

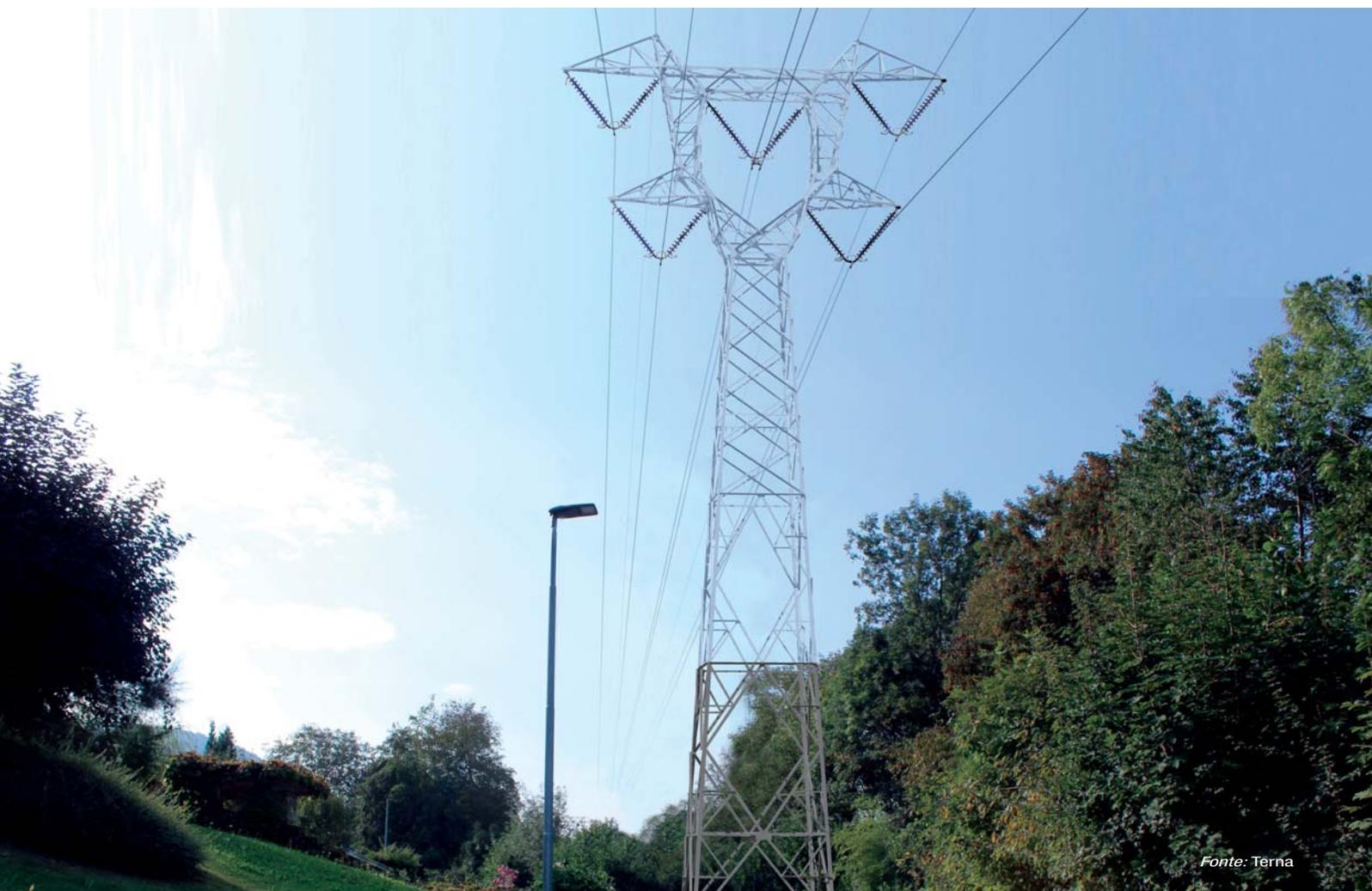
L'Energia

gennaio/febbraio 2023
numero 1 - volume 100

Poste Italiane Spa - Spedizione in Abbonamento
Postale - Decreto Legge 353/2003 (convertito in
Legge 27/02/2004 N. 46) Articolo 1, comma 1,
DCB Milano - ISSN 0013 - 7308

Elettrica

**AEIT - Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica,
Automazione, Informatica e Telecomunicazioni**



Fonte: Terna



Linee aeree dette a "5 Fasi"



Applicazione della compensazione serie



Una migliore Interconnessione delle isole



Il contributo delle regolazioni veloci di rete



The power to connect to the future

LET'S MAKE TOMORROW DIFFERENT TODAY





VOI ESPRIMETE
UN DESIDERIO,
NOI REALIZZIAMO
UN PROGETTO.



Una nuova idea di città, un nuovo modo di vivere.
Costruiamo insieme un futuro di energia sostenibile.

edison.it | seguici su  

in questo numero

Proprietaria ed Editrice © Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni - AEIT

Direttore Resp. Roberto Caldon - AEIT

Comitato di Redazione

- A. Arienti - *E2i*
- V. Balsamo - *AICEP*
- M. Benini - *RSE*
- E.M. Carlini - *TERNA*
- L. Cavalletto - *Unareti*
- A. Clerici - *WVEC*
- B. Cova - *CESI*
- M. Germini - *ENEL Italia*
- A. Persico - *Hitachi Energy*
- R. Lama - *ENEL*
- M. Longo - *Politecnico di Milano*
- F. Luiso - *AREPA*
- M. Mangoni - *Prysmian*
- G. Noviello - *EF Solare Italia*
- M. Rebolini - *CIGRE*
- E. Roggero - *Gruppo IREN*
- E. Rondella - *Edison*
- F. Zanellini - *ANIE*

Redazione AEIT
Anna Lisa Fontana
elettrica@aeit.it

Progetto Grafico Copertina Impaginazione Antonella Dodi

Direzione Amministrazione AEIT Ufficio Centrale
Via Mauro Macchi, 32
20124 Milano
Tel. 02/87389967
Telefax 02/66989023

Abbonamenti Pubblicità Tel. 02/87389967
Fax 02/66989023
E-mail: chiusi@aeit.it

Sito internet <http://www.aeit.it>

Stampa Fotoservice Distribuzione Arti Grafiche Murelli SNC
Via Campania, 42
Fizzonasco di Pieve Emanuele MI

NUMERO 1 - GENNAIO/FEBBRAIO 2023



Foto di copertina: sostegno a traliccio tipo "5 Fasi"

articoli

- **Linee aeree dette a "5 Fasi" per la riduzione dei campi elettrici e magnetici** 3
M. R. Guarniere, F. Palone, R. Spezie, L. Zuccolo
- **La compensazione serie per incrementare capacità di transito e stabilità della RTN** 15
E. M. Carlini, S. Moroni, C. Gadaleta, M. Migliori, D. Monno, F. Ferretti, G. Luongo
- **Tyrrhenian Link: verso un sistema elettrico decarbonizzato** 23
F. Del Pizzo, E. M. Carlini, T. Baffa Scirocco, F. Dicuonzo, A. Urbanelli, A. Zanghi, C. Armillei
- **Controllo della frequenza di rete: interazione tra le regolazioni veloci** 31
M. R. Rapizza, S. Canevese, D. Cirio

I diritti di riproduzione anche parziale sono riservati

Gli scritti dei singoli autori non impegnano la Redazione; sia quelli degli autori sia quelli della Redazione non impegnano l'AEIT. I manoscritti non si restituiscono.

Registrazione Tribunale di Milano del 24 luglio 1948 N. 275. Iscrizione R.O.C. N. 5977 - 10 dicembre 2001. Poste Italiane SpA - Spedizione in abbonamento postale - D.L. 353/2003 (conv. in L. 27/02/2004 N. 46) Art.1, comma 1, DCB Milano.



Associato all'USPI Unione Stampa Periodica Italiana

Linee aeree dette a “5 Fasi” per la riduzione dei campi elettrici e magnetici

Maria Rosaria Guarniere, Francesco Palone, Roberto Spezie Terna SpA • Luciano Zuccolo Specialista Linee Aeree AAT

Terna ha sviluppato una nuova generazione di sostegni in grado di minimizzare i campi elettrici e magnetici prodotti dalle linee aeree in AT perseguendo, al contempo, la massima sostenibilità e la migliore interazione visiva con l'ambiente

Introduzione

La correlazione tra campi elettrici e magnetici a bassissima frequenza ELF (*Extremely Low Frequency*) e la salute dell'uomo, rappresenta uno degli argomenti più critici nello sviluppo e nell'esercizio delle infrastrutture di trasporto dell'energia elettrica.

Nonostante vi siano infatti limitate evidenze scientifiche di un rapporto di causalità tra campi elettrici e magnetici ELF prodotti dagli elettrodotti ed effetti a lungo termine sulla salute, la legislazione italiana ha adottato limiti di esposizione molto restrittivi [1 e 2], se paragonati con quelli suggeriti dalle principali istituzioni europee e internazionali [3].

La presenza di tali limiti comporta conseguenze non indifferenti nella pianificazione, progettazione e nell'esercizio delle infrastrutture elettriche convenzionali, con potenziali riflessi anche sulla trasmissione di energia rinnovabile e l'efficienza della rete AT di trasmissione. Per far fronte alle problematiche sopra descritte Terna ha sviluppato una nuova generazione di sostegni, a “5 Fasi”, in grado di ridurre drasticamente i campi elettrici e magnetici prodotti dalle future linee elettriche aeree, così realizzate. Il tutto con una migliore interazione paesaggistica sui territori, grazie al contenimento delle dimensioni e alla ricerca della gradevolezza delle forme.

Gli elettrodotti aerei a “5 Fasi” potranno essere impiegati sia nelle reti regionali di sub-trasmissione, a 132 e 150 kV, sia nella rete di trasmissione ad altissima tensione (220 e 380 kV) e

potranno rappresentare quindi uno strumento di significativa efficacia per abilitare la transizione energetica del sistema elettrico nazionale.

Questo articolo descrive le prestazioni dei nuovi elettrodotti aerei a “5 Fasi” (figura 1), nei termini di interazioni antropiche e in particolare ne confronta il comportamento con linee di tipo convenzionale, in riferimento ai campi elet-



Figura 1
Sostegno a traliccio tipo “5 Fasi”

trici e magnetici, di livello di pressione sonora (rumore) e radio-interferenza per effetto corona. Ulteriori approfondimenti scientifici sono in fase di completamento per definire i benefici in termini di capacità di trasporto di potenza attiva su lunghe distanze.

Campi elettrici e magnetici, limiti di legge e impatti sulle linee elettriche aeree

La presenza di campi elettromagnetici nello spazio è una condizione necessaria al trasporto di potenza tramite linee elettriche. Infatti, adottando un approccio fisico/campistico e ricordando il teorema di Poynting è possibile esprimere la potenza attiva trasportata da una linea elettrica come:

$$P_{attiva} = \operatorname{Re} \left[\iint_{St} (E \times H^*) dS \right]$$

essendo E e H i vettori dei campi elettrico e magnetico e St il piano trasversale all'asse della linea elettrica.

L'equazione sopra riportata evidenzia come, solo con la contemporanea presenza di un campo elettrico e di un campo magnetico, sia possibile trasportare potenza attiva [4]. Da questa realtà fisica deriva l'impossibilità di eliminare i campi elettrici e magnetici generati dalle linee elettriche per il trasporto di energia e la necessità di trovare nuove e sempre migliori soluzioni tecnologiche per la mitigazione delle possibili problematiche a esse correlate. Gli effetti dei campi elettrici e magnetici a frequenza di rete ELF sulla salute umana sono dibattuti da anni ma non è stata tuttavia mai stabilita una relazione causale certa né è stato appurato alcun altro effetto a lungo termine. Sulla base di questi studi sono stati identificati i livelli di riferimento per l'esposizione del pubblico a campi elettrici e magnetici; per la frequenza di rete di 50 Hz utilizzata in Europa, i suddetti livelli sono pari a 5 kV/m per il campo elettrico e 200 μ T per l'induzione magnetica [3].

Tali limiti sono stati recepiti, in modo ulteriormente restrittivo, dalle normative di riferimento europee che prevedono, per il campo magnetico, un limite di esposizione al pubblico di 100 μ T [5].

Anche in mancanza, a oggi, di una relazione scientificamente provata di causalità tra campi elettrici e magnetici a 50 Hz e danni alla salute, la legislazione italiana ha adottato limiti ulteriormente più stringenti per il campo magnetico. Il

DPCM 08/07/2003 [2] prevede infatti:

- un valore di attenzione di 10 μ T;
- un obiettivo di qualità di 3 μ T;

da intendersi, entrambi, come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio. I suddetti limiti sono maggiormente restrittivi, se confrontati con la pratica europea e internazionale e rappresentano una peculiarità della legislazione italiana.

Nella **figura 2** si riporta un confronto tra i valori limite per l'esposizione al pubblico del campo magnetico previsti dalla normativa nazionale di alcuni tra i principali paesi dell'unione Europea ed extra-europei.

Focalizzandoci sui paesi del Gruppo 3, che prevedono limiti più stringenti rispetto a quelli della raccomandazione europea, è possibile riscontrare che:

- In Slovenia si prevede un limite di 10 μ T per le nuove realizzazioni mentre, per quelle esistenti il valore limite è allineato a quello indicato dalle raccomandazioni europee [4] (100 μ T).
- In Croazia si prevede un limite di 40 μ T per le case, scuole, case di riposo, ecc..
- In Bulgaria sono previste delle distanze minime, in caso di nuove costruzioni, tra linee elettriche aeree e recettori sensibili. Non sono indicati valori limite di esposizione all'induzione magnetica per linee elettriche aeree.
- In Belgio sono presenti limiti su base regionale, applicati alle nuove costruzioni, variabili tra 100 μ T e valori inferiori.
- In Polonia è presente un limite di 75 μ T.

Il confronto internazionale evidenzia quindi come la legislazione italiana sia sostanzialmente tra le più cautelative in assoluto. Essa è inoltre l'unica a stabilire limiti sensibilmente più bassi rispetto alle raccomandazioni EU per l'esposizione del pubblico all'induzione magnetica di linee elettriche esistenti. Peraltro, è anche opportuno evidenziare come i valori limite dell'induzione magnetica dell'ICNIRP e della legislazione europea (di 200 μ T e 100 μ T), non essendo mai raggiunti per le linee elettriche aeree di alta e altissima tensione, non costituiscano mai una limitazione alla progettazione o all'esercizio di queste ultime. Al contrario, l'applicazione dei vigenti limiti della legislazione italiana (10 μ T valore di attenzione e 3 μ T obiettivo di qualità), comporta delle restrizioni nell'esercizio delle linee elettriche aeree esistenti e delle sostanziali difficoltà nella progettazione e realizzazione di nuovi elettrodotti aerei.

In termini di esercizio si riscontra, in diversi casi, una limitazione ai flussi di potenza ammis-

sibili sugli elettrodotti, comportando, in generale, maggiori costi per il sistema elettrico e una minore fruibilità delle fonti rinnovabili potenzialmente disponibili.

A livello di progettazione e realizzazione di nuovi impianti, il rispetto delle suddette soglie determina:

- ❑ maggiori vincoli al tracciato degli elettrodotti aerei e franchi da terra sensibilmente incrementati, con aumento dei costi strutturali e degli impatti ambientali/paesaggistici;
- ❑ maggiori costi per il frequente ricorso a linee elettriche in cavo interrato, anche dove non tecnicamente necessario.

Il tutto tende a rendere il sistema elettrico italiano meno competitivo rispetto alla maggior parte di altri paesi europei ed extra-europei, che non adottano limiti così stringenti in termini di campi elettrici e magnetici e nei quali gli elettrodotti aerei possono essere utilizzati in modo più intensivo per il trasporto di energia.

Allo scopo di rendere maggiormente efficiente e competitivo il sistema elettrico nazionale, nel rispetto peraltro dei criteri di sostenibilità, Terna si è sempre posta l'obiettivo di studiare

delle soluzioni progettuali all'avanguardia atte a consentire il trasporto di energia elettrica nel rispetto dei valori limite della legislazione nazionale. Se in passato Terna ha sviluppato soluzioni per linee elettriche aeree a bassi campi magnetici (quali ad esempio i loop passivi [7]), i nuovi sostegni a "5 Fasi" si inseriscono nel solco di un rinnovato processo di studio e ricerca tecnologica, rappresentandone la più recente ed efficiente evoluzione [8].

Sostegni a "5 Fasi" per la riduzione dei campi magnetici

Viste le particolari sfide derivanti dal quadro normativo nazionale sull'esposizione ai campi elettrici e magnetici, uno dei quesiti che ha visto maggiormente impegnate le strutture di Terna, volte allo sviluppo tecnologico, è stato il seguente:

"È possibile pensare a elettrodotti aerei in corrente alternata ad alta e altissima tensione, realizzati con soluzioni innovative e in grado di produrre campi elettrici e magnetici sensibilmente ridotti, rispetto alle soluzioni tradizionali?"

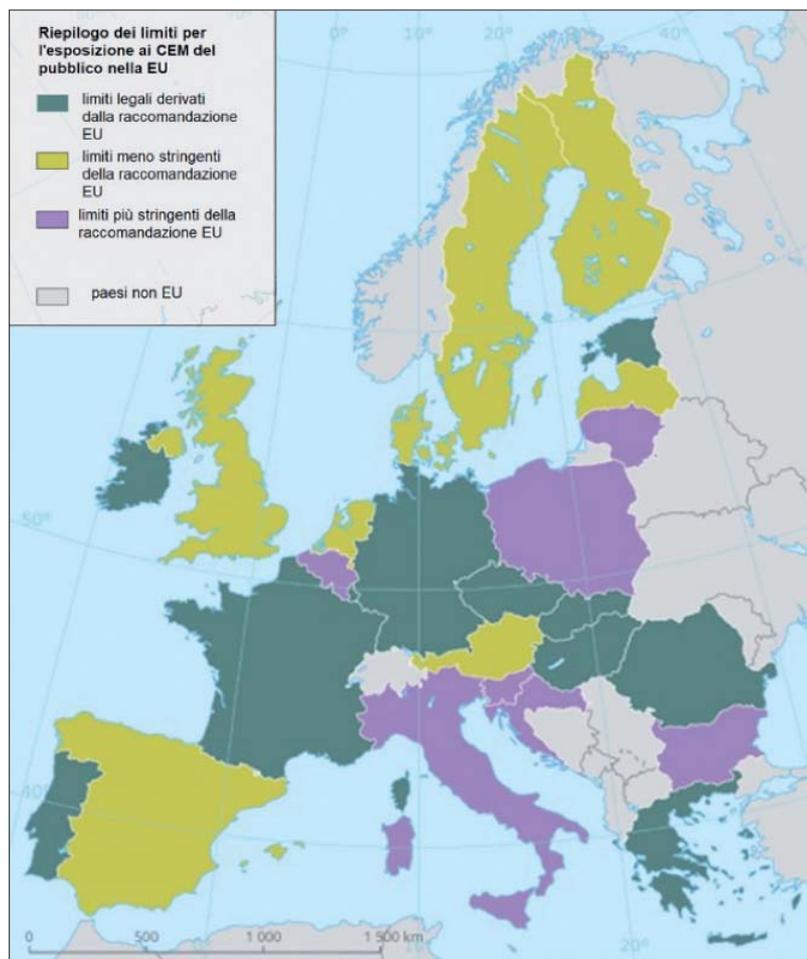


Figura 2

Limiti di esposizione della popolazione ai campi elettrici e magnetici, a frequenza di rete, nei vari paesi dell'Unione Europea [6]. Gli stati che hanno adottato una legislazione nazionale più restrittiva rispetto alle raccomandazioni europee sono rappresentati con il colore viola

Fino a oggi, la soluzione tecnologica più consolidata ed efficiente per la riduzione dell'induzione magnetica prodotta da una linea elettrica aerea è stata il passaggio da una palificazione in Singola Terna ST a una in Doppia Terna (singola terna sdoppiata e ottimizzata - STSO), rappresentata nella seguente **figura 3**.

La suddivisione della corrente elettrica totale di ogni singola fase (**figura 4**), secondo due conduttori contrapposti (o fasci di conduttori, per i livelli di tensione più elevati) e secondo

Figura 3
Geometrie tipiche dei sostegni ST e DT, a 220 kV

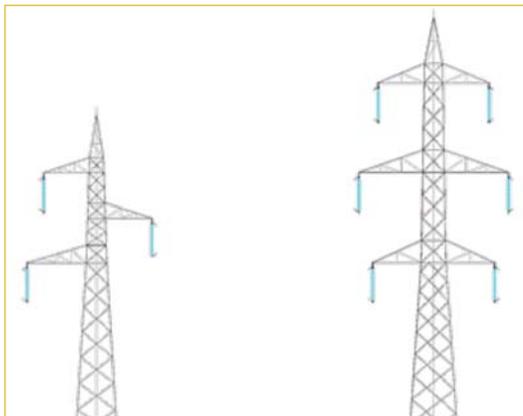


Figura 4
Disposizione anti-simmetrica delle fasi

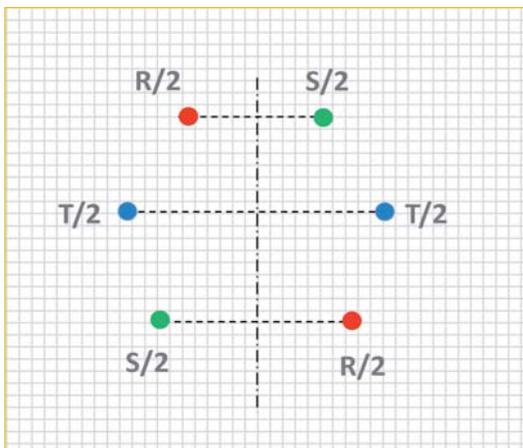
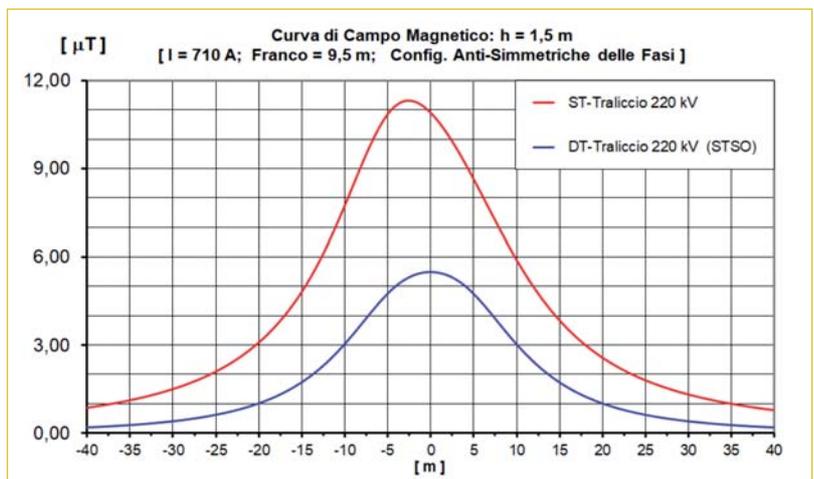


Figura 5
Distribuzione di campo magnetico di una ST e DT (STSO) a 220 kV, a parità di altezza utile



una disposizione anti-simmetrica delle fasi, consentono una buona riduzione del campo magnetico risultante prodotto dalla infrastruttura (**figura 5**) e che, in termini numerici, è possibile stimare attorno al 50% circa il massimo valore di induzione magnetica in corrispondenza dell'asse linea.

L'incremento della sezione conduttrice permette, inoltre, una riduzione delle perdite a parità di portata amperometrica.

Accanto a tale beneficio occorre tuttavia riscontrare anche lo svantaggio dell'incremento dell'altezza totale dei sostegni, con le conseguenti maggiori interazioni di tipo ambientale, paesaggistico e autorizzativo.

Il passo decisivo che ha portato a soddisfare il quesito sopra esposto è stato lo sviluppo degli innovativi sostegni a "5 Fasi", con l'ottimizzazione della disposizione dei conduttori nello spazio, nel rispetto delle distanze dielettriche sulla testa del sostegno e a centro campata. La disposizione ottimale per la minimizzazione della Distanza di prima Approssimazione (DpA), proiezione a terra della curva isocampo di $3 \mu\text{T}$, è quella che vede la divisione della corrente elettrica di due fasi, in quattro distinti fasci di conduttori disposti ai vertici di un rettangolo e al cui centro rimane collocato il singolo fascio di conduttori della restante fase (**figura 6**).

L'implementazione di questa ideale disposizione delle fasi sulla testa-palo di un traliccio che potesse risultare di facile realizzazione, scalabilità con metodi tradizionali e, nel contempo, in grado di mantenere un'economia di costruzione in termini di quantità di materiali e costo unitario, ha impegnato gli autori per diversi anni, fino a giungere alla soluzione rappresentata in **figura 7**.

Si noti che lo sfasamento reciproco tra le fa-

si [9] di un elettrodotto a "5 Fasi" è pari a 0° o 120° elettrici, come accade negli elettrodotti convenzionali in semplice o doppia terna. Ciò rende possibile l'impiego dei sostegni "5 Fasi", sia per la completa realizzazione di linee tra due sottostazioni, sia per il rinnovo di tratti parziali della dorsale originaria, grazie all'impiego di opportuni "sostegni di passaggio", costruttivamente analoghi ai sostegni di amarro rappresentati in **figura 7**.

I risultati ottenibili, come rappresentato in **fi-**

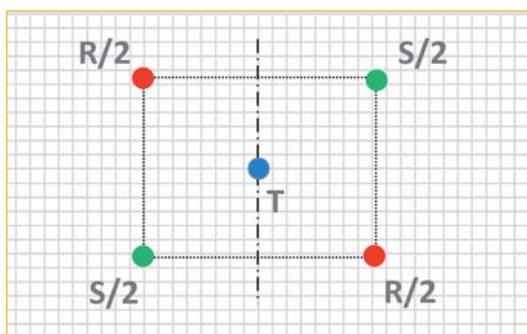


Figura 6
Disposizione ottimale delle fasi nel sostegno "5 Fasi"

gura 8, in termini di riduzione di induzione magnetica, sono notevolissimi.

Il valore massimo di induzione, riscontrabile sotto la linea aerea decresce di oltre l'80% rispetto a una linea tradizionale in Singola Terna e di oltre il 60% rispetto a una DT (Singola Terna Sdoppiata e Ottimizzata). Ancora più significativo è il valore massimo riscontrato sotto la linea, inferiore rispetto all'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ e paragonabile con quello generato da una linea elettrica AT in cavo interrato.

Ma anche dal punto di vista dell'interazione con l'ambiente il nuovo sostegno a "5 Fasi" consente di perseguire ottimi risultati. L'ottimizzazione studiata per la geometria e le distanze relative tra le fasi sulla testa del palo consente una riduzione tangibile dell'altezza totale del sostegno, a parità di altezza utile (**figura 9**), se paragonata a una linea aerea convenzionale in Singola Terna e soprattutto a una Doppia Terna (STSO). Il tutto a vantaggio della sostenibilità ambientale e sociale dell'intervento.

