

PRESCRIZIONI PER I GENERATORI RIGUARDO AI SERVIZI DI RETE PER LA REGOLAZIONE DELLA FREQUENZA E DELLA TENSIONE

Marino Sforza – TERNA, Direzione Dispacciamento

1 Introduzione

L'esercizio in sicurezza di un sistema elettrico richiede la presenza costante di alcuni servizi di rete, quali la regolazione della frequenza, la regolazione della tensione, la riserva di potenza ed altri ancora. Questi servizi sono forniti dagli impianti di generazione e, in particolare, da quelli che rispondono a determinati requisiti tecnici. Per garantire questi servizi sono necessarie delle regole non discriminatorie che, pur tutelando l'economicità di gestione degli impianti, assicurino un elevato grado di sicurezza per l'esercizio del sistema elettrico.

E' compito di *TERNA, Rete Elettrica Nazionale*, stabilire le citate regole e indicare le caratteristiche che ogni generatore deve possedere per essere dichiarato idoneo a ciascun servizio. A tale esigenza rispondono le *Regole Tecniche di connessione* e le *Regole di Dispacciamento*, entrambe sostituite recentemente dal *Codice di Rete* (1), che costituisce un insieme di prescrizioni delle quali *TERNA* si è dotata in accordo con quanto stabilito dalla legislazione vigente in materia di trasporto e distribuzione di energia elettrica.

In passato, poiché la gestione della rete elettrica nazionale era verticalmente integrata, i servizi di rete erano svolti dal Monopolista elettrico. In assenza di un mercato elettrico competitivo, e non essendovi quindi concorrenza tra i vari impianti di generazione, la scelta delle centrali che svolgevano tali servizi era piuttosto libera e si poteva, ad esempio, affidare la regolazione della frequenza ad un numero limitato di generatori.

La liberalizzazione del settore elettrico ha portato in molti Paesi ad una separazione commerciale tra *energia* e *servizio* e, di conseguenza, alla formazione di accordi economici tra i produttori di energia elettrica e i consumatori finali. Inoltre, sono richiesti dei contratti di accesso alla rete di trasmissione attraverso la quale si realizzano le transazioni di energia. All'*Operatore di Sistema* è quindi demandato il compito di gestire il servizio elettrico garantendo un adeguato equilibrio tra domanda e offerta e di esercire la rete secondo criteri di sicurezza e affidabilità. Questo si realizza richiedendo dei servizi aggiuntivi, denominati anche *Ancillari o di Sistema*, che si dimostrano essere di fondamentale importanza per la fornitura del più ampio servizio elettrico con i requisiti richiesti. I servizi di sistema sono principalmente la regolazione di potenza attiva, la regolazione di frequenza, o di velocità, e la regolazione di tensione. Ad essi si aggiungono i servizi a supporto di una fase di riaccensione del sistema elettrico a seguito di un disservizio generalizzato, cioè l'esecuzione del *Rifiuto di Carico* e la capacità di *Ripartenza Autonoma*.

Attualmente, gli operatori elettrici in Italia sono molteplici ed appaiono correttamente destinati ad aumentare. E' quindi auspicabile che con la stabilizzazione di un più ampio mercato elettrico competitivo anche i servizi di rete siano ripartiti con la massima equità tra tutti gli impianti che vi partecipano.

Per tale ragione, TERNA ha imposto come obbligatorie le regolazioni *primarie* per tutti i gruppi (o unità) di produzione e, quindi, l'onere conseguente si ripartisce sulla totalità delle Aziende di Produzione (nel seguito Produttori o Titolari).

Al contrario, sono ritenute facoltative tutte le regolazioni *secondarie* alle quali possono partecipare soltanto alcuni gruppi di produzione scelti in base alle loro caratteristiche ed alle necessità dell'esercizio del sistema elettrico.

La regolazione secondaria di frequenza è stata la prima ad essere remunerata, perché ad essa, interessando la potenza attiva prodotta, è associato un costo tangibile. Nel corso degli ultimi anni è stata riconosciuta una remunerazione anche per la regolazione secondaria di tensione, tuttavia alla data del presente documento non esiste ancora un mercato per questo servizio ancillare. Infine, è presente una regolazione terziaria di potenza per ripristinare i margini a disposizione della regolazione secondaria che è remunerata.

A completamento, si indica che esiste per TERNA la necessità di individuare con precisione i gruppi di produzione idonei ad erogare i vari servizi. A tale proposito, la Disciplina del mercato elettrico (2) ha stabilito che il GRTN, ora TERNA, istituisca e gestisca un *Registro delle Unità di Produzione* (RUP), nel quale devono essere iscritti tutti i gruppi che sono ammessi a partecipare al mercato elettrico. E' quindi basandosi sui dati contenuti nel Registro che TERNA può individuare le unità di produzione tecnicamente idonee a partecipare ai vari servizi.

TERNA osserva periodicamente le caratteristiche tecniche che sono auto-dichiarate dai Titolari nel RUP e verifica che queste siano corrispondenti alle prescrizioni del Codice di Rete e ai valori attesi per ogni tipologia di impianto. Ad esempio, attraverso il citato Registro TERNA ha raccolto le informazioni riguardanti un vasto campione di gruppi di produzione costituito da circa 1041 unità collegate alla rete italiana con tensione maggiore di 120 kV. La loro potenza nominale è compresa tra 10 e 750 MVA, con valore medio di circa 95 MVA, per un totale superiore a 98.200 MVA. La distribuzione delle potenze dei gruppi registrati è illustrata in Figura 1. Queste unità, e quelle che entreranno in servizio nel prossimo futuro, sono quelle che forniscono, e dovranno fornire, i servizi di sistema.

Nel seguito saranno descritte le prescrizioni richieste per soddisfare i servizi di regolazione della frequenza e della tensione. Infine, ad integrazione delle informazioni precedenti, saranno fornite alcune indicazioni anche per il *Servizio di Riaccensione* che ha una notevole importanza negli stati di emergenza del sistema elettrico.

2 Il servizio di regolazione della frequenza

Il transitorio che segue da uno squilibrio tra potenza generata e potenza assorbita in una rete è smorzato verso una nuova condizione di regime permanente da processi fisici e di sistemi di regolazione di tipo stabile che si susseguono nelle seguenti fasi successive:

1. all'insorgere del disturbo varia lo stato della rete con una diversa ripartizione delle correnti supportata dai campi elettromagnetici del sistema. Insieme alle correnti cambiano anche i momenti resistenti delle macchine, tuttavia la frequenza è ancora costante a causa del momento d'inerzia delle masse rotanti;
2. lo squilibrio tra i momenti resistenti e motrici all'interno dei generatori provoca la variazione della velocità di rotazione delle macchine e quindi una variazione di

frequenza. La variazione della velocità è avvertita dai regolatori di macchina che, con lo statismo¹ impostato, cercheranno di correggere lo squilibrio attestandosi su un nuovo valore di frequenza, in una fase denominata *Regolazione Primaria*.

3. la variazione di frequenza influisce sullo scambio di potenza tra aree di rete, ed in particolare tra i sistemi elettrici interconnessi e, più debolmente, modifica la potenza assorbita dal carico. A causa dello squilibrio sia della frequenza che della potenza di scambio tra le aree un *Regolatore di Rete* deve elaborare un opportuno segnale di *Livello di Produzione* che sarà trasmesso a un insieme di gruppi destinati alla *Regolazione Secondaria*, anche diverso dall'insieme di quelli in regolazione primaria. La variazione della potenza da essi prodotta ha il compito di ristabilire il valore di frequenza nominale e lo scambio di potenza programmato con i sistemi elettrici interconnessi.

TERNA supervisiona con continuità l'andamento della frequenza di tutto il sistema elettrico; la Figura 1 ne riporta una analisi statistica dei valori registrati durante un mese invernale. La distribuzione dei valori che ne risulta ha un andamento di tipo quasi gaussiano con una deviazione standard (σ) di circa 22 mHz, e con quasi il 73% dei campioni è contenuto nell'intervallo $\pm\sigma$.

Di seguito si darà un cenno teorico ai sistemi che partecipano alla regolazione della frequenza e della frequenza-potenza e, successivamente, si indicheranno le prescrizioni richieste per questi servizi.

2.1 La Regolazione primaria di velocità

Ogni generatore è dotato di un *Regolatore Primario* con il compito di variare la portata del fluido motore, e quindi della potenza prodotta, con una funzione inversa alle variazioni di velocità misurate da un tachimetro.

Il sistema di regolazione, completo del tachimetro e del servomotore, si comporta come un integratore dell'errore di velocità che quindi è annullato dall'azione di regolazione, cioè si ripristina la velocità nominale del rotore. Questo comportamento è corretto per un singolo generatore che alimenta una rete isolata, ma non è efficace in una rete con molte macchine regolanti perché le stesse contribuirebbero a ristabilire l'equilibrio con potenze ripartite in funzione delle sole caratteristiche dinamiche dei regolatori, del fluido primario e delle macchine e non è esclusa l'instaurazione di oscillazioni di potenza tra le stesse.

