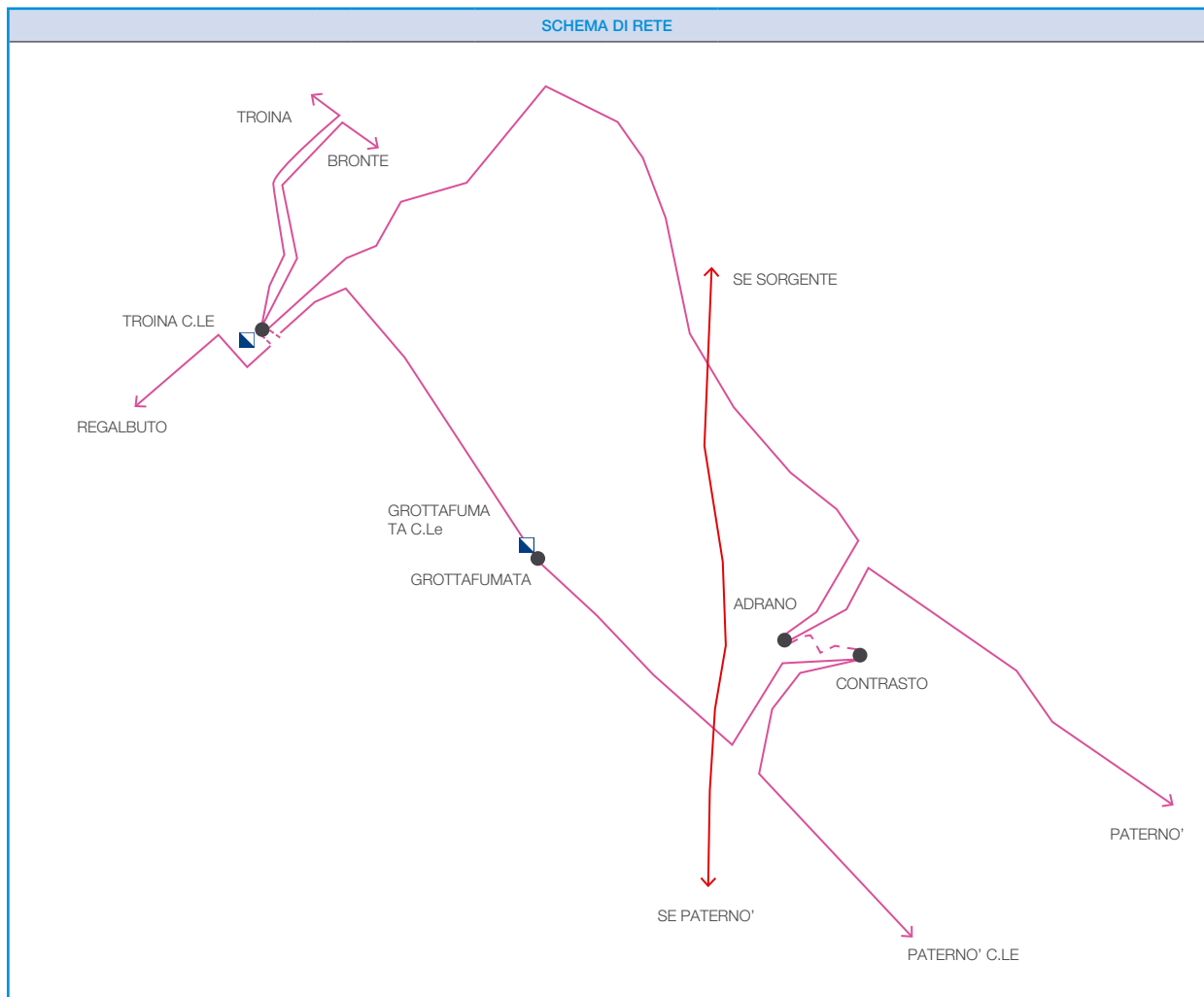
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Cavo 132 kV Ravenna RT-Ravenna Porto	Fase 1		2025	2028	2030	
Rimozione limitazioni Ravenna C. – Ravenna RT	Fase 1		2025	2028	2030	
Riassetto rete e demolizione tratti di linee nell'area di Ravenna Porto	Fase 1		2025	2028	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 23 M€						

NUOVO ELETTRODOTTO 132 kV "RIMINI CONDOTTI-RIMINI NORD"						
IDENTIFICATIVO PDS		IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP		IDENTIFICATIVO RIP
358-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE		ZONE DI MERCATO	
2023			Emilia Romagna		Nord	
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La cabina primaria Rimini Condotti (RN) 132 kV costituisce un carico di particolare rilevanza anche a fini turistici, ed è attualmente connessa in entra-esce tra S.Martino in XX e Rimini Sud. Per migliorare la sicurezza di esercizio, anche in caso di indisponibilità di altri elementi di rete è prevista la realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV "Rimini Condotti-Rimini Nord".						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione		Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione energetica	
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ		AVVIO CANTIERI			COMPLETAMENTO	
2024		2028			2032	
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE				DA ACCORDI CON TERZI		
				Dipendenza da accordi con il distributore per i lavori di predisposizione stalli linea.		
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	4		0		1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Nuovo raccordo della CP Rimini Condotti	Fase 1		2024	2028	2032	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 10 M€						