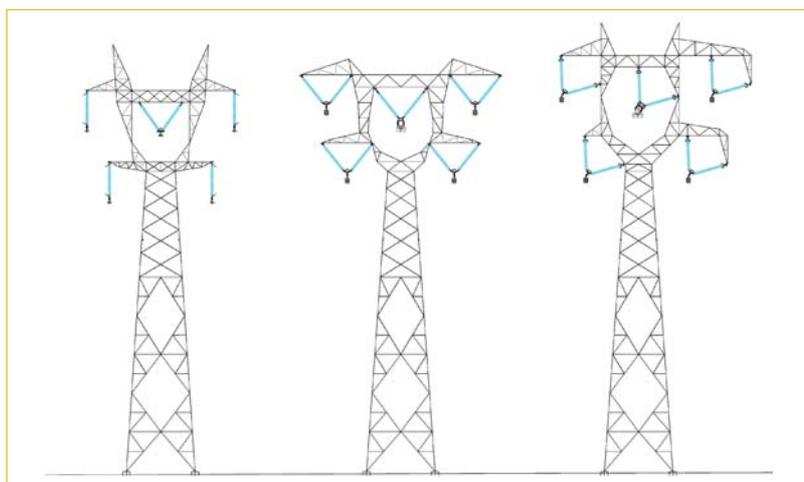


Figura 7
Geometrie tipiche dei sostegni "5 Fasi" con riferimento a una linea elettrica a 220 kV. A sinistra: sostegno di amarro; al centro: sostegno di sospensione con catene a "V", per rettilinei; a destra: sostegno di sospensione con catene a "L", per sostegni con angoli di deviazione rilevanti

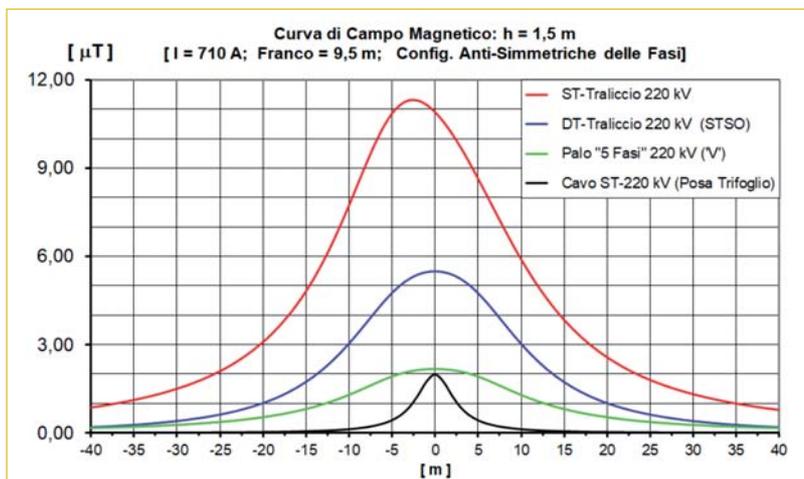


Figura 8
Confronto delle distribuzioni di induzione magnetica tra diverse soluzioni tecnologiche per linee a 220 kV: linee aeree convenzionali in Singola Terna, Doppia Terna (STSO), linee a "5 Fasi" (a parità di altezza utile) e cavo interrato

Se si considera, in particolare, l'utilizzo di una nuova linea a "5 Fasi", palificata in modo tale da rimanere nei limiti di occupazione visiva dell'orizzonte, delineato dalla fune di guardia della dorsale AT originaria (opzione Skyline), come da **figura 9**, si possono perseguire riduzioni estremamente significative di campo magnetico. Nella **figura 10**, infatti, si osserva un effetto di "spianamento" della distribuzione di campo magnetico con valori perfino inferiori rispetto a una linea elettrica AT in cavo interrato.

Sostegni a "5 Fasi" per l'incremento delle portate, a parità d'impronta magnetica sul territorio

Ancora più interessante è il confronto delle curve isocampo, a 3 e 10 T, derivanti dall'esercizio di elettrodotti aerei, a 220 kV, convenzionali in Singola Terna e a "5 Fasi", considerando il medesimo transito di corrente elettrica.

Nella **figura 11** si fa riferimento al valore di 710 A, corrispondente alla portata in corrente in servizio normale (periodo invernale per la zona B, secondo la norma CEI 11-60 [10], per conduttori alluminio-acciaio unificati da 31.5 mm di

diametro) e il confronto tra le soluzioni è effettuato a parità di altezza totale dei sostegni e di freccia dei conduttori, a centro campata (condizioni di franco minimo).

I grafici evidenziano il sostanziale vantaggio della nuova soluzione a "5 Fasi":

- DpA significativamente più ridotta;
- Curva isocampo a 3 μT che non interseca il piano del terreno, a differenza delle linee convenzionali ST, arrivando a circa 6 metri di altezza da terra al di sotto della linea.

Il tutto col grande vantaggio di poter risolvere eventuali problemi di superamento del valore di attenzione o dell'obiettivo di qualità, anche in presenza di costruzioni sottostanti alla linea aerea.

La forma delle curve isocampo della soluzione a "5 Fasi", particolarmente "piatta" nella parte inferiore, deriva dalla geometria delle fasi, a "trapezio rovesciato" (**figura 12**), disegnata per la testa-palo ed è frutto di una accurata ottimizzazione progettuale, volta a distanziare la curva isocampo stessa dal suolo e, quindi, dai potenziali recettori presenti.

Alla luce dell'eccellente prestazione, in termini di riduzione del campo magnetico, delle linee con sostegni a "5 Fasi", la successiva do-

Figura 9
Confronto schematico delle diverse geometrie dei sostegni per la mitigazione del campo magnetico per linee a 220 kV. Si osservi il sostegno a "5 Fasi" a parità di altezza utile e di altezza totale della linea originaria (opzione Skyline)

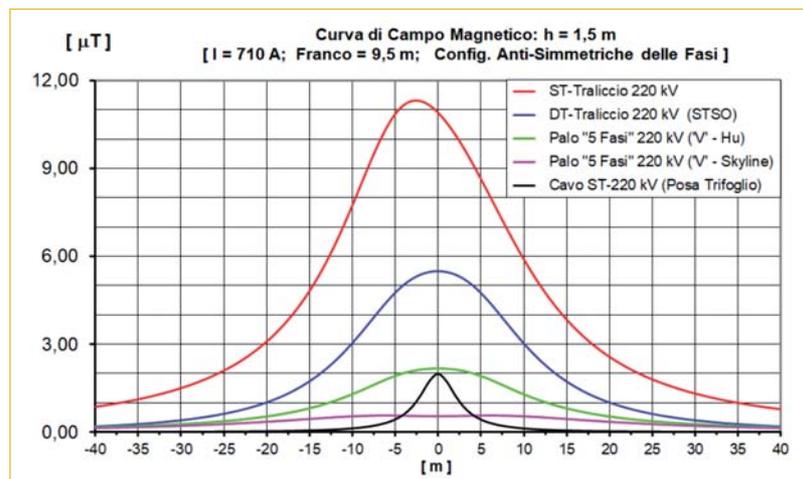
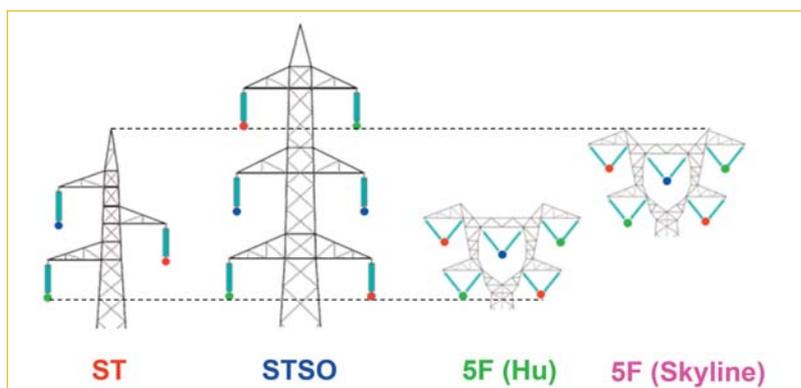


Figura 10
Confronto delle distribuzioni di induzione magnetica tra diverse soluzioni tecnologiche per linee a 220 kV: linee convenzionali in Singola Terna, Doppia Terna (STSO), linee a "5 Fasi" - a parità di altezza utile e altezza totale della linea originaria (opzione Skyline) - e cavo interrato

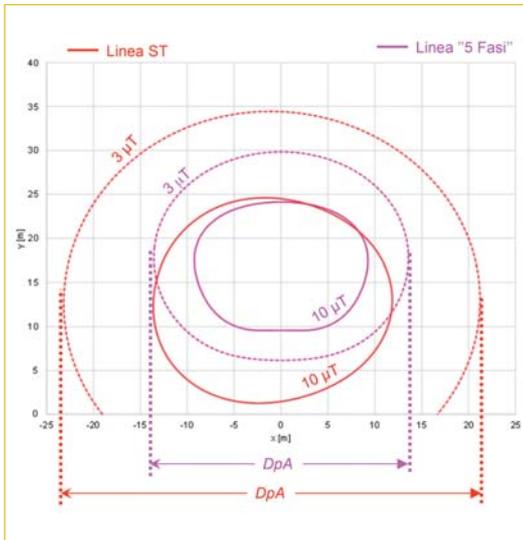


Figura 11
Curve isocampo a 3 μT (tratteggiate) e 10 μT (continue) per linee convenzionali ST a traliccio tronco-piramidale (tratto rosso) e per linee a "5 Fasi" (tratto fucsia), a parità di altezza totale dei sostegni e di freccia dei conduttori. Corrente elettrica pari a 710 A

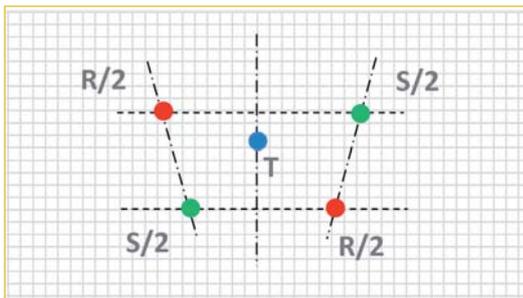


Figura 12
Particolare geometria delle fasi a "trapezio rovesciato"

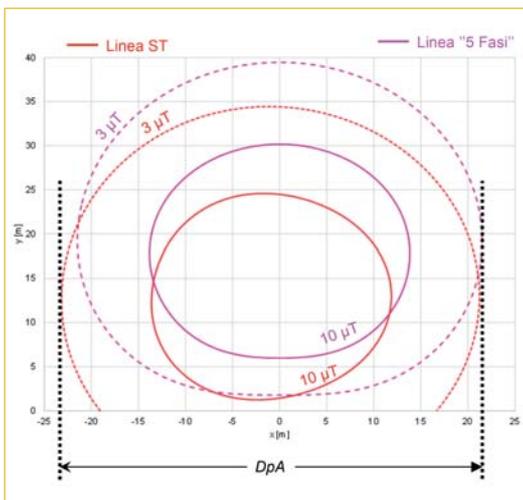


Figura 13
Curve isocampo a 3 μT (tratteggiate) e 10 μT (continue) per linee convenzionali ST a traliccio tronco-piramidale (tratto rosso) e per linee a "5 Fasi" (tratto fucsia), a parità di altezza totale dei tralicci e di freccia dei conduttori. Corrente elettrica pari a 710 A (linea convenzionale ST) e 2510 A (linea a "5 Fasi")

manda, che gli autori si sono posti, è stata:

"Ma a parità d'occupazione di territorio (ovvero di DpA), che maggiori correnti elettriche potremmo trasmettere con i nuovi sostegni a "5 Fasi"?"

Lo studio effettuato, affrontando il tema a parità di occupazione del territorio e quindi di DpA, ha mostrato come i sostegni a "5 Fasi" consentano un notevolissimo incremento della potenza elettrica trasmissibile e rappresentino quindi uno strumento fondamentale per il potenziamento del sistema elettrico a vantaggio della transizione energetica e dello sviluppo delle energie rinnovabili.

La successiva **figura 13** confronta infatti le curve isocampo a 3 e 10 μT ottenute considerando:

- una linea elettrica convenzionale ST 220 kV, con corrente pari a 710 A;
- una linea elettrica con sostegni a "5 Fasi", esercita al limite termico dei conduttori, pari a 2510 A (1255 A per ciascuno dei due conduttori ACSR da 40.5 mm utilizzati per ciascuna fase).

Si evidenzia come, nonostante il notevolissimo aumento della corrente elettrica trasmessa (da 710 a 2510 A), la DpA risulti uguale, se non inferiore, rispetto a quella di una linea convenzionale ST.

Inoltre, grazie alla disposizione ottimizzata dei conduttori a "trapezio rovesciato", la curva isocampo a 3 μT della linea a "5 Fasi" non interseca mai il terreno e si mantiene a un'altezza di 1.5 m dallo stesso, con un ulteriore miglioramento rispetto alle linee aeree AT di tipo convenzionale.

Campo elettrico dei sostegni a "5 Fasi"

Si può notare, dalla successiva **figura 14**, come una linea con sostegni "5 Fasi" (tratto di colore verde) presenti, rispetto alle soluzioni tradizionali (tratto di colore rosso per sostegni in Singola Terna e blu per sostegni in Doppia Terna), una buona riduzione del valore massimo di campo elettrico.

Risultati ancora più interessanti si ottengono nell'ipotesi di utilizzo di linee a "5 Fasi", aventi sostegni con una palificata pari all'altezza totale della linea originaria (opzione Skyline). In tale caso (tratto di colore fucsia) si osserva un limite massimo di campo elettrico significativamente ribassato. In altri termini è possibile anche concludere come l'impiego dei sostegni della nuova generazione "5 Fasi" consenta, implicitamente, un recupero di extra-franco, in termini di rispetto di un limite di campo elettrico.

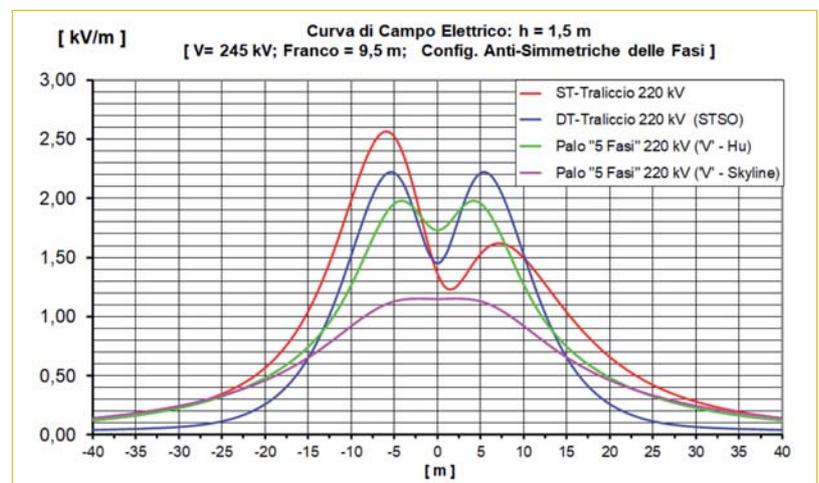


Figura 14
Confronto delle distribuzioni di campo elettrico tra diverse soluzioni tecnologiche per linee a 220 kV: linee convenzionali in Singola Terna, Doppia Terna (STSO), linee a "5 Fasi" - a parità di altezza utile e altezza totale della linea originaria (opzione Skyline)

Effetto corona: rumore e radio interferenza

La grande compattezza della geometria delle fasi, sulla testa dei sostegni a "5 Fasi", risulta basilare, unitamente alla disposizione nello spazio dei conduttori, per il risultato ottenuto di riduzione del campo magnetico. Tutto ciò comporta, tuttavia, l'incremento dei gradienti di potenziale elettrico presenti sui conduttori, a parità di diametro degli stessi, se paragonati con gli attuali progetti delle linee elettriche aeree convenzionali.

È noto che l'effetto corona è causato dalla ionizzazione dell'aria in corrispondenza della zona a elevato gradiente di potenziale elettrico sulla superficie dei conduttori: l'aumentare del campo elettrico sulla superficie del conduttore accelera le particelle cariche, fino a portare a un processo di scarica a valanga e generando, infine, delle scariche localizzate. Il fenomeno, tutt'altro che lineare, ha conseguenze direttamente e indirettamente osservabili:

- ❑ rumore acustico, con componenti tonali (nel caso di linee aeree in c.a.) o con uno spettro relativamente piatto in alta frequenza (nel caso di linee in c.c.);
- ❑ radio interferenza, con spettro di emissione concentrato su frequenze da poche centinaia di kHz ad alcuni MHz;
- ❑ perdite di potenza attiva, che possono peraltro diventare rilevanti per linee ad altissima tensione in condizioni di tempo perturbato;
- ❑ produzione di ozono (O₃);
- ❑ produzione di ioni, nel caso di linee aeree in c.c..

A oltre un secolo dalle prime osservazioni sperimentali di Peek sull'effetto corona, il fenomeno è documentato nella letteratura tecnica in modo esaustivo. In tale senso, diversi modelli empirici sono stati sviluppati e tarati nel corso di progetti di ricerca da parte delle principali aziende elettriche (incluse ENEL, EDF, BPA) e degli enti di ricerca (CESI, EPRI). Tuttavia, la natura aleatoria del fenomeno e la sua forte dipendenza dalle condizioni ambientali e di invecchiamento del conduttore rendono inevitabile una certa incertezza nelle valutazioni numeriche. Trattandosi di modelli empirici o semi-empirici, l'incertezza va crescendo a mano a mano che ci si allontana dalle condizioni di applicazione nelle quali il modello è stato tarato sul campo.

La produzione di ozono o di ioni, stante il valore contenuto di campo superficiale sui conduttori di fase (pari a circa 12.5 kV/cm nelle

condizioni di normale servizio), non costituisce invece un elemento rilevante per la progettazione delle linee elettriche a "5 Fasi", mentre le perdite di potenza attiva possono essere inserite in un contesto più ampio di ottimizzazione economica delle linee aeree.

Il rumore acustico e la radio interferenza rappresentano, al contrario, un vincolo non elastico nella progettazione delle linee aeree a "5 Fasi". Questo è tangibile, in particolar modo per le applicazioni italiane, per via di un quadro legislativo molto stringente in tema di acustica ambientale, nonché per la forte urbanizzazione che spesso caratterizza i territori interessati dalle infrastrutture elettriche.

Dal punto di vista acustico, l'effetto corona in una linea ad alta o altissima tensione, genera:

- ❑ nelle linee aeree in c.a. e c.c. uno spettro a banda larga, causato dalle brusche variazioni di pressione nell'aria conseguenti alle micro scariche casualmente distribuite nel tempo e nello spazio;
- ❑ nelle linee aeree in c.a., componenti tonali alla frequenza di rete, causate dall'addensamento dei fenomeni di scarica in corrispondenza dei picchi positivo e negativo della tensione di rete e dal movimento di emissione e assorbimento delle cariche di spazio attorno al conduttore [11-13].

La legge quadro n.447/1995 sull'inquinamento acustico [14] e il successivo DPCM attuativo del 14/11/1997 [15] definiscono e identificano i seguenti Valori Limite di Emissione per le differenti classi di utilizzo nelle quali, la zonizzazione acustica, suddivide il territorio di ciascun Comune (**tabella 1**). Considerato che è usuale che le linee elettriche aeree di alta e altissima tensione ricadano nelle zone classificate come "Aree prevalentemente residenziali", il corrispondente limite di emissione da considerare in periodo notturno è pari a 40 dB(A), al netto di eventuali penalizzazioni per componenti tonali in bassa frequenza.

Possono quindi presentarsi due scenari:

- ❑ La fascia di asservimento della linea risulta libera da recettori; in questo caso è sufficiente garantire il rispetto del limite di 40 dB(A) al limite della fascia di asservimento della linea elettrica, come peraltro normalmente adottato nella buona pratica internazionale.
- ❑ Nella fascia di asservimento della linea sono insediati, per motivi storici o di superficiale gestione del territorio, dei recettori. In quest'ultimo caso è necessario garantire il rispetto del limite di legge anche nelle situazioni più critiche di potenziali recettori situati pro-

prio al di sotto dei conduttori della linea.

Ad esempio, con riferimento ai nuovi elettrodotti a “5 Fasi” a 220 kV, la scelta di conduttori ACSR da 40.5 mm di diametro garantisce un gradiente di tensione sulla superficie degli stessi pari a circa 12.5 kV/cm alla normale tensione di esercizio della linea (230 kV). Tali valori del gradiente di tensione determinano una bassa emissione di rumore, anche in condizioni di elevata umidità e con conduttore bagnato che, notoriamente, per le linee aeree in corrente alternata, rappresentano le situazioni di maggiore emissione acustica.

Il valore stimato del livello di pressione acustica per un elettrodotto aereo a 220 kV, in configurazione “5 Fasi” è confrontato, nella successiva **figura 15**, con quello di linee aeree tradizionali di pari livello di tensione.

La figura mostra che, a parità di altezza utile e franco da terra dei conduttori, il rumore generato da una linea a “5 Fasi” (tratto di colore verde) è inferiore od uguale rispetto a quello di una linea tradizionale in Singola Terna con sostegni tronco-piramidali (tratto di colore rosso) e notevolmente inferiore rispetto a

quello di una linea tradizionale in Doppia Terna (tratto di colore blu), entrambe con conduttori ACSR da 31.5 mm di diametro.

L'aumento del gradiente di potenziale elettrico sui conduttori, causato dalla maggiore compattezza della linea a “5 Fasi”, è dunque stato positivamente controbilanciato dal maggior diametro dei suoi conduttori.

Immaginando invece di effettuare il rinnovo di una tradizionale dorsale AT in Singola Terna, con sostegni a “5 Fasi” e con una palificazione avente pari altezza totale della soluzione originaria (opzione Skyline), il vantaggio in termini di rumore emesso da questa nuova innovativa soluzione è ancora più rilevante. Si osserva infatti come il profilo laterale del livello di pressione acustica (tratto di colore fucsia) risulta nettamente inferiore, di circa 3 dB(A), rispetto a quello originario (tratto in colore rosso).

In riferimento al fenomeno della radio interferenza, le emissioni causate dall'effetto corona sono principalmente limitate a frequenze inferiori a 5 MHz, con impatti modesti sulle attuali trasmissioni radiotelevisive e telefoniche.

Tabella 1 Valori limite di Emissione: valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente, misurato in prossimità della sorgente stessa; o comunque in corrispondenza di spazi utilizzati da persone e comunità

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO	TEMPI DI RIFERIMENTO:	
	GIURNO (06.00 - 22.00) dB(A)	NOTTURNO (22.00 - 06.00) dB(A)
I - Aree particolarmente protette	45	35
II - Aree prevalentemente residenziali	50	40
III - Aree di tipo misto	55	45
IV - Aree di intensa attività umana	60	50
V - Aree prevalentemente industriali.	65	55
VI - Aree esclusivamente industriali	65	65

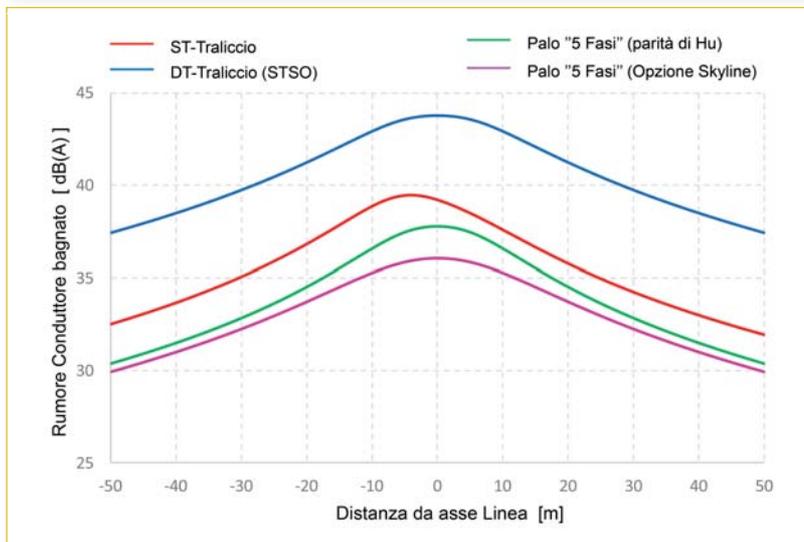


Figura 15

Profilo trasversale del rumore acustico generato da elettrodotti a 220 kV in condizioni di conduttore bagnato, in accordo alla metodologia EPRI [16]; tratto rosso: linea tradizionale in Singola Terna; tratto blu: linea tradizionale in Doppia Terna (STSO); tratto verde: linea a “5 Fasi” (a parità di altezza utile rispetto alla ST); tratto fucsia: linea a “5 Fasi” (a parità di altezza totale rispetto alla ST)

Lo spettro di emissione tipico di linee elettriche aeree in corrente alternata è riportato nella successiva **figura 16**.

La principale sovrapposizione con i servizi di radiotrasmissione si colloca nel campo delle onde medie, il cui utilizzo è in declino da decenni; questa banda di frequenze è oggi in fase di abbandono da parte della RAI, ultimo grande operatore a trasmettere in Italia in onde medie, che cesserà le trasmissioni nell'anno in corso. terminate queste trasmissioni rimarranno solamente alcune radio locali, con carattere poco più che amatoriale, a trasmettere in Italia.

Anche i sistemi di radionavigazione in onde lunghe (es. LORAN) risultano a oggi non più utilizzati nell'area del Mediterraneo. Gli unici impatti relativi al problema della radio interferenza per gli elettrodotti di alta tensione, nel panorama italiano, saranno quindi circoscritti a casi particolari, quali:

- ❑ ricezione di stazioni radio estere in onde medie e lunghe;
- ❑ trasmissioni radioamatoriali in onde lunghe (135 kHz in particolare);

- ❑ segnali di clock per radiosveglie, dispositivi me- teo e apparecchi simili (DCF77 a 77,5 kHz);
- ❑ eventuali trasmissioni militari in onde medie e lunghe.

Nonostante lo scarso impiego delle bande di frequenza interessate dal fenomeno della radio interferenza per effetto corona e l'assenza di un limite legislativo e normativo, il progetto delle nuove linee aeree con sostegni a "5 Fasi" garantirà, comunque, valori di radio-interferenza in linea con lo stato dell'arte per elettrodotti di alta e altissima tensione.

Come infatti rappresentato in **figura 17**, la soluzione a "5 Fasi" presenta un valore massimo inferiore a 72 dB rif. 1 $\mu\text{V}/\text{m}$ (equivalenti a 0.5 MHz) anche al di sotto dei conduttori, nel punto di minimo franco in campata, confrontabile con la soluzione tradizionale in Singola e Doppia Terna.

Valori di radio-frequenza ulteriormente inferiori, rispetto alle soluzioni tradizionali, potranno essere perseguite con soluzioni di rinnovo basate sull'impiego di sostegni a "5 Fasi" in opzione Skyline.

