

2025

**Benefici di sistema
e analisi robustezza rete**



*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 pianifica **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 energetica.*



“ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

“ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

“ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION



Sintesi

Gli interventi sulla rete elettrica presentati nel Piano di Sviluppo 2025 mirano a **potenziare la capacità di trasporto tra le zone di mercato** e a traghettare una sempre **maggiore sicurezza, adeguatezza ed efficienza del sistema elettrico** nonché ulteriori benefici per il sistema Paese.

Nel seguente fascicolo verranno presentati i principali benefici attesi dai nuovi interventi di sviluppo previsti nel PdS25 e dagli interventi relativi ai Piani di Sviluppo precedenti, determinati mediante analisi di sistema che prevedono lo studio degli scenari con e senza gli interventi.

Nelle analisi mostrate di seguito si prenderanno principalmente in considerazione gli **scenari PNIEC2030, DE-IT 2035 e 2040**, presentando gli interventi nell'infrastruttura di rete che permettono di accogliere la crescente capacità di generazione da fonti rinnovabili prevista e consentono di traghettare i target di riduzione delle emissioni definiti dal PNIEC.

Dagli studi svolti è emerso che gli **interventi di sviluppo consentono di integrare maggiore produzione da fonti rinnovabili**, riducendo l'overgeneration di sistema e le ore di congestione tra le zone di mercato, nonché **ridurre le emissioni di CO₂** legate al mix di generazione e alle **perdite di rete**, mantenendo il sistema adeguato nonostante il phase-out da carbone e



la progressiva dismissione della generazione termoelettrica a favore dell'incremento di quella rinnovabile.

Lo sviluppo di rete previsto in questo Piano propone degli interventi con due orizzonti temporali: nel **breve periodo** sono stati individuati una serie di interventi che hanno **l'obiettivo di incrementare la capacità di scambio tra zone massimizzando gli asset esistenti**; nel **medio-lungo periodo**, per traguardare gli obiettivi di scenario, è necessario realizzare progetti che **incrementano notevolmente la capacità di transito tra Nord e Sud del Paese**, al fine di accogliere l'ingente capacità di generazione FER prevista dagli scenari oggetto di studio. Inoltre, tra gli interventi proposti, alcuni di essi mirano a incrementare la capacità di scambio con la frontiera estera, per rendere la rete pan-europea più robusta e interconnessa.

Infine, sono state condotte delle **analisi per valutare la robustezza del sistema elettrico previsionale**. Il progetto Hypergrid, con l'adozione della tecnologia VSC per le stazioni di conversione dei collegamenti HVDC, consente di ottenere una notevole rapidità di risposta in caso di perturbazioni, garantendo una maggiore stabilità e sicurezza del sistema elettrico futuro, caratterizzato da un'alta penetrazione di sistemi inverter-based.



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	15
	2.2 Incremento capacità di trasporto tra le zone di mercato	16
3	Incremento adeguatezza di sistema	19
4	Incremento integrazione FER e riserva	23
5	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	29

6	Dinamica del sistema	33
7	Robustezza della rete (System Strength)	37
	7.1 Introduzione alla Robustezza di Rete	38
	7.2 La rete del futuro a prevalenza IBR: Grid Following e Grid Forming	39
	7.3 La Roadmap di Terna sul Grid Forming	42
	7.4 Ulteriori azioni per incrementare la robustezza di rete	42
	7.5 Indici di valutazione della Robustezza del Sistema	44
	7.5.1 Indici di natura statica	44
	7.5.2 Metodi e indici che integrano il sistema di controllo dei convertitori	45
	7.6 Analisi di Robustezza Rete	46
	7.7 Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza	49
8	Conclusioni	57





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 2025** descrivono un sistema elettrico caratterizzato da un'**elevata penetrazione di rinnovabili**, in particolare nelle regioni del **Sud** e nelle **Isole**. Rispetto al Piano di Sviluppo 23, **per l'anno orizzonte 2030**, si assiste a un **minore sbilanciamento di capacità FER installata tra Nord e Sud** del Paese, coerentemente con quanto definito nel PNIEC 2024 e dal "DM Aree Idonee"¹. Per gli anni orizzonte successivi (2035 e 2040) la variazione di capacità installata riflette maggiormente le richieste di connessione ricevute.

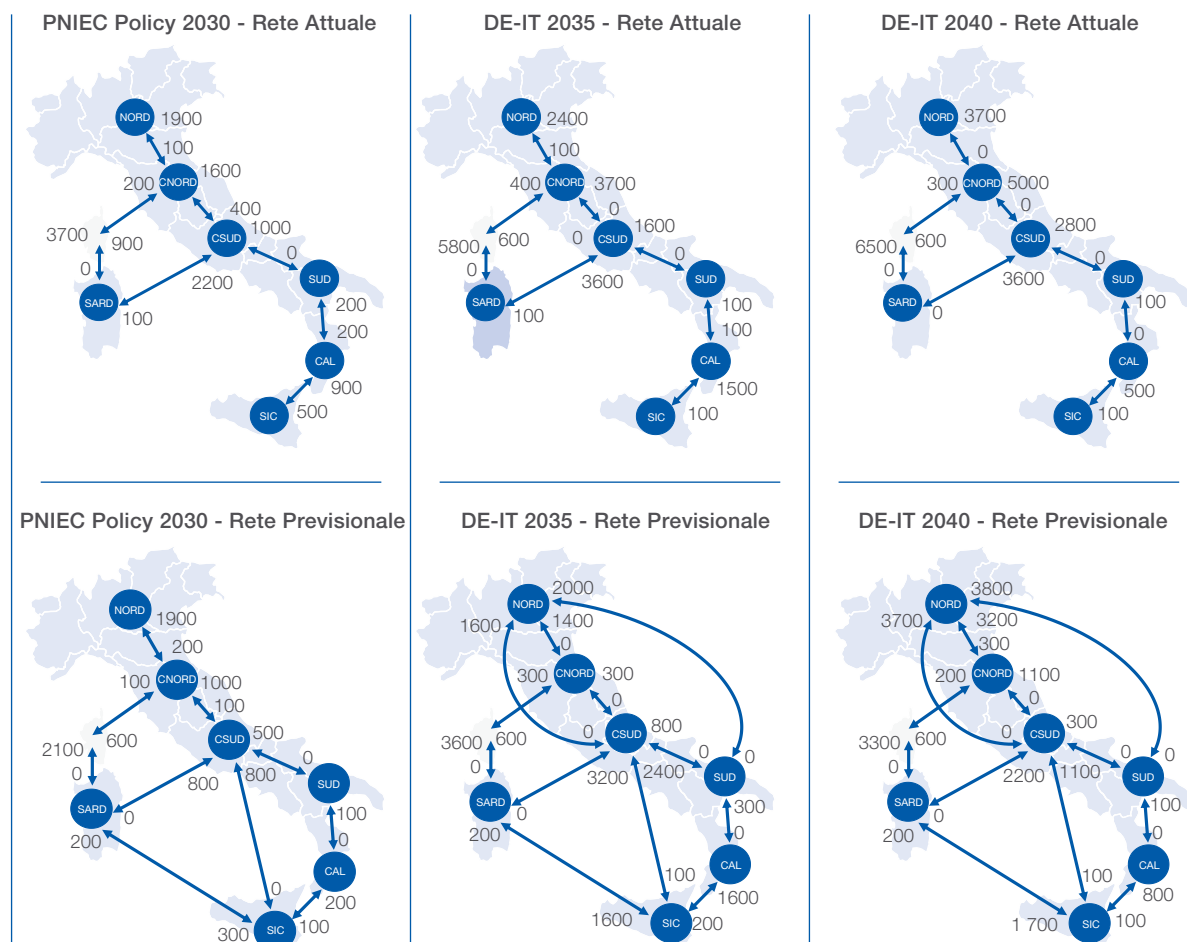
In generale l'incremento della capacità rinnovabile al Sud e sulle Isole comporta un **incremento dei flussi di energia elettrica da Sud verso Nord**, considerando che anche in futuro una quota importante del fabbisogno elettrico continuerà a essere concentrato al Nord, principale polo industriale del Paese, e sarà soggetto a una crescita costante guidata principalmente dall'**elettrificazione dei consumi** e dai massicci investimenti in settori energy-intensive come i **Data Center**.

Nel **breve periodo**, per rendere possibile l'integrazione della crescente capacità FER installata e il raggiungimento dei target esplicitati nel PNIEC, Terna ha individuato una serie di **interventi** discussi più ampiamente nel Fascicolo 5, che hanno come obiettivo quello di incrementare i limiti di scambio tra zone di mercato attraverso investimenti ridotti sulla rete che permettono di massimizzarne l'utilizzo.

Nel **medio-lungo periodo**, invece, sarà necessario effettuare **grandi investimenti** per rendere la rete pronta ad accogliere l'ingente generazione FER prevista, con conseguente incremento dei flussi abilitato dallo sviluppo delle **dorsali HVDC afferenti al macro-progetto Hypergrid**, elemento chiave del PdS25 in continuità con il precedente.

¹ Decreto Ministeriale 21 Giugno 2024 - "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili".

Figura 1 Ore di congestione nei diversi scenari con e senza interventi PdS



Analizzando le mappe riportate in [Figura 1](#) si può notare che, senza interventi di sviluppo, agli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040 si ha una crescente quantità di ore di congestione lungo la direzione Sud-Nord, per effetto della crescente capacità FER installata a Sud del Paese. Nello specifico, le **sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord rappresentano i tratti più critici**, al 2040 sono interessate rispettivamente da 2800 e 5000 ore di congestione e costituiscono un grosso limite per il transito di energia rinnovabile da Sud a Nord. Mediante gli interventi di sviluppo si assiste a un'**importante riduzione delle ore di congestione** lungo le sezioni appena menzionate, che al 2040 si portano rispettivamente a 300 e 1100 ore. In questo contesto i collegamenti Hypergrid Milano-Montalto e la Dorsale Adriatica svolgono un'importante azione di mitigazione, bypassando le sezioni più critiche e convogliando l'energia direttamente ai centri di carico.

L'analisi delle mappe a rete sviluppata riportate in [Figura 1](#) mette in risalto anche un altro elemento interessante: **la progressiva entrata in esercizio delle opere di sviluppo determina uno spostamento verso Nord della sezione critica**, che nella rete senza interventi è individuata nella sezione Centro Sud-Centro Nord mentre a rete sviluppata è individuata, sempre più chiaramente al progredire degli anni orizzonte, dalla sezione Centro Nord-Nord. Questo aspetto, congiuntamente alla riduzione di overgeneration trattata nel capitolo 4 del presente documento "Incremento integrazione FER e riserva", è fondamentale per dimostrare l'integrazione FER.

La presenza del Tyrrhenian Link ha un impatto tangibile già dall'anno orizzonte 2030, abilitando il flusso tra Sicilia e Sardegna e tra Sicilia e Centro Sud si assiste a una riduzione delle ore di congestione sulla sezione Sardegna-Centro Sud e sulle sezioni Sicilia-Calabria-Sud, quest'ultima ulteriormente mitigata al 2040 per effetto dell'entrata in esercizio dell'opera Hypergrid Dorsale Ionico-Tirrenica che rinforza la capacità di scambio tra Sicilia-Calabria-Sud-Centro Sud e consente una massiccia integrazione di FER. Il Tyrrhenian Link svolge inoltre un importante ruolo nella decarbonizzazione delle Isole, consentendo il decommissioning degli impianti a carbone e di quelli più obsoleti e a maggior impatto ambientale.

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.






2.1 Incremento capacità di trasporto con l'estero

15

2.2 Incremento capacità di trasporto tra le zone di mercato

16



2

Incremento capacità di trasporto

Incremento capacità di trasporto

2

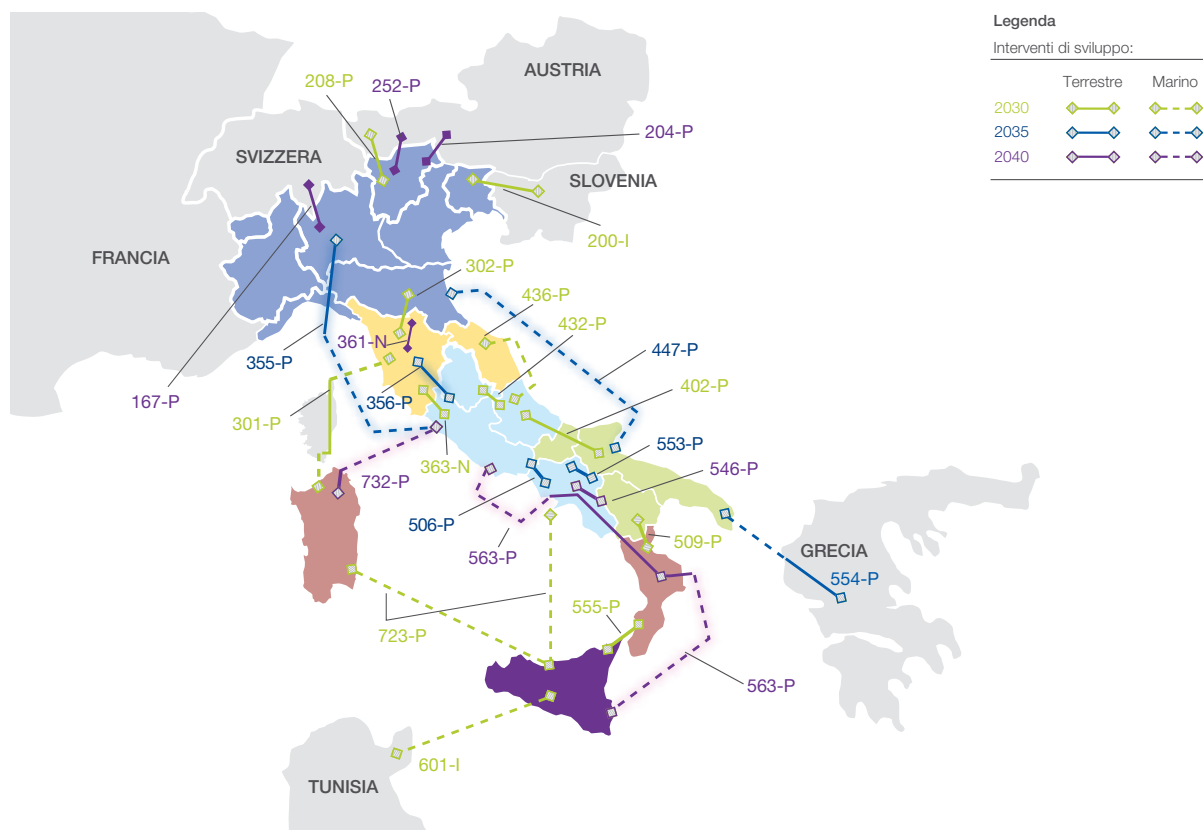
Per raggiungere gli ambiziosi obiettivi europei di riduzione delle emissioni di CO₂ e sostenere la crescente generazione di energia rinnovabile distribuita, è fondamentale adeguare e potenziare l'infrastruttura elettrica di trasmissione. Questo intervento è essenziale per sfruttare appieno la generazione da fonti rinnovabili in modo sicuro ed efficiente. Il motivo principale è legato al cambiamento di paradigma, che porta da una generazione concentrata in grandi centrali convenzionali a una distribuzione diffusa e capillare di impianti rinnovabili che può realizzarsi con successo solo se la rete di trasmissione sarà in grado di trasferire efficacemente l'energia dalle aree in surplus a quelle in deficit, mantenendo la stessa efficienza e sicurezza odierne.

Investire in capacità di trasporto significa quindi avere un **sistema elettrico maggiormente integrato e robusto**, in grado di **ottimizzare la trasmissione dell'energia a fronte dell'aleatorietà della produzione rinnovabile**, al fine di ridurre **i costi complessivi del sistema per i consumatori finali**.

Il presente fascicolo illustra i principali interventi di sviluppo che Terna persegue nel medio e nel lungo periodo, tenendo in considerazione gli scenari prospettici nel calcolo delle analisi Costi-Benefici.

In **Figura 2** viene presentata a livello grafico una panoramica dei vari interventi di sviluppo previsti, che saranno dettagliati nei paragrafi successivi.

Figura 2 *Mappa interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni con l'estero*



Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	Incremento capacità di trasporto	Incremento adeguatezza di sistema	Incremento integrazione FER e riserva	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	Dinamica del sistema	Robustezza della rete (System Strength)	Conclusioni
--	---	-----------------------------------	---------------------------------------	---	----------------------	---	-------------

2.1 Incremento capacità di trasporto con l'estero

L'Italia ambisce a diventare l'hub energetico nel Mediterraneo attraverso la valorizzazione delle ingenti risorse di generazione rinnovabili che caratterizzano il nostro territorio, in particolare nelle regioni del Sud e nelle Isole. Per questo motivo, in queste poche regioni, è previsto un installato complessivo pari a circa il 70%² dell'installato nazionale nel lungo termine. Gli interventi previsti consentiranno di **incrementare la sicurezza e affidabilità** attraverso la possibilità di **mutuo soccorso tra sistemi interconnessi**, la **diversificazione dell'approvvigionamento del mix produttivo** e la maggiore **disponibilità di risorse nei servizi di bilanciamento dei mercati**.

