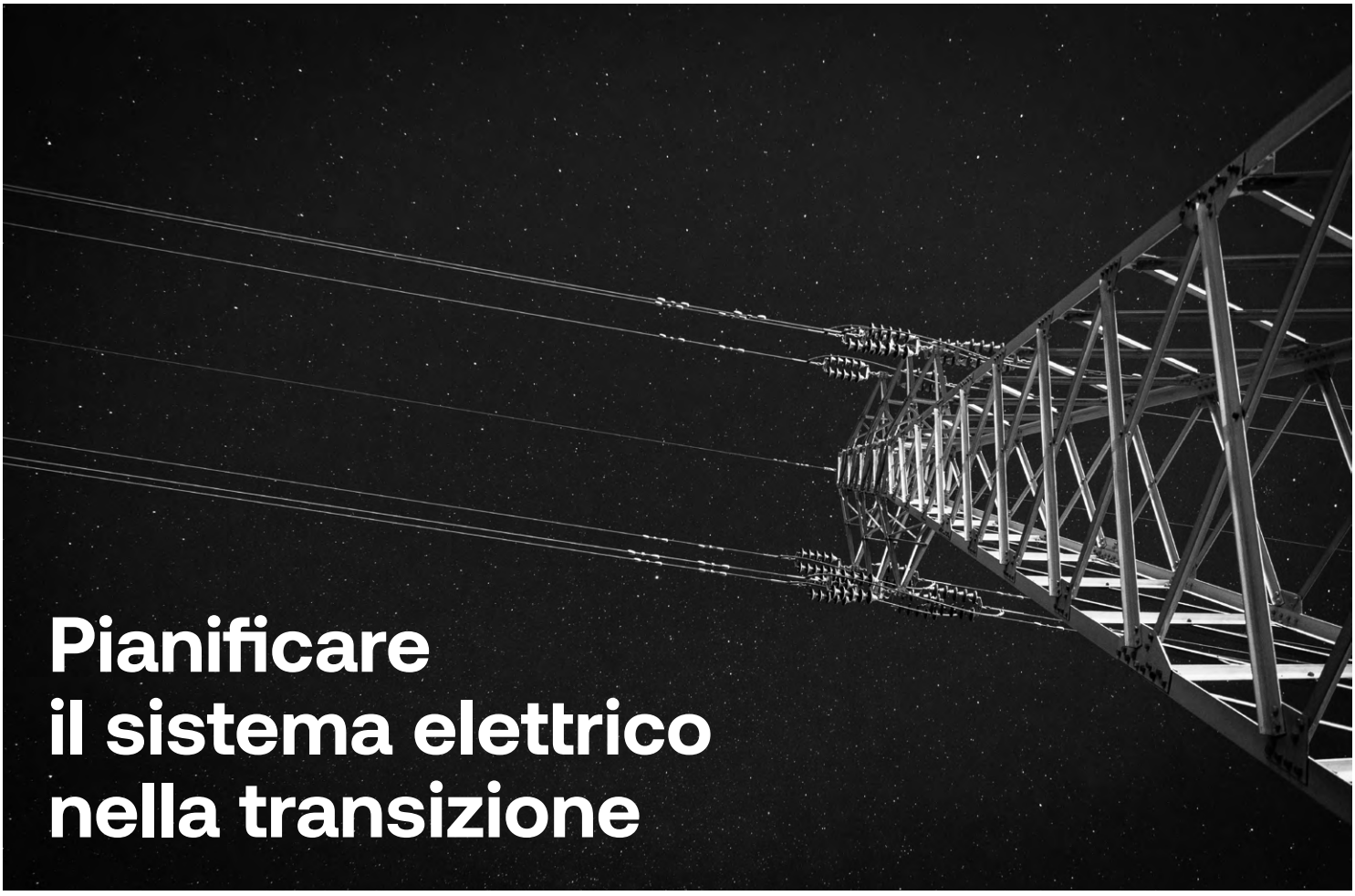


Pianificare il sistema elettrico nella transizione

di Adriano Iaria, Andrea Pitto, Marco Rapizza, Emanuele Ciapessoni, Diego Cirio – *RSE Ricerca sul Sistema Energetico*
Matteo Saviozzi, Stefano Massucco – *Università di Genova, Dipartimento DITEN*

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema elettrico nell'ambito dell'Accordo di Programma tra RSE S.p.A. ed 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