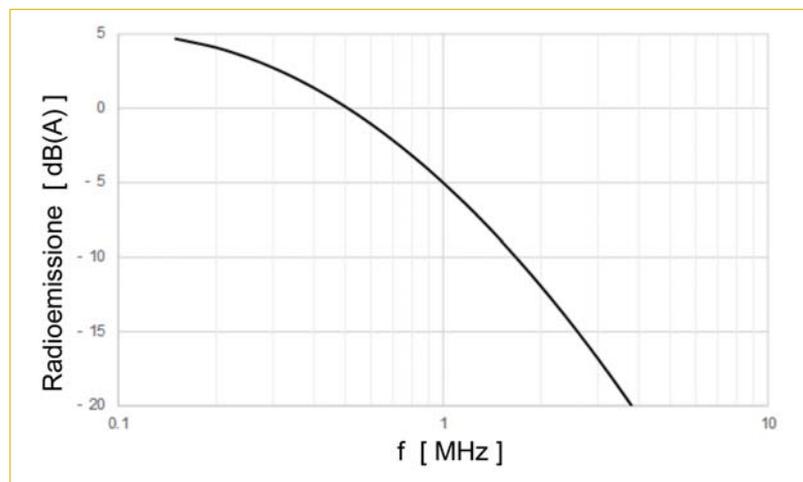
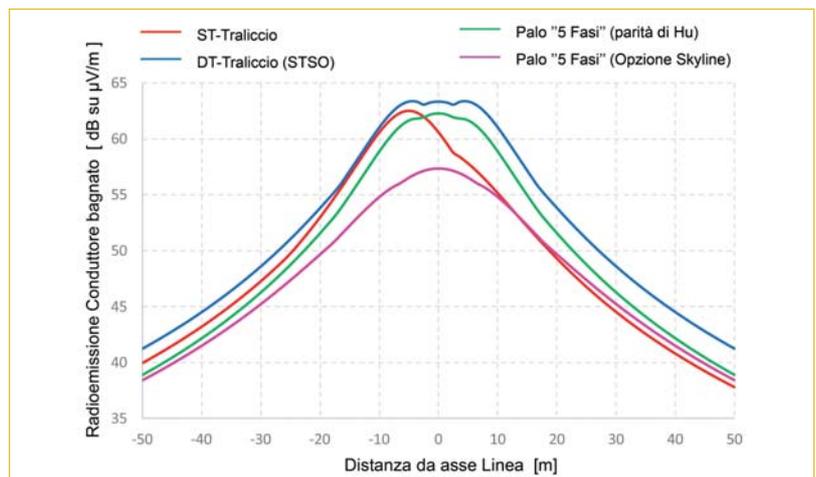


Figura 16
Spettro standard CISPR [17] per radio-interferenza di linee elettriche di alta tensione in corrente alternata, normalizzato a 0.5 MHz

Figura 17
Profilo trasversale della radio interferenza generato da elettrodotti a 220 kV in condizioni di conduttore bagnato, in accordo alla metodologia EPRI [16]; tratto rosso: linea tradizionale in Singola Terna; tratto blu: linea tradizionale in Doppia Terna (STSO); tratto verde: linea a "5 Fasi" (a parità di altezza utile rispetto alla ST); tratto fucsia: linea a "5 Fasi" (a parità di altezza totale rispetto alla ST)



Conclusioni

Alla luce della sempre maggiore attenzione alla sostenibilità ambientale e sociale delle infrastrutture elettriche nonché della constatazione che la legislazione italiana sia sostanzialmente tra le più cautelative in assoluto, Terna ha sviluppato un'innovativa tipologia di sostegni, a "5 Fasi", in grado di ridurre notevolmente i campi magnetici ed elettrici prodotti, anche a livello del suolo. Con riferimento, ad esempio, a elettrodotti a 220 kV, questa nuova soluzione consente di non superare mai il valore dell'obiettivo di qualità, di 3 μ T, perseguendo valori di induzione magnetica, a 1,5 m da terra, anche inferiori rispetto a elettrodotti in cavo interrato di pari portata.

Ragionando, invece, a parità di DpA, e dunque a parità di "impronta magnetica" sul territorio della linea aerea originaria, il rinnovo della dorsale elettrica, realizzabile con sostegni in soluzione a "5 Fasi", consentirà di attuare portate in corrente nettamente maggiori rispetto a quelle delle linee aeree convenzionali, costituendo così uno strumento concreto per l'abilitazione della transizione energetica, senza ulteriore consumo di suolo, ottimizzando così l'utilizzazione degli esistenti corridoi

elettrici infrastrutturali.

Grazie all'adozione di conduttori di maggiore diametro rispetto a quelli delle attuali linee convenzionali, il rumore acustico e la radio-interferenza, per effetto corona, generati dai sostegni a "5 Fasi" saranno inferiori od uguali rispetto a quelli di linee convenzionali, garantendo così il rispetto dei limiti di legge e dello stato dell'arte per linee aeree di alta e altissima tensione.

Pur rappresentando un forte contributo innovativo, soprattutto nell'eccellenza dei risultati, i componenti e le tecnologie da impiegarsi nelle linee a "5 Fasi" saranno sostanzialmente le stesse di quelle normalmente sinora adottate. Pertanto, la totalità dei materiali necessari e le tecniche di realizzazione potranno essere fornite dalle industrie elettriche e dalle imprese italiane, limitando anche i rischi e gli svantaggi derivanti dal ricorso a materiali e tecnologie non disponibili sul panorama nazionale.

I nuovi futuri elettrodotti a "5 Fasi" rappresentano quindi un'utile soluzione per lo sviluppo e il rinnovo della Rete di Trasmissione Nazionale, sia alla luce di un sempre maggiore sviluppo delle energie rinnovabili, sia nella prospettiva di una maggiore efficienza tecnico-economica e di una rinnovata sostenibilità delle infrastrutture di rete.

bibliografia

[1] Legge 22 febbraio 2001, n. 36: Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.

[2] Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003: Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti.

[3] International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP): Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 kHz), *Health Phys.* 99(6):818-36, Dec. 2010.

[4] M Robert G. Olsen: High Voltage Overhead Transmission Line Electromagnetics. 1 volume, 2° Edizione, 2018.

[5] Raccomandazione del Consiglio Ue 1999/519/Ce: Limitazione della esposizione della popolazione ai campi elettromagnetici da 0 Hz a 300 GHz.

[6] European Environment Agency - rapporto 21/2019: Healthy environment, healthy lives: how the environment influences health and well-being in Europe, *Publications Office of the European Union*, 2020.

[7] P. Berardi, L. Buono, G. Gemelli, F. Palone, L. Papi, A. Piccinin, R. Spezie, M. Valente: Design and protection criteria for passive loops on a 400 kV double circuit line, *Cigre 2022 General Session*, paper n°10775.

[8] A. M. Lopez Diaz, M. R. Guarniere, F. Palone, R. Spezie: Soluzioni progettuali per la miglior interazione visiva dei nuovi elet-

trodotti aerei. *L'Energia Elettrica*, n. 5 settembre/ottobre, 2022.

[9] Vocabolario Elettrotecnico Internazionale, IEC 60050 5466-01-04.

[10] Norma CEI 11-60: Portata al limite termico delle linee elettriche esterne con tensione maggiore di 100 kV, 2° Edizione, 2002.

[11] A. Donini, R. Spezie, R. Cortina, E. Piana, R. Turri: Accurate prediction of the corona noise produced by overhead transmission lines, *AEIT International Annual Conference* - Capri 2016.

[12] F. Bignucolo, R. Turri, A. Donini, R. Spezie, R. Cortina, E. A. Piana: Valutazione dell'emissione sonora e in radiofrequenza dovuta all'effetto corona in linee aeree AT e AAT, *L'Energia Elettrica*, vol. 95 - n. 1 gennaio/febbraio, 2018.

[13] E. Stracqualursi; R. Araneo; S. Celozzi: The Corona Phenomenon in Overhead Lines: Critical Overview of Most Common and Reliable Available Models. *Energies*, 14, 6612, 2021.

[14] Legge 26 ottobre 1995, n. 447. Legge quadro sull'inquinamento acustico.

[15] Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14 novembre 1997 - Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.

[16] EPRI Red book: AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above, 3° Edizione, 2008.

[17] CISPR 18-1: Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Description of phenomena, Part 1 - 3° Edizione, 2017.



Dal 1897 l'AEIT promuove e diffonde in ambito nazionale lo studio dell'elettricità e lo sviluppo delle sue applicazioni nei campi dell'energia, delle telecomunicazioni, dell'automazione e del trattamento dell'informazione.

Tale missione si concretizza in numerose attività culturali, tra le quali l'organizzazione di conferenze, giornate di studio, seminari e visite tecniche, nonché attra-

verso l'assegnazione di premi e borse di studio rivolte ai giovani.

Ogni anno AEIT, con le sue 19 Sezioni e 4 Societies, organizza su tutto il territorio nazionale oltre 100 incontri rivolti ai propri Soci, Aziende e a tutti gli operatori del settore sui temi più attuali e rilevanti del sistema energetico italiano con particolare riferimento alle nuove tecnologie emergenti e alle infrastrutture.



Per ulteriori informazioni e iscrizioni:

AEIT - Ufficio Centrale - Via Mauro Macchi, 32 - 20124 Milano

tel. 02.87389960 - fax 02.66989023 e-mail: soci@aeit.it - web: www.aeit.it

La compensazione serie per incrementare capacità di transito e stabilità della RTN

Enrico Maria Carlini, Silvia Moroni, Corrado Gadaleta, Michela Migliori, Davide Monno, Francesca Ferretti, Gianfranco Luongo Terna S.p.A.

L'articolo illustra l'impatto della compensazione serie in un sistema ad altissima tensione, valutando i benefici in termini di incremento della stabilità statica e della capacità di transito dovuti alla riduzione della reattanza longitudinale

Introduzione

La transizione energetica verso un sistema basato sulle fonti rinnovabili non programmabili pone nuove problematiche quali la non controllabilità dei flussi di energia, la riduzione della stabilità di rete e la conseguente necessità di individuare nuove strategie di sviluppo economicamente efficienti per risolvere queste criticità.

In Italia, il forte aumento degli impianti di generazione da fonti rinnovabili (FER) [1-2] che sta interessando porzioni di rete non densamente magliate, come quelle delle aree meridionali della penisola e delle Isole, aggiunge notevoli complessità sia per la pianificazione di lungo termine, sia per l'esercizio in tempo reale della rete di trasmissione nazionale (RTN).

Infatti, il limite di stabilità angolare in regime statico potrebbe diventare un vincolo che limita la massima potenza trasmissibile in scenari in cui le linee di trasmissione sono interessate da flussi di potenza elevati, anche se caratterizzate da lunghezza moderata (ad esempio inferiori a 300 km), tipici della RTN [3]. Le criticità sono riconducibili agli elevati transiti di potenza dalle zone meridionali, caratterizzate da una grande disponibilità di fonti primarie, al Settentrione, dove si concentrano i centri di carico. Questo fenomeno, infatti, pone in maggior rilievo il problema della riduzione della reattanza longitudinale per le

dorsali ad altissima tensione (AAT) e richiede una maggiore necessità di supporto reattivo.

L'aumento della capacità di trasporto (c.d. "caricabilità") delle linee di trasmissione esistenti interessate da iniezioni di potenza sostenute rappresenta una grande opportunità per il TSO, dal momento che la realizzazione di nuove linee di trasmissione incontra molte difficoltà a livello autorizzativo - sia per le opposizioni locali, sia per la lunghezza degli iter - che ritardano lo sviluppo di nuove infrastrutture [4].

Unitamente alla sostituzione dei conduttori (c.d. *reconductoring*), l'installazione di condensatori in serie rappresenta una soluzione molto efficace per ottimizzare i transiti, sfruttare appieno i limiti delle dorsali critiche ed aumentare la potenza trasmissibile vincolata dai limiti di tensione e di stabilità angolare [5-6]. Inoltre, la compensazione serie capacitiva contribuisce al bilanciamento della potenza reattiva e migliora la distribuzione dei flussi di potenza attiva tra corridoi di trasmissione paralleli.

La compensazione serie rappresenta una soluzione a basso costo di investimento (c.d. *capital light*) in grado di semplificare il processo di autorizzazione, ridurre al minimo i tempi del *permitting* e la necessità di nuovi spazi per l'installazione di componenti elettrici. Infatti, la piattaforma dei condensatori può essere collocata nella sottostazione già esistente alla fine di ogni ramo di linea.

Studi recenti hanno dimostrato che, insieme al *reconductoring*, l'applicazione della compensazione serie al 60% su una dorsale a 230 kV congestionata dell'Italia centrale può aumentare la capacità di trasmissione fino al + 104% [7]. Una successiva analisi dell'impatto della compensazione serie sui livelli di guasto (in particolare sul fattore di guasto a terra) [8] ha confermato l'efficacia di tale soluzione.

In questo articolo viene illustrata l'applicazione della compensazione serie per aumentare la stabilità statica di una porzione di rete di trasmissione pilota a 400 kV interessata da un numero rilevante di nuovi impianti FER. In particolare, vengono studiati diversi gradi di compensazione per ridurre gli sfasamenti delle tensioni rispetto al nodo di riferimento al di sotto di una soglia desiderata.

Le simulazioni si riferiscono ad uno scenario futuro definito da Terna sulla base delle richieste di connessione ricevute. I nuovi impianti rinnovabili sono modellizzati con un dettaglio no-

dale. Per evitare una sovrastima della capacità di generazione FER è stato adottato un tasso di concretizzazione delle richieste di connessione nell'area che tiene conto del completamento dell'iter di connessione ritenuto plausibile [1-9].

Per valutare la fase della tensione e gli altri parametri significativi, sono state effettuate simulazioni di *load-flow* attraverso il tool utilizzato dal Gestore per gli studi di pianificazione.

La Sezione seguente descrive la metodologia impiegata per la definizione dello scenario, il calcolo del grado di compensazione serie e le analisi di *load-flow*. Il caso di studio è illustrato nella Sezione "Caso Studio", mentre i risultati delle analisi (scostamenti di fase della tensione) sono forniti nella Sezione "Risultati".

Metodologia

In questa sezione viene presentata la metodologia adottata nello studio. In primo luogo, viene definito lo scenario energetico più critico per la porzione di rete in esame in termini di nuove installazioni FER e loro distribuzione, producibilità delle diverse tecnologie rinnovabili e livelli di carico. Successivamente, viene implementata la compensazione serie capacitiva ed eseguita l'analisi di *load-flow*. Infine, si valutano gli sfasamenti angolari della tensione in ogni nodo della rete: se i valori risultano maggiori della soglia desiderata, il grado di compensazione viene opportunamente incrementato e le simulazioni ripetute. Il flow chart con la sequenza delle operazioni da compiere per il calcolo degli sfasamenti angolari è rappresentato nella **figura 1**. Nei paragrafi seguenti vengono approfondite le sotto-fasi dell'algoritmo.

A. Definizione dello scenario iniziale

Come anticipato, lo scenario di riferimento è stato costruito fissando un tasso di concretizzazione delle richieste di connessione per impianti rinnovabili, e stimando la loro producibilità a seconda della regione e della tecnologia.

A partire dal target di penetrazione rinnovabile nazionale fissato dallo scenario di policy al 2030, la rete di riferimento per le analisi è ottenuta attraverso le seguenti fasi:

1. Identificazione del target $t_{i,j}$ di capacità per la i -esima tecnologia FER e per la j -esima regione, definito come:

$$t_{i,j} = T_i * y_{i,j} \quad (1)$$

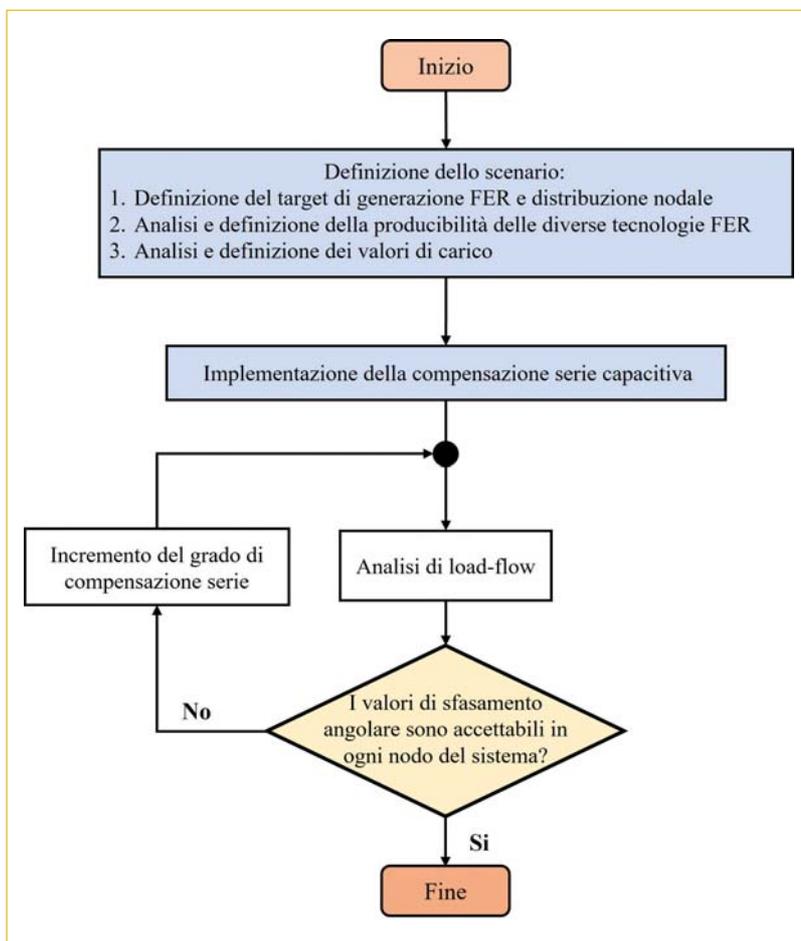


Figura 1
Flow-chart dell'algoritmo di calcolo

dove:

- T_i rappresenta il target fissato a livello nazionale per la i -esima tecnologia FER dallo scenario di policy per gli studi di pianificazione [GW];
- $y_{i,j}$ rappresenta il tasso di distribuzione regionale per la i -esima tecnologia FER e per la j -esima regione.

Il tasso di distribuzione regionale $y_{i,j}$ è dato dal rapporto tra l'ammontare delle richieste di connessione pervenute al TSO $x_{i,j,TSO}$ (su rete AAT di trasmissione e AT di sub-trasmissione) e al DSO $x_{i,j,DSO}$ (su rete di distribuzione) per la i -esima tecnologia FER nella j -esima regione, e la potenza totale di richieste di connessione attive su rete di trasmissione $X_{i,TSO}$ e di distribuzione $X_{i,DSO}$ per la i -esima tecnologia FER a livello nazionale:

$$y_{i,j} = \frac{x_{i,j,TSO} + x_{i,j,DSO}}{X_{i,TSO} + X_{i,DSO}} \quad (2)$$

A seguire, il target rinnovabile regionale definito come sopra può essere distribuito tra i nodi esistenti e quelli futuri pianificati interessati dalle richieste di connessione.

2. Definizione della potenza generata da ciascuna tecnologia FER in ciascuna regione $P_{i,j}^g$:

$$P_{i,j}^g = p_{i,j} * P_{i,j}^n \quad (3)$$

dove:

- $p_{i,j}$ rappresenta la producibilità della i -esima tecnologia FER nella j -esima regione;
- $P_{i,j}^n$ rappresenta la capacità nominale installata per la i -esima tecnologia FER nella j -esima regione [GW].

Con l'obiettivo di stimare più accuratamente la producibilità associata alle diverse tecnologie FER, sono stati analizzati i dati storici di generazione ed è stato selezionato uno scenario caratterizzato dalla massima producibilità contemporanea della fonte solare ed eolica. In tal modo, il caricamento delle linee di trasmissione oggetto di studio risulta massimo, in linea con il principio cautelativo da adottare in situazioni di incertezza.

3. Definizione del livello di carico sulla base dei dati storici. In particolare, viene selezionata una situazione critica dal punto di vista dell'integrazione della generazione rinnovabile, caratterizzata da un basso carico e dalla contemporanea massima produzione solare ed eolica. Il valore del carico in ciascuna regione è pari al valor medio registrato nel-

le ore di massima produzione contemporanea eolica e solare.

B. Compensazione serie

I condensatori serie consentono di incrementare la capacità di transito grazie alla riduzione della reattanza longitudinale e al supporto di tensione fornito. Inoltre, nella linea compensata la costante di propagazione e l'impedenza caratteristica risultano ridotte, il che permette di trasferire maggiori potenze su maggiori distanze con un miglior bilancio reattivo rispetto alla configurazione non compensata [6-7].

Nell'ipotesi di linea senza perdite e ammettenza trasversale trascurabile, la potenza trasmessa da una linea con tensione nominale V è definita come:

$$P = \frac{3E_s E_a}{X} \sin \delta \cong \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad (4)$$

dove:

- E_s ed E_a rappresentano le tensioni di fase del nodo di partenza e di arrivo;
- δ rappresenta lo sfasamento angolare tra tensione di partenza e di arrivo, E_s ed E_a ;
- X rappresenta la reattanza serie complessiva della linea.

Aggiungendo una reattanza capacitiva distribuita x_c in serie alla reattanza di linea x per unità di lunghezza (p.u.l.), la reattanza della linea compensata x_{se} risulta:

$$x_{se} = x - x_c = (1 - k_{se}) \cdot x \quad (5)$$

dove k_{se} rappresenta il grado di compensazione definito come:

$$k_{se} = \frac{x_c}{x} \quad (6)$$

Quando la compensazione serie capacitiva ($k_{se} > 0$) è usata per ridurre la reattanza serie x (5), si ottengono due benefici:

1. Maggiore potenza trasmissibile a parità di tensione nei nodi terminali;
2. Minore sfasamento angolare tra le tensioni terminali a parità di potenza trasmessa.

C. Analisi di load-flow

Le simulazioni in regime statico sono state effettuate con il tool ufficiale adottato dal TSO italiano per gli studi di pianificazione. L'applicativo è in grado di risolvere le equazioni di *load-flow* con il metodo di soluzione *Newton-Raphson* (con soglie di convergenza pari a 0.1 MW e 0.1 MVAR).

Per valutare l'impatto del grado di compensazione serie sullo sfasamento angolare della tensione dei nodi interessati, sono state effettuate molteplici simulazioni iterative.

La compensazione serie viene regolata modificando il parametro della reattanza serie p.u.l. delle linee di trasmissione nel database del programma di *load-flow*. Una volta ottenuta la soluzione del *load-flow*, i risultati vengono confrontati con il caso base non compensato.

Il processo termina quando lo sfasamento angolare tra ciascun nodo del sistema e il nodo di riferimento scende al di sotto della soglia di sicurezza nello scenario selezionato.

Caso studio

A. Sistema oggetto di studio

Il presente caso di studio prende in esame una porzione test della rete di trasmissione nazionale italiana interessata da una significativa penetrazione di generazione rinnovabile. Lo schema unifilare è rappresentato in **figura 2**.

L'analisi considera solo la rete di trasmissione a 400 kV e comprende 25 linee e 17 nodi. La rete di sub-trasmissione a 150 kV non è esplicitamente modellata; le immissioni di energia solare fotovoltaica ed eolica *on shore* nelle stazioni di trasformazione 400/150 kV sono state rappresentate da iniezioni di generazione equivalente ai nodi. Viceversa, gli impianti eolici *off shore* sono stati modellati tramite generatori connessi direttamente ai nodi AAT a 400 kV. I parametri degli elementi di rete oggetto dello studio sono indicati nella **tabella 1**.

B. Dati e scenari

Con l'obiettivo di testare uno scenario critico coerente con l'ambizione di raggiungere un sistema a emissioni nette di gas serra pari a zero entro il 2050, non è stata considerata alcuna generazione convenzionale all'interno del mix produttivo. I generatori termici oggi in esercizio lavorano in regolazione di tensione pura (con potenza attiva generata nulla).