¹ Si intende come *Statismo* (permanente) di un regolatore un valore adimensionale rappresentativo della capacità del regolatore di far variare la potenza generata dal motore primo ad esso asservito in funzione di una variazione di velocità. Una formula che indica lo statismo è la seguente: $S = 100 \cdot \frac{f_{vuoto} - f_{carico}}{f_{nominale}}$, (con

f il valore della frequenza/velocità in condizioni di funzionamento caratteristiche). Oppure, in considerazione del fatto che lo statismo è teoricamente costante per tutto il campo di funzionamento del regolatore, per una variazione di frequenza di Δf in regime permanente deve corrispondere una variazione di potenza ΔP , pertanto: $S = 100 \cdot \frac{\Delta f}{f_{nominale}} \cdot \frac{P_{no\ min\ ale}}{\Delta P}$.

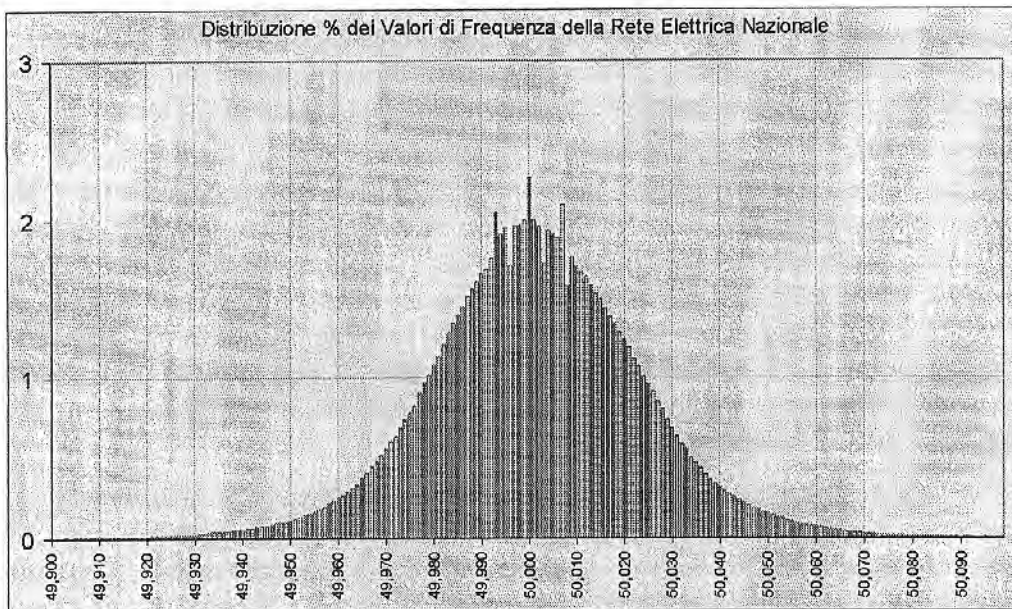


Figura 1: Distribuzione dei valori della frequenza del sistema elettrico continentale registrati durante un mese invernale del 2005. Campionamento: 1 s; Risoluzione: 1 mHz; Totale dei campioni: 2416733; Frequenza media: 50.00136; Deviazione standard (σ): 22.1 mHz; Percentuale campioni entro $\pm\sigma$: 72.08%.

Ciò si evita aggiungendo una retroazione dell'apertura del distributore che è sottratta alla variazione della velocità del rotore, proporzionale alla variazione di frequenza. Pertanto, il regolatore retro-azionato non annulla la sola variazione di frequenza, e quindi non riporta la velocità al valore nominale, ma ha solo il compito di mantenere l'equilibrio tra la potenza motrice e la potenza elettrica. Lo schema logico di funzionamento del regolatore di velocità, nella simbologia delle *Trasformate di Laplace* (dove p a denominatore è il simbolo dell'operatore), è il seguente:

$$\Delta f \longrightarrow \boxed{\frac{-K_p}{1+T_1 p}} \longrightarrow \Delta P_g$$

Esso indica come ad una variazione della frequenza (velocità), in ingresso, corrisponda una variazione della potenza elettrica (meccanica), in uscita, con una funzione del tempo del tipo esponenziale avente costante di tempo pari a T_1 e valore a regime: $-K_p \cdot \Delta f$. La costante K_p è l'*Energia Regolante Primaria* della macchina [MW/Hz] ed equivale alla variazione di potenza corrispondente allo scarto di frequenza di 1 Hz. È legata allo statismo dalla relazione: $K_p = \frac{P_{g \max}}{S \cdot f_{\text{nom}}}$.

Nell'ipotesi che esista un'unica frequenza per il sistema elettrico avente lo stesso valore in tutti i suoi punti, cioè il sistema sia *rigido*, escludendo pertanto l'influenza delle oscillazioni pendolari sincronizzanti tra le diverse macchine, si può considerare una macchina equivalente dotata di un'unica energia regolante $K_{pt} = \sum_i K_{pi}$. I valori di K_{pi} attribuiti alle diverse macchine rappresentano il contributo di potenza che ognuna di esse, in regolazione, deve fornire in caso di una determinata variazione della frequenza.

Si osservi che a transitorio esaurito la caratteristica del regolatore è una retta nel piano frequenza (ascisse), potenza prodotta (ordinate). Ovverosia, ad ogni valore di frequenza corrisponde un solo valore di potenza erogata dal generatore. Quindi, a regime, il regolatore diventa di tipo proporzionale.

L'inclinazione della retta, cioè la partecipazione del regolatore alla regolazione, è una funzione inversa del grado di retroazione impostato, ovvero è proporzionale al grado di statismo². Pertanto, una maggiore retroazione corrisponde ad una minore contribuzione di potenza prodotta³.

2.1.1 Criteri di determinazione dei requisiti della regolazione primaria

Nell'esercizio di un sistema elettrico interconnesso esiste il problema di stabilire quale è il massimo squilibrio tra potenza prodotta ed assorbita che è possibile sostenere senza attivare i sistemi di difesa per il controllo correttivo ed il mantenimento di condizioni di funzionamento controllabili (3). Squilibri di interesse sono sia quelli causati dalla perdita di produzione, che dalla perdita del carico, tuttavia i primi sono generalmente più gravosi e probabili⁴.

Per affrontare questo problema si deve scegliere:

1. a quale valore di frequenza, o di variazione di frequenza, si intende tarare le relative protezioni per attuare il distacco (alleggerimento) del carico, o della produzione. Nei sistemi elettrici moderni si deve evitare distaccare del carico per valori non inferiori a 49.5 Hz, ovverosia per $\Delta f/f_n=0.01$, in qualsiasi condizione di esercizio. In considerazione della maggiore ampiezza della prima elongazione del transitorio di frequenza, è considerato prudentiale assumere la massima variazione di frequenza, successiva ad uno squilibrio tra produzione e fabbisogno, equilibrata dalla regolazione primaria, pari a: $\Delta f/f_n=0.005$.
2. L'entità della massima perdita di produzione ragionevolmente attesa, in funzione della dimensione e delle caratteristiche di un certo sistema elettrico. In genere, si considera il valore della più grande unità di produzione in esercizio, oppure della più grande centrale in esercizio connessa ad un singolo nodo elettrico. Una scelta generalmente adottata tra i sistemi elettrici dell'UCTE indica che il massimo deficit che può accadere è del 2.5% della potenza prodotta in un qualsiasi istante di esercizio, cioè $\Delta P/P_n=0.025$.

Un esercizio che soddisfi le precedenti ipotesi richiede che le unità di produzione del sistema elettrico considerato regolino la frequenza con uno statismo permanente totale

² L'angolo che la retta di regolazione fa con l'asse delle ordinate (potenza prodotta) è pari a:

$$\arctg \left(S \cdot \frac{f_{nom}}{P_{nom}} \right)$$

³ Intuitivamente: con una maggiore retroazione, il segnale in ingresso al regolatore si annulla per una minore entità del segnale in uscita, cioè un minor valore della potenza prodotta.