In questo contesto, in particolare, si inseriscono il nuovo collegamento con la **Tunisia** e il raddoppio degli attuali collegamenti con la **Grecia** e **Montenegro**. Successivamente, l'Italia diventerà il ponte elettrico tra il Nord Africa e l'Europa al fine di garantire una maggior condivisione di risorse a favore di prezzi dell'energia elettrica sempre più competitivi. A questo scopo, è fondamentale incrementare la capacità di scambio del Nord del Paese con il resto del Continente, come evidenziato dai nuovi collegamenti con l'**Austria**, la **Slovenia** e la **Svizzera**.

Complessivamente, le future interconnessioni riportate in **Tabella 1** consentiranno, in linea con la media europea, di incrementare la capacità di scambio con l'estero di circa il 40% rispetto ai valori attuali.

Tabella 1 *Interconnessioni previsionali alla frontiera*

SEZIONE	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC [MW]
IT Nord - Svizzera	Razionalizzazione Valchiavenna	167-P	1000
	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizzo - Steinach	208-P	100
IT Nord - Austria	Interconnessione AT Dobbiaco - Austria	252-P	160
	Elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia - Austria	204-P	500
IT Nord - Slovenia	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.	200-I	400 ³
IT Sud - Grecia	Nuovo HVDC ITALIA-GRECIA (GRITA 2)	554-P	1000
IT Sicilia - Tunisia	Nuova interconnessione Italia-Tunisia	601-I	600
IT Centro Sud-Montenegro	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro (Polo 2) ⁴	401-S	600

² Considerando le Zone di mercato Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

³ Il valore di incremento di capacità 400 MW è relativo alla sola opera Rimozione Limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia (Fase 1).

⁴ Lo sviluppo del secondo polo di interconnessione Italia-Montenegro è condizionato al rilascio del parere da parte dell'Autorità nonché allo sviluppo del corridoio Transbalkan

2.2 Incremento capacità di trasporto tra le zone di mercato

Negli scenari prospettici, come già ampiamente trattato, la produzione da FER sarà installata per circa il 50% al Sud e nelle Isole, mentre la domanda sarà concentrata per lo più al Centro Nord-Nord del Paese, pari a circa il 65% del fabbisogno nazionale. Tale sbilanciamento deriva anche dal fatto che la disponibilità della fonte (sole, vento) è maggiore nella parte meridionale del Paese. Contemporaneamente, i grandi centri di produzione e consumo continuano a essere situati in gran parte nella regione settentrionale. Per far fronte a questo scenario, è opportuno adeguare e incrementare la capacità di scambio tra zone di mercato interne per riuscire a convogliare tutta l'energia da Sud a Nord, consentendo di raggiungere gli obiettivi minimi di copertura FER sul fabbisogno nazionale. Tutti gli interventi di sviluppo descritti in questo paragrafo sono pianificati partendo dal **ridurre al minimo l'impatto ambientale, potenziare e rendere efficienti porzioni di rete a beneficio di tutto il sistema elettrico in ottica prospettica di medio/lungo termine**.

Di seguito, in *Tabella 2*, si riporta la lista di interventi di sviluppo previsionali che hanno maggiore impatto in termini di riduzione delle congestioni interzonali.

Tabella 2 *Interventi di sviluppo interzonali*

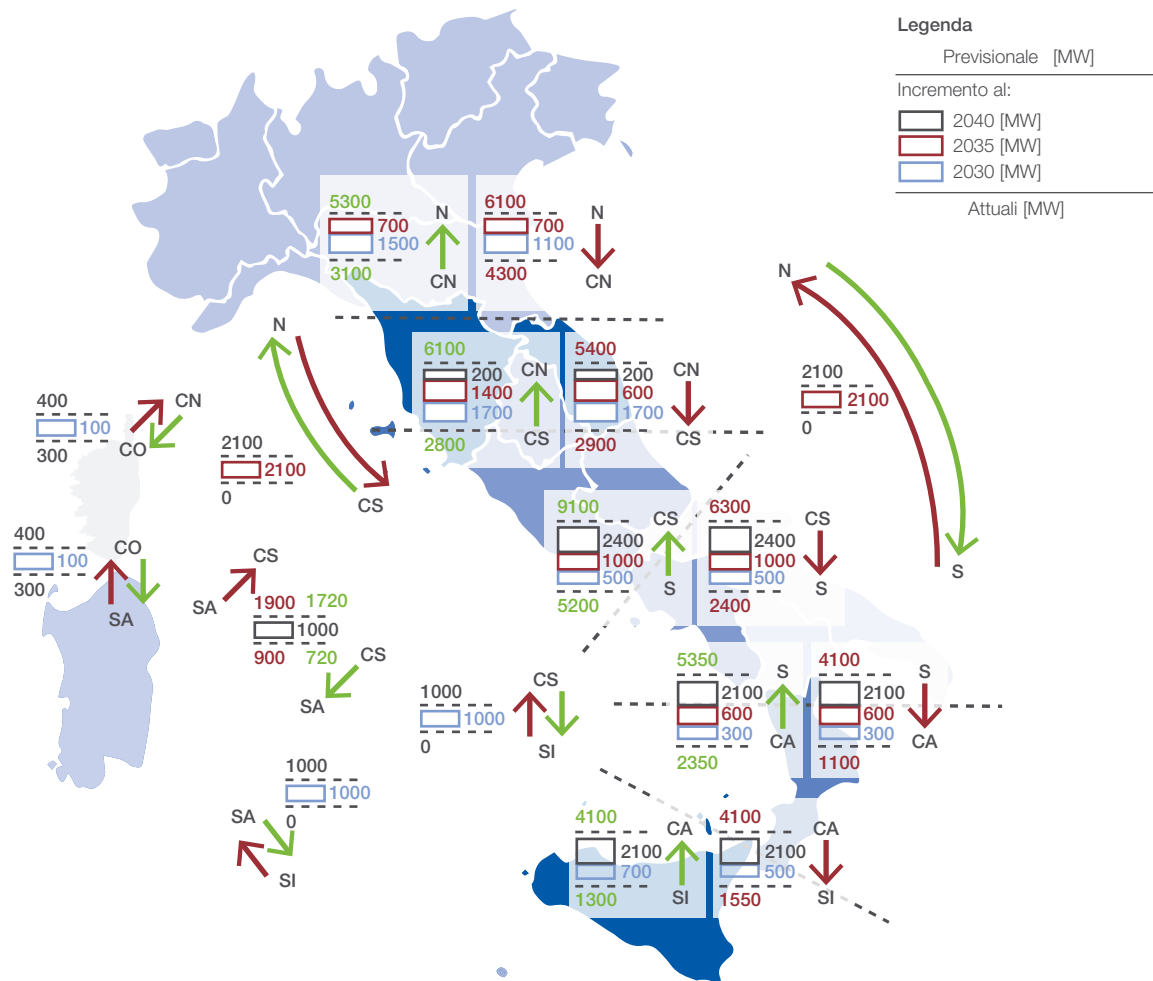
ZONE DI MERCATO	INTERVENTO	CODICE INTERVENTO	INCREMENTO NTC ⁵ [MW]	DATA E.E.
Nord - Centro Nord	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	302-P	500 ⇌	2026
	HVDC Centro Sud - Centro Nord	436-P	600 → 1000 ←	2029
	Dorsale Adriatica: HVDC Forlì-Foggia	447-P	700 ⇌	2033/2034
Nord - Sud	Dorsale Adriatica: HVDC Forlì-Foggia	447-P	2100 ⇌	2033/2034
Centro Nord - Centro Sud	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud – Centro Nord	432-P	400 ⇌	2026
	HVDC Centro Sud - Centro Nord	436-P	1000 ⇌	2029
	HVDC Milano-Montalto	355-P	800 ←	2033/2034
	Central link	356-P	600 ⇌	2031
	Rimozione limitazione rete 380 kV a ovest di Firenze	361-N	200 ⇌	2036
	Massimizzazione Asset inter - microzonale Lazio e Toscana	363-N	300 ⇌	2025
Sud - Centro Sud	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	402-P	500 ⇌	2029
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Benevento	506-P	200 ⇌	2032
	Elettrodotto 380 kV Aliano - Montecorvino	546-P	300 ⇌	2040
	Elettrodotto 380 kV area nord Benevento	553-P	200 ⇌	2035
	Dorsale Ionica-Tirrenica: HVDC Priolo - Rossano - Latina	563-P	2100 ⇌	2040
	Dorsale Adriatica: HVDC Forlì-Foggia	447-P	600 ⇌	2033/2034
Centro Sud - Sicilia	Collegamento HVDC Continente - Sicilia (Ramo East)	723/E-P	1000 ⇌	2028
Sud - Calabria	Riassetto Rete nord Calabria	509-P	300 ⇌	2030
	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Benevento	506-P	600 ⇌	2032
	Dorsale Ionica-Tirrenica: HVDC Priolo - Rossano - Latina ⁶	563-P	2100 ⇌	2040
Sicilia - Calabria	Nuovo collegamento 380 kV Bolano - Annunziata	555-P	700 → 500 ←	2027
	Dorsale Ionica-Tirrenica: HVDC Priolo - Rossano - Latina	563-P	2100 ⇌	2040
Centro Nord - Sardegna	Collegamento HVDC Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	301-P	100 ⇌	2029
Sardegna - Centro Sud	HVDC Fiumesanto-Montalto (SAPEI 2) e Sardinian Link	732-P	1000 ⇌	2040
Sardegna - Sicilia	Collegamento HVDC Sicilia - Sardegna (Ramo West)	723/W-P	1000 ⇌	2027
Nord - Centro Sud	HVDC Milano-Montalto	355-P	2100 ⇌	2033/2034

⁵ Valori riferiti al massimo in import e in export tra le ZdM interne.

⁶ L'opera permette di abilitare 2100 MW tra CA-S solo a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento Ionian link.

Per poter effettuare le analisi costi benefici delle opere agli anni orizzonte definiti nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (2030-2035-2040) vengono costruiti dei modelli di rete di riferimento previsionali. In particolare, come illustrato in *Figura 3*, i limiti attuali sono relativi all'anno 2024 come riportato nell'ultimo documento relativo ai valori sui limiti di transito tra zone interne⁷. I valori di capacità di scambio previsionali tengono in considerazione gli interventi di sviluppo previsti in completamento entro gli anni orizzonte 2030/35/40. Tra questi sono inclusi anche gli interventi a breve termine di massimizzazione asset.

Figura 3 *Limiti di scambio interni previsionali*



⁷ Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato Rev. 31 <https://dati.terna.it/mercato-adeguatezza/limiti-di-transito-tra-zone-di-mercato>





3 Incremento adeguatezza di sistema

Incremento adeguatezza di sistema

Il sistema elettrico italiano sta vivendo una fase di trasformazioni profonde e costanti. L'integrazione di quantità sempre maggiori di energia rinnovabile non è solo essenziale per raggiungere gli obiettivi climatici legati alla decarbonizzazione, ma costituisce anche un'opportunità unica per **ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, che espongono il Paese a rischi di approvvigionamento derivanti da fattori geopolitici e dalle instabilità dei mercati internazionali**.

Nei prossimi anni, l'evoluzione della capacità termica disponibile sarà guidata principalmente dal completo phase-out degli impianti a carbone e olio combustibile nel Continente e nelle Isole, che contribuiscono già ad oggi solo a una minima parte nella copertura del fabbisogno nazionale. Inoltre, ci potrebbero essere ulteriori dismissioni di impianti termoelettrici tradizionali (gas) per via di una crescente diminuzione dei ricavi dovuta a una riduzione e a una maggiore irregolarità delle ore di funzionamento, causata dall'aumento massivo di potenza installata FRNP⁸, rischiando quindi la dismissione non essendo più nelle condizioni di coprire i propri costi. Congruentemente, come si evince nell'ultimo Documento di Descrizione degli Scenari 2024, **si prevede che la produzione derivante da impianti di generazione tradizionale si ridurrà del 55% passando dai circa 143 TWh del 2023 a circa 65 TWh al 2040**.

Queste problematiche concorrono a prevedere un possibile rischio di inadeguatezza del sistema elettrico futuro, ovvero un'incapacità del sistema elettrico italiano di assicurare che le risorse disponibili, intese come gli impianti di generazione dell'energia elettrica, gli accumuli e l'import di energia dall'estero, siano sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica oraria richiesta in ogni zona di mercato elettrico del Paese.

Inoltre, la dismissione di impianti di generazione tradizionale implica una riduzione della potenza regolante e dell'inerzia a seguito della minor presenza in servizio di capacità rotante programmabile, oltre a una riduzione della stabilità dei profili di tensione ai fini di sicurezza e qualità del servizio.

In questo scenario, un ruolo fondamentale sarà affidato a:

- a. **Nuove infrastrutture di rete** che Terna prevede in questo Piano di Sviluppo e in continuità con il precedente, in grado di abilitare un'elevata penetrazione da FER presente soprattutto nel Sud del Paese, limitandone il curtailment, e riducendo le congestioni interzonali. Una rete più magliata è fondamentale per garantire l'adeguatezza consentendo di convogliare più generazione possibile da Sud a Nord del Paese, come già accennato nei precedenti paragrafi. In aggiunta, si consente di incrementare il mutuo soccorso tra le zone di mercato e con l'estero, nelle diverse condizioni di esercizio. Infine, lo sviluppo del nuovo layer HVDC Hypergrid con tecnologia VSC, consente di beneficiare di una tecnologia caratterizzata da notevole rapidità dell'azione regolante consentendo, 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/prelevata dalla Rete, limitando fenomeni oscillatori e riducendo drasticamente le tempistiche dei transitori.
- b. **Sviluppo di nuovi impianti di accumulo**, in quanto consentiranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il "time-shifting", ovvero di spostare "strutturalmente" parte della produzione FRNP dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa disponibilità, e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e la stabilità, oltre che l'adeguatezza del sistema elettrico. Lo sviluppo dei sistemi di accumulo avrà ancor più un ruolo strategico per il sistema elettrico grazie anche al nuovo sistema di contrattualizzazione a termine di nuova capacità di accumulo attraverso il meccanismo innovativo del MACSE⁹.

⁸ Fonti Rinnovabili Non Programmabili

⁹ Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico, introdotto dal DL 210/21.

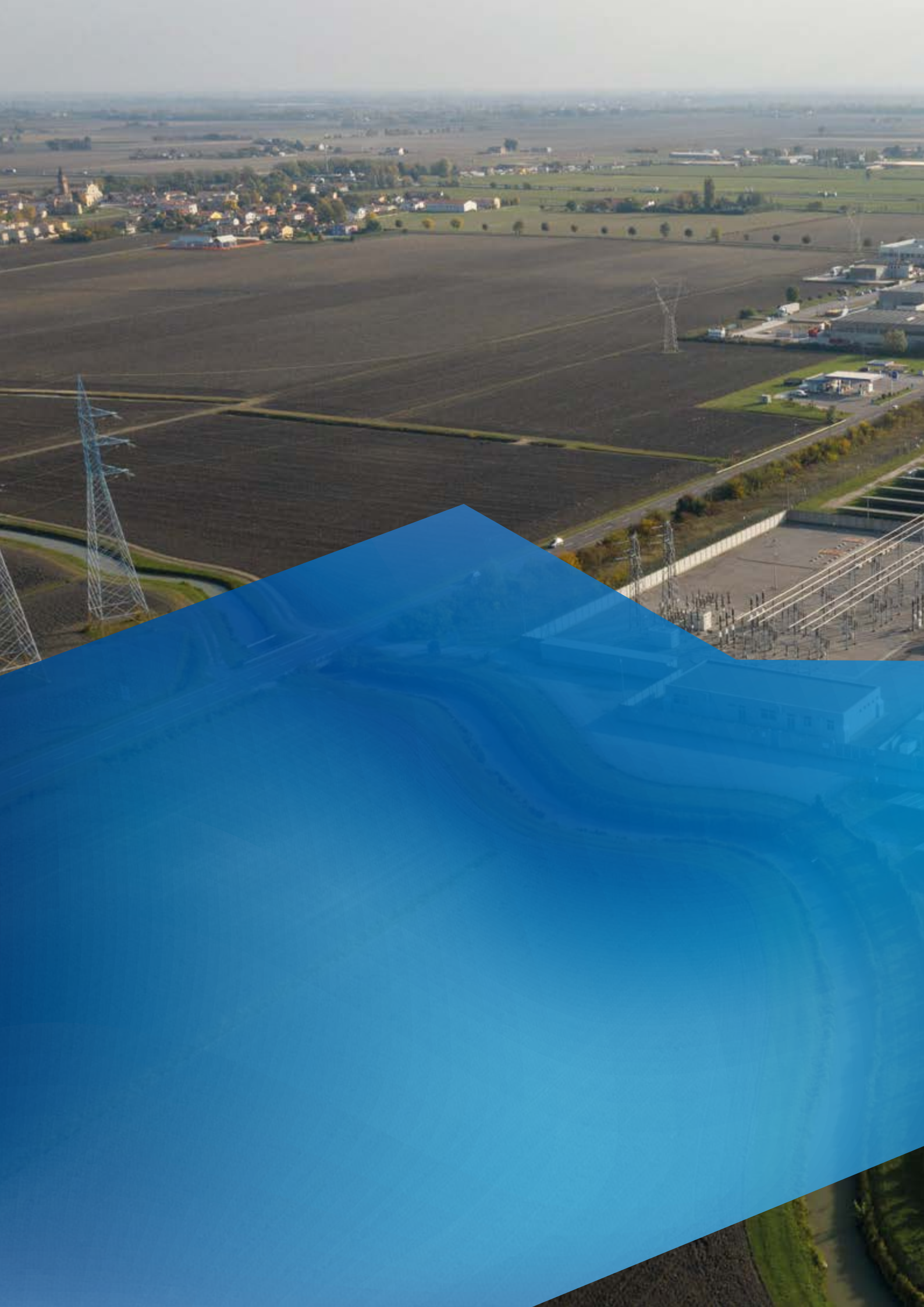
Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	Incremento capacità di trasporto	Incremento adeguatezza di sistema	Incremento integrazione FER e riserva	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	Dinamica del sistema	Robustezza della rete (System Strength)	Conclusioni
--	----------------------------------	--	---------------------------------------	---	----------------------	---	-------------

c. **Approvvigionamento di nuova capacità termoelettrica**, anche per il tramite di meccanismi di contrattualizzazione a termine come il mercato della capacità (Capacity Market) che consenta di dismettere impianti di generazione meno efficienti e caratterizzati da elevate emissioni di CO₂ a favore di impianti più flessibili, più efficienti e meno inquinanti, assicurando l'adeguatezza del sistema elettrico.

