

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**ANALISI DELLA METODOLOGIA PER LA
REMUNERAZIONE DEL SERVIZIO DI REGOLAZIONE
PRIMARIA DI FREQUENZA**

Relatore: Prof. Alberto Berizzi

Tesi di Laurea Magistrale di:
Luca Giannone
Matr. 804142

Anno Accademico 2013-2014

Indice

Indice.....	1
Indice delle Figure	3
Indice delle Tabelle.....	5
Abstract	7
Introduzione.....	9
1. Capitolo 1 La regolazione della frequenza.....	11
1.1 Introduzione.....	11
1.2 La regolazione primaria di frequenza: schema a blocchi.....	16
1.3 Contributo dei carichi rotanti all'equazione meccanica.....	19
1.4 Struttura e proprietà del regolatore primario	23
1.5 Cenni alla regolazione secondaria di frequenza	35
1.6 Il concetto di <i>Area Control Error</i> (ACE).....	46
2. Capitolo 2 I servizi ancillari all'estero	51
2.1 Introduzione.....	51
2.2 I servizi ancillari in America Settentrionale.....	53
2.3 La regolazione di frequenza in Asia	69
2.4 I servizi ancillari in Africa, Australia e Sud America.....	79
2.5 La regolazione di frequenza in Europa	83
3. Capitolo 3 La regolazione primaria di frequenza in Italia	97
3.1 Introduzione.....	97
3.2 La regolazione primaria di frequenza prima dell'A.73.....	98

3.3	La proposta dell’Autorità di remunerare il servizio di regolazione primaria.....	107
3.4	L’Allegato A.73 e la remunerazione del servizio di regolazione primaria.....	110
4.	Capitolo 4 Presentazione dei dati e del modello MATLAB-Simulink.....	123
4.1	Introduzione.....	123
4.2	Presentazione dei dati e del caso in esame.....	124
4.3	Calcolo delle variazioni di potenza attiva e dei contributi energetici.....	127
5.	Capitolo 5 Risultati ottenuti e Conclusioni.....	131
5.1	Introduzione.....	131
5.2	Risultati delle simulazioni.....	132
5.3	Confronto con i calcoli eseguiti secondo l’A.73.....	140
5.4	Conclusioni e osservazioni.....	143
6.	Bibliografia e Riferimenti.....	149

Indice delle Figure

Fig. 1.1. Schema di principio per la regolazione della velocità di un gruppo.	16
Fig. 1.2. Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo.....	18
Fig. 1.3. Diagramma di Bode asintotico di $G_f(s)$	26
Fig. 1.4. Caratteristica statica (f,P) : a) in unità fondamentali, b) in valori relativi.....	28
Fig. 1.5. Caratteristica statica (f,P) di un gruppo.....	30
Fig. 1.6. Controllo di frequenza: a) schema a blocchi; b) diagramma di Bode di $g(s)$	32
Fig. 1.7. Approssimazione di $g(s)$ per valori di frequenza elevati.	33
Fig. 1.8. Schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primaria e secondaria.	36
Fig. 1.9. Struttura del blocco $G_R(s)$	38
Fig. 1.10. Schema delle regolazioni primaria e secondaria.....	39
Fig. 1.11. Caratteristica statica $P_{ref} - L_p$	40
Fig. 1.12. Schema a blocchi tra errore di frequenza e riferimenti di potenza.	41
Fig. 1.13. Legame fra $\Delta P_i''$ e ΔL_p	42
Fig. 1.14. Sistema composto da tre sottosistemi interconnessi.	46
Fig. 1.15. Schema a blocchi del <i>Load Frequency Control</i> di un'area.	48
Fig. 1.16. Schema a blocchi della regolazione secondaria in un'area.	49
Fig. 1.17. Schema a blocchi basato sul criterio di autonomia a regime.....	50
Fig. 2.1. Le 4 <i>Interconnections</i> in Nord America.....	57
Fig. 2.2. Regioni e <i>Balancing Authorities</i> americane.	58
Fig. 2.3. <i>Balancing Authorities</i> interconnesse.....	58
Fig. 2.4. Tempi di reazione delle <i>Operating Reserves</i>	62
Fig. 2.5. Esempio di classificazione delle <i>Operating Reserves</i>	63
Fig. 2.6. Esempio d'intervento della <i>Contingency Reserve</i>	66
Fig. 2.7. Risposta al disturbo.	67
Fig. 2.8. <i>Frequency Response Unit Event Performance Tool</i>	69
Fig. 2.9. <i>State Grid Corporation of China</i> e <i>China Southern Power Grid Corporation</i> . ..	70
Fig. 2.10. Generica classificazione dei servizi ancillari in Cina.....	72
Fig. 2.11. Componenti principali del sistema di monitoraggio.	75
Fig. 2.12. Esempio tipico di regolazione primaria.....	78

Fig. 2.13. Paesi dell'ENTSO-E.	84
Fig. 2.14. Ruoli delle <i>Contingency Reserves</i> in Europa.....	86
Fig. 2.15. Corrispondenze fra terminologia NERC e terminologia ENTSO_E/UCTE.	87
Fig. 2.16. Modello per il monitoraggio della regolazione di frequenza in Turchia.....	90
Fig. 2.17. Valutazione di P nel processo di regolazione primaria.	94
Fig. 3.1. Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente.	106
Fig. 3.2. Gradienti di regolazione primaria di frequenza.	112
Fig. 3.3. Messaggio di errore in caso di parametri obbligatori non compilati	121
Fig. 3.4. Messaggio positivo da parte di Gaudì.....	122
Fig. 4.1. Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo.....	125
Fig. 4.2. Schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primaria e secondaria.	125
Fig. 4.3. Schema del calcolo della potenza fornita per la regolazione primaria.....	125
Fig. 4.4. Andamento della frequenza nel mese di Gennaio.....	126
Fig. 4.5. Calcolo della potenza con Simulink.....	127
Fig. 4.6. Calcolo degli sbilanciamenti energetici con Simulink.	129
Fig. 5.1. Andamento della frequenza filtrata dalla banda morta nel mese di Gennaio. ...	132
Fig. 5.2. Profilo della variazione di potenza nel mese di Gennaio.	133
Fig. 5.3. Variazioni positive e negative di potenza rispetto al programma.....	133
Fig. 5.4. Contributi energetici alla regolazione primaria nel mese di Gennaio.	134
Fig. 5.5. Contributi energetici di Gennaio per ogni quarto d'ora.	134
Fig. 5.6. Frequenza filtrata dalla banda morta fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01	135
Fig. 5.7. Andamento della variazione di potenza fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01 ...	136
Fig. 5.8. Calcolo dello sbilanciamento fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01.....	136
Fig. 5.9. Andamento della frequenza fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01.....	137
Fig. 5.10. Andamento della deviazione di potenza fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01...	138
Fig. 5.11. Calcolo del contributo energetico fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01	138
Fig. 5.12. Confronto fra i contributi energetici positivi.	140
Fig. 5.13. Confronto fra i contributi energetici negativi.	141
Fig. 5.14. Diagramma di Bode del filtro di Butterworth.....	144
Fig. 5.15. Diagramma di Bode del regolatore.	145
Fig. 5.16. Confronto fra i diagrammi di Bode.....	145
Fig. 5.17. Diagrammi di Bode del regolatore, del filtro di Terna e del filtro di RTE	147

Indice delle Tabelle

Tabella 2.1. Suddivisione delle <i>Operating Reserves</i>	64
Tabella 2.2. <i>Frequency Control Ancillary Services</i> (FCAS) australiani.	82
Tabella 2.3. ENTSO-E <i>Policy</i> VS. NERC <i>Policy</i>	88
Tabella 2.4. Caso con $ - K\Delta f = 60\text{MW}$ e $\text{RP} = 50\text{MW}$	95
Tabella 2.5. Caso con $ - K\Delta f = 40\text{MW}$ e $\text{RP} = 50\text{MW}$	96
Tabella 3.1. Servizi ancillari e servizi di sistema.	99
Tabella 3.2. Requisiti dei regolatori di velocità previsti dal Codice di Rete.....	104
Tabella 3.3. Grandezze gestite dalla UVRP ai fini del test.....	113
Tabella 3.4. Grandezze in ingresso per la gestione del test	114
Tabella 3.5. Grandezze elaborate dalla UVRP	114
Tabella 3.6. Grandezze in uscita dalla UVRP	115
Tabella 3.7. Grandezze da supervisionare per la validità del test.....	115
Tabella 5.1. Confronto fra i valori di energia positivi ottenuti con i due metodi.	142
Tabella 5.2. Confronto fra i valori di energia negativi ottenuti con i due metodi.	143

Abstract

Abstract in italiano

L'obiettivo della tesi è quello di proporre un metodo per il calcolo dell'energia fornita da un'unità di produzione quale contributo alla regolazione primaria di frequenza di un sistema elettrico, poiché, negli ultimi anni, molti Paesi stanno considerando la possibilità di valorizzare economicamente questo servizio. In particolare, il metodo implementato è stato utilizzato per studiare un caso reale partendo dai valori di frequenza acquisiti in Sardegna nell'anno 2013. Il programma, sviluppato in ambiente MATLAB-Simulink, permette di risalire al comportamento del regolatore primario in seguito alle oscillazioni della frequenza di rete e di calcolare il contributo energetico offerto dall'unità di produzione ai fini della regolazione. I risultati ottenuti sono stati poi confrontati con i calcoli svolti secondo le prescrizioni di Terna S.p.a che ha introdotto, nel 2014, un meccanismo di remunerazione per la valorizzazione di questo servizio. Dal confronto è emerso che il metodo utilizzato da Terna S.p.a approssima bene il reale comportamento del regolatore simulato con il metodo proposto nella tesi, e gli sbilanciamenti energetici calcolati ai fini della remunerazione del servizio, e ottenuti con le due procedure, sono molto simili.

Abstract in inglese

The objective of this thesis is to propose a method for calculating the energy supplied by a generating unit as a contribution to primary frequency regulation, since, in recent years, many countries are considering the possibility to remunerate this service. In particular, the implemented method has been used to study a real case starting from the frequency values

acquired in Sardinia in the year 2013. The method, developed by using the Mathworks' software MATLAB-Simulink, allows to simulate the behavior of the primary controller in response to the oscillations of the electric power system frequency and to calculate the generating unit's contribution to primary frequency regulation. The results were then compared with the ones obtained by calculating the contribution accordingly to the requirements of Terna Spa which introduced, in 2014, a remuneration mechanism for this service. The comparison showed that the method used by Terna Spa approximates well the real behavior of the controller simulated with the method implemented in this thesis, and imbalances in energy calculated for the remuneration of the service, and obtained with the two procedures, are very similar.

Introduzione

Lo scopo della tesi è quello di proporre un metodo per il calcolo del contributo di energia fornita da un'unità di produzione nel processo di regolazione primaria della frequenza di un sistema elettrico.

La motivazione alla base del presente lavoro è da ricercarsi soprattutto nei crescenti interessi economici collegati alla regolazione primaria che hanno portato alcuni Paesi a considerare la possibilità di remunerare il contributo energetico degli impianti che offrono questo servizio.

La frequenza di un sistema elettrico è strettamente legata all'equilibrio fra la potenza prodotta dai generatori e quella richiesta dai carichi connessi alla rete. Quando questo equilibrio non è soddisfatto, la frequenza oscilla, ed è compito dei generatori che alimentano la rete riportarla al valore nominale.

Il servizio di regolazione primaria è offerto automaticamente dall'anello di regolazione della velocità di rotazione del gruppo turbina-alternatore che controlla le valvole del sistema di adduzione sulla base dell'errore di frequenza registrato.

Le centrali che offrono questo servizio devono quindi modificare i programmi di produzione prestabiliti erogando più o meno potenza a seconda che la deviazione di frequenza sia rispettivamente negativa o positiva.

Il metodo proposto permette, partendo dai valori di frequenza, di risalire alle variazioni di potenza erogata dai generatori e di calcolare lo sbilanciamento energetico rispetto al programma di produzione.

La tesi si articola in cinque capitoli, il primo dei quali ha lo scopo di fornire le basi teoriche per comprendere il processo di regolazione di frequenza e di presentare le relazioni fra le grandezze fisiche in gioco e le equazioni che sono state usate per sviluppare il programma di calcolo.

Nel secondo Capitolo della tesi sono presentati i servizi ancillari nel mondo al fine di capire come venga considerato e valorizzato il servizio di regolazione primaria di frequenza nei principali Paesi ad eccezione dell'Italia, alla quale è dedicato l'intero Capitolo 3.

Nel Capitolo 4 della tesi è presentato un caso specifico di calcolo e il modello implementato con il software MATLAB-Simulink per simulare il comportamento di una unità di produzione nel processo di regolazione primaria. In particolare, sono stati utilizzati i valori di frequenza registrati nei pressi di Cagliari nell'anno 2013.

Nell'ultimo Capitolo sono presentati i risultati ottenuti da queste simulazioni che sono stati poi confrontati con i calcoli svolti applicando il metodo di Terna S.p.a. che, dal 2014, remunera il servizio secondo le procedure riportate nell'Allegato A.73.