⁴ Si osservi che per sistemi elettrici isolati, come quello della Sardegna, e talvolta quello della Sicilia, una condizione pericolosa per l'esercizio può essere causata dal distacco improvviso per guasto del grosso carico costituito dal pompaggio, utilizzato nelle ore di minimo fabbisogno proprio quando sono minime anche le capacità di regolazione delle unità di produzione. In questo caso, si possono registrare delle condizioni di sovra-frequenza che possono essere controllate solo con il distacco automatico di unità di produzione.

pari al 20% (si veda la nota n° 1)⁵. Questo valore si riferisce alla prestazione che deve essere fornita da tutte le unità in esercizio, ma è noto che molte unità non possono regolare la propria velocità perché sono dipendenti dalla natura della fonte primaria, oppure non posseggono dei regolatori con caratteristiche appropriate⁶. Da ciò ne consegue la prescrizione di richiedere ai generatori regolanti un valore di statismo più basso di quello precedentemente stimato, che compensi anche il mancato contributo di quelli non regolanti. Ovviamente deve essere disponibile, in ogni condizione di esercizio, la riserva di potenza primaria (rotante) attesa, cioè il 2.5%, per le ipotesi considerate. Resta inteso che affinché i regolatori primari possano agire a seguito di una variazione di frequenza devono essere sufficientemente sensibili e privi di vincoli per la regolazione.

2.2 La regolazione secondaria della frequenza e potenza

2.2.1 L'errore di rete

Se si considera con ΔP_s la variazione della potenza di scambio con le reti Estere e con Δf la variazione della frequenza, entrambi rispetto ai valori programmati per quell'istante, si può calcolare una variabile denominata *Errore di Rete*: $\varepsilon_1 = \Delta f + \frac{\Delta P_s}{K_{rs}}$.

Questa variabile è misurata in Hz e contiene il termine K_{rs} che rappresenta l'*Energia Regolante Secondaria* del sistema elettrico. Una diversa e più generale definizione dell'errore di rete, suggerita anche dall'UCTE, indica che sia misurato in MW facendo riferimento alla formula:

$$\varepsilon_r = K_{rs} \Delta f + \Delta P_s$$

2.2.2 Il regolatore di rete

Il regolatore di rete, gestito da TERNA, calcola con continuità un segnale di *Livello*, della regolazione secondaria, che è inviato con modalità diverse ai gruppi partecipanti al servizio di regolazione secondaria con l'obiettivo di annullare l'errore di rete del sistema elettrico italiano. La versione adottata da TERNA del segnale di livello utilizza l'errore di rete per produrre un valore adimensionale, variabile da 0.0 a 100.0, per la completa escursione tra le due semi-bande della regolazione secondaria di $\pm \frac{P_d}{2}$:

$$L = -\frac{100.0}{P_d} \cdot (\beta \cdot \varepsilon_1 + \alpha \int \varepsilon_1 \cdot dt) + 50.0$$

Dove P_d è la potenza regolabile messa totalmente a disposizione dai generatori che partecipano al servizio di regolazione secondaria e ricevono, quindi, il livello L . Nella

⁵ Se tutte le N unità di generazione di un sistema elettrico fossero regolanti, lo statismo permanente totale sarebbe la seguente funzione delle potenze e degli statismi delle singole unità: $S_{p,tot} = \frac{P_{n,tot}}{\sum_1^N \frac{P_{n,t}}{S_i}}$, che deriva

dall'aver eguagliato le Energie regolanti di tutti i generatori a quella di un unico generatore equivalente.

⁶ E' questo il caso delle centrali alimentate a fonti rinnovabili, di quelle ad acqua fluente, ed in genere di tutta la produzione distribuita di media, piccola e piccolissima potenza.

formula compaiono i coefficienti moltiplicativi del termine proporzionale (β) e di quello integrale (α) di questo che, pertanto, è un regolatore *Proporzionale-Integrale*.

Si osservi che nell'ipotesi che la quota parte dell'errore di rete dovuta alla sola frequenza sia piccola, come di solito accade, il rapporto $\frac{\alpha}{K_{rs}}$ può essere considerato

come un modo per esprimere l'inverso della *Costante di Tempo del Regolatore Integrale* T_{rs} . Questa costante di tempo è normalmente impostata a 180÷200 s, il massimo consentito dalle raccomandazioni UCTE ed influisce in modo inversamente proporzionale sulla prontezza della Regolazione Secondaria nel correggere l'errore di rete.

2.2.3 La regolazione secondaria

Il valore dell'Energia Regolante Secondaria K_{rs} , impostato sul regolatore, è proporzionale all'importanza dell'azione della Regolazione Secondaria. E' stimato in funzione delle caratteristiche del sistema elettrico con l'obiettivo di soddisfare la Condizione di Darreius di *uguaglianza delle Energie Regolanti della Regolazione Secondaria e della Rete* per ognuna delle reti interconnesse. Ciò con l'obiettivo di garantire l'autonomia delle regolazioni secondarie, in cui ogni rete compensa totalmente le proprie variazioni di fabbisogno non richiedendo, almeno in regime permanente, ulteriori azioni di compensazione da parte delle altre reti interconnesse. Si tenga presente che l'energia regolante del sistema elettrico è data dalla somma dell'energia regolante dei gruppi in regolazione primaria (K_p) e secondaria (K_s) e dell'energia auto-regolante del carico.

$$K_{rs} = K_p + K_c + K_s$$

Nella realtà il valore attribuito all'energia regolante della regolazione secondaria è un valore stimato dall'UCTE annualmente ed è pari a 2276 MW/Hz per il sistema elettrico italiano (per il 2006), senza che si abbia la certezza che si verifichi l'uguaglianza richiesta⁷. La Tabella seguente, riportata solo a titolo d'esempio, è stata divulgata dall'UCTE per l'anno 2006 ed indica i valori dell'energia regolante K_n dei sistemi elettrici europei.

Il coefficiente C_i di partecipazione alla regolazione, attribuito ad ogni Paese, è pari al rapporto tra l'energia prodotta in ogni Paese e l'energia totale prodotta in ambito UCTE. Per l'Italia il valore attuale è di 0.111 e si è ridotto rispetto al precedente valore di 0.118 che era in vigore quando le reti dei Balcani, Romania, Bulgaria e Grecia, erano ancora non interconnesse al resto delle reti dell'Europa. Il termine P_{pi} è il corrispondente contributo di potenza dovuto alla regolazione primaria che ogni sistema elettrico dovrebbe fornire a fronte di deficit di potenza prodotta di 3000 MW nel sistema europeo.

⁷ Si tratta di un valore, poco variabile anno per anno, che tiene conto dell'energia regolate media in tutte le condizioni di esercizio. Infatti, si preferisce non rispettare la condizione di Darreius duranet il transitorio di regolazione secondaria perché si tratta di un inconveniente minimo a fronte, invece, dell'onere di cambiare con continuità il valore dell'energia regolante nel regolatore al variare delle condizioni di esercizio. In ogni caso, i regolatori funzionano correttamente e tendono sempre ad annullare i propri errori di rete.

Generalmente, sulla base delle registrazioni effettuate con continuità nel sistema elettrico europeo, le variazioni di frequenza previste dall'UCTE sono:

- per il 90% del tempo inferiori a 40 mHz;
- per il 9% del tempo inferiori a 60 mHz;
- per il restante 1% del tempo superiori a 60 mHz⁸.

Infine, l'UCTE richiede che la riserva primaria da qualsiasi fonte sia interamente fornita a fronte di una variazione di 200 mHz⁹.

| Control area | Country | Ci | Ppi [MW] | Kri [MW/Hz] |
|----------------|---------|-------------|-------------|----------------|
| ELIA (**) | B | 0,032488194 | 97 | 668 |
| RWE TSO (**) | D | 0,231556142 | 695 | 4763 |
| REE (**) | E | 0,122147543 | 366 | 2513 |
| RTE | F | 0,209077982 | 627 | 4301 |
| TERNA | I | 0,110659995 | 332 | 2276 |
| ELES | SLO | 0,005394968 | 16 | 111 |
| HEP TSO | HR | 0,004754980 | 14 | 98 |
| JPCC (**) | BiH | 0,004906550 | 15 | 101 |
| TenneT | NL | 0,036184433 | 109 | 744 |
| APG (**) | A | 0,021735586 | 65 | 447 |
| REN | P | 0,015874492 | 48 | 327 |
| ETRANS | CH | 0,024296219 | 73 | 500 |
| CEPS | CZ | 0,029795503 | 89 | 613 |
| MAVIR | H | 0,011762379 | 35 | 242 |
| PSE Operator | PL | 0,054232856 | 163 | 1116 |
| Burstyn Island | UA | 0,002940499 | 9 | 60 |
| SEPS | SK | 0,010828748 | 32 | 223 |
| HTSO | GR | 0,018806114 | 56 | 387 |
| JIEL | CS&MK | 0,017064304 | 51 | 351 |
| KESH | AL | 0,002095205 | 6 | 43 |
| NEK | BG | 0,013533640 | 41 | 278 |
| TRANSELECTRICA | RO | 0,019863669 | 60 | 409 |
| Total | | 1 | 2999 | 20571 |

2.3 Prescrizioni per la regolazione di frequenza e frequenza/potenza

2.3.1 Generalità

Come precedentemente indicato, la regolazione primaria arresta la diminuzione, o l'aumento, della frequenza conseguente ad uno squilibrio di potenza in rete. E' effettuata congiuntamente da tutti i generatori, con alcune eccezioni, ciascuno in seguito l'azione automatica del proprio regolatore di velocità.

