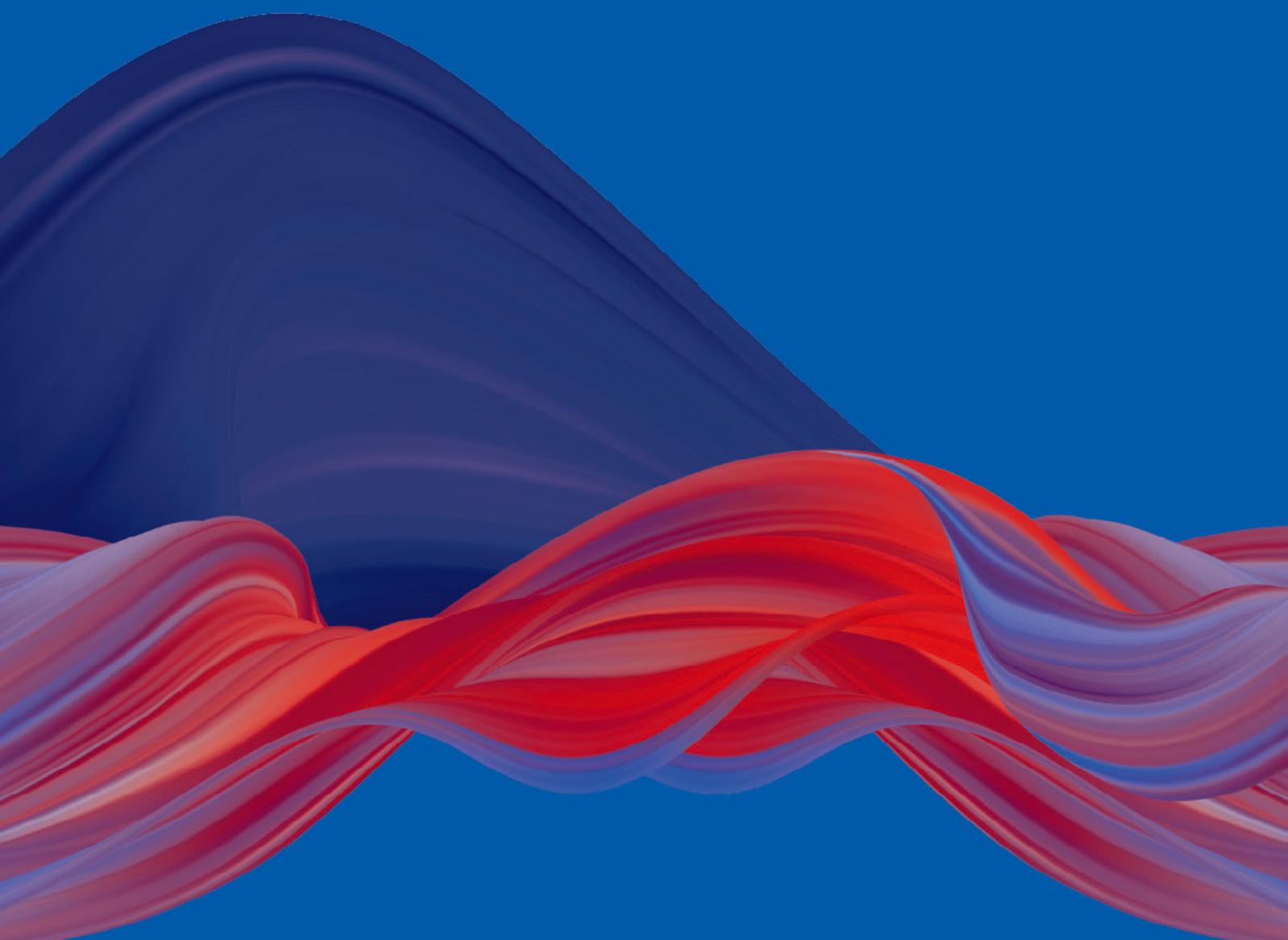


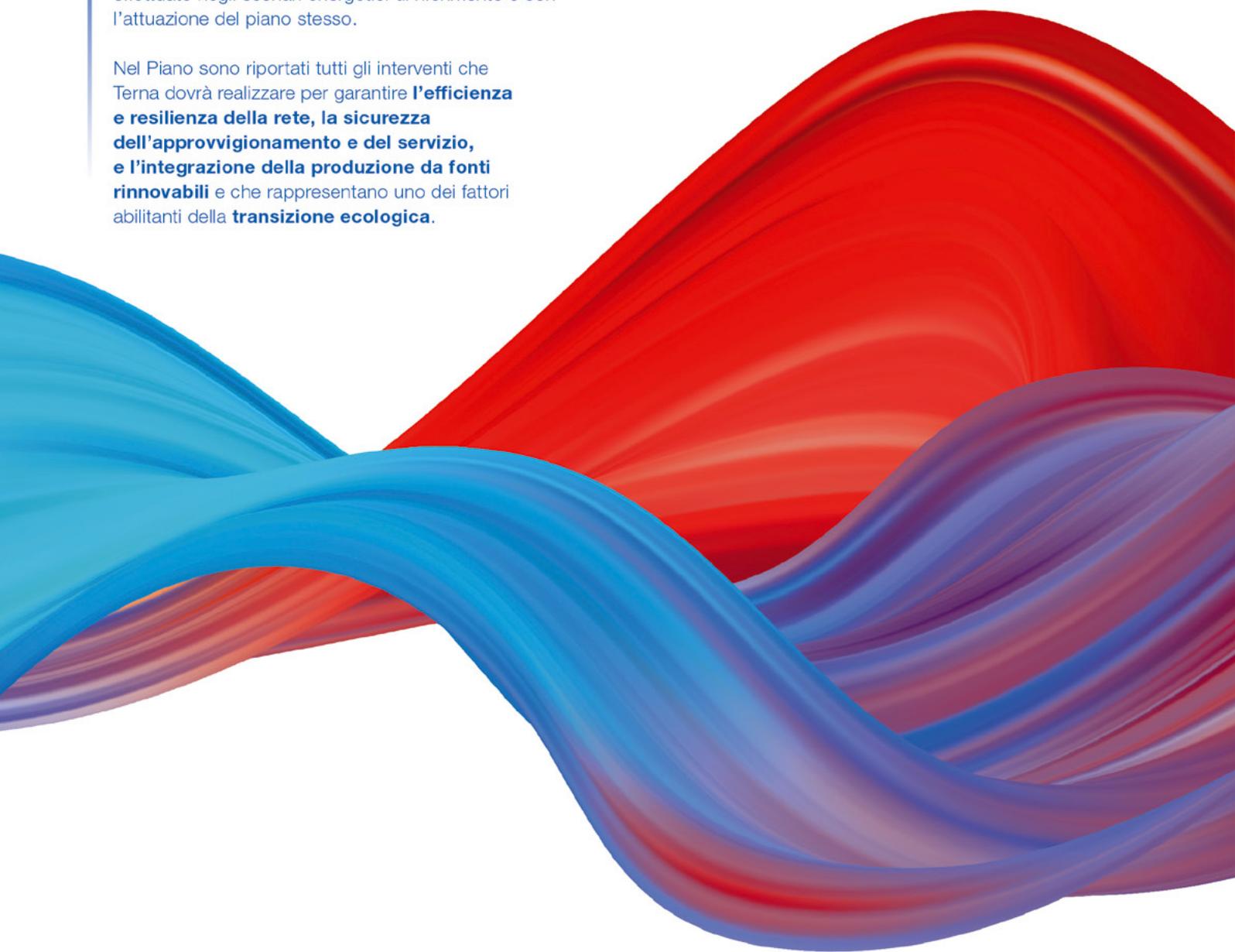
2023

BENEFICI DI SISTEMA E ANALISI ROBUSTEZZA RETE



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

Gli **investimenti del Piano di Sviluppo 2023** mirano a potenziare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e a **raggiungere una sempre maggiore sicurezza, adeguatezza ed efficienza del sistema elettrico nonché ulteriori benefici per il sistema Paese.**

In particolare, nel seguente Fascicolo si valutano i principali benefici attesi dai nuovi interventi di sviluppo previsti nel PdS 23 e dagli interventi dei Piani precedenti, intesi come benefici differenziali legati alla presenza o meno degli interventi programmati: **scenario con / senza interventi di sviluppo.**

Nelle analisi mostrate di seguito si farà principalmente riferimento agli scenari FF55 e DE¹ rispettivamente per l'anno orizzonte 2030 che 2040, in quanto rappresentano la visione allineata alle politiche di decarbonizzazione previste per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050. Sebbene detti scenari possano apparire sfidanti, le opere di sviluppo contenute in questo Piano (unitamente a quelle dei Piani precedenti) si pongono l'obiettivo di renderli raggiungibili. Per completezza, verranno mostrate in maniera più sintetica le principali evidenze relativamente agli scenari Late Transition, meno sfidanti del FF55 e del DE e riferiti rispettivamente agli obiettivi del PNIEC e del Clean Energy Package.

Lo sviluppo rete previsto da questo Piano prevede l'avvio della realizzazione di un Layer HVDC, che troverà pieno completamento con la magliatura in corrente continua nel futuro, ovvero una serie di collegamenti in corrente continua con tecnologia HVDC perfettamente integrati con gli sviluppi di rete previsti nei piani precedenti e in grado di realizzare un'infrastruttura che sviluppa in maniera organica il sistema elettrico, apportando evidenti benefici in termini di sfruttamento del territorio, robustezza della rete oltre che benefici in termini di integrazione RES, congestioni e perdite di rete.

Le opere di rete appartenenti al Layer HVDC ("Hypergrid" come descritto nel Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo") persegue l'obiettivo di incrementare la capacità di scambio interzonale, sfruttando un sistema di trasmissione capace di controllare e direzionare i flussi direttamente ai centri di carico. La bidirezionalità dei flussi assicura una maggiore stabilità e sicurezza di esercizio per le porzioni di rete a cui le stazioni di conversione afferiscono incrementandone la robustezza, nonché un controllo efficace del vettore della tensione grazie alla possibilità di gestire indipendentemente lo scambio di potenza attiva e reattiva tra la rete DC e AC.

¹ Per maggiori dettagli e informazioni sugli scenari si può fare riferimento al *Documento di Descrizione degli Scenari 2022* pubblicato sul sito Istituzionale www.terna.it.

I principali benefici introdotti dalle opere di sviluppo, e di cui verrà discusso nei successivi paragrafi, riguarderanno principalmente:

Impatti dello Sviluppo Rete sulle Congestioni interzonal

Incremento della capacità di trasporto

Riduzione delle congestioni interzonal

Incremento di adeguatezza del sistema

Maggiore RES Integration

Riduzione delle perdite

Incremento della robustezza di rete

Indice

1	Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	7
2	Incremento capacità di trasporto	13
	2.1 Incremento capacità di trasporto con l'estero	14
	2.2 Incremento capacità di trasporto tra le zone interne	16
3	Incremento adeguatezza di Sistema	21
4	Incremento integrazione FER e Riserva	25
5	Riduzione delle perdite e vantaggi di sistema	31

6	Riduzione emissioni CO₂	36
7	Dinamica del Sistema	39
8	Robustezza della Rete (System Strength)	43
	8.1 Introduzione alla Robustezza di Rete	44
	8.2 La rete del futuro a prevalenza IBR: Grid Following e Grid Forming	45
	8.3 Azioni per incrementare la robustezza di rete	47
	8.4 Analisi sulla Robustezza di Rete	49
	8.5 Definizione degli indici caratteristici per la robustezza di rete	50
	8.6 Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza	53
9	Conclusioni	61





1

Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico

Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico 1

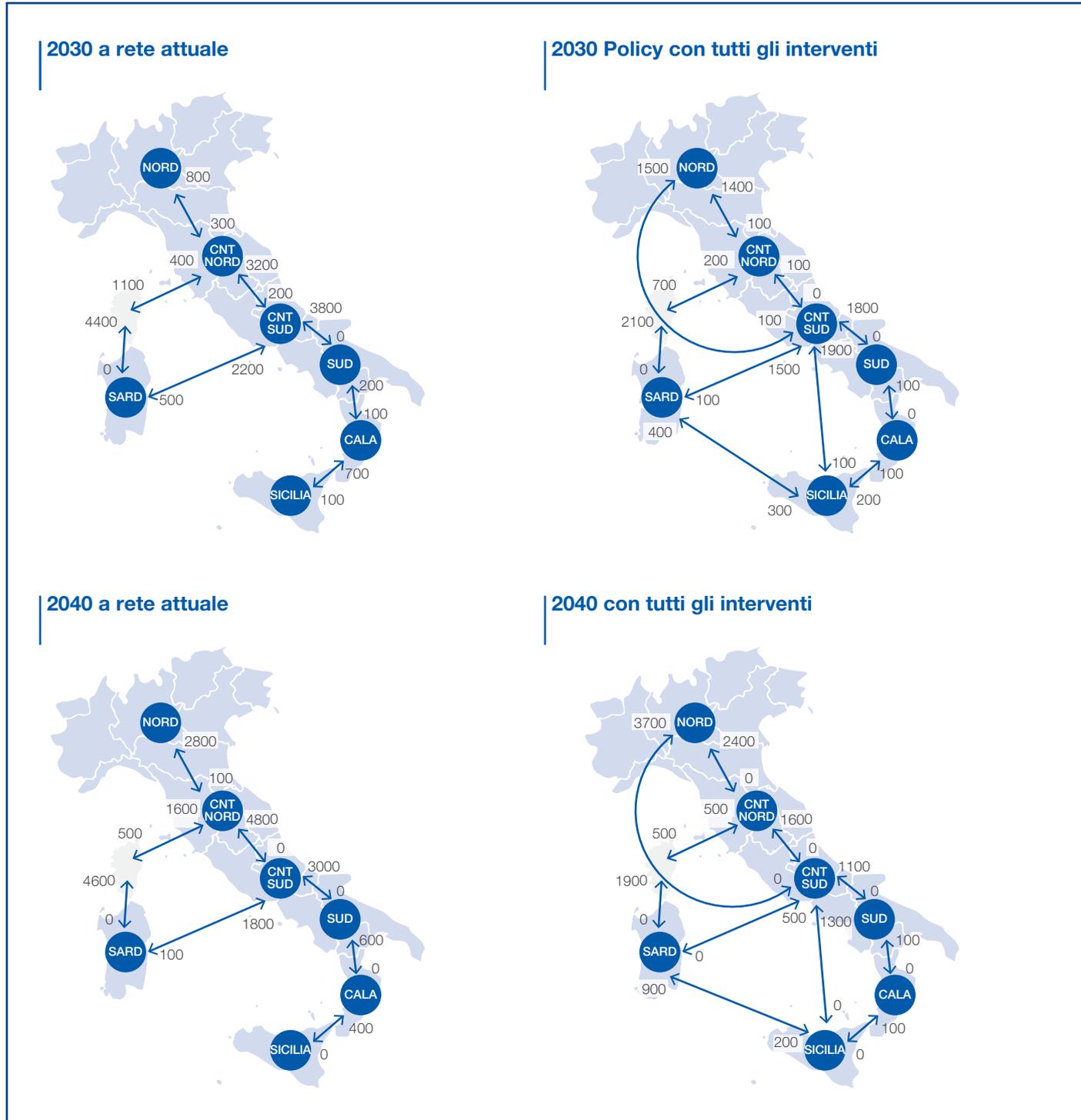
Gli scenari futuri alla base del presente Piano di Sviluppo 2023 descrivono un sistema elettrico caratterizzato da un'elevata penetrazione di rinnovabili, in particolare nelle zone di mercato meridionali. Di seguito sono rappresentati gli impatti degli interventi infrastrutturali previsti nel PdS23 (e precedenti), confrontando il sistema elettrico con e senza questi interventi.

In generale l'incremento della capacità rinnovabile al Sud e sulle Isole comporta un incremento dei flussi di energia elettrica da Sud verso Nord, considerando che anche in futuro una quota importante del fabbisogno elettrico sarà concentrato al Nord. L'incremento dei flussi sarà abilitato dallo sviluppo della capacità di trasporto delle dorsali HVDC, elemento chiave del nuovo PdS.



Nella *Figura 1* sono riportate le ore di congestione tra le zone di mercato, in entrambi gli anni orizzonte con e senza le opere di sviluppo rete.

FIGURA 1 Ore di saturazione nei diversi scenari senza e con interventi PdS Scenari: FF55 2030, DE 2040



In generale, si può notare come all'anno orizzonte 2030, in assenza di interventi di sviluppo, le ore di congestione fra le sezioni interne Sud e Centro Sud sono rilevanti. Valori di 4000 ore circa sono attesi tra le sezioni Sud e Centro Sud al 2030, mitigate a 1800 ore circa con lo sviluppo rete (Aliano-Tito-Montecorvino, Foggia-Villanova, Foggia-Fano, Montecorvino-Avellino Nord - Benevento e Tyrrhenian Link). Tali sviluppi consentono di integrare energia rinnovabile che viene veicolata verso il Nord del paese attraverso la sezione Centro Sud – Centro Nord che grazie allo sviluppo rete vedrà una riduzione di ore di congestione da 3200 a circa 120 ore. Dalle simulazioni emerge che, rispetto agli scenari dei PdS precedenti, si verifica un maggiore transito nei flussi in direzione Sud-Nord, a dimostrazione di come il Tyrrhenian Link sia strategico in ottica di RES Integration, Market Efficiency e Decarbonizzazione. L'effetto di mitigazione delle ore di congestione è dato anche dal nuovo collegamento Hypergrid Milano-Montalto che permetterà di collegare direttamente la zona Centro Sud alla zona Nord, permettendo di bypassare due sezioni, Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord-Nord, storicamente critiche a causa dei vincoli ambientali che ostacolano la costruzione di nuove infrastrutture di trasmissione. L'incremento di energia convogliata da Sud verso la zona Nord, nonché la profilatura giornaliera dei flussi di potenza concentrati nelle ore solari, determinano l'incremento del numero di ore di saturazione in import nella suddetta zona, nonostante il considerevole incremento di capacità di trasporto previsto.

La rete completamente sviluppata libera per ciascuna sezione di mercato elevati quantitativi di energia rispetto alla situazione "con rete attuale". L'aumento della capacità di transito del Piano di Sviluppo, grazie agli interventi previsti, permetterà un aumento notevole di energia transitante anche con ore di congestione paragonabile.

In questo contesto tutti gli interventi di sviluppo contenuti nel presente Piano contribuiscono a contenere le congestioni e a consentire una maggiore integrazione della generazione da fonti rinnovabili. Si osserva che nello scenario 2030 la realizzazione dell'intervento di sviluppo Tyrrhenian Link e degli altri interventi interdipendenti, riesce a ridurre notevolmente le congestioni delle due isole. In particolare, la sezione Calabria-Sicilia avrebbe 300 ore di congestione, rispetto alle 800 previste nel 2030 senza interventi di sviluppo. Al 2040 lo sviluppo rete consentirebbe di scendere sotto le 100 ore di congestione.

Nello scenario 2040 è ancora più evidente l'impatto della rete Hypergrid sulle ore di congestione, infatti, mediante tali opere è possibile ottenere una significativa riduzione, talvolta superiore al 50%, delle ore di congestione nelle varie sezioni. La sezione Centro Sud – Centro Nord è ancora una volta quella maggiormente interessata dai benefici legati allo sviluppo della rete, con una riduzione del numero di ore di congestione da circa 4800 a 1600. La sezione Sardegna-Centro Sud è anch'essa interessata da una riduzione, dovuta alla realizzazione del collegamento SAPEI2, che porta le ore di congestione da 1800 a 500. Con lo Ionian Link sarà invece possibile abilitare una maggiore capacità di scambio sulla sezione Sicilia – Calabria, che insieme al Tyrrhenian Link permetterà così una riduzione delle congestioni su tale sezione. Inoltre, la realizzazione anche del tratto Hypergrid Montecorvino-Latina apporta un beneficio alle sezioni Sud – Centro Sud, riducendo il numero di ore di congestione da circa 3000 a 1100.

