

**Progetto Pilota
Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza
("Fast Reserve")**

Relazione di accompagnamento

Contesto

Negli ultimi anni si sta assistendo, in Italia come in altri Paesi europei, ad una trasformazione radicale del settore elettrico caratterizzata, da un lato, dalla crescita importante di impianti a Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e, dall'altro, dalla dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire i servizi di regolazione necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema.

Ciò determina già oggi - e in misura maggiore in scenari futuri - **condizioni di forte criticità per la sicurezza del sistema elettrico** strettamente connesse al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- **riduzione della potenza regolante di frequenza e tensione** derivante dalla modifica del mix produttivo a favore di impianti FRNP che generalmente non contribuiscono a tali regolazioni¹;
- **progressiva riduzione dell'inerzia del sistema**. L'aumento della generazione "inverter-based" comporta una riduzione della risposta inerziale del sistema elettrico e, conseguentemente, della stabilità di frequenza, a fronte di brusche variazioni del carico e/o della generazione; tale inerzia, di natura sia termica che meccanica, è stata storicamente fornita dalla combinazione di caldaie a vapore, generatori sincroni e relative turbine meccanicamente accoppiate. La progressiva perdita di inerzia può comportare anche l'insorgenza di fenomeni dinamici (oscillatori, aperiodici) legati alla complessiva diminuzione della potenza di cortocircuito e di inerzia combinati all'aumento di produzione da fonti FER distribuite;
- **crescente ripidità della rampa serale del carico residuo** causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali (cfr. Figura 1);
- crescenti periodi di **over-generation da impianti rinnovabili** nelle ore centrali della giornata che possono comportare tagli all'energia prodotta da tali impianti (cfr. Figura 1);
- **aumento delle situazioni di congestioni di rete** a causa della distribuzione disomogenea degli impianti rinnovabili sul territorio nazionale (principalmente localizzati al Sud) e della distanza dai principali luoghi di consumo.

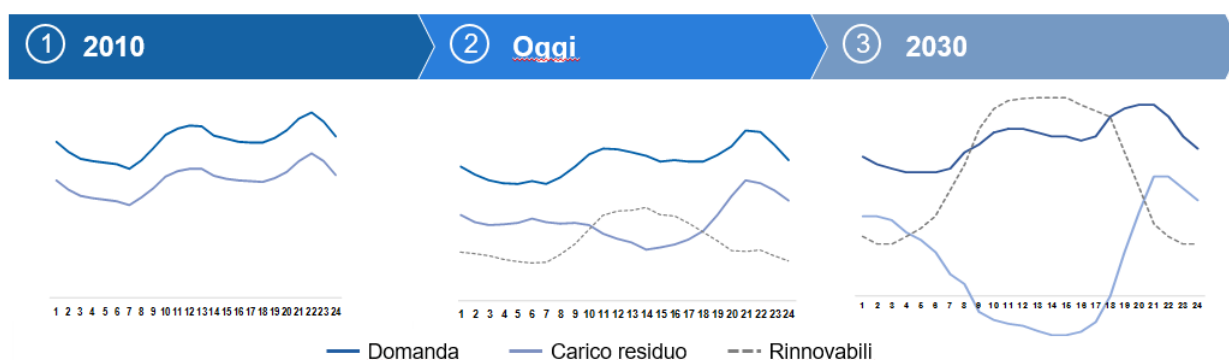


Figura 1. Evoluzione della curva di carico residuo (simulazione 2030)

¹ Si segnalano su questo aspetto dei passi in avanti anche grazie all'aggiornamento della normativa tecnica di connessione effettuata da Terna in attuazione del Regolamento UE Requirements for Generators (RfG). Grazie alla nuova normativa, alcune tipologie di impianti a fonte FER nuovi devono essere in grado di fornire la regolazione di tensione.