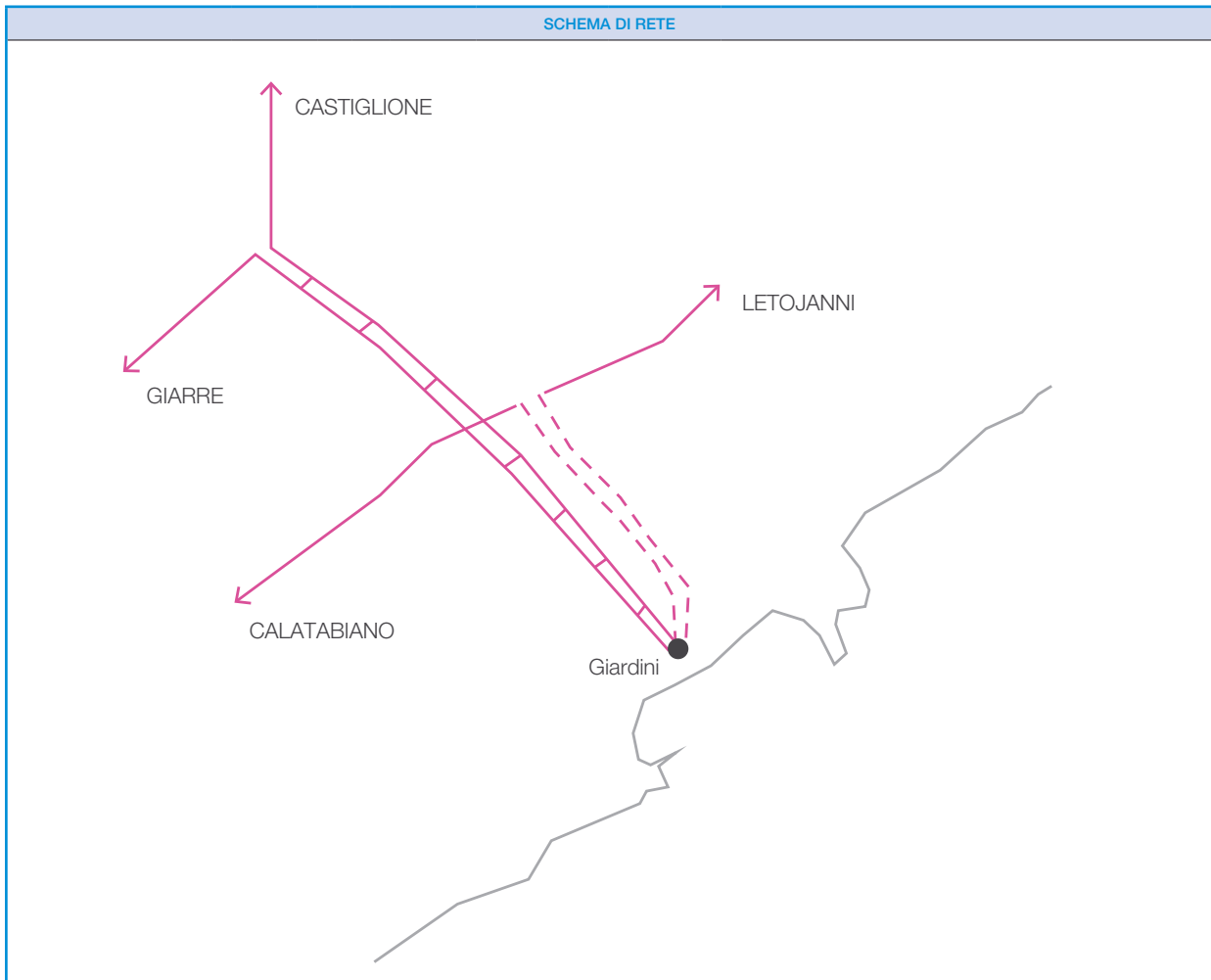
NUOVO ELETTRODOTTO "FOLLONICA-FOLLONICA RT"						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
359-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2023			Toscana	Nord		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
La Cabina primaria di Follonica è collegata alla dorsale ex RFI Suvereto – Follonica RFI – Menga – Grosseto RT. Per garantire la continuità di alimentazione anche in caso di rete degradata è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento tra la CP di Follonica e la SE di Follonica RT.						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPISTICA INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2024	2028		2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
			Dipendenza da accordi con il distributore.			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	1		0	1		
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Nuovo collegamento dalla CP di Follonica alla SE di Follonica RT	Fase 1		2024	2028	2032	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€ / 3 M€						

5.2.3 Area Centro Sud

INCREMENTO MAGLIATURA 150 kV TRA ENNA E CATANIA						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
633-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2023			Sicilia	Sicilia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Nell'area di Adrano e Troina si prevedono nuovi raccordi a 150 kV al fine di incrementare la magliatura di rete aumentando la flessibilità di esercizio e prevenendo il verificarsi di sovraccarichi sulla rete in particolari condizioni operative come nel caso di alta generazione eolica nella Sicilia centrale ad Ovest di Catania. L'intervento proposto permetterà di collegare direttrici 150 kV molto vicine tra loro ma attualmente non elettricamente comunicanti, offrendo la possibilità di ottenere una migliore evacuazione della potenza eolica generata nell'area in oggetto. L'intervento prevede un collegamento 150 kV tra la CP di Adrano e la SSE Contrasto attualmente di proprietà di Enel Produzione, nonché un raccordo in entra-esce alla SSE di Troina di proprietà di Enel Produzione sulla direttrice SE Regalbuto- SSE Grottafumata. Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2026	2029		2030			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
609-P			L'intervento è legato all'acquisizione delle SSE 150 kV di Contrasto e Troina di proprietà di Enel Produzione.			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]	I24 [KM]		
Realizzazione	1		0	0		
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Nuovo collegamento 150 kV CP Adrano-SSE Contrasto	Fase 1		2026	2029	2030	
Nuovi raccordi 150 kV alla SSE Troina su direttrice 150 kV SSE Grottafumata - SE Regalbuto.	Fase 1		2026	2029	2030	
Rimozione elementi limitanti elettrodotti 150 kV	Fase 1		2026	2029	2030	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/3 M€						