Secondo le prescrizioni UCTE (4), la regolazione primaria deve agire completamente entro 15÷30 secondi dopo un disservizio che causi una perdita dell'equilibrio tra produzione e carico elettrico. Entro tale tempo, la frequenza e la potenza di scambio tra

⁸ Si veda anche la Figura 1.

⁹ Si tratta di una prescrizione generica, che deve valere per qualsiasi sistema elettrico. Come si vedrà nel seguito, nel caso italiano l'intera banda di riserva primaria deve essere utilizzata per variazioni di frequenza minori.

le aree regolanti devono essersi stabilizzate, anche se su valori diversi da quelli di programma.

La regolazione secondaria, più lenta, provvede appunto a ricondurre la frequenza e la potenza di scambio ai rispettivi valori di programma ed è effettuata da alcuni gruppi che agiscono, con il controllo del regolatore automatico centralizzato, entro i 15 minuti successivi.

La *Regolazione, o Riserva Terziaria*, consiste nell'entrata in servizio o nel distacco di gruppi di produzione, oppure nella variazione della potenza prodotta da gruppi già in servizio. Ha lo scopo di integrare la banda di potenza asservita dalla regolazione secondaria qualora sia stata da essa completamente consumata e non si prevede a breve il ritorno nelle condizioni di esercizio iniziali.

Sono definite varie tipologie di regolazione terziaria, che si differenziano per il tempo di intervento e per il segno della variazione di potenza. Si distinguono, quindi:

- riserva terziaria a *salire*, a 15 o 60 minuti dalla richiesta di TERNA;
- riserva terziaria a *scendere*, a 5 o 15 minuti dalla richiesta.

Si tratta, come può notarsi, di tempi di intervento relativamente elevati; per tale ragione, la regolazione terziaria non richiede, solitamente, l'impiego di dispositivi automatici.

2.3.2 Prescrizioni per la regolazione primaria della frequenza

TERNA utilizza le risorse disponibili per la regolazione, o riserva, primaria allo scopo di correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, mediante l'intervento dei regolatori di velocità delle turbine dei generatori asserviti, in risposta alle variazioni di frequenza. La funzione di riserva primaria è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema interconnesso europeo, con alcune eccezioni dovute alle caratteristiche della fonte energetica primaria (si veda nel seguito). Come indicato in precedenza, l'azione correttiva esercitata dalla riserva primaria non consente di annullare gli scarti di frequenza.

La riserva primaria è un servizio obbligatorio, deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita uniformemente all'interno del sistema elettrico, in modo che la sua azione sia indipendente dall'origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi¹⁰. La riserva primaria deve essere fornita esclusivamente dalle unità di produzione.

Nel Codice di Rete è indicato che un'unità di produzione è idonea alla fornitura della riserva primaria se lo è almeno uno dei gruppi di generazione che la costituiscono. Tuttavia, non sono idonei alla fornitura della riserva primaria i gruppi di generazione che hanno una potenza inferiore a 10 MVA e quelli che sono alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

¹⁰ L'obbligatorietà del servizio impone che le unità di produzione che sono impossibilitate a fornirlo versino un corrispettivo economico con cui remunerare l'onere associato alla maggiore banda di regolazione primaria messa che dovrà essere messa a disposizione da altre unità di produzione. Questa regola del *corrispettivo economico sostitutivo* è applicata ad ogni servizio obbligatorio di quelli di seguito descritti.

Sono quindi idonei alla fornitura delle risorse per la riserva primaria tutti i rimanenti gruppi di generazione se però soddisfano i requisiti tecnici riportati nel documento *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza* (5). In particolare, le caratteristiche dei dispositivi di regolazione del gruppo di generazione, cioè il grado di statismo, la zona di insensibilità ed altre, devono inoltre essere conformi a quanto definito nel Codice di Rete.

E' di notevole importanza la banda di regolazione che deve essere associata a questo servizio. In particolare, con riferimento alle caratteristiche del sistema elettrico italiano TERNA ha stabilito che:

- Nella rete continentale, ogni unità di produzione deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 1.5\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione costituente l'unità¹¹.
- Nella *Zona Sardegna*, ogni unità di produzione deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione costituente l'unità.
- Nelle *Zone* appartenenti alla *Regione Sicilia*, deve essere resa disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione costituente l'unità di produzione, nei periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con la rete continentale.

Si precisa che le bande prescritte sono dei valori minimi da garantire e quindi alla frequenza di 50 Hz le unità di produzione devono funzionare sempre a potenza non superiore al 98.5%, o al 90% per le isole maggiori nelle condizioni specificate. Altresì, la banda garantita non deve essere interpretata come una limitazione al contributo di potenza che ogni unità deve regolare durante un transitorio di frequenza. In altre parole, una unità funzionante a potenza ridotta deve regolare una potenza proporzionale alla ampiezza del transitorio fino al raggiungimento dei suoi limiti massimi o minimi di funzionamento.

A seguito di recenti indagini svolte da TERNA con i Proprietari degli impianti, è emerso che la banda di riserva primaria richiesta del $\pm 1.5\%$ impegna in modo non previsto dai Costruttori gli impianti a ciclo combinato dell'ultima generazione. Infatti, tali impianti, che stanno gradualmente aggiornando il parco di produzione italiano, appaiono essere costruiti per il funzionamento alla massima potenza e per la connessione a reti in cui non sia richiesta la regolazione primaria della frequenza. Specificatamente, il funzionamento della turbina a vapore nella condizione di *turbina segue*, con valvole di regolazione aperte, o *sliding pressure*, richiede che tutta la banda di regolazione, calcolata sulla potenza efficiente di tutto l'impianto, sia attuata dal solo gruppo turbogas. Ciò impone anche che lo statismo di quest'ultimo sia impostato a valori inferiori al 5%, orientativamente circa al 3.4%, in funzione delle potenze dei

¹¹ Per potenza efficiente si intende la potenza attiva massima che può essere erogata con continuità da una Unità o Sezione (modulo) termoelettrica o per un determinato numero di ore da una Unità idroelettrica. Si tratta della potenza immessa in rete nelle condizioni indicate. Questa definizione non tiene conto delle condizioni atmosferiche a cui invece sono sensibili le unità di produzione turbogas delle sezioni a ciclo combinato. Pertanto, per questa tipologia di impianti, nei casi in cui è necessario definire un valore unico, i Titolari dovrebbero dichiarare come potenza efficiente quella riferita alle condizioni atmosferiche imposte dall'International Standards Organization (ISO), e pari a: 59°F/15°C, 14.7psia/1.013bar e 60% di umidità relativa.

gruppi a vapore e turbogas di una sezione, che sono, in genere, la seconda circa il doppio della prima¹².

Per il soddisfacimento del valore di banda, con le attuali tecnologie, sono state proposte alcune soluzioni come l'esercizio del gruppo turbogas a carico ridotto e la laminazione per il gruppo turbovapore che però penalizzano il rendimento dell'unità di produzione. Un'altra soluzione indicata può consistere nell'esercire il gruppo turbogas al suo carico di base (*base load*), imponendo la condizione di carico di punta (*peak load*), quando è richiesta l'erogazione della banda riserva di potenza primaria. Tuttavia, questa soluzione è sconsigliata perché causa una maggiore usura del macchinario e una maggiore frequenza di manutenzione.

In ogni caso, TERNA negli scorsi anni ha contattato i costruttori nazionali ed internazionali che hanno recepito le citate ed inderogabili caratteristiche di regolazione che devono avere le unità di produzione, che sono connesse al sistema elettrico italiano e stanno proponendo delle soluzioni idonee, anche in virtù della flessibilità mostrata dalle moderne macchine termiche.

Per garantire un'adeguata qualità della regolazione primaria, TERNA ha stabilito alcuni requisiti che devono soddisfare i regolatori di velocità. Nel seguito si tratteranno, in particolare, le prescrizioni riguardanti lo statismo e la zona di insensibilità.

2.3.2.1 Statismo

E' prescritto che lo statismo delle unità di produzione possa essere tarato tra il 2% e l'8%. Tuttavia, è richiesto da TERNA che lo statismo di tutte le unità termoelettriche debba essere impostato ad un valore non superiore al 5%.

Per le unità idroelettriche regolanti è prescritto uno statismo del 4%.

Si noti che una banda di riserva primaria dell'1.5%, associata ad una unità di produzione con statismo del 5%, è utilizzata per una variazione di frequenza pari a 37.5 mHz. Tale valore diventa di 30 mHz per uno statismo del 4%.

2.3.2.2 Zona di insensibilità e banda morta

La *zona di insensibilità* di un regolatore di velocità è l'intervallo di frequenza, nell'intorno della frequenza nominale, entro il quale il regolatore non agisce, a causa dei propri limiti di prestazione.