Come già rappresentato in altri documenti la gestione in sicurezza del sistema elettrico richiede una serie di azioni quali:

1. **Sviluppo della rete:** potenziamento dorsali Nord-Sud e rinforzi di rete; interconnessioni con estero, investimenti per regolazione di tensione ed aumento inerzia del sistema;
2. Sviluppo e implementazione di strumenti in grado di fornire al mercato **corretti segnali di prezzo di lungo periodo** che favoriscano l'installazione di nuova capacità produttiva efficiente e flessibile, quali ad esempio il Capacity Market;
3. Sviluppo di **ulteriore capacità di accumulo**, sia idroelettrico sia elettro-chimico;
4. **Evoluzione dei mercati:** abilitare e promuovere la partecipazione di «nuove» risorse al mercato dei servizi di dispacciamento (domanda, generazione distribuita, accumuli); evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi per far fronte alle nuove esigenze di flessibilità del sistema; integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei;
5. **Esplicitare nuovi servizi prima non necessari** (o che comunque non era necessario esplicitare perché ottenuti "implicitamente" dal sistema) per gestire la progressiva riduzione di potenza rotante dispacciata e, di conseguenza, la progressiva riduzione di risposta inerziale ("inerzia").

Per quanto riguarda le azioni di cui ai precedenti punti 4 e 5 Terna, in conformità a quanto previsto dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la delibera 300/2017/R/eel, ha avviato - attraverso progetti pilota - un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove tipologie di risorse, inclusi sistemi di accumulo, domanda e generazione distribuita. Tali progetti hanno la finalità di incrementare le risorse disponibili a fornire servizi di rete, sperimentare nuove modalità di remunerazione dei servizi e testare nuove forme di approvvigionamento a termine delle risorse.

Alla luce degli scenari prospettici definiti nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) **diventa essenziale prevedere nuovi servizi di rete per gestire le conseguenze della diminuzione attesa di inerzia.**

Come noto l'inerzia, che misura la capacità del sistema di "resistere" ad uno sbilanciamento tra generazione e carico del sistema senza eccessive variazioni della frequenza di rete, è tradizionalmente fornita dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo "rotante". La generazione di tipo "inverter-based" invece dà un contributo limitato o nullo all'inerzia del sistema.

Gli scenari PNIEC prevedono uno sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili, con un incremento di circa 40 GW di FER al 2030. La copertura del carico da parte delle FER al 2030 è prevista pari al 55,4% con un contributo di eolico e solare pari al 34%. Per raggiungere questi obiettivi dovrà necessariamente diminuire la potenza dispacciata degli impianti termici tradizionali. Scegliendo come riferimento l'anno 2017, per oltre il 99% delle ore la minima copertura del carico da potenza rotante è stata del 50%. Assumendo tale valore come soglia di riferimento, già al 2025 ci sarebbero 800 ore in cui la copertura del carico da potenza rotante risulterà inferiore a tale soglia, e questo valore salirà a circa 3.000 ore nel 2030. Il fenomeno è illustrato graficamente in Figura 2 dove sono rappresentate le curve di durata della copertura del carico da potenza rotante nei tre scenari sopra descritti.



Figura 2. Copertura carico da potenza rotante in Italia (2017, 2025 e 2030 PNIEC)

Il problema della riduzione di inerzia “meccanica” del sistema sopra descritto risulterà ulteriormente aggravato dal previsto phase-out della capacità termica convenzionale a vapore, in particolare degli impianti alimentati a carbone. Tali impianti sono infatti caratterizzati anche da una rilevante inerzia “termica” collegata al contenuto energetico del vapore surriscaldato presente in caldaia che può essere rilasciato in brevissimo tempo tramite l’apertura delle valvole di alta pressione. In caso di eventi di sottofrequenza tali impianti sono infatti in grado di rispondere molto rapidamente erogando potenza attiva grazie all’energia immagazzinata in caldaia (si veda a titolo di esempio la Figura 3 in cui è rappresentata la risposta misurata di un gruppo termico convenzionale a fronte di un evento di sottofrequenza messa a confronto con la analoga risposta di un moderno ciclo combinato a gas, sostanzialmente privo dell’inerzia termica sopra descritta).