In definitiva, le simulazioni svolte mostrano come mediante il progetto Hypergrid si riesca a raggiungere l'obiettivo finale di integrazione della produzione rinnovabile attraverso una significativa riduzione del numero di ore di congestione nella direzione da Sud a Nord del Paese, nonché attraverso una forte riduzione del numero di ore in cui il sistema presenta Overgeneration, come dettagliatamente riportato nel paragrafo "Incremento integrazione FER e Riserva".

L'analisi delle ore di congestione permette di valutare l'effetto benefico delle opere di sviluppo della rete, tuttavia, per comprendere pienamente l'influenza positiva sul Sistema Elettrico si è analizzata anche la variazione di Social Economic Welfare (SEW) in funzione dello sviluppo rete. La variazione del SEW è stata calcolata come differenza tra la configurazione di rete completa degli interventi previsti nel presente Piano e quella a rete attuale, sia al variare dell'anno orizzonte che dello scenario di riferimento considerato.

Per entrambi gli anni orizzonte e gli scenari considerati (FF55-DE e LT 2030/2040), l'incremento del SEW per effetto dello sviluppo rete dimostra l'efficacia delle opere pianificate. Particolare attenzione merita il confronto tra gli scenari FF55 e DE ai rispettivi anni orizzonte. Infatti, al 2030 si riscontra un incremento pari a circa 10% per lo scenario FF55 e circa 40% per lo scenario 2040 DE (si tratta di risparmi per il sistema elettrico dell'ordine dei miliardi di euro per ogni anno). Tale differenza è dovuta soprattutto al fatto che al 2030 la realizzazione delle opere è ancora parziale rispetto a quanto previsto e la penetrazione FER risulta inferiore rispetto all'anno orizzonte 2040. Al 2040, l'intero layer HVDC insieme a tutte le altre opere di sviluppo consente di raggiungere livelli di RES integration tali da consentire una notevole penetrazione rinnovabile anche per i consumi finali dell'area Nord.

In generale si osserva che il completamento delle opere di sviluppo, permette il raggiungimento dell'obiettivo di lungo termine, ovvero consentire la RES Integration e abilitare il trasporto di grandi quantità di energia rinnovabile dal Sud verso il Nord del Paese, riducendo l'overgeneration di sistema e il costo complessivo dello stesso (SEW) ottenendo un Sistema più efficiente.





2.1 Incremento capacità di trasporto con l'estero 14

2.2 Incremento capacità di trasporto
tra le zone interne 16

2

Incremento capacità
di trasporto

Incremento capacità di trasporto

2

L'Europa ha intrapreso un percorso ambizioso e sfidante verso la decarbonizzazione il cui cambiamento principale è focalizzato sulla sostituzione della produzione di energia da combustibili fossili con fonti di energia rinnovabili e sull'aumento dell'elettrificazione degli altri settori, in modo da conseguire gli obiettivi di riduzione di CO₂ previsti nel prossimo futuro. Una rete paneuropea ben interconnessa è essenziale per raggiungere quest'obiettivo perché permette di integrare livelli crescenti di produzioni rinnovabili intermittenti in sicurezza e con maggiore efficienza, incrementando la concorrenza nel mercato a favore di prezzi dell'energia elettrica più competitivi.

Il presente fascicolo dà rilievo allo sviluppo infrastrutturale previsto da Terna negli anni orizzonte 2030 e 2040 ed è alla base delle analisi Costi-Benefici.

È importante evidenziare come tutti i TSO europei siano impegnati nel migliorare la robustezza della propria rete a favore di quella paneuropea sincrona e interconnessa. In tal senso, Terna agisce promuovendo gli sviluppi interni e frontali, necessari per garantire il proprio impegno a favore di una sempre maggiore gestione in sicurezza della rete previsionale Europea.

2.1 Incremento capacità di trasporto con l'estero

L'incremento della capacità di interconnessione con l'estero sarà attuato con la realizzazione degli interventi di interconnessione previsti nel medio e lungo termine, che consentiranno un aumento importante della capacità di trasporto, localizzato principalmente alla frontiera settentrionale e meridionale del Paese.

In particolare, si prevede nel medio termine un incremento totale di circa 1900 MW², mentre nel lungo termine è atteso un aumento complessivo pari a 3560 MW. Inoltre, un ulteriore incremento di 800 MW è stato conseguito nel 2022 in gran parte in seguito dell'entrata in esercizio del primo polo HVDC Piossasco – Grand'Île (600 MW sulla frontiera Italia - Francia)³.

² HVDC TUNITA, HVDC GRITA 2, Nauders – Glorenza, Prati di Vizze – Steinach, Rim. Lim. IT-SI.

³ Dati e informazioni disponibili al momento della stesura del presente documento.

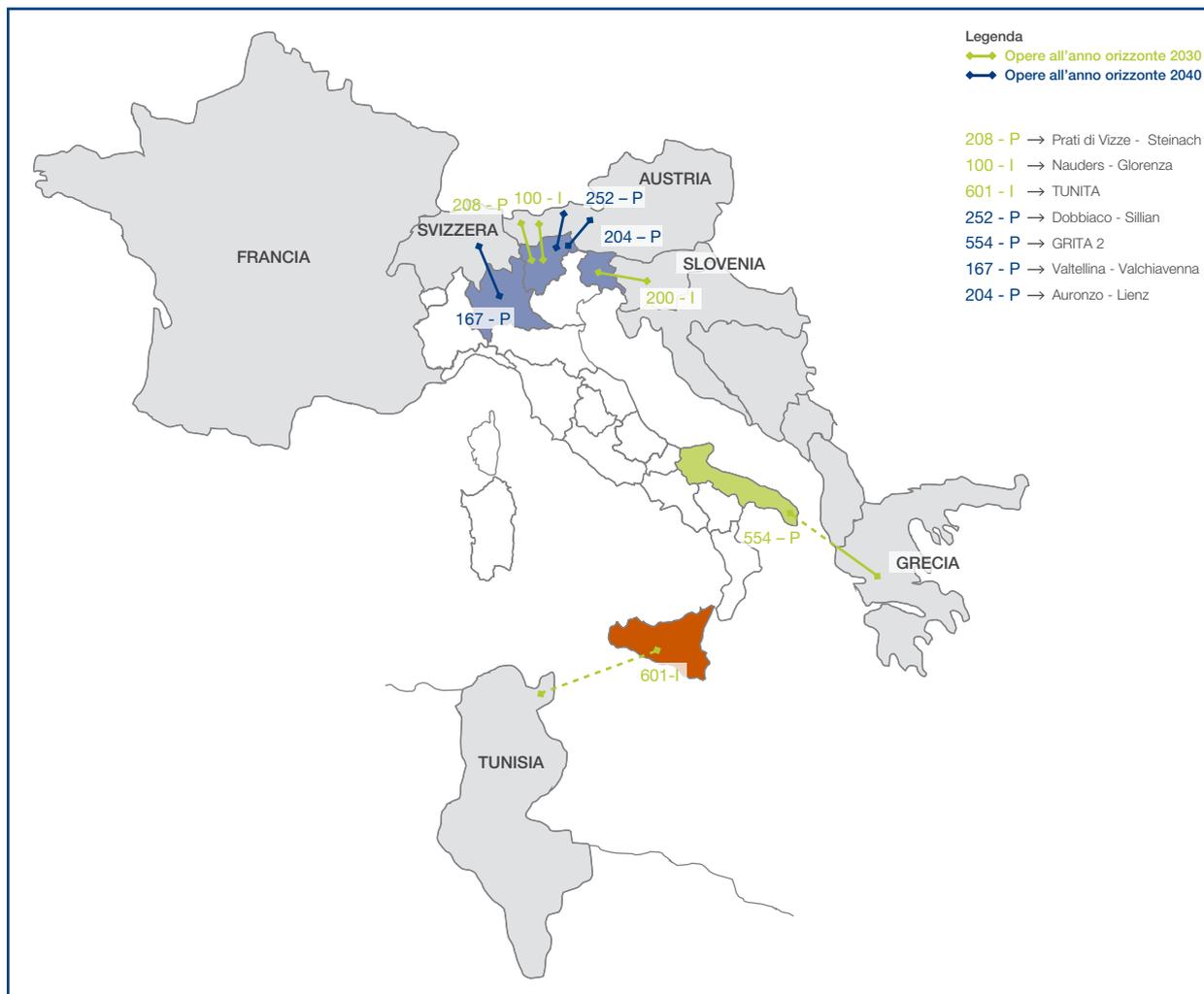
Gli incrementi saranno traggurati con la realizzazione degli interventi di sviluppo rete indicati in *Tabella 1*:

TABELLA 1 *Interconnessioni previsionali alla frontiera*

FRONTIERA	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC ⁴ [MW]
Svizzera	Valtellina – Valchiavenna	(167 – P)	1000
	Prati di Vize – Steinach	(208 – P)	100
Austria	Nauders – Glorenza	(100 – I)	300
	Dobbiaco – Sillian	(252 – P)	160
	Auronzo – Lienz	(204 – P)	500
Slovenia	Rimozione limitazioni	(200 – I)	400
Grecia	HVDC GRITA 2	(554 – P)	500:1000 ⁵
Tunisia	HVDC TUNITA	(601 – I)	600

La *Figura 2* riporta una sintesi grafica degli interventi di interconnessione previsti ed indicati in *Tabella 1*, con dettaglio relativo all’ anno orizzonte di entrata in esercizio.

FIGURA 2 *Interconnessioni previsionali alla frontiera*



⁴ Valore riferito al massimo diurno invernale in import dalla frontiera estera.

⁵ Nel PdS 23, le analisi di costi benefici hanno tenuto conto di una NTC di 500 MW; tuttavia, gli studi congiunti tra i due TSO nell’ambito del TOR siglato ad aprile 2021 hanno evidenziato la possibilità di realizzare un HVDC per una capacità complessiva di 1000 MW.

In aggiunta, sono in corso di pianificazione dei progetti di interconnessione privati (“Merchant Lines”) che, tuttavia, non sono inclusi nello scenario di calcolo dei benefici dei progetti nel presente Piano di Sviluppo, poiché caratterizzati da importanti incertezze relative soprattutto all’anno orizzonte di realizzazione. I principali progetti di interconnessione privati attualmente in fase di autorizzazione sono descritti nel Fascicolo “Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo” e riportati sinteticamente nella seguente tabella.

TABELLA 2 Progetti di interconnessione privati “Merchant lines”

FRONTIERA	PROGETTO	SOCIETA'	AC/DC	TENSIONE [kV]	POTENZA [MW]
Italia - Svizzera	Verderio - Sils	GREENCONNECTOR SRL	DC	400	1000
Italia - Austria	Somplago-Wurmlach	ALPE ADRIA ENERGIA S.P.A.	AC	220	300
Italia – Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	ADRIA LINK	AC	110	150
Italia-Malta	Ragusa-Mactab	ENEMALTA PLC	AC	220	500 ⁶
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	100
Italia-Francia	Cesana-Briançon	ENEL PRODUZIONE SPA	AC	132	150
Italia – Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	NUR POWER ITALY SRL	DC	500	2000
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	MERA SRL	AC	220	250
Italia-Austria	Prati di Vizze-Steinach	MEMC SPA	AC	132	80

2.2 Incremento capacità di trasporto tra le zone interne

Gli scenari energetici FF55 e DE alla base di questo PdS⁷, sono caratterizzati da una produzione RES che nel lungo termine (anno orizzonte 2040) risulta dislocata prevalentemente nel Sud e nelle Isole (71%⁸ del totale), a fronte di una domanda di energia elettrica concentrata maggiormente nella parte settentrionale del Paese (62%⁹ del totale). Questo porta alla necessità di sviluppare un’infrastruttura idonea ad incrementare la capacità di scambio tra Sud e Nord, realizzando così dei corridoi che consentano di ridurre le congestioni interzonal, abilitando l’integrazione di generazione da fonti rinnovabili nel rispetto dei target definiti a livello Europeo.

In tal senso, *HyperGrid*, insieme agli interventi già previsti nei precedenti piani di sviluppo, ha lo scopo di favorire l’efficienza e la sicurezza del sistema elettrico nazionale futuro.

⁶ Alla data di predisposizione del piano risulta in fase di formalizzazione la pratica di trasferimento del diritto di connessione per il secondo collegamento tra Italia e Malta, parallelo a quello esistente.

⁷ Documento di descrizione degli Scenari, Terna 2022 (https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf).

⁸ Considerando le zone di mercato Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

⁹ Considerando le zone di mercato Nord e Centro Nord.

Di seguito, in *Tabella 3*, si riporta la lista di interventi di sviluppo previsionali che hanno maggiore impatto in termini di riduzione delle congestioni interzonalì.

TABELLA 3 *Interventi di sviluppo interzonalì*

ZONE DI MERCATO	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC ¹⁰ [MW]	DATA
Nord - Centro Nord	Colunga - Calenzano	(302 - P)	400 ⇌	2025
	Adriatic link	(436 - P)	600 → 1000 ←	2028
	HG Dorsale Adriatica fase 2 (HVDC Fano - Forlì)	(447 - N)	2000 ⇌	2036
Centro Nord - Centro Sud	Rimozione limitazioni	(432 - P)	150 ⇌	2023
	Adriatic link	(436 - P)	1000 ⇌	2028
	HG Dorsale Tirrenica Nord (HVDC Milano - Montalto)	(355 - N)	800 ←	2030/2032
	HG Central link	(356 - N)	600 ⇌	2030
	HG Dorsale Adriatica fase 1 (HVDC Foggia - Fano)	(447 - N)	500 ⇌	2032
	HG Dorsale Adriatica fase 2 (HVDC Forlì-Fano)	(447 - N)	500 ⇌	2036
Sud - Centro Sud	Foggia - Villanova 380 kV	(402 - P)	500 ⇌	2027
	Montecorvino - Avellino Nord - Benevento 380 kV	(506 - P)	200 ⇌	2028/2029
	Aliano-Tito-Montecorvino	(546 - P)	300 ⇌	2032
	Benevento Nord	(553-P)	200 ⇌	2035
	HG Dorsale Ionica- Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano - Montecorvino - Latina)	(563-N)	2000 ⇌	2035
	HG Dorsale Adriatica fase 1 (HVDC Foggia - Fano)	(447 - N)	600 ⇌	2032
Centro Sud - Sicilia	Tyrrhenian link est	(723 - P)	1000 ⇌	2028
Sud - Calabria	Riassetto Rete nord Calabria	(509 - P)	400 ⇌	2029
	Montecorvino - Avellino Nord - Benevento 380 kV	(506 - P)	500 ⇌	2028/2029
	HG Dorsale Ionica- Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano -Montecorvino - Latina) ¹¹	(563-N)	2000 ⇌	2035
Calabria - Sicilia	Rimozione limitazioni Sorg. -Rizziconi	(501 - P)	400 ¹² → 300 ←	2024
	Nuovo collegamento 380 kV Bolano-Annunziata	(555 - P)	500 ⇌	2026
	HG Dorsale Ionica- Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano -Montecorvino - Latina)	(563-N)	2000 ⇌	2035
Sardegna -> Corsica -> Centro Nord	SACOI 3	(301 - P)	100 ⇌	2026
Centro Sud -> Sardegna	SAPEI 2	(732 - N)	1000 ⇌	2040
Sicilia -> Sardegna	Tyrrhenian link ovest	(723 - P)	1000 ⇌	2027
Centro Sud -> Nord	HG Dorsale Tirrenica Nord (HVDC Milano - Montalto)	(355 - N)	2000 ⇌	2030/2032

¹⁰ Valori riferiti al massimo in import ed in export tra le ZdM interne.

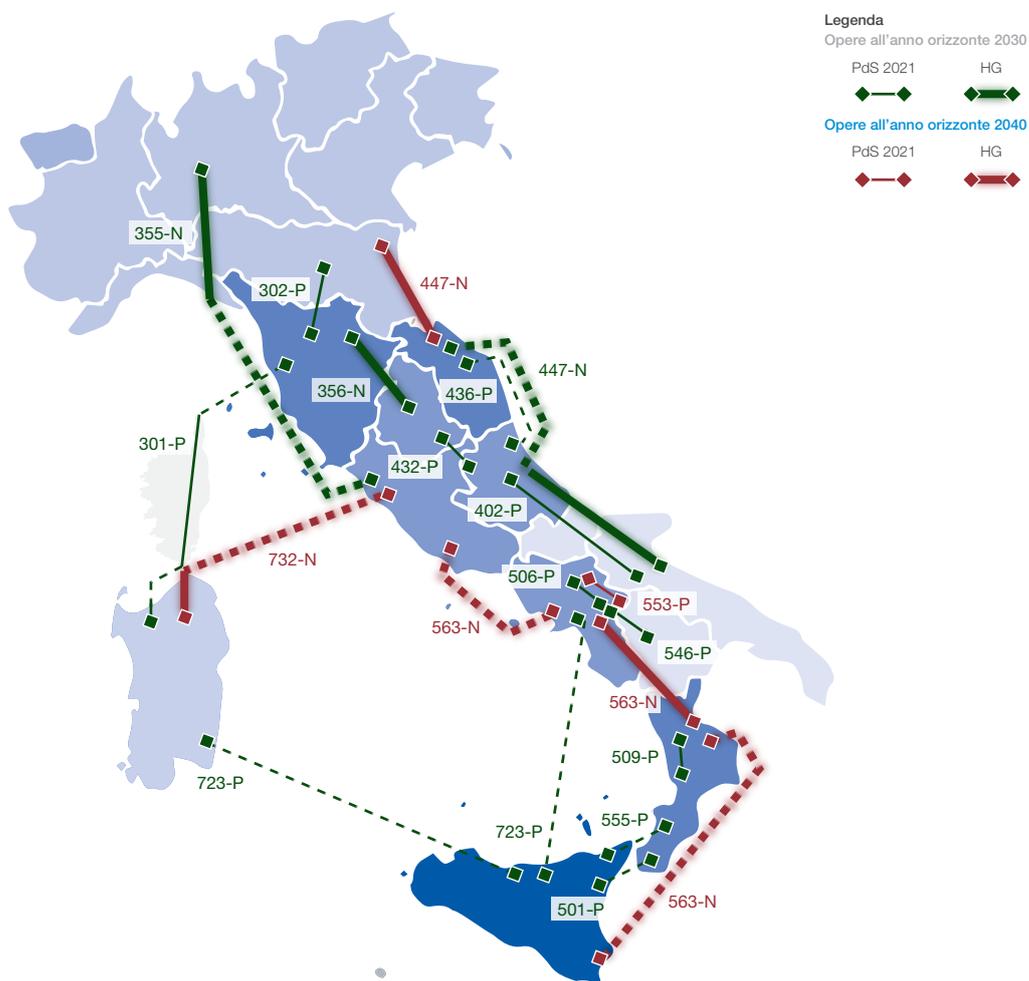
¹¹ L'opera permette di abilitare 2000 MW tra CA-S solo a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento Ionian link.

¹² Già disponibili nella rete attuale e confermato a valle dell'entrata in esercizio della rimozione limitazioni Sorgente-Rizziconi.

Nella *Figura 3*, per semplicità, vengono rappresentati a livello grafico i vari interventi di sviluppo già menzionati nella *Tabella 3*. La stessa figura, inoltre, permette di visualizzare più facilmente l'idea alla base del Piano di Sviluppo 2023: creare una *dorsale adriatica* ed una *tirrenica* in grado di abilitare l'evacuazione dell'energia prodotta al Sud verso il Nord del Paese, con la possibilità, inoltre, di controllare tali flussi e dispacciarli a seconda delle esigenze di rete che si presentano ogni giorno nella gestione in tempo reale. Tutto ciò è possibile pianificando link in HVDC tali da formare i due corridoi citati e rispondere alle esigenze di scenario energetico previsionale garantendo un miglior controllo e gestione dei flussi.

Tale sviluppo della rete Hypergrid integra opportunamente le opere già presenti nel Piano di Sviluppo precedente con una visione sistemica a 360°, garantendo la coerenza nel perseguire lo sviluppo infrastrutturale ottimo per il Paese e realizzando nel lungo termine un vero e proprio "Layer in DC".