La diffusione della generazione da fonti intermittenti e la crescente severità di eventi meteorologici estremi richiedono una pianificazione del sistema elettrico che integri aspetti di sicurezza dell'esercizio e resilienza. L'analisi, l'approccio e le soluzioni innovative di RSE

Fra i target di transizione energetica previsti dal pacchetto *Fit for 55* dell'Unione Europea, si evidenzia l'obiettivo di zero emissioni nette di gas a effetto serra al 2050. Il Piano Nazionale integrato Energia e Clima fissa al 2030 un target di capacità installata della generazione da fonte rinnovabile pari a 131 GW (79,2 GW solare, 28,1 GW eolico). Secondo il Documento di descrizione degli scenari 2022 pubblicato da Terna e Snam, al 2030 è atteso un fabbisogno elettrico annuo pari a 366 TWh (circa 42 GW medi orari), in accordo con lo scenario *Fit for 55*. In rapporto al fabbisogno, si intuisce quindi il notevole grado di penetrazione sul sistema elettrico da parte della generazione rinnovabile, che ha impatto non solo sulla sicurezza di esercizio ma anche sulla resilienza del sistema, a fronte di contingenze severe causate da eventi estremi.

La proprietà di resilienza del sistema elettrico – intesa come la capacità di limitare la severità, l'estensione e la durata del proprio degrado funzionale a seguito di un evento estremo – sta assumendo un ruolo sempre più importante nelle varie fasi di gestione del sistema stesso

Impatto della transizione sulla sicurezza d'esercizio

Il progressivo incremento della generazione non programmabile, da fonte eolica e solare in particolare, comporta diverse sfide nella gestione del sistema elettrico. A causa della variabilità e aleatorietà delle suddette fonti, ad esempio, si possono avere ridotti margini di riserva per garantire la copertura della domanda, condizioni di *overgeneration*, rapide rampe di variazione di carico netto, principalmente la sera con il calo repentino della produzione fotovoltaica. Le caratteristiche tecnologiche e di connessione, tramite convertitori elettronici di interfaccia, dei generatori usati per sfruttare tali fonti comportano una significativa riduzione della capacità di regolazione della frequenza, dell'inerzia meccanica del sistema elettrico, dei livelli di potenza di cortocircuito e della capacità di regolazione della tensione. La dislocazione di tale generazione, generalmente distribuita e lontana dai centri di consumo, può comportare congestioni sulla rete elettrica, inversione dei flussi di potenza attiva dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione, inefficacia dei piani di difesa basati sulle azioni di distacco del carico in caso di sotto-frequenza.

È importante inoltre considerare la contestuale dismissione di grandi impianti di generazione sincrona alimentati da combustibili fossili, tradizionali risorse per i servizi di regolazione. Con particolare riferimento alla stabilità di frequenza, la diminuzione dell'inerzia meccanica del sistema può comportare, a fronte di sbilanciamenti di potenza tra generazione e domanda, variazioni della frequenza di rete più rapide e di maggiore entità con conseguente maggiore probabilità di intervento del piano di alleggerimento del carico, attivato dal superamento di soglie di frequenza e della sua derivata.

Si pone quindi la necessità, in fase di pianificazione a medio e lungo termine, di identificare servizi innovativi di regolazione che possano, negli scenari futuri, soddisfare i requisiti di stabilità di frequenza.

Impatto dei cambiamenti climatici sulla resilienza del sistema elettrico

I cambiamenti climatici, che si manifestano con un aumento della severità e della frequenza degli eventi meteorologici estremi, possono determinare guasti di più componenti provocando disservizi anche gravi e ingenti danni all'infrastruttura elettrica: per questa ragione, la proprietà di resilienza dei sistemi elettrici, intesa secondo la definizione del Working Group CIGRE C4.47 come la capacità di un sistema elettrico di limitare la severità, l'estensione e la durata del proprio degrado a seguito di un evento estremo, sta assumendo un ruolo sempre più importante nelle varie fasi di gestione del sistema elettrico, dalla pianificazione di lungo termine fino alla programmazione e all'esercizio in tempo reale.

Unitamente alla transizione energetica, tali cambiamenti spingono gli stakeholder delle reti verso metodologie basate sull'analisi del rischio per la gestione dei fuori servizio multipli di componenti di rete (cosiddette contingenze N-k), tenendo conto delle incertezze relative sia alle contingenze stesse sia alle previsioni di carico e generazione rinnovabile.