1. Capitolo 1

La regolazione della frequenza

1.1 Introduzione

La regolazione della frequenza costituisce un aspetto essenziale per assicurare il corretto funzionamento di un sistema elettrico e di tutte le apparecchiature che ne fanno parte.

La frequenza, che è legata alla velocità di rotazione dei generatori, dovrebbe essere mantenuta più costante possibile, cercando di assicurare un equilibrio fra le coppie motrici delle unità di produzione e quelle resistenti dovute alla presenza degli utilizzatori.

Quello del controllo della frequenza sta diventando oggi un tema sempre più importante sia a causa dell'incremento delle dimensioni e della complessità delle reti elettriche sia per motivi di carattere economico.

Cercheremo ora di capire quali possano essere i problemi legati alla regolazione di frequenza di un sistema elettrico considerando, per semplicità, una rete caratterizzata dalla presenza di un singolo generatore.

Trascurando per ora le perdite, possiamo valutare la variazione della velocità di rotazione dell'alternatore in funzione dello squilibrio presente fra le coppie meccaniche tramite l'equazione (1.1)

$$C_m(t) - C_e(t) = J \cdot \frac{d\Omega(t)}{dt} \quad (1.1)$$

dove $C_m(t)$ rappresenta la coppia meccanica fornita dal sistema di adduzione, $C_e(t)$ la coppia (resistente) elettromotrice e con J [$\text{kg} \cdot \text{m}^2$] si è indicato il momento di inerzia del gruppo turbina – alternatore.

Il problema del controllo della frequenza si traduce quindi in un problema di regolazione della velocità assunta dal sistema motore primo-generatore. Il fatto che tale grandezza sia costante implica che la potenza meccanica fornita dalla turbina corrisponda alla potenza elettrica reale richiesta dalla rete aumentata delle perdite meccaniche.

Durante l'esercizio di un sistema elettrico l'equilibrio fra le potenze è continuamente perturbato; da una parte i consumatori possono connettersi o disconnettersi variando così il carico, dall'altra gli alternatori possono cambiare la potenza generata, oppure può capitare che essi siano disconnessi dal sistema a causa dell'intervento delle protezioni in seguito ad un guasto.

Questi disturbi inducono uno sbilanciamento fra la coppia meccanica e quella elettromagnetica di ogni alternatore connesso alla rete con conseguenti accelerazioni e decelerazioni delle masse rotanti. Se per esempio, durante l'esercizio di un sistema elettrico, la potenza generata diventa inferiore rispetto a quella assorbita dalle utenze connesse alla rete, si ha come effetto risultante una diminuzione della frequenza. Se lo squilibrio si protrae a lungo, si corre il rischio che la frequenza scenda al di sotto di una soglia minima con conseguente intervento dei relè di protezione e l'inevitabile distacco del generatore. Il deficit di potenza iniziale si aggrava ulteriormente man mano che i generatori della rete si disattivano.

In questo Capitolo saranno introdotti gli elementi di modellistica necessari per costruire un modello matematico del sistema atto alla rappresentazione dei fenomeni di interesse con riferimento alle fonti [1], [2], [3], [4] e [5] della Bibliografia. Questi elementi riguardano da una parte, i generatori e la rete, e, dall'altra, le regolazioni di frequenza che agiscono sia a livello locale (sul singolo generatore) sia a livello di rete elettrica complessiva.

Un generatore elettrico con masse rotanti è un gruppo costituito da due parti: il motore primo (ovvero la turbina) e l'alternatore, che consente la conversione dell'energia da meccanica a elettrica. Il motore primo è alimentato da una determinata fonte di energia (che può essere di varia natura) che deve essere controllata all'interno di un apposito sistema di adduzione, sia esso di tipo idraulico, termico, eolico etc.

La rappresentazione del modello dell'alternatore (o macchina elettrica), che viene affrontata in questo Capitolo, ha una validità generale e indipendente dal tipo di sistema di

adduzione. Si tratta di un modello semplice, che prescinde dalle quantità magnetiche ed elettriche e si limita a descrivere le grandezze energetiche di interfaccia: da una lato il sistema di adduzione e dall'altro la rete elettrica. Il modello viene ricavato partendo da grandezze meccaniche come la coppia, indicata con C [Nm], e la velocità angolare elettrica, indicata con Ω [rad/s].

Per comodità, nella trattazione, le variabili utilizzate saranno espresse spesso nei loro valori relativi (o in per unità); per passare da una grandezza espressa nelle unità fondamentali del SI alla corrispondente quantità espressa in per unità occorre dividere la prima per la relativa grandezza base.

In questo Capitolo sono state utilizzate le seguenti convenzioni:

- con il pedice n viene indicato il valore nominale di un grandezza;
- con il pedice b viene indicato il valore base, che spesso coincide con quello nominale;
- le grandezze espresse in per unità sono indicate con le lettere minuscole;

A titolo d'esempio, consideriamo la velocità elettrica. Essa sarà espressa in per unità nel modo seguente: $\omega(t) = \Omega(t)/\Omega_b = \Omega(t)/\Omega_n$ [p. u.] mentre la potenza motrice, sempre in per unità, è: $p_m(t) = P_m(t)/P_b = P_m(t)/P_n$ [p. u.]

Si osservi che, in questa trattazione, come solitamente accade negli studi riguardanti la regolazione della frequenza, le potenze vengono riferite alla potenza attiva nominale. Quest'ultima è legata a quella apparente tramite la relazione (1.2).

$$P_n = A_n \cos\varphi_n \quad (1.2)$$

dove con $\cos\varphi_n$ si è indicato il fattore di potenza nominale dell'alternatore.

L'equazione meccanica della macchina espressa in unità fondamentali è la seguente:

$$C_m(t) = J \cdot p\Omega(t) + C_p(t) + C_e(t) \quad (1.3)$$

con lo stesso significato dei simboli utilizzato per l'equazione (1.1) e dove con il termine $C_p(t)$ si è indicata la coppia dovuta a perdite.

Per esprimere l'equazione (1.3) in valori relativi è necessario dividere ambo i membri per la coppia base $C_b = C_n = P_n/\Omega_n$ e si ottiene:

$$c_m(t) = T_a p \frac{\Omega(t)}{\Omega_n} + c_p(t) + c_e(t) \quad (1.4)$$

dove

$$T_a \triangleq \frac{J\Omega_n^2}{P_n} \quad (1.5)$$

è detto tempo di avviamento del gruppo motore primo – alternatore ed è riferito alla velocità angolare nominale elettrica e alla potenza attiva nominale. Dimensionalmente T_a è un intervallo di tempo ed è definito come il rapporto tra il doppio dell'energia cinetica espressa in [J] e la potenza nominale espressa in [J/s]. Tipicamente T_a ha un ordine di grandezza di 10 s.

Il concetto di tempo di avviamento risulta essere più chiaro se si esplicita la (1.4) per $\Omega(t)$:

$$\Omega(t) = \int_0^t \frac{\Omega_n}{T_a} [c_m(t) - c_p(t) - c_e(t)] dt + \Omega(0) \quad (1.6)$$

Dalla (1.6) si nota come T_a rappresenti il tempo necessario affinché, a vuoto ($c_e=0$) e in assenza di perdite meccaniche (e quindi con $c_p=0$), l'alternatore raggiunga, partendo da fermo ($\Omega(0)=0$), la velocità nominale Ω_n quando sottoposto alla coppia motrice nominale ($c_m=1$).

Si segnala che nella letteratura scientifica americana, anziché servirsi del concetto di

tempo di avviamento, si preferisce utilizzare la costante d'inerzia che è un parametro definito come $H \triangleq T_a/2$.

Moltiplicando ambo i membri dell'equazione (1.4) per $\Omega(t)/\Omega_n$ si ottiene la seguente espressione in termini di potenza

$$p_m(t) = T_a \frac{\Omega(t)}{\Omega_n} \cdot \frac{d}{dt} \frac{\Omega(t)}{\Omega_n} + p_p(t) + p_e(t) \quad (1.7)$$

Utilizzando il legame tra frequenza e velocità angolare espresso dalla (1.8), trascurando le perdite e manipolando l'equazione (1.7) si ottiene la relazione (1.9) che costituisce l'equazione di partenza della nostra analisi.

$$f(t) = \Omega(t)/2\pi \quad (1.8)$$

$$pf(t) = \frac{f_n}{T_a} \cdot [p_m(t) - p_e(t)] \quad (1.9)$$

Fatte queste premesse, possiamo occuparci del problema del controllo della frequenza.

Per prima cosa è bene notare che, se le valvole della turbina fossero bloccate, la velocità di rotazione del generatore (e quindi la frequenza) potrebbe facilmente raggiungere valori intollerabili. Per questa ragione le valvole della turbina sono controllate per mezzo di un regolatore di velocità in modo da poter mantenere un valore di frequenza accettabile e compreso nei limiti prestabiliti.

Nei sistemi moderni il controllo della frequenza e della potenza generata è suddiviso in tre fasi indipendenti:

- Regolazione primaria: quest'azione viene svolta dai regolatori di velocità delle singole unità di produzione.
- Regolazione secondaria: quest'azione è svolta da un unico regolatore di sistema che è situato nel centro di dispacciamento nel caso si sia in presenza di una compagnia

elettrica integrata verticalmente oppure l'azione viene svolta dall'operatore energetico indipendente¹. Questo regolatore invia un segnale ai sistemi di regolazione di velocità dei gruppi che si occupano della regolazione secondaria in modo da controllare la potenza generata in funzione della richiesta dei carichi e riportare il valore di frequenza a quello nominale. Nei sistemi interconnessi quest'azione mantiene i flussi di potenza ad un valore di set-point definito dagli scambi commerciali.

- Regolazione terziaria: si occupa solo della potenza reale generata dai gruppi e la regola in funzione dei requisiti economici del dispacciamento.

1.2 La regolazione primaria di frequenza: schema a blocchi.

Iniziamo ora a parlare della regolazione primaria di frequenza e introduciamo lo schema a blocchi del controllo della velocità di un gruppo.

Prendiamo in considerazione una rete elettrica con un singolo generatore sincrono. Per analizzare il controllo di frequenza nel caso di un'unica unità di produzione ci si riferisce al generico schema a blocchi rappresentato in Fig.1.1.

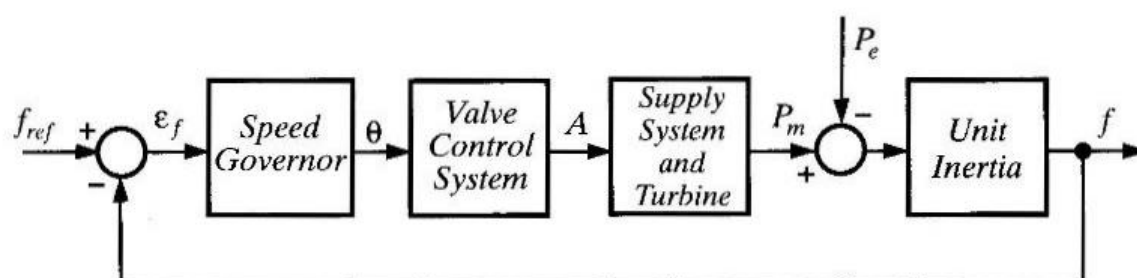


Fig. 1.1. Schema di principio per la regolazione della velocità di un gruppo.

¹ Nel testo [2] il riferimento è all'ISO (*Independent System Operator*) tipico del sistema elettrico nord americano.

Con riferimento alla simbologia presente in Fig.1.1. introduciamo le seguenti grandezze:

f	frequenza,
f_{ref}	frequenza di riferimento,
$\varepsilon_f = f_{ref} - f$	errore di frequenza,
θ	output del regolatore di velocità (e.g. apertura del servomotore),
A	apertura delle valvole d'ammissione di turbina,
P_m	potenza meccanica,
P_e	potenza elettrica.

Il blocco chiamato “*Unit Inertia*” è descritto dall’equazione differenziale di equilibrio meccanico espressa dalla relazione (1.9) e il concetto di tempo d’avviamento è lo stesso visto per l’equazione (1.5). Definiamo ora l’inerzia come segue:

$$M \triangleq \frac{J\Omega_n^2}{\Omega_n} = \frac{T_a P_n}{\Omega_n} \quad (1.10)$$

Per comprendere le principali caratteristiche di un regolatore di velocità è utile considerare il comportamento del sistema di Fig.1.1 in seguito a piccole variazioni attorno ad un punto di equilibrio, e quindi il comportamento del sistema linearizzato. Infatti, mentre se osserviamo l’equazione (1.9) notiamo che essa è lineare, quelle che descrivono le operazioni del sistema di approvvigionamento non lo sono.

La Fig.1.2 mostra, in termini di trasformata di Laplace, lo schema a blocchi del sistema linearizzato attorno ad un dato punto di lavoro. Le quantità indicate con Δf , ΔP_r e ΔP_L rappresentano rispettivamente le trasformate di Laplace delle variazioni di frequenza, della potenza meccanica o potenza regolante (che in presenza della sola regolazione primaria coincide con P_m) e delle variazioni dei carichi.