FIGURA 3 *Mapa interventi di sviluppo interzonali*

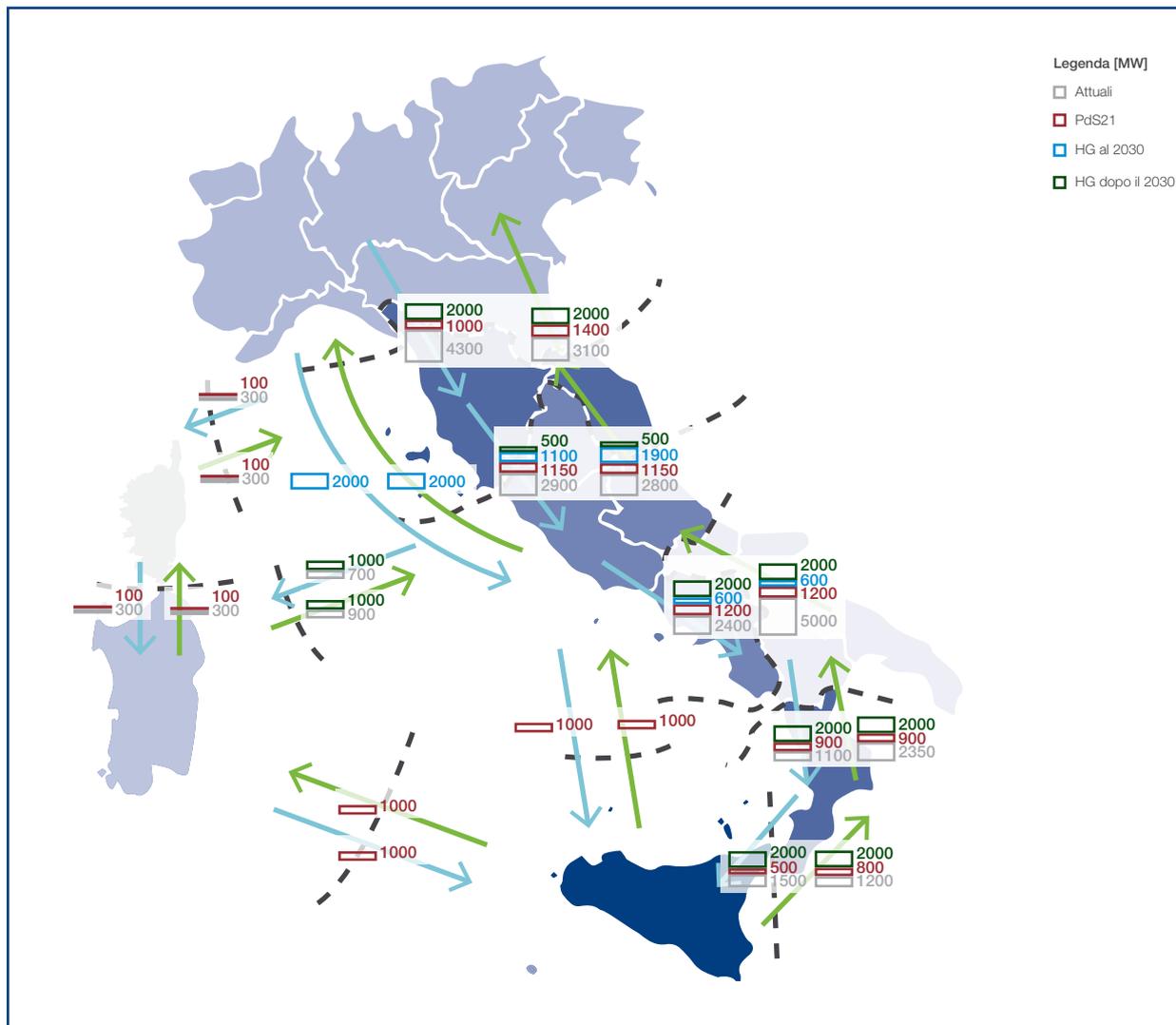


Infine, nella *Figura 4* (con codici indicati relativi alla *Tabella 3*) vengono riportati i limiti di scambio tra sezioni di mercato interne, in entrambi i versi. In particolare, si mostrano i limiti divisi in:

- attuali;
- incrementali dovuti ad opere già previste nel PdS21;

- incrementali dovuti ad opere *Hypergrid*, con dettaglio di entrata in esercizio:
 - anno orizzonte 2030;
 - anno orizzonte 2040.

FIGURA 4 *Limiti di scambio [MW] interni previsionali*¹³



È facile notare come l'incremento dei limiti di scambio tra le zone di mercato interne, grazie alle opere Hypergrid, sia molto rilevante soprattutto se comparato alle opere HVAC già previste nei Piani precedenti. La nuova rete Hypergrid permetterà di incrementare la capacità di transito da Sud verso Nord complessivamente per oltre 16 GW¹⁴ ed è articolata in cinque dorsali che includono le diverse porzioni della futura rete DC. Tali opere, inoltre, non impattano in maniera significativa il territorio dal momento che da una parte si sfruttano tracciati marini, dall'altra è previsto l'utilizzo di corridoi terrestri oggi utilizzati per infrastrutture HVAC, prevedendone la riconversione in HVDC.

¹³ Riferimento al documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato" (rev. 28) alla base delle ACB del presente PdS, dove è considerato anche il contributo della Deliceto-Bisaccia sulla sezione S-CS. Si precisa che la rev. 29 del documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato" (pubblicato a fine 2022) presenta piccole variazioni sulle sezioni S-CS e CA-SI, per interventi Capital Light implementati nel corso del 2022.

¹⁴ L'incremento complessivo di capacità di 16,6 GW tiene conto del valore conseguito attraverso le dorsali Hypergrid e delle relative azioni Capital Light, e considera 1,6 GW di capacità rilasciata al mercato dal 1° gennaio 2021, a seguito della realizzazione dei capital light che non erano inclusi nel PdS 2021.





3

Incremento adeguatezza
di Sistema

Incremento adeguatezza di Sistema

3

Il Sistema Elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni dato periodo. Le infrastrutture di rete hanno un ruolo fondamentale nel garantire l'adeguatezza, specialmente considerando il drastico cambiamento del mix di produzione.

Sul fronte delle rinnovabili si è assistito nell'ultimo decennio a uno sviluppo di capacità di eolico e solare fotovoltaico. Allo stesso tempo, dal 2013, la capacità termoelettrica installata si è ridotta di circa 15 GW, contestuale alla crescita esplosiva delle FER che ha comportato una minore produzione termoelettrica e quindi una minore redditività degli impianti esistenti. Questa tendenza è particolarmente visibile per il carbone, la cui produzione si è ridotta di circa l'80% tra il 2014 e il 2020, dovuta non solo alla crescita delle rinnovabili ma anche alle policy di phase-out e al crescente prezzo della CO₂ che lo penalizza rispetto al gas.

Per completare il phase-out delle centrali a carbone sarà indispensabile realizzare nuove infrastrutture di rete. Un esempio chiave è la Sardegna, dove Terna sta realizzando il collegamento "Tyrrhenian Link" per garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte dell'atteso decommissioning degli impianti a carbone e degli impianti più obsoleti e a maggior impatto ambientale. Ciò permette una migliore penetrazione della generazione rinnovabile, limitando fenomeni di curtailment, e riducendo sia i costi sul mercato dell'energia e dei servizi per il dispacciamento, che le congestioni sulla rete. La dismissione della generazione termica dell'isola potrà avvenire in modo progressivo man mano che le nuove risorse (il Tyrrhenian Link ed i 528 MW di nuova capacità in esito all'asta del Capacity Market, tenutasi a febbraio 2022) entreranno in servizio. Non solo la Sardegna, ma anche la Sicilia potrà beneficiare del nuovo collegamento e della nuova capacità di trasporto che permetterà la dismissione di circa 2 GW di centrali termoelettriche a maggiori emissioni inquinanti (carbone e olio nelle due isole maggiori).

In generale, nello scenario futuro si attende anche una progressiva riduzione della capacità installata di impianti termici a fonti fossili per motivi economici, riducendo ulteriormente il margine di adeguatezza del sistema. Questa tendenza potrebbe esporre il sistema a situazioni critiche in termini di adeguatezza, soprattutto all'occorrenza di situazioni climatiche estreme (ad esempio picchi di caldo con conseguente aumento della domanda per climatizzazione oppure ondate di freddo) o di problemi sulle linee di interconnessione o di tensioni contemporanee nei paesi confinanti che possono portare a limitazioni dell'import o a flussi in export. Le aree maggiormente esposte a tali rischi sono quella Nord e Centro Nord, dove la dismissione del parco di generazione a carbone non sarà adeguatamente compensata da sviluppo di fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo.

Si rende quindi indispensabile la realizzazione degli interventi del Piano di Sviluppo che sono finalizzati a:

- 1. ridurre le congestioni tra zone di mercato attraverso il potenziamento della rete di trasmissione**, con particolare riferimento agli sviluppi con tecnologie HVDC (es. VSC);
- 2. rendere il sistema stabile ed autoregolante attraverso l'installazione di mezzi di compensazione con tecnologie adeguate alla regolazione.**

In particolare, in riferimento al primo punto, l'aumento della capacità di transito è fondamentale per garantire l'adeguatezza del sistema, permettendo l'aumento del mutuo soccorso tra le zone nelle diverse condizioni di esercizio.

Gli scenari di riferimento alla base del Piano prevedono un notevole transito di energia con direzione Sud – Nord, per cui le opere all'interno di questo piano si concentrano sullo sviluppo di infrastrutture tra le suddette zone di mercato. Ruolo rilevante in questo quadro lo ricopre lo sviluppo della rete, in particolare con tecnologie HVDC: questa tecnologia permette un maggiore controllo dei flussi di energia in rete massimizzando il trasporto di energia da Sud a Nord.

Le analisi svolte in materia di adeguatezza hanno evidenziato come grazie allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il sistema elettrico italiano risulterà nel lungo termine adeguato e potrebbe quindi rinunciare, oltre alle centrali a carbone in via di dismissione, anche ad una parte dell'attuale parco di generazione a gas.







4

Incremento integrazione
FER e Riserva

Incremento integrazione FER e Riserva

4

La maggiore integrazione della produzione da impianti a fonte rinnovabile è tra gli obiettivi più sfidanti del processo di transizione ecologica in atto. Gli obiettivi di decarbonizzazione definiti nel nuovo pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» (-55% di emissioni di CO₂ a livello europeo) impongono nuove sfide al settore elettrico italiano: entro il 2030 per raggiungere almeno il 65% di penetrazione della quota FER nei consumi lordi di energia elettrica, sarà necessario installare +70 GW di nuova capacità rinnovabile, di cui circa 55 GW di solare e 15 GW di eolico.

In particolare, il fotovoltaico di grande taglia è indispensabile per raggiungere i target di FER previsti, e circa 42 dei 55 GW di capacità solare saranno rappresentati da impianti solari utility-scale. Sulla base delle richieste di connessione, si considera un incremento della potenza installata maggiore al Sud e sulle Isole (+50 GW) rispetto a quanto localizzato nelle zone Nord e Centro-Nord (+20 GW). L'evoluzione verso una sempre più sbilanciata produzione a fonte rinnovabile al Sud provoca un ulteriore incremento sui flussi in transito da Sud verso Nord.

In questo scenario l'attuale infrastruttura non riuscirebbe a garantire una **capacità di transito sufficiente** tra Sud e Nord che permetta uno sfruttamento efficiente dell'energia prodotta prevalentemente al Sud. In assenza di interventi finalizzati all'aumento dei limiti interzonali, si rende necessario un importante taglio della produzione rinnovabile per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

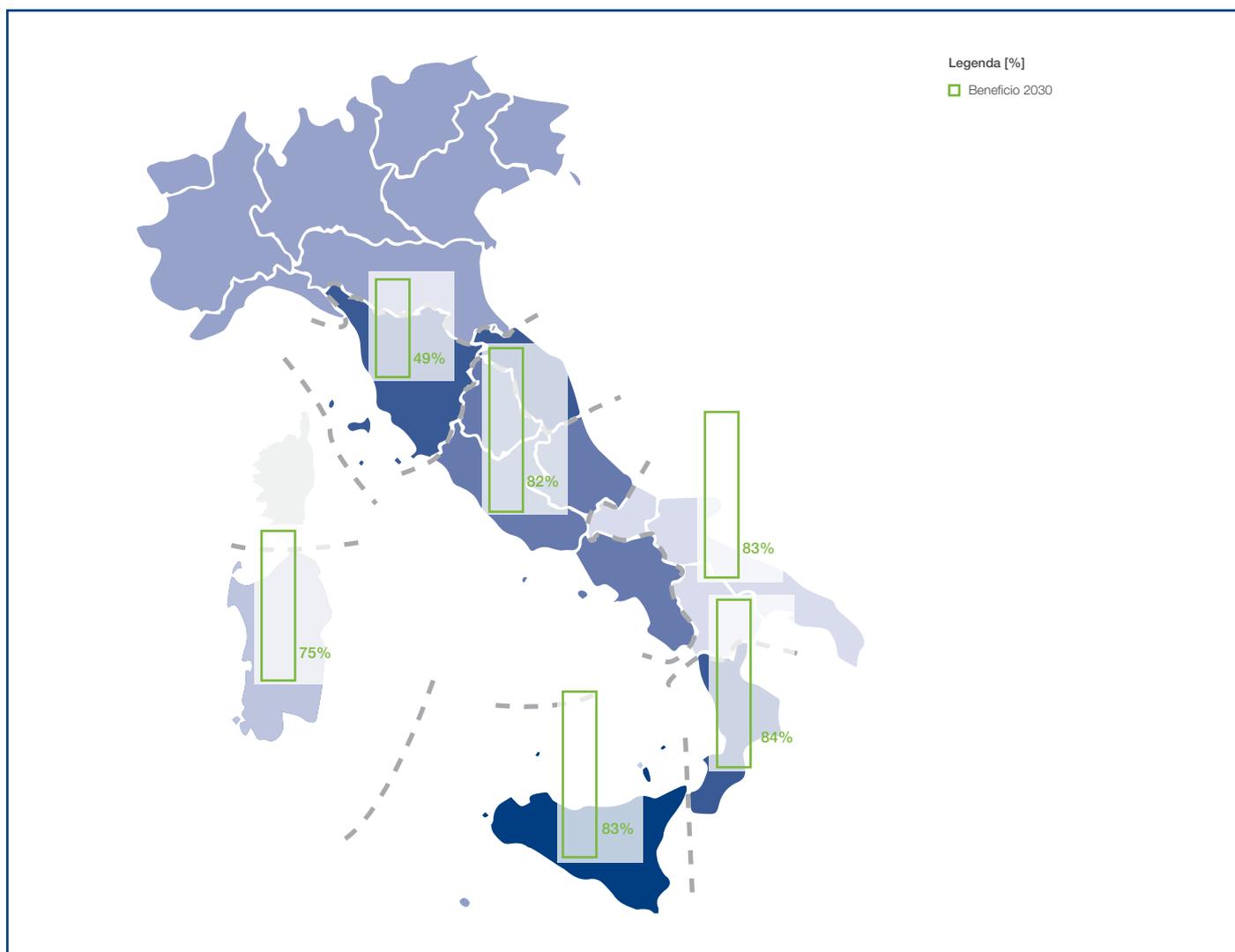
Un'ulteriore sfida da affrontare arriva dalla copertura del **fabbisogno di riserva**, che risulta essere crescente al crescere della penetrazione FER e di cui Terna si approvigiona nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Tuttavia, le fonti rinnovabili non programmabili non partecipano pienamente all'MSD (anche per motivi strutturali) e conseguentemente la riserva è allocata principalmente sulle risorse convenzionali. La crescita attesa delle FER potrebbe comportare situazioni in cui la maggior parte del parco termoelettrico risulta spento in esito all'MGP, in particolare durante le ore centrali nei mesi primaverili quando la produzione dei sistemi fotovoltaici raggiunge valori elevati. In questo contesto, potrebbe essere necessario ridurre in fase di MSD la produzione FER al fine di "fare spazio" agli impianti termici che possono soddisfare il vincolo relativo al fabbisogno di riserva. Inoltre, ci si attende un contributo crescente nel soddisfacimento del fabbisogno di riserva da parte degli accumuli, contenendo tale approvvigionamento da fonte termoelettrica e consentendo, allo stesso modo, l'esercizio in sicurezza del sistema.

Gli interventi di sviluppo rete ricoprono un ruolo di fondamentale importanza per ridurre le limitazioni all'integrazione di produzione rinnovabile. Con particolare riferimento allo sviluppo di *Hypergrid*, l'aumento della capacità di transito interzonale associato porterà benefici evidenti sul volume di *Overgeneration*, riducendo la necessità di tagliare la produzione da fonte rinnovabile. I vantaggi di uno sviluppo infrastrutturale che comporta un innalzamento dei limiti di transito non permettono solamente di garantire maggiore trasporto di produzione dal Sud al Nord, ma garantiscono una maggiore flessibilità nell'allocazione della riserva, grazie all'aumento della disponibilità al mutuo soccorso tra le diverse aree.

Anche gli interventi di sviluppo sulla rete secondaria sono importanti per l'integrazione FER, perché permettono di ridurre il taglio di piccoli impianti che altrimenti non potrebbero essere dispacciati in condizioni di sicurezza per limitazioni sulla rete di sub-trasmissione e congestioni intrazonali.

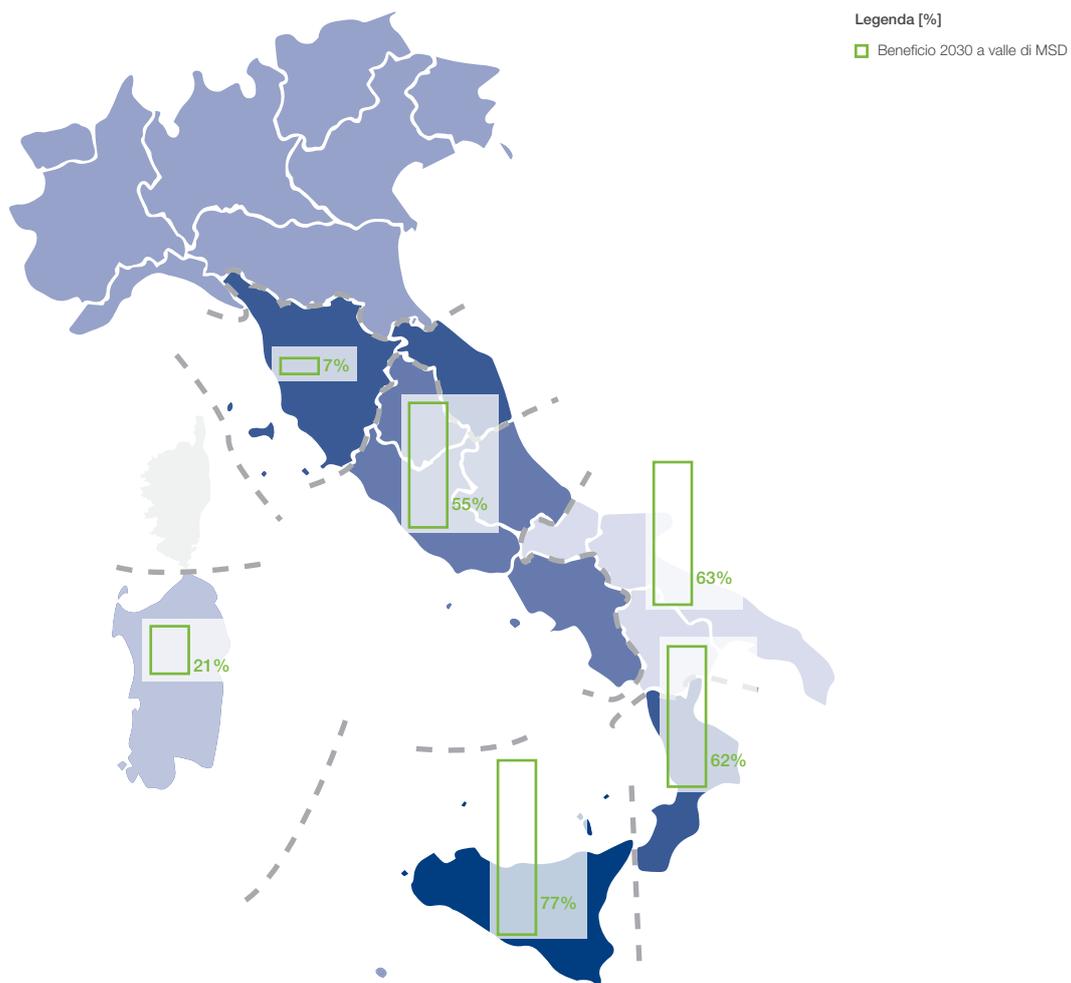
Nella *Figura 5* si osserva come le opere di sviluppo che hanno impatto sui limiti di scambio (*Tabella 1* e *Tabella 3*) possa permettere una integrazione rinnovabile ingente riducendo di circa l'80% l'*Overgeneration* totale di Sistema.