Pianificazione e programmazione per la sicurezza e la resilienza

In considerazione della transizione energetica (peraltro inclusiva della progressiva elettrificazione degli usi finali) e dei cambiamenti climatici in atto, la pianificazione del sistema di trasmissione, oltre a garantire l'efficienza degli investimenti attraverso analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo, non può prescindere dal considerare, in un più ampio approccio integrato, gli aspetti di sicurezza d'esercizio e di resilienza.

Nell'ambito del progetto triennale 2.3 di Ricerca di Sistema 2022-2024 "Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche", RSE, in collaborazione con l'Università di Genova (DITEN – Dipartimento di Ingegneria Navale, Elettrica, Elettronica e delle Tele-

È possibile assicurare un contenimento della frequenza di rete anche mediante il contributo di potenza degli impianti di generazione eolica e fotovoltaica senza la necessità di sistemi di accumulo direttamente accoppiati alla sorgente di energia rinnovabile

comunicazioni), ha condotto indagini su possibili servizi innovativi di regolazione della frequenza da parte della generazione eolica e fotovoltaica e dei sistemi di accumulo elettrochimico e ha sviluppato una formulazione di un controllo di tipo correttivo-preventivo basato sul rischio, con vincoli probabilistici per la gestione di contingenze multiple.

Servizi innovativi per la regolazione di frequenza

Per far fronte alle criticità evidenziate, il gestore della rete di trasmissione italiana ha introdotto negli ultimi anni alcune significative innovazioni:

- l'avvio di un Progetto Pilota, ai sensi della Delibera 300/2017/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), al fine di sperimentare una funzione di regolazione di frequenza più rapida rispetto alla primaria tradizionale, come può essere fornita dai sistemi di accumulo elettrochimico;
- il requisito per gli impianti eolici e fotovoltaici collegati all'alta tensione, contemplato rispettivamente negli allegati A.17 e A.68 del Codice di Rete, di prevedere funzionalità (attualmente non attivate) di partecipazione alla regolazione di frequenza a salire e a scendere secondo una caratteristica opportunamente impostabile e, per gli eolici, di erogare un contributo transitorio di regolazione a salire. Questo si aggiunge al requisito di partecipazione alla regolazione a scendere in condizioni di emergenza per sovrafrequenza, già entrato in vigore in precedenza.

RSE ha approfondito il tema proponendo e confrontando fra loro alcuni possibili servizi di regolazione a salire che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e i sistemi di accumulo elettrochimico possono fornire nel contenimento della deviazione di frequenza, in caso di improvviso ammanco di generazione rispetto alla domanda. In particolare, sono stati esaminati:

1. un supporto transitorio fornito dagli impianti eolici;
2. una strategia di controllo che consente agli impianti fotovoltaici di fornire un contributo di potenza a salire;
3. una regolazione ultra-rapida secondo le specifiche del Progetto Pilota di Terna, realizzata mediante sistemi di accumulo elettrochimico.

Il supporto transitorio di potenza fornito dai generatori eolici di tipo inerziale si basa su una strategia di controllo automatico della potenza immessa in rete, per cui questa è temporaneamente incrementata in modo proporzionale allo scostamento di frequenza rispetto al valore nominale e alla deviazione della velocità del rotore rispetto al valore minimo, che garantisce il corretto funzionamento dell'impianto. A tal fine, si sfrutta l'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti del generatore eolico che possono essere decelerate – entro un certo limite – rispetto al punto di lavoro della situazione pre-guasto, per contribuire efficacemente al contenimento dell'escursione di frequenza nei primi istanti di un transitorio, in cui è fondamentale la rapidità di risposta. Un contributo così definito, inoltre, favorisce – al termine dell'erogazione del servizio – un ripristino graduale della velocità di rotazione delle pale eoliche, evitando ulteriori perturbazioni di frequenza.

La regolazione a salire di impianti fotovoltaici, privi di energia cinetica accumulata, può essere implementata solamente se l'impianto ha a disposizione una riserva di potenza. Per garantire ciò, è necessario impostare un punto di lavoro tale per cui la potenza prodotta dall'impianto non sia quella massima possibile (funzionamento cosiddetto in *deloading*). Questo può essere ottenuto riducendo la tensione del pannello fotovoltaico. In caso di sottofrequenza, è possibile incrementare la potenza erogata in rete con un contributo di potenza proporzionale allo scostamento rilevato, fino al raggiungimento della potenza massima erogabile in base alle condizioni ambientali. La strategia di controllo sviluppata da RSE, in collaborazione con l'Università di Genova, consente una rampa di potenza molto elevata, fino al 30 per cento della potenza nominale in 0,5 secondi.