INCREMENTO MAGLIATURA CP GIARDINI						
IDENTIFICATIVO PDS	IDENTIFICATIVO PCI		IDENTIFICATIVO TYNDP	IDENTIFICATIVO RIP		
634-N						
ANNO DI PIANIFICAZIONE			REGIONI INTERESSATE	ZONE DI MERCATO		
2023			Sicilia	Sicilia		
DESCRIZIONE INTERVENTO						
<p>Presso la CP di Giardini si prevedono nuovi raccordi con la rete a 150 kV al fine di incrementare le vie di alimentazione riducendo il rischio di energia non fornita e migliorando la qualità del servizio nell'area.</p> <p>La CP di Giardini è attualmente alimentata da una doppia terna 150 kV proveniente dalle CP di Giarre e Castiglione. Questo tipo di connessione, oltre che generare un rischio considerevole per il disservizio simultaneo della doppia terna che porterebbe alla disalimentazione della CP Giardini, porta con sé evidenti limiti in caso di manutenzione della doppia terna che attualmente viene effettuata sotto tensione.</p> <p>La CP Giardini alimenta zone di carico ad alta vocazione turistica e negli ultimi anni la presenza di ripetuti e frequenti incendi nel periodo estivo nell'area hanno reso necessario incrementare l'affidabilità di alimentazione delle utenze presenti nell'area in oggetto. L'intervento prevederà due nuove vie di alimentazione sulla direttrice ex RFI Calatabiano-Letojanni, contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>						
FINALITÀ INTERVENTO			OBIETTIVO INTERVENTO			
Decarbonizzazione	Sicurezza e Resilienza		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione energetica		
PREVISIONE TEMPORALE INTERVENTO						
AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO CANTIERI		COMPLETAMENTO			
2026	2030		2032			
INTERDIPENDENZE O CORRELAZIONE						
CON ALTRE OPERE			DA ACCORDI CON TERZI			
IMPATTI TERRITORIALI						
ATTIVITÀ	I22 [KM]		I23 [KM]		I24 [KM]	
Realizzazione	2		0		0	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
AVANZAMENTO OPERE PRINCIPALI						
NOME OPERA	STATO AVANZAM.		AVVIO ATTIVITÀ	AVVIO REALIZZAZ.	COMPLETAMENTO	NOTE (EVENTUALI CRITICITÀ/CAUSE DI RITARDI)
	PDS '23	PDS '21				
Nuovi raccordi 150 kV alla CP Giardini su direttrice 150 kV Letojanni-Giarre.	Fase 1		2026	2030	2032	
Rimozione elementi limitanti elettrodotti 150 kV	Fase 1		2026	2030	2032	
SINTESI						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						







6

Piano minimo
di realizzazioni

Piano minimo di realizzazioni

6

Il piano minimo delle realizzazioni – previsto nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni – fa riferimento, per il Piano di Sviluppo 2023, ad un periodo temporale che va dal 2023 al 2025.

Tale piano minimo di realizzazioni rappresenta un sottoinsieme di opere di sviluppo della RTN sul quale si concentra l'impegno di Terna nel periodo di riferimento, in particolare – come indicato nel citato D.M. – sulla riduzione delle congestioni, sull'incremento della sicurezza e sul miglioramento della qualità del servizio, perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

In [Figura 25](#) sono riportate le opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate dal 2019 al 2022. In [Figura 26](#), sono riportate invece gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2023-2025.

FIGURA 25 Opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti, completate dal 2019 al 2022

REGIONE	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE [M€]	MESE/ANNO
LOMBARDIA	106-P	elettrodotto 220kV "Glorenza-Tirano-der Premadio"	Ingresso cavo Premadio	2,6	11/2021, 08/2022
LOMBARDIA	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220/132 kV Agnosine	5,1	05/2022
LOMBARDIA	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	EXPO 2015 - Ospiate-Torretta	10,0	12/2021, 04/2022
FRIULI VENEZIA GIULIA	253-P	Stazione 220/132 kV Padriciano	Cavo 132kV CE3 Padriciano - Elettra GLT	3,5	06/2021
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380kV Colunga-Calenzano	El 380 kV "Bargi-Calenzano"-Var. Carraia	3,0	10/2021
EMILIA ROMAGNA	323-P	Rete AT area di Modena	Elettrodotto 132 kV Modena N- Modena E	5,5	06/2021
UMBRIA	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord	Sostituzione Conduttori Villavalle-Pietrafitta	5,7	12/2021, 07/2022
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Cavo 220 kV Direzionale - Castelluccia	10,0	12/2021
			El. 220 kV SE Fuorigrotta-CP Napoli Centro	18,7	11/2021
			El. 220 kV "CP Astroni-SE Fuorigrotta"	7,3	11/2021
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 150 kV Mellilli-Priolo CP	9,6	06/2021
SICILIA	621-P	Stazione 220 kV Partinico	SE Partinico: 2°ATR con raddoppio	3,3	07/2021
			Razionalizzazione Torino - Pianezza Fase 2	13,8	12/2021, 06/2022
			Ricostruzione Rivoli - Paracca	5,9	12/2021, 03/2022
			Ricostruzione Paracca - Collegno	4,2	08/2021, 03/2022
PIEMONTE	6-P	Razionalizzazione 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	SE Pianezza - Reattanza 220 kV	2,5	12/2021, 11/2022
CAMPANIA	505-P	Stazioni a 380kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	Elettrodotto 380 kV "Bisaccia - Delicet"	32,3	03/2022; 05/2022
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Cavo 132kV CP Udine Sud - Udine FS	10,2	21/04/22
VENETO	215-P	Riassetto Alto Bellunese	Var. El. 132 kV Strassoldo-Redipuglia FS	2,0	21/04/22
			Raccordi 132 e 220 kV alla S/E Auronzo	10,2	07/2021