FIGURA 5 Riduzione Overgeneration in MGP a seguito dello sviluppo rete nello scenario FF55 2030



Le opere di sviluppo sono necessarie ma non sufficienti a garantire uno sfruttamento efficiente delle risorse rinnovabili. Simulazioni effettuate in assenza di limiti di transito interzonali (cosiddette di tipo “copperplate”) dimostrano che con questi volumi di produzione da fonte rinnovabile, esiste una quota rilevante di curtailment strutturale, ovvero non legata alle congestioni di rete, ma semplicemente al fatto che quota parte dell’energia prodotta non può essere consumata, accumulata o esportata. Queste evidenze dimostrano l’importanza dello sviluppo di nuovi sistemi di accumulo, ma soprattutto la necessità di abilitare altre risorse non convenzionali come le FER e gli accumuli alla partecipazione nell’MSD.

FIGURA 6 *Riduzione Overgeneration a valle dell’MSD a seguito dello sviluppo rete nello scenario FF55 2030*



Nella *Figura 6* si riportano gli esiti delle simulazioni a valle dell'MSD con e senza gli interventi di sviluppo. In questo caso, la necessità di soddisfare il fabbisogno di riserva determina valori di Overgeneration più elevati per cui la riduzione di Overgeneration dovuta allo sviluppo rete è di circa 60% a livello Italia.





An aerial photograph showing a landscape with a highway, a town, and a power line tower. The highway is on the left, with several vehicles. The town is in the middle ground, with red-tiled roofs and a church spire. The power line tower is in the foreground on the right, with several power lines extending across the scene. The sky is blue with some clouds.

5

Riduzione delle perdite
e vantaggi di sistema

Riduzione delle perdite e vantaggi di sistema 5

Le perdite di rete caratterizzano la trasmissione di energia e rientrano nei fenomeni fisici ad essa correlati: alla massiccia integrazione di energia rinnovabile e alla conseguente necessità di trasmettere maggiori quantitativi di energia sulle reti sono dunque inevitabilmente associate perdite di rete. Le lunghe distanze tra i centri di produzione e carico, unitamente all'elevata aleatorietà della grande quota di energia prodotta dalle fonti rinnovabili, può determinare "disordine" dei flussi e quindi un significativo cambiamento di direzione degli stessi, contribuendo ad aumentare le perdite di trasmissione sulla rete elettrica. Tali perdite possono essere ulteriormente enfatizzate nell'ipotesi di una rete che non è in grado di controllare i flussi di potenza che invece la tecnologia HVDC consente.

Gli interventi di sviluppo Hypergrid consentono di incrementare la capacità interzonale e rispondono contemporaneamente all'esigenza di preservare l'efficienza di sistema, mitigando le perdite addizionali legate all'integrazione di energia rinnovabile. La scelta della trasmissione in corrente continua rappresenta infatti la soluzione ottimale soprattutto per convogliare in maniera controllata energia su distanze dell'ordine delle centinaia di chilometri, come peraltro noto dalla teoria dei sistemi elettrici di trasmissione, con perdite di rete complessive (incluse le perdite delle stazioni di conversione) inferiori rispetto ad un collegamento equivalente in termini di capacità esercito in corrente alternata.

La scelta della trasmissione in corrente continua per le dorsali Hypergrid si rivela pertanto la migliore sotto il profilo tecnico-economico considerando le lunghezze rilevanti dei collegamenti, che consentono un trasferimento diretto di energia tra Centro-Sud e Nord della Penisola. Questa soluzione è ottimale anche in virtù dell'impossibilità pratica di realizzare ed esercire collegamenti in cavo in corrente alternata di lunghezza elevata, a causa dell'impegno di reattivo rilevante e del conseguente aumento delle perdite, oltre che per altri limiti come quelli dovuti alla stabilità dinamica del sistema.

Di seguito, sono rappresentati gli esiti di analisi di Sistema svolte in tal senso, confrontando le ipotesi di infrastruttura in corrente alternata e corrente continua. È stata quindi condotta un'analisi comparativa allo scopo di dimostrare, come già ampiamente noto in bibliografia, che un corridoio in corrente continua è caratterizzato da minori perdite di rete rispetto ad un equivalente corridoio in corrente alternata (sebbene non sempre realmente praticabili a causa di limiti fisici/costruttivi accennati sopra). Quindi, con riferimento alla [Figura 4](#), le linee previste in HVDC (Hypergrid) sono state sostituite da linee HVAC con medesima lunghezza e pari capacità di trasmissione. Inoltre, sono state adottate delle opportune semplificazioni che tengono in considerazione il fatto che linee HVAC di tali lunghezze risultano difficilmente fattibili o addirittura irrealizzabili dal punto di vista tecnico.

Riassumendo, in *Tabella 4*, viene riportato il confronto delle perdite tra le due tecnologie nelle due viste:

- “Sistema”, facendo una comparazione del valore di perdite di trasmissione globali considerando le dorsali Hypergrid previsionali pianificati in HVDC e in HVAC;
- “Dorsali Hypergrid”, comparando il valore delle sole perdite relative alla rete Hypergrid, pianificata in HVDC e in HVAC.

TABELLA 4 *Confronto del valore di perdite*

ANALISI	SCENARIO	RIDUZIONE PERDITE CON TECN. HVDC VS HVAC [%]
Sistema	FF55 2030	6%
	DE 2040	16%
Dorsali Hypergrid		60%

Nell’analisi di “Sistema” il modello DE 2040 presenta un valore di riduzione delle perdite maggiore rispetto al 2030, in ragione sia dello scenario, che presenta maggiori flussi tra Sud e Nord del Paese, sia dello sviluppo completo del progetto Hypergrid in HVDC. L’insieme di questi due fattori consente di apprezzare un maggior beneficio sulle perdite nello scenario DE 2040.

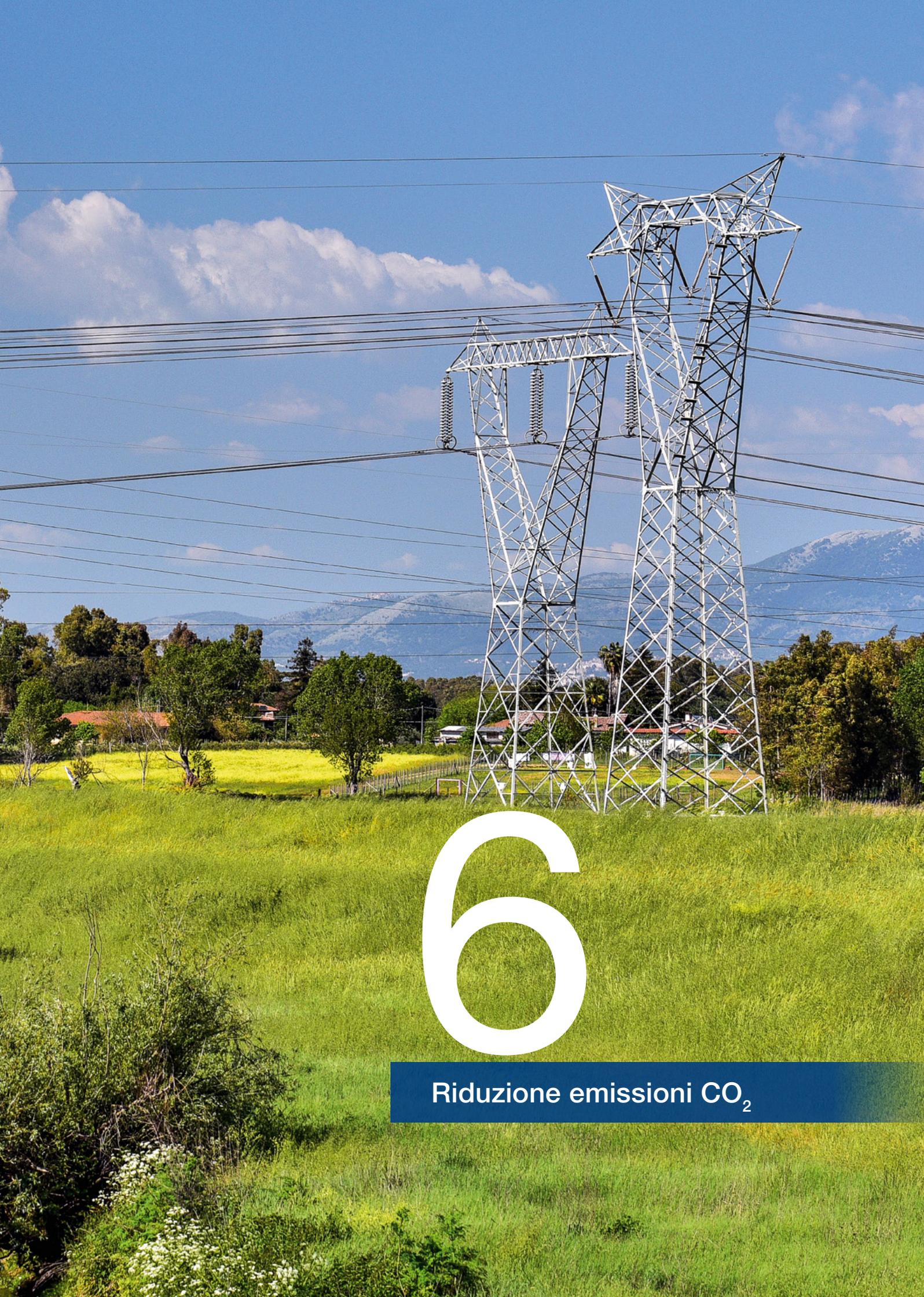
La stessa tabella fornisce anche una stima della riduzione delle perdite dal punto di vista delle singole dorsali Hypergrid confrontandoli con equivalente HVAC. Quest’ultima analisi risalta l’impatto dell’utilizzo della tecnologia HVDC per ridurre le perdite e avere una trasmissione dell’energia più efficiente: infatti, il grande vantaggio di trasmettere potenza con la tecnologia HVDC, nonostante si abbiano delle perdite aggiuntive sulle stazioni di conversione, è dato dall’assenza del contributo reattivo, che su linee così lunghe diventa preponderante.

La pianificazione di interventi di sviluppo della rete contemplati nel presente Piano è guidata da criteri di ottimo tecnico-economico e, ai fini delle perdite, si procede ad effettuare scelte più favorevoli come la razionalizzazione della rete, aumentando (ove possibile) il livello di tensione, riducendo le distanze, scegliendo soluzioni tecnologiche più efficienti e incrementando la magliatura soprattutto attraverso collegamenti in HVDC con capacità di controllo dei flussi di potenza.

Con particolare riferimento alla potenziale riduzione delle perdite nelle analisi di Sistema FF55 e DE, è possibile stimarne una riduzione tra 0,5 - 1¹⁵ TWh/y, dovuta agli sviluppi di rete pianificati nel presente Piano di Sviluppo, anche nell’ottica di avere uno scenario energetico che prevede un’elevata quantità di flussi su grandi distanze, in particolare da Sud a Nord del Paese. Tale riduzione, con l’applicazione degli interventi previsti nel Piano, è utilizzata nel paragrafo successivo per il computo delle relative riduzioni di emissioni di CO₂.

¹⁵ Le perdite stimate sull’intero sistema elettrico italiano ammontano a circa 19 TWh per l’anno 2021 – Fonte Annuario Statistico 2021.





6

Riduzione emissioni CO₂

Riduzione emissioni CO₂

6

Lo sviluppo della rete elettrica è un fattore abilitante del processo di decarbonizzazione messo in atto dalle strategie di transizione energetica nazionali ed internazionali: gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano contribuiscono in modo sostanziale, oltre che alla sicurezza e robustezza del sistema elettrico, anche alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in particolare di CO₂, accompagnando la transizione energetica mediante l'integrazione della produzione da fonte rinnovabile.

Di fatto, l'evoluzione del mix produttivo verso una quota crescente di produzione da fonti rinnovabili rappresenta il driver principale per la riduzione dell'emissione di sostanze climalteranti, ma i presupposti affinché si possa concretizzare tale evoluzione prevedono la realizzazione di tutte le infrastrutture di sviluppo della rete pianificate e volte a consentire il processo di RES Integration, mitigando i fenomeni tipici di una produzione prevalentemente rinnovabile, come le congestioni e la conseguente overgeneration.

Le opere di sviluppo che consentono la RES Integration e che permettono la mitigazione di tali fenomeni consistono principalmente nell'incrementare la capacità di scambio interzonale accompagnata da interventi locali con l'obiettivo di minimizzare le congestioni intrazonali.

Tale layer in corrente continua, inoltre, permette di controllare e direzionare i flussi direttamente verso i centri di carico, consentendo una potenziale riduzione (parità di assetti produttivi) delle perdite di rete che indirettamente porta ad una ulteriore variazione delle emissioni in misura pari alla corrispondente quantità di energia elettrica non dissipata. L'impatto che le azioni di sviluppo hanno sulle perdite non è predeterminabile né è sotto il controllo del TSO perché dipende dalla contestuale evoluzione del parco produttivo, dalla domanda e offerta di energia elettrica anche su base locale, nonché dalle condizioni climatiche considerate. Il fattore perdite può quindi risultare positivo o negativo al variare dei parametri sopra menzionati.

Pertanto, lo sviluppo della rete consente la riduzione di emissioni dovuta:

- alla variazione di mix energetico e quindi alla potenziale integrazione della produzione da fonti rinnovabili;
- alla potenziale riduzione delle perdite conseguente allo sviluppo rete (incremento di magliatura della rete, nuova tecnologia di trasmissione HVDC e controllo dei flussi) derivante dalle evidenze del paragrafo precedente.

Tuttavia, è necessario evidenziare che l'effetto sulle emissioni di CO₂ relativo alla variazione del mix energetico è nettamente superiore rispetto a quello delle perdite. Nella *Tabella 5* sono presentati i risultati relativi alla riduzione di emissione di CO₂ sull'intero perimetro di simulazione al variare dell'anno orizzonte, con distinzione tra la quota imputabile alla variazione del mix produttivo e quella imputabile alle perdite di rete.

È importante evidenziare che gli scenari oggetto di analisi sono caratterizzati da fattori emissivi (espressi in tCO₂/MWh) differenti, pertanto valori analoghi di riduzione delle emissioni di CO₂ dovuti alle perdite fanno riferimento a valori di energia diversi e riportati nel paragrafo precedente.

In generale lo sviluppo rete consentirà di ridurre le emissioni di CO₂ nel lungo termine fino a quasi 12000 kt/anno.

TABELLA 5 *Variazione delle emissioni di CO₂*

RIDUZIONE EMISSIONI CO ₂		RIDUZIONE PER MIX PRODUTTIVO [tCO ₂ /anno]	RIDUZIONE PER VARIAZIONE DELLE PERDITE [tCO ₂ /anno]
<i>Policy</i>	2030 FF55	4.100	50
	2040 DE	11.800	50





Dinamica del Sistema

Dinamica del Sistema

7

La crescente penetrazione di impianti a fonte rinnovabile e il progressivo decommissioning del parco termico convenzionale rendono particolarmente sfidanti gli aspetti legati alle prestazioni dinamiche del sistema e alla qualità del servizio.

Le prestazioni dinamiche del sistema in termini di stabilità di frequenza saranno inevitabilmente influenzate dalla progressiva riduzione dell'inerzia, dovuta alla necessità di integrare generazione *inverter-based*, mentre la contemporanea riduzione di gruppi convenzionali connessi alla rete avrà anche impatto sugli aspetti legati alla stabilità della tensione e alle modalità di regolazione della stessa, che in futuro potrebbe beneficiare del contributo di generazione non programmabile connessa alla rete mediante convertitori elettronici di potenza.

In questo contesto, un contributo determinante alle future e attuali necessità di regolazione del sistema elettrico è affidato alla realizzazione di nuovi collegamenti HVDC. In particolare, i nuovi HVDC di tipo VSC (*Voltage Source Converters*) previsti nei progetti Hypergrid presentati in Piano, consentono di disporre di risorse di regolazione della tensione distribuite lungo le dorsali Adriatica e Tirrenica del Continente e in punti strategici delle reti di Sicilia e Sardegna.

L'adozione della tecnologia VSC per le stazioni HVDC, ormai ampiamente suffragata per larga parte dei collegamenti HVDC pianificati a livello Europeo, consente infatti di beneficiare di risorse caratterizzate da notevole rapidità dell'azione regolante, tipica dei convertitori a tensione impressa. Gli ampi intervalli di regolazione dei convertitori VSC e l'assenza di limitazioni operative (capacità di inversione del flusso, minimo tecnico, ecc.) potranno inoltre garantire elevati standard in termini di flessibilità di esercizio, grazie alla possibilità di gestire flussi di potenza attiva e di potenza reattiva in modo indipendente, modificando il punto di lavoro dei collegamenti secondo le necessità di esercizio della Rete.

L'azione regolante dei convertitori VSC consente, al verificarsi di una perturbazione di frequenza o di tensione, di ottenere una risposta rapida in termini di variazione di potenza attiva o reattiva iniettata o prelevata dalla Rete, che consente di supportare la Rete stessa nel raggiungimento di un nuovo punto di lavoro stabile mitigando fenomeni oscillatori e diminuendo drasticamente le tempistiche dei transitori.

Il supporto alla regolazione di Sistema si concretizza visibilmente in occasione di grandi perturbazioni (cortocircuiti, perdita di generazione, ecc.), sia in termini di ripristino delle grandezze di rete ai valori precedenti il guasto sia di gestione ottimale delle variazioni di flusso che caratterizzano guasti gravosi. La possibilità di imporre flussi di potenza attiva sui collegamenti HVDC consente infatti di minimizzare i rischi connessi ad eventi di esercizio.

In *Figura 7* è rappresentato l'andamento delle tensioni in alcuni nodi della rete 400 kV in zona Centro Italia, a seguito di un cortocircuito trifase sul collegamento 400 kV Villanova – Teramo. Il guasto ed il conseguente fuori servizio di un importante collegamento della dorsale Adriatica della rete provoca un buco di tensione che si propaga anche sulla dorsale Tirrenica e si estende in una vasta porzione del Sistema. L'azione regolante sinergica dei nuovi collegamenti HVDC di tipo VSC inclusi nella Hypergrid (Milano – Montalto e Foggia – Forlì), rappresentata nel diagramma a sinistra, consente di mitigare l'entità del buco di tensione e di ripristinare valori ottimali di tensione sulla rete in tempi estremamente ridotti. In assenza di questa azione regolante, il Sistema è stabile ma il *recovery* della tensione avviene in tempi molto più lunghi, dell'ordine dei secondi, come mostrato nel diagramma a destra in *Figura 7*.

La capacità dei collegamenti HVDC di imporre valori di potenza attiva in transito tra nodi della rete assume, come anticipato, notevole importanza in presenza di elevata produzione rinnovabile: in queste condizioni diviene infatti complessa la gestione di flussi di potenza estremamente variabili e poco prevedibili.