Le Raccomandazioni UCTE suggeriscono che la zona di insensibilità dei regolatori dei gruppi di generazione deve essere la più piccola possibile ed in ogni caso inferiore a ± 10 mHz. Coerentemente, il Codice di Rete italiano ammette una zona di insensibilità fino a ± 10 mHz. Tuttavia, TERNA può concedere delle deroghe a questa prescrizione per valori fino a ± 20 mHz nel caso di regolatori già in servizio appartenenti a vecchi impianti.

¹² Per una sezione a ciclo combinato di 400 MW, costituita da una unità a vapore da 130 MW e una turbogas da 270 MW deve essere messa a disposizione da parte di quest'ultima una banda di regolazione primaria di 6 MW, pari al 2.2% della sua potenza, e deve essere impostato nel suo regolatore uno statismo

del: $0.05 \cdot \frac{P_{\text{turbogas}}}{P_{\text{sezione}}} \cdot 100 = 0.05 \cdot \frac{270}{400} \cdot 100 = 3.375\%$

E' evidente che l'insensibilità dei regolatori dei gruppi ha una influenza determinante sull'effetto della regolazione primaria¹³. Infatti, si osservi che, per quanto detto nei paragrafi precedenti, nel caso in cui si verifichi la perdita di una unità di produzione di circa 400 MW si ha una variazione della frequenza della rete UCTE di circa ± 20 mHz. Al fine di rendere minime le variazioni di frequenza della rete europea, per questi eventi è necessaria e richiesta la regolazione primaria delle unità di produzione in servizio. Pertanto, il valore di variazione di frequenza indicato giustifica la minima ampiezza di ± 10 mHz richiesta per la zona di insensibilità.

Si segnala che dagli archivi di TERNA risulta che circa l'87% dei gruppi di produzione registrati, corrispondente al 97% circa della potenza complessiva, è conforme alle prescrizioni di TERNA per quanto riguarda l'insensibilità dei regolatori.

La *banda morta* invece è una limitazione all'azione di regolazione primaria della frequenza, impostata volontariamente. Anche questo parametro ha una influenza determinante sull'effetto della regolazione primaria. Al fine di permettere una uniformità di comportamento da parte delle unità di produzione, e le necessità che tutte effettuino il servizio di regolazione primaria secondo le proprie capacità, TERNA, anche a seguito di una indagine internazionale estesa anche ai principali Costruttori, richiede per i valori di banda morta dei regolatori di velocità il valore massimo di ± 10 mHz, per tutte le unità idroelettriche e a vapore tradizionali (se i valori sono impostabili), mentre per i cicli combinati il valore massimo è di ± 20 mHz. Solo per gli impianti meno recenti, i cui regolatori hanno una insensibilità intrinseca maggiore di ± 10 mHz, la banda morta volontaria dovrebbe essere impostata in misura tale che, se sommata all'insensibilità, non superi il valore complessivo di ± 30 mHz.

2.3.3 Prescrizioni per la regolazione secondaria frequenza/potenza

L'UCTE prescrive che la frequenza della rete europea, e la potenza di scambio tra le aree, devono assumere i rispettivi valori di programma, concordati tra gli operatori di sistema, entro i 15 minuti successivi ad un disservizio che ha causato uno squilibrio di potenza. E' quindi un obbligo, per TERNA, individuare e disporre dei gruppi di produzione in grado di fornire un servizio di regolazione e, per i Titolari, che questi siano dotati dei necessari apparati e disponibili a variare con sufficiente rapidità la potenza elettrica prodotta.

Coerentemente a quanto indicato, TERNA utilizza le risorse per la riserva secondaria di potenza, o regolazione secondaria frequenza/potenza, per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma, e contribuendo, di conseguenza, al ristabilimento della frequenza europea.

Questa funzione automatica è eseguita da un regolatore centralizzato presente nel sistema di controllo di TERNA. Le reti della Sardegna, con continuità, e della Sicilia quando non connessa alla rete continentale, attuano in autonomia la funzione di riserva secondaria di potenza. Il servizio di riserva secondaria di potenza per ogni unità di produzione consiste:

¹³ L'insensibilità di ± 10 mHz causa una aumento della variazione di frequenza alla quale è utilizzata tutta la banda di riserva primaria, che quindi passa dai 37.5 mHz teorici ai 47.5 mHz.

- nella fase di programmazione, nel rendere autonomamente disponibile una semi-banda di riserva secondaria.
- nel fase dell'esercizio in tempo reale, nell'asservire la banda di riserva secondaria ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare l'immissione di energia elettrica sulla base del segnale di livello elaborato ed inviato da TERNA.

2.3.3.1 Requisiti tecnici generali per l'abilitazione delle risorse

Per fornire il servizio facoltativo di riserva secondaria di potenza le unità di produzione devono soddisfare i seguenti requisiti tecnici:

- almeno un gruppo di generazione associato all'unità è conforme con quanto indicato nel documento *Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza* (5);
- l'unità è equipaggiata con apposito apparato di elaborazione del segnale di livello trasmesso da TERNA;
- l'unità mette a disposizione di TERNA il telesegnale di stato della regolazione secondaria;
- l'unità, se di tipo termoelettrico, è in grado di realizzare la variazione di potenza relativa alla semi-banda con un tempo non superiore a 100 secondi;
- E' stato indicato nel Registro delle unità di produzione almeno un assetto con banda di riserva secondaria maggiore delle quantità minime seguenti:
 - il 15% della potenza efficiente, per le unità idroelettriche;
 - il maggiore tra 10 MW e il 6% della potenza efficiente, per le unità termoelettriche.

2.3.3.2 Requisiti tecnici specifici per i gruppi termoelettrici

Per i gruppi turbogas, e per i gruppi a vapore che utilizzano combustibili liquidi o gassosi, il gradiente minimo raccomandato di variazione della potenza è impostato pari all'8% della potenza efficiente al minuto.

Dai Registri di TERNA risulta che il 90% dei gruppi turbogas è in grado di realizzare un gradiente almeno pari, o appena inferiore, al valore raccomandato. Quanto ai gruppi a vapore si osserva che circa il 40% di essi, pari a circa il 55% della rispettiva potenza totale, è in grado di garantire un gradiente pari o superiore al valore raccomandato. In generale, i gruppi in grado di realizzare i gradienti più elevati sono quelli di potenza superiore a 400 MVA.

Per i gruppi a carbone, il gradiente minimo raccomandato è pari al 2% della potenza efficiente al minuto. Il 35% dei gruppi a carbone dell'attuale parco italiano, pari al 63% della potenza complessiva, è risultato rispondente al requisito.

E' interessante notare che nella realtà il regolatore secondario che sta elaborando un errore molto grande, rappresentativo di un sistema in condizioni di forte squilibrio e quindi in uno stato di emergenza, riesce a percorrere tutta la banda 0.0 + 100.0 proprio in circa 200 secondi, cioè in 3 minuti e 20 secondi. Da ciò ne consegue che per ogni gruppo esiste una limitazione della semi-banda di regolazione secondaria massima, che può essere offerta sul mercato di questo servizio di rete, in funzione del massimo gradiente di variazione di potenza erogabile. Ad esempio, per un gradiente massimo

dell'8%/minuto si avrebbe una semi-banda massima di circa il 13.3% della Potenza efficiente del gruppo.

2.3.3.3 Gruppi idroelettrici

Per i gruppi idroelettrici a serbatoio, è raccomandato un gradiente minimo pari all'1% della potenza efficiente al secondo. E' rispondente a tale requisito l'80% circa dei gruppi idroelettrici considerati, ovvero l'85% della loro potenza complessiva.

2.3.4 Prescrizioni per la regolazione terziaria della potenza

La regolazione terziaria può essere effettuata sia variando la potenza prodotta da gruppi in servizio, sia disponendo l'entrata in servizio di gruppi aggiuntivi. In entrambi i casi, i gruppi coinvolti devono essere in grado di immettere in rete una potenza di riserva almeno pari a 10 MW entro 15 o 60 minuti, secondo il tipo di riserva di cui si tratta.

TERNA utilizza le risorse per la riserva terziaria di potenza allo scopo di costituire opportuni margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi orari di produzione definiti in fase di programmazione. Questi margini sono eventualmente attivati durante l'esercizio in tempo reale con l'invio di ordini di dispacciamento, nel contesto del servizio di bilanciamento, e non per mezzo di meccanismi di regolazione automatica, come nel caso della riserva primaria e secondaria di potenza precedentemente descritti. Si distingue una riserva terziaria di potenza *a salire* e una *scendere*.