>>

REGIONE	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE [M€]	MESE/ANNO
ABRUZZO	417-P	Stazione 150 kV Celano	Stazione 150 kV Celano e raccordi	21,1	21/09/22
SICILIA	616-P	Stazione 380 kV Vizzini	SE 380/150 kV di Vizzini e raccordi 380kV	38,3	20/12/22
TOSCANA	309-P	Elettrodotto 132kV Elba-Continente	Linea 132 kV "San Giuseppe – Portoferraio	14,3	06/12/22
SARDEGNA	724-P	Adeguamento SE Rumanca	SE RUMIANCA - Separaz.Sbarre 150 kV	4,0	12/2021
LOMBARDIA	126-P	SE 380 kV Magenta	Interramenti 132 kV in Comune di Magenta	9,8	09/2021, 05/2022
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	SE 220/150 kV Scafati	18,8	09-10/2021
TRENTINO ALTO ADIGE	208-P	Elettrodotto 132kV Pratidi Vize-Steinach	PST Brennero Stazione 132 kV Brennero	9,9 4,5	05/2021 05/2021
PIEMONTE/LOMBARDIA	8-P	RIMOZIONI LIMITAZIONI RETE 380 kV AREA NORD-OVEST	elettrodotto 380 kV "Lacchiarella-Chignolo-Po"	1,0	03/2021
PIEMONTE	13-P	POTENZIAMENTO RETE 132 kV TRA NOVARA E BIELLA	Potenziamento Borgoticino Arona	1,3	10/2021
PIEMONTE/LIGURIA	19-P	RETE CUNEO-SAVONA	Elettrodotto 132 kV Ceva-Cairo e Carru-Ceva	3,2	12/2021; 11/2022
LOMBARDIA	151-P	ETTRODOTTO 132 kV TRA LE STAZIONI DI STAZZONA E VERDERIO	Elettrodotto 132 kV Stazzona-Verderio	17,0	12/2020
LOMBARDIA	147-P	ELETTRODOTTO 132 kV VERDERIO - CISERANO	Potenziamenti area Verderio	8,5	07-09/2021; 03-09/2022
PIEMONTE	7-P	SVILUPPI RETE NELLE PROVINCE DI ASTI ED ALESSANDRIA	Elett. 132 kV Bistagno- Canelli	4,0	12/2021; 06/2022
			Eletr. 132 kV Asti Sud- Montegrosso	2,4	12/2021; 06/2022
SARDEGNA	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto-Porto Torres	Collegamento FIUMESANTO-PORTOTORRES	2,7	11/2022
SARDEGNA	710-P	POTENZIAMENTO RETE AT IN GALLURA	Intervento completo	23,0	12/2020
LIGURIA	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Elettrodotto 132 kV Genova T. - Erzelli	13,5	20/08/20
LOMBARDIA	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Razionalizzazione Lodi	16,6	
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest-Redipuglia	Cavo Udine Sud-Safau 220 kV	14,3	12/08/20
VENETO	215-P	Riassetto Alto Bellunese	Cavo 132 kV CP Zuel - CP Somprade	24,3	30/12/20
			Stazione 150 kV Sorrento	11,0	23/12/20
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.) Cavo 150kV CP Castellammare CU Fincantier	0,5 4,3	26/09/20
CAMPANIA	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Cavo 220 kV Castelluccia-S. Sebastiano	22,3	11/12/20
PUGLIA	535-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	Stazione 150 kV Stomarella	5,5	26/11/20
SARDEGNA	715-P	Stazione 150 kV Selegas	Stazione SELEGAS - Smistamento 150kV	8,5	16/10/20
VENETO	203-P	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	Cavo 220kV Staz.IV-Malcontenta cd Staz V	8,9	04/12/20
LAZIO	404-P	Riassetto rete area metropolitana di Roma	Elettrodotto d.t. 150 kV Laurentina - R	6,7	28/10/20
BASILICATA	522-P	Elettrodotto 150 kV Castrocuoco-Maratea	Elettrodotto 150 kV Castrocuoco-Maratea (PON)	14,9	23/12/20
VENETO	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio - Arsiero"	12,9	11/12/19
CAMPANIA	516-P	Interconnessione a 150 kV isole campane	Cavo 150 kV "Capri - Sorrento"	40,7	28/12/19
TRENTINO ALTO ADIGE	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) - Steinach (AT)	Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Brennero-Steinach	1,3	23/12/19
LOMBARDIA	145-P	Stazione 220 kV Grosotto	Stazione 220 kV Grosotto	3,7	01/12/19
LOMBARDIA	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Porta Volta/P.ta Venezia	5,6	15/12/19
PIEMONTE	8-P	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Vignole - Vado"	10,7	28/08/19
			Italia-Montenegro Staz. Conv. TIVAT	105,7	01/12/19
			Cavo terrestre 380 kV d.t. Villanova-Ce	12,5	01/12/19
			HVDC Italia - Montenegro - VAS e Svilup	0,2	01/12/19
			Interconnessione Italia-Albania/Montene	5,9	01/12/19
			Costi per AEEG Interconnessione Italia	10,9	01/12/19
			Italia-Montenegro - Cavo lato Italia	281,2	01/12/19
			Italia-Montenegro - Cavo lato Montenegro	82,6	01/12/19
			Italia-Montenegro CEPAGATTI AC/DC Stazi	77,9	01/12/19
			Interconnessione Italia - Albania - Stu	1,5	01/12/19
CONCERTAZIONE			Concertazione Italia - Albania/Monteneg	1,5	01/12/19