I rilevanti benefici dei collegamenti HVDC in relazione alla gestione dei flussi di potenza in rete sono evidenziati in *Figura 8*: si rappresenta l'andamento dei transiti su alcune dorsali principali delle zone Centro e Sud al verificarsi di un guasto sulla doppia terna 400 kV Foggia – Larino. La presenza di un HVDC sulla dorsale Adriatica consente di gestire la perdita del collegamento in modo ottimale, senza che vi siano sovraccarichi sugli altri elementi di rete prossimi al punto di guasto, come rappresentato nel diagramma a sinistra. In assenza del collegamento HVDC (diagramma a destra), in condizioni di rete non integra, sulla linea 400 kV Foggia – S. Severo (non presente nel caso con HVDC in virtù delle variazioni topologiche connesse al nuovo intervento Hypergrid) si verifica un sovraccarico di entità non trascurabile, poiché non è possibile modificare la ripartizione naturale dei flussi di potenza che interviene successivamente al guasto.

FIGURA 7 Andamento tensioni

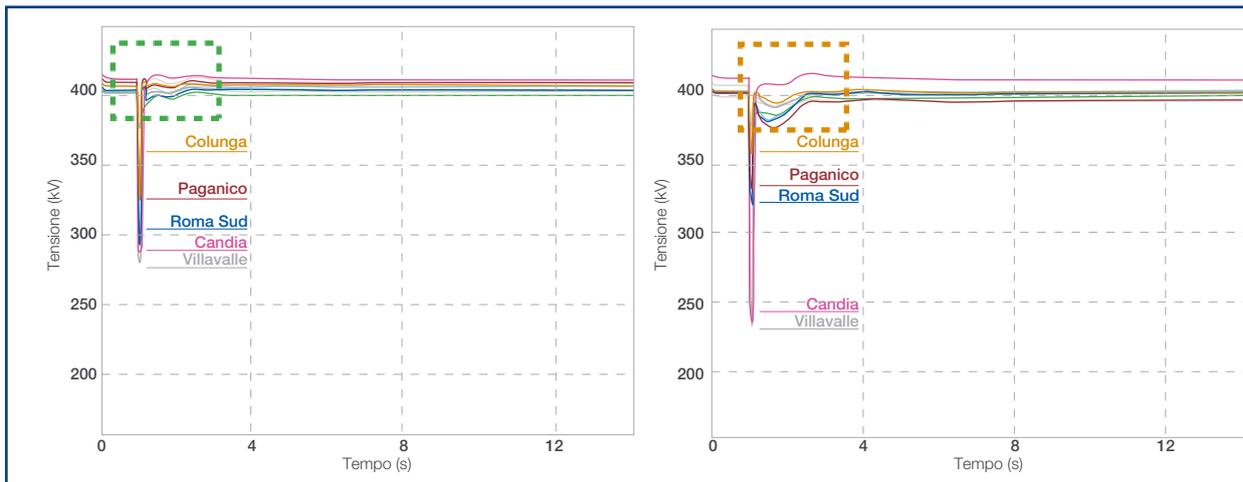
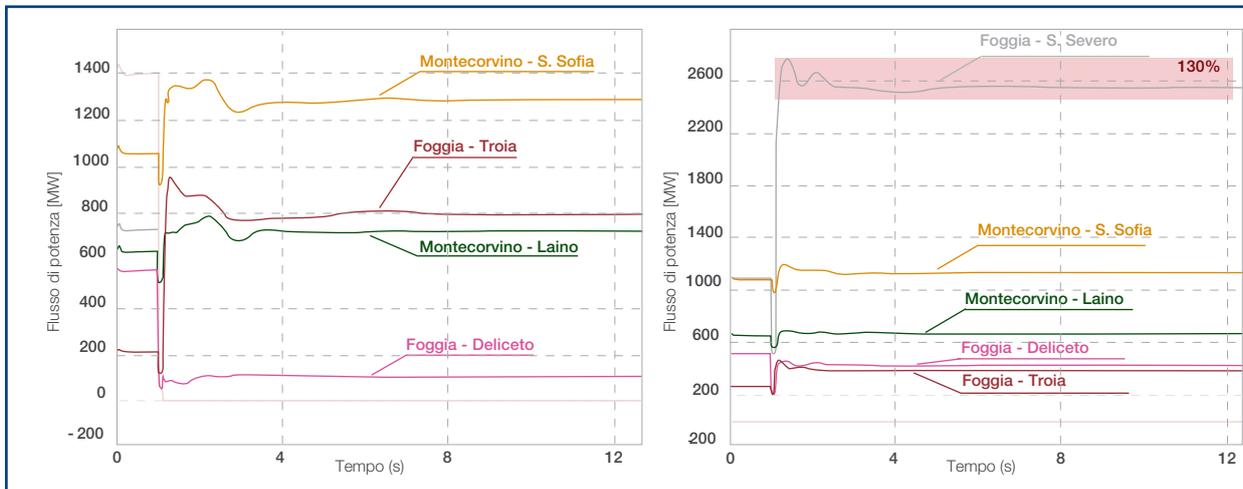
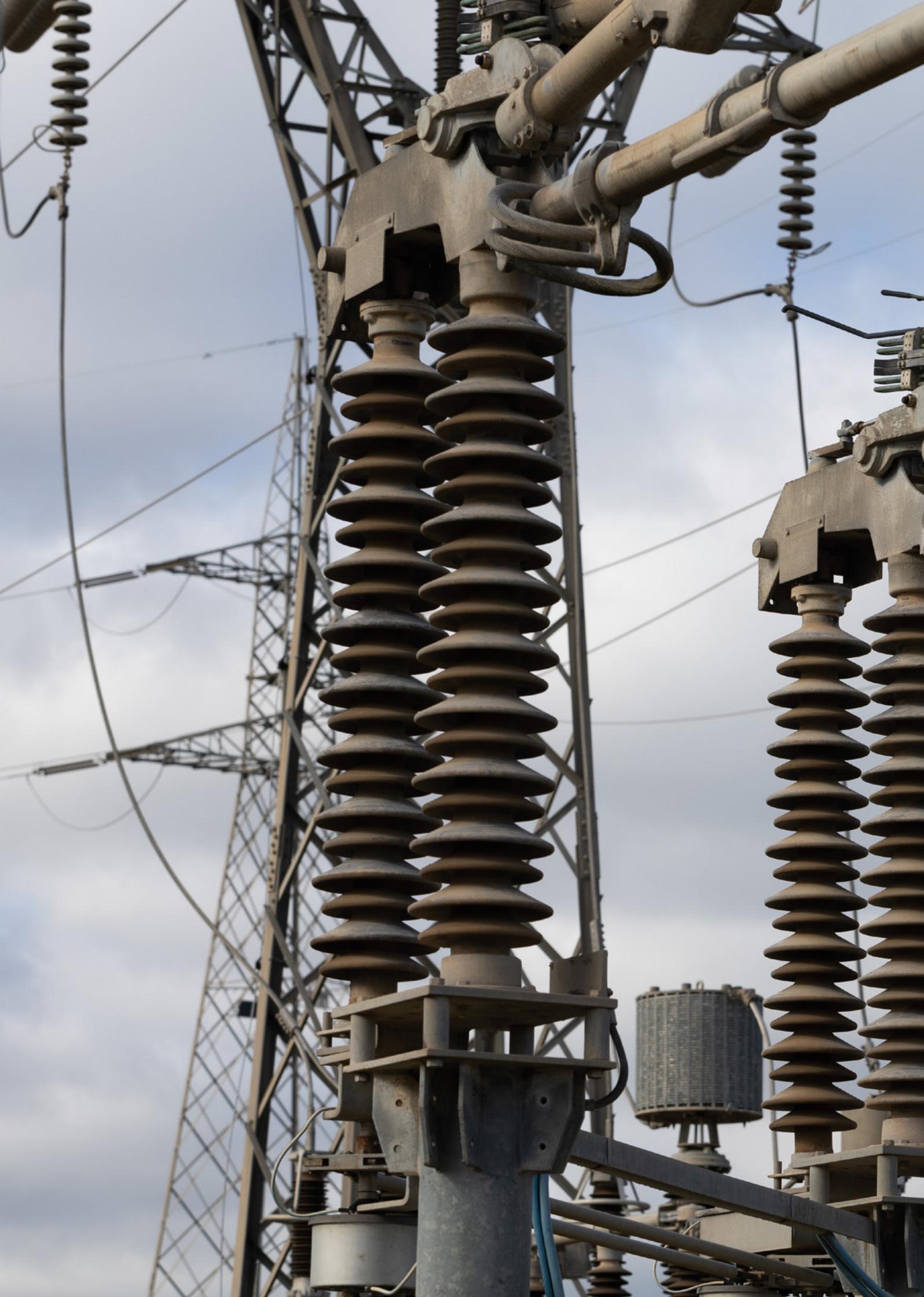
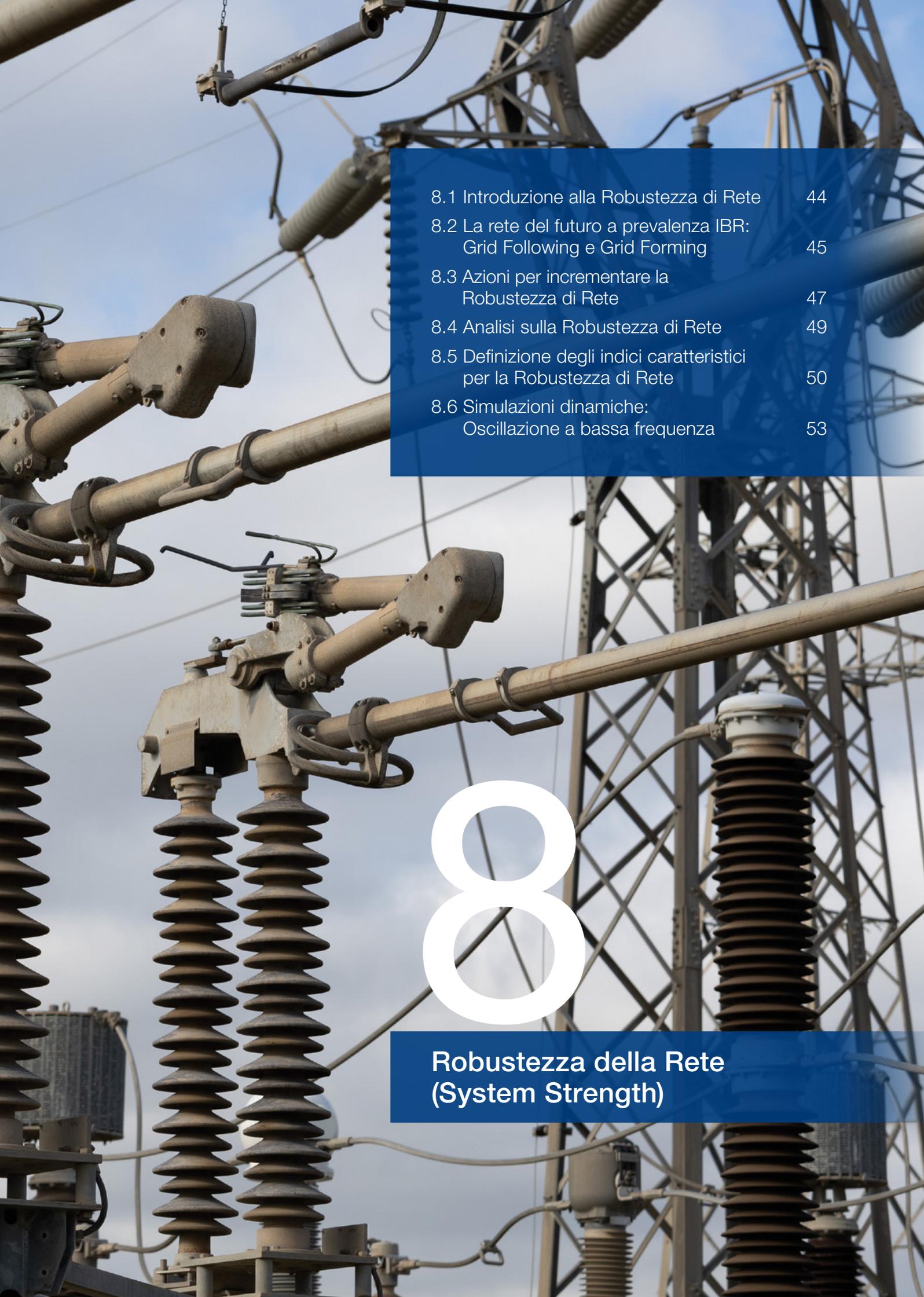


FIGURA 8 Andamento flussi di potenza







8.1 Introduzione alla Robustezza di Rete	44
8.2 La rete del futuro a prevalenza IBR: Grid Following e Grid Forming	45
8.3 Azioni per incrementare la Robustezza di Rete	47
8.4 Analisi sulla Robustezza di Rete	49
8.5 Definizione degli indici caratteristici per la Robustezza di Rete	50
8.6 Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza	53

8

Robustezza della Rete (System Strength)

Robustezza della Rete (System Strength)



8.1 Introduzione alla Robustezza di Rete

All'interno del contesto della transizione energetica, si prevede la progressiva integrazione nel sistema elettrico di impianti alimentati da fonti rinnovabili interfacciati alla rete tramite inverter. Contestualmente a questo processo si assisterà ad una cospicua sostituzione della generazione convenzionale. I generatori sincroni regolano in maniera efficace la tensione ai loro morsetti e rispondono prontamente alle variazioni di frequenza modulando la potenza scambiata con la rete. Inoltre, forniscono elevato contributo alla corrente di cortocircuito per la rilevazione dei guasti e il ripristino della tensione. Il mix di generazione del prossimo futuro apporterà criticità considerevoli relative a questi due aspetti fondamentali per la sicurezza e l'esercizio in qualità del sistema elettrico. In questo scenario che si va delineando, nasce l'esigenza di approfondire il concetto di *System Strength*.

Nei sistemi elettrici "in isola", come nel caso di Australia e Gran Bretagna, le criticità di sistema appena descritte risultano già presenti e per primi, i relativi ISO/TSO, quali *AEMO* e *NationalGrid* hanno già intrapreso studi atti all'identificazione di opportuni strumenti in grado di contribuire all'irrobustimento della rete.

La rete del futuro dovrà affrontare la progressiva riduzione di robustezza riconducibile alla rapida sostituzione del parco di generazione convenzionale in favore di generazione distribuita di tipo inverter-based. Gli interventi di rinforzo necessari per far fronte a tali trasformazioni, oltre che incrementare la robustezza di sistema (es. CS, STATCOM, shunt), dovranno consentire una più efficace direzionalità dei flussi di potenza verso le aree di carico, concorrendo al mantenimento dei parametri di rete all'interno degli standard di qualità previsti.

Con il termine **robustezza di sistema**, ci si riferisce alla capacità del sistema elettrico di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione in un qualsiasi nodo della rete a seguito di un guasto o disturbo¹⁶.

In altre parole, un sistema è tanto più robusto quanto più rapidamente riesce a ripristinare i parametri di rete entro gli standard di esercizio richiesti, a seguito di una perturbazione di rete. Inoltre, un sistema robusto deve essere in grado di mantenere stabile il profilo delle tensioni nei nodi al verificarsi di un disturbo.

Un nodo può essere considerato tanto più robusto quanto maggiore è il livello di potenza di cortocircuito¹⁷ e la disponibilità di potenza reattiva. Di contro, la robustezza del nodo si riduce al crescere della penetrazione degli impianti Inverter-Based (IBR) nella porzione di rete afferente. Quest'ultimi, in prima analisi, apportano solo un contributo limitato da un punto di vista della potenza di cortocircuito. Inoltre, l'attuale logica dei sistemi di controllo degli inverter contribuisce attivamente al degrado della forma d'onda della tensione nei punti di connessione alla rete degli impianti al verificarsi di un disturbo.

¹⁶ System Strength Explained, 2020, *AEMO*.

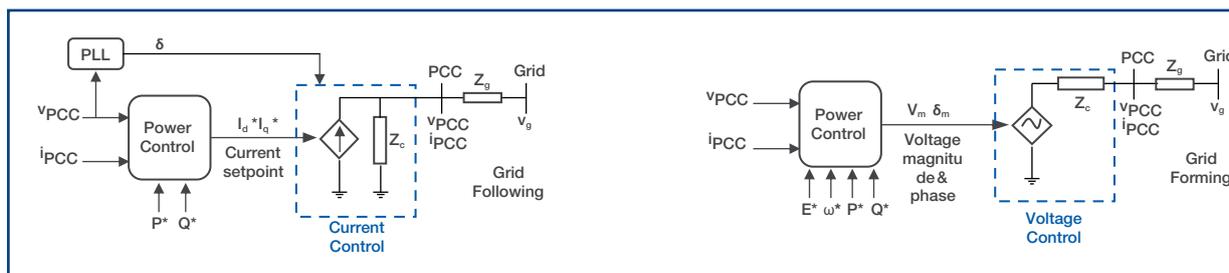
¹⁷ La potenza di cortocircuito nei singoli nodi della rete secondo la Norma CEI 11-25: $P_{cc} = \sqrt{3} V_{cc}$

8.2 La rete del futuro a prevalenza IBR: Grid Following e Grid Forming

La generazione di tipo inverter-based presente nel sistema è controllata in modalità **Grid Following (GFL)** il cui corretto funzionamento è strettamente correlato alla forma d'onda della tensione nel punto di connessione (elemento critico rappresentato dal *Phase Locked-Loop*). L'inverter (che è sempre di tipo VSC) controlla ampiezza e fase della tensione ai morsetti rispetto alla tensione di rete in modo da imporre un desiderato flusso di potenza o un definito valore di corrente. In caso di separazione indesiderata di una porzione di rete, il sistema isolato con solo questo tipo di tecnologia non sarà in grado di funzionare autonomamente. Inoltre, a seguito di un blackout, gli inverter con controllo GFL non riescono a supportare il processo di ripristino della rete. A seguito di un guasto o disturbo alcuni di questi inverter possono disconnettersi dalla rete innescando fenomeni indesiderati a cascata, in contrasto con il servizio che dovrebbero fornire nel sostenere il sistema durante tali eventi¹⁸.

Gli inverter VSC possono essere invece controllati in modalità **Grid Forming (GFM)** imponendo frequenza e ampiezza della tensione generata secondo varie logiche (frequenza costante, statismo, e altre) permettendo di incrementare la robustezza di rete grazie ad un controllo che è indipendente dal riferimento di tensione sul nodo di connessione. La risposta di regolazione degli inverter è regolata e controllata in funzione delle condizioni di rete e delle altre tipologie di generazione presenti. In *Figura 9* si riporta il modello equivalente dell'inverter in funzione della modalità di controllo implementata.

FIGURA 9 *Grid Following e Grid Forming*



La stabilità di tensione è strettamente correlata alla generazione di potenza reattiva e alla dinamica degli anelli di controllo della regolazione della tensione. Nel sistema elettrico attuale il servizio è fornito dalle grandi macchine sincrone connesse alla rete di trasmissione. L'aspetto chiave da investigare ai fini della stabilità di tensione nella rete elettrica del futuro però, sarà piuttosto la dislocazione geografica/topologica della generazione di potenza reattiva e di conseguenza il controllo

¹⁸ Research Roadmap on Grid-Forming Inverters, 2020, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

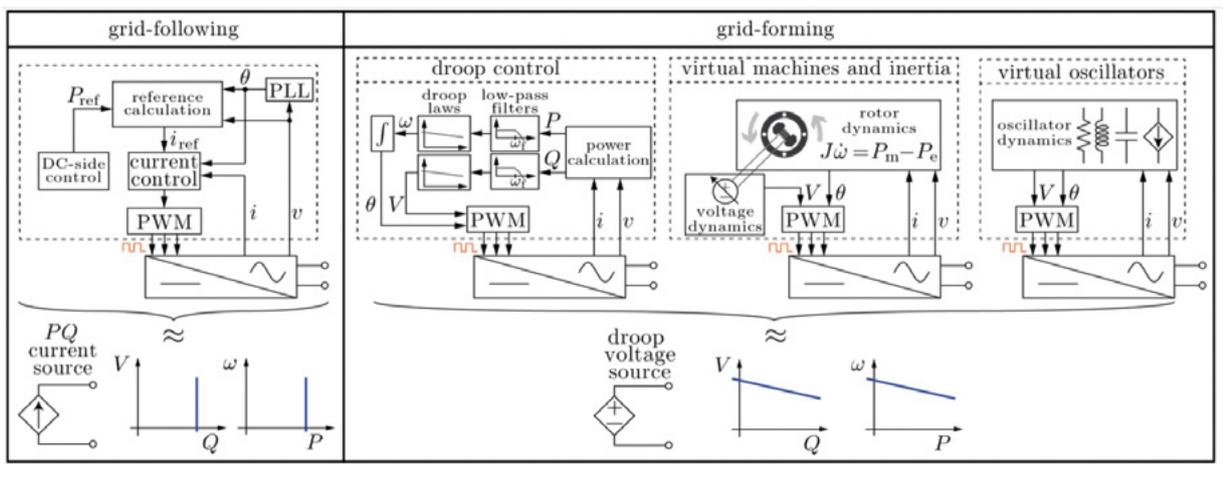
coordinato di queste risorse ibride disperse e connesse non solo alla rete di trasmissione bensì anche a quella di distribuzione.