Un focus molto importante è legato alla Sardegna per la quale si prevede il phase-out completo delle centrali a carbone e il decommissioning degli impianti più obsoleti e a maggior impatto ambientale presenti nell'isola. A fronte di ciò, oltre al rifacimento del SACOI, Terna sta realizzando il nuovo collegamento Tyrrhenian link che collegherà le due Isole al continente e che consentirà di poter abilitare l'ingente produzione FER previsionale, garantendo allo stesso tempo l'adeguatezza e la gestione in sicurezza della rete.

Non solo la Sardegna, ma anche la Sicilia potrà beneficiare del nuovo collegamento e della nuova capacità di trasporto che permetterà di esercire l'isola con maggior sicurezza ed efficienza in ottica di scenario ampiamente dominato da fonti elettriche rinnovabili.







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 energetica in atto e in cui Terna si focalizza maggiormente.

Gli obiettivi di decarbonizzazione definiti nel **nuovo PNIEC 2024** mirano a obiettivi ancor più ambiziosi del passato: una **riduzione al 2030 di più del 43% delle emissioni rispetto ai livelli del 2005 e una penetrazione delle rinnovabili nei consumi finali lordi del settore elettrico pari al 63%**.

In questo contesto il settore elettrico italiano si trova davanti alla più ambiziosa sfida di sempre: installare **entro il 2030 almeno +65 GW di nuova capacità rinnovabile, di cui circa 49 GW di solare fotovoltaico e 16 GW di eolico**.

In particolare, il fotovoltaico utility scale e l'eolico onshore rappresentano le tecnologie di riferimento per il raggiungimento dei target FER previsti, e si assisterà a un incremento di capacità installata rispettivamente pari a circa +30 GW e + 14 GW.

Sulla base della previsione dell'evoluzione dell'installato al 2030, elaborata nell'ambito del DDS24, l'incremento di capacità è prevalente al Sud rispetto al Nord, rispettivamente pari a +39 GW e +26 GW, in linea con quanto indicato nel PNIEC.

Analogamente alla crescita dell'installato FER si assiste a un **incremento di sistemi di accumulo**, fondamentali in un sistema ad alta penetrazione di fonti rinnovabili **per immagazzinare la sovrapproduzione e renderla fruibile in un secondo momento**. Al 2030 la capacità di accumulo sarà pari a 122 GWh, con un incremento di circa +65 GWh rispetto all'attuale. L'incremento di capacità energetica degli accumuli interesserà soprattutto le zone a Sud del Paese e si focalizzerà principalmente sugli accumuli "utility scale", caratterizzati da un rapporto energia/potenza pari a 8 ore. In ragione dell'indispensabilità di questi sistemi in Italia è stato sviluppato il MACSE¹⁰, ovvero un nuovo ed efficiente quadro di investimenti per i sistemi di accumulo.

In questo scenario di penetrazione crescente di produzione da fonti rinnovabili non programmabili, la rete di trasmissione svolge un ruolo fondamentale nel **garantire il trasporto di tale potenza ai centri di carico e l'integrazione delle FER per raggiungere gli obiettivi**. In assenza di interventi finalizzati all'aumento dei limiti interzonal, si rende necessario un importante taglio della produzione rinnovabile per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Come già accennato, questa problematica verrà mitigata dagli interventi di massimizzazione asset che, a fronte di un investimento ridotto, permetteranno l'abilitazione di tale produzione rinnovabile nel breve termine.

La gestione del fabbisogno di riserva rappresenta una sfida emergente, la cui complessità aumenta proporzionalmente alla crescita delle FER e che Terna gestisce e soddisfa mediante il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Le fonti rinnovabili non programmabili, per caratteristiche intrinseche, hanno una partecipazione limitata all'MSD, rendendo necessario l'affidamento prevalente alle risorse convenzionali per la fornitura di riserva. L'incremento previsto delle FER potrebbe generare scenari in cui gran parte degli impianti termoelettrici risulta inattiva dopo la chiusura del Mercato del Giorno Prima (MGP), specialmente nelle ore diurne dei mesi primaverili, quando la generazione fotovoltaica raggiunge i suoi picchi. In tali circostanze, potrebbe rendersi necessario limitare la produzione da FER durante la fase MSD per consentire l'attivazione degli impianti termici necessari a garantire l'adeguata riserva di sistema.

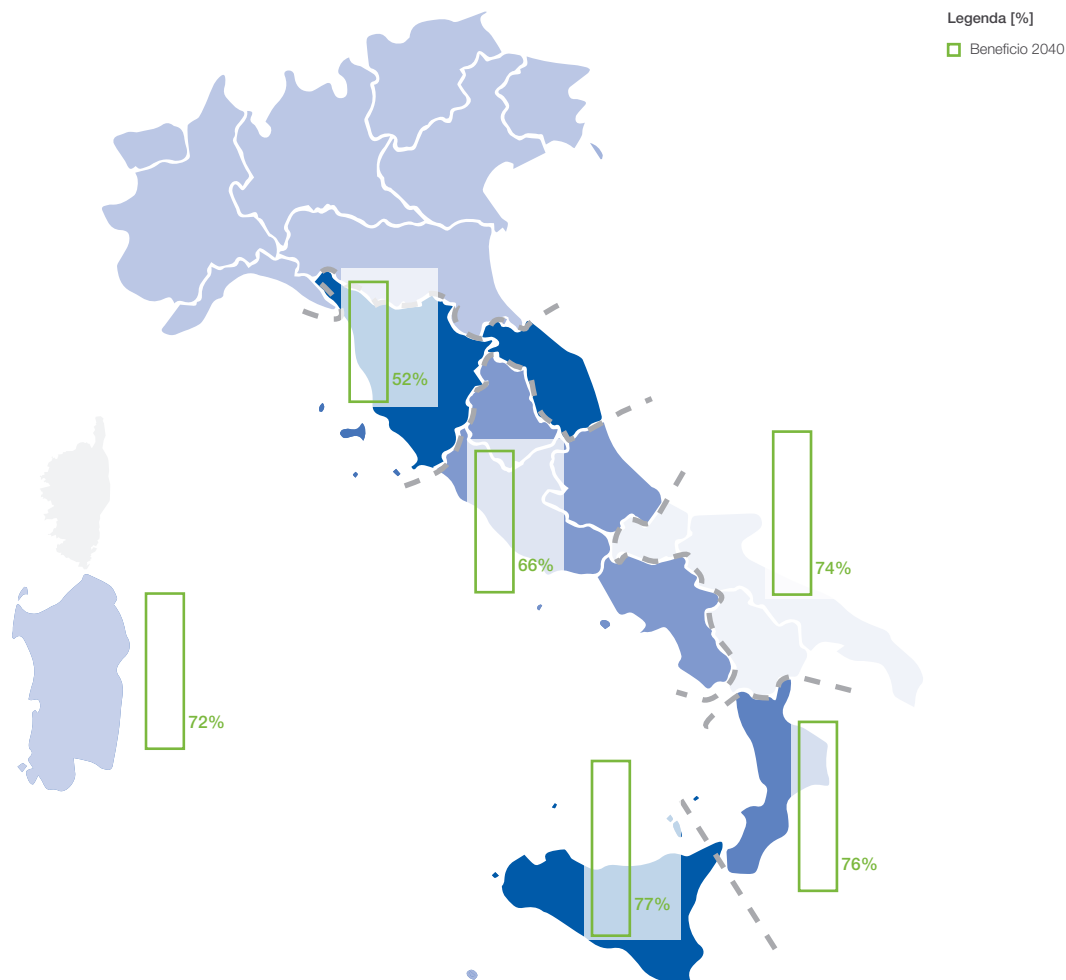
Si prevede, tuttavia, che i sistemi di accumulo assumano un ruolo sempre più rilevante nel soddisfacimento del fabbisogno di riserva, permettendo di contenere il ricorso alla generazione termoelettrica e assicurando contestualmente la sicurezza operativa del sistema.

¹⁰ Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico.

Lo sviluppo dell'infrastruttura di rete costituisce un elemento strategico per facilitare l'integrazione efficiente della produzione da fonti rinnovabili. In particolare, l'implementazione del progetto Hypergrid, attraverso il potenziamento della capacità di trasferimento energetico tra le diverse zone, consentirà una significativa **riduzione dei fenomeni di overgeneration**, minimizzando la necessità di limitare la produzione da fonti rinnovabili. I benefici derivanti dal potenziamento infrastrutturale e dal conseguente incremento dei limiti di transito non si limitano a garantire un più efficace trasferimento energetico dalla zona Sud verso il Nord, ma si estendono anche al **miglioramento della flessibilità nella gestione della riserva**, grazie all'ottimizzazione delle capacità di supporto reciproco tra le diverse aree del sistema.

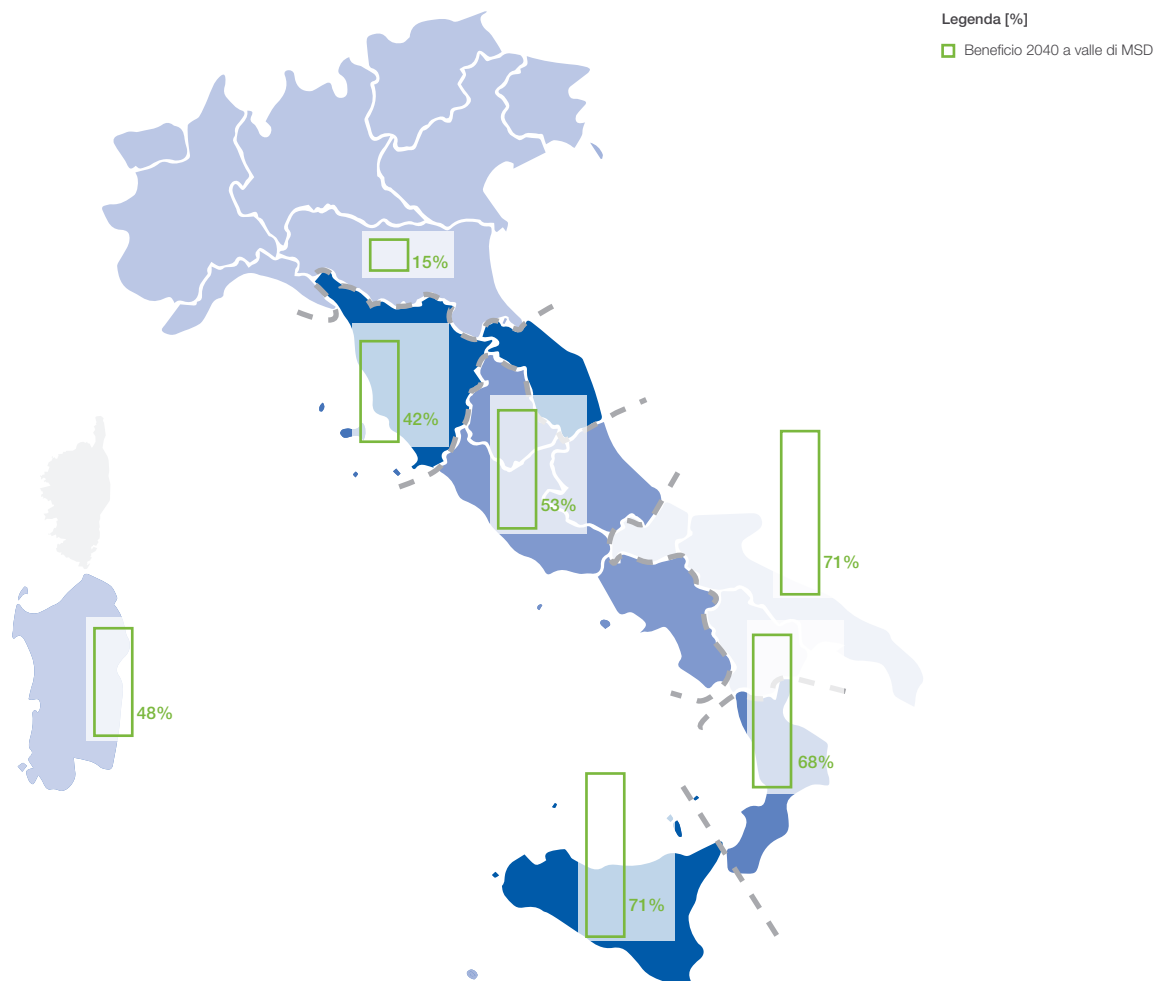
Nella **Figura 4** si osserva come le opere di sviluppo che hanno impatto sui limiti di scambio possano permettere una integrazione rinnovabile ingente riducendo di circa il 70% l'overgeneration totale di Sistema. Le zone principalmente interessate dalla riduzione di overgeneration sono soprattutto quelle a Sud del Paese, a dimostrazione di come le opere di sviluppo previste siano cruciali nell'abilitare l'integrazione FER.

Figura 4 Riduzione Overgeneration in MGP a seguito dello sviluppo rete nello scenario DE-IT 2040



Nella [Figura 5](#) 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 quota dovuta allo sviluppo rete è di circa 60% a livello Italia.

Figura 5 *Riduzione Overgeneration a valle dell'MSD a seguito dello sviluppo rete nello scenario DE-IT 2040*









5

Riduzione
emissioni
 CO_2 e delle
perdite di rete

Riduzione emissioni CO₂ e delle perdite di rete

Le perdite di rete sono un fenomeno intrinseco alla trasmissione di energia e sono influenzate dalle leggi fisiche che la governano. La massiccia integrazione di fonti rinnovabili, insieme alla necessità di trasmettere maggiori quantità di energia sulle reti, comporta inevitabilmente un aumento delle perdite. Le grandi distanze tra i centri di produzione e di consumo, unite all'elevata variabilità della produzione da fonti rinnovabili, possono generare irregolarità nei flussi energetici, determinando frequenti cambi di direzione che contribuiscono ad accrescere le perdite di trasmissione.

Queste perdite possono risultare ancora più significative in una rete che non possiede strumenti avanzati per il controllo dei flussi di potenza, un'esigenza a cui risponde la tecnologia HVDC. Gli interventi di sviluppo dell'Hypergrid consentono di aumentare la capacità di trasmissione tra zone diverse, migliorando l'efficienza del sistema e riducendo le perdite aggiuntive legate all'integrazione delle energie rinnovabili.

La scelta della **trasmissione in corrente continua (HVDC)** rappresenta infatti una **soluzione ottimale per il trasporto controllato di energia su distanze dell'ordine di centinaia di chilometri**. Rispetto a un sistema equivalente in corrente alternata, infatti, essa consente di mantenere le perdite complessive (inclusi i consumi delle stazioni di conversione) a livelli inferiori.

Con riferimento specifico alla potenziale riduzione delle perdite nei contesti analizzati di Sistema per gli scenari di Policy 2030, 2035 e 2040, si stima una **diminuzione compresa tra 0.4 - 1 TWh/anno**, attribuibile agli sviluppi di rete pianificati in questo Piano di Sviluppo.

La riduzione stimata delle perdite a livello di Sistema, ottenibile attraverso gli interventi previsti dal Piano, è parte del computo relativo alla riduzione di emissioni di CO₂, insieme alla variazione di emissioni relativa al mix energetico.