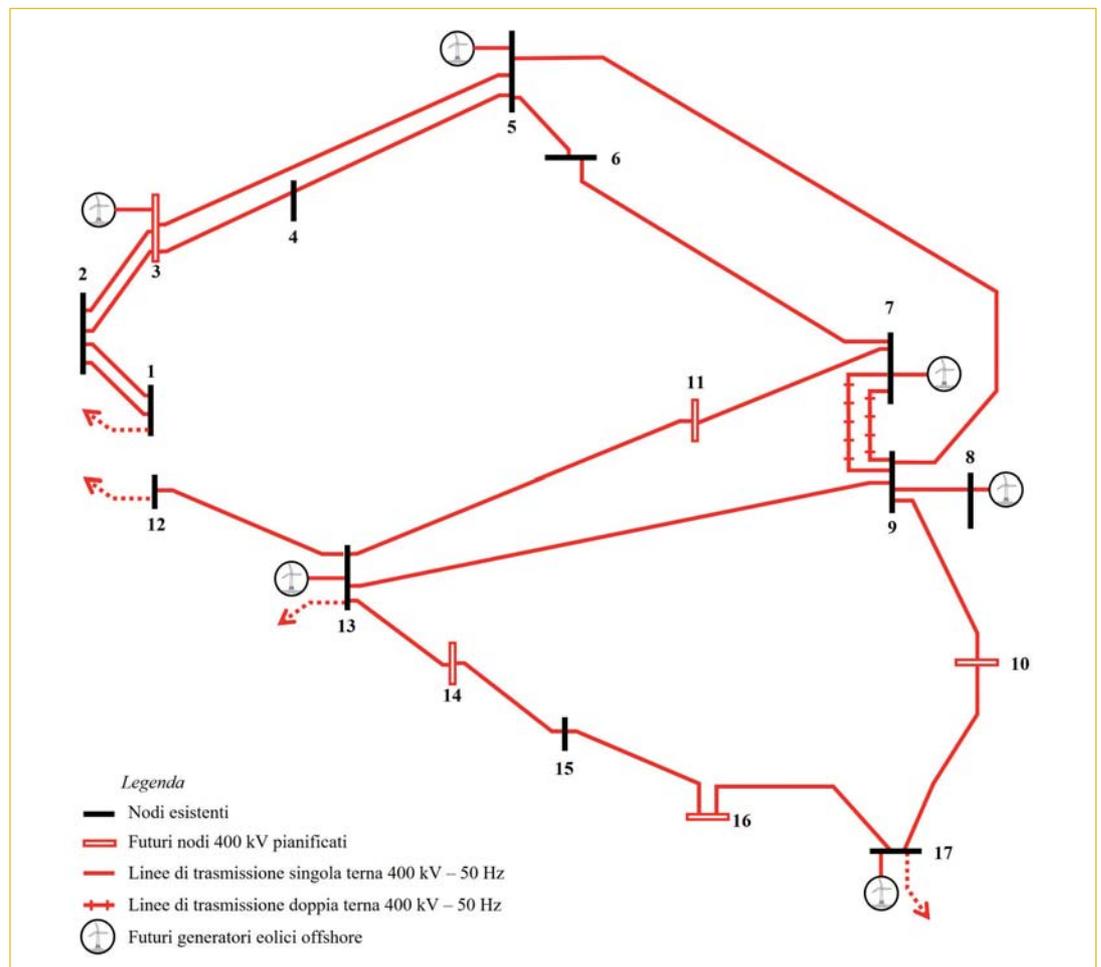


Figura 2
Schema unifilare della porzione di rete oggetto dello studio

La porzione di rete analizzata è caratterizzata da una capacità FER installata di 26 GW. I generatori eolici *off shore* producono 12 GW e sono collegati ai nodi a 400 kV, mentre i restanti impianti solari fotovoltaici ed eolici *on shore* sono

collegati alla rete a 150 kV. Sulla base dell'analisi delle serie storiche, i fattori di producibilità degli impianti FER sono pari al 65% per il solare fotovoltaico *on shore*, al 75% per l'eolico *on shore* e al 70% per l'eolico *off shore* (figura 3). Il carico

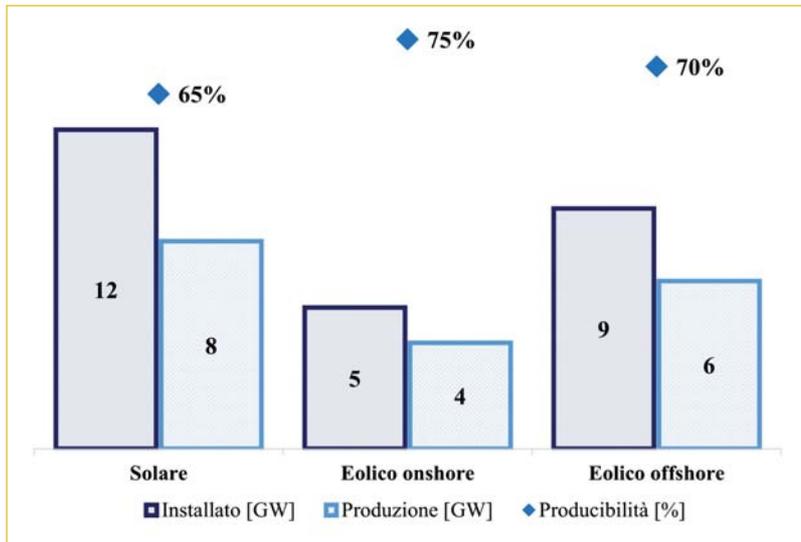


Figura 3 Installato FER [GW], produzione FER [GW] e producibilità FER [%] nel sistema oggetto dello studio

Tabella 1 Caratteristiche degli elementi di rete a 400 kV in analisi

ELEMENTI DI RETE	NODO DI PARTENZA	NODO DI ARRIVO	LUNGHEZZA [KM]	CORRENTE NOMINALE [A]	
				INVERNALE	ESTIVA
l ₁	1	2	21	3000	2600
l ₂	1	2	21	1900	1900
l ₃	2	3	15	3000	2600
l ₄	2	3	15	1900	1900
l ₅	3	4	35	3000	2600
l ₆	3	5	70	1900	1900
l ₇	4	5	65	2700	2500
l ₈	5	6	12	1900	1900
l ₉	5	9	140	2700	2500
l ₁₀	6	7	114	1900	1800
l ₁₁	7	9	6	1900	1900
l ₁₂	7	9	6	1900	1900
l ₁₃	7	9	6	1900	1900
l ₁₄	7	9	6	1900	1900
l ₁₅	9	10	16	2800	2400
l ₁₆	9	13	50	2800	2400
l ₁₇	8	9	11	1900	1600
l ₁₈	10	17	32	2800	2400
l ₁₉	7	11	18	1900	1900
l ₂₀	11	13	36	1900	1900
l ₂₁	12	13	48	2800	2400
l ₂₂	13	14	21	3000	2800
l ₂₃	14	15	21	3000	2800
l ₂₄	15	16	28	3000	2800
l ₂₅	16	17	14	3000	2800

assorbito dalla rete, pari a 2.2 GW, è stato distribuito tra i nodi della rete AT.

Il nodo di saldo, per il bilanciamento tra generazione e carico, è elettricamente distante dalla porzione di rete di studio e posto al di fuori dei confini nazionali.

La **tabella 2** riepiloga le iniezioni di generazione equivalenti sulla rete AAT in esito al bilanciamento tra carico e generazione della rete di sub-trasmissione.

I risultati delle analisi di *load-flow* evidenziano un flusso significativo sulle linee di trasmissione a 400 kV, spesso superiore al limite termico dei conduttori che in alcuni casi non supera i 1900 A nella stagione estiva. Inoltre, lo sfasamento tra il nodo 1 (più a nord) e il nodo 17 (più a sud) è di circa 34 gradi, a conferma della necessità di una

compensazione serie capacitiva.

C. Gradi di compensazione serie implementati

Coerentemente con l'approccio iterativo descritto nella Sezione I, sono stati analizzati quattro diversi gradi di compensazione capacitiva in serie alle linee di trasmissione, come riportato in **tabella 3**.

Partendo da una reattanza serie di linea pari a 0.27 Ohm/km riferita al caso base "non compensato" ($k_{se} = 0$), sono stati simulati diversi gradi di compensazione fino ad ottenere sfasamenti angolari di tensione tra i nodi della rete magliata adeguati a garantire la stabilità statica del sistema. Più in dettaglio, il processo iterativo termina quando lo sfasamento tra il nodo 1 e il nodo 17 scende al di sotto dei 18 gradi, corrispondente a un grado di compensazione massimo di 0.67, uguale per tutte le linee nel perimetro di analisi. Tale soglia rappresenta il massimo sfasamento consentito per garantire il funzionamento in sicurezza del sistema allo studio e assicurare la qualità del servizio da un punto di vista statico. La soglia di 18 gradi è inoltre legata alle caratteristiche tecniche della specifica porzione di rete, come la lunghezza del collegamento, il livello di generazione e di carico e lo stato della rete di trasmissione connessa a quella in esame. Valori più elevati del grado di compensazione serie potrebbero comportare fenomeni di risonanza sub-sincrona, sovratensioni e difficoltà di regolazione della tensione [10].

Risultati

Gli sfasamenti finali della tensione δ in ogni nodo del sistema e in ogni caso analizzato sono riassunti in **tabella 4**. I valori ottenuti dimostrano che l'introduzione di sistemi di compensazione serie consente di ridurre lo sfasamento delle tensioni rispetto al caso base. In particolare, con l'adozione di un grado di compensazione serie del 67%, la differenza di fase tra le tensioni scende al di sotto della soglia desiderata.

NODI	GENERAZIONE [MW]
1	538
2	717
3	1020
4	59
5	1112
6	129
7	517
8	1467
9	398
10	269
11	164
12	170
13	1376
14	0
15	292
16	0
17	1575

PARAMETRI	CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3
k_{se}	0	0.50	0.60	0.67
x, x_{se} [Ohm/km]	0.270	0.135	0.108	0.089

In aggiunta a quanto sopra, il profilo di tensione dei tre casi studio “compensati” serie risulta essere notevolmente migliorato rispetto al caso base “non compensato”.

Per ciascun caso simulato, la **figura 4** mostra la riduzione dello sfasamento di tensione in presenza di compensazione serie ri-

spetto al caso base “non compensato”: la dimensione della bolla è proporzionale alla riduzione dello sfasamento di tensione (bolle più grandi indicano una condizione di trasmissione di potenza più stabile). Come atteso, la riduzione dello sfasamento angolare della tensione in ogni nodo del sistema aumenta all’aumentare del grado di compensa-

Tabella 4 Variazioni di fase della tensione (gradi) in esito alle analisi di load flow

NODI	CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3
1	0.00	0.00	0.00	0.00
2	4.63	2.77	2.34	2.40
3	7.56	4.60	3.90	3.75
4	11.97	7.50	6.40	5.93
5	20.08	12.75	10.91	9.84
6	21.43	13.69	11.74	10.57
7	32.84	22.22	19.3	17.28
8	33.01	22.31	19.37	17.34
9	32.89	22.25	19.33	17.30
10	33.31	22.59	19.63	17.57
11	33.21	22.75	19.81	17.76
12	32.46	23.73	21.06	19.10
13	33.70	23.68	20.74	18.64
14	33.66	23.51	20.56	18.47
15	33.82	23.44	20.47	18.37
16	33.73	23.18	20.21	18.12
17	33.60	23.02	20.05	17.98

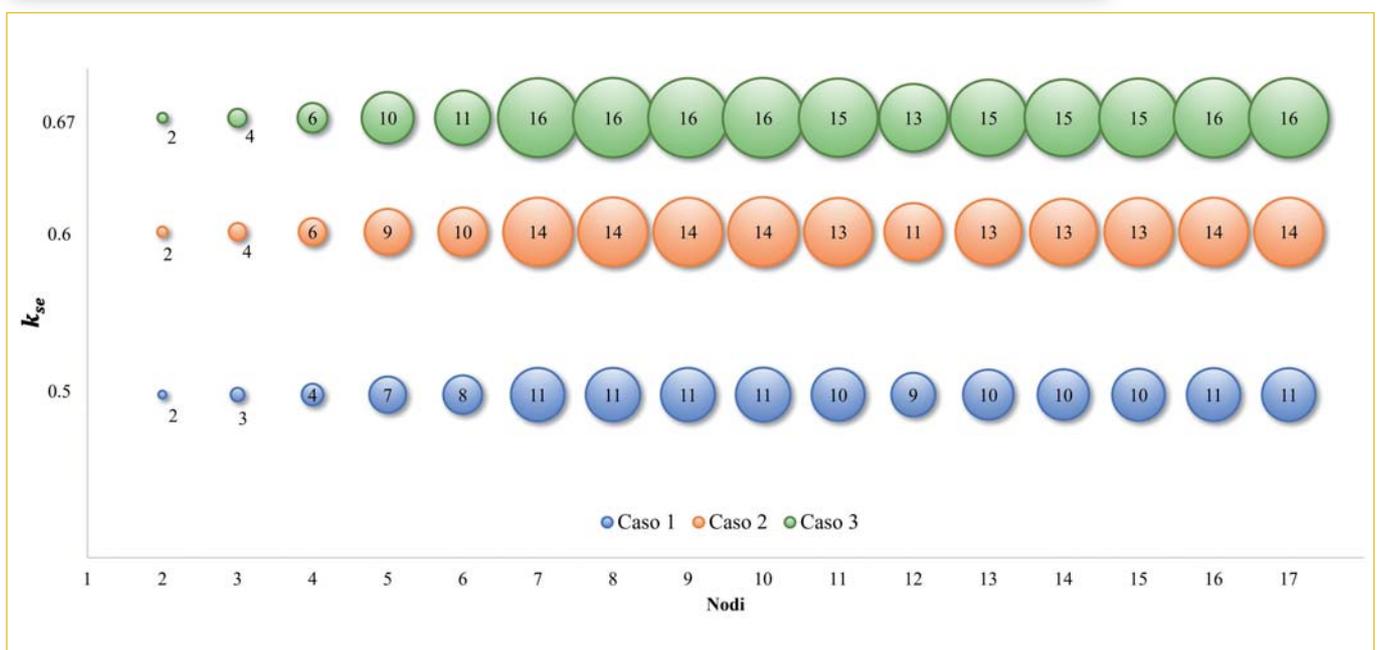


Figura 4 Incremento dello sfasamento della tensione (gradi) nei tre casi studio “compensati” rispetto al caso base “non compensato”

zione serie, in particolar modo nei nodi più lontani da quello di riferimento. La massima riduzione, pari a circa 16 gradi, è registrata nel caso 3 nei nodi 16 e 17.

Conclusioni

Questo articolo illustra l'applicazione della compensazione serie su una porzione di rete di trasmissione a 400 kV a elevata penetrazione FER, allo scopo di valutarne i benefici in termini di riduzione dello sfasamento angolare e incremento della stabilità statica.

A partire dalle richieste di connessione di impianti FER alla rete di trasmissione di alta e altissima tensione, dalla producibilità delle diverse tecnologie FER e dalle serie storiche dei consumi, è stato definito uno scenario critico caratterizzato dall'assenza di generazione convenzionale, implementato all'interno di un modello di rete nodale.

La porzione di rete oggetto di studio è interessata da elevati flussi di potenza nella direzione Sud-Nord, con significativi sfasamenti angolari tra i nodi.

I benefici dell'utilizzo di condensatori serie, in termini di riduzione della reattanza longitudinale delle linee, riduzione degli sfasamenti angolari e incremento della stabilità statica, sono stati valutati attraverso una procedura iterativa combinata con analisi di *load-flow* che simula diversi gradi di compensazione.

I risultati evidenziano una maggiore stabilità statica del sistema all'aumentare del grado di compensazione. Con un grado di compensazione del 67% si raggiunge una riduzione massima di circa 16 gradi dello sfasamento angolare delle tensioni tra i nodi più distanti dal nodo di riferimento rispetto al caso "non compensato".

In futuro saranno condotti ulteriori studi volti ad approfondire gli ulteriori impatti legati all'utilizzo della compensazione serie capacitiva, quali ad esempio l'incremento dei livelli di guasto, l'insorgere di eventuali fenomeni di risonanza sub-sincrona e di sovratensione, la taratura dei sistemi di protezione e le difficoltà di regolazione della tensione e della potenza reattiva.

bibliografia

- [1] E. M. Carlini, A. De Cesare, C. Gadaleta, C. Giordano, M. Migliori, G. Forte: Assessment of Renewable Acceptance by Electric Network Development Exploiting Operation Islands. *Energies*, 15(15):5564, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15155564>
- [2] Terna S.p.A.: Evoluzione Rinnovabile, 2021. In Italian, Available online: https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf
- [3] M. Migliori, S. Lauria, L. Michi, G. Donnini, B. Aluisio, C. Vergine: Sistemi HVDC per l'integrazione di rinnovabile: nuovo collegamento Adriatico. *L'Energia Elettrica*, vol. 96, n. 3 - Mag/Giu, 2019.
- [4] S. Cole, D.V. Hertem, L. Meeus, R. Belmas: Technical developments for the future transmission grid, *18th International Conference on Future Power System*, Amsterdam, Netherlands, pp 1-6, Nov. 2005.
- [5] D. Lauria and S. Quaia: Transmission Line Loadability Increase through Series compensation, *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pp. 1019-1024, Amalfi, 2018.
- [6] P. M. Anderson, R. G. Farmer: Series compensation of Power System, *Book*, 1996.
- [7] L. Michi, E. M. Carlini, M. Migliori, F. Palone, S. Lauria: Uprating studies for a 230 kV-50 Hz Overhead Line, accepted to *13th IEEE PES PowerTech Conference*, Milan, Italy, June 2019.
- [8] M. Migliori, S. Lauria, B. Aluisio, C. Gadaleta, E. M. Carlini, L. Piemonti: Series Compensation of an Uprated 230 kV - 50 Hz Backbone in Central Italy: Impact on Fault Quantities, *55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-5, 2020.
- [9] M. Migliori, S. Lauria, C. Gadaleta, B. Aluisio, A. De Cesare and G. Forte: Assessment of transmission network development with HV operation islands under renewable diffusion, *IEEE Madrid PowerTech*, pp. 1-5, 2021.
- [10] F. Iliceto: Impianti Elettrici, *Patron Editore*, 1981.

Tyrrhenian Link: verso un sistema elettrico decarbonizzato

Francesco Del Pizzo, Enrico Maria Carlini, Temistocle Baffa Scirocco, Francesco Dicuonzo,
Andrea Urbanelli, Antonio Zanghì, Claudio Armillei Terna

L'HVDC Tyrrhenian Link collegherà Sardegna, Sicilia e continente e avrà un ruolo fondamentale per garantire lo standard di adeguatezza per le isole, in vista del phase-out del carbone ed integrando elevata capacità di rinnovabili

Introduzione

Negli ultimi decenni il sistema elettrico europeo ha vissuto una profonda rivoluzione nella sua struttura e di conseguenza nel suo funzionamento. La crescente consapevolezza dell'impatto climatico causato dai combustibili fossili sta facendo dello sviluppo delle *Fonti di Energia Rinnovabile* (FER) la via per ridurre l'impronta umana sul cambiamento climatico e impegni sempre più sfidanti sono stati assunti in tal senso dai Paesi negli ultimi anni (l'ultimo è stato COP 26 [1]). In questo contesto, l'Italia, al passo con il resto d'Europa, ha visto negli ultimi decenni un enorme aumento della capacità installata FER e molto altro è previsto nel prossimo futuro coerentemente con quanto previsto dagli accordi internazionali. Questa nuova capacità da FER vedrà un grande sviluppo nel sud Italia, dove la disponibilità solare ed eolica è maggiore, mentre la maggior parte del carico è localizzata nel nord del Paese. Allo stesso tempo, la produzione da FER riduce lo spazio per la produzione degli impianti tradizionali, i quali sono ancora parzialmente disacciati per garantire il fabbisogno dei servizi accessori; tuttavia, è prevista

una riduzione della loro capacità sia per motivi economici che ambientali (es. dismissione delle centrali a carbone).

Questo scenario rende il sistema di trasmissione un elemento cruciale per l'integrazione delle energie rinnovabili allo stesso tempo, l'esercizio della rete sarà sempre più complicato a causa della non programmabilità di tali fonti di energia. Con riferimento a Sicilia e Sardegna, lo scenario risulta particolarmente severo a causa della futura capacità FER che si prevede installata in queste due regioni e del loro carico elettrico piuttosto basso, senza dimenticare la possibilità che la capacità termoelettrica potrà essere radicalmente ridotta e non sostituita. Quest'ultimo aspetto riguarda soprattutto la Sardegna, dove non ci sono gasdotti e la maggior parte delle centrali elettriche tradizionali è alimentata a carbone, la cui dismissione è prevista, come già detto, nel futuro prossimo. Per far fronte a tali sfide ed in qualità di *Transmission System Operator* (TSO) italiano, Terna ha pianificato un nuovo progetto denominato *Tyrrhenian Link* che consiste in un'interconnessione *High Voltage Direct Current* (HVDC) tra la terraferma e le due isole Sicilia e Sardegna. Questo nuovo HVDC è stato progettato per integrare le risorse FER previsionali nel sistema elettrico italiano e, allo stesso tempo, aumentare la sicurezza del funzionamento nelle due isole, incrementando anche l'adeguatezza del sistema elettrico e riducendo al minimo la quantità di capacità termoelettrica necessaria. Questo articolo descrive in dettaglio gli studi e le attività necessarie per la valutazione dell'HVDC, compresi gli studi di pianificazione dal punto di vista della progettazione del sistema

che si concentrano sia sul sistema *Alternate Current* (AC) che sul sistema HVDC, nonché i vantaggi che porterà al sistema elettrico italiano, dal punto di vista tecnico ed economico.

Progettazione preliminare e dimensionamento HVDC

I sistemi elettrici della Sardegna e della Sicilia sono caratterizzati da pochi impianti di generazione termoelettrica, di grande taglia e in parte vetusti, e da una forte presenza di FER non programmabili in costante aumento.

Il sistema elettrico sardo presenta caratteristiche uniche rispetto a quello continentale, principalmente:

- presenza di grandi impianti di generazione, i quali possono causare notevoli perturbazioni in caso di guasto;
- sistema AC asincrono rispetto al resto d'Italia (quindi un HVDC è l'unico modo per collegare la Sardegna con altre aree);
- un'unica dorsale a 400 kV (il tratto più lungo misura circa 155 km) che collega il nord della Sardegna alla zona industriale di Cagliari, dove è collocata la centrale di Sarlux (560 MW).

La Sicilia è attualmente caratterizzata da:

- un parco termoelettrico di circa 5 GW, parzialmente inefficiente e vetusto, costituito da impianti must-run il cui funzionamento è fondamentale per garantire la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico;
- una rete non sufficientemente magliata con quella del continente: l'isola è interconnessa soltanto attraverso due collegamenti AC, che sono collegati alle stesse stazioni elettriche;
- impossibilità di raggiungere dalla Sicilia le zone Sud e Centro Sud via terra con un ulteriore collegamento;
- un'elevata sensibilità ai disturbi di rete, accresciuta da una scarsa disponibilità di risorse per il controllo della tensione;
- un sistema di trasmissione costituito da un'unica dorsale a 400 kV - che collega l'area nord-orientale con il polo industriale del sud-est - e da un anello 220 kV caratterizzato da una capacità di scambio limitata.

Per superare molti di questi vincoli e limitazioni, è stato scelto un collegamento HVDC sottomarino, denominato *Tyrrhenian Link*. Il collegamento si compone di due sistemi bipolari dotati di elettrodi marini per una lunghezza

complessiva di 950 km, una potenza di 1000 MW e 4 stazioni di conversione a ± 500 kV DC - *Direct Current*. Il Tyrrhenian Link è composto da due rami, ognuno dei quali è un sistema HVDC bipolare: l'East Link, dalla Sicilia alla Campania (continente), e il West Link, dalla Sicilia alla Sardegna [2].

Descrizione del progetto

I sistemi di trasmissione HVDC sono considerati un fattore chiave per la trasmissione di potenza nei sistemi energetici del futuro, per via di numerosi vantaggi correlati a ciascun progetto. L'HVDC Tyrrhenian Link è stato progettato considerando anche i seguenti vantaggi tecnici nell'analisi effettuata durante la fase di valutazione. In primo luogo, questa tecnologia consente di interconnettere reti asincrone (rete sarda e continentale) o che operano a frequenze diverse e non possono essere sincronizzate. Inoltre, l'adozione di HVDC e la conseguente segmentazione dei sistemi AC in diverse sottoreti collegate tramite collegamenti HVDC potrebbe essere utilizzata per mitigare gli effetti dei guasti a cascata, riducendo il rischio di disalimentazioni localizzate del sistema AC [4-5]. Inoltre, un sistema HVDC è in grado di migliorare il comportamento dinamico complessivo del sistema attraverso un opportuno sistema di controllo, adottando in particolare la tecnologia VSC - *Voltage Source Converter*. Il controllo della tensione del collegamento HVDC-VSC può essere utilizzato per smorzare le oscillazioni della rete AC e le oscillazioni inter-area, supportando e migliorando la stabilità dinamica e transitoria della rete, agendo in modo simile ai sistemi di controllo dei generatori sincroni, con una risposta rapida ed efficace. Il sistema HVDC può anche fornire servizi di supporto in frequenza, ad esempio ad altre reti asincrone come la Sardegna, utilizzando un opportuno controllo del flusso di potenza attraverso il collegamento. I sistemi HVDC-VSC possono essere ben integrati in una rete AC sincrona e possono offrire un notevole miglioramento delle prestazioni del sistema AC. A titolo esemplificativo, i sistemi HVDC non contribuiscono in maniera significativa all'incremento delle correnti di corto circuito sulle reti collegate e non necessitano di apparecchiature AT con accresciuto potere di interruzione. I vantaggi ambientali dell'HVDC includono anche - quando necessario - linee aeree più compatte e una minore fascia di rispetto, quindi un impatto visivo ridotto [6].

La tecnologia HVDC è la soluzione tecnica ed economica più appropriata per la trasmissione a lunga distanza in applicazioni sottomarine e sottomarine [6], a causa dei minori costi di investimento e operativi (rispetto alle soluzioni di cavi AC in progetti a lunga distanza) e con l'introduzione della tecnologia di conversione VSC si ottengono ulteriori vantaggi in termini di black start ed eliminazione dei requisiti in termini di potenza reattiva.

Design tecnico dell'HVDC

Le analisi e gli studi di fattibilità hanno individuato tre punti di connessione (figura 1):

- ❑ L'East Link (circa 480 km) che collegherà il nodo di Caracoli in Sicilia, vicino a Termini Imerese, con una nuova stazione nei pressi dell'esistente stazione elettrica di Montecorvino in Campania;
- ❑ il West Link (circa 470 km), che collega il nodo di Caracoli a quello di Selargius in Sardegna.

I nodi di connessione sono stati selezionati per migliorare l'affidabilità dell'interconnessione delle isole differenziandoli dai punti di interconnessione esistenti (sistemi SAPEI, SACOI e AC per la Sicilia). Il collegamento HVDC, come accennato in precedenza, è progettato in configurazione bipolare, con una potenza nominale di 1000 MW, 4 stazioni di conversione a ± 500 kV di tensione DC ed elettrodi marini. I due link saranno entrambi dotati di una configurazione bi-

polare con elettrodi bidirezionali. Pertanto, in caso di guasto di uno dei due poli, il funzionamento dell'intero ramo sarà solo parzialmente influenzato dal guasto, con il ritorno che sarà garantito attraverso gli elettrodi marini, opportunamente dimensionati.

Ulteriori caratteristiche tecniche di East e West Link sono indicate nella **tabella 1**.

La piena funzionalità e potenzialità del progetto può essere raggiunta soltanto attraverso il suo completo sviluppo, che comprende entrambi i poli per ogni collegamento (Est Link e West Link). Le analisi effettuate attraverso studi di analisi statica e dinamica hanno evidenziato il ottenimento di migliori prestazioni del sistema attraverso:

- ❑ migliore selettività del guasto DC;
- ❑ funzionamento continuo del ramo non affetto da guasti (in caso di guasto di uno dei due collegamenti);
- ❑ migliore flessibilità nelle manutenzioni con possibilità di intervenire su un polo alla volta, vista l'assenza di elementi in comune tra i due rami del collegamento;
- ❑ modularità dell'interconnessione in funzione dell'evoluzione degli scenari di rete.

Per quanto riguarda la progettazione modulare, la configurazione completa consente una maggiore flessibilità e rende possibile l'entrata in esercizio del progetto progressivamente a partire dal 2025. Per quanto riguarda la scelta tecno-

Tabella 1 Caratteristiche del Tyrrhenian Link [3]

Tensione nominale	± 500 kV
Corrente nominale per ogni polo	1000 A
Potenza nominale per ogni polo	500 MW
Potenza massima in configurazione bipolare	1000 MW
Power flow	Bidirezionale

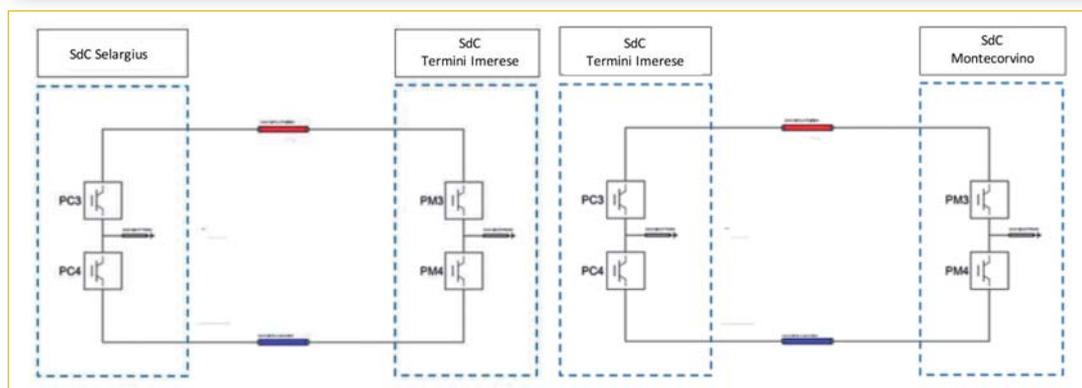


Figura 1 Schema semplificato del ramo Est e Ovest [3]

logica, è stata preferita la configurazione VSC rispetto alla tecnologia *Line Commutated Converters* (LCC) perché risponde in modo più efficace alle seguenti esigenze di rete:

- regolazione della frequenza: capacità di regolare la frequenza di rete senza discontinuità per tutto il range di funzionamento;
- regolazione della tensione: limiti reattivi costanti per tutto il campo di funzionamento;
- funzione black start: possibilità di ripartenza in caso di black-out anche con basse potenze di cortocircuito.