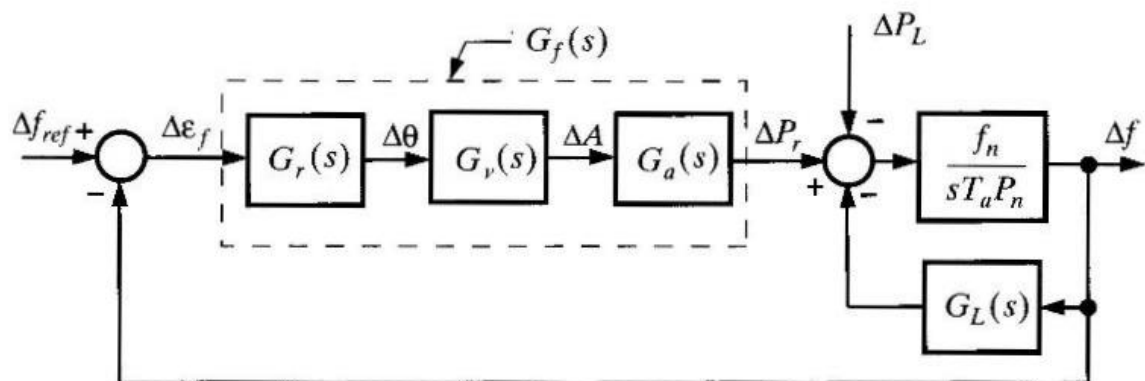


Fig. 1.2. Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo.

In seguito alla trasformazione di Laplace è possibile definire le seguenti funzioni di trasferimento:

$$G_a(s) \triangleq \frac{\Delta P_r}{\Delta A} \quad (1.11)$$

$$G_v(s) \triangleq \frac{\Delta A}{\Delta \theta} \quad (1.12)$$

$$G_r(s) \triangleq \frac{\Delta \theta}{\Delta \varepsilon_f} \quad (1.13)$$

$$G_f(s) \triangleq G_a(s) G_v(s) G_r(s) \quad (1.14)$$

dove i pedici 'a', 'v', 'r', si riferiscono rispettivamente al sistema di adduzione, al sistema di attuazione che agisce sulle valvole di ammissione e al regolatore di velocità.

Con il termine $G_f(s)$, invece, si è indicata la funzione di trasferimento risultante dalla serie dei primi tre blocchi.

ΔP_L rappresenta il disturbo presente nella rete e a seguito del quale diventa necessario riportare la frequenza ad un valore accettabile.

Trasformando l'equazione (1.9) nel dominio di Laplace ed esprimendola in unità fondamentali si ottiene:

$$\frac{\Delta f(s)}{[\Delta P_m - \Delta P_e]} = \frac{f_n}{s \cdot T_a \cdot P_n} \quad (1.15)$$

che, con riferimento allo schema a blocchi di Fig.1.2, diventa:

$$\Delta f = \frac{1}{s} \cdot \frac{f_n}{T_a P_n} [\Delta P_r - \Delta P_L - G_L(s) \Delta f] \quad (1.16)$$

La funzione di trasferimento $G_L(s)$, di cui non si è ancora parlato, tiene conto della dipendenza dei carichi dalla frequenza.

Questa funzione viene spesso approssimata con un guadagno puro e vale la pena di spendere qualche parola per spiegarne il motivo (vedi paragrafo 1.3).

1.3 Contributo dei carichi rotanti all'equazione meccanica

Nell'analisi dei transitori di frequenza è abbastanza importante considerare la presenza di eventuali carichi rotanti (motori asincroni e sincroni) in quanto essi contribuiscono all'inerzia complessiva nella rete e presentano inoltre una certa dipendenza dalla frequenza.

Per parlare dell'inerzia complessiva della rete, scriviamo l'equazione di equilibrio meccanico per i motori, simile a quella introdotta per i generatori ed espressa dalla (1.1)

$$C_e(t) - C_m(t) = J \cdot \frac{d\Omega(t)}{dt} \quad (1.17)$$

dove, in questo caso, C_e è la coppia elettromagnetica, mentre C_m rappresenta la coppia meccanica trasmessa dal motore.

In modo analogo a quanto visto per i generatori è possibile esprimere le grandezze in valori relativi, introdurre il tempo di avviamento definito dalla (1.5), e, tenendo conto della (1.8), giungere alla relazione (1.18) nella quale si è supposto nullo lo scorrimento e si è considerato il comportamento per piccole variazioni.

$$pT_a \frac{\Delta f}{f_n} = [\Delta p_e - \Delta p_m] \quad (1.18)$$

Poniamo ora:

$$\gamma \triangleq \frac{f_n}{P_n} \cdot \overline{\left(\frac{dP_m}{df} \right)} \quad (1.19)$$

che corrisponde alla pendenza della caratteristica fra variazione di potenza e variazione di frequenza, e dove le grandezze sopra segnate indicano il punto di lavoro attuale².

Esprimendo la (1.18) in unità fondamentali, moltiplicando ambo i membri per $f_n/\Delta f$ e introducendo γ si giunge alla

$$\Delta P_e = \frac{P_n}{f_n} (\gamma + pT_a) \Delta f \quad (1.20)$$

che esprime la dipendenza dinamica approssimata della potenza attiva, assorbita dal motore, dalla frequenza del sistema elettrico.

Riscriviamo ora l'equazione (1.20) per un generico motore h:

$$\Delta P_{Lh} = \frac{P_{nh}}{f_n} (\gamma_h + pT_{ah}) \Delta f \quad (1.21)$$

² Anche in seguito le grandezze sopra segnate avranno questo significato.

con lo stesso significato dei simboli.

In generale, la dipendenza algebrica del carico rotante dalla frequenza è espressa per mezzo della seguente relazione:

$$\frac{\Delta P_{Lh}(s=0)}{P_{Lh}} = k_{pf,h} \frac{\Delta f(s=0)}{\bar{f}} \quad (1.22)$$

dove $k_{pf,h}$ è un coefficiente e, considerando che nel caso di motori asincroni si ha una dipendenza carico-frequenza del tipo espresso dalla relazione (1.23)

$$\frac{\Delta P_{Lh}(s=0)}{P_{nh}} = \gamma_h \frac{\Delta f(s=0)}{f_n} \quad (1.23)$$

deduciamo che il legame fra i coefficienti γ_h e $k_{pf,h}$ è quello espresso dalla (1.24).

$$\gamma_h = \frac{f_n}{\bar{f}} \cdot \frac{P_{Lh}}{P_{nh}} \cdot k_{pf,h} \quad (1.24)$$

Si ha dunque che $k_{pf,h} = \gamma_h$ se, nel punto di funzionamento attorno al quale vengono linearizzate le equazioni, la potenza assorbita dal carico è uguale alla potenza nominale del motore e la frequenza è pari alla nominale, oppure nel caso in cui la caratteristica è rettilinea.

Definiamo ora il tempo d'avviamento equivalente dei generatori di una rete a molte macchine³ tramite l'equazione seguente:

$$T_{ag} = \frac{\Omega_n M}{P_n} = \frac{\Omega_n}{P_n} \sum_h \frac{T_{ah} P_{nh}}{\Omega_n} = \frac{\sum_h T_{ah} P_{nh}}{\sum_h P_{nh}} \quad (1.25)$$

³ L'estensione del modello ad una rete a molte macchine non viene affrontata in modo completo in quanto esula dallo scopo del paragrafo. Per approfondimenti si rimanda al riferimento bibliografico [2].

Come si vede dalla (1.25) T_{ag} è equivalente alla media dei tempi d'avviamento dei singoli gruppi pesati sulla base delle relative potenze nominali. Poiché tipicamente i T_{ah} sono simili tra loro e circa pari ad 8 secondi si ottiene $T_{ah} \simeq T_{ag} \simeq 8s$.

Introduciamo il parametro tempo d'avviamento equivalente del carico asincrono T_{aa} con l'equazione (1.26)

$$T_{aa} = \frac{\sum_h T_{ah} P_{an,h}}{\sum_h P_{an,h}} \quad (1.26)$$

dove si è indicata con $P_{an,h} = \sum_h P_{n,h}$ la potenza nominale totale dei motori asincroni.

Allo stesso modo si può definire T_{as} per quanto riguarda i carichi sincroni.

A questo punto è possibile calcolare il tempo d'avviamento equivalente di tutta la rete come:

$$T_a = T_{ag} \left(1 + \frac{T_{aa} P_{an}}{T_{ag} P_n} + \frac{T_{as} P_{sn}}{T_{ag} P_n} \right) \quad (1.27)$$

Se ad esempio T_{aa} e T_{as} sono dell'ordine di 2s, cioè un quarto di T_{ag} , e la potenza nominale dei carichi è pari a 2/3 di quella nominale dei generatori si ottiene un tempo d'avviamento equivalente di circa 11 s, che in altre situazioni può essere anche più elevato. Per quanto riguarda invece la dipendenza del carico dalla frequenza espressa dalla $G_L(s)$ di Fig.1.2, poiché nel blocco $[(f_n/(s \cdot T_a \cdot P_n))]$ dello schema si tiene conto della relazione dinamica fra potenza e frequenza espressa dalla (1.21), resta da considerarne soltanto la parte algebrica che includerà quindi anche il coefficiente γ_h della (1.21).

Il blocco $G_L(s)$ può essere considerato un guadagno puro e vale:

$$G_L(s) = G_L = E_L = \frac{1}{f_n} \sum_h \gamma_h P_{an,h} \quad (1.28)$$

che viene detta energia regolante del carico e viene misurata in [MW/Hz].

Si definisce statismo del carico la grandezza:

$$b_L \triangleq \frac{P_n}{f_n E_L} = \frac{P_n}{\sum_h \gamma_h P_{an,h}} \quad (1.29)$$

dove P_n rappresenta la somma delle potenze nominali dei generatori.

Basandosi sulle tabelle note in letteratura⁴ è ragionevole ritenere che, mediamente, per tutti i motori a induzione si ha $\gamma_h \simeq 2$ e, supponendo ad esempio, che $P_{an}/P_n \simeq 2/3$ si ottiene uno statismo $b_L = 0,75$; utilizzando invece $P_{an}/P_n \simeq 1/3$ si trova $b_L = 1,5$.

In ogni caso si tratta di statismi molto alti e quindi di energie regolanti modeste.

Alla luce di queste osservazioni si può solitamente ritenere trascurabile l'energia regolante del carico rispetto a quelle dei gruppi turbina-alternatore.

1.4 Struttura e proprietà del regolatore primario

Torniamo ora a parlare dello schema a blocchi linearizzato di Fig.1.2 e in particolare della funzione di trasferimento $G_f(s)$. Per ottenere un errore di frequenza nullo a regime occorre avere un'azione integrale nella $G_f(s)$ e, più in particolare, nel regolatore. Si può facilmente dimostrare che la scelta di utilizzare un integrale puro non sarebbe opportuna; infatti, con una funzione di trasferimento del tipo $G_f(s) = K_f/s$, si avrebbero due poli complessi e coniugati il cui smorzamento nella risultante funzione di trasferimento d'anello chiuso sarebbe praticamente nullo.

Per i calcoli e i relativi approfondimenti si rimanda ai testi [2] e [3].

Alla luce di queste considerazioni possiamo osservare che sarebbe più appropriato utilizzare una funzione di trasferimento proporzionale-integrale del tipo:

$$G_f(s) = K_f \frac{1 + sT_2}{s} \quad (1.30)$$

⁴ In particolare a pagg. 533-534 del testo [1].

In questo modo si otterrebbe una coppia di poli tale per cui lo smorzamento sarebbe positivo e si avrebbe così la stabilità dell'anello di regolazione di frequenza.

Tuttavia, per motivi qui non indagati⁵ [2], [3], non stiamo cercando di ottenere un errore di frequenza nullo a transitorio esaurito e pertanto, nell'ambito di una regolazione di frequenza con più gruppi regolanti, è più opportuno avere una funzione di trasferimento del tipo polo-zero e caratterizzata da uno zero a pulsazione $1/T_2$ maggiore di quella $1/T_1$ del polo.

$$G_f(s) = K_f T_1 \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1}, \quad (T_2 < T_1) \quad (1.31)$$

In questo modo si ha un valore di T_1 talmente grande da produrre un errore $\Delta\varepsilon_f$ piccolo a regime e quindi una piccola Δf , se riteniamo il valore di riferimento di frequenza privo di oscillazioni. Con T_1 tendente all'infinito si ha che la funzione di trasferimento tende a quella precedentemente analizzata, di tipo proporzionale-integrale e descritta dalla relazione (1.30). Riassumendo, si ha che $K_f T_1$ rappresenta il guadagno statico ($s = 0$) mentre $K_f T_2$ identifica il guadagno transitorio ($s \rightarrow \infty$).