Le principali logiche di controllo degli inverter GFM che è possibile implementare sono le seguenti:

- *Droop Control*: vengono utilizzate relazioni lineari potenza attiva - frequenza e potenza reattiva – tensione simili alle risposte che può offrire un generatore sincrono. Ogni inverter fornisce una quota di potenza in relazione alla propria caratteristica di statismo;
- *Virtual Synchronous Machine (VSM)*: i segnali di controllo dell'inverter sono regolati attraverso l'emulazione dinamica del modello matematico equivalente della macchina sincrona. La logica di controllo può essere più o meno complessa a seconda del grado di dettaglio del modello meccanico della macchina;
- *Virtual Oscillators*: logica di recente sviluppo che regola i segnali di controllo in ingresso all'inverter sulla base della risposta dinamica di un modello non lineare oscillante. La risposta che si ottiene in condizioni stazionarie è riconducibile alle leggi di statismo presentate nella logica *Droop Control*.

In *Figura 10* è possibile visualizzare uno schema di controllo di principio per le tre logiche presentate.

FIGURA 10 *Differenze tra sistemi di controllo GFL e GFM*¹⁹



Inverter controllati in modalità Grid Forming (purchè non controllati a frequenza e tensione costanti, come nel caso dei veri inverter grid forming che alimentano reti isolate), impongono la tensione sul nodo di collegamento in termini di ampiezza e frequenza erogando la potenza richiesta. Per cui, a seguito di disturbi legati a variazioni di fase, la tensione viene regolata rapidamente portandosi al nuovo punto di interesse. Questo permette di svincolarsi da eventuali disturbi presenti nel nodo di collegamento. Una rete debole può portare ad una serie di problematiche specialmente agli inverter localizzati negli impianti di generazione rinnovabile. A differenza delle macchine sincrone, l'attuale generazione inverter-based necessita di avere tensioni più stabili possibili nei nodi a cui è connessa in quanto, condizioni perturbate portano all'instabilità dei sistemi di controllo presenti negli inverter. In condizioni stazionarie, i sistemi di controllo degli inverter non amplificano o modificano eventuali disturbi in risposta a piccoli segnali di sollecitazione. Al contrario, a seguito di grandi disturbi i sistemi di controllo degli inverter possono rimanere sincronizzati con la rete e possono amplificare a loro volta il disturbo. In conclusione, ai fini della Robustezza di Sistema, fondamentale non sarà soltanto il numero di unità di generazione inverter-based ma soprattutto il design e la configurazione del loro sistema di controllo.

Per traguardare la transizione energetica sarà fondamentale istituire una roadmap per la pianificazione della gestione del sistema del futuro, sia sul piano tecnologico con l'aggiornamento del codice di rete atto a regolamentare la connessione di nuovi impianti inverter-based già in tecnologia Grid Forming, che dei processi, connessi ad un percorso convergente con le istituzioni tale da abilitare un'evoluzione normativa/regolatoria di un sistema elettrico a prevalente/totale generazione da fonti rinnovabili.

¹⁹ Research Roadmap on Grid-Forming Inverters, 2020, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

8.3 Azioni per incrementare la Robustezza di Rete

Al fine di mantenere la rete robusta, l'obiettivo prefissato è quello di valutare quali contromisure intraprendere per garantire l'integrazione sicura in rete degli impianti da fonte rinnovabile necessari per raggiungere gli obiettivi della transizione energetica. Come esplicitato in precedenza, alcuni dei fattori a cui prestare particolare attenzione nel processo di trasformazione del sistema elettrico risiedono sia nell'energia reattiva da erogare per mantenere la rete in condizioni di qualità sia nella potenza di cortocircuito a cui è correlata la stabilità del sistema. Le attuali fonti di generazione interfacciate tramite inverter, per loro natura, forniscono correnti di guasto molto limitate (1-2 p.u.). Fintanto che la zona di funzionamento è quella normale, i convertitori riescono in regime permanente a mantenere costante la tensione ai propri morsetti più efficacemente rispetto ai sincroni. Durante eventi di guasto invece, gli inverter vanno in limitazione cambiando il loro comportamento e la loro risposta dinamica.

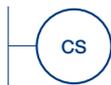
La rete **Hypergrid**, grazie alla sua tecnologia costruttiva, permetterà di incrementare la robustezza nella porzione di rete interessata dall'installazione delle stazioni di conversione. Grazie alla nuova tecnologia di tipo VSC, la stazione di conversione può regolare in maniera indipendente la potenza reattiva da quella attiva scambiata con la rete AC, contribuendo di fatto alla regolazione di tensione nel nodo.

Per contribuire alla robustezza di rete in termini di regolazione della tensione, inerzia e contributo al cortocircuito, i principali componenti ad oggi presenti sono:

- Compensatori sincroni
- STATCOM
- E-STATCOM

Ognuno di questi, può dare un contributo diverso ai precedenti servizi citati. La differenza risiede nella tecnologia, nei tempi di risposta e nel controllo. Nella *Figura 11* vengono comparate le potenzialità che tali componenti possono offrire per i vari servizi richiesti, in accordo con quanto espresso dai principali costruttori a livello mondiale.

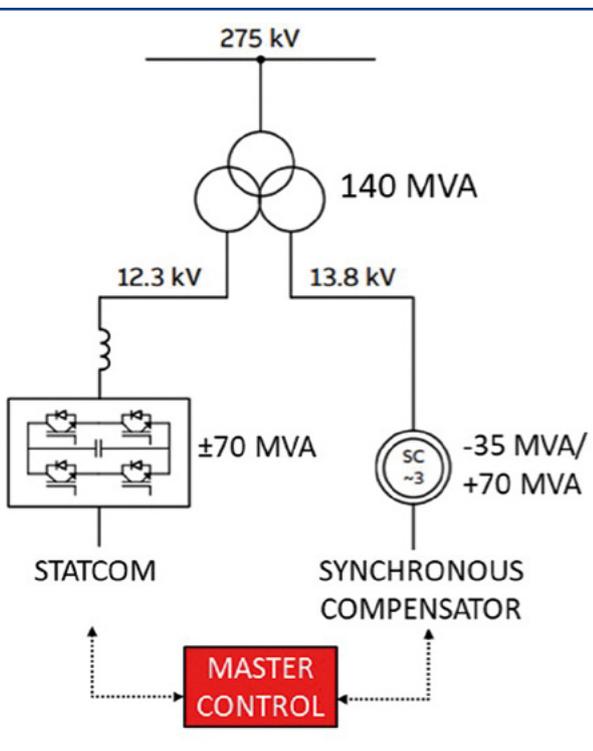
FIGURA 11 Confronto tra compensatori sincroni, STATCOM, E-STATCOM

SERVIZI DI RETE	 STATCOM	 COMPENSATORE SINCRONO	 E-STATCOM
REGOLAZIONE DI TENSIONE	☆☆☆	☆☆	☆☆☆☆
INERZIA		☆☆	☆☆☆☆
CONTRIBUTO ALLA CORRENTE DI CORTO CIRCUITO	☆	☆☆☆☆	☆☆
MODULARITÀ	☆☆☆☆		☆☆☆☆
CONTROLLABILITÀ	☆☆	☆	☆☆☆☆

Come si può notare dalla tabella, il confronto si ha tra un componente di tecnologia solida e matura come il compensatore sincrono e due componenti che sfruttano le recenti tecnologie basate sull'elettronica di potenza come STATCOM ed E-STATCOM. Quest'ultimi offrono una risposta rapida e un range di regolazione molto più preciso andando a stabilizzare la rete al verificarsi di perturbazioni. Essi di fatto sono costituiti da uno STATCOM a cui viene accoppiato lato DC un sistema

di accumulo, tipicamente rappresentato da supercapacitori. Come si può vedere, i FACTS riescono ad effettuare tutte le regolazioni richieste, inoltre, trattandosi di una tecnologia modulabile possono essere opportunamente dimensionati al fine di essere dislocati in modo strategico nei nodi di rete che più li necessitano. La differenza tra STATCOM e E-STATCOM risiede nel contributo all'inerzia e al cortocircuito. Infatti, prevedendo un sistema di accumulo lato DC, possono fornire il servizio di inerzia attraverso quella che viene chiamata "inerzia sintetica". Inoltre, dimensionando opportunamente il convertitore e il relativo controllo è possibile sfruttare l'accumulo per dare contributo al cortocircuito. Per cui, attraverso un corretto software di controllo dell'inverter, gli E-STATCOM possono erogare in maniera indipendente potenza attiva e reattiva nel nodo di connessione permettendo così di regolare sia tensione che frequenza. Dall'altro lato, il compensatore sincrono offre un buon contributo all'inerzia e alla regolazione di tensione e, in particolare, fornisce ottimo supporto alla corrente di cortocircuito ma risulta di più difficile adozione nei casi in cui la potenza richiesta è più modesta. Inoltre, i compensatori sincroni, essendo macchine complesse e rotanti sono interessate da una minore disponibilità generata dalla maggiore frequenza di guasto, rispetto a dispositivi costituiti da elettronica di potenza (STATCOM). Oltre ad impattare sui profili di tensione nella porzione di rete in cui sono installati, il loro disservizio può affliggere negativamente la stabilità dinamica del sistema portando l'operatore di sistema ad attingere risorse sul mercato dei servizi (MSD) con significativi impatti economici.

FIGURA 12 *Neilson (UK) Hybrid Synchronous Compensator*



All'estero un ulteriore sviluppo è rappresentato da una soluzione ibrida che prevede la combinazione delle due tecnologie, ovvero degli STATCOM e dei compensatori sincroni attraverso un innovativo sistema di controllo. Nell'ambito del Progetto Phoenix in Scozia, tale dispositivo prende il nome di Hybrid Synchronous Compensator²⁰. Combinando componenti statici e rotanti, la rapida risposta offerta dai due sistemi contribuisce attivamente alla stabilità del sistema offrendo tutti i servizi di regolazione tipici dei generatori sincroni. Nella *Figura 12* si riporta lo schema unifilare di principio dell'impianto entrato in esercizio nel corso del 2020.

Anche per le unità di regolazione di tensione e potenza reattiva, lo scenario distributivo che si va delineando suggerisce la possibilità di poter intervenire non solo sulla tecnologia, bensì sul sistema di controllo e gestione. Installare risorse di regolazione a livello locale in funzione delle necessità della rete in quella zona, impatterebbe in modo significativo sugli oneri di sistema, nonché sulla reperibilità delle zone idonee all'installazione. Una nuova strategia basata sulla coordinazione e la gestione di risorse di accumulo e FACTS a livello nazionale potrebbe risultare più efficace e più efficiente ai fini della risoluzione di criticità di rete presenti anche a livello locale e dislocato sul territorio.

²⁰ Scottish Power Energy Network: Phoenix Project.

8.4 Analisi sulla Robustezza di Rete

Ai fini della valutazione del grado di robustezza della rete del futuro, sono state condotte delle analisi statiche sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) caratterizzata da uno scenario fortemente a generazione rinnovabile. In particolare, il modello di rete preso in esame recepisce le recenti disposizioni internazionali riguardanti anche la copertura del fabbisogno elettrico da fonti rinnovabili contenute all'interno del *Green Deal* e del *Fit for 55*²¹. In questo scenario è stato ricostruito uno snapshot in cui il carico elettrico, in una determinata ora, è coperto in gran parte da generazione da fonte rinnovabile (solare ed eolico) mentre la generazione convenzionale è ridotta al minimo necessario per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza con valori delle tensioni nodali entro i limiti dettati dal codice di rete. All'interno dello scenario analizzato i transiti tra zone di mercato risultano prossimi ai valori limite previsti. In certe zone della rete è stato necessario attivare dispositivi di regolazione della tensione, in particolar modo compensatori sincroni in erogazione di una certa quantità di potenza reattiva. La presenza e la puntuale dislocazione di componenti in grado di supportare la tensione, con erogazione di una certa quantità di potenza reattiva, saranno sempre più necessari per il sistema elettrico del futuro a forte penetrazione IBRs. Diventa sempre più rilevante e fondamentale, di corredo alla connessione alla rete di tali impianti, la corretta e lungimirante pianificazione della rete del futuro, attraverso strumenti di innovazione tecnologica quali i già citati E-STATCOM ma anche nuovi sistemi HVDC in tecnologia VSC in grado, non solo di evacuare verso i centri di carico l'ingente quantitativo di energia prodotta da fonte rinnovabile, bensì anche fornire servizi di regolazione della tensione nei nodi AC a cui i convertitori sono connessi. Nello scenario di analisi proposto la produzione fotovoltaica ed eolica copre oltre il 60% del carico totale, mentre la generazione convenzionale copre una percentuale inferiore al 20%. In questo contesto l'analisi svolta si pone come fine quello di calcolare un nuovo indicatore che riesca a quantificare opportunamente il livello di robustezza di una determinata porzione di rete. Con la proliferazione di IBRs indicatori come SCR non sono più idonei per identificare se una certa porzione di rete risulti robusta. L'aspetto chiave a cui prestare particolare attenzione nella rete elettrica del futuro è la mutua interazione tra le varie IBRs che insistono in una certa area. A fronte di disturbi di varia natura o contingenze che avvengono in rete, i sistemi di controllo di ciascuna risorsa possono influenzare negativamente la risposta dinamica complessiva del sistema. Nel paragrafo successivo verranno descritti i principali indicatori identificati recentemente in letteratura e quali sono risultati più idonei per essere applicati per questa analisi a livello nazionale. La rappresentazione dei risultati viene fornita a livello di area provinciale con una mappa visiva che identifica le aree più o meno robuste con una scala cromatica. A tal fine è stato necessario estrarre i dati a livello provinciale sui nodi 380 kV e 220 kV della potenza di cortocircuito e dell'installato da fonte rinnovabile (FER) complessivo sotteso. Di seguito un diagramma di flusso che riassume i passaggi descritti all'interno del paragrafo.

FIGURA 13 *Diagramma di flusso del metodo di lavoro*



²¹ https://webtv.senato.it/4621?video_evento=221101

8.5 Definizione degli indici caratteristici per la Robustezza di Rete

La progressiva diffusione di impianti alimentati da fonti rinnovabili interfacciati alla rete tramite inverter genera un impatto non più trascurabile sulla robustezza del sistema elettrico. La rapidità di risposta del controllo di tensione associata alle risorse inverter-based (IBRs) assume un ruolo fondamentale nel mantenimento della stabilità del sistema. La robustezza del sistema è uno dei fattori chiave da tenere in considerazione per quanto riguarda l'integrazione delle IBRs e principalmente viene misurata in termini di "Short Circuit Ratio" (SCR).

Tale indice, tipicamente utilizzato in letteratura, è ricavato dal rapporto tra la potenza di cortocircuito nel nodo in oggetto e la potenza totale delle IBRs ad esso sottesa. L'indice SCR, in porzioni di rete caratterizzate da elevata densità di IBRs, rischia di offrire una valutazione eccessivamente ottimistica sull'effettivo grado di robustezza della rete in questione. Esso, di fatto, non permette di tener conto della distanza elettrica tra le IBRs che insistono nella stessa porzione di rete e che si influenzano reciprocamente dal punto di vista dinamico, in particolare, al verificarsi di rapide variazioni dei flussi di potenza generati. Tuttavia, la crescente richiesta di connessioni di impianti da fonte rinnovabile ha reso necessario ridefinire nuovi indicatori con approccio olistico al fine di valutare la robustezza di sistema sia da un punto di vista statico che dinamico. In letteratura è possibile trovare riferimenti a nuovi indicatori che tengano dunque conto dell'effettiva mutua interazione delle IBRs afferenti in una determinata porzione di rete, tra i quali i principali sono:

- **Composite SCR (CSCR):** l'indicatore tiene conto della relativa mutua influenza delle risorse inverter-based afferenti ad una certa porzione di rete assumendo che esse siano connesse ad un unico nodo fittizio (composito). Di conseguenza CSCR viene definito come rapporto tra la potenza di cortocircuito al nodo fittizio e la somma delle potenze nominali delle IBRs connesse²²;
- **Weighted SCR (WSCR):** l'indicatore tiene conto della mutua interazione delle risorse inverter-based insistenti in una certa porzione di rete pesando opportunamente la potenza di cortocircuito in ogni nodo presente in funzione della potenza nominale della singola risorsa inverter-based sottesa. L'applicazione di tale indicatore risulta più facilmente perseguibile dal punto di vista computazionale in una rete con un elevato numero di nodi²³.
- **Site Dependent SCR (SDSCR):** l'indicatore tiene conto della effettiva distanza elettrica tra le varie risorse inverter-based che insistono in una certa porzione di rete pesando la potenza iniettata in rete da ciascun impianto. I pesi sono costituiti da coefficienti che racchiudono informazioni riguardo la struttura e l'assetto della rete interposta tra le risorse stesse. In una rete con numero di nodi elevato, determinare questo indice risulta molto oneroso dal punto di vista computazionale^{24,25}.

Ai fini della valutazione preliminare dello stato della robustezza di rete, sono state condotte delle analisi che mirano a ricreare uno scenario di generazione futura prevalentemente di tipo Inverter-based. La definizione classica dell'indice SCR presuppone come ipotesi chiave che le IBRs facenti parte di una certa porzione di rete siano elettricamente indipendenti. Questo porta ad una valutazione della robustezza di rete che tende ad essere ottimistica. In condizioni reali di esercizio le IBRs possono influenzarsi a vicenda e le oscillazioni elettromagnetiche che ne derivano portano ad instabilità di rete. Per valutare con precisione la stabilità di sistemi AC/DC in cui sono presenti numerose risorse interfacciate alla rete tramite inverter, il Consiglio Internazionale dei Grandi Sistemi Elettrici (CIGRE'), ha proposto un nuovo indicatore definito **Multi-Infeed Short Circuit Ratio (MISCR)**²⁶. Il calcolo del MISCR quantifica l'interazione tra le varie risorse inverter-based definendo un fattore di interazione (MIIF: Multi-Infeed Interaction Factor) come rapporto tra la tensione residua al nodo di riferimento e la variazione di tensione al nodo in cui viene simulato il cortocircuito.

²² "Report to NERC ERSTF for Composite Short Circuit Ratio (CSCR) Estimation Guideline", GE Energy Consulting: Fernandes, R., Achilles, S., MacDowell, J., January 2015.

²³ "Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report", NERC, November 2015.