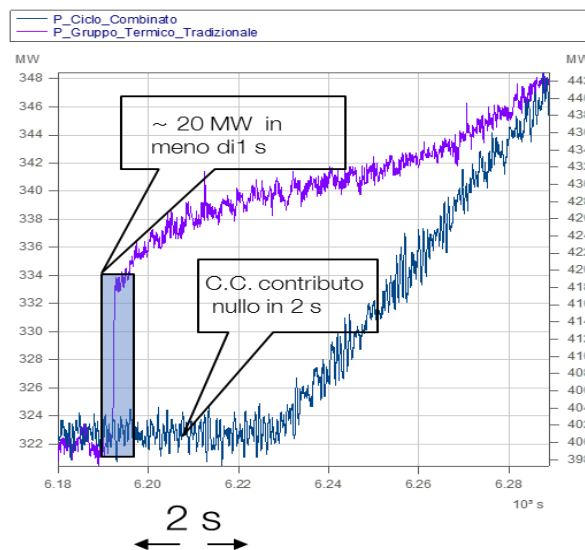


Figura 3. Tempo di risposta di un gruppo termico convenzionale a vapore vs un ciclo combinato (in ascissa il tempo e in ordinata la potenza erogata)

La progressiva riduzione dell'inerzia del sistema, dovuta al minor numero di macchine sincrone disacciate, determina un inasprimento delle variazioni della frequenza a seguito di eventi, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi, non sempre compatibili con l'attuale contributo della regolazione primaria, soprattutto nello scenario di phase-out degli impianti a carbone che sono caratterizzati da tempi di risposta particolarmente veloci.

Per contrastare gli effetti sulla stabilità della frequenza sopra descritti è necessario introdurre un servizio caratterizzato da un tempo di piena attivazione inferiore a quello della regolazione primaria. Tale servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza (o "Fast Reserve") non è da intendersi in sostituzione alla regolazione primaria ma come un servizio coordinato con essa per contribuire alla sicurezza del sistema. Contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

Per le motivazioni sopra esposte, tale nuovo servizio è già utile nei prossimi anni contestualmente alla fuoriuscita degli impianti alimentati da carbone e sarà sempre più necessario con la progressiva diffusione delle "nuove" fonti rinnovabili inverter based e con la conseguente riduzione dell'incidenza percentuale delle macchine rotanti sulla copertura del carico.

Sintesi della proposta

La presente consultazione ha lo scopo di avviare, nell'ambito dei progetti di cui alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 300/2017/R/eel, il progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di "**Fast Reserve**", volto a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza. Tale servizio è da intendersi distinto da quello di regolazione primaria ma strettamente coordinato con questo per coadiuvare la stabilità dinamica di frequenza (cfr. Figura 4).

Nello specifico il servizio di Fast Reserve è bidirezionale e consiste nel fornire una risposta continua ed automatica in potenza attiva, proporzionale all'errore di frequenza, **entro 1 secondo dall'evento** che ha determinato l'attivazione del servizio e con un tempo di avviamento della risposta entro 300 millisecondi. Il profilo di potenza richiesto deve essere mantenuto per almeno 30 secondi e deve eseguire, successivamente, in 5 minuti una de-rampa lineare fino ad annullare il contributo attivato. In particolari condizioni di rete il servizio può essere utilizzato anche con differenti profili di attivazione comunque sempre nel rispetto dei valori di capacità energetica come di seguito riportati.