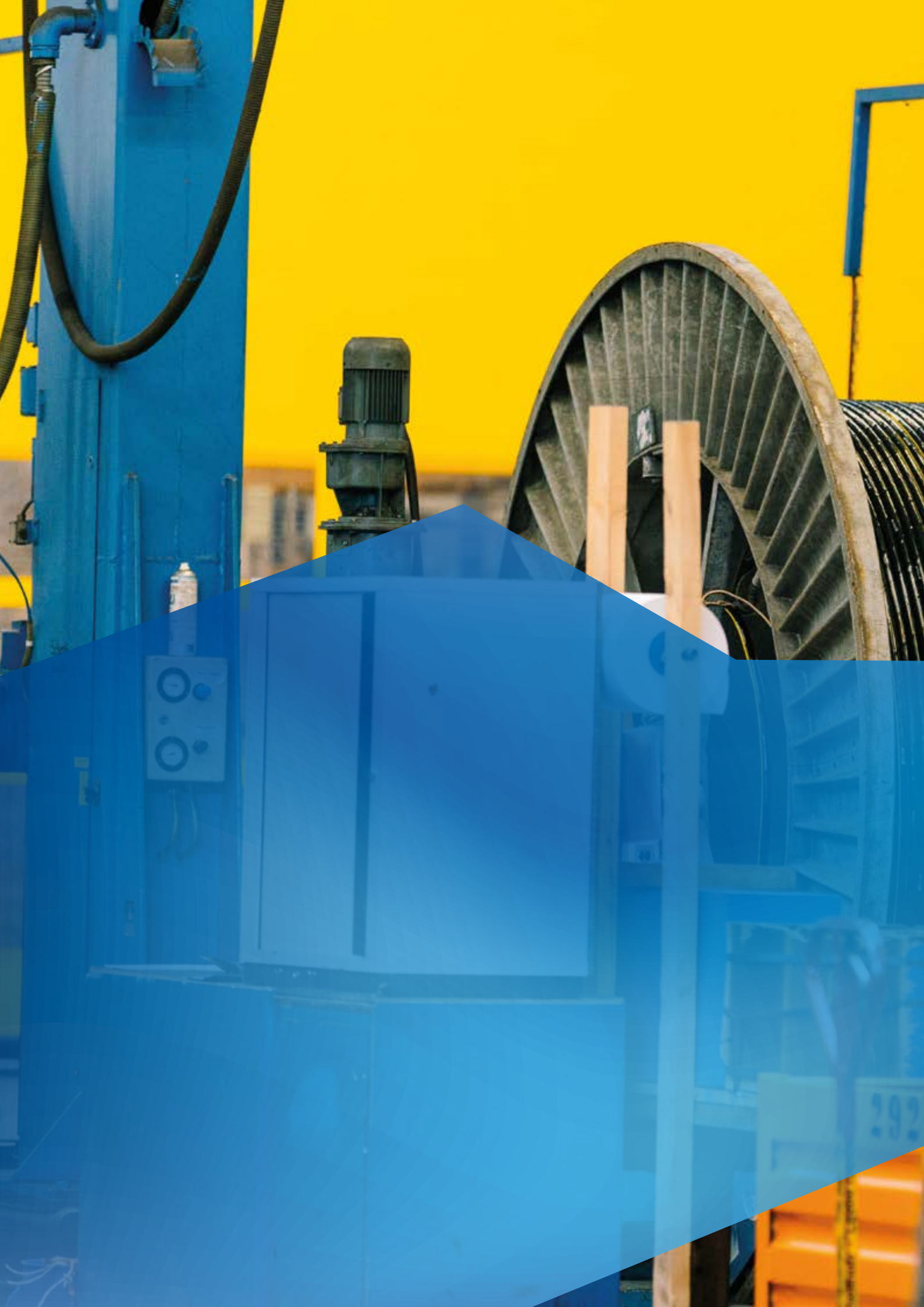
È importante sottolineare che l'impatto sulla riduzione delle emissioni di CO₂ legato al cambiamento del mix energetico è significativamente maggiore rispetto a quello dovuto alla riduzione delle perdite per effetto degli sviluppi di rete. La Tabella di seguito riporta i risultati relativi alla diminuzione delle emissioni di CO₂ per l'intero ambito della simulazione, considerando diversi anni di proiezione.

Tabella 3 *Riduzione emissioni CO₂*

		RIDUZIONE EMISSIONI CO ₂ kt/ANNO
Policy	2030	2.000
	2035	5.200
	2040	12.100

Nel complesso, lo sviluppo della rete potrà consentire una **riduzione delle emissioni di CO₂ nel lungo periodo, raggiungendo fino a quasi 12.100 kt/anno.**







6

Dinamica del sistema

Dinamica del sistema

6

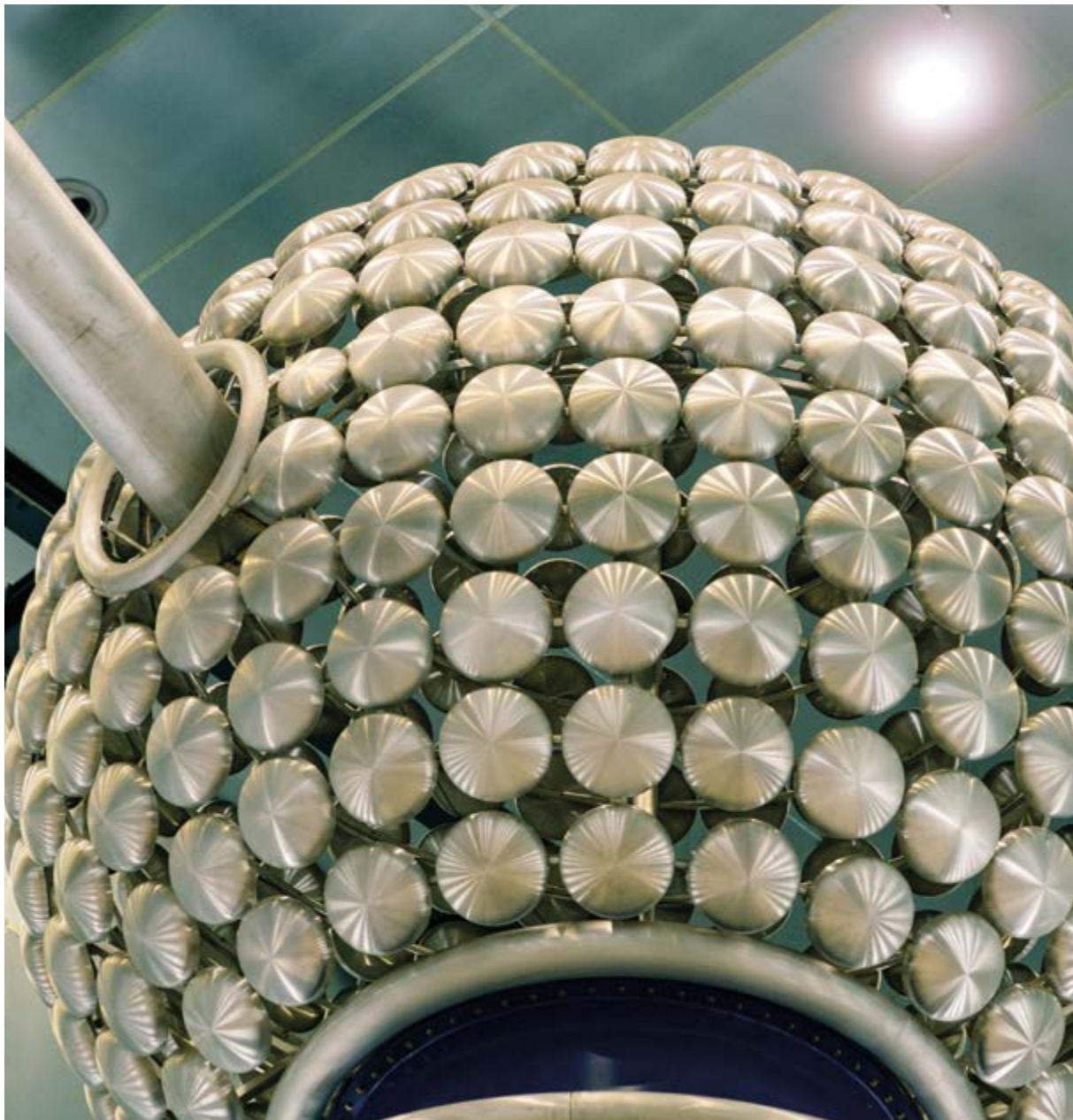
Nel contesto della transizione energetica e digitale corrente, i nuovi collegamenti HVDC (High Voltage Direct Current) rivestono un ruolo cruciale per le esigenze di regolazione del sistema. I progetti Hypergrid prevedono l'installazione di HVDC con tecnologia VSC (Voltage Source Converters), che forniranno risorse per la regolazione della tensione lungo l'Adriatico, il Tirreno, e in punti chiave di Sicilia e Sardegna.

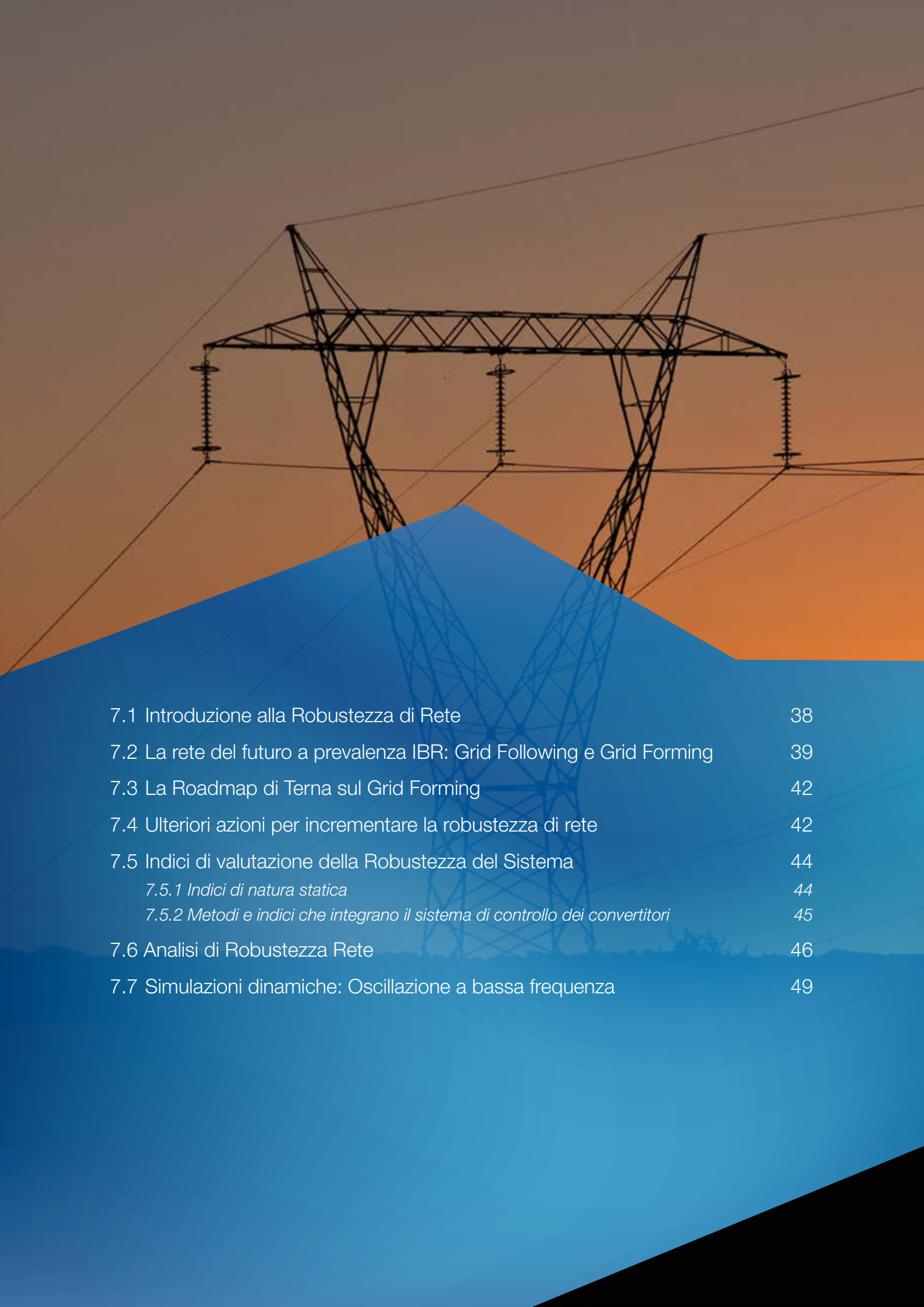
Andando a vedere più nel dettaglio, i sistemi HVDC contribuiscono alla *System Strength* — o “robustezza del sistema” — in vari modi, grazie alla loro capacità di supportare stabilità, affidabilità e flessibilità operativa delle reti elettriche moderne, caratterizzate da una crescente penetrazione di fonti rinnovabili.

I principali contributi sono i seguenti:

- 1. Supporto alla stabilità di tensione:** sistemi HVDC, in particolare quelli con convertitori a sorgente di tensione (VSC - Voltage Source Converters), possono regolare la tensione e gestire flussi di potenza attiva e reattiva in modo indipendente. In questo modo, i VSC stabilizzano tensione e frequenza di rete anche in presenza di variazioni improvvise di carico o generazione. La regolazione precisa e rapida della tensione è cruciale per la stabilità del sistema, soprattutto quando la rete include molti generatori rinnovabili non sincroni (come eolici e fotovoltaici).
- 2. Riduzione della dipendenza dall'inerzia dei generatori convenzionali:** poiché le fonti rinnovabili non contribuiscono in modo significativo all'inerzia del sistema, la riduzione degli impianti tradizionali ha portato a una diminuzione dell'inerzia complessiva, aumentando la vulnerabilità del sistema. I sistemi HVDC possono in parte compensare questa perdita fornendo un supporto dinamico, ovvero una risposta rapida a variazioni di frequenza, anche se non forniscono inerzia fisica. Questo aiuta a ridurre le oscillazioni di frequenza e a stabilizzare il sistema.
- 3. Risposta rapida in caso di perturbazioni:** in caso di eventi critici, come cortocircuiti, i sistemi HVDC con tecnologia VSC possono regolare la potenza attiva e reattiva molto velocemente, adattandosi alle necessità del sistema. Questa capacità di risposta rapida aiuta a contenere i transitori e a riportare il sistema a condizioni di equilibrio stabile.
- 4. Maggiore flessibilità operativa:** i sistemi HVDC con VSC offrono un'elevata flessibilità, poiché possono invertire rapidamente la direzione del flusso di potenza e operare con un ampio intervallo di regolazione. Questa flessibilità operativa consente di utilizzare i collegamenti HVDC per stabilizzare il sistema anche in presenza di flussi di potenza variabili, caratteristici delle fonti rinnovabili non programmabili offrendo mutuo soccorso tra porzioni di rete molto distanti tra loro.
- 5. Supporto alla resilienza in reti deboli o isolate:** I sistemi HVDC sono particolarmente efficaci in reti deboli o isolate, dove il contributo dell'inerzia è ridotto e le fonti rinnovabili dominano la generazione. In queste situazioni, gli HVDC consentono di migliorare la stabilità del sistema e di ridurre i rischi di blackout, fornendo regolazione e supporto alla tensione in maniera efficace e indipendente dai generatori sincroni.

In sintesi, i sistemi HVDC migliorano la *System Strength* rendendo le reti più stabili e resilienti, grazie alla loro capacità di fornire supporto alla tensione e alla frequenza, migliorare la risposta a eventi di disturbo e offrire flessibilità operativa per bilanciare la variabilità delle fonti rinnovabili.





7.1	Introduzione alla Robustezza di Rete	38
7.2	La rete del futuro a prevalenza IBR: Grid Following e Grid Forming	39
7.3	La Roadmap di Terna sul Grid Forming	42
7.4	Ulteriori azioni per incrementare la robustezza di rete	42
7.5	Indici di valutazione della Robustezza del Sistema	44
	7.5.1 <i>Indici di natura statica</i>	44
	7.5.2 <i>Metodi e indici che integrano il sistema di controllo dei convertitori</i>	45
7.6	Analisi di Robustezza Rete	46
7.7	Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza	49



7

**Robustezza
della rete
(System Strength)**

Robustezza della rete (System Strength)



7.1 Introduzione alla Robustezza di Rete

A partire dallo scorso Piano di Sviluppo, Terna ha intensificato le attività e gli sforzi volti a determinare una metodologia in grado di quantificare opportunamente il grado di robustezza del sistema nel contesto della sua evoluzione verso una transizione energetica e digitale.

In tale scenario risulta sempre più fondamentale riuscire a misurare correttamente la robustezza per pianificare in modo efficiente e preventivo tutte le infrastrutture necessarie a garantire il funzionamento stabile e sicuro del sistema nel medio e lungo termine. Con il termine robustezza di sistema o *System Strength*, 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 disturbo**¹¹. 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. Nella sua accezione più ampia con il termine robustezza ci si riferisce alla capacità di mantenere il sistema elettrico stabile in ogni punto di funzionamento e anche al verificarsi di un qualsiasi evento sulla rete, più o meno gravoso, come la modifica del punto di funzionamento o il presentarsi di un cortocircuito.