Esprimendo la funzione di trasferimento della (1.31) in per unità si ottiene:

$$g_f(s) = \frac{\frac{\Delta P_r(s)}{P_n}}{\frac{\Delta\varepsilon_f(s)}{f_n}} = G_f(s) \frac{f_n}{P_n} = K_f T_1 \frac{f_n}{P_n} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (1.32)$$

Il guadagno statico di $G_f(s)$ si definisce energia regolante permanente del gruppo e si indica con E_p :

$$E_p \triangleq G_f(s = 0) = \frac{\Delta P_r(s = 0)}{\Delta\varepsilon_f(s = 0)} = \left[-\frac{\Delta P_r(s = 0)}{\Delta f(s = 0)} \right]_{\Delta f_{ref}=0} = K_f T_1 \left[\frac{MW}{Hz} \right] \quad (1.33)$$

⁵ Legati alla distribuzione della regolazione primaria su più unità in un sistema a molte macchine.

Esso è pari al rapporto, in condizioni di regime, tra la generica variazione di potenza regolante (di carico) e quella di frequenza corrispondente cambiata di segno. Dimensionalmente E_p è un'energia, ma si preferisce misurarla in [MW/Hz] in quanto essa rappresenta la variazione di potenza prodotta da un'oscillazione di frequenza pari a 1 Hz.

Si definisce invece statismo permanente di regolazione del gruppo il rapporto cambiato di segno tra le variazioni relative di frequenza e potenza:

$$b_p \triangleq \left[-\frac{\Delta f(s=0)/f_n}{\Delta P_r(s=0)/P_n} \right]_{\Delta f_{ref}=0} = \frac{P_n}{f_n K_f T_1} = \frac{P_n}{f_n} \frac{1}{G_f(s=0)} \quad (1.34)$$

Si tratta di una quantità adimensionale [p.u./p.u.] che rappresenta la variazione della frequenza in p.u. prodotta da una variazione di potenza, anch'essa espressa in p.u.

E_p e b_p sono due grandezze inversamente proporzionali e legate dalla relazione (1.35).

$$E_p = \frac{1}{b_p} \frac{P_n}{f_n} \quad (1.35)$$

Allo stesso modo è possibile definire le rispettive quantità transitorie:

$$E_t \triangleq G_f(s \rightarrow \infty) = \frac{\Delta P_r(s \rightarrow \infty)}{\Delta \varepsilon_f(s \rightarrow \infty)} = \left[-\frac{\Delta P_r(s \rightarrow \infty)}{\Delta f(s \rightarrow \infty)} \right]_{\Delta f_{ref}=0} = K_f T_2 \quad (1.36)$$

$$b_t \triangleq \left[-\frac{\Delta f(s \rightarrow \infty)/f_n}{\Delta P_r(s \rightarrow \infty)/P_n} \right]_{\Delta f_{ref}=0} = \frac{P_n}{f_n K_f T_1} = \frac{P_n}{f_n} \frac{1}{G_f(s \rightarrow \infty)} \quad (1.37)$$

Dalle relazioni (1.36) e (1.37) si deduce che:

$$b_t = \frac{T_1}{T_2} b_p \quad (1.38)$$

$$E_t = \frac{T_2}{T_1} E_p \quad (1.39)$$

Possiamo ora riscrivere l'equazione (1.31) nelle due forme alternative espresse dalle relazioni riportate nel sistema (1.4).

$$\begin{cases} G_f(s) = E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} = E_t + \frac{E_p - E_t}{1 + sT_1} \\ G_f(s) = \frac{P_n}{f_n} \left[\frac{1}{b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \right] = \frac{P_n}{f_n} \left[\frac{1}{b_t} \frac{1/b_p - 1/b_t}{1 + sT_1} \right] \end{cases} \quad (1.40)$$

In Fig. 1.3 è riportato il diagramma di Bode asintotico della funzione di trasferimento della prima equazione del sistema (1.40) e dove $T_2 < T_1$ per gli stessi motivi presentati in precedenza.

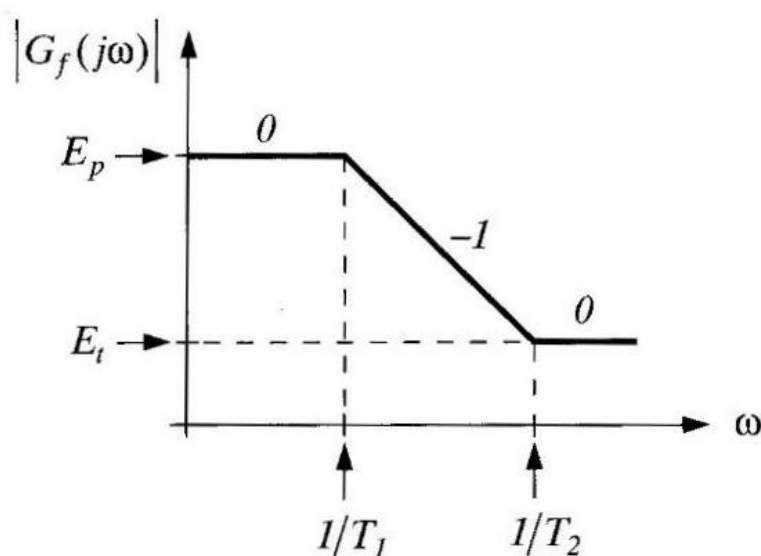


Fig. 1.3. Diagramma di Bode asintotico di $G_f(s)$.

L'energia regolante transitoria è sempre inferiore a quella permanente mentre per lo statismo è valido il viceversa.

Dal diagramma di Fig.1.3 si può apprezzare come, nei primi istanti di un transitorio causato da un disturbo o da una variazione di carico, l'energia regolante sia pari a quella

transitoria e quindi relativamente modesta. Successivamente essa aumenta fino al raggiungimento del valore, relativamente alto, dell'energia regolante permanente nelle nuove condizioni di regime.

In conclusione, il legame dinamico che esprime il rapporto tra le variazioni di frequenza e quelle di potenza meccanica è del tipo:

$$\frac{\Delta P_r(s)}{\Delta f(s)} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (1.41)$$

se espresso in unità fondamentali, e

$$\frac{\Delta P_r/P_n}{\Delta f/f_n} = -\frac{1}{b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (1.42)$$

se espresso in per unità.

A regime, si può rappresentare la parte statica di tale legame nel piano potenza-frequenza con una retta di pendenza negativa $-1/E_p$. Infatti:

$$\frac{\Delta P_r(s)}{\Delta f(s)} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \xrightarrow{s \rightarrow 0} -E_p \quad (1.43)$$

Perciò, se indichiamo le coordinate del punto di equilibrio con $(f_n, P_{r,eq})$ si ha

$$\frac{P_r(t \rightarrow \infty) - P_{r,eq}}{f(t \rightarrow \infty) - f_n} = -E_p \quad (1.44)$$

da cui
$$f(t \rightarrow \infty) - f_n = -1/E_p \cdot (P_r(t \rightarrow \infty) - P_{r,eq}) \quad (1.45)$$

Si ottiene dunque, nel piano $f - P$, una retta passante per il punto di coordinate (f_n, P_n) se $P_{r,eq} = P_n$. Come si nota in Fig.1.4 la regione d'interesse è, ovviamente, limitata a potenze che assumono valori compresi tra 0 e P_n .

Il generico coefficiente angolare di una retta è legato alla tangente dell'angolo acuto compreso fra l'asse orizzontale e la retta stessa. Considerando, invece, l'angolo a esso complementare (cioè quello che la retta forma con l'asse delle ordinate) indicato con α , vale la seguente relazione:

$$\alpha = \tan^{-1} E_p \quad (1.46)$$

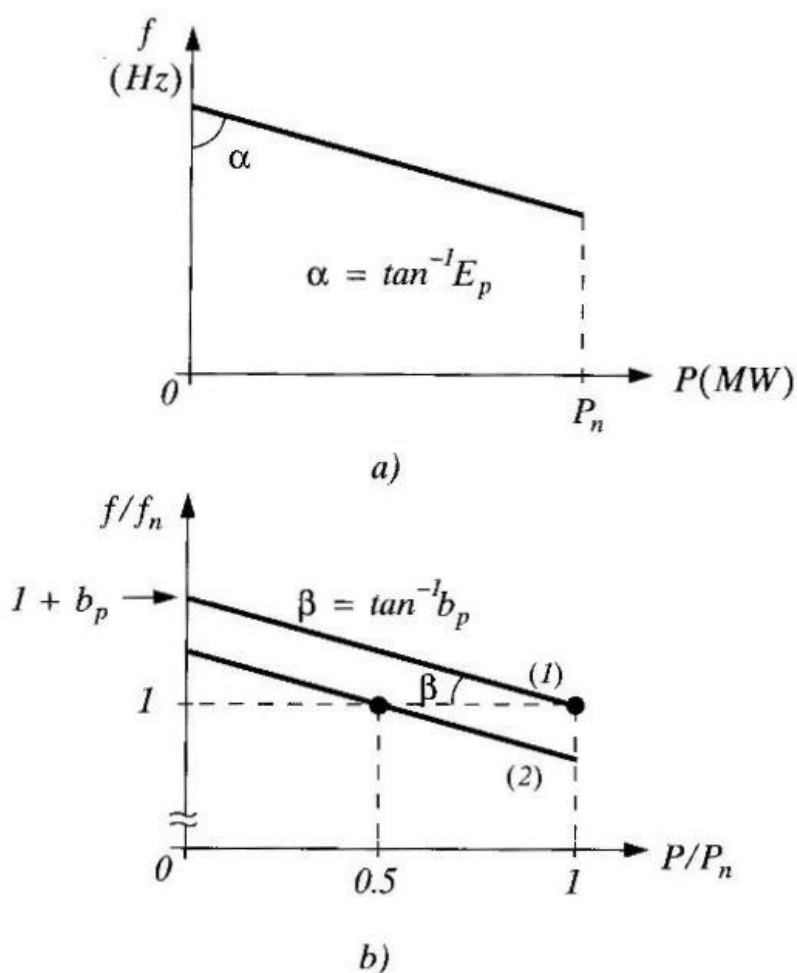


Fig. 1.4. Caratteristica statica (f/P): a) in unità fondamentali, b) in valori relativi.

Dalla Fig.1.4 si nota che: tanto maggiore (minore) è l'energia regolante permanente, tanto più α tende a $90^\circ(0^\circ)$. Pertanto, a bassi statismi e quindi ad alte energie regolanti, corrispondono caratteristiche statiche rettilinee con pendenze modeste (che al limite diventano orizzontali). Ciò significa che, con piccoli valori di statismo, per un aumento della potenza richiesta, la frequenza si abbassa leggermente. In caso di statismo elevato invece la frequenza diminuirebbe in maniera più drastica.

In valori relativi (vedi Fig.1.4.b)., la caratteristica statica è ancora rettilinea e risulta:

$$\beta = \tan^{-1} b_p \quad (1.47)$$

dove β è l'angolo compreso fra la retta e l'asse delle ascisse.

E' ora immediato capire il significato fisico dello statismo permanente: b_p rappresenta la diminuzione di frequenza, a regime, in [p.u.] passando da $P/P_n = 0$ a $P/P_n = 1$ p.u., ovvero passando dalla condizione "a vuoto" a quella di "pieno carico". Ad esempio, se $b_p=5\%$ la diminuzione di frequenza a pieno carico è di 0,05 p.u. ovvero di 2,5 Hz per reti elettriche con $f_n = 50$ Hz.

Mentre la pendenza della caratteristica in valori relativi è fissata dallo statismo della macchina, la possibilità di traslare la caratteristica in orizzontale è consentita dal "variagiri" che permette di avere variazioni di potenza a frequenza costante. Per esempio, è possibile richiedere che in condizioni di pieno carico la frequenza sia pari quella nominale, oppure imporre di avere tale frequenza con il gruppo a metà carico, e cioè con $P/P_n = 0,5$. Se chiamiamo P_{ref} il valore di P_m o P_r corrispondente a f_{ref} abbiamo che, con l'utilizzo del variagiri, in seguito ad una variazione di P_{ref} o di f_{ref} , la caratteristica a regime può essere spostata parallelamente a se stessa. In questo modo possiamo cambiare i valori di frequenza "a vuoto" e "a pieno carico" e quindi la potenza generata a una certa frequenza. In seguito a variazioni dello statismo permanente b_p dell'unità di produzione, la caratteristica ruota attorno al punto A della Fig.1.5; se lo statismo aumenta, l'angolo α diminuisce e viceversa.

Una variazione ΔP in condizioni di regime ($s = 0$) può quindi essere ottenuta variando P_{ref} o f_{ref} come si vede dall'equazione (1.42)

$$\Delta P_r = \Delta P = \Delta P_{ref} + \frac{P_n}{f_n b_p} (\Delta f_{ref} - \Delta f) \quad (1.48)$$

Per esempio, in Fig.1.5, dove il carico è aumentato di ΔP_1 e il punto di funzionamento a regime diventa B, si passa dalla caratteristica a alla b in entrambi i casi.