FIGURA 26 - Progetti rilevanti con entrata in esercizio 2023-2023

REGIONE	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE [ME]	DATA ATTESA REALIZZAZIONE OPERA
PIEMONTE	3-P	Nuovo incremento di capacità di interconnessione con la Francia	Linea HVDC Grande'Ile – Piossasco	190,1	2023
			Stazione Conversione AC/DC Piossasco	100,2	2023
			Altre opere accessorie	6,0	2023
LOMBARDIA	126-P	Stazione 380 kV Magenta	SE Magenta - nuova sezione 380 kV	25,9	2023
VENETO	215-P	Riassetto Alto Bellunese	Stazione 220/132 kV Auronzo	20,3	2023/2024
VENETO	237-P	Stazione 220kV Schio	SE Schio (Monte Malo) 220 kV	21,3	2023
TRENTINO ALTO ADIGE	238-P	Stazione 220 kV Glorenza	Variante cavo 220 kV Glorenza-Premadio	9,3	2023/2024
TOSCANA	309-P	Elettrodotto 132kV Elba-Continente	Elettrodotto 132 kV Colmata - Portoferraio	86,2	2023/2025
CAMPANIA	505-P	Stazioni a 380kV di raccolta di impianti eolici tra Foggia e Benevento	PST Stazione Elettrica Bisaccia e ampliamento	13,7	2023
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano"	21,2	2024
			Stazione 380 kV Pantano	48,2	2023/2025
LOMBARDIA	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	49,4	2025
LOMBARDIA	106-P	elettrodotto 220kV "Glorenza-Tirano-der Premadio"	Rifacimento Stazione Elettrica Premadio	16,3	2024
LOMBARDIA	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Stazione 132 kV Ponte Caffaro	10,2	2024
			Stazione Elettrica 220 kV Agnosine	29,8	2025
TRENTINO ALTO ADIGE	221-P	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	Riassetto rete 132 kV Trento Sud	15,0	2024
			Stazione Elettrica 132 kV Cirè	8,9	2024
VENETO	229-P	Stazione 380 kV Sandrigo	Installazione quarto ATR 380/132 kV Sandrigo	5,1	2024
TOSCANA	302-P	Elettrodotto a 380kV Colunga-Calenzano	Elettrodotto in cavo 132 kV Barberino-Calenzano	6,7	2025
			Elettrodotto in cavo 132 kV Calenzano-Vaiano All.	9,8	2025
			Stazione Elettrica 132 kV di Futa	7,5	2024/2025
			Elettrodotto 132 kV S. B. Querceto-Firenzuola	16,1	2024/2025
			Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto	136,5	2025
TOSCANA	308-P	Riassetto rete area Livorno	Stazione Elettrica 132 kV Collesalveti	19,1	2024
TOSCANA	317-P	Riassetto area metropolitana Firenze	Raccordi in cavo alla CP Università	5,3	2024
			Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	5,5	2024
ABRUZZO	411-P	Interventi rete AT raccolta rinnovabile tra Abruzzo e Lazio	Elettrodotto 150 kV Pettino-Torione	9,0	2023/2024
LAZIO	416-P	Stazione 380 kV Tuscania	Raccordi 150 kV in doppia tera della linea Canino - Ardena	7,9	2024
LAZIO	419-P	Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	Nuovo Elettrodotto 150 kV "Porto-Fiumicino"	6,8	2024/2025
CAMPANIA	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Elettrodotto 150kV Sorrento-Vico Equense	16,4	2025
			SE Torre Annunziata GIS 150 kV	10,4	2024
			Elettrodotto 150 kV Vico-Agerola	17,1	2025
			Elettrodotto 150 kV Agerola-Lettere	13,6	2025
BASILICATA	510-P	Stazioni 380/150kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	Ampliamento Stazione di Melfi - 3° ATR	10,5	2025

>>

REGIONE	CODICE INTERVENTO	DENOMINAZIONE INTERVENTO	DENOMINAZIONE OPERA PREVISTA	VALORE [M€]	DATA ATTESA REALIZZAZIONE OPERA
SICILIA	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò-Pantano-Priolo	Opere accessorie	8,5	2024
			Elettrodotto 380 kV "Pantano - Priolo"	61,2	2024
SICILIA	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Cavo S.Giovanni La Punta - Acicastello	15,5	2024/2025
			Cavo S.Giovanni La Punta - S.Giovanni Galermo	12,3	2024/2025
FRIULI VENEZIA GIULIA	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Var. a/c El. 132 kV Redipuglia-Ca' Poia	6,0	2025
TRENTINO ALTO ADIGE	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	L.22236C1 ALA-CASTELBELLO_RACC. NATURNO	14,3	2024/2025
EMILIA ROMAGNA	307-P	Elettrodotto 220kV Colunga-Este	Riassetto Colunga-CP Altedo-Ferrara Sud	8,4	2024/2025
CAMPANIA/LAZIO	723-P	HVDC CONTINENTE-SICILIA-SARDEGNA	SdC Montecorvino e Caracoli	325,3	2025/2026
CAMPANIA/SICILIA			Cavi DC Campania e Cavi DC Sicilia	618,0	2025/2026
CAMPANIA/SICILIA			SE Caracoli Nuova sezione 380 kV blindato	40,5	2025/2026
SICILIA			Racc. Cavo 380 kV Sdc-SdS Eboli	32,5	2025
CAMPANIA			Raccordi cavo 380/150 SdC Caracoli Ovest	16,1	2025/2026
SICILIA			Altre opere accessorie	27,3	2025/2026
SARDEGNA	724-P	Adeguamento SE Rumianca	Stazione Elettrica Rumianca - Installazione ATR 380-220 kV	8,5	2025