La progressiva integrazione nel sistema elettrico di elementi interfacciati alla rete tramite convertitori statici (inverter), siano essi impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili o nuove unità di consumo come data center, grandi centri di elaborazione di dati, colonnine di ricarica per lo sviluppo dell'infrastruttura per la promozione della mobilità elettrica od altri dispositivi, pone obiettivi sempre più sfidanti per i TSO in termini di bilanciamento domanda/generazione e mantenimento dei parametri di tensione di rete entro i limiti di qualità. Contestualmente a questo processo si assisterà a una cospicua sostituzione della generazione convenzionale con una progressiva riduzione della copertura della domanda da parte di generatori sincroni. I generatori sincroni, salvo presenza di controllori particolari, garantiscono la stabilità del punto di lavoro (per angoli limitati) regolando in maniera efficace la tensione ai loro morsetti e rispondendo prontamente alle variazioni di frequenza. Forniscono inoltre elevato contributo alla corrente di cortocircuito per la rilevazione dei guasti e il ripristino della tensione. Il diverso mix di generazione del prossimo futuro, con il ricorso sempre maggiore a risorse di generazione interfacciate alla rete tramite inverter, apporterà criticità relative a questi due aspetti fondamentali per la sicurezza e l'esercizio in qualità del sistema elettrico.

Tipicamente la robustezza in uno specifico nodo o porzione di rete viene determinata in funzione del livello di potenza di cortocircuito¹² e la disponibilità di potenza reattiva. A parità di potenza di cortocircuito, all'aumentare della penetrazione di risorse inverter-based che insiste in quell'area si assiste a una riduzione del livello di robustezza con potenziali criticità e rischio di instabilità. Questa associazione risulta quanto più veritiera in un sistema a bassa presenza di risorse di generazione interfacciata alla rete tramite dispositivi statici e in cui la domanda è prevalentemente coperta da unità di generazione di tipo rotante, siano esse convenzionali, idroelettriche o di altra natura. Nell'evoluzione del sistema elettrico si assisterà a un sostanziale scambio tra queste tipologie di impianto con le risorse inverter-based che rappresenteranno la quota dominante nel parco di generazione italiano. In tal senso il concetto stesso di **potenza di cortocircuito non potrà più essere sufficiente a determinare accuratamente il grado di robustezza del sistema** mentre giocheranno un ruolo sempre più fondamentale i **sistemi di controllo degli inverter**. Tuttavia, è da tenere in conto il diverso

¹¹ System Strength Explained, 2020, AEMO.

¹² La potenza di cortocircuito nei singoli nodi della rete secondo la Norma CEI 11-25: $P_{cc} = \sqrt{3} V I_{cc}$

Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	Incremento capacità di trasporto	Incremento adeguatezza di sistema	Incremento integrazione FER e riserva	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	Dinamica del sistema	Robustezza della rete (System Strength)	Conclusioni
--	----------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------	---	----------------------	--	-------------

comportamento dei dispositivi statici nel normale funzionamento, durante il quale possono avere prestazioni superiori a dispositivi convenzionali, rispetto al caso di fenomeni che portino all'attivazione di logiche di limitazione di corrente o potenza, con conseguente deterioramento delle prestazioni e schema di controllo (comportamento da generatore di corrente anziché di tensione). È evidente quindi che la definizione delle soluzioni di gestione della rete, nonché l'identificazione di nuove soluzioni per incrementare la robustezza di rete, non possa basarsi su modelli estremamente semplificati del sistema ma richieda un approccio che tenga conto del particolare comportamento dei dispositivi statici e dei sistemi di potenziamento della rete come **nuovi collegamenti HVDC realizzati con tecnologia VSC** o altri dispositivi e dei loro rispettivi sistemi di controllo come ad esempio le nuove logiche **Grid Forming (GFM)**.

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

Gli impianti FER di tipo inverter-based, così come i sistemi di accumulo BESS¹³, non possono ad oggi garantire le stesse prestazioni dei generatori sincroni rotanti delle tradizionali centrali termoelettriche per quanto riguarda il mantenimento dell'esercizio in sicurezza di reti AT. Oltre a mantenere il sincronismo con la rete o con altre risorse IBR esclusivamente grazie a una realizzazione opportuna degli schemi di controllo, le principali difficoltà sono correlate all'incapacità di tali impianti di imporre i valori richiesti di tensione e corrente indipendentemente dallo stato dei parametri di rete, oltre che di fornire intrinsecamente inerzia e potenza di cortocircuito: ciò comporta l'impossibilità di gestire autonomamente una rete o un sistema in isola nonché problemi nel garantirne la stabilità.

Tali peculiarità potrebbero rappresentare un fattore limitante per la gestione in sicurezza della rete in un contesto di forte penetrazione di sistemi inverter-based. Per far fronte a queste problematiche, la comunità scientifica, si è concentrata da alcuni anni sullo sviluppo di tecniche di controllo di tipo **Grid Forming (GFM)**, nate inizialmente per la gestione di micro-reti e reti in isola allo scopo di garantire capacità di riaccensione, regolazione e stabilità in assenza di generatori tradizionali. Si è poi affermata, con già le prime applicazioni industriali su scala reale, l'idea che il controllo GFM possa essere utilizzato anche per supportare la stabilità di reti interconnesse lavorando in parallelo a generatori tradizionali, attenuando, in tal modo, le problematiche legate alla presenza massiva di sistemi inverter-based.

Il punto di partenza per definire la tecnologia Grid Forming (GFM) è descrivere la sua differenza rispetto ai più comuni inverter **Grid Following (GFL)**. La quasi totalità degli inverter connessi in rete attualmente sono di tipo Grid Following, ovvero "seguono" la rete. Ciò significa che per riuscire a mantenere il parallelo con la rete, gli inverter impiegano tecniche di controllo quali **Phase Locked Loop (PLL)**, il cui obiettivo originario è quello di misurare ampiezza e posizione angolare istantanea del fasore della tensione al punto di connessione da usare come riferimento rispetto al quale il convertitore definirà i valori di tensione da generare per ottenere i desiderati scambi di potenza o di corrente con la rete (il convertitore può comportarsi da generatore equivalente di tensione o di corrente a seconda delle logiche attuate, ma la problematica esiste in entrambi i casi). Ciò comporta che, quanto più la rete è debole, tanto più la tensione al punto di connessione è influenzata dal convertitore stesso risultando in un effetto in retroazione che potrebbe risultare instabile a seconda delle caratteristiche degli anelli di controllo stesso e del PLL.

Una macchina sincrona tradizionale, come quelle presenti nelle centrali termoelettriche o idroelettriche, ha la caratteristiche

¹³ Battery Energy Storage System

che non necessita di un sistema di controllo per definire la posizione angolare della tensione generata dalla macchina rispetto a quella di rete, ma si adatta automaticamente grazie all'effetto sincronizzante dato dal principio per il quale, se la macchina accelera/decelera, la potenza elettrica erogata aumenta/diminuisce forzando la sincronizzazione anche a fronte di eventi di rete. Non è in sostanza necessario alcun anello di controllo per mantenere un generatore sincrono, appunto, in sincronismo con il resto della rete. Tutto questo vale anche se la macchina venisse usata come motore sincrono anziché generatore.

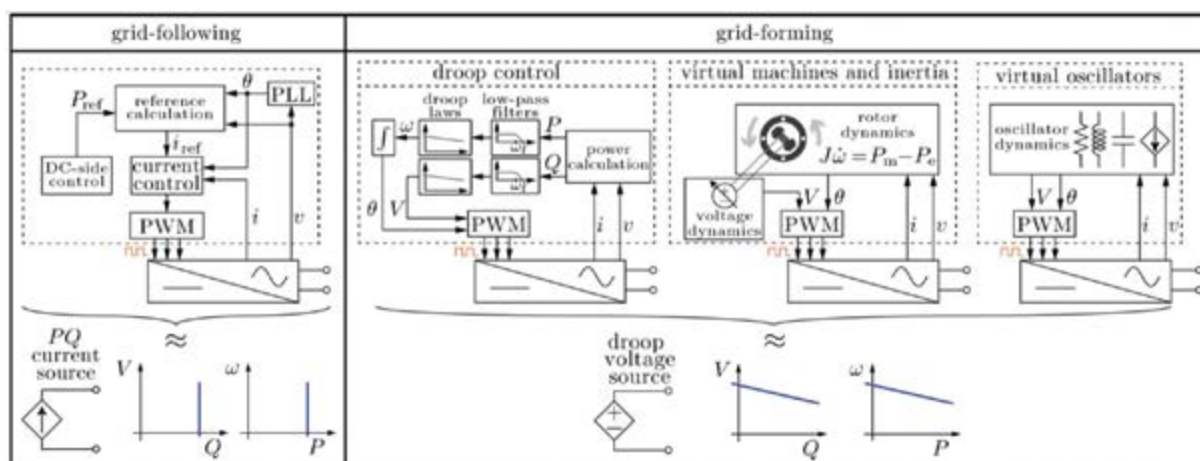
Per brevità, si citano di seguito due fra i più importanti contributi dalla macchina sincrona a supporto della stabilità, ovvero della robustezza, di rete.

- **Inerzia:** alle variazioni di angolo di fase e di frequenza la macchina sincrona risponde con la sua inerzia. Questo parametro dipende dalla massa in rotazione associata all'impianto di generazione e rappresenta la capacità fisica della macchina di opporsi alle fluttuazioni di frequenza, in perfetta analogia col concetto di inerzia introdotto in fisica meccanica. La risposta inerziale è accompagnata da uno scambio istantaneo e spontaneo di potenza attiva, rilasciata a partire dall'energia cinetica dell'albero-motore in rotazione.
- **Potenza cortocircuito:** un cortocircuito in rete causa buchi di tensione nei nodi limitrofi. La capacità della macchina sincrona di opporsi a queste variazioni di tensione in rete è associata alla così detta "potenza di cortocircuito", anche detta "corrente di guasto". Anche in questo caso si tratta di una risposta immediata e spontanea, ma accompagnata principalmente dallo scambio di potenza reattiva.

In breve, in un sistema elettrico, l'inerzia ne influenza la stabilità di frequenza mentre la potenza di cortocircuito la stabilità di tensione. Un sistema caratterizzato da elevata inerzia e potenza di cortocircuito può ritenersi robusto, secondo quanto definito nel paragrafo 7.1, e sino ad oggi questo si è ottenuto grazie ai generatori sincroni, principalmente presenti nelle centrali termoelettriche.

Nelle risorse inverter-based, per ottenere una risposta spontanea e il più possibile rapida è necessario elaborare un controllo di tipo GFM mediante il quale l'inverter connesso all'impianto si comporti come sorgente di tensione, ovvero come un generatore che opera fissando la tensione, in ampiezza, fase e frequenza, ai propri morsetti di output, **realizzando una logica autosincronizzante** come nel caso di una macchina sincrona. Per fare questo, il controllo costruisce al proprio interno una curva di tensione e frequenza, non dovendo perciò necessariamente inseguire quelle della rete. Inoltre, bisogna inserire delle logiche prestabilite per emulare i fenomeni caratteristici della macchina sincrona, ad esempio inerzia ed erogazione di potenza di cortocircuito. È da precisare che alcune funzioni di regolazione di rete come regolazione di potenza attiva e reattiva con logiche di statismo o inerzia equivalente, sono implementabili anche con inverter controllati in modalità grid following (a patto di avere una sorgente di energia sufficiente lato DC), ma la criticità degli aspetti legati alla sincronizzazione rimane. L'elemento essenziale della modalità di controllo grid forming è svincolarsi dal dover implementare una logica di sincronizzazione realizzando uno schema intrinsecamente autosincronizzante.

Figura 6 **Differenze tra sistemi di controllo GFL e GFM**¹⁴

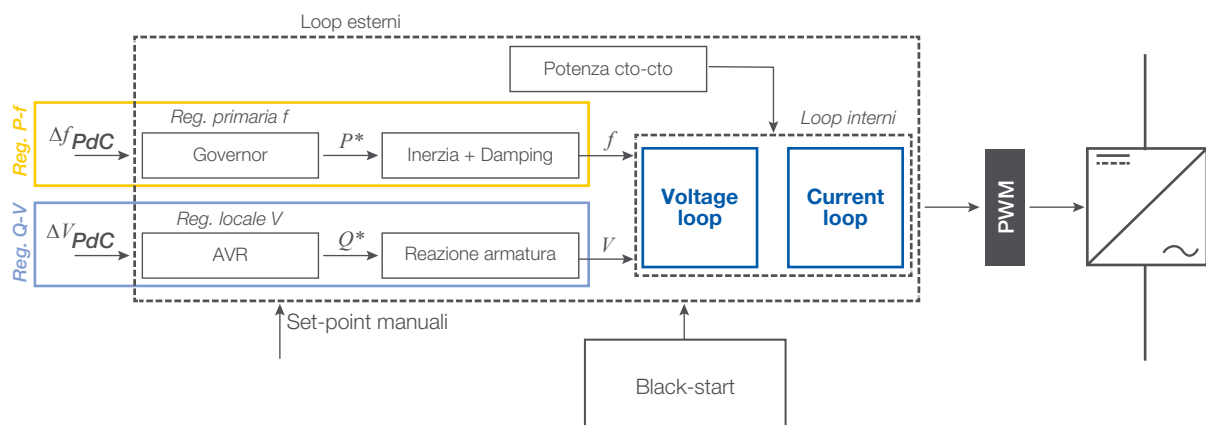


¹⁴ Research Roadmap on Grid-Forming Inverters, 2020, National Renewable Energy Laboratory (NREL).

La **Figura 6** mostra un confronto fra gli schemi di principio del controllo GFL e tre delle più diffuse logiche di tipo GFM.

- **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.

Figura 7 Esempio di schema funzionale del VSM



Di seguito si spiegano le principali funzionalità implementabili attraverso un controllo GFM, prendendo come esempio lo schema di **Figura 7**, che si riferisce a un VSM.

1. **Comportamento da sorgente di tensione** → viene realizzato mediante i loop di controllo più interni, ovvero il current loop e il voltage loop.
2. **Inerzia e damping** → consente di fornire risposte inerziali e smorzate ai disturbi di frequenza di rete, ovvero a incrementare l'inerzia complessiva di sistema.
3. **Governor** → necessario per fornire regolazione primaria di frequenza, già prescritta nel Codice di Rete Terna.
4. **Reazione di armatura** → emula il fenomeno fisico della “reazione di armatura” o “di indotto” caratteristica delle macchine sincrone rotanti, ovvero la caduta di tensione interna alla macchina dovuta alla corrente reattiva erogata.
5. **AVR (Automatic Voltage Regulator)** → necessario per fornire la regolazione locale di tensione, già prescritta nel Codice di Rete Terna.
6. **Erogazione potenza di cortocircuito** → in analogia con la macchina sincrona tradizionale, come spiegato prima.
7. **Black-start** → atta a effettuare il ripristino di isole di carico e contribuire alla riaccensione della rete elettrica in seguito a black-out.

In merito all'erogazione di potenza di cortocircuito, si vuole specificare che gli inverter controllati in GFM consentono oggi di fornire risposte molto rapide ai buchi di tensione, dell'ordine di unità di millisecondi. Da un punto di vista delle tempistiche, quindi, la risposta è paragonabile a quella di una macchina sincrona rotante. Purtroppo, però, le correnti erogabili da un inverter sono in ampiezza molto più limitate, poiché la potenza scambiata dall'inverter deve sempre essere entro i limiti in corrente del sistema GFM (visto come totalità di inverter e fonte primaria): i dispositivi a semiconduttore che costituiscono gli inverter (IGBT) possono sopportare sovracorrenti tra 1 e 1.2 volte il valore nominale, e per tempi brevi, dell'ordine di centinaia di millisecondi e comunque inferiori a 1-2 secondi. Al contrario, le macchine sincrone tipicamente possono sopportare correnti anche 6 volte superiori a quella di targa.

Un secondo limite degli inverter GFM riguarda i fenomeni indesiderati di instabilità che possono scaturirsi con uno o più impianti connessi in rete: si sta diffondendo in letteratura e fra i vari TSO europei il concetto di “*converter-driven instability*”, trattato ad esempio in un position paper di riferimento sul tema pubblicato da ENTSO-E¹⁵. Questo aspetto richiede opportuni approfondimenti per valutare le corrette modalità di taratura e realizzazione degli apparati, nonché di studi e analisi dettagliate per comprenderne l'interazione reciproca in presenza di un'elevata penetrazione della tecnologia GFM.

7.3 La Roadmap di Terna sul Grid Forming

Terna da anni è attiva sul tema, sia con sviluppi modellistici e simulazioni, sia con sperimentazioni sul campo. Ha inoltre effettuato diversi approfondimenti con gli stakeholder principali, maturato rapporti con altri TSO fortemente interessati alla tecnologia e visitato i principali impianti oggi in esercizio.

Per testare la tecnologia su scala reale, Terna ha implementato, installato e messo in esercizio un sistema di controllo GFM presso una delle batterie del proprio Storage Lab, un innovativo laboratorio sperimentale con sistemi di accumulo elettrochimici, sito presso la Stazione Elettrica di Codrongianos. La sperimentazione consentirà di aumentare il know-how aziendale e comprendere le reali potenzialità della tecnologia.

In aggiunta, allo scopo di comprendere il livello di market-readiness del GFM, Terna ha eseguito un'indagine di mercato rivolta agli industrial manufacturers dei settori BESS e FER. Nell'ambito dei progetti innovativi “Energy System Innovation” di Terna, è stata lanciata l'iniziativa “ESI Grid Forming” e, nell'omonimo sito Terna, è stata pubblicata online la survey contenente le domande atte a valutare la maturità tecnologica e il livello di disponibilità a mercato del GFM. È stata pubblicata online il 27 Marzo 2024, aperta e disponibile sino al 15 Luglio.