La regolazione primaria ultra-rapida realizzata per mezzo di sistemi di accumulo elettrochimico, così come specificata dal Progetto Pilota di Terna, prevede l'erogazione del con-

tributo di potenza entro un secondo dall'inizio della perturbazione, senza ritardi intenzionali, con un tempo di attivazione inferiore a 300 ms. La potenza scambiata, la durata e il ripristino della condizione pre-guasto dipendono dalla deviazione di frequenza.

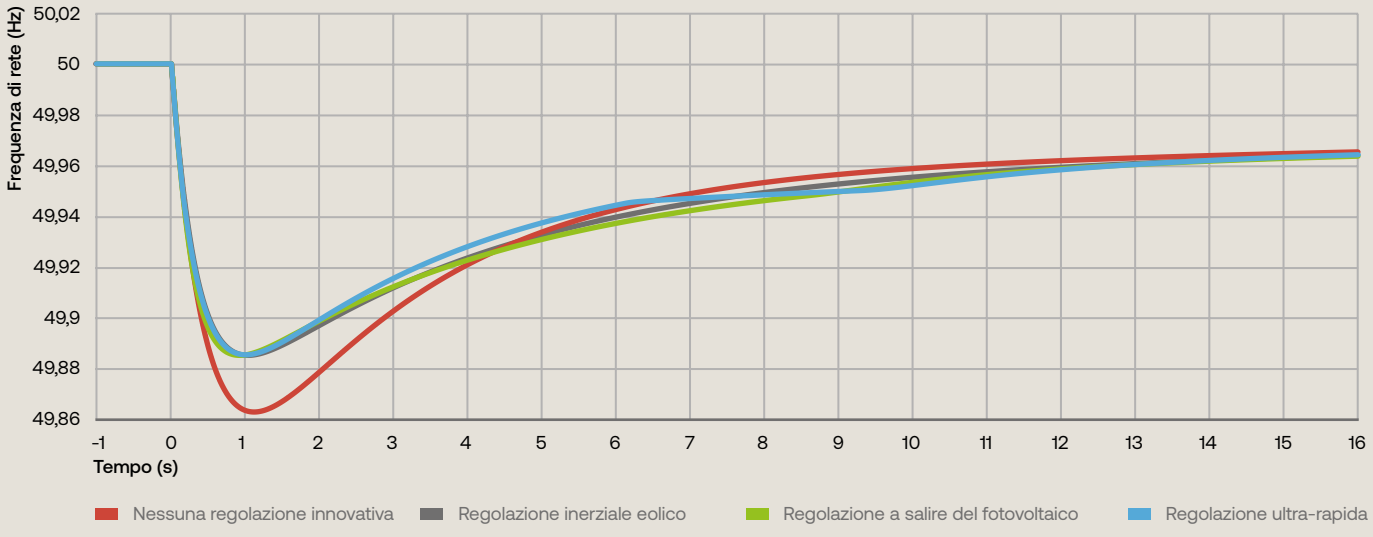
Al fine di operare un confronto fra i tre servizi innovativi considerati, si è presa in esame una situazione potenzialmente critica del sistema elettrico sardo, in uno scenario PNIEC 2030 che prevede la dismissione di tutti gli impianti a carbone dell'isola e la realizzazione di nuovi impianti a gas.

Le condizioni operative orarie per un anno di funzionamento sono state ricavate mediante il simulatore sMTSIM (stochastic Mid-Term SIMulator) che permette di calcolare, con risoluzione oraria, l'esito del mercato elettrico del giorno prima, mediante minimizzazione del costo dell'energia scambiata. È stata poi individuata una singola situazione potenzialmente critica (sera d'estate), caratterizzata da un basso livello di esportazioni dalla Sardegna. L'ora presa in esame è contraddistinta da una generazione rinnovabile non programmabile pari all'88 per cento rispetto alla potenza generata complessivamente, con 607 MW generati dal parco eolico e 810 MW generati dal parco fotovoltaico, di cui il 59 per cento si assume abilitato a svolgere il servizio di regolazione a salire mediante funzionamento a potenza ridotta (pari al 10 per cento rispetto alla potenza massima erogabile). La potenza installata di sistemi di accumulo elettrochimico con capacità energetica pari a 4 ore è di 500 MW, di cui 30 MW sono disponibili per la regolazione ultra-rapida. Lo scenario, inoltre, prevede il funzionamento contemporaneo di tre collegamenti in corrente continua (SA.PE.I., SA.CO.I. e Tyrrhenian Link) abilitati alla regolazione primaria di frequenza. La perturbazione simulata prevede il distacco istantaneo dalla rete di un impianto a gas che immette in rete circa 100 MW.