La riserva terziaria di potenza a salire è suddivisa nelle seguenti due tipologie caratterizzate dal differente tempo di risposta a seguito della richiesta di erogazione del servizio:

- *Riserva a 15 minuti*, denominata *Pronta*, è costituita dall'incremento di potenza che può essere immesso in rete entro 15 primi dalla richiesta. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza entro i tempi previsti dalla normativa UCTE.
- *Riserva a 60 minuti*, denominata di *Sostituzione*, è costituita dall'incremento di potenza che può essere immesso in rete entro 60 primi dalla richiesta. Questa riserva ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di scostamenti del fabbisogno, e/o avarie dei gruppi di produzione, la cui durata sia di qualche ora.

2.3.4.1 Caratteristiche della variazione della potenza prodotta da gruppi in servizio

TERNA ha calcolato per ciascun gruppo registrato, sulla base dei gradienti di potenza già considerati a proposito della regolazione secondaria, il tempo necessario per variare di 10 MW la potenza elettrica prodotta. Dall'indagine è risultato che per le regolazioni a 15 e 60 minuti, la percentuale di gruppi idonei al rispetto dei requisiti di TERNA è prossima al 100%. Invece, per una regolazione a 5 minuti, risulta idoneo il 90% dei gruppi, pari al 94% della potenza complessiva.

3 La regolazione della tensione

3.1 Generalità

Il problema del controllo delle tensioni del sistema elettrico è strettamente legato alla:

- Sicurezza del sistema elettrico, per:
 - il miglioramento della stabilità di tensione;
 - la riduzione delle sollecitazioni in tensione del macchinario e degli impianti e quindi di affaticamento dei materiali.
- Qualità del servizio elettrico, per:
 - mantenere le tensioni di rete nell'intorno dei valori contrattualmente previsti e, in presenza di regolazione secondaria, ottimizzati, a fronte delle continue variazioni dei carichi e piccole/grandi perturbazioni di rete;
 - la riduzione delle cadute di tensione nella rete elettrica in funzione della condizioni di esercizio;
 - la riduzione delle ampiezze e della durata dei transitori di tensione causate da perturbazioni di rete.
- Economicità del servizio del servizio elettrico, per:
 - la riduzione delle perdite di potenza attiva nelle linee e nel macchinario;
 - l'ottimizzazione degli investimenti in impianti di potenza reattiva addizionali;
 - la riduzione dei costi di eventuali riserve calde per il sostegno delle tensioni.

Per quanto riguarda i gruppi di produzione, TERNA ha progettato, e sta realizzando, un servizio di tensione attuato attraverso un sistema di controllo a struttura gerarchica che regola, in anello chiuso, la tensione di alcuni nodi della rete di trasmissione, denominati *Nodi Pilota*, scelti tra quelli della rete a maggior potenza di corto circuito, attraverso il controllo in tempo reale della potenza reattiva di quei generatori che maggiormente influenzano i nodi stessi (6).

Il progetto prevede la suddivisione della rete in aree elettricamente poco connesse e l'individuazione in ciascuna area del nodo pilota il cui valore di tensione è regolata automaticamente da un insieme di centrali, quelle che prestano il servizio di regolazione secondaria della tensione, tramite il controllo della produzione/assorbimento di potenza reattiva. In questo modo i generatori asserviti alla regolazione forniscono la potenza reattiva necessaria per mantenere la tensione del nodo pilota al valore assegnato.

Il segnale di riferimento per le variazioni di potenza reattiva, richieste ai generatori asserviti alla regolazione secondaria, è costituito dal livello di reattivo dell'area. Questi erogano o assorbono la stessa percentuale di potenza reattiva rispetto ai loro limiti di prestazione (*capability*). Per ogni area, i segnali di livello di reattivo sono stabiliti, in modo automatico, come azioni di controllo dei Regolatori Regionali di Tensione (RRT), installati presso le Sedi Territoriali di TERNA. Questi hanno il compito di gestire in tempo reale la regolazione della tensione dei nodi pilota controllando la potenza reattiva dei gruppi di generazione asserviti a questa regolazione tramite un apparato installato in centrale denominato *Sistema Automatico di Regolazione della Tensione (SART)* (7).

La struttura gerarchica del sistema di controllo automatico delle tensioni è organizzata secondo quattro livelli. Specificatamente:

- I *Regolatori Automatici di Tensione (RAT)* dei generatori costituiscono il primo e più basso livello gerarchico. Complessivamente i RAT attuano la *Regolazione Primaria di Tensione* attraverso il controllo diretto dei sistemi di eccitazione delle macchine sincrone.
- I *Regolatori di Centrale SART* costituiscono il secondo livello gerarchico e attuano la potenza reattiva richiesta dai regolatori a livello gerarchico superiore (RRT) attraverso il riferimento dei regolatori automatici di tensione dei generatori. Tali regolatori di centrale, oltre a lavorare normalmente in tele-regolazione, possono anche operare in regolazione locale di tensione della sbarra AT di centrale o di un nodo di rete limitrofo. Questi regolatori sono obbligatori per ogni gruppo di produzione, come di seguito specificato.
- I *Regolatori Regionali di Tensione (RRT)* di area, che regolano in modo integrale, e dinamicamente non accoppiato, le tensioni dei nodi pilota agendo sulla produzione di potenza reattiva delle centrali controllate attraverso l'azione sugli apparati SART. Questi regolatori attuano la regolazione secondaria di tensione e sono gestiti da TERNA.
- Il *Regolatore Nazionale di Tensione (RNT)*, costituisce il quarto e superiore livello gerarchico. L'obiettivo del regolatore è quello di imporre dei profili ottimi delle tensioni dei nodi pilota e richiedere l'attuazione ai regolatori regionali in funzione delle effettive condizioni operative del sistema elettrico. L'elaborazione principale effettuata dal RNT consiste nell'ottimizzazione di una funzione obiettivo che, agendo sulle produzioni di potenza reattiva di area, minimizzi le perdite di trasmissione e massimizzi il margine di potenza reattiva disponibile, nel rispetto dei vincoli operativi degli impianti e della rete. L'azione del regolatore nazionale, che coordina i regolatori regionali di area ed è gestito da TERNA, determina la *Regolazione Terziaria delle Tensioni di Rete*.

Oltre ai gruppi di produzione nel sistema elettrico italiano, le risorse di potenza reattiva possono essere fornite da: banchi di condensatori e reattori shunt. Anche questi impianti sono gestiti dai regolatori regionali e dal regolatore nazionale.

Nelle intenzioni di TERNA il sistema gerarchico del controllo delle tensioni di rete consente di risolvere in modo ottimizzato gli obiettivi di qualità, sicurezza ed economicità precedentemente elencati. Per verificare la perseguibilità di questo obiettivo in passato è stata svolta una indagine tramite l'utilizzo di algoritmi di ottimizzazione che perseguono l'obiettivo delle minime perdite in rete imponendo, per un definito piano di produzione di potenza attiva e fissati vincoli sulle tensioni di rete, il ri-dispacciamento della sola potenza reattiva. E' stato preso a riferimento lo stato di funzionamento del sistema elettrico in una giornata tipica estiva e sono state effettuate valutazioni quantitative delle perdite attive di rete nella situazione reale di esercizio con i gruppi di generazione in sola regolazione primaria di tensione, nella condizione ottima operativa corrispondente, e nella condizione di gruppi asserviti alla *Regolazione Secondaria di Tensione*. I risultati della simulazione sono riportati in Figura 2.

L'analisi è stata fatta calcolando le perdite attive sulle linee nell'arco di un'intera giornata. La simulazione ha evidenziato che con un adeguato profilo di tensione sui nodi pilota, le perdite attive si riducono di circa 238 MWh con una media oraria di circa 10 MWh.

Come detto, la regolazione secondaria migliora notevolmente l'efficacia della regolazione di tensione. Oltre le simulazioni, i benefici per il sistema elettrico sono stati ampiamente confermati da alcuni anni di esercizio reale di un sistema RRT che agisce su quattro centrali connesse alla rete della Lombardia ovest, per un totale di 12 unità di produzione. Un'analisi statistica, condotta durante un periodo significativo, delle tensioni registrate nel nodo pilota a 400 kV di Baggio, ad ovest della città di Milano, ha dimostrato una riduzione dello scarto quadratico medio da 2.55 a 1.76 kV, durante le ore diurne, e da 1.00 a 0.60 kV durante le ore notturne, con un conseguente miglioramento della qualità del servizio dell'aera. Inoltre, dall'osservazione dell'esercizio dei 12 gruppi si è notato un generale miglioramento nella gestione delle potenze reattive da essi generate dovuto al funzionamento coordinato, con una loro omogenea partecipazione alla regolazione e l'eliminazione di funzionamenti parzialmente antagonisti. A ciò è corrisposta una riduzione delle perdite attive negli alternatori e nei trasformatori di centrale.