Terna ha ricevuto risposte da 17 operatori economici del settore, conseguendo così una copertura di mercato soddisfacente, circa il 60%. Si è riscontrato che il tema è di interesse per gli operatori economici attivi nel settore delle risorse inverter-based, sia BESS che FER, ed è stato possibile comprendere quali funzionalità sono più mature e in che misura le performance dichiarate rispettano i desiderata di Terna.

A valle di tali iniziative, sarà possibile delineare una roadmap per la graduale adoption delle funzionalità offerte oggi dal GFM nel rispetto delle performance attese da Terna.

7.4 Ulteriori azioni per incrementare la robustezza di rete

La progressiva integrazione in rete di risorse inverter-based pone sempre più al centro delle analisi e delle valutazioni gli anelli e gli schemi di controllo dei convertitori. I fenomeni che caratterizzano il comportamento del sistema elettrico e le dinamiche a essi associate sono stati, fino all'introduzione massiccia di sistemi interfacciati con inverter, sostanzialmente disaccoppiati tra loro. Lo studio dei fenomeni elettromagnetici prescinde completamente da fenomeni legati alla stabilità angolare o di tensione, così come la valutazione del bilanciamento della rete non richiede l'analisi di fenomeni di pendolazione ed elettromagnetici. Considerando che, invece, gli anelli di controllo dei convertitori agiscono su tempi molto rapidi, ci si ritrova a dover considerare una **progressiva sovrapposizione delle scale di evoluzione temporale dei fenomeni** relativi alle principali variabili di stato del sistema. Per questo nuovi strumenti di controllo come il citato GFM possono riuscire a incrementare l'effetto stabilizzante di tutte le risorse di tipo IBR.

Oltre alle nuove logiche di controllo come il GFM e i **convertitori in tecnologia VSC** come quelli che verranno impiegati nei **progetti HVDC Hypergrid**, ci sono altre tipologie di dispositivi in grado di contribuire a incrementare la robustezza di rete.

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 per assicurare affidabilità e sicurezza in ogni punto di funzionamento del sistema. Le attuali fonti di generazione interfacciate tramite inverter, per loro natura, forniscono correnti di guasto molto limitate (tra 1 e

¹⁵ ENTSO-E Working Group 2, ENTISOE Position Paper - Stability Management in Power Electronics Dominated Systems: A Prerequisite to the Success of the Energy Transition, 2022.

Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	Incremento capacità di trasporto	Incremento adeguatezza di sistema	Incremento integrazione FER e riserva	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	Dinamica del sistema	Robustezza della rete (System Strength)	Conclusioni
--	----------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------	---	----------------------	---	-------------

1.2 p.u. ai morsetti del convertitore). 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.




Per contribuire alla robustezza di rete in termini di regolazione della tensione, inerzia e contributo al cortocircuito, i principali altri dispositivi 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 8](#) 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 8 Confronto tra compensatori sincroni, STATCOM, E-STATCOM

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

Il compensatore sincrono è un componente rotante con prestazioni e caratteristiche costruttive solide e mature, mentre STATCOM e E-STATCOM sfruttano le recenti tecnologie basate sull'elettronica di potenza. 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. I dispositivi FACTS riescono a effettuare tutte le principali regolazioni richieste e 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, i secondi prevedendo un sistema di accumulo lato DC, possono fornire il servizio di inerzia attraverso quella che viene chiamata "inerzia sintetica". In aggiunta, 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. I compensatori sincroni, essendo macchine complesse e rotanti possono essere interessate da una minore disponibilità generata dalla maggiore frequenza di guasto a componenti di natura meccanica, rispetto a dispositivi costituiti da elettronica di potenza (STATCOM).

I dispositivi finora citati sono sicuramente di fondamentale importanza rappresentando risorse complementari agli interventi di sviluppo coadiuvando il processo di transizione energetica in atto.

7.5 Indici di valutazione della Robustezza del Sistema

7.5.1 Indici di natura statica

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.

Per valutare l'integrazione di nuove risorse di generazione di tipo inverter-based e il loro impatto sulla Robustezza di Rete, tipicamente l'indicatore più utilizzato è il **"Short Circuit Ratio" (SCR)**. La formulazione dell'indice mette in correlazione la potenza di cortocircuito disponibile a un certo nodo del sistema rispetto alla potenza nominale del dispositivo Inverter-based collegato. Tuttavia, si potrebbe ottenere una valutazione eccessivamente ottimistica sull'effettivo grado di robustezza su una porzione di rete più ampia in cui insistono diversi impianti di generazione interfacciati da inverter. L'SCR è una misura puntuale a livello nodale e non contempla in alcun modo la distanza elettrica che sussiste tra le varie fonti di generazione. Sia in regime statico ma ancor più in regime dinamico, i convertitori delle risorse di generazione si influenzano in modo reciproco a causa dell'azione dei propri anelli di controllo. Di conseguenza la robustezza di rete in un determinato nodo non è influenzata soltanto dalle risorse di generazione effettivamente collegate ma anche dalla presenza e dall'azione di convertitori o inverter di altri dispositivi collegati a nodi elettricamente limitrofi.

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 a una certa porzione di rete assumendo che esse siano connesse a un unico nodo fittizio sul lato generatore dei trasformatori di connessione con la rete. Di conseguenza CSCR viene definito come rapporto tra la potenza di cortocircuito al nodo fittizio e la somma delle potenze nominali delle IBRs connesse¹⁶;
- **Weighted SCR (WSCR):** l'indicatore tenta di tener 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 idonea per siti specifici in cui si hanno diverse risorse molto vicine tra loro (ad esempio wind farms)¹⁷.

Gli indicatori sopra citati presentano comunque delle limitazioni perché non contemplano in alcun modo la reale topologia della rete che collega le risorse inverter-based presenti semplificando la valutazione della reciproca interazione elettrica. Delle evoluzioni in tal senso sono rappresentate da:

- **Multi-Infeed SCR (MISCR):** Indicatore proposto dal CIGRE' nel 2008, tenta di implementare all'interno della sua formulazione la topologia di rete sulla quale insistono le diverse IBR. L'effetto di un convertitore presente a un determinato nodo rispetto a quello sul quale si vuole valutare la robustezza di rete viene misurato attraverso l'adozione di un peso che esprime un rapporto di variazioni di tensione¹⁸;
- **Site Dependent SCR (SDSCR):** evoluzione del precedente, 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^{19,20}.

¹⁶ "Report to NERC ERSTF for Composite Short Circuit Ratio (CSCR) Estimation Guideline", GE Energy Consulting: Fernandes, R., Achilles, S., MacDowell, J., January 2015.

¹⁷ "Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report", NERC, November 2015.

¹⁸ CIGRE' Working Group B4.41, "Systems with Multiple DC Infeed", December 2008.

¹⁹ "Study on system strength of the power grid with penetration of renewables", Gangan Li, University of Oklahoma, Graduate College, Norman, Oklahoma, 2018.

²⁰ "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.

Impatto degli sviluppi di rete sul sistema elettrico	Incremento capacità di trasporto	Incremento adeguatezza di sistema	Incremento integrazione FER e riserva	Riduzione emissioni CO ₂ e delle perdite di rete	Dinamica del sistema	Robustezza della rete (System Strength)	Conclusioni
--	----------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------	---	----------------------	--	-------------

Tutti gli indicatori di natura statica sopra riportati apparentemente di semplice valutazione e applicazione, **potrebbero risultare non più adeguati alle valutazioni di robustezza** per porzioni di rete estese e con alta penetrazione di risorse inverter-based.

In primo luogo, il concetto stesso di potenza di cortocircuito nasce in relazione a reti sostanzialmente lineari in cui la rete e i suoi componenti risultino effettivamente rappresentabili con un insieme di impedenze valido sia in condizioni di funzionamento ordinario che durante un cortocircuito o un transitorio. Un generatore sincrono è sempre rappresentabile con un circuito composto da una forza elettromotrice (transitoria o subtransitoria a seconda dell'evento da analizzare) a monte della relativa reattanza sia che si analizzi un cortocircuito o una perturbazione che non comporti elevate sovracorrenti. Nel caso in cui nella rete siano invece presenti dei convertitori statici, la loro rappresentazione varia in funzione del transitorio in esame: durante un cortocircuito vicino essi si comportano da generatori di corrente limitata dal sistema di controllo del convertitore stesso, nel funzionamento durante piccole e rapide perturbazioni di rete si comportano da generatori ideali di tensione a monte della impedenza di filtri e trasformatore di connessione, durante fenomeni a frequenze intermedie diviene determinante il comportamento dei controllori implementati. Il risultato è che **non è praticamente definibile una impedenza di cortocircuito equivalente dei convertitori** eventualmente presenti sulla rete rispetto alla quale si voglia valutare la robustezza dell'installazione di un ulteriore convertitore.

In seconda istanza l'impedenza equivalente che consente di valutare la potenza di cortocircuito e la potenza di cortocircuito stessa sono valutate alla frequenza fondamentale di 50 Hz e non sono rappresentative del comportamento relativo a modi di oscillazione diversi, eccitati dalle interazioni dinamiche dei sistemi di controllo dei vari inverter presenti sul sistema e non solo.

Per tali ragioni è necessario evolvere la metodologia ad oggi esistente ed estendere il perimetro di analisi contemplando anche le dinamiche degli anelli di controllo degli inverter presenti in rete.

7.5.2 Metodi e indici che integrano il sistema di controllo dei convertitori

Per quanto gli indici di natura statica vengano migliorati secondo varie evoluzioni, **molti elementi che influenzano la stabilità di rete continuano a non essere intercettati** limitando il grado di affidabilità delle valutazioni effettuate con tale metodo. Come accennato, un primo elemento critico consiste nel fatto che molte delle cause di possibili instabilità risiedono nelle caratteristiche dinamiche dei sistemi di controllo dei convertitori stessi, nella loro struttura, nei loro parametri e nella filosofia stessa scelta per sviluppare i controllori. In secondo luogo, risulta necessario sottolineare che la rete, comprensiva di tutti i suoi elementi, è rappresentabile mediante una matrice di impedenze o ammettenze che consentono di rappresentarne il comportamento peculiare in tutto lo spettro di frequenze e non solo alla frequenza fondamentale, unico valore considerato nella analisi di cortocircuito.

Data la natura sempre più complessa e puntuale di questo tipo di analisi e l'importanza di ampliare l'approccio metodologico per considerare l'effettivo contributo delle varie risorse inverter-based interfacciate alla rete, Terna congiuntamente con enti di ricerca e Università ha avviato e indirizzato nel corso di questi anni le attività alla ricerca di un nuovo metodo o indicatore che potesse intercettare i vari fenomeni fin qui esaminati. Già a partire dagli inizi di questo secolo sono stati sviluppati modelli matematici di convertitori completi dei loro anelli di controllo per arrivare a definire le ammettenze o matrici di ammettenze che possano essere validamente utilizzate, unitamente alle impedenze di rete, per definire i margini di stabilità^{21,22}. **La risposta dinamica del convertitore**, una volta individuata la sua ammettenza di ingresso, **è determinata dall'architettura del sistema di controllo** i cui anelli possono essere asserviti a diverse funzioni obiettivo in base alla tipologia di fonte che si sta interfacciando (impianto fotovoltaico, eolico o sistema di accumulo). Tale metodologia richiede di conoscere le funzioni di trasferimento della rete in tutto il range di frequenze in cui i convertitori e i loro sistemi di controllo interagiscono con la rete stessa. Risulta estremamente utile per identificare i parametri degli anelli di controllo dei convertitori e i parametri di rete che più influenzano la stabilità ma è poco praticabile in questa forma per reti estese o per valutare le interazioni tra più convertitori collegati a nodi diversi.

²¹ L. Harnefors "Modeling of three-phase dynamic systems using complex transfer functions and transfer matrices" IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol 54, No. 4, August 2007.

²² L. Harnefors, M. Bongiorno, S. Lundberg "Input-admittance calculation and shaping for controlled voltage-source converters" IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol 54, No. 6, December 2007

Partendo dalla conoscenza delle ammettenze di ingresso dei componenti attivi collegati alla rete e della matrice delle impedenze della rete, il gruppo di ricerca dell'*Imperial College* di Londra ha sviluppato una metodologia che consente di individuare i modi di oscillazione del sistema, individuare quelli critici e i limiti di stabilità^{23,24}. In particolare, viene individuato un indicatore che consente di valutare, non solo quanto ogni singolo componente attivo della rete contribuisca a un determinato modo di oscillazione ma anche **quale sia il margine disponibile prima di raggiungere l'instabilità del sistema**. Il calcolo dell'indicatore necessita dell'impiego di strumenti di analisi complessa che effettuano i calcoli necessari a partire dai parametri di rete, dei generatori sincroni presenti, eventualmente dei loro sistemi di regolazione ma soprattutto in funzione delle caratteristiche e dei parametri dei sistemi di controllo dei convertitori presenti.

L'indicatore individuato viene identificato con il termine **Impedance Margin Ratio** e nella sua formulazione riesce a intercettare quale sia il margine di variazione dell'impedenza o ammettenza di ogni componente attivo presente in relazione alla modifica di qualche parametro (topologia della rete, punto di lavoro, taglia dei convertitori, parametri dei sistemi di controllo degli inverter...) affinché il sistema permanga in uno stato di stabilità (da intendersi alle piccole variazioni). **I modi di oscillazione del sistema dipendono dalla struttura della rete, dal punto di lavoro, dalla taglia dei convertitori e dai sistemi di controllo implementati**. Una variazione di uno qualsiasi di questi parametri può impattare sullo specifico modo e indurre il sistema in instabilità. Il valore del margine di stabilità valutato per ogni singolo componente sotteso a un nodo elettrico del sistema, in relazione allo specifico modo oscillante, riesce a indicare quanto il componente in esame incida su quel modo di oscillazione considerato. In altri termini, se il valore di IMR è relativamente alto la probabilità che lo specifico componente determini l'instabilità del modo specifico è molto bassa. Viceversa, se IMR è piccolo è molto probabile che, nel normale funzionamento del sistema, le variazioni delle condizioni operative portino l'impedenza di ingresso dello specifico componente ad assumere valori critici per la stabilità, dato che sono sufficienti variazioni minime del suo valore. **IMR ha il duplice vantaggio di poter individuare quale sia il modo di oscillazione più critico per uno specifico componente e altresì quantificare quanto il singolo componente considerato impatti su uno specifico modo** e se critico quanto impatti sulla stabilità del sistema.

Rispetto agli indicatori di natura statica, indici come IMR e possibili sue evoluzioni possono rappresentare un nuovo elemento di estrema utilità per indirizzare correttamente le azioni del TSO per una pianificazione efficiente e puntuale delle infrastrutture di rete con nuovi asset strategici e abilitanti come HVDC VSC e FACTS con nuove logiche di controllo in grado di mantenere adeguato il grado di robustezza del sistema nella sua evoluzione in corso.

7.6 Analisi di Robustezza Rete

L'obiettivo che Terna si è prefissata è quello di valutare il grado di robustezza del sistema del futuro, la quale, sarà caratterizzata da uno scenario in cui la generazione da fonte rinnovabile sarà fortemente predominante. Infatti, il target di generazione rinnovabile imposto dalla transizione energetica, comporterà una progressiva riduzione di generazione da fonte convenzionale (termoelettrica) riducendo il contributo alla robustezza in termini di inerzia rotante e potenza di cortocircuito disponibili per la rete elettrica.

Per una prima valutazione di robustezza, gli indicatori sintetici fin qui proposti rappresentano comunque una prima azione di filtro per intercettare le aree di rete potenzialmente più critiche per intraprendere ulteriori azioni di indagine specifiche.

In particolare, l'indicatore **MISCR** risulta il più idoneo da applicare a una analisi su reti molto estese e complesse, contemplando attraverso degli opportuni pesi l'interazione delle risorse inverte-based presenti, se pur espressi come rapporto di grandezze derivanti da analisi di cortocircuito. Il coefficiente **MIIF (Multi-Infeed Interaction Factor)** pesa opportunamente la potenza attiva iniettata dal nodo limitrofo rispetto a quello di interesse dove si vuole valutare l'indicatore, consentendo di quantificare l'effetto delle IBRs presenti nell'area.

Quindi, ai fini della valutazione della robustezza di rete nello scenario previsionale, sono state condotte analisi statiche considerando una situazione di esercizio caratterizzata da elevata produzione da impianti a fonte rinnovabile del tipo inverter-based e limitata produzione da gruppi convenzionali rotanti.

²³ Y. Zhu, Y. Gu, Y. Li, T. C. Green "Impedance-Based Root-Cause Analysis: Comparative Study of Impedance Models and Calculation of Eigenvalue Sensitivity" IEEE Transactions on Power Systems, Vol 38, No. 2, March 2023.

²⁴ Y. Zhu, T. C. Green, X. Zhou, Y. Li, D. Kong and Y. Gu, "Impedance Margin Ratio: a New Metric for Small-Signal System Strength," in IEEE Transactions on Power Systems, 2024.