7.1 Ultranet (Germania)	120
7.2 Nordlink (Norvegia – Germania)	122
7.3 Zhangbei (Cina)	123

7

Appendice: Approfondimenti di progetti HVDC internazionali

Appendice: Approfondimenti di progetti HVDC internazionali



Nella seguente appendice sono state raccolte in maniera sintetica tutte le principali informazioni riguardanti i progetti di reti HVDC e soluzioni innovative di trasporto dell'energia elettrica individuate in ambito internazionale. All'interno dell'appendice sono contenute altresì informazioni ottenute come risultato di interazioni e confronti con altri TSO europei.

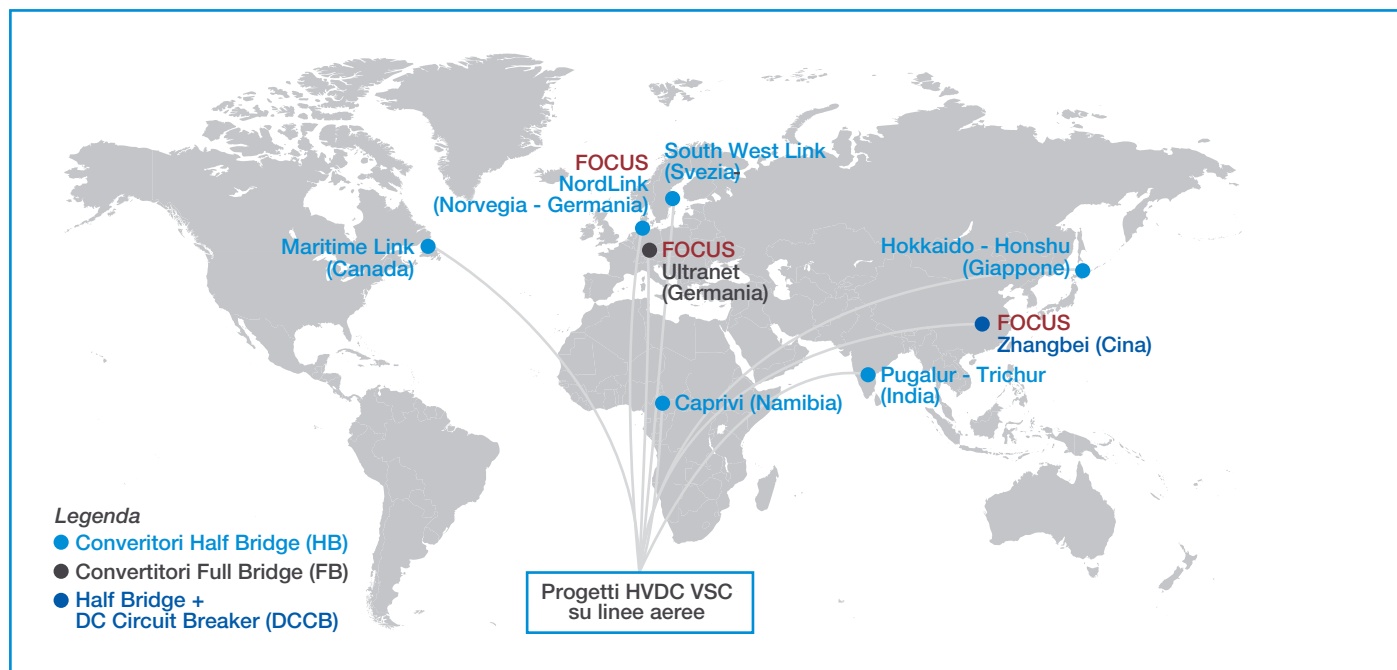
In generale, finora i progetti HVDC sono stati tipicamente “**punto-punto**”, ossia costituiti da due stazioni di conversione connesse mediante una linea in corrente continua. Negli ultimi anni, tuttavia, sistemi multiterminale (MTDC) si stanno rapidamente sviluppando a livello internazionale. Si parla di sistema di trasmissione MTDC, quando, l'interconnessione HVDC è composta da tre o più SdC, che si collegano a ciascun'altra in serie, in parallelo o in modalità ibrida, realizzando effettivamente una rete DC piuttosto che singole linee punto-punto. Un vantaggio è poter potenziare un collegamento esistente per mezzo di un convertitore aggiuntivo, con evidenti benefici in termini di **aumento dell'affidabilità** di tutta l'infrastruttura.

Nella mappa sottostante sono riportati i principali progetti e reti multiterminali HVDC in ambito internazionale:

- Ultranet (Germania);
- Nordlink (Norvegia – Germania);
- Zanghbei (Cina).

Nei box seguenti sono stati rappresentati gli approfondimenti tecnici riguardanti alcuni dei più importanti progetti nel mondo a titolo esemplificativo ma non esaustivo.