Se il risultato è ottenuto con ΔP_{ref} si ha:

$$\begin{cases} \Delta P_{ref} = \Delta P_1 \\ \Delta f_{ref} = 0 \end{cases} \quad (1.49)$$

Se invece è ottenuto con Δf_{ref} si ha:

$$\begin{cases} \Delta P_{ref} = 0 \\ \Delta f_{ref} = \overline{AC} = \frac{b_p f_n}{P_n} \Delta P_1 \end{cases} \quad (1.50)$$

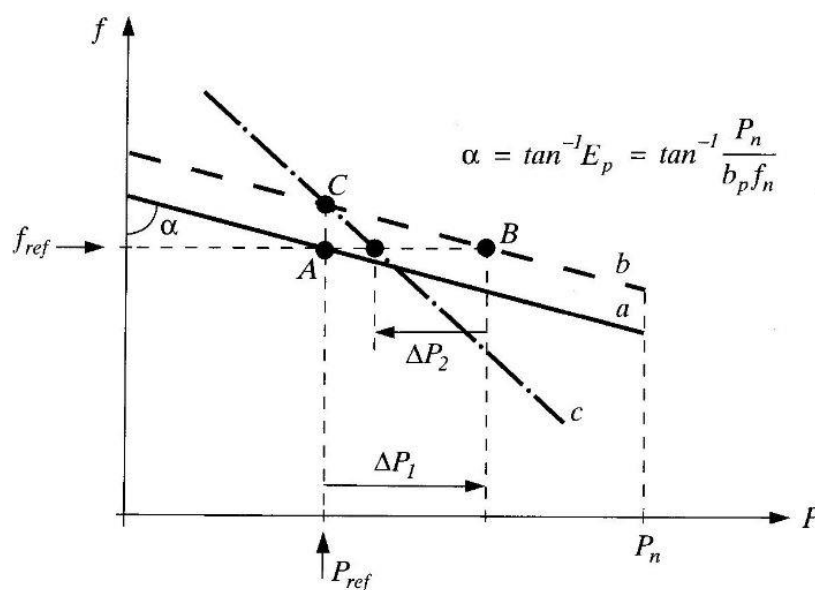


Fig. 1.5. Caratteristica statica (f, P) di un gruppo.

Questa variazione di f_{ref} tuttavia, ha uno svantaggio: una variazione dello statismo b_p , che può essere fatta a livello locale, può causare una rotazione della caratteristica attorno al punto C passando dalla retta b alla retta c. Questo causa un'indesiderata variazione ΔP_2 della potenza generata dal gruppo. Per questo motivo, e anche perché si vuole che la frequenza del sistema sia pari a 50 Hz, è solitamente preferibile mantenere il riferimento di frequenza costante e utilizzare P_{ref} come altro input del regolatore.

Infine, per avere una buona precisione a regime e ottenere un guadagno elevato, è bene notare che lo statismo permanente deve essere sufficientemente piccolo e dell'ordine di $b_p = 0,02 - 0,05$ p. u./p. u.

Tutte le considerazioni fatte sono generali e prescindono dal tipo di impianto di generazione.

E' evidente che per il progetto del regolatore di velocità, ovvero per la sintesi di $G_r(s)$, bisognerebbe conoscere $G_a(s)$ (che rappresenta la funzione di trasferimento del sistema di adduzione e della turbina) e $G_v(s)$, al fine di rispettare le caratteristiche desiderate per la $G_f(s)$.

Per ulteriori considerazioni su questi aspetti si rimanda ai testi [2] e [4] della Bibliografia.

Riprendiamo ora l'equazione (1.16), ed esprimiamola in valori relativi:

$$\frac{\Delta f(s)}{f_n} = \frac{1}{sT_a} \cdot \left[\Delta p_r(s) - \Delta p_L(s) - g_L(s) \cdot \frac{\Delta f(s)}{f_n} \right] \quad (1.51)$$

Se si trascura $g_L(s)$ si può ottenere la seguente funzione in anello aperto:

$$g(s) = \frac{\Delta f}{\Delta \varepsilon_f} = \frac{1}{b_p} \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \cdot \frac{1}{sT_a} \quad (1.52)$$

Il nostro obiettivo è quello di ottenere un regolatore stabile e caratterizzato da una buona rapidità di risposta.

Per valutare queste due proprietà ricorriamo al diagramma di Bode rappresentato in Fig.1.6.

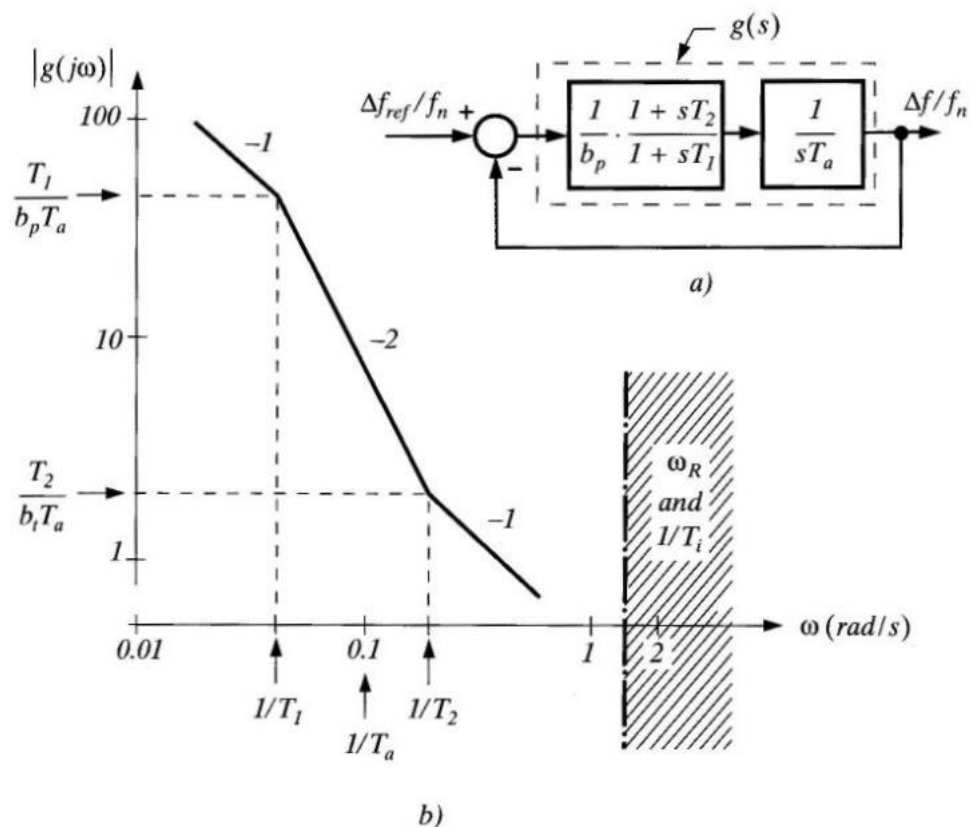


Fig. 1.6. Controllo di frequenza: a) schema a blocchi; b) diagramma di Bode di $g(s)$.

Per le considerazioni già fatte in precedenza si ha $T_1 > T_2$ e, ad alta frequenza, osservando la Fig.1.3, notiamo che è lecito considerare l'approssimazione seguente:

$$g(s) = \frac{1}{b_p} \cdot \frac{1+sT_2}{1+sT_1} \cdot \frac{1}{sT_a} \cong \frac{1}{b_t} \frac{T_2}{T_1} \cdot \frac{1}{sT_a} \cong \frac{1}{b_t} \cdot \frac{1}{sT_a} \quad (1.53)$$

Di conseguenza, per $\omega > 1/T_2$ possiamo usare l'approssimazione della (1.53), e, ponendo $s = j\omega$, possiamo scrivere le relazioni (1.54).

$$\begin{cases} |g(j\omega)| = \frac{1}{\omega b_t T_a} \\ \angle g(j\omega) = -180^\circ + \tan^{-1}(\omega T_2) \end{cases} \quad (1.54)$$

Per quanto riguarda la prima equazione vale quanto abbiamo appena detto a proposito dell'approssimazione ad alta frequenza, mentre per ricavare l'equazione della fase di $g(j\omega)$ osserviamo la Fig.1.6.

Il polo in zero è dovuto a sT_a e introduce uno sfasamento di -90° , mentre il secondo polo è legato a $1 + sT_1$ e introduce un ulteriore sfasamento di -90° . Per $\omega > 1/T_2$ si ha il contributo dello zero espresso come $\tan^{-1}(\omega T_2)$ che, per $\omega \gg 1/T_2$, introduce uno sfasamento di $+90^\circ$.

In Fig.1.7 sono mostrati gli andamenti del modulo e della fase di $g(j\omega)$.

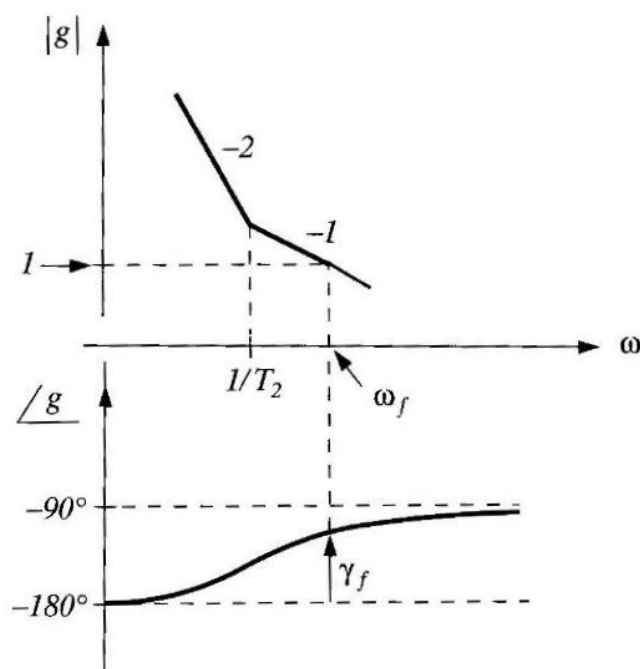


Fig. 1.7. Approssimazione di $g(s)$ per valori di frequenza elevati.

Dalla Fig.1.7. si nota come, per avere un buon margine di fase γ_f e un anello di controllo non troppo lento, è necessario fare in modo che $\omega_f > 1/T_2$. In questo modo l'attraversamento dell'asse a 0dB avviene con pendenza -1 e il margine di fase è sufficientemente grande.

Una volta selezionato il valore di ω_f si ottengono le seguenti espressioni:

$$\begin{cases} b_t = \frac{1}{\omega_f T_a} \\ \gamma_f = \tan^{-1}(\omega_f T_2) \end{cases} \quad (1.55)$$

Solitamente è ragionevole assumere $\omega_f \approx 0,5 \text{ rad/s}$ e $\gamma_f \approx 60^\circ$ e si ottengono i seguenti valori (considerando che T_a è dell'ordine degli 8s):

$$\begin{cases} b_t \approx 0,25 \text{ pu/pu} \\ T_2 \approx 3 \text{ s} \end{cases} \quad (1.56)$$

Selezionando un valore di $b_p \approx 0,05 \text{ p. u./p. u.}$ si ottiene:

$$T_1 = \frac{b_t}{b_p} T_2 \approx 15 \text{ s} \quad (1.57)$$

La regolazione primaria non permette di distribuire il carico su più guppi in condizioni di errore di frequenza nullo a transitorio esaurito.

Questo inconveniente può essere eliminato grazie alla regolazione secondaria di frequenza che viene descritta nel prossimo paragrafo.

1.5 Cenni alla regolazione secondaria di frequenza

Il regolatore secondario, detto anche regolatore di sistema, riceve in ingresso l'errore di frequenza $\varepsilon_R = f_{Ref} - f$ ed elabora un segnale $y(t)$ che viene successivamente tradotto in n segnali $y_i(t)$ i quali agiscono, attraverso i regolatori primari, sui riferimenti di potenza dei vari gruppi asserviti alla regolazione secondaria.

Gli N gruppi di una rete possono essere suddivisi in tre categorie:

- n unità sono soggette solamente alla regolazione primaria,
- $m (< n)$ unità soggette anche alla regolazione secondaria,
- $N - n$ unità che non effettuano la regolazione di frequenza (unità a carico fisso).

Al fine di ottenere un errore di frequenza nullo a regime non è necessario che lo statismo permanente della regolazione primaria sia posto pari a zero, poiché a tal fine è sufficiente disporre di un'azione integrale nel regolatore secondario.

Si ottiene dunque così un valore di ε_R nullo a regime, a meno che la potenza regolante totale disponibile sia insufficiente a coprire il deficit di potenza di rete.

In Fig.1.8. è riportato lo schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primaria e secondaria di un sistema elettrico, dove $G_R(s)$ indica la funzione di trasferimento del regolatore di rete, mentre $G_{fi}(s)$ si riferisce alla regolazione primaria del gruppo i -esimo.