I vincoli operativi della rete sarda legati agli attuali collegamenti HVDC LCC, unitamente al futuro mix di generazione, impongono l'utilizzo della tecnologia VSC al fine di rendere flessibile il sistema elettrico dell'isola. La scelta della tecnologia VSC consente di disporre di convertitori aggiuntivi per creare un futuro sistema DC multiterminale o espandere la rete DC in esame al fine di accogliere il carico o la generazione futura.

Overview degli studi, risultati e discussione

A. Scenario

Il progetto Tyrrhenian Link sarà operativo gradualmente dal 2025 al 2028, pertanto i suoi effetti sul sistema elettrico italiano dovranno essere valutati in base alla data di entrata in servizio. Sono stati presi come anni di riferimento il 2030 e il 2040 per valutare l'impatto del Tyrrhenian Link sul sistema elettrico italiano, come richiesto dall'Autorità italiana ed europea. Tuttavia, per sintesi, in questo documento verrà analizzato e discusso solo il 2030. I principali dati che carat-

terizzano lo scenario programmatico al 2030 sono sintetizzati in **figura 2** per l'Italia nel suo complesso, con un focus su Sicilia e Sardegna.

Per valutare gli impatti sul sistema elettrico italiano del progetto Tyrrhenian Link è stata effettuata l'analisi TOOT - *Take Out One at the Time*. L'approccio TOOT consiste nell'eseguire una simulazione del sistema elettrico con il collegamento inserito nella rete di trasmissione; in seguito, il rinforzo (e tutti i relativi effetti sul sistema di potenza, quali incremento NTC - *Net Transfer Capacity*, contributo alla potenza reattiva, ecc.) viene rimosso dalla rete e la simulazione viene ripetuta. La differenza tra i valori degli indicatori ottenuti con e senza collegamento misura l'impatto sul sistema elettrico del collegamento stesso. L'approccio TOOT è una delle analisi più comuni utilizzate per valutare gli effetti di un rinforzo della rete, ed è accettata sia dall'autorità italiana [7] che da quella europea [8]. Poiché il Tyrrhenian Link è composto da due rami (il primo dalla Sardegna alla Sicilia e il secondo dalla Sicilia alla penisola italiana), la valutazione dei benefici economici apportati da questa nuova infrastruttura è stata effettuata attraverso il cosiddetto TOOT sequenziale (**figura 3**), ovvero, la valutazione di ciascun ramo viene effettuata separatamente, eliminando dalla rete prima l'East Link (Sicilia-penisola italiana) e poi il West Link (Sardegna-Sicilia). Le valutazioni sono state effettuate utilizzando strumenti specifici per il mercato dell'energia (PROMEDGrid®), i servizi ausiliari (MODIS®), l'adeguatezza (GRARE®), l'analisi statica (SPIRA®) e la stabilità dinamica (SICRE®). I risultati ottenuti saranno discussi nelle sezioni successive.

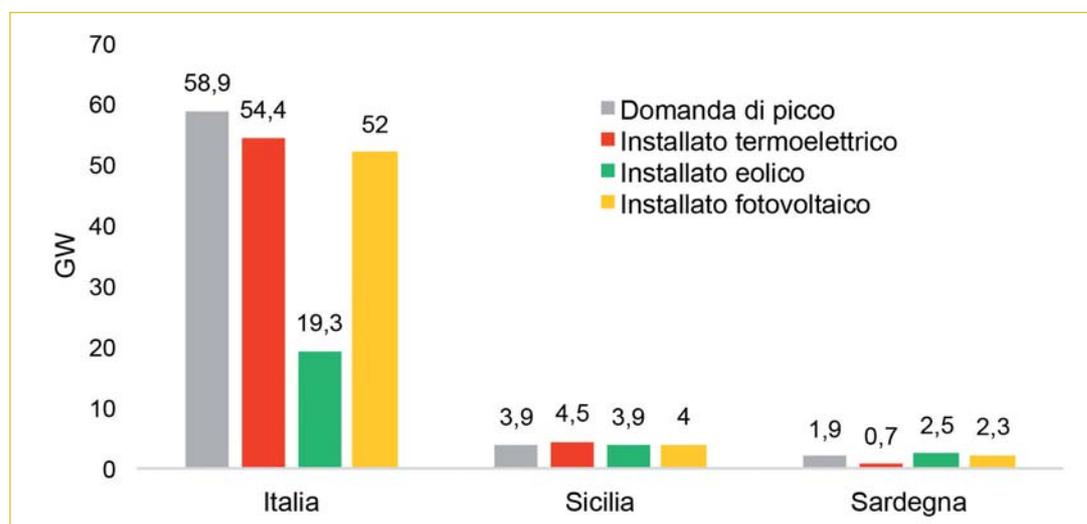


Figura 2 Scenario National Trend 2030: picco della domanda elettrica e capacità installata in Italia e nelle due isole maggiori, Sicilia e Sardegna

B. Analisi statica

Al fine di analizzare il contributo del Tyrrhenian Link sulla rete elettrica siciliana, sono state effettuate analisi statiche di rete previsionali, considerando lo scenario energetico National Trend Italia (NT-IT) previsto all'anno orizzonte 2030 [10]. La rete di riferimento comprende i progetti del Piano di Sviluppo 2021 di Terna previsti al 2030. Le analisi effettuate, condotte su snapshot di rete specifici, si sono basate su condizioni di rete serale estiva, ossia in assenza di generazione fotovoltaica, in presenza di una elevata domanda elettrica e rilevante generazione termoelettrica concentrata nella parte orientale della Sicilia. Queste condizioni sono state identificate come le più stressanti per il funzionamento della rete. Le sensitivity sulla produzione eolica sono state condotte per osservare il comportamento statico della rete durante le condizioni tipiche di ventosità. Nell'analisi statica effettuata sono state considerate tutte le contingenze della rete di trasmissione AT siciliana (figura 4), con particolare attenzione agli elettrodotti 400 kV e 220 kV.

In assenza del Tyrrhenian Link, i risultati mostrano il verificarsi di sovraccarichi, oltre la soglia di sicurezza, sulla rete 220 kV in caso di contingenze critiche sulla rete 400 kV. I sovraccarichi possono essere risolti riducendo la potenza circolante sulla rete siciliana grazie al bypass costituito dal Tyrrhenian Link. L'HVDC consente, inoltre, un ulteriore collegamento con la rete continentale (diverso da quello calabrese) necessario per migliorare il funzionamento elettrico dell'isola, garantendo maggiore sicurezza e l'integrazione della generazione previsionale da FER.

C. Stabilità dinamica

I diversi studi in dinamica hanno evidenziato il vantaggio dovuto all'introduzione del sistema HVDC in una rete AC. In particolare: la segmentazione dei sistemi AC può ridurre il rischio di diffuse disalimentazioni della rete e la controllabilità del trasferimento di potenza può migliorare la stabilità transitoria e oscillatoria. Al fine di valutare il beneficio elettrico generato dall'interconnessione del Tyrrhenian Link, sono

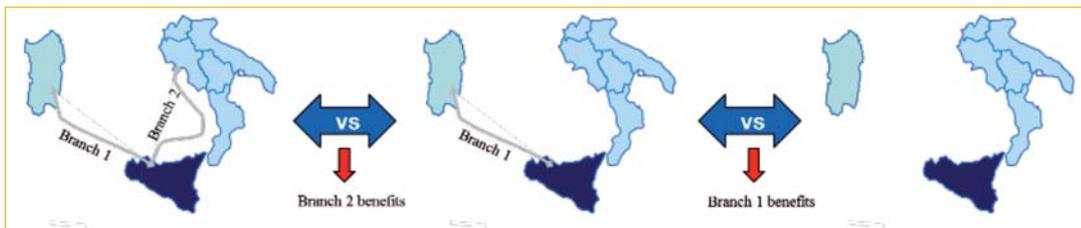


Figura 3 Schema dell'approccio TOOT sequenziale utilizzato per valutare i benefici di ciascun ramo

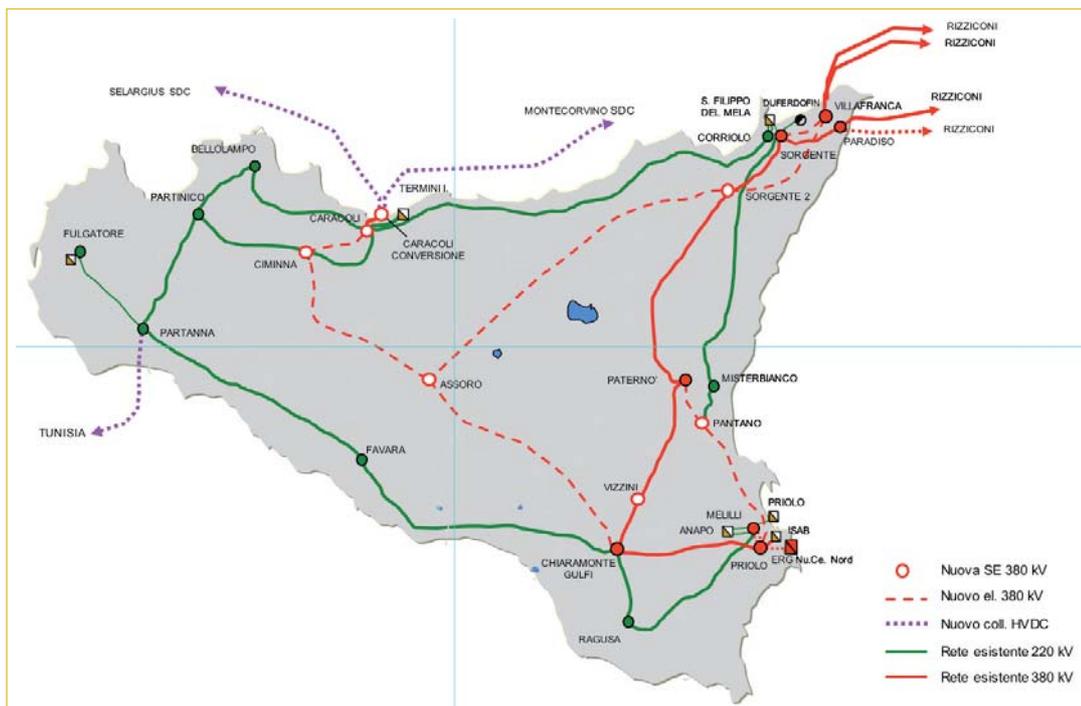


Figura 4 Rete di trasmissione della Sicilia

state effettuate diverse analisi in dinamica per indagare il comportamento della rete elettrica siciliana e italiana in determinate condizioni di esercizio. Le simulazioni dinamiche con e senza Tyrrhenian Link sono state eseguite su due diversi scenari: Scenario A e Scenario B, i quali sono stati ampiamente descritti in [11]. Lo Scenario A (top-down) include tutti i rinforzi di rete previsti al 2030 (in Sicilia si considerano quindi gli elettrodotti 380 kV Chiaramonte G.-Ciminna, Paternò-Pantano-Priolo, Assoro-Sorgente 2 - Villafranca, Caracoli-Ciminna, Bolano-Annunziata e la nuova interconnessione con la Tunisia); per l'installato invece si fa riferimento allo scenario *National Trend Italia* (NT-IT) 2030. Lo Scenario B, invece, è uno scenario bottom-up per cui si è riprodotta sulla rete attuale (2021) una condizione di esercizio caratterizzata da basso carico, elevata produzione RES, limitata energia regolante e transiti importanti tra le sezioni nord-sud, riproducendo eventi di fuori servizio non programmato realmente accaduti al fine di valutare l'effetto che avrebbe avuto la presenza del Tyrrhenian Link. Inoltre, è stato realizzato un ulteriore scenario previsionale C: esso si basa sullo Scenario B e mira ad osservare il contributo dell'interconnessione del Tyrrhenian Link alla stabilità della rete, simulando analogamente eventi realmente accaduti in Italia negli ultimi anni. Lo scenario C include tutti i rinforzi della rete pianificati previsti entro il 2028 ed è caratterizzato da un'elevata produzione FER, basso carico elettrico, bassa disponibilità di capacità regolante e flussi di potenza rilevanti tra le diverse zone di mercato. Le analisi eseguite sono state effettuate con e senza Tyrrhenian Link, prendendo in considerazione il cortocircuito trifase di una linea 400 kV nel centro Italia. In **figura 5** è riportata la frequenza dei nodi più rappresentativi della rete peninsulare italiana, per meglio osservare l'insorgenza di instabilità tra Nord e Sud Italia. L'inclusione dei rinforzi di rete previsti entro il 2028 fornisce un impatto significativo, aumentando l'effetto di smorzamento delle oscillazioni della rete. Tuttavia, è anche possibile notare che la presenza dell'interconnessione del Tyrrhenian Link introduce un ulteriore importante effetto di smorzamento sulle oscillazioni residue, riducendone sensibilmente l'ampiezza e la durata.

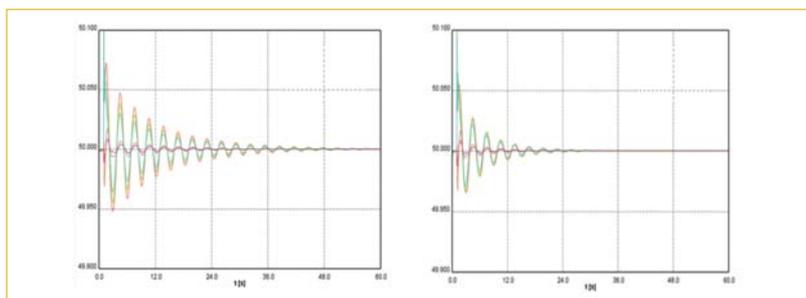


Figura 5 Frequenza [Hz]: sinistra in presenza del Tyrrhenian Link; destra senza Tyrrhenian Link

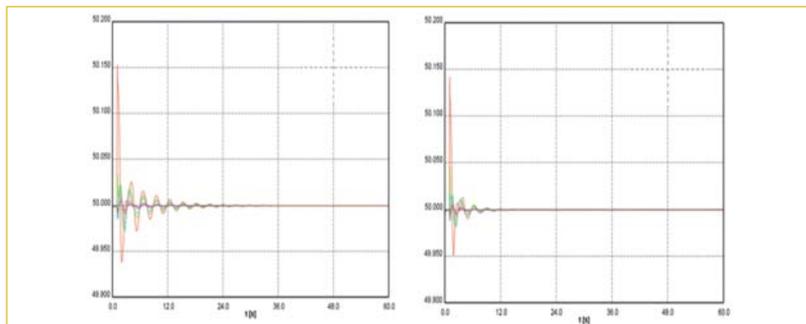


Figura 6 Frequenza [Hz]: sinistra in presenza del Tyrrhenian Link; destra senza Tyrrhenian Link

Analogamente, la stessa analisi è stata effettuata con e senza Tyrrhenian Link prendendo in considerazione questa volta il cortocircuito trifase di una linea a 400 kV nel sud Italia. Anche in questo caso, la presenza del Tyrrhenian Link introduce un ulteriore importante effetto di smorzamento sulle oscillazioni residue, riducendone sensibilmente l'ampiezza e la durata. Analoghe considerazioni possono essere fatte osservando le oscillazioni di frequenza riportate in **figura 6**. Le analisi mostrano l'impatto benefico del Tyrrhenian Link anche in nodi elettrici lontani dall'interconnessione HVDC.

D. Analisi dei benefici elettrici monetizzati

Il Tyrrhenian Link garantirà una capacità di 1000 MW tra la penisola italiana e la Sicilia e di 1000 MW tra la Sardegna e la Sicilia, consentendo una maggiore stabilità e incrementando la sicurezza di approvvigionamento per il sistema elettrico delle isole, elevata flessibilità e una maggiore integrazione FER, con la possibilità di raggiungere gli obiettivi nazionali di policy, anche grazie alla sua modularità e scalabilità. Il Tyrrhenian Link è necessario per:

- incrementare la sicurezza del sistema elettrico delle isole collegandole direttamente con la penisola italiana, garantendo migliori prestazioni dal punto di vista dinamico;
- incrementare le interconnessioni tra Sicilia, Sardegna e penisola italiana favorendo la piena integrazione delle zone di mercato con evidenti benefici in termini di efficienza del mercato;
- garantire la completa dismissione delle centrali a carbone;
- nessuna necessità di centrali termoelettriche essenziali in Sardegna e Sicilia;
- integrare le risorse rinnovabili esistenti e la nuova generazione prevista nelle isole;
- ridurre l'overgeneration (ossia l'energia rinnovabile che in assenza del rinforzo di rete non potrebbe essere trasportata nelle aree in cui essa viene consumata).

Nelle **tabelle 2, 3, 4 e 5** sono riportati i benefici valorizzati nell'analisi costi-benefici del Piano di Sviluppo 2021 di Terna, relativi ai due rami (Est e West) del Tyrrhenian Link. L'East Link è stato valutato considerando la presenza del West Link [2].

E. Comparazione infrastrutturale

A seguito dell'approvazione di ARERA del West Link, avvenuta nel dicembre 2020, è stata condotta una comparazione infrastrutturale tra il solo West Link e la configurazione completa, al

fine di dimostrare ulteriormente la necessità del Tyrrhenian Link in configurazione completa, pianificato come unicum affinché possa funzionare correttamente e portare i massimi benefici. L'analisi riportata mostra, pertanto, che l'assenza di un ramo del Tyrrhenian Link, ed in particolare dell'East Link, rende necessaria l'installazione di ulteriore potenza termoelettrica sulle isole [9].

Gli esiti delle analisi di adeguatezza, statica e dinamica sono le seguenti:

□ la configurazione completa del Tyrrhenian

Link (East e West Link) è l'unica in grado di garantire l'esercizio in sicurezza su entrambe le isole, rendendo possibile la dismissione di 700 MW di capacità termoelettrica e massimizzando l'integrazione delle FER, rispetto alla configurazione con il solo West Link;

□ la configurazione con solo West Link renderebbe necessaria l'installazione di ulteriori 700 MW di capacità termoelettrica (400 MW in Sicilia e 300 MW in Sardegna) per permettere il funzionamento dell'HVDC a piena potenza senza limitazioni e per aumentare la si-

Tabella 2 Benefici dall'analisi Costi Benefici Scenario National Trend 2030: sopra con West Link; sotto con East Link [2]

BENEFICI MONETIZZATI	VAL. [M€]	QUANTITÀ
B1 - Social Economic Welfare (SEW)	- 19	
B4 - Costi evitati o differiti	93	
B5b - Integrazione FER	6	107,87 GWh
B7n - Costi evitati per il mercato dei servizi di dispacciamento (nodale)	- 4	
B7z - Costi evitati per il mercato dei servizi di dispacciamento (zonale)	401	
B18 - Riduzione CO ₂	0.2	
B19 - Riduzione NOx, SOx, PM	- 3	-0,074 kton
BENEFICI MONETIZZATI	VAL. [M€]	QUANTITÀ
B1 - Social Economic Welfare (SEW)	5	
B4 - Costi evitati o differiti	53	
B5b - Integrazione FER	33	591,35 GWh
B7z - Costi evitati per il mercato dei servizi di dispacciamento (zonale)	128	
B18 - Riduzione CO ₂	2	51 kton
B19 - Riduzione NOx, SOx, PM	9	0,245 kton

Tabella 3 Costo della Configurazione completa, East Link e West Link

	COMPLETA	EAST LINK	WEST LINK
Costo totale [M€]	3700	1800	1900
Costo O&M [M€/y]	7	3,4	3,5
Vita utile [y]	40	40	40

Tabella 4 Ipotesi dell'analisi economica

COSTO DI GENERAZIONE DEL TERMOELETRICO A GAS	
Costo d'investimento [M€/MW]	0,65
Costi fissi [€/MW/y]	15000
Costo variabile 2030 [€/MWh]	56,3
Costo variabile 2040 [€/MWh]	76,1

Tabella 5 Risultati del confronto infrastrutturale

CONFIGURAZIONE	CAPACITÀ TERMOELETRICA ADDIZIONALE	Δ INTEGRAZIONE FER 2030	Δ INTEGRAZIONE FER 2040	COSTO TOTALE ATTUALIZZATO
Completa	550 MW	-	-	2,98 B€
West Link	1250 MW	- 600 GWh	- 1400 GWh	3,39 B€

migliorare l'interconnessione

curezza dell'approvvigionamento e l'adeguatezza delle isole;

- ❑ la configurazione solo West Link con capacità termoelettrica aggiuntiva non garantirebbe lo stesso livello di integrazione FER della configurazione Full (la configurazione West Link integrerebbe 1 TWh in meno di generazione FER rispetto alla configurazione Full);
- ❑ la configurazione Full (East e West Link) è la più economica nell'orizzonte temporale selezionato (riduzione dei costi del 10% rispetto alla configurazione solo West Link).

Conclusioni

Questo articolo ha presentato l'analisi completa del Tyrrhenian Link che collegherà la Sardegna, la Sicilia e la penisola italiana. Questo progetto è stato pensato per migliorare l'interconnessione delle isole con la penisola italiana e per diversificare i nodi di collegamento rispetto a quelli esisten-

ti. Sono state eseguite analisi statiche, dinamiche, di adeguatezza ed economiche per dimensionare opportunamente la taglia dei collegamenti HVDC, che consistono in due sistemi bipolari con una potenza nominale di 1000 MW e 4 stazioni di conversione a ± 500 kV DC. Per questo collegamento HVDC è stata selezionata la tecnologia VSC per apportare maggiore flessibilità al sistema elettrico italiano, con particolare riguardo alle isole maggiori. I risultati ottenuti hanno evidenziato l'importanza cruciale del progetto per garantire lo standard di adeguatezza per Sicilia e Sardegna, considerando l'imminente dismissione delle centrali a carbone ed evitando ulteriore nuova capacità termoelettrica in queste regioni. Inoltre, le analisi statiche e dinamiche sottolineano il contributo essenziale del nuovo progetto sia alla stabilità dinamica che alla sicurezza dell'approvvigionamento in caso di eventi di guasto sulla rete AT. Inoltre, i risultati di mercato hanno mostrato che il nuovo progetto apporterà numerosi benefici al futuro sistema elettrico italiano in termini di risparmio sia nel mercato elettrico del giorno prima (MGP) che nel mercato dei servizi di dispacciamento, nonché di integrazione FER e minore fabbisogno di capacità termoelettrica, soprattutto in Sicilia e Sardegna. A seguito dell'approvazione di ARERA del West Link, il confronto infrastrutturale ha mostrato ulteriormente che la configurazione completa è quella che consente maggiori benefici, riduce la necessità di ulteriori centrali termoelettriche e ha un costo inferiore rispetto allo sviluppo del solo West Link, rendendo il Tyrrhenian Link un progetto fondamentale per perseguire l'integrazione delle FER e la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano.

ACRONIMI

DESCRIZIONE

TSO	Transmission System Operator
HVDC	High Voltage Direct Current
VSC	Voltage Source Converter
LCC	Line Commutated Converters
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
AC	Alternate Current
DC	Direct Current
NTC	Net Transfer Capacity
TOOT	Take Out One at the Time
SEW	Social Economic Welfare
NT-IT	National Trend Italia

bibliografia

[1] <https://ukcop26.org/>

[2] <https://www.terna.it/en/electric-system/grid/national-electricity-transmission-grid-development-plan>

[3] <https://www.terna.it/en/projects/public-engagement/Tyrrhenian-link>

[4] H. K. Clark, M. M. El-Gasseir, H. D. Kenneth Epp, A.A. Edris: The application of segmentation and grid shock absorber concept for reliable power grids, *12th International Middle-East Power System Conference*, pages 34-38, 2008, doi: 10.1109/MEPCON.2008.4562303.

[5] H.K. Clark, A.A. Edris, M.M. El-Gasseir, H.D. Epp, A. Isaacs, D. Woodford: Softening the blow of disturbances, *IEEE Power & Energy Magazine*, pages 30-41, Jan/Feb 2008.

[6] D. Van Hertem, M. Ghandhari: Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 14, pages 3156-3163, 2010.

[7] <https://www.arera.it/it/docs/18/692-18.htm>

[8] <https://tyndp.entsoe.eu/documents>

[9] https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/210803_report%20approfondimenti%20East%20Link.pdf

[10] https://download.terna.it/terna/National%20Trends%20Italia%202021_8d8c8fe48cb033f.pdf

[11] F. Del Pizzo, L. Piemonti, T. Baffa Scirocco, P. Capurso, F. Dicuonzo, A. Urbanelli, E. Luciano: Tyrrhenian Link - a paramount project to achieve the decarbonization of the Italian power system, *CIGRE*, Paris, B4-10778, August 2022.

Controllo della frequenza di rete: interazione tra le regolazioni veloci

Marco Raffaele Rapizza, Silvia Canevese, Diego Cirio *Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.*

Per un sistema elettrico con elevata penetrazione di rinnovabili, si indaga l'impatto, sulla frequenza di rete, della regolazione "ultra-rapida" effettuata con sistemi di accumulo elettrochimico e del supporto inerziale fornito dai generatori eolici

Introduzione

La transizione energetica è disciplinata in Italia dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) [1], che prevede 114 GW di capacità produttiva da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) al 2030 (rispetto ai 56 GW del 2020) e una riduzione delle emissioni di gas serra del 51% rispetto al 1990 grazie alla dismissione di tutti gli impianti a carbone a favore di nuove centrali termiche a gas.

L'aumento della produzione da FER e la conseguente dismissione delle grandi centrali elettriche a combustibile fossile conducono a una riduzione sia dell'inerzia meccanica del sistema elettrico sia delle risorse e delle prestazioni di regolazione della frequenza, in particolare, per quanto concerne la regolazione "a salire", ossia quell'incremento di potenza iniettata in rete per compensare le riduzioni di frequenza causate da improvvisi ammanchi. Le variazioni di frequenza risultano così più rapide e più ampie, con potenziali rischi per la sicurezza di esercizio e l'alimentazione del carico.

Gli impianti fotovoltaici ed eolici, infatti, non presentano "naturalmente" contributi inerziali, che possano rallentare la dinamica dei transitori di frequenza consentendo così alla regolazione primaria degli impianti convenzionali di intervenire efficacemente a contenere l'escursione

transitoria di frequenza. Con la regolamentazione attuale, inoltre, gli impianti rinnovabili non programmabili non contribuiscono alla regolazione primaria a salire, per consentire di catturare tutta l'energia primaria disponibile, mentre sono chiamati alla regolazione a scendere solo in casi di perturbazioni severe.