A tal fine è stato necessario estrarre i dati a livello provinciale sui nodi 400 kV e 230 kV della potenza di cortocircuito e dell'installato da fonte rinnovabile (FER) complessivamente sotteso. Noti i suddetti valori, tramite analisi di cortocircuito per la quantificazione dei pesi si è proceduto al calcolo dell'indicatore MISCR su ogni nodo.

Figura 9 Processo per l'analisi di Robustezza

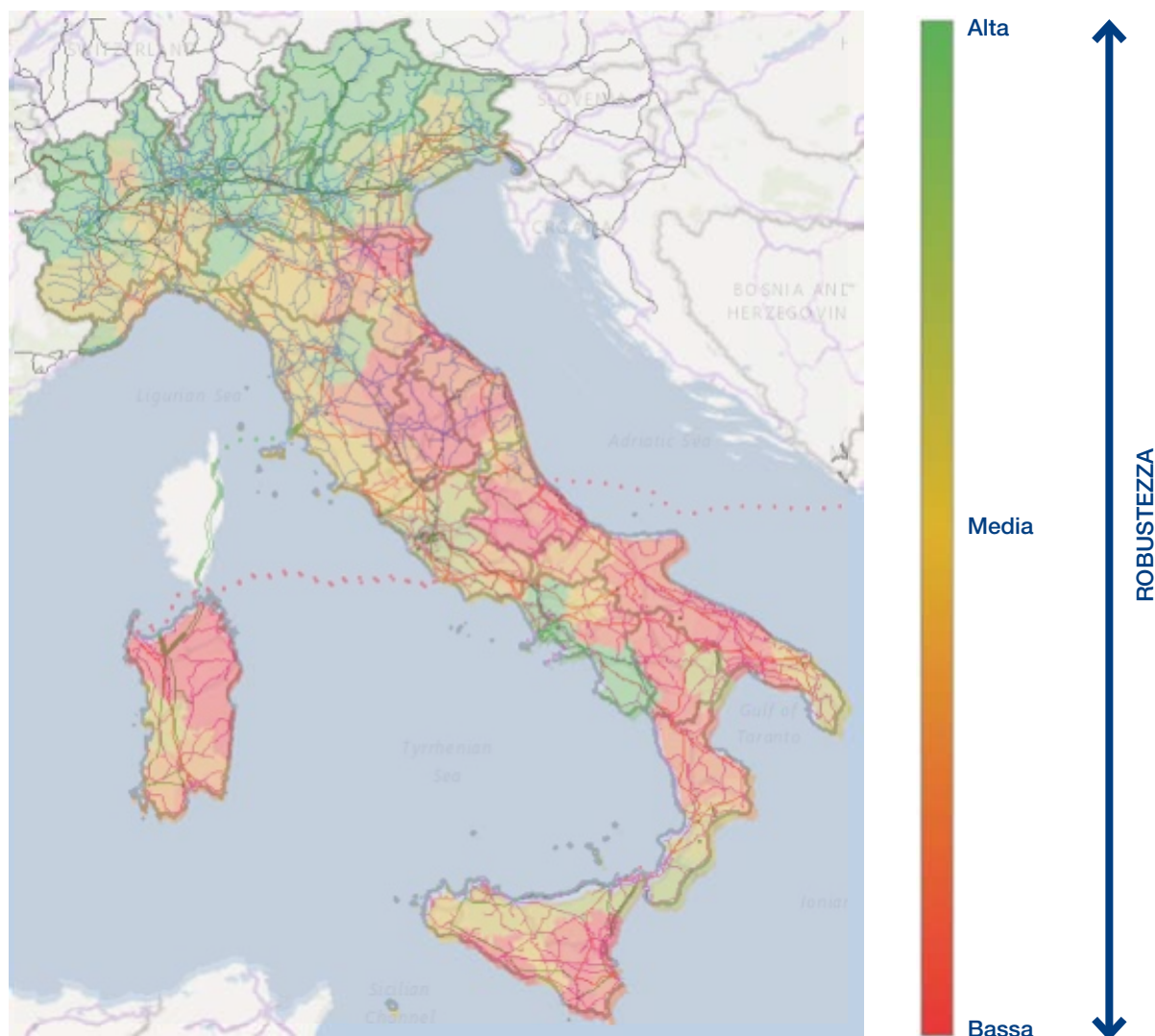


La rappresentazione dei risultati viene fornita con una granularità provinciale con una mappa visiva che identifica le aree più o meno robuste con una scala cromatica e rappresentati in [Figura 10](#).

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 sufficiente²⁵. Rispetto al Piano di Sviluppo 2023, i risultati ottenuti evidenziano una riduzione dei livelli di robustezza della rete nel Nord Italia riconducibile principalmente alla variazione degli scenari nazionali ed europei, che prevedono una significativa crescita degli impianti di generazione da fonti rinnovabili in quest'area²⁶. Infine, i target imposti prevedono un aumento della capacità installata anche in alcune zone delle Isole (nonché una loro diversa ripartizione geografica), del Centro e del Sud Italia, con una conseguente variazione del grado di robustezza di quelle porzioni di rete. **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 in dettaglio con l'ausilio di strumenti e tool in grado di rappresentare fenomeni dinamici.

²⁵ CIGRE' Working Group B4.41, "Systems with Multiple DC Infeed", December 2008.

²⁶ Per maggiori informazioni di dettaglio è possibile consultare il Documento di Descrizione degli Scenari 2024 disponibile al sito <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/scenari>

Figura 10 *Mappa rappresentativa del MISCR*

Il presente fascicolo illustra i benefici delle opere di sviluppo previste in questo Piano, che Terna intende realizzare con l'obiettivo di favorire la transizione energetica e raggiungere gli obiettivi ambientali stabiliti dalle normative europee, sia nel medio che nel lungo termine. Gli interventi presentati nel PdS 25 permetteranno un incremento della capacità di trasporto tra le diverse zone di mercato, facilitando il trasferimento dell'energia rinnovabile prodotta nelle aree caratterizzate da un'elevata penetrazione di impianti FER verso i principali centri di consumo.

La pianificazione mirata delle principali opere consentirà di gestire l'elevato volume di energia rinnovabile attraverso il coordinamento di più tecnologie, tra cui l'**utilizzo della corrente continua**, che permette il trasporto di potenza su lunghe distanze in modo particolarmente efficiente. I benefici derivanti dai collegamenti in corrente continua (DC) includono: la **riduzione delle congestioni**, un **aumento della capacità di trasporto**, una **maggiore integrazione delle FER**, la limitazione del fenomeno dell'overgeneration, il **mantenimento di profili di tensione stabili** nei nodi e lo **smorzamento dei fenomeni oscillatori** che possono verificarsi sulla rete.

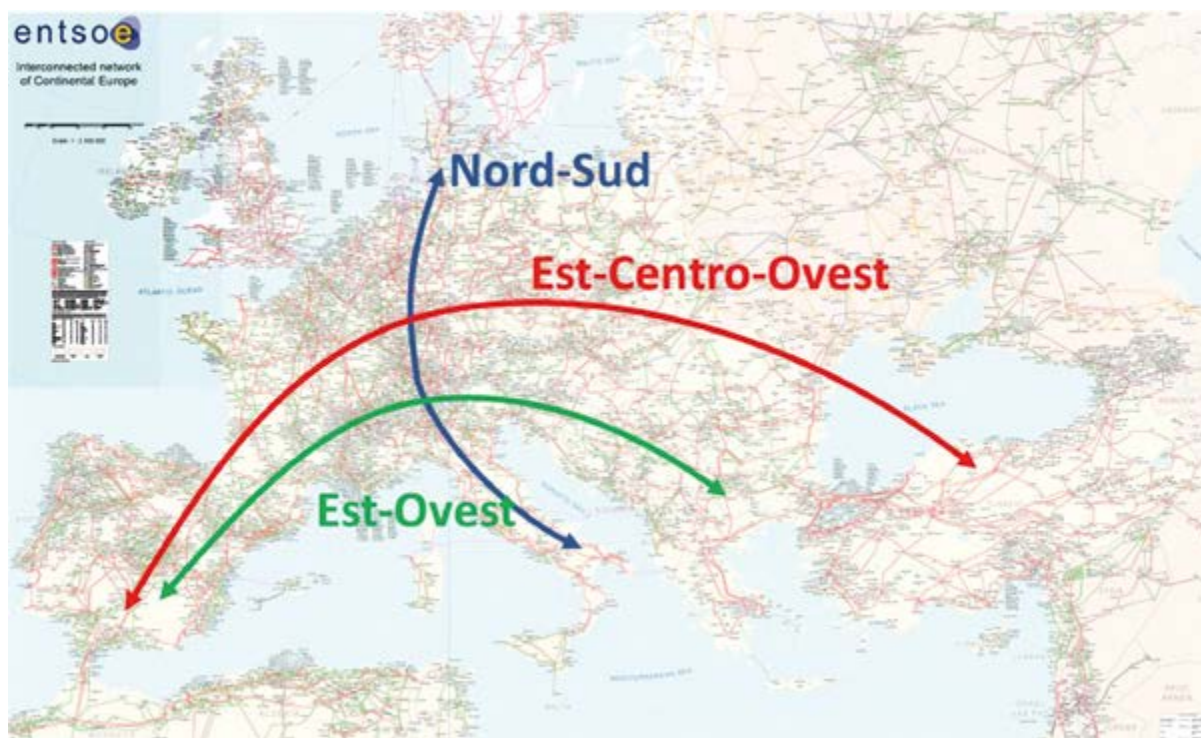
Inoltre, le nuove infrastrutture in corrente continua, in grado di trasportare energia in modo bidirezionale, contribuiranno a una gestione più efficiente delle riserve, rendendole disponibili anche tra zone di mercato distanti e consentendo, ove possibile la dismissione di centrali termoelettriche. Tuttavia, un maggiore utilizzo di fonti rinnovabili integrate tramite sistemi basati su inverter introduce sfide legate al mantenimento di elevati standard di robustezza per il sistema elettrico. Per questo motivo, sono state condotte analisi volte a individuare eventuali aree in cui il sistema risulti maggiormente esposto al rischio di indebolimento e ad attuare le contromisure descritte nel capitolo, al fine di migliorarne la robustezza in uno scenario prospettico di medio-lungo termine.

7.7 Simulazioni dinamiche: Oscillazione a bassa frequenza

La Rete di Trasmissione Nazionale è parte di un sistema sincrono interconnesso (Continental Europe Synchronous Area) che si estende sull'asse est-ovest dalla Turchia al Portogallo e, sull'asse nord-sud dalla Danimarca al Sud Italia. A seguito delle tensioni geopolitiche nell'area, dal marzo del 2022 il sistema europeo si è ulteriormente espanso, interconnettendo la rete elettrica Ucraina-Moldava e in un prossimo futuro a questa seguirà la sincronizzazione dei Paesi Baltici.

Le macchine sincrone connesse al sistema elettrico si muovono secondo traiettorie caratterizzate da gruppi di macchine coerenti localizzate nelle diverse aree del sistema. Si osservano, quindi, delle oscillazioni di velocità degli alternatori, che si traducono in oscillazioni di frequenza con ampiezze massime localizzate alle estremità delle direttrici geografiche, a cui sono associate variazioni di potenza attiva immessa in rete.

Figura 11 *Rappresentazione geografica dei modi oscillatori europei*

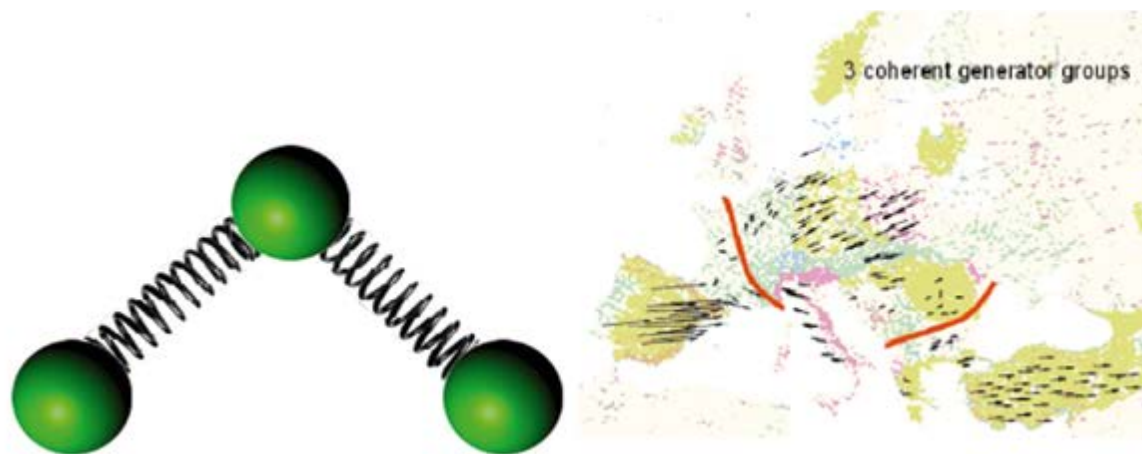


L'eccitazione di tali oscillazioni è dovuta al fatto che la condizione di equilibrio ideale tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico europeo continentale è costantemente perturbata da piccole variazioni della domanda o della generazione. Tale fenomeno, caratteristico dei grandi sistemi interconnessi, è noto dagli anni '70; vaste aree della rete tendono quindi a oscillare con frequenze ben definite, dette "modi oscillatori inter-area".

Nel sistema elettrico europeo e 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, come mostrato in [Figura 11](#).

Tale comportamento è equivalente a quello di un sistema meccanico di tre masse connesse mediante molle, come mostrato in [Figura 12](#).

Figura 12 *Equivalente meccanico del sistema elettrico*



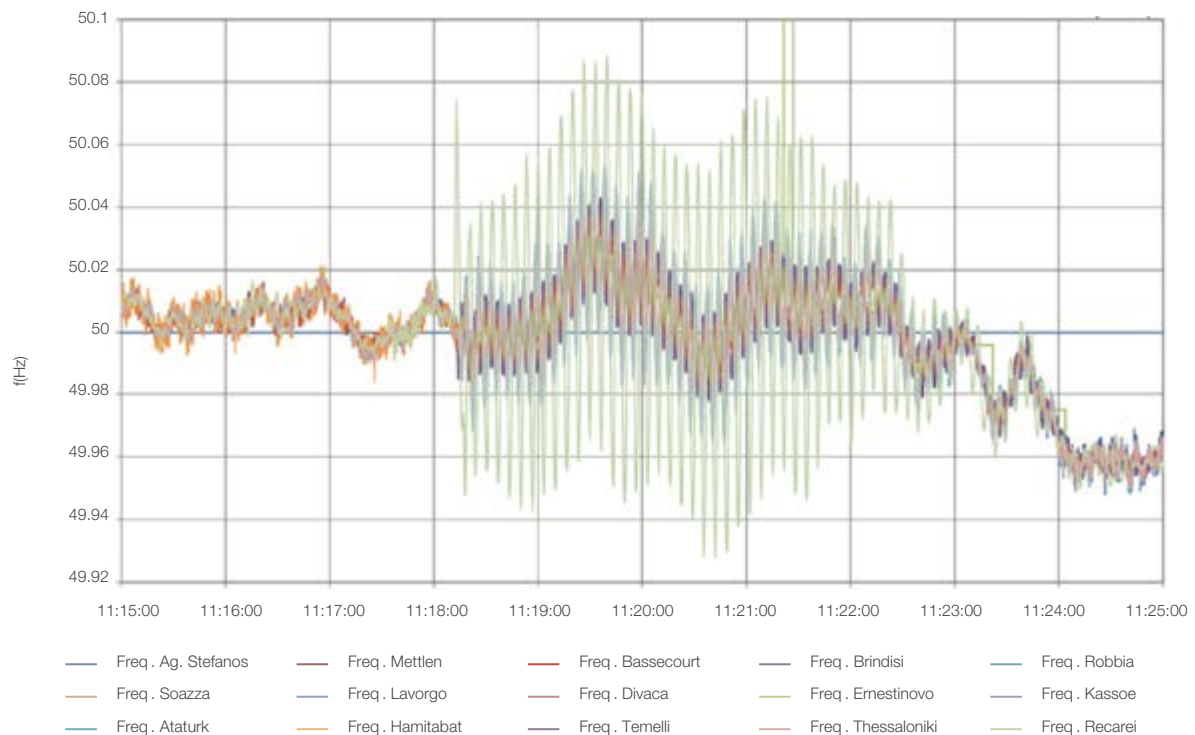
In condizioni di normale esercizio le oscillazioni di frequenza assumono ampiezze molto contenute, che non superano la decina di mHz. Tuttavia, in taluni casi l'ampiezza di tali modi aumenta fino a raggiungere valori dell'ordine delle centinaia di mHz. Se non correttamente gestiti, tali fenomeni oscillatori possono generare una progressiva disconnessione dei gruppi di generazione e portare a disalimentazioni più o meno diffuse. L'imprevedibilità del fenomeno lo rende particolarmente insidioso e di difficile gestione.

Lo studio di questi fenomeni si è intensificato 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 a un'estremità, aumentando la sua lunghezza e a parità di perturbazione, 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.