Considerando la possibilità di controllare la frequenza alternativamente o simultaneamente mediante le tre regolazioni innovative, oltre alla regolazione tradizionale operata per mezzo dei generatori sincroni tradizionali e dei collegamenti in corrente continua, a seguire si propongono i risultati di simulazione ottenuti mediante un modello equivalente mono-sbarra al quale afferiscono tutti i contributi di potenza degli impianti coinvolti nella regolazione, tenendo in considerazione anche il contributo inerziale degli impianti e dei compensatori sincroni. Per quanto riguarda il supporto degli impianti eolici, i parametri caratteristici della legge di controllo sono stati dimensionati per ottenere uno scostamento massimo di frequenza pari a quello che si avrebbe quando la regolazione dei pannelli fotovoltaici o la regolazione dei sistemi di accumulo risultano abilitate singolarmente.

Figura 1

Frequenza di rete a seguito di perturbazione di potenza (abilitata una sola regolazione innovativa alla volta)



Si riporta, in **Figura 1**, la variazione della frequenza di rete nei casi in cui sia abilitata una regolazione innovativa alla volta. Si può osservare che tutti i servizi riescono a contenere similmente lo scostamento di frequenza con un valore massimo in valore assoluto di 115 mHz. Tale valore si riduce a circa 100 mHz e 87 mHz quando sono attive due o tre regolazioni, rispettivamente (**Figura 2**). Questi valori sono tali da mantenere la frequenza di rete entro i limiti imposti dal Codice di Rete per avere condizioni normali di funzionamento, che per la Sardegna prevedono escursioni massime pari a 500 mHz in valore assoluto rispetto al valore di riferimento di 50 Hz.

Sulla base di queste simulazioni si può concludere che è possibile assicurare un contenimento della frequenza di rete anche mediante il contributo di potenza degli impianti di generazione eolica e fotovoltaica senza la necessità di sistemi di accumulo direttamente accoppiati alla sorgente di energia rinnovabile.

Per la generazione eolica è possibile sfruttare, per un transitorio di alcuni secondi, parte dell'energia cinetica immagazzinata nelle parti rotanti degli aerogeneratori, senza ricorrere al *deloading*. Per la generazione fotovoltaica è invece necessario far funzionare l'impianto non alla potenza massima, cosicché il contributo di regolazione a salire non presenta limiti di durata: l'entità massima del contributo varia nel tempo in dipendenza dalle condizioni di irraggiamento e temperatura. Per tale ragione, al fine di incentivare la regolazione di frequenza a salire effettuata con sistemi fotovoltaici è indispensabile definire meccanismi di remunerazione tali da compensare le perdite di guadagno dovute alla riduzione di potenza generata in condizioni normali.