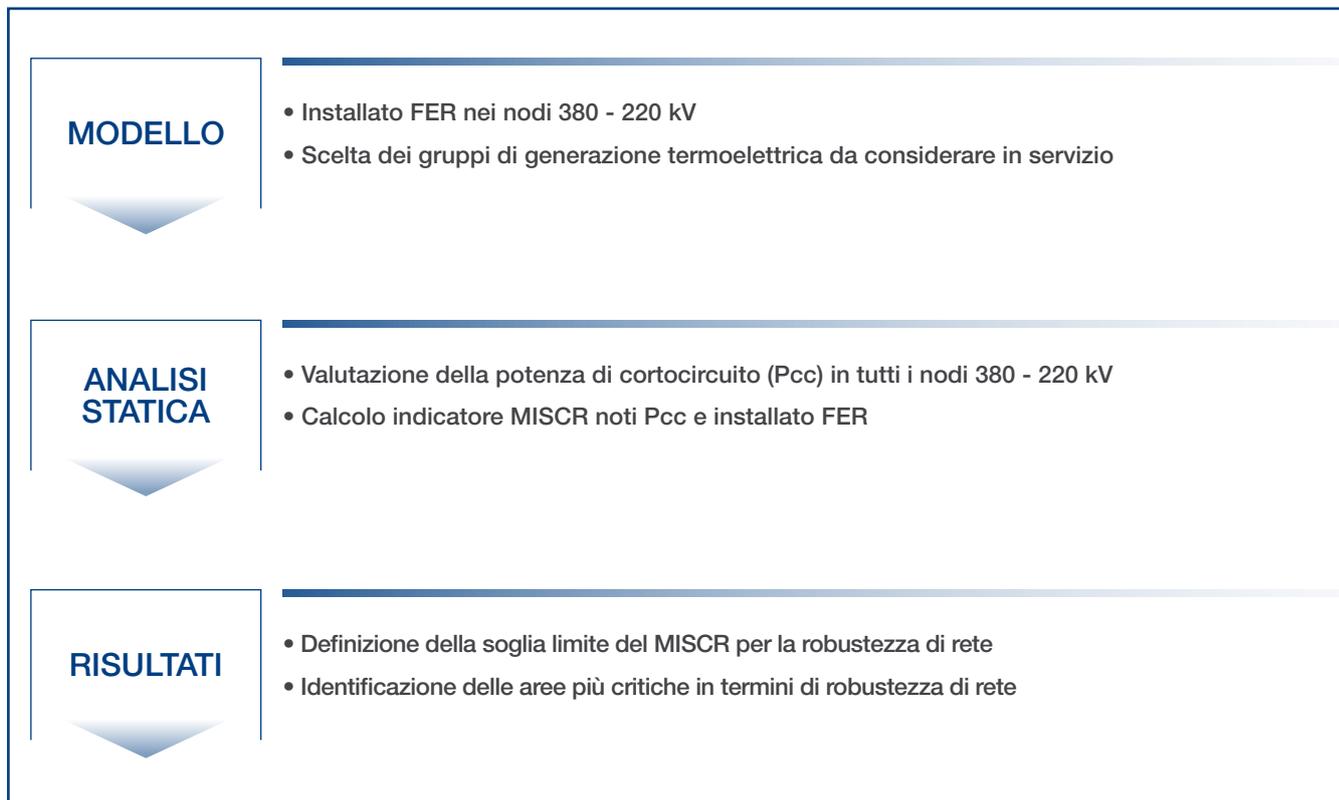
²⁴ "Study on system strength of the power grid with penetration of renewables", Gangan Li, University of Oklahoma, Graduate College, Norman, Oklahoma, 2018.

²⁵ "Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site-Dependent Short Circuit Ratio", Di Wu, Gangan Li, Milad Javadi, Alexander M. Malysheff, Mingguo Hong, John Ning Jiang, IEEE Transactions on sustainable energy, vol. 9, no. 3, July 2018.

²⁶ CIGRE' Working Group B4.41, "Systems with Multiple DC Infeed", December 2008.

Il coefficiente MIF pesa opportunamente la potenza attiva iniettata dal nodo limitrofo rispetto a quello di interesse dove si vuole valutare l'indicatore, consentendo di quantificare adeguatamente l'effetto delle IBRs presenti nell'area. Di seguito si riporta un diagramma di flusso che riassume i passaggi dell'analisi condotta.

FIGURA 14 *Diagramma di flusso dell'analisi*



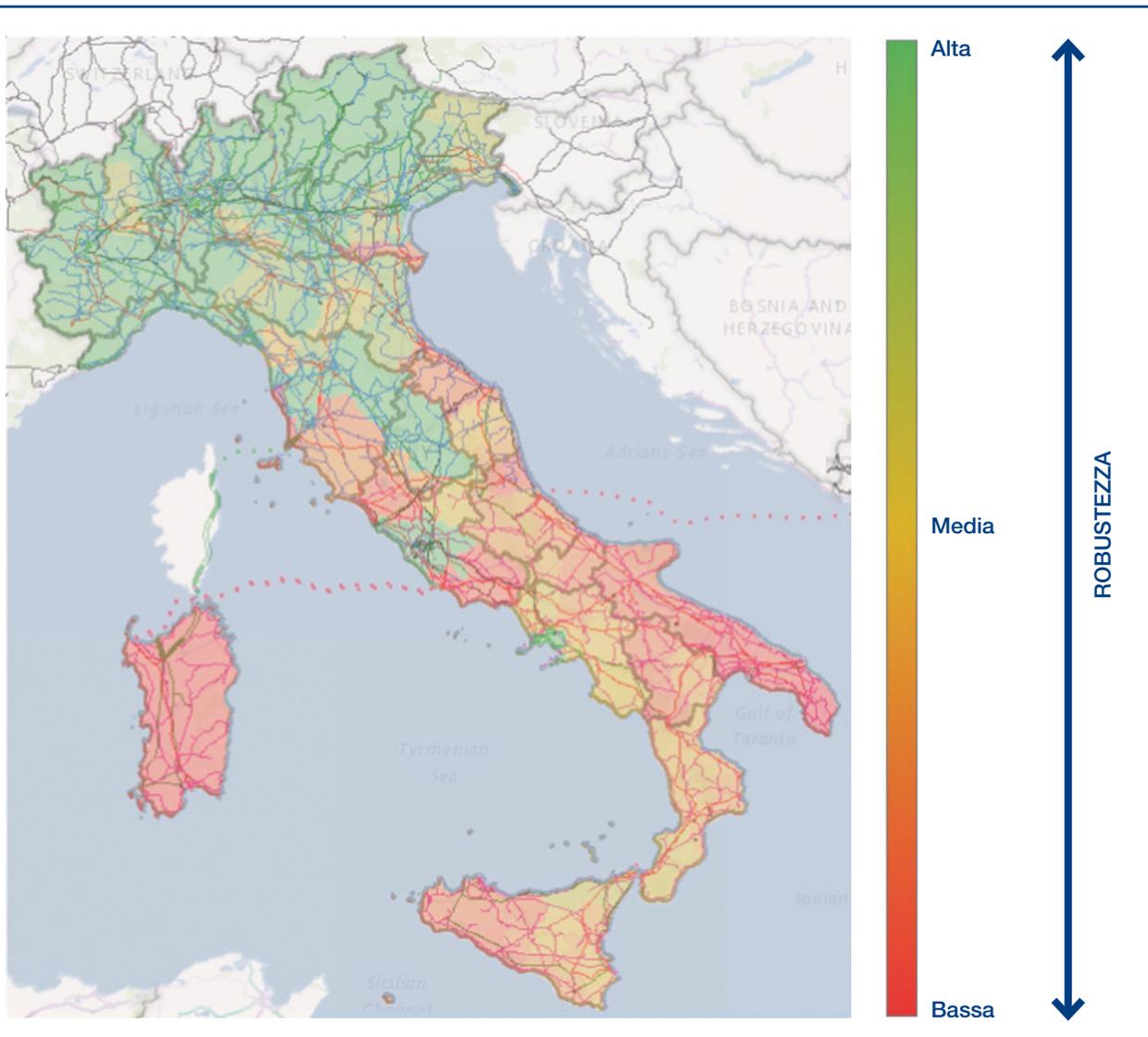
Una volta definito lo scenario di generazione esistente, a forte penetrazione rinnovabile e con poche unità di generazione convenzionale in servizio, soprattutto nell'Italia Centro Meridionale, sono stati calcolati i valori di potenza di cortocircuito su tutti i nodi 380 kV e 220 kV della Rete di Trasmissione.

L'indicatore MISCR descrive puntualmente e localmente le proprietà di robustezza di un singolo nodo. I risultati dell'analisi condotta sono forniti a livello provinciale stante l'elevato livello di incertezza su quella che sarà l'effettiva localizzazione futura degli impianti da fonte rinnovabile sui nodi della rete elettrica. Noti i valori di potenza di cortocircuito puntuali e l'installato da fonte rinnovabile prossimo o installato in nodi afferenti a quelli della rete di trasmissione, si è proceduto con il calcolo dell'indicatore MISCR su ogni nodo.

Il risultato a livello provinciale è espresso come media dei valori di MISCR sui nodi presenti all'interno del territorio e graficamente rappresentato dalla mappa in *Figura 15*.

In accordo con la letteratura disponibile in materia, si è considerato un valore di MISCR pari a 3 come soglia per indicare un grado di robustezza di rete sufficiente²⁷. Eventuali nuove installazioni di impianti da generazione rinnovabile, a parità di altre condizioni di rete, comporterebbero ulteriore degrado e rischio di instabilità di tensione nella zona. Le aree più critiche individuate saranno analizzate dettagliatamente con l’ausilio di strumenti e tool in grado di rappresentare scenari dinamici.

FIGURA 15 *Mappa rappresentativa del MISCR*



In accordo con le pratiche adottate da numerosi TSO internazionali (come riportato nel report *2020 Integrated System Plan di AEMO*²⁸), Terna, in collaborazione con istituti di ricerca ed Università, sta procedendo alla definizione di un nuovo indicatore che tenga conto opportunamente sia della dislocazione della generazione IBR presente in una certa area che della relativa potenza iniettata, per quantificare in modo più efficace la Robustezza della Rete.

²⁷ CIGRE' Working Group B4.41, "Systems with Multiple DC Infeed", December 2008.

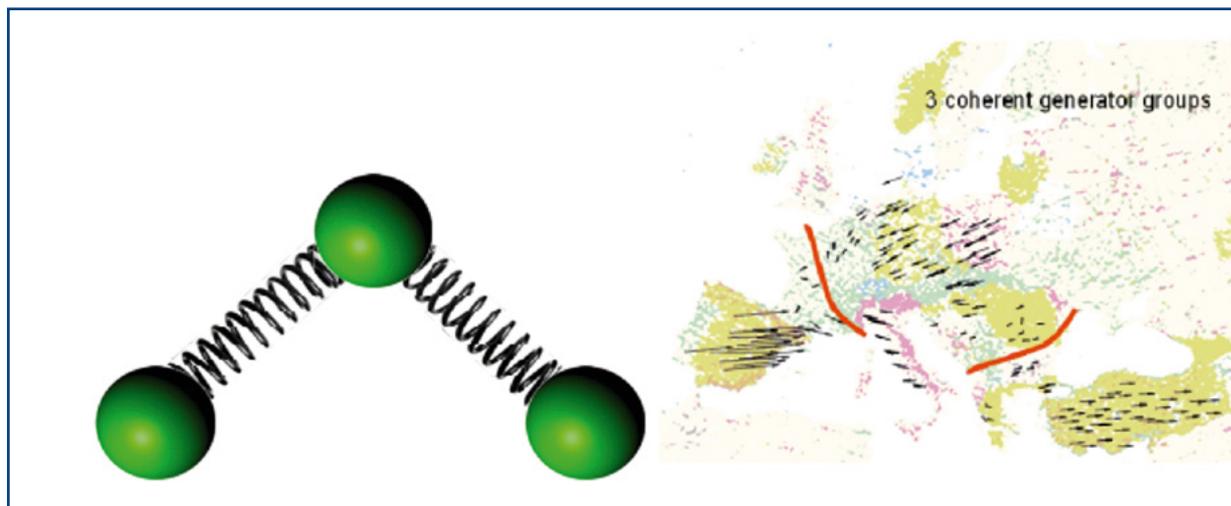
²⁸ <https://www.aemo.com.au/aemo/apps/visualisations/map.html>

8.6 Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza

La Rete di Trasmissione Nazionale è parte di un sistema elettrico interconnesso (Continental Europe) che si estende sull'asse est-ovest dalla Turchia al Portogallo e, sull'asse nord-sud dalla Danimarca al Sud Italia. Recentemente si è aggiunta sulla direttrice nord-est la rete Ucraina-Moldava.

La rete elettrica nel suo complesso si comporta come un equivalente meccanico dove si possono raggruppare in cluster i generatori della rete. Questa aggregazione si riscontra anche nell'esercizio dei sistemi in quanto i generatori tendono a muoversi in modo coerente intorno alle macchine di taglia maggiore.

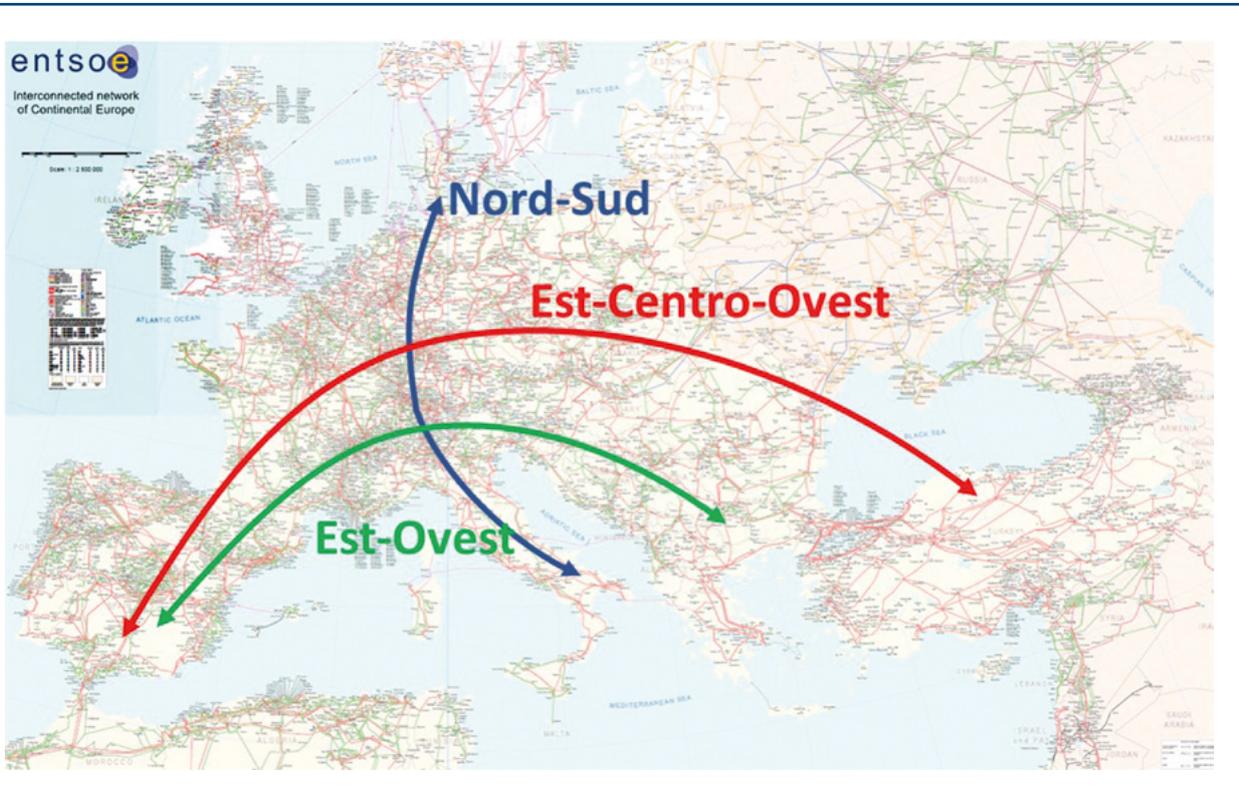
FIGURA 16 *Equivalente meccanico del sistema elettrico*



La rete europea, quindi, presenta delle oscillazioni di velocità degli alternatori (che si traducono in oscillazioni di frequenza) con ampiezze massime localizzate alle estremità delle direttrici geografiche; a queste fluttuazioni di frequenza si accompagnano variazioni di potenza che hanno massima intensità al centro del sistema elettrico.

L'eccitazione di tali oscillazioni è dovuta al fatto che la condizione di equilibrio ideale tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico europeo continentale è costantemente perturbata da piccole variazioni della domanda o della generazione. Tale fenomeno è consolidato e noto dagli anni '70.

Nel sistema elettrico europeo interconnesso ed in particolare nell'Europa Continentale si osservano tre principali modi inter-area: un modo Est-Ovest, caratterizzato da una frequenza dominante di circa 0.15 Hz, un modo Nord-Sud, caratterizzato da una frequenza dominante di circa 0.3 Hz e un modo Est-Centro-Ovest, caratterizzato da una frequenza dominante di circa 0.2 Hz.

FIGURA 17 *Rappresentazione geografica dei modi oscillatori europei*

In condizioni di normale esercizio le oscillazioni di frequenza assumono ampiezze molto contenute, non superiori a una decina di mHz ma, in taluni casi si innescano amplificazioni che possono assumere ampiezze dell'ordine di centinaia di mHz che possono causare un effetto domino dei gruppi di generazione e portare a disalimentazioni diffuse. L'imprevedibilità del fenomeno lo rende particolarmente insidioso e di difficile gestione.

Gli studi condotti in ambito europeo si sono intensificati negli ultimi anni, a seguito di un aumento della numerosità di fenomeni oscillatori nella rete europea e in altre aree del mondo. Le cause principali sono da attribuire al rapido cambiamento dei sistemi elettrici.

Anzitutto, la costante espansione delle reti elettriche "allontana" sempre di più le estremità del sistema, incrementando l'ampiezza delle oscillazioni. È intuitivo comprendere che, alla stregua di una trave incastrata ad un'estremità, aumentando la sua lunghezza, aumenterà l'ampiezza della oscillazione indotta.

La diminuzione dell'inerzia dovuta alla generazione inverter-based aumenta la debolezza del sistema e, a causa della mancanza di regolazione della potenza reattiva, peggiora il controllo della tensione e quindi dell'azione stabilizzatrice dei gruppi rotanti.

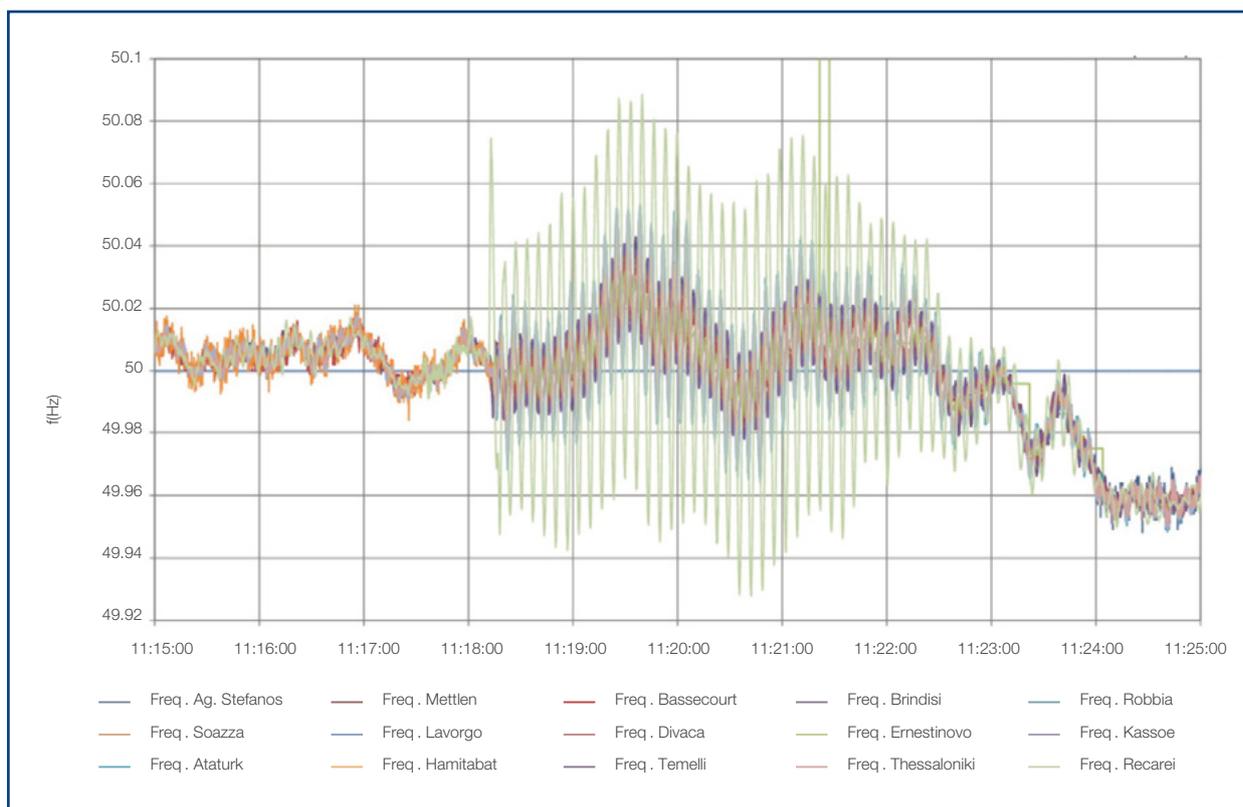
Anche la natura del carico di rete si è evoluta nel tempo, assumendo sempre meno una risposta inerziale e, oltretutto presentando una notevole variabilità; è importante sottolineare che il carico ha una naturale azione stabilizzante che migliora lo smorzamento delle oscillazioni.