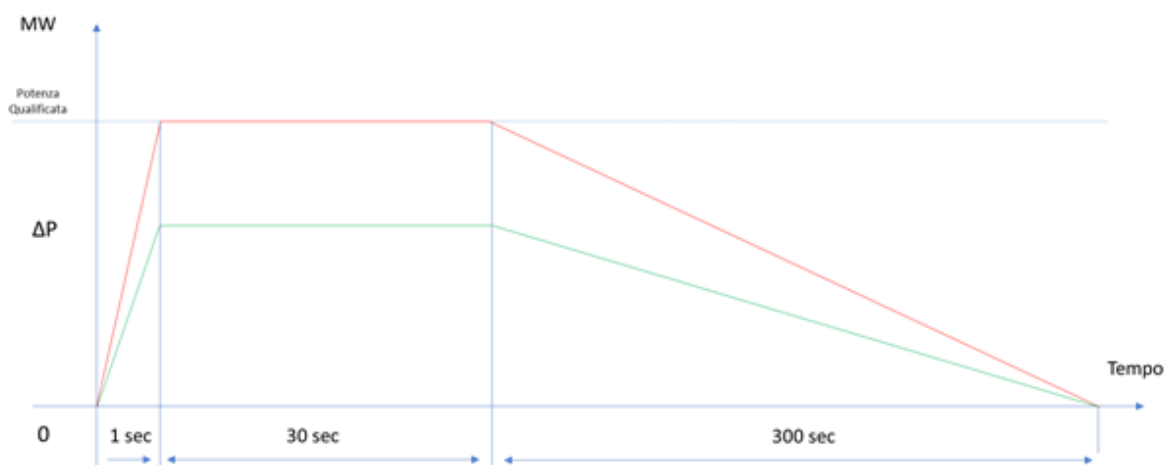


Figura 4. Dinamica dell'attivazione del nuovo servizio

Il servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza può essere erogato da singoli dispositivi connessi presso un unico punto di connessione alla rete oppure da aggregati di dispositivi. È possibile richiedere l'abilitazione al servizio anche per dispositivi non ancora connessi alla rete e/o non abilitati all'esercizio per cui l'operatore si impegna ad adempiere a tutti gli obblighi di tipo autorizzativo e/o contrattuale necessari a costruire e/o abilitare i medesimi all'esercizio secondo le tempistiche riportate nel Regolamento e nel contratto standard.

Nel rispetto del principio di neutralità tecnologica il servizio potrà essere fornito da "Fast Reserve Unit" composte di singoli dispositivi o aggregati di dispositivi quali unità di produzione "stand alone", unità di consumo (che non prestano il servizio di interrompibilità) ed impianti di accumulo, sia "stand-alone" che "behind-the-meter". Possono essere aggregate le unità connesse alla rete in alta, media o bassa tensione purché connesse alla stessa porzione di rete con riferimento alla quale Terna definisce il quantitativo da approvvigionare. Considerato il carattere innovativo del servizio e l'importanza dello stesso ai fini della stabilità del sistema, è prevista l'installazione dei dispositivi di misura e verifica del servizio a livello di singolo dispositivo ricompreso nella Fast Reserve Unit.

La potenza qualificata di una Fast Reserve Unit deve essere almeno pari a 5 MW (e comunque non superiore a 25 MW). La soglia minima è stata definita per garantire la significatività delle Fast Reserve Unit, mentre la soglia massima contribuisce ad assicurare una maggiore distribuzione del servizio sulla rete. Il quantitativo massimo per il quale potranno essere presentate offerte da ciascun partecipante all'asta non potrà essere superiore al 75% del quantitativo da approvvigionare della medesima area di assegnazione.

Qualora la fast Reserve Unit sia costituita da almeno un dispositivo caratterizzato da limiti in energia, dovrà essere in grado di disporre di una capacità energetica tale da consentire stabilmente lo scambio con la rete di un valore di potenza almeno pari alla potenza qualificata, sia a salire sia a scendere, per almeno 15 minuti continuativi ogni due ore.