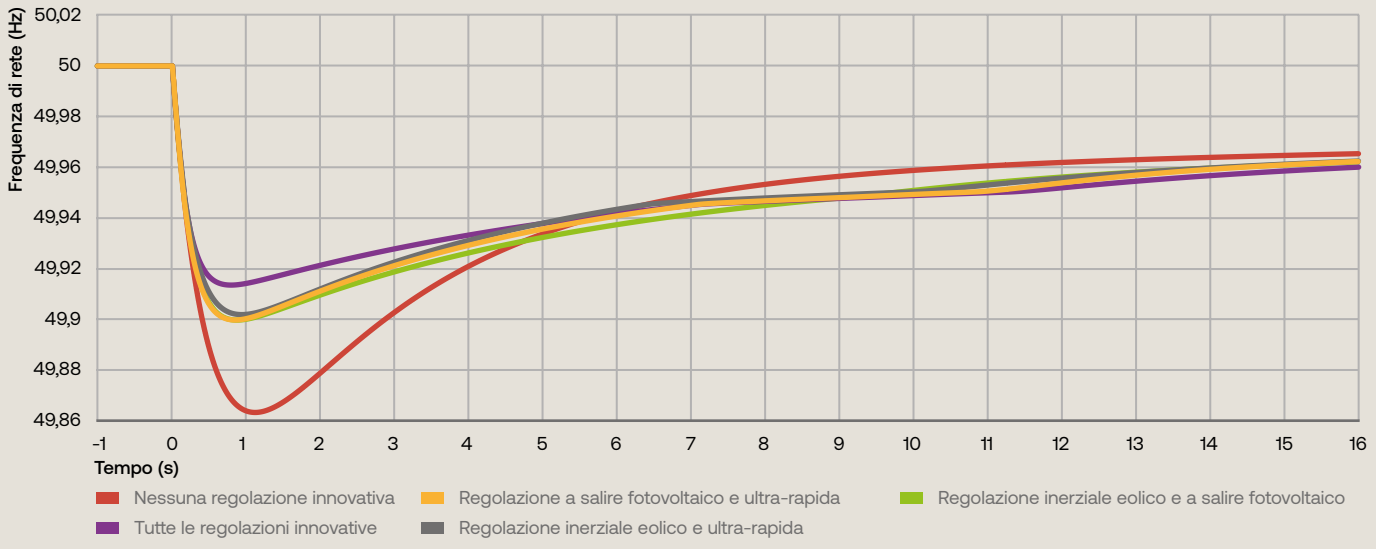
Infine, in particolare per gli impianti eolici, è importante una standardizzazione delle regolazioni, in modo che il contributo di potenza disponibile possa diventare prevedibile in relazione alla tipologia di impianto e alle previsioni della velocità del vento.

Programmazione basata sul rischio

Per gestire le maggiori incertezze di esercizio, dovute all'incremento della generazione rinnovabile non programmabile, e gli effetti degli eventi meteorologici estremi occorre

Figura 2

Frequenza di rete a seguito di perturbazione di potenza (più regolazioni innovative abilitate contemporaneamente)



superare i tradizionali criteri di credibilità degli eventi, finora adottati, e introdurre metodologie in grado di quantificare l'effetto delle incertezze sul punto di lavoro e considerare contingenze anche estreme, su diversi orizzonti temporali.

Si può quindi immaginare un paradigma di esercizio del sistema elettrico che affianca il concetto di resilienza (intesa come capacità del sistema di limitare il degrado del servizio in presenza di contingenze multiple) al concetto di sicurezza (intesa come capacità del sistema di assicurare la continuità del servizio agli utenti a seguito di una contingenza credibile).

Per migliorare la gestione delle contingenze multiple, RSE e l'Università degli Studi di Genova hanno proposto un approccio di controllo preventivo-correttivo, basato sul rischio, che gestisce le contingenze multiple tenendo conto delle incertezze di previsione della domanda di carico e della produzione FER, nonché della probabilità di occorrenza delle contingenze stesse.

Le azioni di controllo preventive sono applicate senza attendere il verificarsi della contingenza, mentre quelle correttive sono implementate solo nel caso in cui avvenga la contingenza. Le seconde comportano generalmente un costo atteso (ossia pesato con la probabilità di accadimento delle contingenze) che è inferiore al costo certo di implementare azioni preventive. Tra le possibili azioni correttive si considera il distacco di carico, una misura spesso adottata come ultima risorsa e che comporta costi diversi a seconda se

si considerano carichi rigidi o flessibili.

Esempi di azioni preventive modellate sono il ridispacciamento delle potenze attive dei generatori convenzionali; la modulazione (*curtailment*) delle rinnovabili; la modifica dei flussi di potenza trasmessa agendo sui *set-point* dei trasformatori PST (Phase Shifting Transformer). Esempi di azioni correttive modellate sono il distacco di carico; il teledistacco dei generatori; la modifica correttiva dei *set-point* di potenza dei trasformatori PST.

L'algoritmo sviluppato comprende due stadi, basati su un approccio decomposto del Power Flow AC.

1. Controllo di potenza attiva. Questo primo stadio, che riguarda i problemi relativi agli angoli di fase e potenza attiva, è formulato come un problema di ottimizzazione di tipo probabilistico che assicura il soddisfacimento dei vincoli di sicurezza relativi ai sovraccarichi in caso di contingenze N-k e in presenza di incertezze previsionali, anche correlate, dovute ai carichi e alle fonti rinnovabili non programmabili.
2. Controllo Volt/Var. Questo secondo stadio si occupa dei problemi relativi alla tensione e potenza reattiva: l'obiettivo è di eliminare o ridurre eventuali violazioni sui vincoli di tensione ai nodi e sui limiti relativi ai flussi di potenza reattiva e alla potenza reattiva dei generatori. Le variabili di controllo sono rappresentate dalle iniezioni di *set-point* di riferimento di tensione dei generatori.