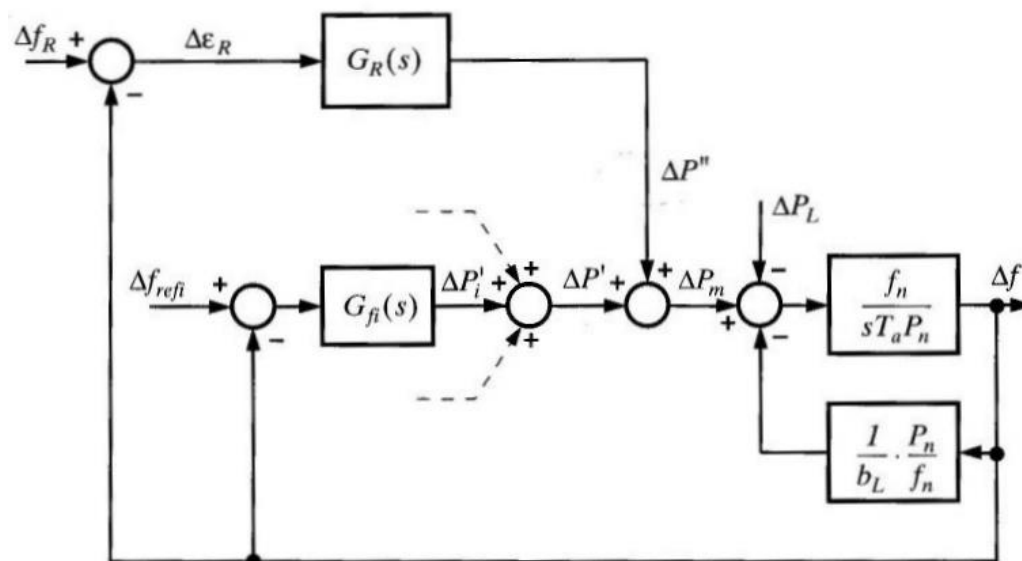


Fig. 1.8. Schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primaria e secondaria.

Con riferimento alla Fig.1.8. si definiscono le grandezze seguenti:

$$\Delta P'' = \sum_{i=1}^m \Delta P_i'' \quad (1.58)$$

$$\Delta P' = \sum_{i=1}^n \Delta P_i' \quad (1.59)$$

$$\Delta P_m = \Delta P' + \Delta P'' \quad (1.60)$$

Dove $\Delta P''$ e $\Delta P'$ sono rispettivamente la variazione totale di potenza regolante secondaria e primaria, mentre, come si vede dalla relazione (1.60), ΔP_m è data dalla somma delle due e rappresenta la variazione complessiva di potenza meccanica regolante.

Partendo dal diagramma di Fig.1.8., per $\Delta f_{ref1} = \dots = \Delta f_{refn} = 0$, si può semplificare lo schema a blocchi per analizzare le caratteristiche del regolatore secondario.

In questo modo si ottiene una funzione di trasferimento del tipo:

$$\frac{\Delta f}{\Delta P''} = G_N(s) = \frac{1}{s \frac{T_a P_n}{f_n} + \frac{P_n}{b_L f_n} + \sum_{i=1}^n G_{fi}(s)} = \frac{1}{s \frac{T_a P_n}{f_n} + \frac{P_n}{b_L f_n} + G_f(s)} \quad (1.61)$$

$G_N(s)$ è denominata funzione di trasferimento frequenza-potenza ed esprime il legame fra le variazioni di potenza regolante secondaria $\Delta P''$ e le variazioni di frequenza $\Delta f(s)$.

In $G_R(s)$ è generalmente presente un'azione integrale che assicura un errore $\Delta \varepsilon_R$ nullo a regime e di conseguenza un valore di $\Delta f(t = \infty)$ pari a $\Delta f_R(t = \infty)$.

La variazione totale di potenza regolante secondaria a regime ($s=0$) risulta essere:

$$\Delta P'' = \Delta P_L + \frac{1}{G_N(0)} \Delta f = \Delta P_L + E \Delta f \quad (1.62)$$

dove E è l'energia regolante complessiva della rete (i.e. dei gruppi e dei carichi) ed equivale a:

$$E = \frac{P_n}{b_L f_n} + \sum_{i=1}^n G_{fi}(0) = E_L + \sum_{i=1}^n E_{pi} = E_L + E_p \quad (1.63)$$

Se assumiamo che il riferimento secondario f_R sia mantenuto costante, allora, a regime, si ha che:

$$\begin{cases} \Delta f = 0 \\ \Delta P'' = \Delta P_L \end{cases} \quad (1.64)$$

Ovvero, la variazione della sola potenza regolante secondaria $\Delta P''(t = \infty)$ è pari a quella di carico ΔP_L . Ciò significa che la variazione di potenza regolante primaria $\Delta P'(t = \infty)$ è

nulla e quindi, riassumendo, possiamo affermare che, in seguito a una variazione di carico, si ha che:

- inizialmente si caricano i gruppi in regolazione primaria e si ottiene un valore di Δf che a regime è diverso da zero.
- in seguito si caricano solamente i gruppi che si occupano della regolazione secondaria (fra i quali troviamo anche quelli che già erano in regolazione primaria) e l'errore di frequenza, a regime, viene portato a zero.

Vediamo ora brevemente le caratteristiche di $G_R(s)$. Essa è data dalla cascata di due funzioni di trasferimento

$$G_R(s) = G_0(s) \cdot G_y(s) \quad (1.65)$$

dove la prima viene realizzata fisicamente nel regolatore di rete, mentre la seconda, come si vede dalla Fig.1.9., tiene conto del legame effettivo presente tra la potenza regolante secondaria totale e il segnale $y(t)$.

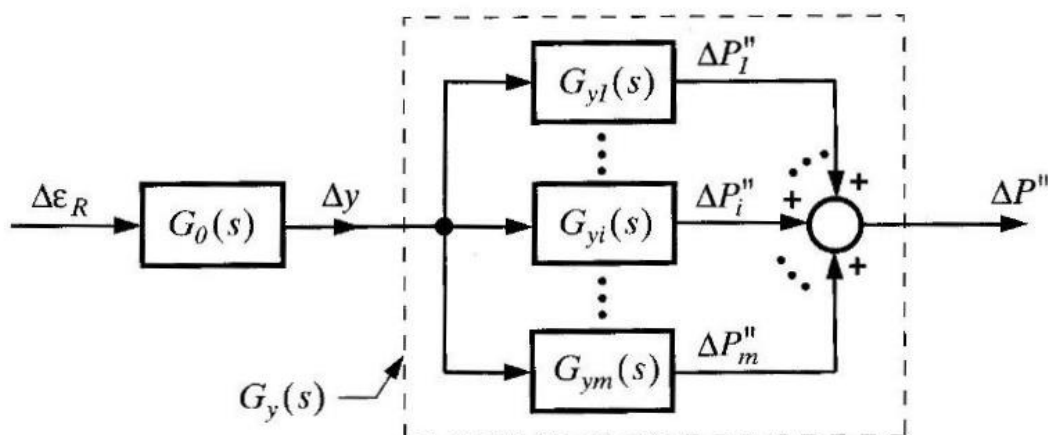


Fig. 1.9. Struttura del blocco $G_R(s)$.

In Fig.1.10 è invece riportato uno schema della regolazione primaria e secondaria dove L_p indica l'uscita del regolatore di rete e viene solitamente chiamato segnale di livello.

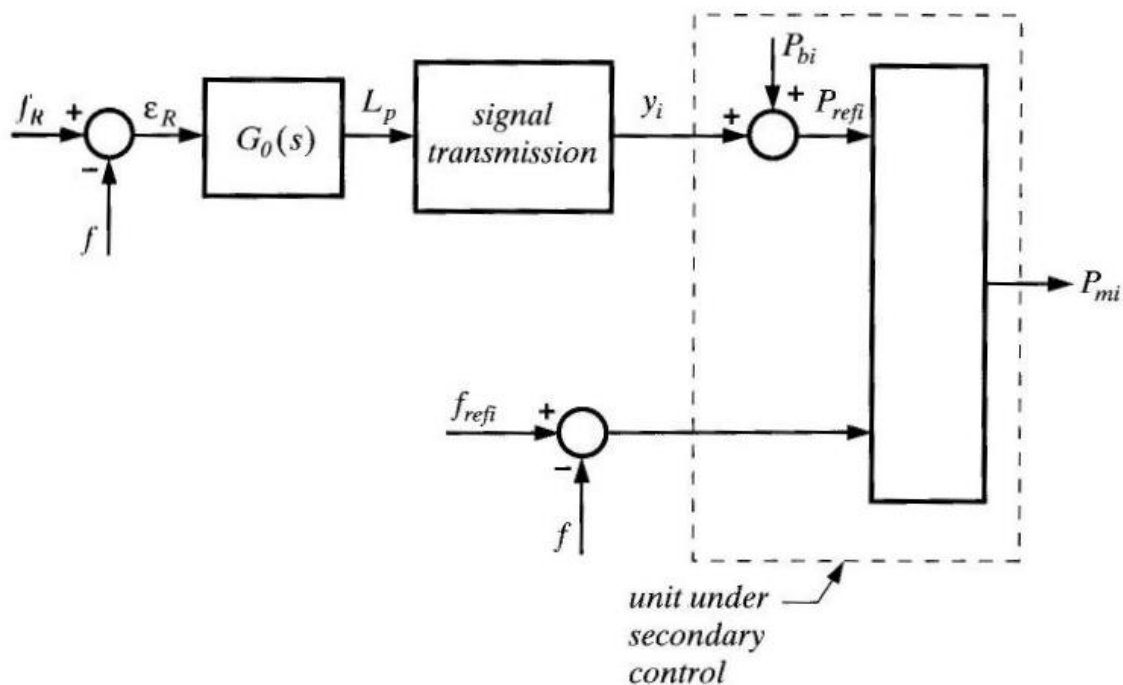


Fig. 1.10. Schema delle regolazioni primaria e secondaria.

Considerando l'equazione (1.58) e il fatto che ogni $\Delta P_i''$ dipende dal segnale di livello attraverso una funzione di trasferimento $G_{yi}(s)$ si ha che:

$$\Delta P_i'' = G_{yi}(s)\Delta y(s) = \frac{G_{yi}(s)}{G_y(s)}\Delta P''(s) = \frac{G_{yi}(s)}{\sum_{i=1}^m G_{yi}(s)}\Delta P''(s) \quad (1.66)$$

e, a regime, la variazione complessiva $\Delta P''(t = \infty)$ di potenza regolante secondaria risulta essere suddivisa, sulla base dei guadagni statici $G_{yi}(s = 0)$, fra i diversi gruppi in regolazione.

$$\Delta P_i'' = \frac{G_{yi}(s = 0)}{\sum_{i=1}^m G_{yi}(s = 0)}\Delta P''(s = 0) \quad (1.67)$$

Dal punto di vista realizzativo non è possibile agire sul sistema utilizzando direttamente la potenza regolante secondaria, come sembrerebbe dagli schemi delle Figg. 1.8. e 1.9 che sono comunque validi ai morsetti esterni.

La variabile di controllo a disposizione è la $\theta(t)$ della Fig.1.1 che rappresenta la posizione delle valvole di ammissione.

Nella realtà l'asservimento fra la potenza regolante $\Delta P''$ e il segnale di livello $L_p(t)$ viene realizzato grazie a un ulteriore ingresso, che viene predisposto nel regolatore primario, denominato $P_{ref}(t)$ che ha il significato di un riferimento di potenza e sul quale agisce il segnale di livello.

Quindi, nella realtà, il segnale di livello agisce sul riferimento di potenza $P_{ref}(t)$ del regolatore primario e questo provoca una variazione $\Delta P''$ di potenza regolante secondaria.

In Fig.1.11 è riportata la caratteristica statica del riferimento di potenza del generico gruppo in funzione del segnale di livello.

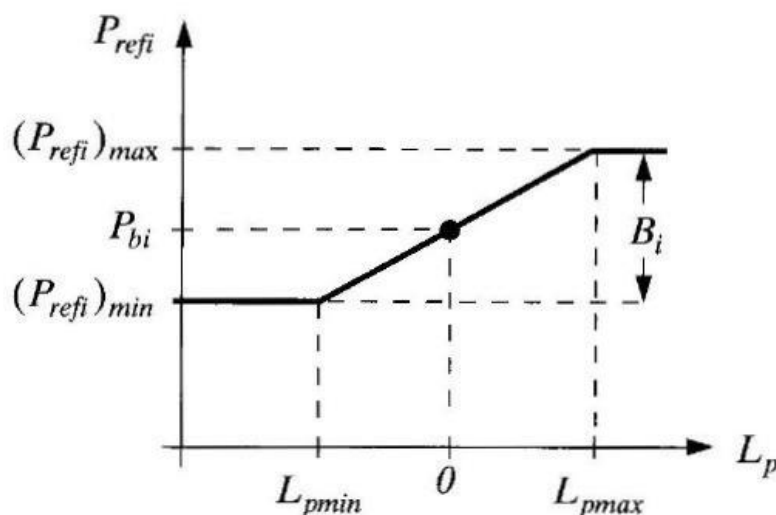


Fig. 1.11. Caratteristica statica $P_{ref} - L_p$.