Terna, al fine di sperimentare la fornitura di un servizio ad oggi non previsto e di testare al contempo nuove tecnologie, propone un **approvvigionamento a termine** di tali risorse, per il tramite di una procedura competitiva che ne remunererà la disponibilità. I contratti, della **durata di 3/4 anni** (dal 1 gennaio 2022 al 31 dicembre 2024/2025), prevedono l'obbligo per il titolare della Fast Reserve Unit di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida per un numero di ore richiesto da Terna, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso annuo (€/MW/anno) determinato in esito all'asta. Il **numero di ore di disponibilità** che ogni Fast Reserve Unit contrattualizzata dovrà garantire ai fini della fornitura del servizio è **pari a 1000 ore/anno**. Tale numero di ore è stato definito in base alla stima degli scenari PNIEC che prevedono, già al 2025, una forte riduzione della copertura del carico da potenza rotante. Terna comunicherà le ore di disponibilità in cui le Fast Reserve Unit saranno obbligate a fornire il servizio con un anticipo di sette giorni solari rispetto al giorno oggetto di fornitura (conferma definitiva due giorni prima).

Nelle ore di disponibilità, la capacità contrattualizzata dovrà essere esclusivamente asservita al servizio di Fast Reserve (la capacità contrattualizzata potrà anche essere una parte della capacità dei dispositivi facenti parte della Fast Reserve Unit). La parte rimanente della capacità disponibile, nonché la capacità contrattualizzata nelle ore dell'anno diverse dalle ore di disponibilità, potrà essere offerta sui Mercati dell'Energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento nel rispetto della

regolazione vigente (ivi inclusi gli altri progetti pilota in corso), consentendo di realizzare il “**revenue stacking**”, ovvero la possibilità di ottenere ricavi aggiuntivi a quelli garantiti dal corrispettivo fisso per la fornitura di riserva ultra-rapida.

Al riguardo si anticipa sin d’ora che **Terna metterà in consultazione** un progetto pilota volto a sperimentare **nuove modalità di fornitura del servizio di regolazione secondaria** di frequenza da parte di dispositivi ad energia limitata, fonti rinnovabili non programmabili e aggregati di dispositivi (es. UVAM). Tale progetto sarà aperto anche ai dispositivi inclusi all’interno di Fast Reserve Unit.

Modalità di approvvigionamento

Il servizio di Fast Reserve verrà approvvigionato tramite un’asta al ribasso con CAP che verrà reso noto agli operatori prima dello svolgimento della procedura concorsuale.

Il quantitativo da approvvigionare individuato è pari a 200 MW² complessivi sul Continente e Sicilia e pari a 30 MW in Sardegna.

Dalle analisi effettuate negli scenari con più elevata penetrazione FRNP e phase out del carbone, tali quantitativi rappresentano il minimo da approvvigionare per minimizzare, a partire dal 2022, il rischio di attivazione del piano di alleggerimento del carico in caso di incidente di riferimento anche in condizioni di rete isolata.

Il CAP verrà valorizzato sulla base dei benefici attesi per il sistema dall’introduzione del servizio di Fast Reserve.

Considerato che, in assenza del servizio Fast Reserve, nelle ore ad elevata produzione da generazione “inverter-based” è necessario, per assicurare adeguati livelli di inerzia del sistema, ridurre la produzione delle FRNP, sono stati valorizzati i benefici dell’evitato curtailment delle FRNP derivanti dall’introduzione del servizio di Fast Reserve.

In particolare, sulla base delle analisi effettuate, prendendo come riferimento lo scenario PNIEC al 2025, i benefici sono stimabili in un range compreso tra **18 e 25 mln€/anno** (vedi Appendice). Pertanto, si propone di definire un **CAP** all’asta, valido per entrambe le Aree, all’interno del range di **78-108 k€/MW/anno**.

² Terna, entro la fine del periodo di consultazione e in ogni caso entro 60 giorni prima dell’asta, si riserva di rendere nota una eventuale ulteriore suddivisione del Quantitativo Disponibile sul Continente e Sicilia in più Aree di assegnazione.