Figura 3

Variazioni preventive dei *set-point* di potenza attiva dei generatori convenzionali (ΔP_+ a salire, ΔP_- a scendere) ed eventuale *curtailment* preventivo delle rinnovabili (ΔW_-) suggerito dal controllo basato sul rischio nel caso di studio

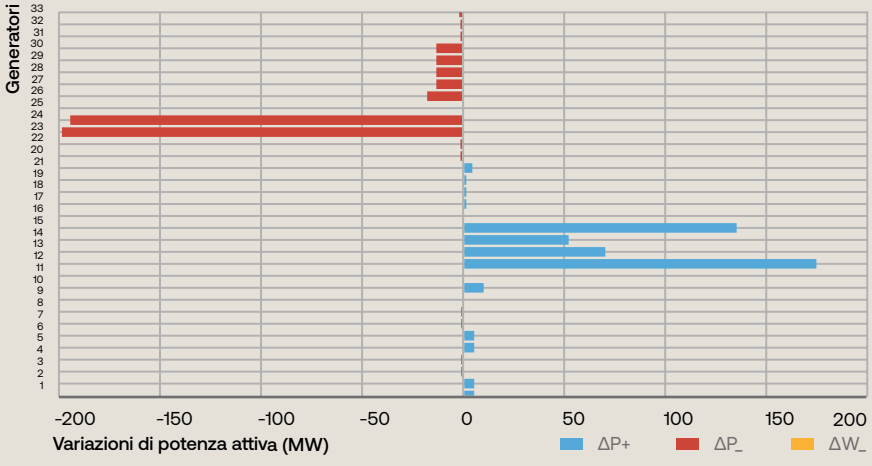
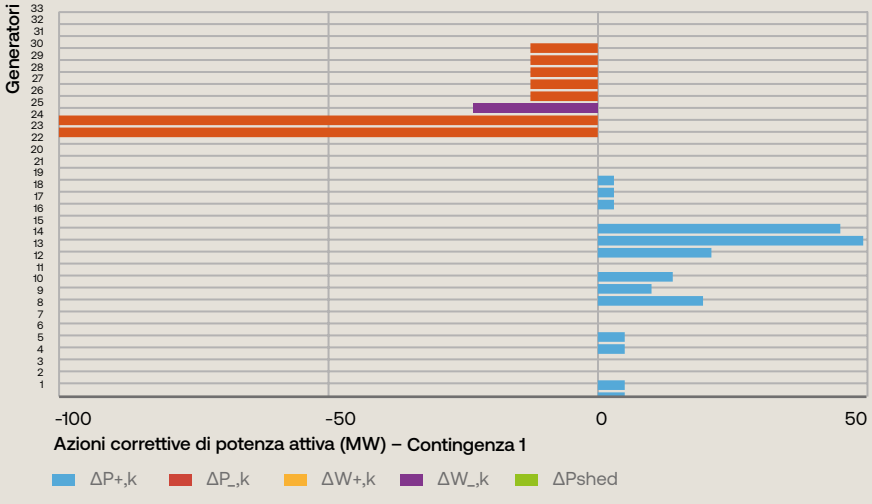


Figura 4

Esempio di azioni correttive suggerite dal controllo basato sul rischio nel caso del verificarsi di una specifica contingenza N-k che causa la separazione della rete in due isole



L'approccio proposto applica un modello linearizzato delle equazioni di Power Flow AC che consente il disaccoppiamento del problema attivo dal problema reattivo. La formulazione del controllo del primo stadio è basata su un problema di programmazione lineare misto-intera (in cui le variabili intere sono limitate al distacco della generazione), mentre il secondo stadio utilizza un approccio completamente lineare. Queste scelte permettono di ottenere soluzioni efficienti dei problemi di ottimo, che favoriscono