Nella Fig.1.11. l'intervallo $(P_{refi})_{min} \div (P_{refi})_{max}$ rappresenta la banda B_i di potenza del generico gruppo in regolazione secondaria.

La grandezza

$$R_s = \frac{B}{2} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m B_i \quad (1.68)$$

è espressa in [MW], è pari alla massima variazione positiva di potenza regolante secondaria, ed è chiamata banda di potenza regolante secondaria.

Osservando la Fig.1.11. possiamo affermare che c'è, per ciascun gruppo, una precisa corrispondenza fra la potenza regolante e il segnale di livello.

Trascurando i ritardi dovuti alla trasmissione del segnale dal centro di controllo alle centrali che effettuano la regolazione, lo schema a blocchi tra l'errore $\Delta\epsilon_R(t)$ e i $P_{refi}(t)$ può essere quello riportato in Fig.1.12.a.

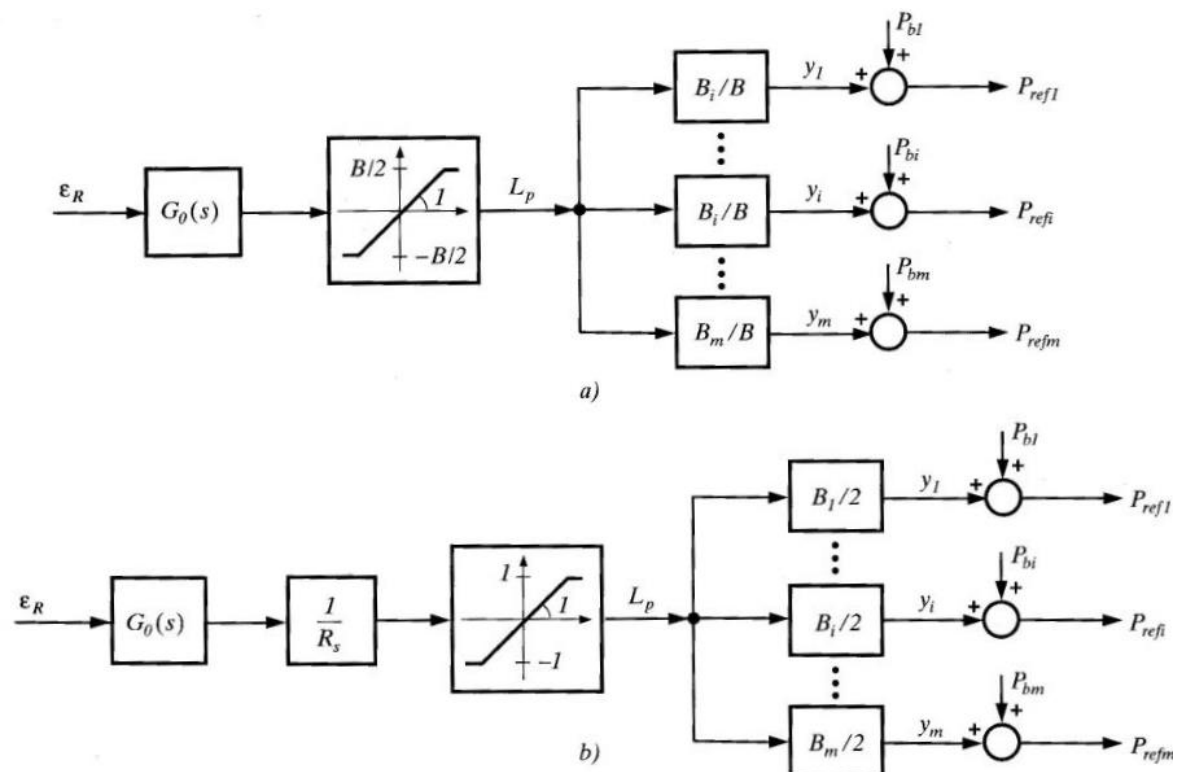


Fig. 1.12. Schema a blocchi tra errore di frequenza e riferimenti di potenza.

Si è assunto che il livello possa variare fra $-B/2$ e $+B/2$. In altre parole, a valori positivi (negativi) del livello corrispondono ordini di aumentare (diminuire) la potenza regolante.

Per quanto riguarda i valori estremi invece si ha la saturazione della banda di potenza regolante. Se il guadagno $2/B$ viene portato a monte del segnale di livello otteniamo che, numericamente parlando, il livello è compreso fra i valori -1 e $+1$. Quest'operazione risulta più chiara osservando la Fig.1.12.b.

Ora, definendo i coefficienti $\rho_i \triangleq B_i/B$, si ottengono le funzioni di trasferimento $G_{yi}(s)$:

$$G_{yi}(s) = \frac{\Delta P_i''(s)}{\Delta L_p(s)} = \rho_i G_i''(s) \quad (1.69)$$

con

$$G_i''(s) \triangleq \frac{\Delta P_i''(s)}{\Delta P_{refi}(s)} \quad (1.70)$$

Dove, $G_i''(s)$ rappresenta il legame fra la variazione di potenza regolante secondaria del gruppo i -esimo e quella del riferimento di potenza, mentre la $G_{yi}(s)$ esprime la relazione fra $\Delta P_i''(s)$ e una variazione del segnale di livello, ricordando che ΔL_p agisce sul riferimento di potenza (vedi Fig.1.13).

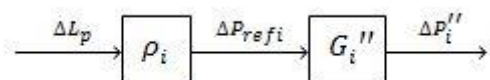


Fig. 1.13. Legame fra $\Delta P_i''$ e ΔL_p .

Se si assumono per tutti i gruppi in regolazione le stesse caratteristiche dinamiche si ottiene una $G_i''(s)$ che, per una rete con gruppi termoelettrici, è solitamente del tipo:

$$G_i''(s) \triangleq \frac{1 + sT_{2i}}{1 + sT_{3i}} \quad (1.71)$$

con

$$\begin{cases} T_{2i} \approx 3s \\ T_{3i} \approx 20s \end{cases} \quad (1.72)$$

Naturalmente, se varia $P_{bi}(s)$, si ha che:

$$\frac{\Delta P_i''(s)}{\Delta P_{bi}(s)} = G_i''(s) \quad (1.73)$$

E dal momento che:

$$G_i''(0) = 1 \quad (1.74)$$

I coefficienti ρ_i rappresentano la ripartizione della potenza regolante secondaria totale sui vari gruppi e, a regime, si ha che:

$$G_{yi}(0) = \rho_i \quad (1.75)$$

Le quantità ρ_i sono anche chiamate fattori di partecipazione alla regolazione secondaria. Ovviamente si ha che:

$$0 \leq \rho_i \leq 1 \quad \text{con} \quad \sum_{i=1}^m \rho_i = 1 \quad (1.76)$$

Per quanto riguarda il regolatore secondario vero e proprio caratterizzato dalla funzione di trasferimento $G_0(s)$ si ricorre solitamente ad un criterio molto semplice: vengono trascurati i ritardi dovuti alla trasmissione dei segnali e si suppone di avere un'azione puramente integrale del tipo:

$$G_0(s) = \frac{k_0}{s} \quad (1.77)$$

Successivamente viene fissata la pulsazione di taglio ω_{f2} dell'anello di regolazione secondaria in modo tale da avere un'anello lento e disaccoppiato da quello relativo alla regolazione primaria. Se ad esempio quest'ultimo ha una pulsazione di taglio ω_{f1} dell'ordine di 0,5 rad/s si assume $\omega_{f2} = 0,01 - 0,02$ rad/s.

In questo modo, per l'analisi della regolazione secondaria, si ritiene che la primaria possa essere considerata a regime.

E' possibile ora approssimare la funzione di trasferimento $\Delta f/\Delta P'' = G_N(s)$ con il suo guadagno statico nel modo seguente:

$$G_N(s) \xrightarrow{s \rightarrow 0} \frac{1}{E} = \frac{1}{E_L + E_p} \simeq \frac{1}{E_p} \quad (1.78)$$

Dalla (1.78) emerge che il guadagno statico è essenzialmente determinato dall'energia regolante permanente dei vari gruppi, in quanto si può considerare trascurabile l'energia regolante del carico come già visto in precedenza.

La funzione di trasferimento in anello aperto valutata in un intorno della pulsazione di taglio vale:

$$G_0(j\omega_{f2}) \cdot G_y(j\omega_{f2}) \cdot G_N(j\omega_{f2}) \simeq G_0(j\omega_{f2}) \cdot G_y(0) \cdot G_N(0) \quad (1.79)$$

Dalla (1.74) si ha che :

$$G_y(0) = \sum_{i=1}^m G_{yi}(s) = 1 \quad (1.80)$$

e con la condizione

$$|G_0(j\omega_{f2}) \cdot G_N(0)| = 1 \quad (1.81)$$

si conclude che:

$$\frac{k_0}{\omega_{f2}} \cdot \frac{1}{E_p} = 1 \rightarrow k_0 = E_p \cdot \omega_{f2} \quad (1.82)$$

Il guadagno del regolatore di rete dipende, di conseguenza, dall'energia regolante complessiva della rete, e poiché

$$G_y(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_3} \quad (1.83)$$

la funzione di trasferimento complessiva del regolatore di rete è:

$$G_R(s) = \frac{E_p \cdot \omega_{f2}}{s} \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_3} = E_p \frac{1}{sT_0} \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_3} \quad (1.84)$$

con T_0 che è tipicamente dell'ordine dei 50 s – 100 s.

Per ulteriori considerazioni su questi aspetti e sul modello del regolatore si rimanda ai testi [2], [3], [4], [5].

Per approfondimenti sul modello della regolazione primaria e secondaria per le unità di produzione termoelettriche e per i cicli combinati si rimanda alle fonti [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14]. [15].

L'articolo [16] della Bibliografia affronta invece il problema del coordinamento fra la regolazione primaria e secondaria proponendo un nuovo metodo che si basa sulla teoria dei giochi.

Prima di cominciare a parlare dei servizi ancillari nel mondo e di vedere come la regolazione di frequenza sia affrontata nei vari paesi facciamo un ulteriore passo avanti a proposito della regolazione secondaria per introdurre, nel prossimo paragrafo, il concetto di *Area Control Error* che è legato alla presenza di più sistemi interconnessi e che ci servirà nel prossimo Capitolo.

1.6 Il concetto di *Area Control Error* (ACE)

L'operazione d'interconnessione fra più sistemi ha un impatto positivo sulla regolazione di frequenza sia in condizioni di normale esercizio sia in condizioni di emergenza, poiché garantisce la possibilità che avvengano scambi di potenza fra di essi.

Consideriamo un sistema composto dall'interconnessione di n sottosistemi (vedi Fig.1.14., dove $n = 3$). Se con il termine P_{ij} indichiamo i flussi di potenza che vanno dal sottosistema i al sottosistema j , si ha che la totale potenza esportata dal sottosistema i -esimo vale:

$$P_{Ei} = \sum_{i \neq j, j=1}^n P_{ij} \quad (1.85)$$

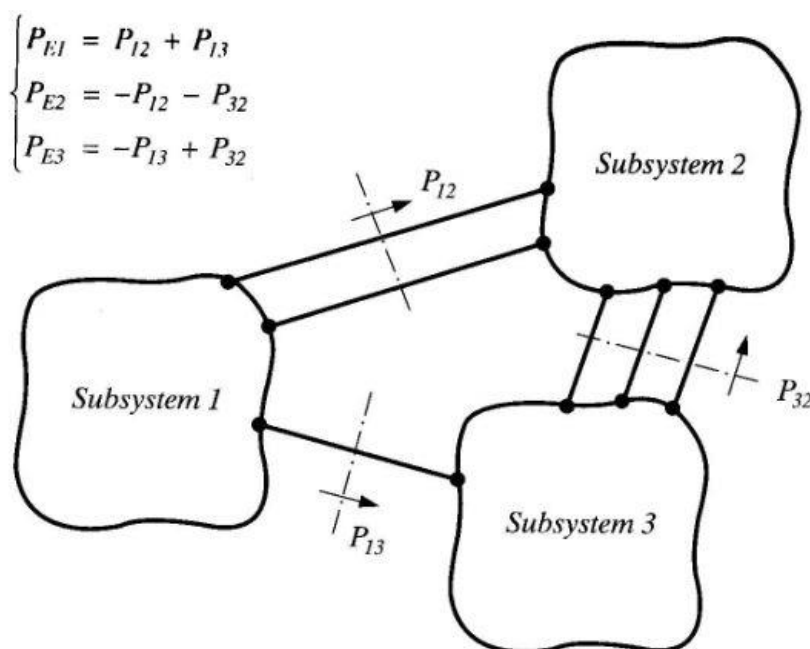


Fig. 1.14. Sistema composto da tre sottosistemi interconnessi.

Trascurando le perdite si ha che

$$P_{ij} = -P_{ji} \quad (1.86)$$

e quindi:

$$\sum_{i=1}^n P_{Ei} = 0 \quad (1.87)$$

In un sistema composto da n sottosistemi interconnessi o aree, la regolazione della frequenza e delle potenze scambiate richiede che i regolatori di ogni area siano sensibili a una combinazione degli errori di frequenza e di potenza esportata dall'area ad ottenere quello che viene chiamato *Load Frequency Control* (che abbrevieremo in LFC).