FIGURA 27 *Benchmarking internazionale dei sistemi HVDC VSC in esercizio o prossimi al commissioning*



7.1 Ultranet (Germania)

FOCUS: HVAC/HVDC SISTEMA IBRIDO: IL CASO TEDESCO ULTRANET

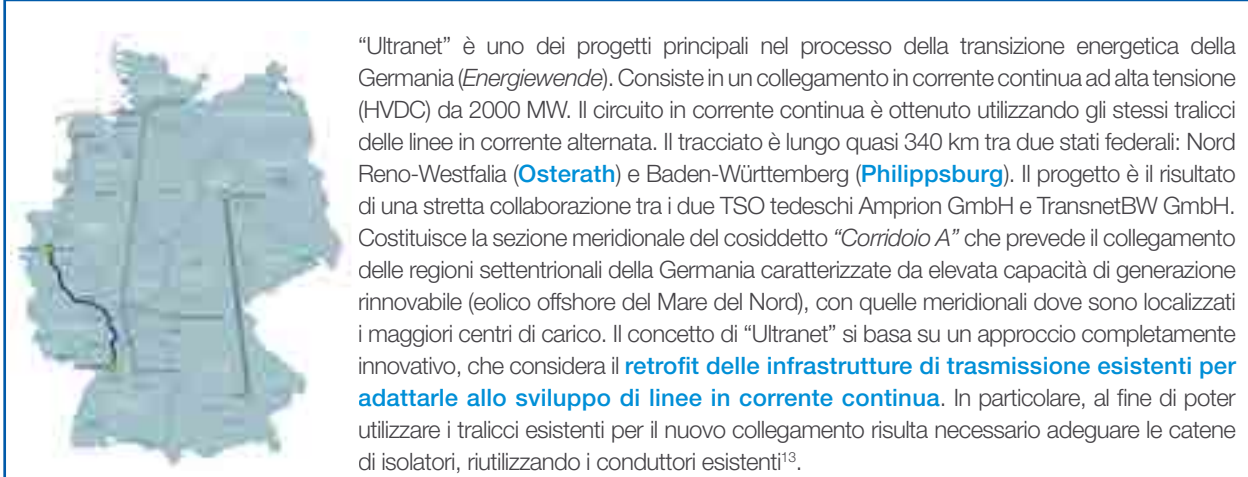
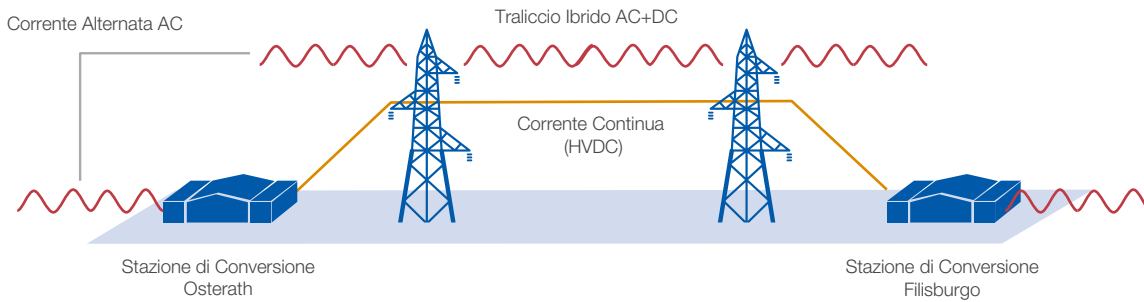


FIGURA 28 Schema semplificato del progetto Ultranet



Tale soluzione migliora in modo significativo le prestazioni complessive della rete aumentando la capacità di trasmissione in modo efficiente, con un netto risparmio di risorse. Inoltre, le SdC di ultima tecnologia (VSC Full Bridge) saranno anche in grado di regolare e stabilizzare la tensione di rete, funzione svolta oggi principalmente dalle centrali convenzionali. Infine, nell’ottica del **riutilizzo di infrastrutture elettriche** dismesse, TransnetBW ha sfruttato il sito esistente di una centrale nucleare in decommissioning per costruire la nuova SdC¹⁴.

FIGURA 29 Sito esistente della centrale nucleare di Filisburgo dismessa per costruire le Stazioni di Conversione



¹³ TYNDP 2020 Main Report: ULTRANET – Hybrid overhead line with innovative converter technology

¹⁴ <https://tg24.sky.it/ambiente/2020/05/14/centrale-nucleare-philippsburg-demolizione-video>

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del collegamento:

- **Percorso:** da Osterath a Philippsburg.
- **Lunghezza:** circa 340 km (di cui ca 40 km di responsabilità di TransnetBW, il resto di Amprion)
- **Capacità di trasmissione:** 2.000 MW.
- **Livello di tensione:** ± 380 kV corrente continua (DC).
- **Portata** ca 2700 A
- **Entrata in servizio prevista:** 2026
- **Realizzazione linea ibrida**, ovvero circuiti AC e DC in gran parte su DT esistente.
- **Costruzione delle SdC** in DC (4x500 MW) ciascuna a Osterath e Philippsburg.

7.2 Nordlink (Norvegia – Germania)

FOCUS: HVDC VSC MIX AEREO-CAVO: IL CASO NORDLINK

L'interconnessione HVDC NordLink ha permesso di collegare per la prima volta la rete elettrica tedesca e norvegese. Ciò consente l'integrazione e lo scambio di energia rinnovabile tra questi due Paesi, raggiungendo i target di integrazione FER prefissati a livello europeo. Il collegamento consente la trasmissione alla Norvegia dell'energia eolica e solare in eccesso prodotta in Germania. Inoltre, permette di trasferire l'energia idroelettrica nella direzione opposta, aumentando la sicurezza energetica in entrambi i Paesi.