Appendice – determinazione benefici

I benefici economici apportati al sistema dall'introduzione del servizio di Fast Reserve, sono valutati calcolando i costi di misure alternative necessarie per salvaguardare il sistema durante i transitori di frequenza (cfr. Figura 3). In assenza dell'implementazione della Fast Reserve sarebbe necessario aumentare l'inerzia del sistema tagliando preventivamente la produzione di impianti FRNP per sostituire con potenza rotante (es. CCGT).

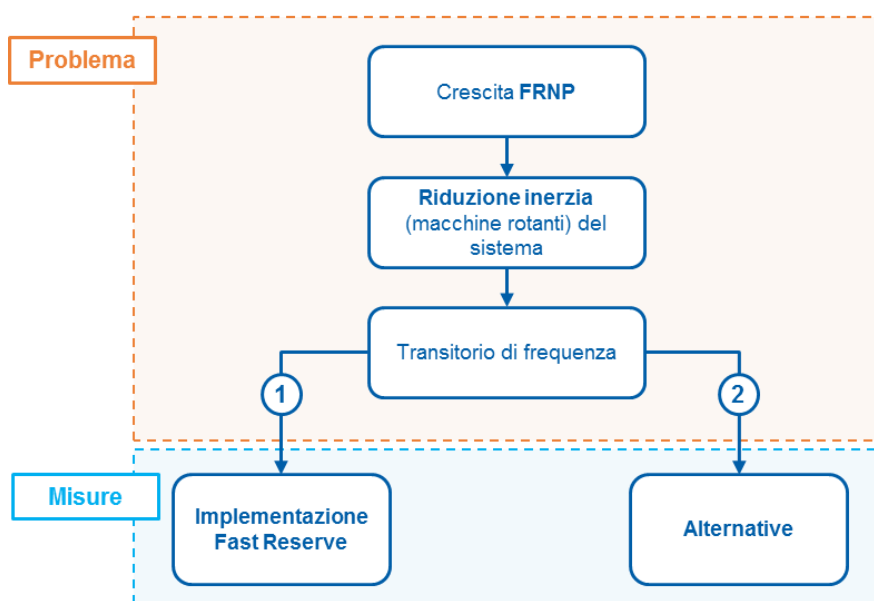


Figura 3. Valutazione degli interventi necessari ad assicurare la stabilità del sistema

Costi curtailment preventivo della produzione FRNP e sostituzione con potenza rotante

Per mantenere il sistema in uno stato di sicurezza, si definisce una soglia minima di copertura del carico da potenza rotante (composta da termoelettrico incluso biomasse e geotermia, idroelettrico e pompaggi). Il valore complementare rappresenta quindi la soglia oltre la quale è elevata la probabilità che venga effettuato curtailment di FRNP. Al riguardo si stima che, in assenza di capacità a carbone e in assenza dei 230 MW previsti per la Fast Reserve, la potenza rotante non debba essere mai inferiore a circa il 35% del carico complessivo³.

Prendendo tale valore come soglia di riferimento, si stima il costo associato al curtailment che si avrebbe con elevata probabilità in assenza del nuovo servizio di Fast Reserve per lo scenario PNIEC 2025 dove si prevedono 13 GW di fonti rinnovabili non programmabili installati in più rispetto al 2017 (cfr. **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** di cui +7 GW di solare fotovoltaico e +6 GW di eolico).

Su una produzione FRNP risultante di circa 67 TWh al 2025, il **curtailment** necessario da applicare per mantenere la soglia della potenza rotante sempre superiore al 35% è stimato in **150 – 210 GWh**. Il costo aggiuntivo che si verrebbe a determinare per il sistema sarebbe di circa **18 – 25 mln€ per il solo 2025**, ipotizzando di bilanciare il sistema accettando a salire capacità rotante al prezzo medio a salire di MSD (stimato pari a **120 €/MWh**).

³ Come termine di paragone, nel 2017 la copertura da potenza rotante è stata superiore al 50% nel 99% delle ore e superiore al 35% nel 100% delle ore