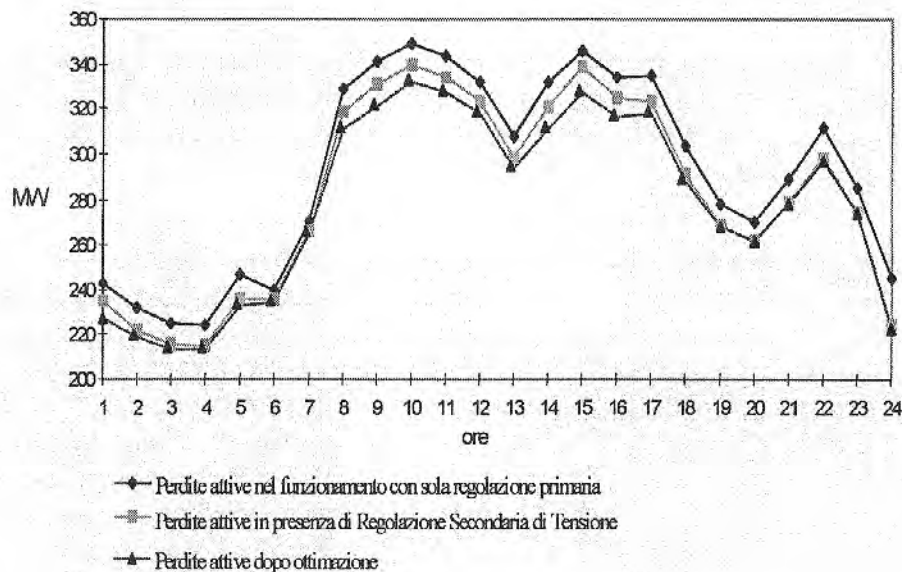


Figura 2: Perdite di rete risultanti da tre diverse condizioni di gestione della potenza reattiva dei gruppi di produzione in servizio durante una situazione di esercizio corrispondente ad una tipica giornata estiva del sistema elettrico italiano.

3.2 Prescrizioni per il servizio di regolazione della tensione

Nel seguito si riprende quanto precedentemente descritto e se ne fornisce un diverso dettaglio. Le Regole di Dispacciamento distinguono tre diversi livelli di regolazione della tensione. Il primo livello è costituito dalla *regolazione primaria della tensione di gruppo*. Esso consiste nel controllo della tensione ai morsetti di ciascun alternatore, per mezzo del relativo sistema di eccitazione. La regolazione primaria della tensione è una funzione indispensabile di ogni alternatore, ed è quindi richiesta come una condizione obbligatoria per la connessione alla rete rilevante, come sarà in seguito meglio specificato.

Il sistema di eccitazione di una unità può agire autonomamente, oppure può essere integrato in un sistema più ampio, che controlla la tensione in un nodo elettrico

opportuno della rete rilevante. Se questo nodo è la stazione elettrica della centrale, o una stazione limitrofa, alla regolazione primaria dell'unità si aggiunge la regolazione della sbarra ad alta tensione della stazione. Nel Codice di Rete questa regolazione è stata denominata *regolazione primaria di centrale* ed è definita come un servizio obbligatorio se la centrale comprende almeno un'unità di produzione di taglia superiore a 100 MVA. E' quindi indicato nello stesso Codice che ogni centrale si doti del Sistema Automatico di Regolazione della Tensione (SART). Il SART deve agire sui sistemi di eccitazione delle singole unità per regolare la tensione su una sbarra di una determinata stazione elettrica prossima alla centrale.

Se il nodo elettrico regolato non è prossimo ad una singola centrale, ma è un nodo del sistema elettrico di particolare importanza, sulla cui tensione influiscono in modo sensibile più centrali, è possibile, e auspicabile, istituire un coordinamento ad un livello più alto che è denominato *regolazione secondaria di tensione*. Questa regolazione ha una tempistica di alcune decine di secondi, analoga a quella della regolazione primaria di centrale e quindi molto maggiore dei tempi quasi istantanei della regolazione primaria di gruppo.

In questo caso, essendo coinvolte più unità di produzione dislocate in punti diversi del sistema elettrico, è necessario un coordinamento da parte di un unico *regolatore di area elettrica*, gestito da TERNA, che possa inviare segnali di *livello di regolazione* agli apparati SART locali.

3.3 *Requisiti tecnici per l'idoneità alla regolazione della tensione*

Le caratteristiche dei dispositivi di regolazione devono inoltre essere conformi alle disposizioni contenute nelle Regole tecniche di connessione. Per l'abilitazione al servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione di centrale, ciascuna centrale deve essere dotata di un Sistema Autonomo per la Regolazione della Potenza Reattiva e della Tensione (SART) conforme alle specifiche riportate nel documento *Sistema Autonomo per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione* (7). Inoltre, ogni unità di produzione deve soddisfare dei requisiti tecnici che riguardano gli apparati RAT e il sistema di eccitazione. Questi requisiti saranno descritti nel seguito, mentre quelli che sono richiesti per la partecipazione al servizio di regolazione secondaria sono impliciti nell'adozione dell'apparato SART costruito secondo le specifiche di TERNA.

3.3.1 Regolazione primaria della tensione

Dei tre livelli di regolazione citati, la regolazione primaria di gruppo è l'unica, per la sua rapidità di intervento, in grado di contrastare efficacemente non solo le variazioni di tensione che si verificano nella rete durante il normale esercizio, ma anche le variazioni improvvise causate da guasti. Per questi motivi, il servizio di regolazione primaria di tensione di gruppo è stato reso obbligatorio nel Codice di Rete per tutti i generatori connessi alla rete rilevante, indipendentemente dalla loro potenza.

Per garantire un'adeguata qualità della regolazione primaria, sia nelle prescrizioni di TERNA, che nelle Norme CEI (8), sono indicati i requisiti che devono essere soddisfatti dalle seguenti variabili caratterizzanti i sistemi di eccitazione degli alternatori:

- L'errore massimo della tensione regolata.

- Il campo di taratura del valore di riferimento.
- Il valore della tensione di ceiling.
- La minima tensione di alimentazione del sistema di eccitazione.

Tali requisiti sono analizzati singolarmente nel seguito.

3.3.1.1 Errore massimo di tensione

Le Norme e le prescrizioni citate prescrivono che la tensione regolata non si discosti dal valore desiderato, definito da un valore di set-point impostabile sul regolatore di tensione, più del $\pm 0.2\%$ per i gruppi termoelettrici, e del $\pm 0.5\%$, per i gruppi idroelettrici, indipendentemente dalla loro potenza.

3.3.1.2 Tensione di riferimento

Il Codice di Rete richiede che il set point di tensione possa essere tarato in un campo variabile tra l'80% ed il 110% della tensione nominale.

Dall'indagine condotta partendo dai dati del Registro di TERNA, circa il 60% dei gruppi considerati, corrispondente al 55% della potenza complessiva, è risultato conforme alla prescrizione riguardante il valore minimo del campo di taratura. La percentuale di gruppi conformi al requisito sul massimo valore di taratura, di particolare interesse per il servizio di regolazione primaria della tensione, è invece prossima al 90%. I risultati mostrano, tra l'altro, che un campo di taratura tipico è l'intervallo 80-115%.

3.3.1.3 Tensione di ceiling

Per migliorare la stabilità del gruppo durante le perturbazioni in rete, è prescritto che la tensione di ceiling del sistema di eccitazione sia superiore ad un valore minimo, dipendente dal tipo del sistema stesso. Sono state individuate due classi di eccitatrici: quelle totalmente statiche, per le quali sono attese caratteristiche migliori e che rappresentano circa il 50% del totale, e tutte le altre.

Per i gruppi dotati di sistema di eccitazione statico, è raccomandata una tensione di ceiling almeno pari al 200%. Tale requisito è soddisfatto dall'85% dei gruppi registrati, pari al 90% della rispettiva potenza totale. Il valore del 200% può quindi considerarsi una tensione di ceiling tipica per le attuali eccitatrici.

Per i sistemi di eccitazione non statici, è richiesta una tensione di ceiling almeno pari al 160%. Dall'analisi sui gruppi registrati risulta che per il 75% delle unità la tensione di ceiling è pari o superiore al valore minimo raccomandato.

3.3.1.4 Minima tensione di alimentazione dell'eccitatrice

Le Norme CEI raccomandano che le eccitatrici di tipo statico funzionino regolarmente anche quando la tensione di alimentazione è pari al 20% del valore nominale¹⁴.

¹⁴ Si osservi che la prescrizione indica solo che l'eccitatrice deve funzionare anche con una tensione di alimentazione del 20%, ed è sottinteso con prestazioni proporzionali a tale valore. Quindi, ad esempio, il ceiling, se non è possibile ottenere sempre le prestazioni massime, può essere riferito al valore della tensione di alimentazione.

Tale gravosa situazione può verificarsi in caso di corto circuito in prossimità del gruppo, se l'eccitatrice è alimentata in derivazione dal gruppo stesso. TERNA, nel Codice di Rete, eleva la soglia al 30% per le eccitrici già in servizio.