Il NordLink è stato il primo impianto HVDC-VSC bipolare a raggiungere la tensione di ± 525 kV e la potenza di 1.400 MW. Esso è costituito da 54 km di cavo terrestre in Germania, 516 km di cavo sottomarino e 53 km di linea aerea in Norvegia.

NordLink detiene una serie di record: è infatti il collegamento HVDC con cavo marino più lungo al mondo (ca. 570 in cavo) nonché l'interconnessione HVDC più lunga d'Europa; inoltre, dimostra la possibilità di realizzare collegamenti HVDC di alta potenza/tensione con linee DC ibride aeree/cavo.

Un'ulteriore e significativa peculiarità del collegamento è relativa al corridoio, su territorio norvegese, in cui insiste la linea aerea HVDC: esso, infatti, è un cd. "corridoio ibrido", infatti la linea 525 kV DC si sviluppa parallelamente (per 38 km) a due linee AC a 420 kV; per 5 km vi è inoltre il parallelismo con un'ulteriore linea AC a 300 kV (come riportato in *Figura 33*). L'impianto è stato costruito ricorrendo alla tecnologia HVDC VSC, essenzialmente per i seguenti motivi:

- necessità di collegare due reti elettriche (rete norvegese e continentale) tra loro asincrone;
- lunghezza (>600 km) del tratto in cavo, che avrebbe reso tecnicamente impossibile l'esercizio del collegamento in corrente alternata a causa della potenza capacitiva circolante;
- possibilità di esercire le stazioni VSC in modalità STATCOM¹⁵ per supportare la rete AC nel nodo di conversione norvegese e tedesco;
- necessità di effettuare frequenti inversioni del flusso di potenza, per massimizzare la producibilità delle RES;

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del collegamento:

- **Percorso:** da Tonstad (Norvegia meridionale) a Wilster (Germania settentrionale);
- **Lunghezza:** circa 620 km;
- **Capacità di trasmissione:** 1400 MW;
- **Livello di tensione:** ± 525 kV corrente continua (DC);
- **Portata** 1333 A;
- **Entrata in servizio:** 2020;
- **Topologia impianto** bipolare rigido.

FIGURA 31 NordLink



FIGURA 32 Impianto NordLink

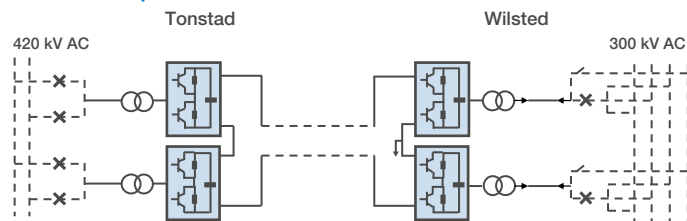
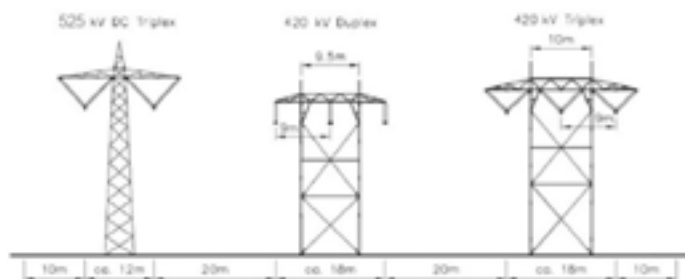


FIGURA 33 Corridoio ibrido NordLink



¹⁵ Static Synchronous Compensator

7.3 Zhangbei (Cina)

FOCUS: HVDC VSC MULTITERMINALE CON LINEE AEREE E DCCB: IL CASO ZHANGBEI

L'interconnessione HVDC Zhangbei costituisce il primo esempio al mondo di realizzazione di una rete HVDC, definita come impianto multiterminale in cui sia individuabile una maglia chiusa costituita da soli collegamenti in corrente continua.

L'impianto Zhangbei aiuterà a integrare ingenti quantità di energia rinnovabile nell'area densamente popolata di Pechino, essendo così in grado di fornire energia a circa 9 milioni di persone.

Le stazioni di Zhangbei e Kangbao sono collegate a nuovi centri di produzione in fase di sviluppo nella regione, mentre le stazioni di conversione sono situate a Fengning (collegata a una centrale di pompaggio) e a Pechino.

L'impianto costituisce una pietra miliare nello sviluppo della tecnologia HVDC VSC in quanto:

- è il primo impianto HVDC VSC a raggiungere la capacità di conversione di 3000 MW (nelle stazioni di Pechino e Zhangbei);
- è costituito unicamente da linee aeree (complessivamente circa 650 km) di tipologia bipolare con ritorno metallico;
- è il primo impianto in cui siano stati messi in esercizio DCCB alla tensione di ± 535 kV (totale di 16 interruttori di diversi fornitori con potere di interruzione di 25 kA)

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del collegamento:

- **Percorso:** rete DC tra le stazioni di Zhangbei, Kangbao, Fengning e Pechino
- **Lunghezza:** 650 km totali, completamente in linea aerea: 227km nella regione di Zhangbei, 126km in quella di Pechino, 219km in quella di Fengning e i rimanenti nell'area di Kangbao
- **Capacità di trasmissione:** 3000 MW (linee), 1500/3000 MW (stazioni)
- **Livello di tensione:** ± 535 kV corrente continua (DC).
- **Entrata in servizio:** 2020
- **Topologia** Bipolare con ritorno metallico

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Tema.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creative
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu



M4
Milano
Stampa