Va inoltre osservato che gli impianti turbogas (TG) presentano in generale una velocità di risposta relativamente limitata nella regolazione primaria della frequenza, in particolare sono in grado di modificare la loro produzione di potenza più lentamente rispetto agli impianti convenzionali a vapore, per i quali questo costituisce una riserva di energia che può essere spesa rapidamente, a contenimento dell'escursione massima di frequenza in transitorio.

Per far fronte a queste criticità Terna, il Gestore della rete di trasmissione italiana, ha lanciato un progetto pilota per testare un servizio di regolazione della frequenza più veloce di quella primaria tradizionale [2]. Questo servizio, denominato "Regolazione Ultra Rapida" (RUR) o *Fast Reserve*, ha lo scopo di migliorare la risposta dinamica del sistema proprio nei primi istanti dei transitori di frequenza. Tra le tecnologie più adatte per lo svolgimento di tale azione di controllo si annoverano i Sistemi di Accumulo elettrochimici basati su batterie (SdA).

Il Codice di Rete (Allegato A.17 [3]), inoltre, prevede la possibilità, in caso di sotto-frequenza, di un'azione di regolazione transitoria rapida a salire da parte dei generatori eolici (denominata "inerziale" in A.17, sebbene non sia una funzione esplicita del gradiente della frequenza). Questa azione di controllo può essere ottenuta tramite la modulazione dell'angolo di inclinazione (*pitch*) delle pale o estraendo parte dell'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti, in base alle condizioni operative pre-guasto dei generatori eolici. Nel seguito, questa funzione di regolazione sarà chiamata "Supporto Inerziale di potenza fornito dagli impianti Eolici" (qui denominato SIE).

In questo lavoro, come prosecuzione di quanto già proposto in [4], si svolge un'analisi degli schemi di controllo RUR e SIE per confrontare le loro prestazioni nella regolazione della frequenza del sistema e per identificare la presenza di interazioni reciproche durante i transitori di frequenza. In particolare, sono effettuate simulazioni di grandi squilibri di potenza con riferimento al sistema elettrico sardo in uno scenario al 2030, coerente con le principali ipotesi previste per la transizione energetica nazionale (cfr. [1]). Il sistema sardo rappresenta un caso di studio interessante, in quanto relativamente piccolo e connesso a quello continentale solo tramite collegamenti in corrente continua HVDC (*High Voltage Direct Current*).

A seguire si propongono, nell'ordine, una descrizione dello scenario e delle condizioni operative relative prese in esame, una breve descrizione dei modelli del sistema elettrico e dei controllori implementati, i principali risultati delle simulazioni dinamiche e alcune osservazioni di commento.

Scenario di studio e condizione di esercizio

Per la valutazione delle prestazioni delle regolazioni veloci offerte dagli aerogeneratori e/o dai sistemi di accumulo elettrochimico è stata individuata una condizione di esercizio del sistema elettrico sardo, in uno scenario 2030 in linea con le principali ipotesi prospettate per la transizione energetica nazionale (cfr. [1]).

Lo scenario si basa sull'ipotesi di dismissione delle unità di generazione alimentate a carbone di Fiume Santo (640 MW) e del Sulcis (590 MW). Tali unità di produzione si suppone siano sostituite da tre nuovi gruppi termoelettrici a gas naturale (un turbogas a ciclo aperto da 100 MW, un ciclo combinato cogenerativo da 80 MW e un ciclo combinato da 250 MW).

Si adottano inoltre le seguenti assunzioni: il mantenimento in esercizio dell'esistente impianto di gassificazione integrato con ciclo combinato (IGCC) della raffineria di Sarroch (550 MW); una capacità installata di generazione idroelettrica disaccoppiabile pari a 154 MW; il mantenimento dell'impianto idroelettrico di pompaggio esistente di Taloro (± 207 MW generazione/pompaggio); una capacità installata di sistemi di accumulo elettrochimico pari a 100 MW, con 200 MWh di energia nominale (ipotizzata completamente disponibile, per semplicità).

Per quanto riguarda i collegamenti dell'isola, si sono considerati i due sistemi in corrente continua HVDC LCC (*Line Commutated Current*) verso il continente: SA.CO.I. (Sardegna-Corsica-Italia) da 2×200 MW e SA.PE.I. (Sardegna-Penisola Italiana) da 2×500 MW; e il collegamento in alternata verso la Corsica, attraverso il cavo sottomarino Sar.Co. tra Santa Teresa di Gallura (IT) e Bonifacio (FR) con capacità massima di trasporto pari a 100 MW. Lo scenario non include ancora il collegamento HVDC Tyrrhenian Link fra la Sardegna e la Sicilia, previsto da Terna; pertanto, i risultati di simulazione qui riportati possono essere considerati più conservativi.

Inoltre, considerando la generazione rinnovabile si suppone

- una capacità installata di generazione eolica pari a 2,4 GW, con produzione annua di energia pari a 3,99 TWh;
- una capacità installata di generazione fotovoltaica pari a circa 2 GW, con produzione annua di energia pari a 3,24 TWh;
- una capacità installata di impianti a biomassa pari a 85 MW e una capacità installata di impianti idroelettrici ad acqua fluente di 20 MW, con una produzione complessiva annua di circa 0,83 TWh.

Infine, il carico orario lordo medio è stimato pari a 980 MW.

Lo scenario 2030 è stato analizzato mediante simulazioni orarie di Mercato elettrico del Giorno Prima (MGP) condotte mediante lo strumento di RSE "sMTSIM" (*stochastic Mid-Term Simulator*) [5] che permette di calcolare con risolu-

zione oraria il risultato del mercato mediante minimizzazione dei costi di esercizio del sistema elettrico italiano, a partire da un modello zonale di quest'ultimo.

Per ciascuna ora del 2030 si è ricavata, a seguire, la condizione di esercizio del sistema sardo, a partire dai valori orari del carico, associati allo scenario, e della generazione dispacciata ottenuta come risultato delle simulazioni di mercato elettrico.

Al fine di valutare l'effettiva importanza delle regolazioni veloci, si è individuata una situazione critica, caratterizzata da basso *export* dalla Sardegna e conseguente limitata banda di regolazione a salire da parte dei collegamenti HVDC (riduzione dell'*export* fino al minimo tecnico, nell'ipotesi di inibizione dell'inversione rapida della potenza).

In particolare, si è individuata una condizione di esercizio (serale estiva - sabato 28 luglio 2030 ore 21) in cui il SA.CO.I. esporta 100 MW e il SA.PE.I. esporta 166 MW. Inoltre, per questa ora, la potenza generata totale è pari a 1.644 MW, di cui 452 MW di eolico, e complessivamente il carico è pari a 1.378 MW, considerando il fabbisogno della Sardegna, l'*export* verso la Corsica mediante il Sar.Co. e le perdite. La composizione del margine di riserva è riportata in **figura 1**.

L'evento simulato è la perdita di 200 MW generati dalla UP (*Unità di Produzione*) più grande, un ciclo combinato da 250 MW.

Cenni al modello del sistema elettrico e dei nuovi sistemi di regolazione implementati

Si è implementato un modello semplificato del sistema elettrico sardo che si basa principalmente su un equivalente "monosbarra" e su una descrizione della dinamica delle variazioni di potenza delle varie tipologie di impianto che partecipano alla regolazione. A questo proposito si è considerato che la regolazione primaria di frequenza tradizionale sia effettuata dai tre grandi impianti termici, dall'impianto idroelettrico di Taloro e dai collegamenti HVDC. Per quanto riguarda, invece, la regolazione secondaria, essa è effettuata dai medesimi impianti che svolgono la regolazione primaria ad eccezione dell'impianto di Taloro. Le regolazioni di frequenza innovative, infine, si assumono fornite dagli impianti eolici e da SdA, in termini, rispettivamente, di supporto "inerziale" e di regolazione ultra-rapida. A seguire si riportano le caratteristiche principali dei singoli sotto-sistemi modellati.

Modello del sistema elettrico

Il sistema elettrico della Sardegna è relativamente piccolo; è perciò ragionevole considerare un modello equivalente monosbarra, per cui la variazione di frequenza di rete (Δf) a seguito di uno sbilancio di potenza elettrica deriva dalla nota *swing equation* linearizzata:

$$\Delta f = \frac{f_n}{T_a P_n} \int (\Delta P_m - \Delta P_e) dt \quad (1)$$

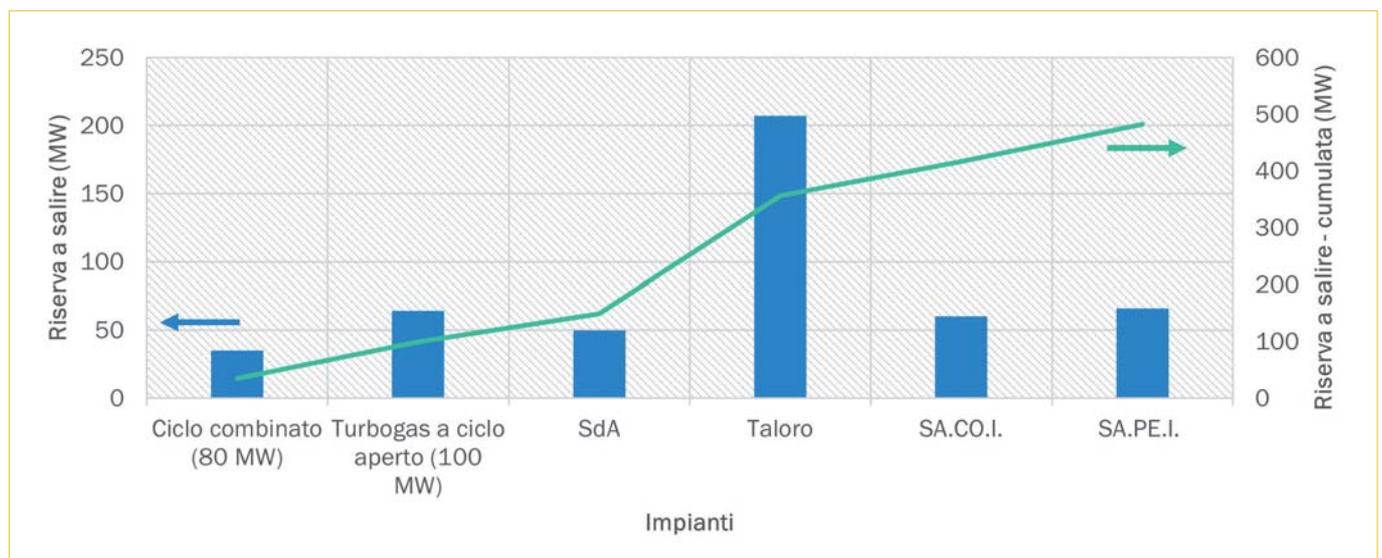


Figura 1
Composizione del margine di riserva a salire

ove f_n è la frequenza nominale di rete (50 Hz), T_a , misurato in secondi, è il tempo di avviamento equivalente della rete e P_n (MW) è la potenza nominale dei generatori che contribuiscono a costituire l'inerzia meccanica del sistema.

Nello scenario simulato, la potenza nominale P_n è pari a 2.531 MW. Il tempo di avviamento T_a è pari a 9,89 secondi.

Per il calcolo del tempo di avviamento equivalente e della potenza nominale complessiva è stato considerato anche il contributo di inerzia fornito dai compensatori sincroni. In particolare, si sono considerati i due compensatori di Codrongianos da 250 MVA con T_a pari a 3 s e tre compensatori sincroni da 250 MVA (due a Selargius e uno a Codrongianos) equipaggiati con volano e caratterizzati da T_a pari a 14 s.

Modello della regolazione ultra-rapida effettuata da SdA

Per modellare la risposta ultra-rapida dei SdA alle deviazioni di frequenza, si è fatto riferimento alle principali specifiche tecniche del servizio introdotto da Terna in via sperimentale mediante il progetto pilota *Fast Reserve* (cfr. [2,6]). Il servizio prevede in generale di poter modulare la potenza attiva secondo due modalità, le cui richieste si sommano per ottenere la variazione di potenza complessiva: una modalità prevede la risposta, secondo una predefinita curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$, a un errore di frequenza misurato Δf ($\Delta f = f - f_n$); l'altra consiste nell'inseguimento di un *set-point* di pilotaggio inviato da Terna. Qui si è presa in esame solo la prima.

Per lo svolgimento del servizio secondo la curva $\Delta f - \Delta P$, occorre ricordare che la risposta deve essere simmetrica, continua e automatica in potenza, secondo la curva (si veda la **figura 2**), che è costituita principalmente da una legge proporzionale ed è quindi strutturalmente simile a quella per la regolazione primaria tradizionale. Nel **riquadro 1** "Progetto pilota Fast Reserve: principali specifiche" si descrive la logica di regolazione $\Delta f - \Delta P$ per la *Fast Reserve*. Per essa e per la caratteristica, nelle simulazioni si sono scelti i valori di *default* dei parametri e, riguardo al meccanismo di compensazione della banda morta, un semplice segmento di "raccordo" con la parte lineare della caratteristica che si ha per Δf superiore a Δf_1 (isteresi trascurata).

Le tempistiche stabilite dal regolamento, pur essendo molto più rapide

di quelle richieste per la regolazione primaria tradizionale, si possono ritenere perfettamente compatibili con il funzionamento di un sistema di accumulo elettrochimico basato su batterie; pertanto, nelle simulazioni si è adottato un modello di sistema di accumulo "ideale", in grado di effettuare senza alcun ritardo gli scambi di potenza richiesti per il servizio, nonché di effettuarli in modo esatto, senza discrepanze tra potenza richiesta e potenza effettivamente scambiata. Tali discrepanze si potrebbero presentare, ad esempio, se si raggiungessero i limiti superiore o inferiore della disponibilità di energia della batteria stessa, cosa che potrebbe accadere se vi fossero richieste di regolazione prolungate; tuttavia, per il servizio di *Fast Reserve* si richiede al massimo la disponibilità di una quantità di energia, a salire e a scendere separatamente, pari a 15 minuti alla potenza P_{ass} assegnata per lo svolgimento del servizio stesso, condizione che risulta soddisfatta assumendo, ad esempio, un SdA caratterizzato da potenza nominale coincidente con P_{ass} ed energia nominale pari a $0,5 \text{ h} \cdot P_{ass}$ e con contenuto energetico pari a $0,25 \text{ h} \cdot P_{ass}$ all'inizio del transitorio simulato. Nel caso in esame, avendo adottato, per il SdA equivalente disponibile caratterizzato da potenza nominale 100 MW ed energia nominale 200 MWh, un punto di lavoro 50 MW e un contenuto energetico iniziale pari a 100 MWh, si può assumere $P_{ass} \leq 50 \text{ MW}$, pertanto il requisito sul quantitativo di energia disponibile nelle due direzioni risulta al massimo di 12,5 MWh. Nelle simulazioni (si veda la sezione successiva), il requisito sull'energia disponibile risulta non critico in quanto si è scelta P_{ass} ben al di sotto di 50 MW e la regolazione ultra-rapida è attiva per pochi minuti.

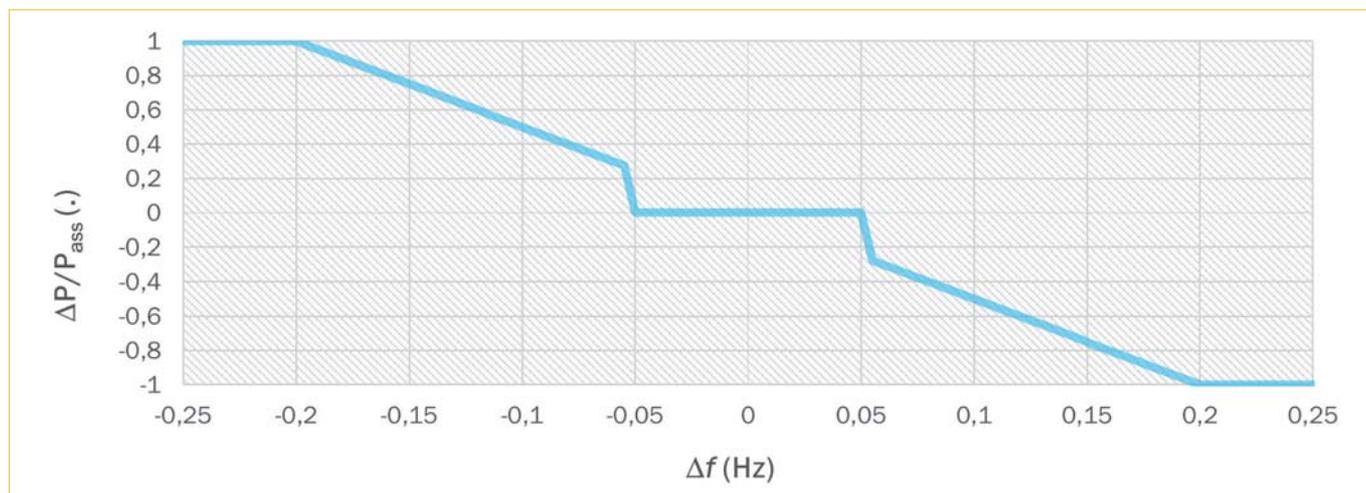


Figura 2
Curva caratteristica $\Delta f - \Delta P$ qui adottata per la regolazione ultra-rapida

Riquadro 1 Progetto pilota Fast Reserve: principali specifiche

Nel regolamento del progetto pilota si stabilisce che:

- la curva $\Delta f - \Delta P$ prevede due soglie di attivazione:
 - una soglia di prima attivazione (soglia Δf_1), corrispondente ad una *banda morta* intenzionale, che vale di *default* 50 mHz ma che è tarabile nell'intervallo [0, 500] mHz con risoluzione di 5 mHz; al superamento della banda morta intenzionale, sono previsti sia un meccanismo di isteresi, per evitare continue inserzioni/disinserzioni del controllo per valori di Δf attorno alla soglia Δf_1 , sia un meccanismo di compensazione/recupero del contributo di regolazione non fornito entro la banda morta (cfr. anche Allegato A.15 del Codice di Rete [7]);
 - una soglia di saturazione (soglia Δf_2), che vale di *default* 200 mHz ma che è tarabile nell'intervallo (Δf_1 , 1000] mHz con risoluzione di 5 mHz; oltre tale soglia si richiede di mantenere la variazione di potenza effettuata, finché permane la condizione di superamento della soglia e per tutto il tempo ammesso dalla disponibilità energetica residua.
- Tra le due soglie vi è la parte rettilinea della curva caratteristica (controllo proporzionale), ove la variazione di potenza per la regolazione è definita come $\Delta P_{reg\Delta f} = -K_R \Delta f$: $K_R = k \cdot P_{ass}$ è l'energia regolante, P_{ass} la potenza assegnata per lo svolgimento dei servizi e k la costante per la regolazione; k è tarabile nell'intervallo [0, 20] p.u./Hz con risoluzione di 0,1 p.u./Hz e assume come valore di *default* 5 p.u./Hz. A differenza di quanto succede oltre la soglia di saturazione, la regolazione tra le due soglie è richiesta solo per un tempo limitato $t_{reg\Delta f1}$, fissato a 30 s.

La logica della regolazione $\Delta f - \Delta P$ si può così riassumere:

- se l'errore di frequenza Δf è, in valore assoluto, superiore a Δf_1 , è richiesto un contributo in potenza $\Delta P_{reg\Delta f} = -K_R \Delta f$, ossia proporzionale a Δf ; se l'errore di frequenza Δf è, in valore assoluto, superiore a Δf_2 , invece, il contributo in potenza richiesto è costante e pari a $\Delta P_{reg\Delta f} = -K_R \Delta f_2$;
- se permane la condizione $\Delta f_1 \leq |\Delta f| < \Delta f_2$ (errore di frequenza, in valore assoluto, tra le due soglie) per un tempo $t_{reg\Delta f1}$ pari a 30 s, dopo tale tempo non occorre più seguire la caratteristica $\Delta f - \Delta P$, ma è prevista l'esecuzione di una derampa in potenza, per portarsi dal valore corrente di $\Delta P_{reg\Delta f}$ fino a $\Delta P_{reg\Delta f} = 0$ in un tempo pari a $t_{reg\Delta f2}$; $t_{reg\Delta f2}$ vale di *default* 300 s, ma è impostabile tra 1 e 900 s con risoluzione 1 s;
- a valle della derampa, si ha un tempo di inibizione alla riattivazione, indicato con $t_{reg\Delta f3}$ (che vale di *default* 200 s, ma è impostabile tra 0 e 300 s con risoluzione 1 s), per deviazioni di frequenza prolungate di modulo superiore a Δf_1 e inferiore a Δf_2 ; pertanto, se la deviazione di frequenza rientra entro la banda morta (soglia Δf_1) per un tempo pari ad almeno $t_{reg\Delta f3}$, la logica di intervento deve essere nuovamente attivata;
- se l'errore di frequenza cambia segno e supera, sempre in valore assoluto, il valore Δf_1 , si devono interrompere le funzioni di derampa e di inibizione, per intervenire immediatamente in regolazione nel verso opposto, come richiesto appunto dal nuovo errore di frequenza.

La risposta deve essere senza ritardi intenzionali, avviarsi in un tempo non superiore a 300 ms dall'evento scatenante e attivarsi pienamente entro 1 s dall'evento; inoltre, si deve poter effettuare qualunque inversione dell'attivazione, senza smettere di svolgere il servizio, nel tempo di risposta massimo di 1 s.

Modello degli impianti eolici e contributo inerziale in sotto-frequenza

Per simulare la regolazione di frequenza dell'eolico si è considerato un modello adatto alla simulazione fasoriale di un parco eolico da 9 MW composto da generatori *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) da 1,5 MW. Il modello è disponibile in Matlab/Simulink® [8] e la caratteristica potenza/velocità per ogni generatore è riportata in **figura 3**. Si nota che la modalità di funzionamento del generatore eolico è determinata dalla velocità del vento e, in particolare, si evidenziano due modalità di funzionamento: l'una in cui la potenza è circa proporzionale alla

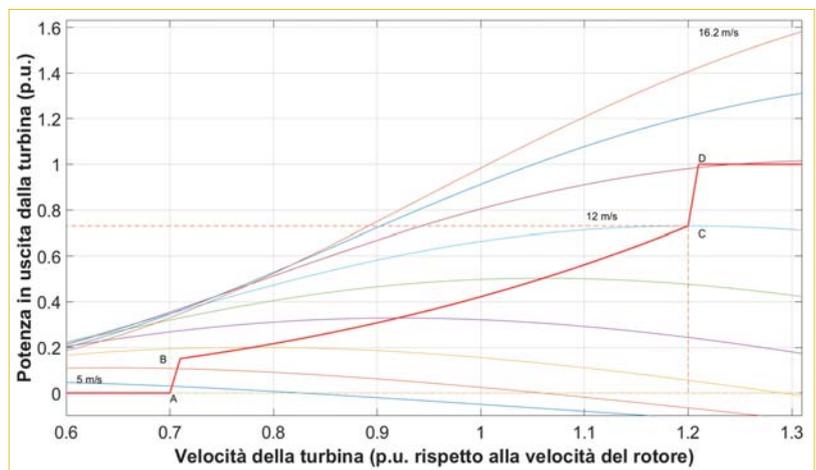


Figura 3 Caratteristica potenza/velocità di rotazione della turbina eolica per inclinazione nulla dell'angolo di pitch

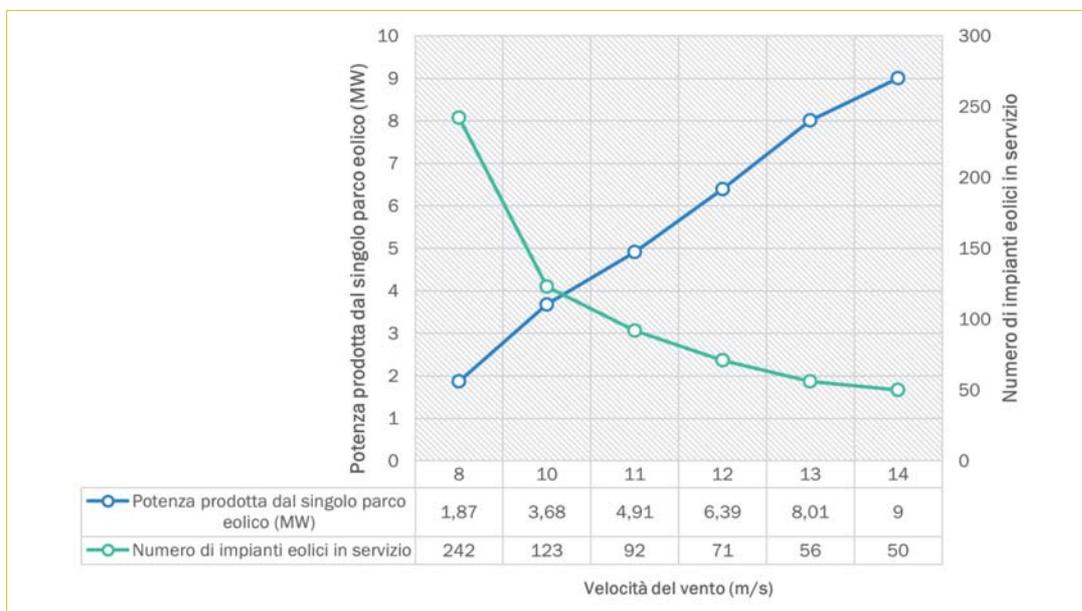
velocità del rotore (per bassa velocità del vento), l'altra in cui la potenza è costante rispetto alla velocità del rotore (per alta velocità del vento).

Per semplicità si è assunto che tutti i generatori eolici dell'isola siano identici e soggetti alla stessa velocità del vento. A partire dal valore di potenza eolica totale generata, che proviene dalla simulazione del mercato del giorno prima, si è quindi ricavato il numero di parchi da 9 MW in servizio. In particolare, in **figura 4** si riportano le potenze prodotte dal parco eolico di rife-

rimento, tramite le quali si può stimare il numero di impianti in servizio nella condizione di esercizio considerata. Nel caso in esame la potenza eolica prodotta è pari a 452 MW.

A seguire, si considereranno due valori della velocità del vento, così da studiare entrambe le modalità di funzionamento dell'impianto eolico: per la modalità in cui la potenza è circa proporzionale alla velocità, si assume una velocità del vento pari a 8 m/s, perciò si avranno in servizio 242 impianti; per la modalità in cui la potenza è

Figura 4
Potenza prodotta e numero di impianti eolici in servizio in relazione alla velocità del vento



Riquadro 2 Supporto inerziale dell'eolico: principali specifiche

Nell'allegato A.17 del Codice di Rete si stabilisce che:

"Gli impianti eolici devono essere predisposti per poter fornire su richiesta del Gestore una funzionalità di risposta inerziale attiva in caso di transitori di sotto-frequenza. Il sistema di controllo degli aerogeneratori dovrà prevedere un anello di regolazione che permetta, in funzione dello scostamento di frequenza, l'erogazione di una risposta inerziale modificando le logiche di regolazione. Per un tempo predefinito dovranno essere erogati valori di potenza più elevati a spese di una minore velocità di rotazione (zona di funzionamento per potenza inferiore alla potenza nominale) o variando l'angolo di pitch (zona a potenza costante)."