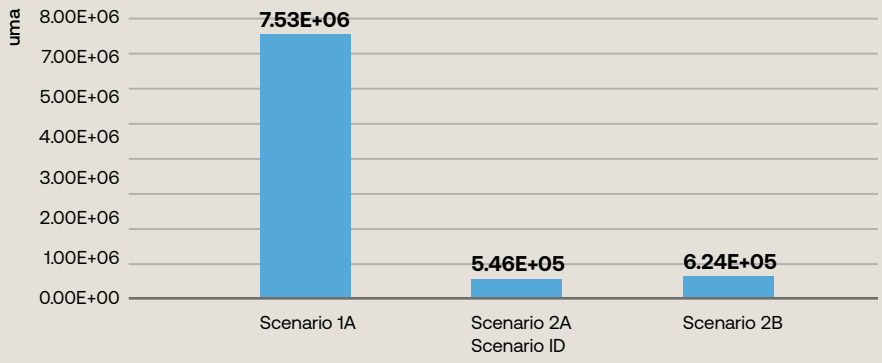
la scalabilità della procedura proposta anche a reti estese. Inoltre, il controllo è in grado di considerare eventuali separazioni della rete in isole causate dalle contingenze N-k.

Lo stadio 1 prevede la minimizzazione di un'opportuna combinazione lineare tra i costi delle azioni (sia i costi delle azioni preventive, sia quelli attesi per le azioni correttive) e i costi attesi per la mancata sicurezza che includono sia i costi attesi per il carico perso sia quelli legati all'avvicinamento o eventualmente alla violazione dei limiti di sicurezza (massimi transiti di potenza sui rami). I vincoli di uguaglianza del problema riguardano il bilancio di potenza della rete integra (stato N), eventuali sbilanci di potenza dovuti all'applicazione della contingenza, ma anche l'espressione dei transiti di potenza sui rami a valle delle azioni di controllo, mentre i principali vincoli di disuguaglianza si riferiscono ai limiti tecnici dei generatori convenzionali e altri dispositivi (come i PST), alla massima quantità di carico distaccabile, e ai limiti di potenza dei rami della rete.

Lo stadio 2 gestisce limiti tecnici relativi alle tensioni dei nodi, alla potenza reattiva dei generatori e ai transiti di potenza apparente sui rami (tradotti in vincoli sul transito di potenza reattiva dei rami, a partire dal valore di transito di potenza attiva ottenuto a valle del primo stadio del controllo), sia in stato N sia in stato N-k, operando sui set-point di tensione dei generatori disponibili (convenzionali e rinnovabili, essendo anche questi considerati in regolazione di tensione).

Figura 5

Confronto dei costi totali nel caso di applicazione di sole azioni preventive in presenza di bassa incertezza (scenario 1A) e nel caso di applicazione di azioni sia correttive sia preventive in presenza di bassa incertezza (scenario 2A) e alta incertezza previsionale legata alle rinnovabili (scenario 2B)



In **Figura 3** si riporta un esempio di output del controllo basato sul rischio in termini di variazioni preventive dei *set-point* di potenza attiva per i generatori convenzionali nella rete IEEE RTS 24 (Reliability Test System).

La **Figura 4** riporta invece le variazioni correttive di *set-point* della generazione convenzionale e il distacco correttivo di carichi e di rinnovabili richiesti dal controllo nel caso di una specifica contingenza che determina la separazione della rete test in due isole.

Infine, la **Figura 5** confronta i costi totali (delle azioni e della mancata sicurezza) in caso di sole azioni preventive (scenari 1) e in caso di azioni sia correttive sia preventive (scenari 2) e per due diversi scenari di incertezza della previsione delle rinnovabili (bassa incertezza A, elevata incertezza B) nel caso dello scenario 2. Si osserva che l'applicazione di misure correttive a valle delle contingenze N-k permette di ridurre drasticamente i costi totali (confronto scenari 1A e 2A); inoltre, l'aumento dell'incertezza determina un aumento, seppur contenuto in questo caso, dei costi totali (confronto scenari 2A e 2B).

Richiami conclusivi

Transizione energetica ed eventi meteorologici estremi spingono per una pianificazione di rete che integri aspetti di sicurezza d'esercizio e resilienza. Sono state mostrate soluzioni innovative di regolazione della frequenza da parte della generazione eolica, fotovoltaica e dei sistemi di accumulo elettrochimico. Le soluzioni proposte e le relative analisi di adeguatezza ai requisiti posti dal sistema elettrico possono supportare la pianificazione, a medio e lungo termine, delle risorse di flessibilità per la stabilità di frequenza.

Nell'ambito della programmazione dell'esercizio è stato proposto un innovativo controllo preventivo-correttivo basato sul concetto di rischio per la gestione delle contingenze N-k dovute a eventi meteo estremi, anche tenendo conto delle incertezze previsionali del carico e delle rinnovabili.