Altro fattore critico è l'effetto delle manutenzioni e apertura delle linee di interconnessione per guasto, che si traduce in un aumento della impedenza di trasmissione vista dalle centrali e quindi in un assetto di trasmissione con minori margini di stabilità. Tale aspetto peggiora notevolmente in assenza di un numero significativo di macchine rotanti, che si traduce in un minore contributo di potenza di cortocircuito, che esalta il valore dell'impedenza vista dalle centrali.

Infine, l'estrema variabilità dei transiti dalla periferia al centro del sistema elettrico europeo, sia causata dalle fonti rinnovabili che dalla dislocazione della generazione convenzionale, è causa di angoli di trasmissione tali da esaltare fenomeni di instabilità.

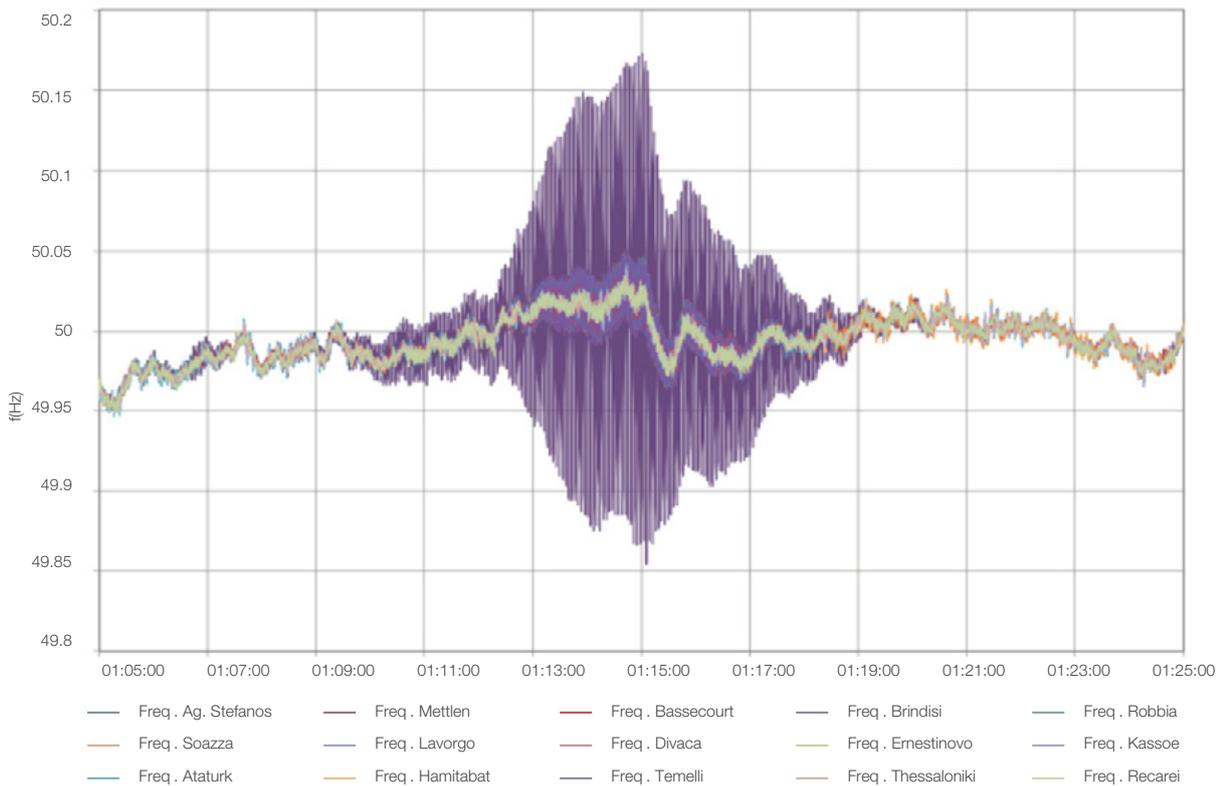
In Europa, a partire dal 2016 i fenomeni oscillatori hanno assunto una incidenza sempre maggiore; in particolare il 1 dicembre 2016 alle 11:18, l'apertura di una linea 400 kV tra Spagna e Francia innesca un'oscillazione di frequenza di 0.16 Hz che raggiunge un'ampiezza massima di 140 mHz per 5 minuti circa.

FIGURA 18 *Frequenze registrate durante l'evento del 1 dicembre 2016*



Un anno dopo, il 3 dicembre 2017 alle 1:15 del mattino l'area sud dell'Italia, a seguito di una uscita da produzione a programma di una centrale, inizia ad oscillare con frequenza 0.3 Hz contro il nord Europa, raggiungendo un'ampiezza di 300 mHz.

FIGURA 19 *Frequenze registrate durante l'evento del 3 dicembre 2017*



Per comprendere la natura degli interventi che Terna ha introdotto per migliorare la stabilità di sistema aumentando, di fatto, la sicurezza del sistema e massimizzandone i transiti, è opportuno descrivere i provvedimenti correttivi che allo stato dell'arte risultano disponibili.

La prima linea di intervento è l'ottimizzazione dell'azione dei dispositivi stabilizzanti di centrale (Power System Stabilizers) che Terna regolarmente esegue in coordinamento con i Produttori, al fine di ottenere dai generatori la migliore azione stabilizzatrice compatibilmente con i vari assetti di esercizio.

L'azione sulle centrali può rivelarsi però non sufficiente ad assicurare un controllo delle oscillazioni, poiché la generazione convenzionale (es. programma di decarbonizzazione) tendenzialmente è sempre meno presente nei sistemi e, nel contempo, sussistono tutte criticità di sistema descritte precedentemente non gestibili dai soli generatori in parallelo sulla rete.

Sono state messe a punto due strategie distinte: un'azione preventiva delle oscillazioni ed un'azione correttiva nel caso la precedente non risulti efficace.

L'azione preventiva si basa sull'introduzione di:

- **Collegamenti HVDC di tipo VSC:** grazie al controllo indipendente della potenza attiva e reattiva scambiate con la rete AC, i sistemi HVDC VSC contribuiscono in modo significativo alla riduzione e allo smorzamento delle oscillazioni, grazie alla capacità di stabilizzare la rete in punti elettricamente molto distanti tra loro con tempi di intervento estremamente rapidi.
- **Compensatori sincroni dotati di volano ad alta inerzia:** costituiscono un "serbatoio" di potenza reattiva per il sistema e contribuiscono significativamente alla potenza di cortocircuito della rete. Sono in grado di contrastare, grazie alla loro inerzia, l'innescò delle oscillazioni e contribuiscono in opposizione di fase al loro smorzamento, grazie alla loro capacità regolante.
- **STATCOM:** sono macchine statiche ad altissima prestazione che consentono non solo di eseguire una regolazione "fine" del reattivo, ma consentono di implementare leggi di stabilizzazione estremamente efficaci ed innovative.
- **Resistori stabilizzanti:** sono resistori controllati tramite macchina statica, di taglia minore rispetto agli STATCOM ma in grado di assorbire potenza attiva o lavorare in puro reattivo. Possono essere utilizzati per creare istantaneamente un carico stabilizzante e/o lavorare come STATCOM distribuito.
- **Reattori shunt:** coadiuvano in modo statico la regolazione eseguita dai compensatori e STATCOM assorbendo il reattivo con una regolazione discreta "di base".

A questi dispositivi si accompagnano sia lo sviluppo di una logica di controllo della tensione a livello nazionale, che una serie di vari provvedimenti nella gestione del sistema in tempo reale.

Per quanto attiene ai provvedimenti correttivi, si è dovuto affrontare prima la problematica degli strumenti finalizzati alla rilevazione delle oscillazioni e poi alla definizione dei sistemi di difesa finalizzati alla correzione della oscillazione.

A causa delle scale temporali su cui si sviluppano questi fenomeni, questi ultimi non sono osservabili attraverso i tradizionali sistemi SCADA. In quest'ottica, al fine di monitorare i margini di stabilità del sistema, i TSO europei hanno investito negli anni nello sviluppo dei c.d. *Wide Area Monitoring System (WAMS)*, che attraverso l'impiego di *Phasor Measurement Unit (PMU)* offrono sia l'opportunità di rilevare tali fenomenologie prontamente, sia di sviluppare adeguati algoritmi *real-time* alla base di logiche di difesa avanzate.

Terna ha infatti potenziato nel corso degli anni il proprio WAMS seguendo due principali filoni di sviluppo: da un lato l'installazione pervasiva di PMU, che oggi conta più di 220 PMU installate nei principali nodi del sistema elettrico nazionale (il più grande WAMS d'Europa), dall'altro mettendo in campo e sviluppando degli ambienti ove è possibile implementare algoritmi avanzati per l'individuazione in tempo reale di fenomeni oscillatori e predisporre logiche curative attraverso l'attuazione automatica di contromisure in grado di ripristinare i margini di stabilità.

In quest'ambito, all'inizio del 2021 Terna ha messo in esercizio una nuova logica di difesa (i.e. *wide area control*) basata sull'elaborazione di misure sincrofasoriali inviate da un set di PMU installate nei principali nodi del sistema elettrico nazionale che, attraverso l'impiego di metodologie avanzate di elaborazione dei segnali, consente di individuare i principali parametri che caratterizzano le oscillazioni in corso, quali ampiezza, frequenza e smorzamento e in caso di rilievo di condizioni di instabilità attiva le contromisure disponibili.

L'azione efficace della nuova logica di difesa implementata è rappresentata di seguito rispetto ad un evento reale occorso sul sistema elettrico italiano dove si apprezza chiaramente che al verificarsi delle condizioni di attivazione della logica vengono ripristinate le condizioni di stabilità.

FIGURA 20 Tensioni misurate dalle PMU asservite alla logica di stabilità

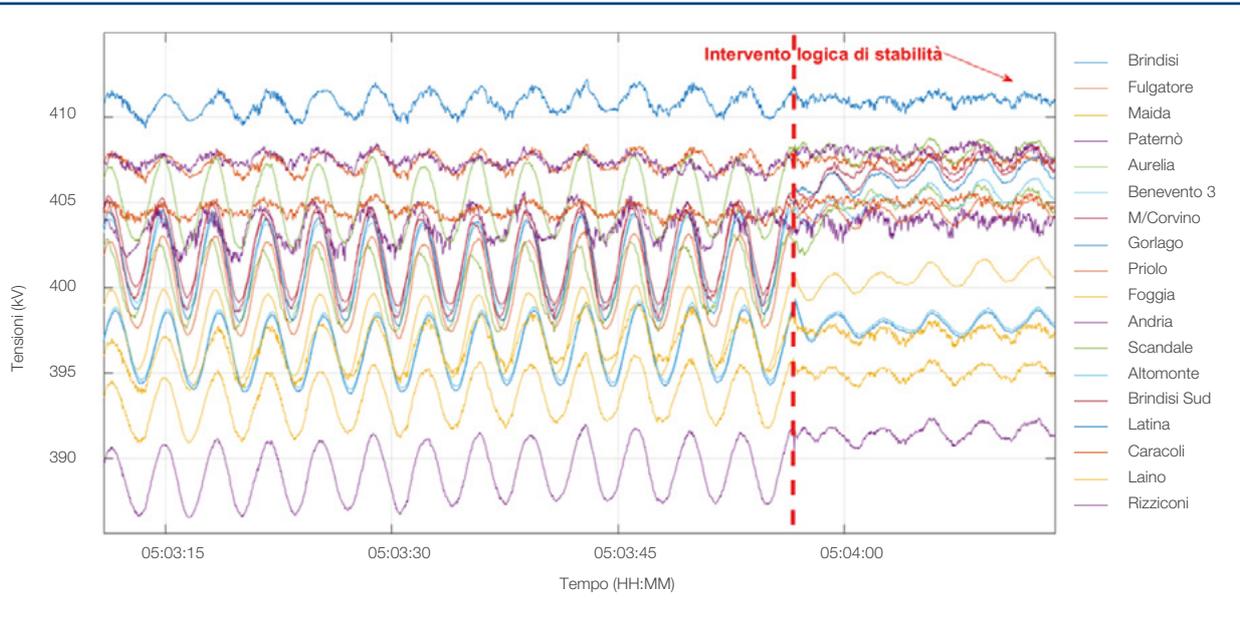
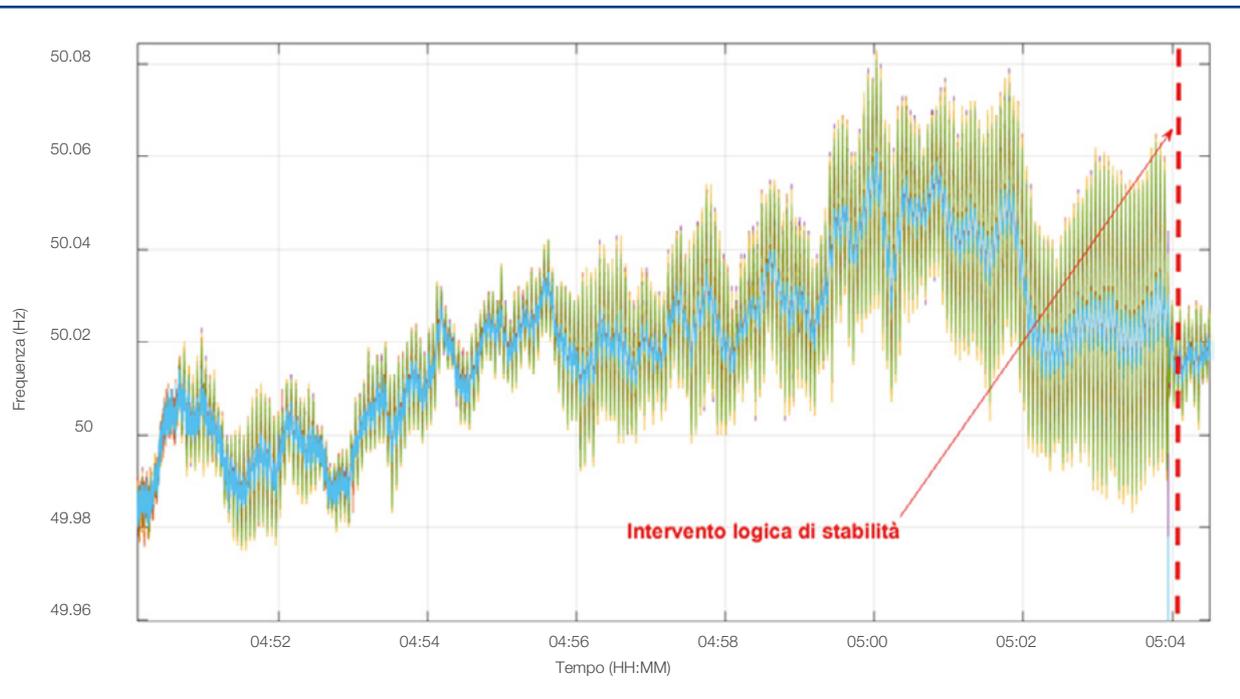


FIGURA 21 Frequenza misurata dalle PMU asservite alla logica di stabilità



Le *Figure 20* e *21* mostrano rispettivamente le principali grandezze rappresentative del funzionamento del sistema misurate dalle PMU asservite alla logica di stabilità. Qui è chiaramente visibile la natura e l'entità del fenomeno, che è descritto da un tipico andamento oscillatorio delle variabili, la cui ampiezza è tendenzialmente crescente nel tempo. Dalle figure è altrettanto visibile l'effetto benefico dell'intervento della logica di stabilità che smorza immediatamente le oscillazioni e riporta il sistema verso un punto di funzionamento stabile.

L'efficacia di queste logiche è legata da un lato alla possibilità di individuare in tempo reale la presenza di fenomeni oscillatori, dall'altro al fatto che esse attivano azioni correttive che coinvolgono le risorse tradizionalmente asservite ai sistemi di difesa Terna.

È da sottolineare che la soluzione messa a punto da Terna è unica nel suo genere nel panorama mondiale dei sistemi di difesa ed ha dimostrato, nell'evento descritto, la sua efficacia.

L'evoluzione di detti sistemi prevede l'estensione delle logiche con azioni preventive che asservano anche i dispositivi di stabilizzazione quali compensatori sincroni, STATCOM e resistori regolanti.





Terna



Conclusioni

Conclusioni

Il presente fascicolo espone i benefici delle opere di sviluppo oggetto di questo Piano, che Terna intende realizzare con l'obiettivo di abilitare la transizione energetica e traguardare gli obiettivi in materia ambientale delineati dalle normative comunitarie sia nel medio che nel lungo termine. Tali opere (con particolare riferimento a quelle appartenenti al Layer HVDC - "**Hypergrid**" come descritto nel Fascicolo "Il progetto Hypergrid e necessità di sviluppo") permettono un incremento della capacità di trasporto tra le zone di mercato, abilitando il trasporto di energia rinnovabile prodotta al Sud verso i grandi centri di consumo situati a Nord del Paese, e avranno un ruolo fondamentale nel garantire la bidirezionalità dei flussi insieme alla maggiore **stabilità e sicurezza**, alla **robustezza** e all'**adeguatezza** del sistema elettrico del futuro.

Come dimostrato dalla pianificazione delle opere Hypergrid, la tecnologia su cui si baseranno i principali collegamenti deputati a trasportare questa grande quantità di rinnovabile sarà la HVDC, che grazie all'utilizzo della corrente continua apporta diversi benefici al sistema. La riduzione delle congestioni è uno di questi e grazie alla **maggiore capacità di trasporto** offerta dai nuovi collegamenti è possibile ottenere una maggiore **integrazione delle FER** e ridurre l'overgeneration. L'incremento dei limiti di scambio ha inoltre beneficio anche sulla **riserva**, rendendola maggiormente fruibile anche tra zone di mercato lontane e rendendo possibile l'eventuale dismissione di centrali termoelettriche. L'utilizzo della tecnologia HVDC si rivela necessario per trasportare su lunghissime distanze e in modo efficiente questa grande quantità di energia: la maggiore capacità di scambio permette la minimizzazione delle **perdite** rispetto ad un collegamento equivalente in AC.

Tuttavia, la maggiore RES Integration attraverso sistemi inverter-based porta con sé delle problematiche relative alla **robustezza del sistema**. A tal proposito, l'utilizzo della tecnologia HVDC VSC ha un ruolo fondamentale nell'incremento della robustezza grazie ad un efficace controllo della tensione ai nodi e allo smorzamento delle oscillazioni. All'interno di questo Fascicolo è stata proposta una trattazione volta ad esplorare le azioni necessarie a migliorare la robustezza, ad esporre l'approccio metodologico utilizzato ai fini della valutazione del grado di robustezza della rete del futuro e a delineare le azioni preventive e correttive per mantenere stabile il profilo di tensione ai nodi.

La realizzazione delle opere di sviluppo previste nel presente Piano ha quindi un impatto significativo e benefico ai fini del Sistema elettrico di lungo termine, consentendo di soddisfare al meglio tutte le esigenze che questo implica ai fini della transizione energetica, permettendo di truardare i target “Fit for 55”, permettendo di accogliere una quantità crescente di fonti di generazione rinnovabili e avendo un impatto positivo anche nelle **emissioni di CO₂** prevalentemente dovute alla modifica del mix di generazione abilitato dalle opere di sviluppo.

Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