"È richiesto che tale sistema inizi ad operare per discesa della frequenza al di sotto di un valore di riferimento regolabile nell'intervallo [49,5 Hz; 50 Hz] con passo 0,05 Hz e valore di default pari a 49,8 Hz.

L'intervento di tale modalità ha priorità sui set-point e limitazioni impostati e sulle altre regolazioni della frequenza. L'attivazione della funzione deve avvenire nel minor tempo possibile senza ritardi intenzionali."

"È richiesta l'erogazione di un surplus di potenza pari a un valore regolabile fra [0; 10% della potenza nominale disponibile] con valore di default pari a 6%."

"A seguito dell'erogazione del surplus di potenza, in caso di funzionamento nella zona a potenza inferiore alla potenza nominale, occorre ripristinare le condizioni di ottimo riaccelerando il rotore della turbina eolica. Tale processo (recovery) deve avvenire in maniera graduale al verificarsi di una delle seguenti condizioni:

- ritorno della frequenza al di sopra del valore di attivazione;
- superamento di un tempo limite regolabile dall'inizio del transitorio (tempo di recovery). Tale tempo deve essere regolabile tra i valori [0 s; 30 s]; con valore di default 10 s.

In caso di funzionamento degli aerogeneratori nella zona a potenza costante, non è necessario il recovery.

La maggior produzione deve essere quindi sostenuta quanto più possibile dai dimensionamenti elettrici e termici degli aerogeneratori, ma comunque per un tempo di almeno 10 s."

costante rispetto alla velocità del rotore, si assume una velocità del vento pari a 14 m/s, con 50 impianti in servizio. Nella discussione dei risultati di simulazione, si farà riferimento all'impianto eolico equivalente complessivo.

Per quanto riguarda lo schema di regolazione adottato in caso di sotto-frequenza, si fa riferimento all'Allegato A.17 del Codice di Rete di Terna (cfr. [3]), ove si definisce il supporto che le centrali eoliche devono essere in grado di fornire al sistema. Nel riquadro 2 "Supporto inerziale dell'eolico: principali specifiche" sono riportate le principali indicazioni per l'implementazione del supporto inerziale dell'eolico.

Modelli di regolazione per gruppi termoelettrici, idroelettrici e HVDC

Per quanto riguarda la regolazione di frequenza tradizionale finalizzata al contenimento delle deviazioni di frequenza (regolazione primaria e secondaria), gli attuali fornitori di riserva in Sardegna sono essenzialmente la generazione programmabile termoelettrica e idroelettrica (quest'ultima solamente abilitata per la regolazione primaria), unitamente ai collegamenti HVDC verso il continente SA.CO.I. e SA.PE.I..

Per quanto riguarda i cicli combinati, l'impianto di Sarroch non si considera in regolazione a causa della dinamica troppo lenta del gasificatore. Per gli altri impianti si assume che il servizio di regolazione primaria sia demandato all'unità turbogas.

Al fine di modellare le principali dinamiche degli impianti che partecipano alle regolazioni primaria e secondaria nello scenario considerato, si è così proceduto. Per gli impianti termoelettrici, alimentati a gas, si è adottato il modello di Rowen di turbina a gas [9], imponendo una variazione massima di potenza meccanica pari a 20 MW/min (coerente con [10]) e uno statismo permanente in regolazione primaria pari al 6%.

Il modello per l'impianto idroelettrico è lo *Standard Hydro Turbine Governor Model* (HY-GOV) dell'IEEE, che simula la componente idraulica (condotta) e il controllo della potenza meccanica mediante le valvole di adduzione [11]; si è imposto per la regolazione primaria uno statismo permanente del 4%.

I due collegamenti in corrente continua sono stati abilitati a svolgere la regolazione primaria e

secondaria imponendo una dinamica di intervento simile a quella tipica di un impianto a vapore tradizionale, mediante la seguente legge di controllo:

$$\Delta P_{ref,HVDC,i}(s) = -k_i \cdot \frac{1 + 3,3s}{1 + 10s} \cdot \Delta f(s) \quad (2)$$

dove k_i rappresenta l'energia regolante disponibile per il singolo collegamento HVDC. Facendo riferimento a una macchina virtuale equivalente di 4.500 MW con statismo permanente del 5%, l'energia regolante complessiva, pari a 1.800 MW/Hz, è stata ripartita tra i due sistemi HVDC in base alla rispettiva taglia nominale (ottenendo quindi 1.286 MW/Hz per il SA.PE.I. e 514 MW/Hz per il SA.CO.I.).

Per entrambi i collegamenti HVDC si considera un minimo tecnico pari al 10% della potenza nominale (necessario per la tecnologia LCC). Si esclude inoltre, per la regolazione di frequenza, il ricorso all'inversione rapida di potenza, che sarebbe discontinua a causa del minimo tecnico e comporterebbe un elevato stress per i componenti della sezione in corrente continua.

Si osserva, infine, che, in ogni regolatore primario, si è inserita una banda morta, unitamente ad un meccanismo di compensazione, per non considerare variazioni di frequenza di ampiezza inferiore a 10 mHz; tale banda morta ha effetto anche sul regolatore secondario.

Generazione del segnale di livello per la regolazione secondaria

Il segnale di livello percentuale, $L\%$, è calcolato con le seguenti relazioni a partire dall'errore di frequenza:

$$L\% = -\frac{100}{BR} L + 50 \quad (3)$$

$$L = \frac{k_{rs}}{T} \int \Delta f,$$

ove BR è la banda di regolazione complessiva, T è la costante di tempo dell'integratore, considerata pari a 66,67 s in modo da disaccoppiare nel tempo la regolazione primaria e la secondaria, e k_{rs} è il guadagno dell'integratore, che per il principio di separazione delle aree di Quazza è pari all'energia regolante della regolazione primaria [12]. In base a quanto prescritto dal Codice di Rete, si è imposta una limitazione di gradiente al segnale di livello: esso può coprire l'intera escursione 0-100% in 100 s.

La variazione di potenza imposta dalla regolazione secondaria alla singola risorsa è determinata dal segnale di livello percentuale, proveniente dal controllore centrale, moltiplicato per una costante pari a $2 \cdot SB/100$, ove SB è la semi-banda di regolazione disponibile all'impianto. Tale valore, stabilisce il Codice di Rete, deve essere non inferiore al:

- maggiore fra 10 MW e il 6% della potenza massima erogabile, per le unità termoelettriche;
- 15% della potenza massima erogabile, per le unità idroelettriche.

Nel presente modello si pone, per semplicità, come semi-banda di regolazione dell'impianto, l'intero margine di riserva determinato dalla differenza tra la potenza massima e il punto di lavoro.

Risultati della simulazione dinamica a seguito di sbilanciamento

Al fine di confrontare l'efficacia delle azioni di controllo innovative, per entrambe le modalità di funzionamento dell'eolico, si porranno a confronto quattro situazioni in cui si modifi-

cherà la ripartizione della potenza massima fornita da RUR e SIE, mantenendo costante la potenza massima complessiva scambiata da RUR e SIE (tabella 1).

Al fine di operare un confronto coerente, per ricavare la potenza massima disponibile per le regolazioni veloci si sono esaminati anzitutto i vincoli relativi agli impianti eolici.

Precisamente, considerando

1. un contributo nullo della regolazione ultrarapida;
2. un tempo massimo pari a 10 s in cui il surplus di potenza deve essere erogato;
3. una velocità minima raggiungibile dal rotore pari a 0,7 p.u., per evitare lo spegnimento dell'impianto, con una velocità del vento pari a 8 m/s (tratto BC della caratteristica mostrata in figura 3),

la potenza massima erogabile dagli impianti eolici per fornire il supporto inerziale è pari a circa 37 MW. Tale valore di potenza sarà il riferimento limite per la potenza massima raggiungibile dalle regolazioni veloci. In altre parole, le percentuali riportate nella tabella 1 sono calcolate rispetto a tale valore; pertanto,

- in caso di SIE abilitato e RUR disabilitata, la massima variazione di potenza eolica per SIE sarà di circa 37 MW;
- in caso di RUR abilitata e SIE disabilitato, la massima variazione di potenza di SdA per RUR sarà di circa 37 MW;
- in caso di abilitazione sia del SIE sia della RUR, sia la massima variazione di potenza

Tabella 1 Simulazioni a confronto per i casi analizzati; le percentuali sono riferite alla totale potenza massima fornita dalle due regolazioni RUR e SIE

SIMULAZIONE	POTENZA MASSIMA RUR	POTENZA MASSIMA SIE
1 RUR disabilitata, SIE disabilitato	0%	0%
2 RUR abilitata, SIE disabilitato	100%	0%
3 RUR disabilitata, SIE abilitato	0%	100%
4 RUR abilitata, SIE abilitato	50%	50%

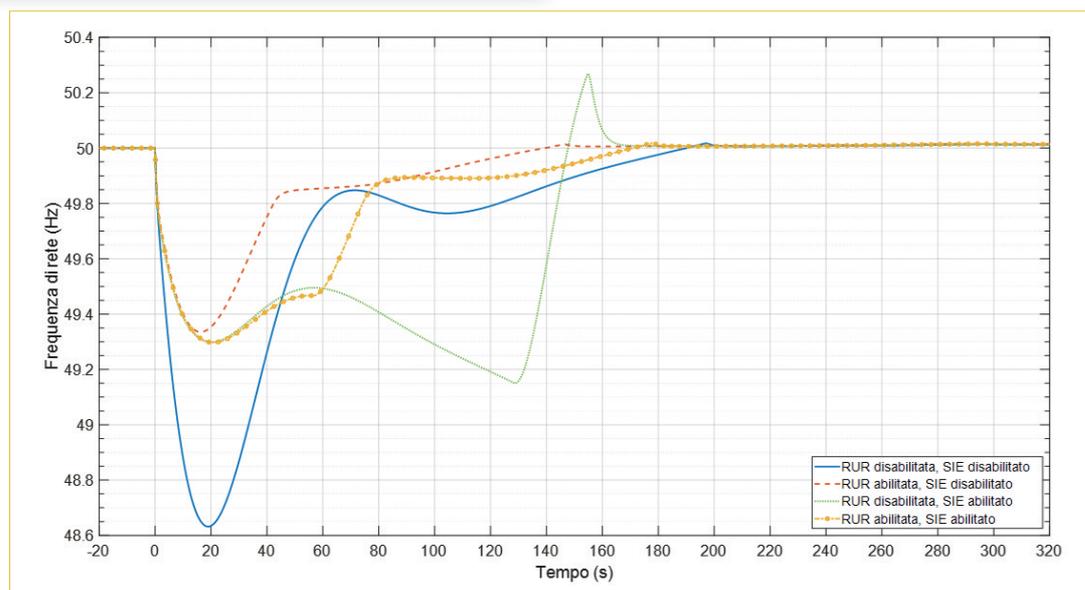


Figura 5
Caso 1: frequenza di rete

eolica per SIE sia la massima variazione di potenza di SdA per RUR saranno di circa 18,5 MW ciascuna.

Nella seconda e nella terza situazione, la potenza di SdA assegnata per la RUR, ossia P_{ass} , è posta pari alla massima variazione di potenza richiesta dal servizio stesso, ossia circa 37 MW e 18,5 MW rispettivamente.

Come anticipato, nei successivi sottoparagrafi si riporteranno i principali risultati ottenuti simulando, per lo scenario considerato per il sistema elettrico sardo, uno sbilancio negativo di potenza di ampiezza 200 MW dovuto al distacco dell'impianto termico da 250 MW.

Caso 1: Velocità del vento bassa

Osservando la dinamica della frequenza di rete, riportata in **figura 5**, si possono notare quattro andamenti significativamente differenti.

In particolare:

1. se le regolazioni innovative (RUR e SIE) sono disabilitate, si nota come il *nadir* della frequenza assuma un valore pari a 48,6 Hz (valore che oltrepassa la soglia di 49,1 Hz per cui sarebbe previsto il distacco di una parte del carico);
2. se la regolazione RUR è abilitata e il SIE è disabilitato, il *nadir* assume il valore di circa 49,35 Hz, il che corrisponde al valore più piccolo dello scostamento tra i quattro andamenti;
3. se la regolazione RUR è disabilitata e il SIE è abilitato, l'andamento della frequenza presenta due punti di picco minimo: il primo di

49,3 Hz e il secondo di 49,15 Hz. In particolare, il secondo picco [13] (peggiore del primo) cade quando la potenza erogata dai generatori eolici raggiunge il minimo, nel transitorio di ripristino della velocità delle pale eoliche. Successivamente si presenta una sovra-elongazione che raggiunge un picco di circa 50,25 Hz dopo circa 155 secondi dall'inizio della perturbazione. Tale evento è causato dalla saturazione della potenza scambiata dai due sistemi HVDC (**figura 11**), a causa dell'alto valore della relativa energia regolante, e anche dal continuo aumento (benché soggetto a limitazione del gradiente) della potenza dell'impianto termico (**figura 9**);

4. Se la regolazione RUR e il SIE sono abilitati, il *nadir* assume il valore di 49,3 Hz, che coincide con il valore del primo picco nel caso in cui solo il SIE risulta abilitato. La presenza della regolazione ultra-rapida permette un contenimento dell'ampiezza del secondo punto di picco dovuto al ripristino della velocità delle pale eoliche, inoltre impedisce il verificarsi della situazione di sovra-frequenza evidenziata quando è presente esclusivamente il supporto inerziale dell'eolico.

In **figura 6** si riporta la potenza scambiata dai sistemi di accumulo elettrochimico per la regolazione ultra-rapida. Si nota che, nel caso in cui è abilitata la sola RUR, la potenza massima (circa 37 MW) è fornita per poco più di 40 secondi, mentre nel caso in cui è abilitato anche il SIE la potenza massima (circa 18,5 MW) è fornita per 70 secondi circa. Si osserva inoltre che la po-

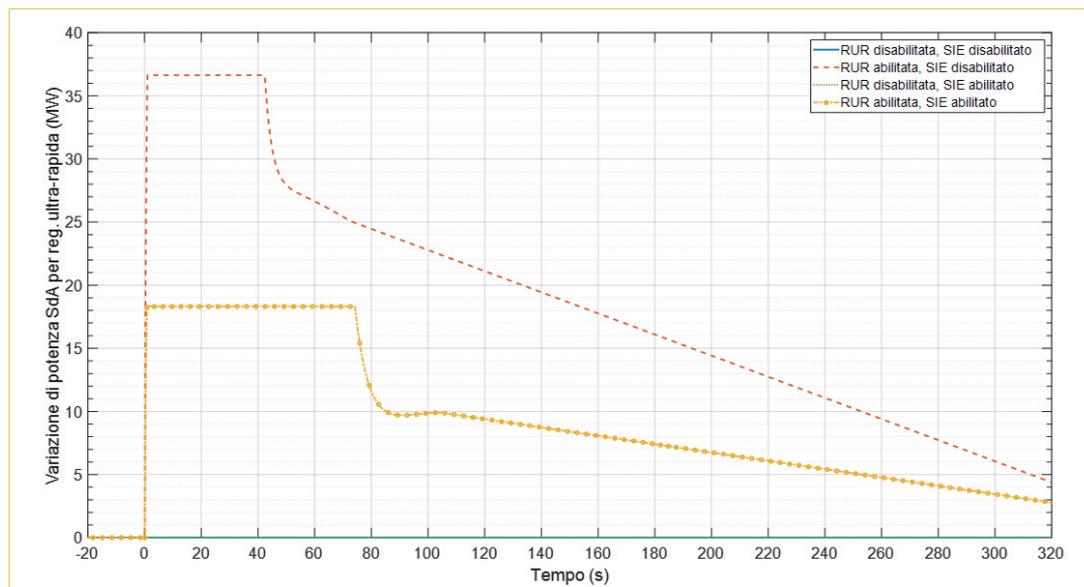


Figura 6
Caso 1: contributo di potenza della regolazione ultra-rapida

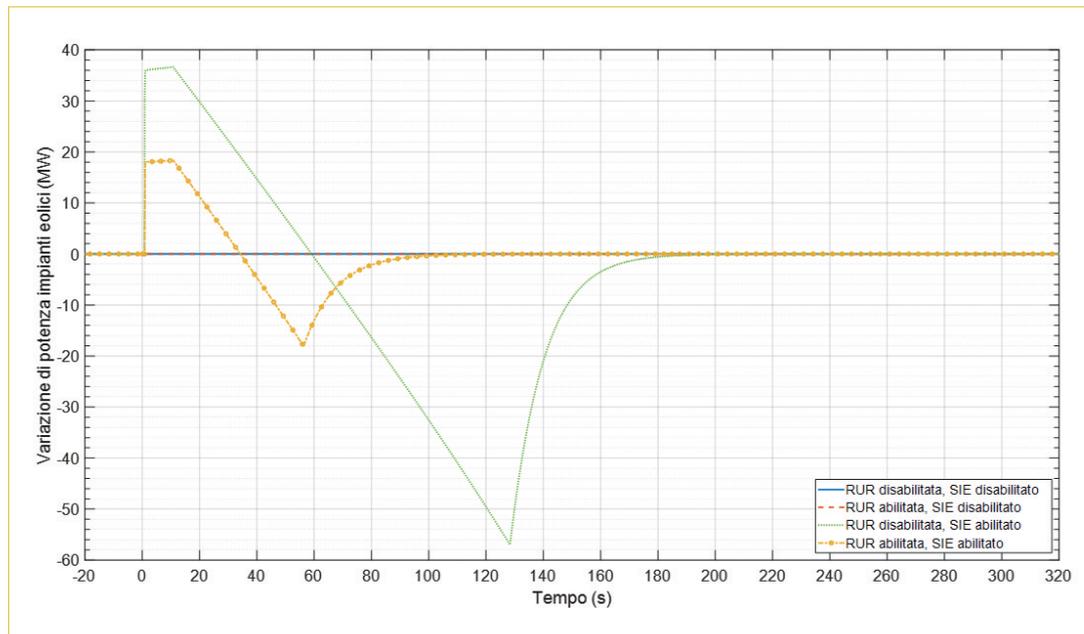


Figura 7
Caso 1: contributo di potenza del supporto inerziale dell'eolico

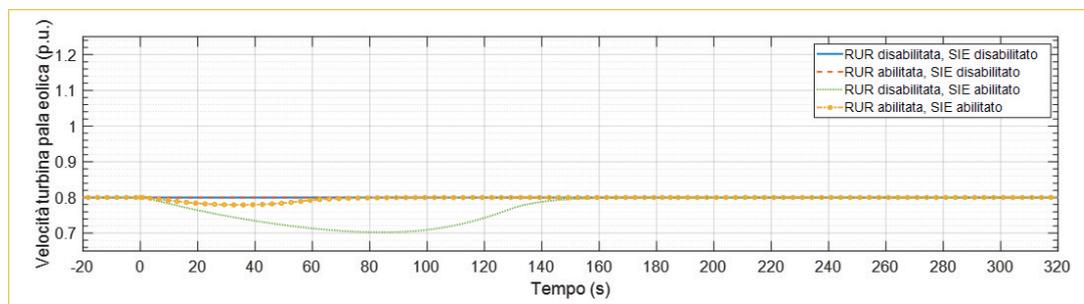


Figura 8
Caso 1: velocità della turbina dell'impianto eolico

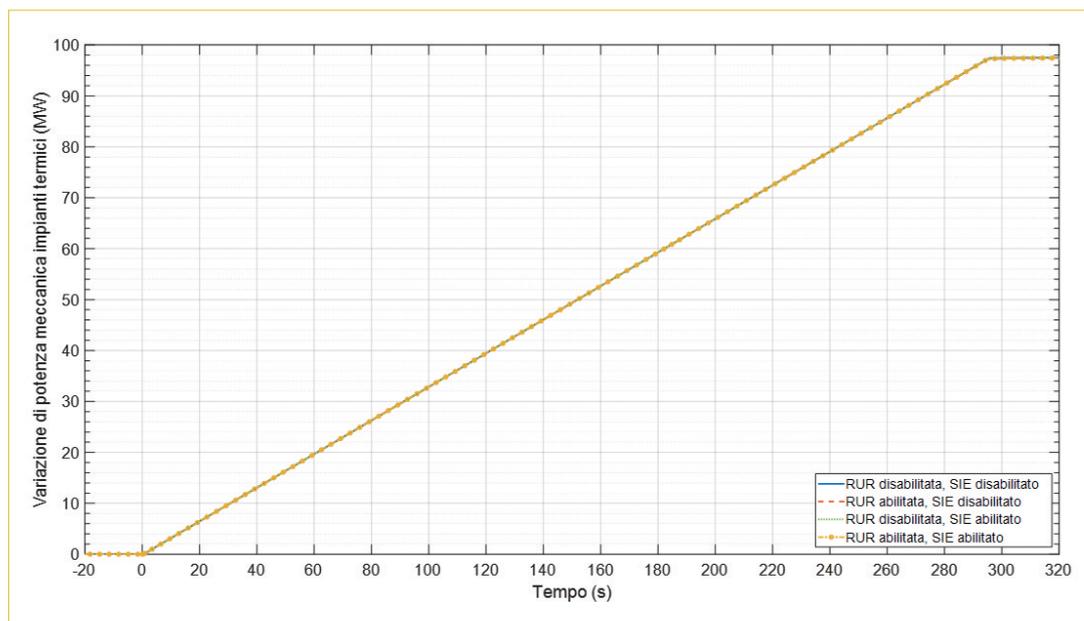


Figura 9
Caso 1: contributo di potenza degli impianti termici

tenza massima richiesta ai SdA è dimezzata in presenza del supporto inerziale dell'eolico.

In **figura 7** si riporta la potenza scambiata dagli impianti eolici per il supporto inerziale. Si nota che nel caso in cui è abilitato il solo SIE la potenza massima fornita alla rete è di circa 37 MW, mentre nel caso in cui è abilitata anche la RUR la potenza massima è di circa 18,5 MW. La potenza massima è fornita per 10 secondi come richiesto dal Codice di Rete, mentre il ripristino della potenza è caratterizzato da un gradiente impostato pari a 45 MW/min. Un valore più ele-

vato provocherebbe una più ampia ridiscesa della frequenza. In **figura 8** si nota che la velocità della turbina, nel caso in cui sia abilitato solamente il SIE, si riduce fino a quasi raggiungere il valore minimo (0,7 p.u.). Ciò significa che si è raggiunto il valore massimo di potenza disponibile per la regolazione. Si ricorda che la potenza eolica è, in questo caso, governata dalla velocità della turbina, mentre l'angolo di inclinazione delle pale è mantenuto costante.

Infine, in **figura 9**, **figura 10** e **figura 11** si mostrano, rispettivamente, i contributi di poten-

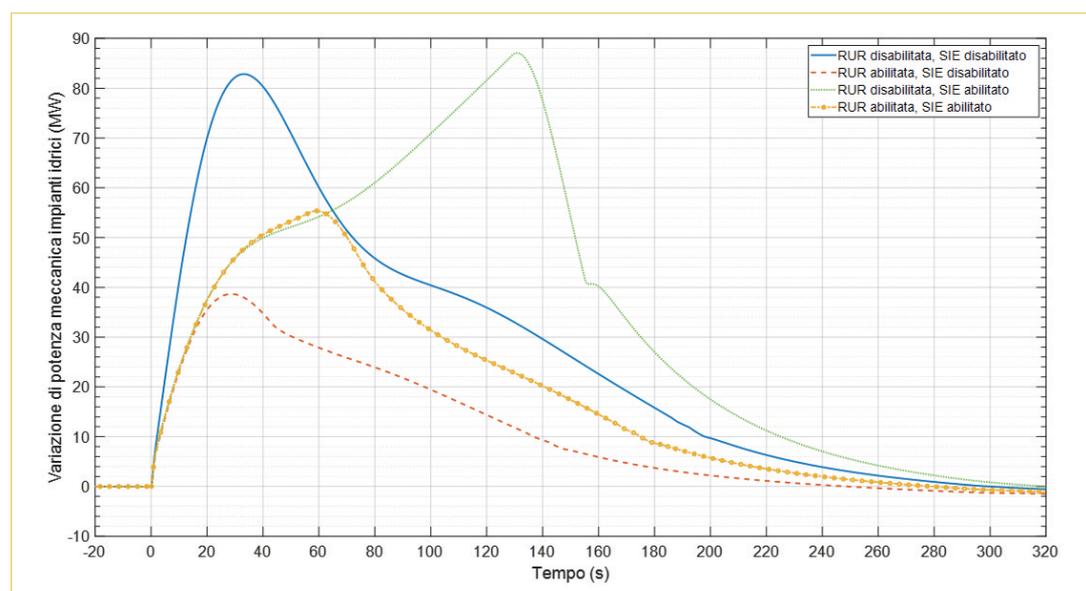


Figura 10
Caso 1: contributo di potenza degli impianti idrici

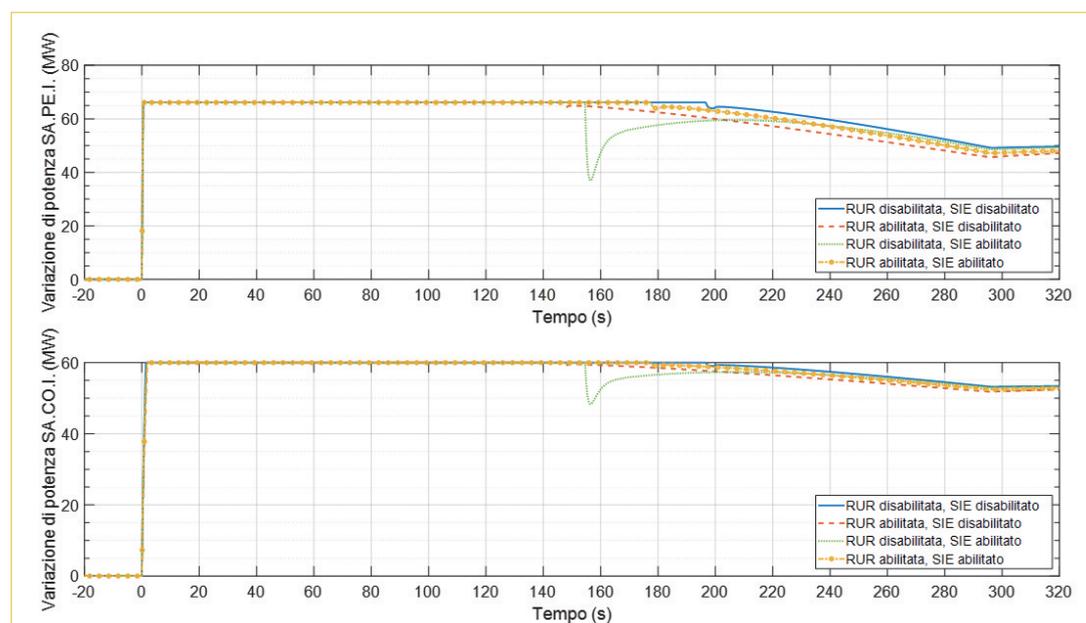


Figura 11
Caso 1: contributo di potenza dei collegamenti in corrente continua

za degli impianti termici, degli impianti idroelettrici e dei collegamenti HVDC. Gli impianti termici, a causa della limitazione del gradiente di potenza, non mostrano differenze nelle quattro simulazioni; gli impianti idroelettrici forniscono un contributo di potenza proporzionale allo scostamento di frequenza rispetto al valore nominale; i collegamenti in corrente continua, a causa del basso margine di riserva a salire, forniscono almeno nei primi due minuti un contributo costante di potenza.