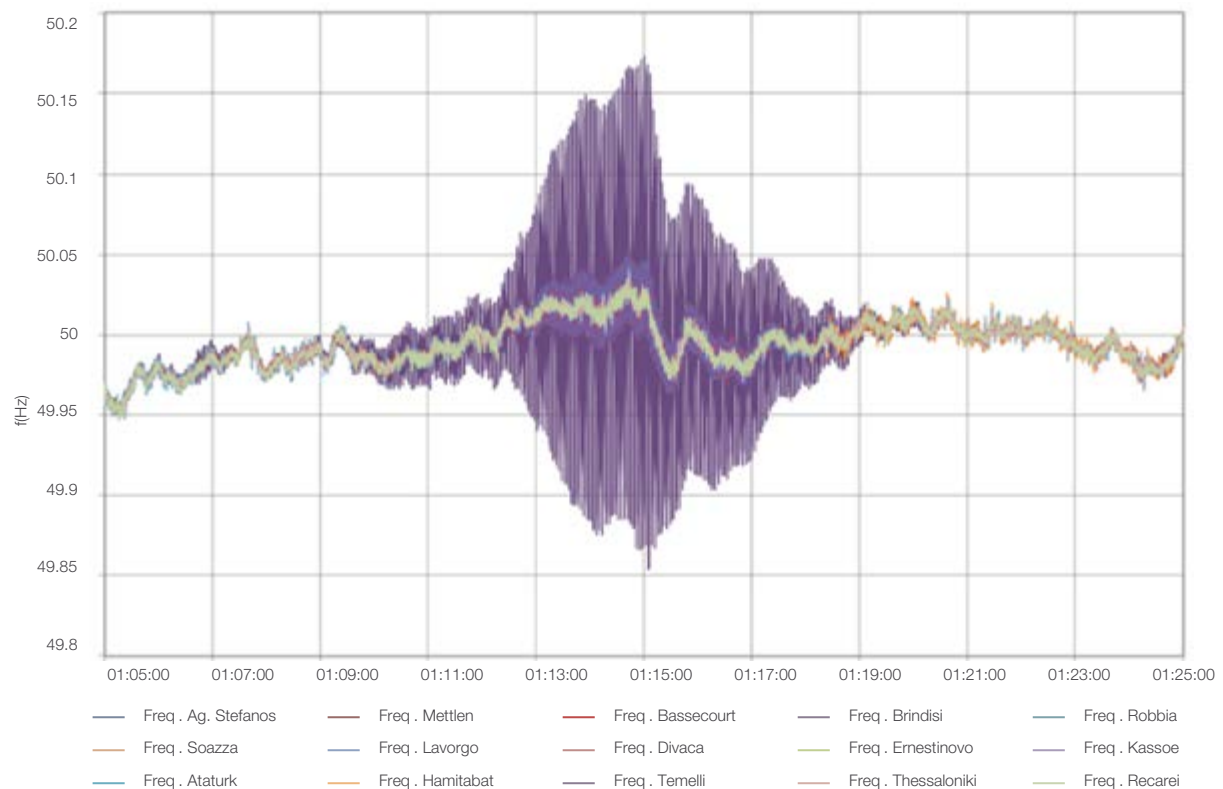
In Europa, a partire dal 2016 i fenomeni oscillatori hanno assunto una incidenza sempre maggiore; ad esempio, il 1° dicembre 2016 alle 11:18, l'apertura di una linea 400 kV tra Spagna e Francia innescò una oscillazione di frequenza 0.16 Hz che raggiunge un'ampiezza massima di 140 mHz per 5 minuti circa, come visibile in [Figura 13](#).

Figura 13 *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 a oscillare con frequenza 0.3 Hz contro il nord Europa, raggiungendo un'ampiezza di 300 mHz.

Figura 14 *Frequenze registrate durante l'evento del 3 dicembre 2017*



In contrasto a questi fenomeni, la prima linea di intervento implementata da Terna è rappresentata dall'ottimizzazione dell'azione dei dispositivi stabilizzanti di centrale (PSS - Power System Stabilizers) che Terna regolarmente esegue in coordinamento con i produttori, al fine di ottenere dai generatori la migliore azione stabilizzante compatibilmente con i vari assetti di esercizio.

L'azione sulle centrali può rivelarsi però non sufficiente ad assicurare un controllo delle oscillazioni, anche considerando la riduzione del *commitment* delle unità di produzione convenzionali. Sono necessarie, quindi, ulteriori iniziative per migliorare la stabilità, aumentare la sicurezza e massimizzare la capacità di trasporto del sistema nel suo complesso.

In particolare, tali strategie di intervento possono essere raggruppate in tre principali classi

- **Interventi strutturali**
- **Interventi correttivi**
- **Interventi preventivi**

Interventi strutturali:

- **Collegamenti HVDC di tipo VSC:** grazie al controllo indipendente della potenza attiva e reattiva scambiate con la rete AC, i sistemi HVDC VSC possono contribuire 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. Infatti, Terna ha previsto, per tutti i progetti di *Hypergrid*, l'implementazione di loop di controllo POD (Power Oscillation Damping) e l'asservimento al sistema WADC (Wide Area Damping Control) che hanno come obiettivo quello di smorzare le oscillazioni inter-area sulla base rispettivamente di misure locali e remote.
- **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 altissime prestazioni che consentono non solo di eseguire una regolazione "fine" del reattivo, ma di implementare leggi di stabilizzazione estremamente efficaci e innovative.
- **Resistori stabilizzanti:** sono resistori controllati tramite macchina statica, con taglia di un ordine di grandezza 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.

Azione correttiva:

Il contrasto dei fenomeni oscillatori descritti richiede, innanzitutto, che sia garantita la capacità di osservare e misurare le grandezze elettriche caratteristiche del fenomeno. A causa delle scale temporali su cui si sviluppano, questi fenomeni non sono osservabili attraverso i tradizionali sistemi SCADA. In quest'ottica, i TSO europei hanno investito negli anni nello sviluppo di sistemi WAMS (Wide Area Monitoring System) che, attraverso l'impiego di una particolare classe di dispositivi di misura, i.e. Phasor Measurement Unit (PMU), offrono l'opportunità di misurare le principali grandezze elettriche con un'elevata frequenza di campionamento.

Terna ha potenziato, nel corso degli anni, il proprio sistema WAMS seguendo due principali filoni di sviluppo: da un lato l'installazione pervasiva di PMU, che oggi conta più di 300 PMU installate nei principali nodi del sistema elettrico nazionale (il più grande WAMS d'Europa), dall'altro sviluppando algoritmi avanzati per l'individuazione in tempo reale di fenomeni oscillatori.

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 a 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 15 *Tensioni misurate dalle PMU asservite alla logica di difesa*

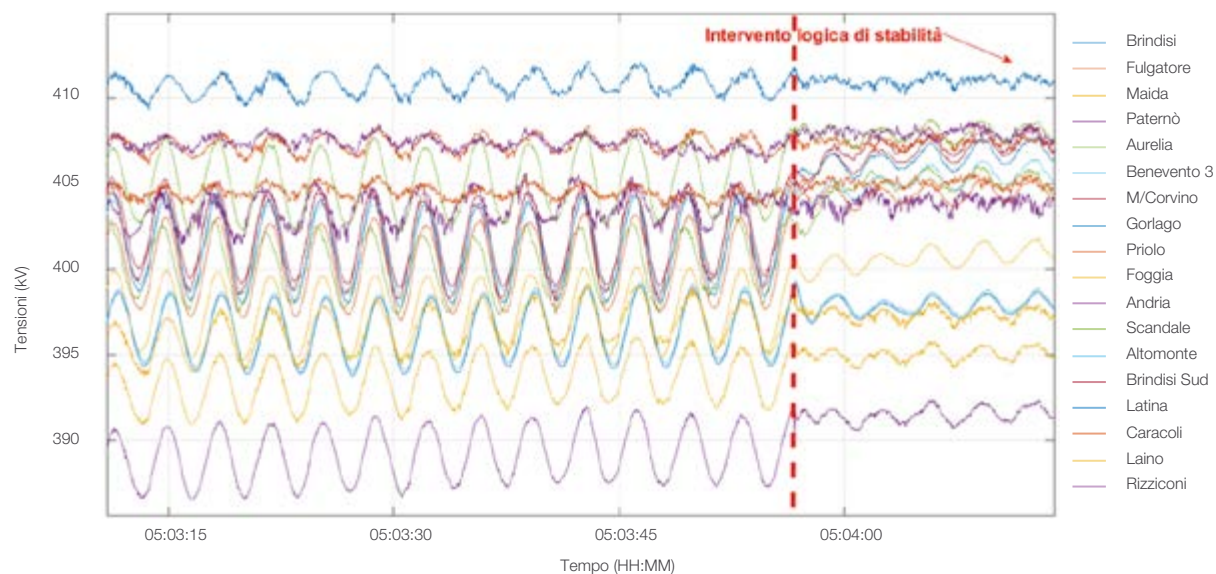
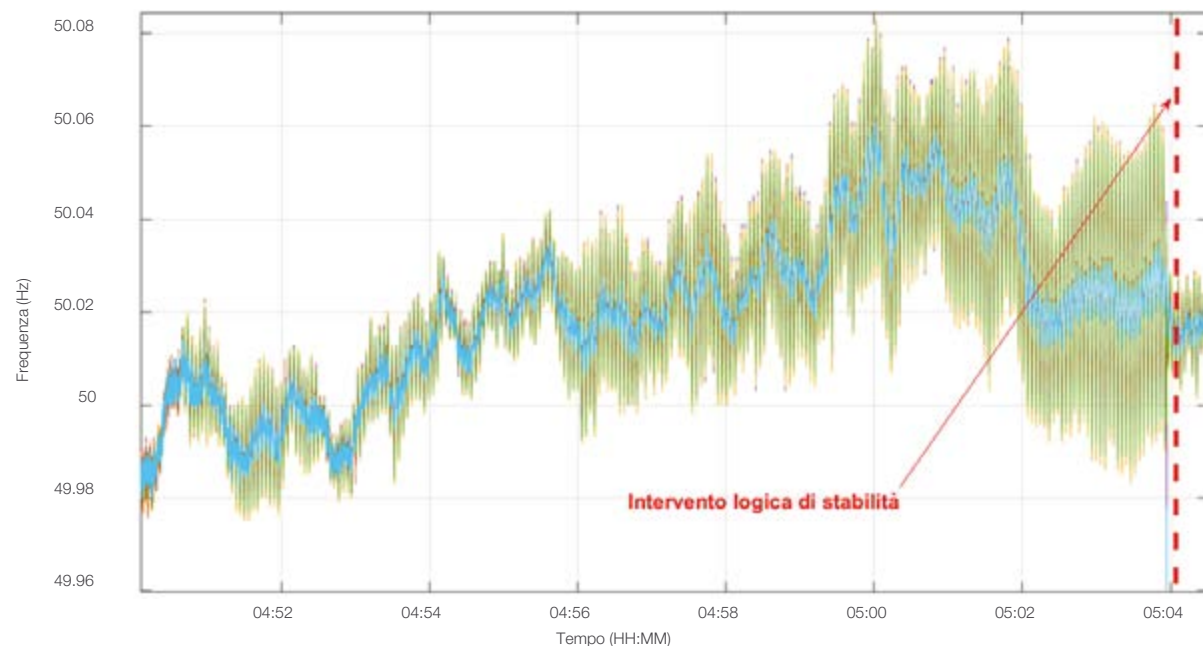


Figura 16 *Frequenza misurata dalle PMU asservite alla logica di difesa*



La [Figura 15](#) e la [Figura 16](#) mostrano rispettivamente le principali grandezze rappresentative del funzionamento del sistema misurate dalle PMU asservite alla logica di difesa. 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 difesa che smorza immediatamente le oscillazioni e riporta il sistema verso un punto di funzionamento stabile.

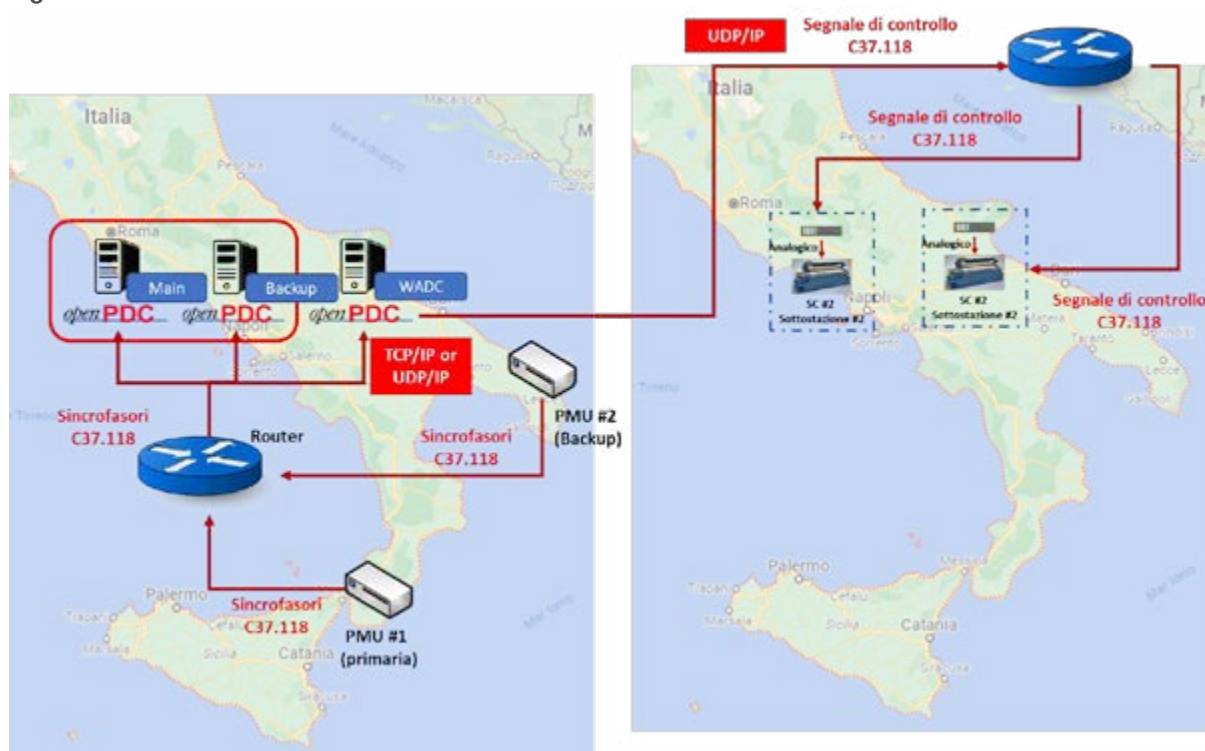
L'efficacia di queste logiche è legata da un lato alla possibilità di individuare in tempo reale la presenza di fenomeni oscillatori, dall'altro al fatto che esse attivano azioni correttive che coinvolgono le risorse tradizionalmente asservite ai sistemi di difesa Terna.

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

Interventi preventivi:

In quest'ambito da Ottobre 2024, Terna ha messo in esercizio una ulteriore logica, questa volta di tipo preventivo, WADC (Wide Area Damping Control) basata sull'identificazione del modo dominante di oscillazione inter-area attraverso l'impiego di tecniche avanzate di signal processing di dati sincrofasoriali e sull'elaborazione di un segnale stabilizzante inviato alle risorse asservite (e.g. Compensatori Sincroni), come visibile in [Figura 17](#).

Figura 17 Architettura sistema WADC



La nuova logica di controllo sviluppata si basa su principio di funzionamento analogo a quello di un Power System Stabilizer, a differenza del quale, grazie all'ausilio di misure distribuite sul SEN provenienti dal sistema WAMS, può beneficiare di una maggiore osservabilità del modo di oscillazione elettromeccanica elaborando un segnale stabilizzante inviato all'eccitatrice delle macchine asservite al controllo, senza variarne il set-point di reattiva impostato dall'operatore (o in generale interferire con la modalità di regolazione della tensione). Anche questo sistema è una soluzione tecnologica assolutamente originale e innovativa.







8 Conclusioni

Conclusioni

8

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 raggiungere 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") 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 **maggior stabilità e sicurezza**, alla **robustezza** e all'**adeguatezza** del sistema elettrico del futuro. La realizzazione degli interventi di Piano consente un **aumento considerevole della capacità di transito tra zone di mercato**, ben oltre gli attuali 16 GW.

La **riduzione delle congestioni** è uno di questi e grazie alla maggiore capacità di trasporto offerta dai nuovi collegamenti è possibile ottenere una **maggior 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 a un collegamento equivalente in AC.

Tuttavia, la maggiore **integrazione FER** 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 a un efficace controllo della tensione ai nodi e allo smorzamento delle oscillazioni.

All'interno di questo Fascicolo è stata proposta una trattazione volta a esplorare le azioni necessarie a migliorare la robustezza, a esporre l'approccio metodologico utilizzato ai fini della valutazione del grado di robustezza del sistema del futuro e a delineare le azioni preventive e correttive per mantenere stabile il profilo di tensione ai nodi. Sono stati **esplorati anche nuovi possibili indicatori e metodologie atte a intercettare e quantificare le azioni dei sistemi di controllo** delle risorse inverter-based con l'obiettivo di valorizzare il contributo delle nuove tecnologie promosse da Terna.



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