4 Servizi per la riaccensione

Il *Piano di Riaccensione* del sistema elettrico italiano è costituito da un insieme organico di informazioni e disposizioni, destinate alle Unità responsabili del controllo e della conduzione degli impianti, con l'obiettivo di ripristinare il prima possibile le normali condizioni di alimentazione dell'utenza, a seguito di una disalimentazione molto estesa (9).

La necessità di disporre di una strategia di riaccensione, e di un Piano che la descrive, deriva dall'esigenza di pianificare l'esecuzione delle manovre necessarie alla ripresa del servizio per aumentarne la rapidità di attuazione. La strategia di riaccensione costruita da TERNA prevede principalmente la realizzazione di *direttrici di riaccensione* predefinite e rese note alle Unità responsabili degli impianti.

Specificatamente, le direttrici sono costituite da centrali di prima riaccensione, da una rete minima formata da poche linee di trasmissione e stazioni a 400 kV e 230 kV, e da una grande centrale termoelettrica.

Le centrali di prima riaccensione sono caratterizzate da gruppi di produzione aventi:

- capacità di avviamento rapido e completamente autonomo;
- significativa potenza concentrata su pochi gruppi;
- possibilità di generare potenza attiva in regime di sovraeccitazione o di sottoeccitazione con buona regolazione della tensione;
- possibilità di regolare la frequenza in servizio separato.

Le centrali di prima riaccensione hanno il compito di lanciare tensione sulle linee che compongono le direttrici di riaccensione, regolando tensione e frequenza ai valori nominali ed entro ristretti limiti di variabilità.

Le centrali termoelettriche, indipendentemente dalle loro caratteristiche, hanno invece l'obiettivo di realizzare con successo la procedura di rifiuto di carico e rimanere in attesa del ritorno della tensione di rete, alimentando stabilmente i propri servizi ausiliari. Successivamente, devono poter effettuare il parallelo con la direttrice ad esse assegnata dal Piano di Riaccensione.

In definitiva, le manovre relative alla formazione delle direttrici coinvolgono: gli impianti di produzione (centrali idroelettriche o turbogas di prima riaccensione, gruppi termoelettrici), gli impianti di trasmissione (linee e stazioni) e quelli di distribuzione (cabine primarie) per la predisposizione dei carichi iniziali.

Quanto descritto precedentemente è la strategia principale del Piano di Riaccensione. Ad essa si associa una seconda strategia, altrettanto importante, che prevede la formazione di isole di carico alimentate da un impianto termoelettrico, a seguito di un black out. Queste isole possono sia rimanere stabili, in attesa del ripristino completo del resto del sistema elettrico con la creazione delle direttrici, sia permettere la rialimentazione di ulteriori aree di rete e/o lanciare tensione su linee ed impianti per l'alimentazione dei servizi ausiliari di gruppi che hanno condotto con successo la

procedura di rifiuto di carico. A tale servizio sono chiamati in particolar modo le sezioni a ciclo combinato,

I gruppi di produzione al fine di partecipare efficacemente al Piano di Riaccensione devono soddisfare i requisiti di seguito indicati.

4.1 Caratteristiche del Servizio di Rifiuto di Carico

Il servizio di rifiuto del carico per un gruppo di produzione consiste nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della sconnessione dalla rete, alimentando i propri servizi ausiliari, per un tempo coerente con le attività della riaccensione, che in genere e almeno di alcune ore. Tutte le unità di produzione devono alimentare i propri servizi ausiliari dal trasformatore di unità.

4.1.1 Obblighi di fornitura

Il servizio di rifiuto del carico deve essere prestato obbligatoriamente dalle unità di produzione termoelettriche comprendenti gruppi di generazione di potenza maggiore di 100 MW. Per tali unità esiste inoltre l'obbligo di partecipare a prove periodiche di rifiuto di carico con le modalità previste nel documento *Prescrizioni per la verifica delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico* (10).

Durante una verifica TERNA esegue il monitoraggio di tali impianti attraverso il proprio sistema di controllo per verificare la corrispondenza delle prestazioni registrate alle necessità del servizio.

4.2 Caratteristiche del servizio di rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico consiste nella disponibilità di un gruppo di produzione a partecipare all'attuazione del piano di riaccensione, coordinato di TERNA, secondo i criteri definiti nel relativo documento (9).

Al fine della fornitura del servizio di rialimentazione, i gruppi di produzione devono essere in grado di effettuare un avviamento autonomo in assenza di alimentazione esterna garantendo la regolazione della tensione e della frequenza oppure di rimanere in funzionamento stabile senza essere connesse alla rete alimentando esclusivamente i propri servizi ausiliari.

4.2.1 Obblighi di fornitura

Esiste l'obbligo alla prestazione del servizio per tutte le unità di produzione che, avendone TERNA preventivamente accertato i requisiti tecnici, sono elencate nel documento (9).

Le unità di produzione che forniscono il servizio di avviamento autonomo hanno l'obbligo di partecipare a delle verifiche periodiche di idoneità con le modalità previste in (10).

5 Conclusioni

Nel documento sono state descritti gli obiettivi, le caratteristiche principali e gli obblighi delle regolazioni di tensione e di frequenza, secondo l'organizzazione

gerarchica che le caratterizza. Inoltre, sono state indicate le principali caratteristiche richieste alle unità di produzione per la partecipazione al servizio di riaccensione del sistema elettrico.

A completamento è stata anche analizzata la conformità dei gruppi di generazione italiani alle prescrizioni di TERNA, espresse nel Codice di Rete e nella Norma CEI 11-32, riguardanti le regolazioni primarie di frequenza e di tensione. Da questa analisi si può concludere che un'ampia percentuale dei generatori italiani attualmente in servizio risponde almeno ad alcuni dei requisiti fissati per un corretto servizio di regolazione. Tale percentuale appare destinata ad estendersi ulteriormente, in virtù delle richieste di TERNA e degli interventi di ammodernamento o rifacimento attualmente in corso in molti impianti, o previsti nel prossimo futuro, i quali offrono l'occasione per adeguare i generatori alle prescrizioni.

Al fine di verificare l'attendibilità dei dati auto-certificati dai Titolari nel Registro Unità di Produzione, ma anche per verificare la rispondenza delle prestazioni degli impianti alle prescrizioni tecniche, TERNA può effettuare delle ispezioni che si sostanziano in una serie di prove. A tale scopo TERNA ha redatto un *Protocollo di Verifica* (11), come aggiornamento di un documento preesistente. In questo documento, oltre alle finalità e agli accorgimenti che TERNA intende adottare per condurre le prove tecniche, sono implicitamente descritte anche le modalità di partecipazione alla regolazione della frequenza per tutti gli impianti, anche quelli a ciclo combinato. Tra le prove che saranno eseguite è particolarmente rilevante ed innovativa quella per la valutazione del comportamento delle Unità di produzione nel caso di grandi perturbazioni della frequenza di rete.

Quanto ai generatori non conformi al Codice di Rete è prevista per essi la possibilità di derogare dalle prescrizioni, previa autorizzazione di TERNA e dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Tuttavia, TERNA può accogliere una richiesta di deroga soltanto dopo aver accertato che la stessa non comprometta la sicurezza di esercizio della rete.

Si intende in questo modo tenere conto delle esigenze tecniche ed economiche di quegli impianti di piccola taglia, e/o di non recente costruzione, che non sono dotati di sistemi di regolazione con caratteristiche adeguate. Le deroghe concesse potranno avere carattere temporaneo o permanente, e saranno annotate da TERNA in un registro apposito.

6 Bibliografia

- (1) TERNA, "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della Rete", ex articolo 1, comma 4 del DPCM dell'11 maggio 2004, versione 24 maggio 2005, www.terna.it.
- (2) GME, "Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79", 2001.
- (3) GRTN, "Piano di difesa del sistema elettrico", Rev.01, del 05-10-2004, www.terna.it.
- (4) UCTE, "Operational Handbook", September 2004.
- (5) GRTN, "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza", Rev. 0, 2000, www.terna.it.

- (6) GRTN, "Partecipazione alla regolazione di tensione", Rev. 0, 2000, www.terna.it.
- (7) GRTN, "Sistema Autonomo per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione", Rev. 00, 2003, www.terna.it.
- (8) CEI, Norma 11-32, "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria", 2000.
- (9) GRTN, "Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale", Rev. 0, 2003, www.terna.it.
- (10) GRTN, "Prescrizioni per la verifica delle unità di produzione per la riaccensione del sistema elettrico", Rev. 0, 2004, www.terna.it.
- (11) TERNA, "Verifica della conformità delle unità di produzione alle prescrizioni tecniche", Rev.01, del 14-12-2005, www.terna.it.

17 gennaio 2006

Main body of faint, illegible text, possibly a list or series of entries.