Caso 2: Velocità del vento alta

Qualora la velocità del vento sia elevata, cambia la modalità di controllo dell'impianto eolico: la potenza erogata è modificabile mediante l'inclinazione delle pale. Ciò costituisce un vantaggio per il sistema elettrico: l'impianto eolico opera a velocità di turbina costante (qui pari a circa 1,2 p.u.), senza, perciò, la necessità di ridurre la potenza erogata (rispetto a quella pre-evento) a valle del supporto transitorio, per riportare il valore di velocità della turbina a

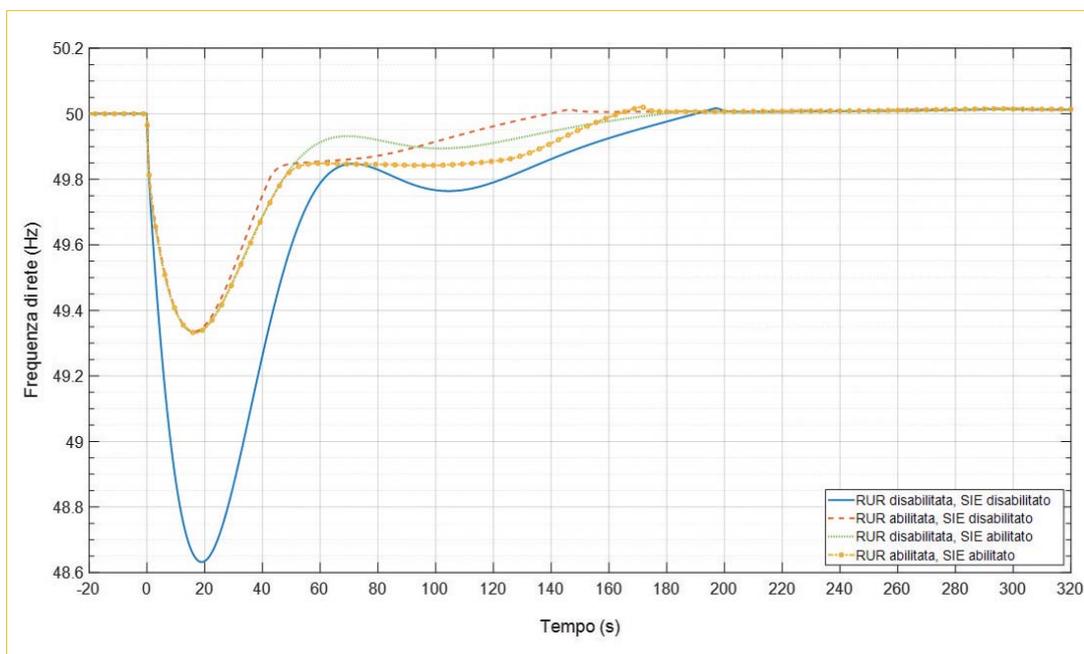


Figura 12
Caso 2: frequenza di rete

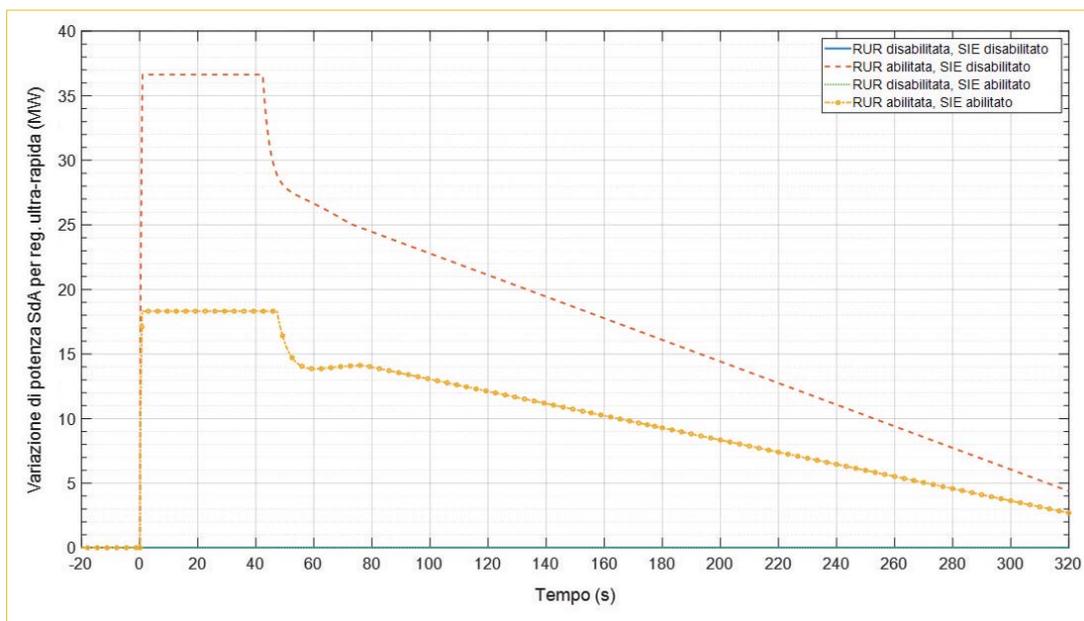


Figura 13
Caso 2: contributo di potenza della regolazione ultra-rapida

quello pre-guasto. Osservando la dinamica della frequenza di rete, riportata in **figura 12**, si possono notare per questo caso quattro andamenti poco differenti in termini di forma; inoltre, i tre andamenti che si ottengono in presenza di almeno una regolazione innovativa sono poco differenti tra loro anche in termini di valori. In particolare, a parte la situazione in cui non sono presenti la RUR ed il SIE, il valore del *nadir* coincide nelle diverse situazioni ed è pari a circa 49,33 Hz. Le successive sovra-oscillazioni sono trascurabili.

In **figura 13**, si riporta la potenza scambiata dai sistemi di accumulo elettrochimico per la regolazione ultra-rapida. Si nota che nel caso in cui è abilitata la sola RUR la potenza massima (circa 37 MW) è fornita per poco più di 40 secondi, mentre nel caso in cui è abilitato anche

il SIE la potenza massima (circa 18 MW) è fornita per 47 secondi circa. Rispetto al Caso 1, la regolazione ultra-rapida, quando abilitata, risulta dunque pari al valore massimo per tempistiche circa uguali.

In **figura 14** si riporta la potenza scambiata dagli impianti eolici per il supporto inerziale. Si nota, come nel Caso 1, che quando è abilitato il solo SIE la potenza massima fornita alla rete è di circa 37 MW, mentre, nel caso in cui è abilitata anche la RUR, la potenza massima è di circa 18 MW. La potenza massima è fornita per 10 secondi come indicato nel Codice di Rete. Si nota che, in questo caso, la potenza erogata dagli impianti eolici non scende mai sotto il valore pre-perturbazione, ma, grazie al movimento delle pale (**figura 15**), ritorna al valore iniziale senza

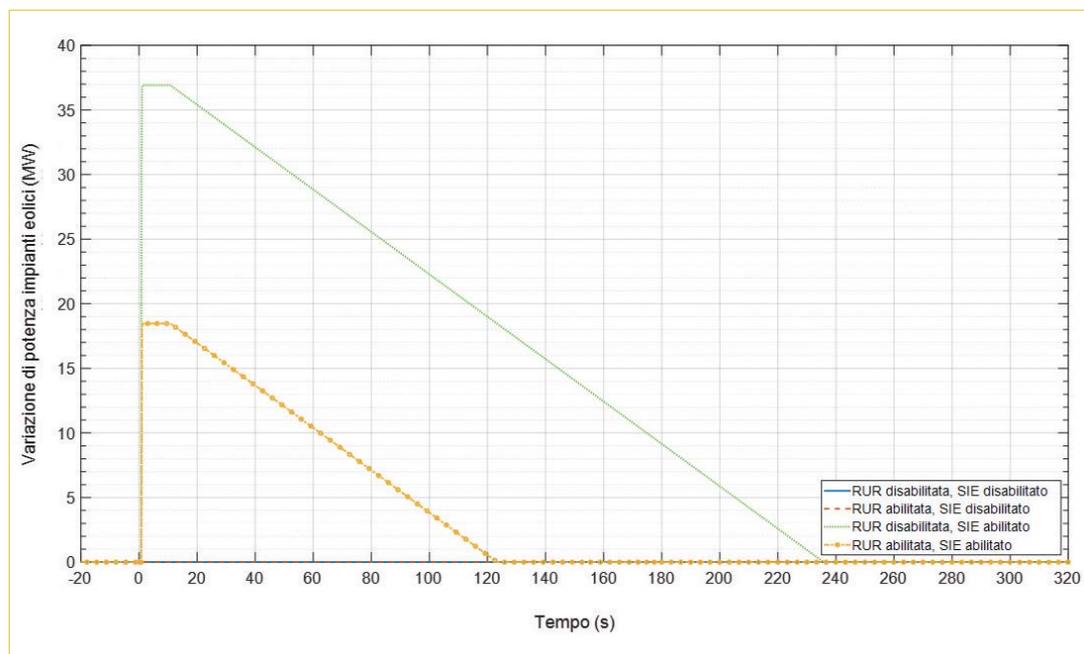


Figura 14
Caso 2: contributo di potenza del supporto inerziale dell'eolico

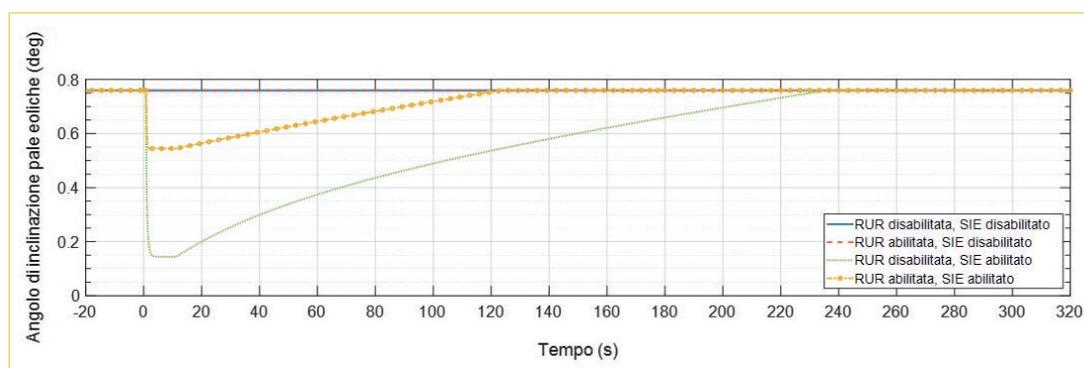


Figura 15
Caso 2: angolo di inclinazione delle pale dell'impianto eolico

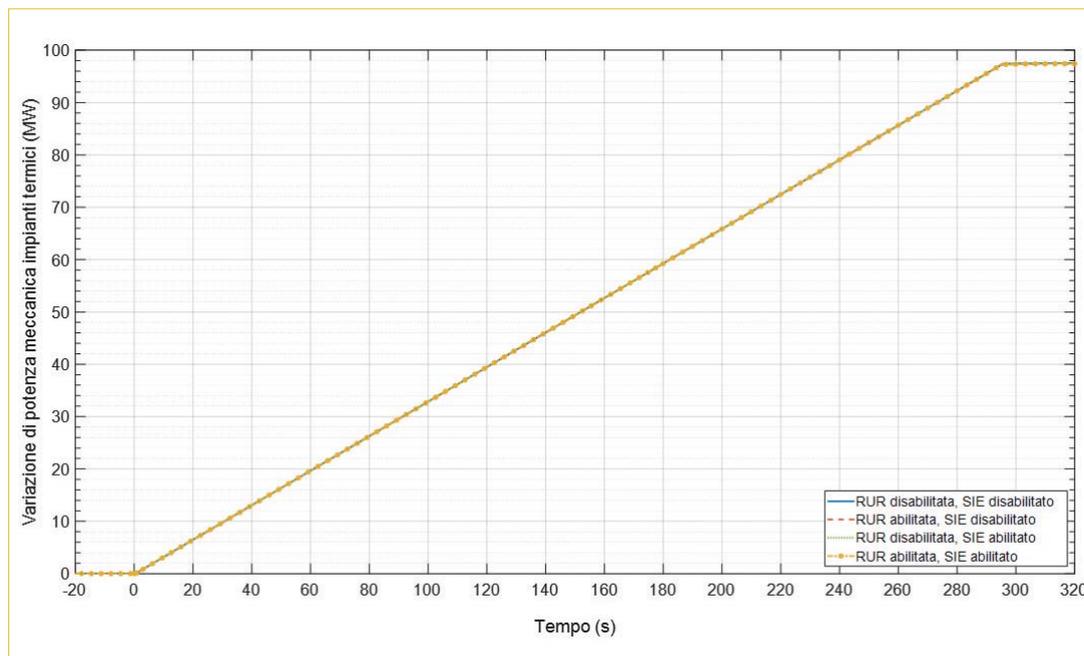


Figura 16
Caso 2: contributo di potenza degli impianti termici

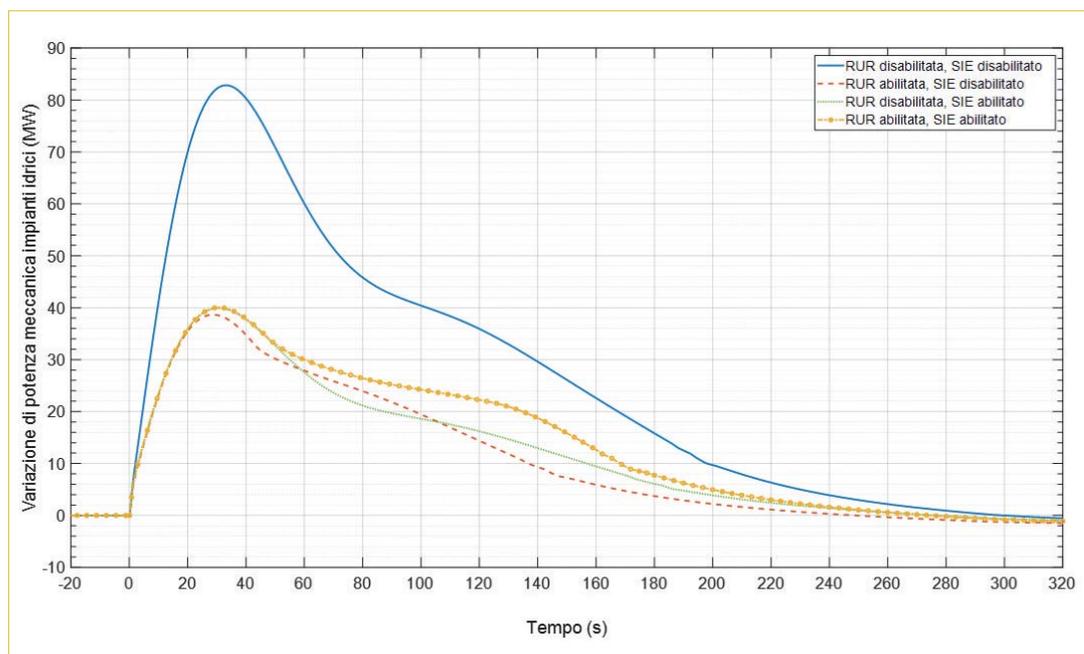


Figura 17
Caso 2: contributo di potenza degli impianti idrici

necessità di ulteriore potenza al fine di riaccelerare le turbine. In questo caso il ripristino della potenza è caratterizzato da un gradiente impostato pari a circa 10 MW/min in base alle caratteristiche dell'attuatore.

Infine, in **figura 16**, **figura 17** e **figura 18** si mostrano i contributi di potenza degli impianti termici, di quelli idroelettrici e dei collegamenti HVDC rispettivamente. Non si notano comportamenti differenti rispetto al Caso 1, se non nella situazione in cui è abilitato il solo SIE: in tale situazione, infatti, non si ha più il secondo picco in sotto-frequenza e il successivo picco in sovra-frequenza (attorno all'istante 155 s).

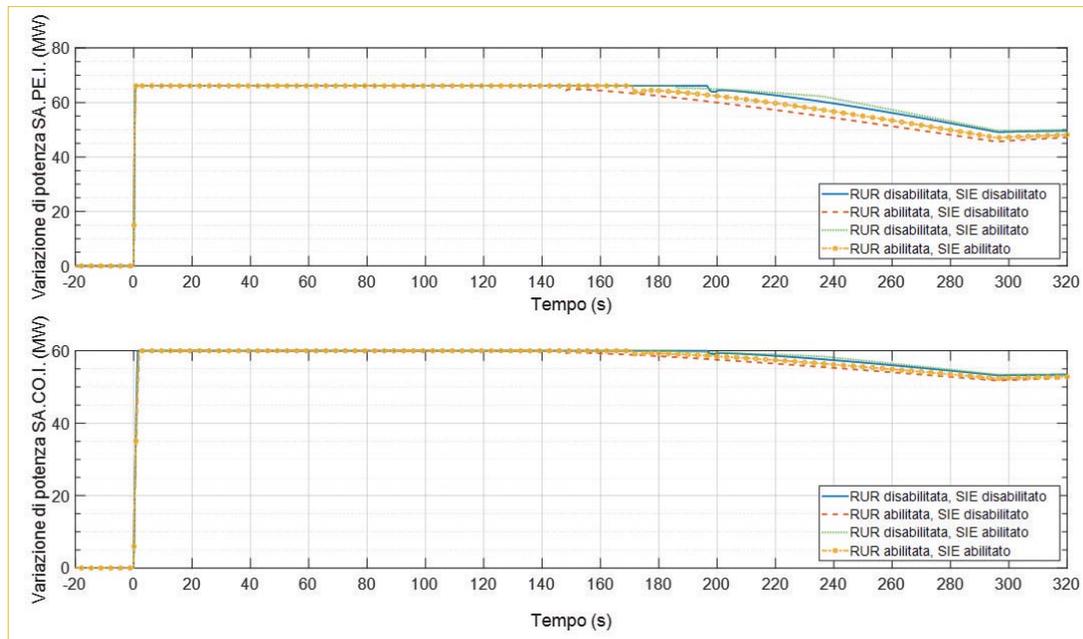


Figura 18
Caso 2: contributo di potenza dei collegamenti in corrente continua

Conclusioni

Focalizzando l'attenzione sul sistema elettrico sardo in uno scenario 2030 conservativo rispetto ai potenziamenti previsti di interconnessione con la rete continentale, e in particolare su una condizione operativa piuttosto critica con basse esportazioni e ridotta capacità di regolazione dei collegamenti HVDC, sono state effettuate simulazioni per analizzare le prestazioni, l'impatto e le interazioni di regolazioni di frequenza innovative che agiscono nei primissimi istanti di un transitorio dovuto a un improvviso ammanco di potenza iniettata in rete, in particolare rappresentato dalla perdita dell'impianto termico che sta generando più potenza. È stato considerato un supporto "inerziale" a salire fornito dagli impianti eolici (SIE), secondo specifiche coerenti con quelle del Codice di Rete, in alternativa o contemporaneamente a una regolazione di frequenza ultra-rapida (RUR), fornita dai sistemi di accumulo, secondo specifiche coerenti con quelle del progetto pilota di Terna.

Si osserva che, a parità di variazione massima di potenza fornita (circa 37 MW),

- la regolazione ultra-rapida già da sola (nell'ipotesi di potenza massima erogabile pari a 37 MW) porta a un beneficio in termini di mitigazione del transitorio di sotto-frequenza, rispetto al caso di assenza di regolazioni innovative;
- il solo supporto inerziale dell'eolico (nell'ipotesi di potenza massima erogabile pari a 37 MW) dà luogo, nel caso di bassa velocità del vento e quindi di controllo della potenza eolica mediante variazione della velocità della turbina, a perturbazioni di frequenza piuttosto significative nel periodo successivo all'erogazione del contributo "extra" di potenza. Tali perturbazioni causano in particolare un secondo picco in sotto-frequenza, oltre a quello all'inizio del transitorio, e almeno un picco in sovra-frequenza; nel caso di elevate velocità del vento, invece, la regolazione dell'eolico non causa ulteriori perturbazioni;
- quando entrambe le regolazioni innovative sono presenti (ciascuna con un contributo massimo di potenza pari a 18,5 MW),
 - quando la velocità del vento è bassa (Caso 1), la frequenza subisce un'escursione maggiore rispetto a quando è presente la sola regolazione ultra-rapida, permanendo a valori inferiori, e impiegando più tempo a raggiungere il regime finale. Ciò accade a causa della breve durata del supporto eolico e della successiva riduzione di potenza erogata per consentire il recupero di velocità del rotore, unito al fatto che la regolazione ultra-rapida, che opera per tutta la durata del transitorio, fornisce un contributo massimo pari alla metà della potenza rispetto al caso in cui è presente da sola;

- quando la velocità del vento è alta (Caso 2), l'effetto sulla frequenza nelle diverse situazioni simulate è confrontabile, in particolare il nadir è il medesimo.

In sintesi, i risultati mostrano che l'abilitazione del solo SIE contribuisce al miglioramento del transitorio di sotto-frequenza considerato, ma in generale non è ottimale, in quanto può causare ulteriori e maggiori perturbazioni della frequenza, quando la velocità del vento è bassa. La sostituzione di parte del contributo del SIE con la RUR permette di evitare questo problema e di ottenere ulteriori benefici: ad esempio, a parità di potenza massima complessiva dei due servizi, la variazione di potenza dei generatori eolici può essere notevolmente ridotta (in questo caso, del 50%), consentendo di impiegare una minore quantità di potenza per il ripristino.

In prospettiva, potrebbe essere utile studiare nuovi schemi di controllo per il SIE con lo sco-

po di migliorare il transitorio della frequenza quando la velocità del vento è bassa (cfr. [13]). Occorrono, inoltre, sviluppi metodologici, anche nel contesto della transizione verso un nuovo assetto regolatorio dei servizi [14], per valutare l'ammontare di risorse necessario per le due regolazioni innovative, nonché la loro migliore proporzione, in modo tale da ottenere buone prestazioni nel contenimento della frequenza e allo stesso tempo riuscire a sfruttare sempre di più le risorse rinnovabili anche nella regolazione. A tal fine si potrebbe estendere il *framework* modellistico e di ottimizzazione già descritto in [15], che considera servizi veloci di regolazione con caratteristiche simili a quelle qui esaminate.

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra RSE S.p.A. e il Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare - in ottemperanza del DM, 16 aprile 2018."

bibliografia

- [1] **MiSE** - Ministero dello Sviluppo Economico: Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, dicembre 2019: https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf
- [2] **ARERA**: Progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza. Delibera n. 200/2020/R/EEL, 3 giugno 2020: <https://www.arera.it/it/docs/20/200-20.htm>
- [3] **Terna**: Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT e sistemi di protezione regolazione e controllo. *Allegato A.17 del Codice di Rete*, 2018.
- [4] **M. R. Rapizza, D. Cirio, A. Iaria**: Regolazioni innovative dell'eolico: impatto sulla stabilità di frequenza, *L'Energia Elettrica*, pp. 37-51, 2020.
- [5] **D. Siface, M. T. Vespucci, A. Gelmini**: Solution of the mixed integer large scale unit commitment problem by means of a continuous Stochastic linear programming model, *Energy Syst.*, vol. 5, pp. 269-284, 2014.
- [6] **Terna**: Requisiti tecnici dei dispositivi inclusi in fast reserve unit, 2019: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-riserva-ultra-rapida>
- [7] **Terna**: Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza, *Allegato A.15 del codice di rete*, Rev. 02, febbraio 2021.
- [8] **The MathWorks**: Wind Farm - *DFIG Detailed Model*: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-detailed-model.html>
- [9] **W. Rowen**: Rowen, Simplified mathematic representations of heavy-duty gas turbines, *J. Eng. Gas Turbines Power*, pp. 865-869, October 1983.
- [10] **IEA**: The power of transformation, *IEA*, Paris, 2014.
- [11] **Power System Dynamic Performance Committee**: Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, *IEEE - The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc.*, 2013.
- [12] **R. Marconato**: Sistemi elettrici di potenza, *CLUP*, Milano 1985.
- [13] **X. Zhao, Y. Xue, X.-P. Zhang**: Fast Frequency Support From Wind Turbine Systems by Arresting Frequency Nadir Close to Settling Frequency, *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 191-202, 2020.
- [14] **ARERA**: *Testo integrato del dispacciamento elettrico* (TIDE) consultazione dell'articolo, 13 dicembre 2022: <https://www.arera.it/it/docs/22/685-22.htm>
- [15] **M. R. Rapizza, S. M. Canevese**: Identification of Output-Error Models and an Iterative Optimization Algorithm to Size Fast Ancillary Services for Grid Frequency Control, *IFAC-PapersOnLine*, vol. 54, n. 7, pp. 25-30, 2021.



GIORDANO & C. S.p.A

2 Branches: USA and UK,
€45-50 Mln
Revenue: 40% Revenue overseas,
160 employees, 90 site workers
12 site manager, 4 Technical Dept



Mission Since 1924:

- Implementing innovative technological solutions
- Help Customers Saving
- Build Customer Fidelization through values and know-how
- Pursue technological growth, multidisciplinary Services, Global Mindset.
- High level of Quality, flexibility and reactivity

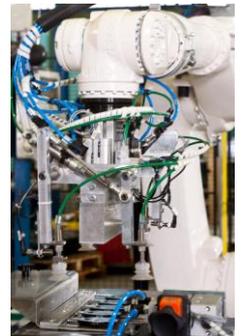
Engineering, Manufacturing and Commissioning of:

- Technological Systems (electrical & mechanical)
- PLC & SCADA
- Power Distribution
- Automation and Process systems
- Robotics, AGV
- Plants Maintenance



Business Units:

- Industry Mutlinal Companies
- Power Plant distribution
- Process and Production Systems
- Automation
- Robotics and AGV
- Mechanical Installations
- Industrial machines
- Green Energy



M.E.P. (Mechanical Electrical & Plumbing)

Real Estate & General Contractors

- Hotels
- Hospitals
- Smart Buildings
- Highways
- Offices\Headquarters
- Real Estate Investment Funds
- Construction Companies



GIORDANO & C. S.p.A.
Boves (CN) Via Cuneo 147
Torino (TO) Via Spalato 68

GIORDANO USA INC
33 Market Point Drive, Greenville
SC - 29607 USA

TEL. +39 0171381201
www.giordanocompany.it



HITACHI
Inspire the Next



Il futuro è sostenibile

In Hitachi Energy promuoviamo un futuro energetico sostenibile per tutti. Le nostre soluzioni tecnologiche consentono l'integrazione delle rinnovabili, l'accumulo di energia, la transizione alla mobilità sostenibile e altro ancora.