A regime si hanno n condizioni del tipo:

$$k_i \Delta f + \Delta P_{Ei} = 0 \quad (1.88)$$

sommando le quali, e ricordando la (1.87) si ottiene:

$$\Delta f \sum_{i=1}^n k_i = 0 \quad (1.89)$$

Assumendo ora che i generatori dell'intero sistema siano perfettamente sincronizzati si ha che la frequenza dell'intero sistema è quella media.

In Fig.1.15 è riportato lo schema a blocchi linearizzato del LFC in una generica area del sistema interconnesso, con

- ε_F errore di frequenza,

- ε_{Pi} errore di potenza esportata,
- f_R riferimento di frequenza,
- P_{ERi} riferimento di potenza esportata,

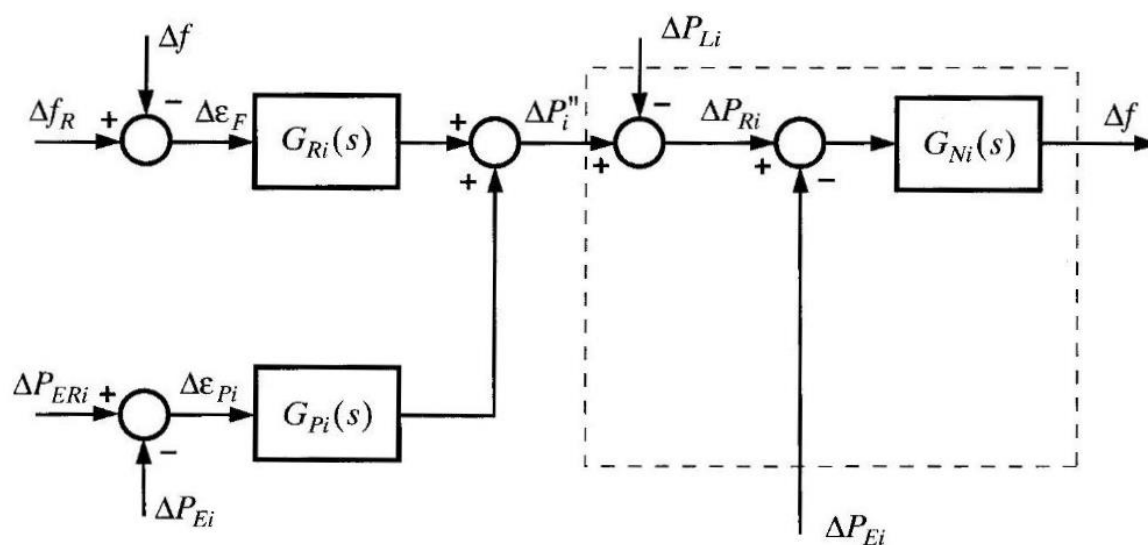


Fig. 1.15. Schema a blocchi del Load Frequency Control di un'area.

mentre

$$\Delta P_{Ri} = \Delta P_i'' - \Delta P_{Li} \quad (1.90)$$

$$\Delta P_{Ri} - \Delta P_{Ei} = \frac{1}{G_{Ni}(s)} \Delta f \quad (1.91)$$

$$\begin{cases} G_{Ri}(s) = \left[\frac{\Delta P_i''(s)}{\Delta \varepsilon_F(s)} \right]_{\Delta \varepsilon_{Pi}=0} \\ G_{Pi}(s) = \left[\frac{\Delta P_i''(s)}{\Delta \varepsilon_{Pi}(s)} \right]_{\Delta \varepsilon_f=0} \end{cases} \quad (1.92)$$

Da cui si ricava che i coefficienti k_i dell'equazione (1.88) sono pari a:

$$k_i = \frac{G_{Ri}(0)}{G_{Pi}(0)} \quad (1.93)$$

Osservando lo schema di Fig.1.15 e considerando costanti i riferimenti di frequenza e potenza esportata si ottiene:

$$\Delta P_i'' = G_{Ri} \Delta \varepsilon_F + G_{Pi} \Delta \varepsilon_{Pi} = -G_{Ri} \left[\Delta f + \frac{G_{Pi}}{G_{Ri}} \Delta P_{Ei} \right] \quad (1.94)$$

E quindi il diagramma della regolazione secondaria nell'area i -esima, fra gli ingressi del regolatore e le variazioni di potenza regolante, diventa quello di Fig.1.16.

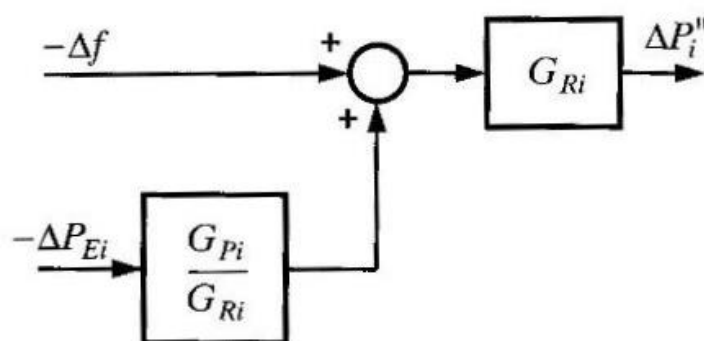


Fig. 1.16. Schema a blocchi della regolazione secondaria in un'area.

La funzione di trasferimento G_{Ri} tra le variazioni di frequenza e la potenza regolante secondaria è determinata come visto nel paragrafo 1.5. Il guadagno del regolatore è quello dell'equazione (1.82) e, dal momento che sotto il criterio di autonomia a regime⁶ si ha:

$$\frac{G_{Pi}}{G_{Ri}} = G_{Ni}(0) = \frac{1}{E_i} \quad (1.95)$$

⁶ Nella tesi non spieghiamo cos'è perché lo scopo di questo paragrafo è quello di introdurre il concetto di Area Control Error. Per approfondimenti si rimanda alle pagine 299-303 del riferimento bibliografico [2].

il diagramma diventa quello di Fig.1.17 dove T_0 ha lo stesso significato e valori numerici visti per la relazione (1.84).

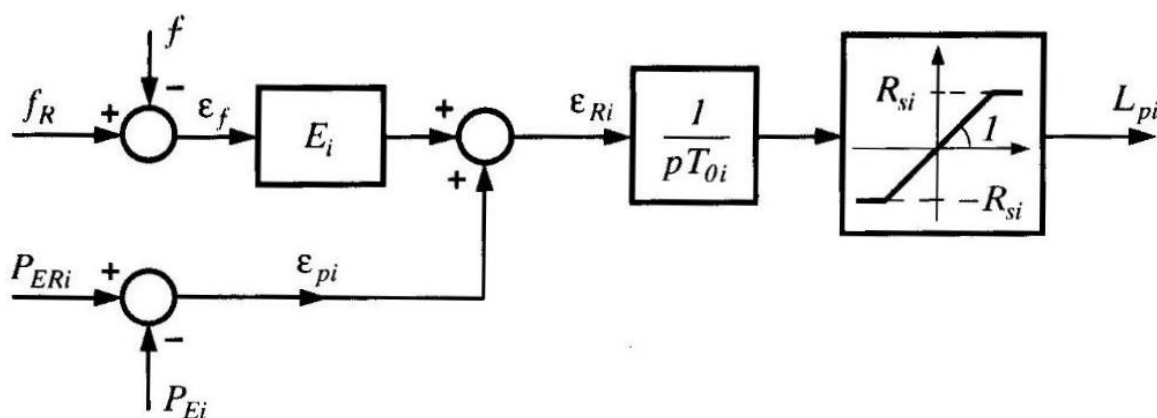


Fig. 1.17. Schema a blocchi basato sul criterio di autonomia a regime.

La Fig.1.17. mostra il limite di potenza regolante dovuto alla riserva R_{si} come mostrato dalla Fig.1.12.a.

Il segnale d'ingresso del regolatore di sistema è:

$$\varepsilon_{Ri}(t) = E_i[f_R - f(t)] + [P_{ERi} - P_{Ei}(t)] = ACE [MW] \quad (1.96)$$

esso è chiamato *Area Control Error* (che abbrevieremo in ACE) ed è un segnale di potenza attiva.

In condizioni di regime si ha:

$$E_i \Delta f + \Delta P_{Ei} = 0 \quad (1.97)$$

Dal momento che l'equazione (1.97) è valida in condizioni di regime, si ha che, se la riserva secondaria R_s è sufficiente per coprire le perturbazioni, si hanno $\Delta f(s=0) = 0$ e $\Delta P_{Ei}(s0) = 0$. Se R_s è insufficiente, si avranno come conseguenza degli errori di frequenza e potenza esportata.

2. Capitolo 2

I servizi ancillari all'estero

2.1 Introduzione

Nel Capitolo precedente sono state illustrate le caratteristiche principali dei servizi di regolazione della frequenza con particolare attenzione verso la primaria.

Prima di vedere, nel Capitolo 3, come questo servizio sia trattato, offerto, regolamentato e remunerato in Italia, è doveroso presentare un quadro generale dei servizi ancillari nel mondo evidenziando eventuali differenze e analogie fra i diversi continenti.

Per ragioni storiche, politiche, tecnologiche e territoriali la struttura della rete elettrica e del parco di generazione non può che essere differente nelle varie aree geografiche del pianeta.

Ci occuperemo dapprima della situazione nordamericana, poi di quella asiatica, in seguito faremo qualche cenno ad Africa, Australia e Sud America, e infine ci occuperemo del continente europeo ad esclusione dell'Italia, alla quale è dedicato il Capitolo 3.

Prima di cominciare a parlare dell'America del Nord è bene fare qualche precisazione di carattere terminologico e linguistico.

Finora si è parlato di regolazione primaria, secondaria e terziaria poiché nel quadro italiano si è soliti riferirsi ai servizi ancillari relativi alla frequenza con questa denominazione. Negli altri paesi, però, si utilizzano terminologie differenti come per esempio *Primary Response*, *Operating Reserve*, *Contingency Reserve*, *Spinning e Non-Spinning Reserve*,

Load Frequency Control (LFC), *Automatic Generation Control (AGC)* e spesso si parla di riserve di potenza e di capacità di regolazione.

Per evitare equivoci, fraintendimenti ed errori di traduzione si è scelto di parlare dei servizi ancillari all'estero utilizzando i termini inglesi o comunque in lingua originale evidenziando, ove possibile, l'eventuale corrispondenza con i termini italiani.

Prima di cominciare, è bene anche precisare cosa si intende con il termine servizi ancillari. Fino a questo momento l'attenzione è stata rivolta solamente ai servizi di regolazione della frequenza, ma i servizi ancillari comprendono anche altre operazioni che servono a garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico. Di queste fanno parte anche la riserva di potenza (fredda e rotante), la regolazione di tensione e della potenza reattiva, e il riavviamento della rete conosciuto anche con l'espressione inglese *black start*.

Lo scopo della tesi è quello di occuparsi della regolazione primaria di frequenza e del calcolo dell'energia fornita dalle centrali elettriche per assicurare questo servizio. In questo Capitolo però, parlando della situazione estera, si toccheranno anche gli altri temi che riguardano i servizi ancillari più in generale e in particolare verrà fatto qualche cenno alla regolazione secondaria.

Negli articoli [17], [18] e [19] si evidenzia l'importanza di un mercato che incentivi la regolazione primaria di frequenza e in particolare nel riferimento [17] della Bibliografia si offre anche un quadro delle caratteristiche che un mercato per la regolazione primaria di frequenza, che in America è chiamata *primary frequency response*, dovrebbe avere. Questo servizio è stato storicamente molto più disponibile del necessario, ma è stato recentemente dimostrato come al giorno d'oggi la potenza disponibile per la *primary frequency response* sia diminuita in alcune zone del pianeta, come per esempio nell'area più a est dell'America settentrionale, [20], [21] a causa della forte penetrazione della generazione di energia da fonti rinnovabili aleatorie⁷ che ha sostituito, in parte, la produzione di energia con centrali di tipo convenzionale⁸.

Da notare invece come questo problema non sia stato rilevato in una regione americana più a ovest come la California [22].

⁷ Eolico e fotovoltaico.

⁸ Idroelettriche e termoelettriche.

2.2 I servizi ancillari in America Settentrionale

Per comprendere la storia [23] e le caratteristiche principali del controllo di frequenza in America è necessario chiarire cosa si intende quando si parla *primary*, *secondary* e *tertiary control*:

- *Primary frequency control (primary frequency response)*: esso comprende l'azione automatica e autonoma che si oppone alle variazioni di frequenza in un sistema elettrico quando sorgono sbilanciamenti fra la potenza richiesta dai carichi e quella generata.

Questa azione è veloce, agisce in tempi dell'ordine dei secondi, e include la risposta del regolatore, lo smorzamento dei carichi, e più recentemente il *voluntary-frequency responsive load control*.

- *Secondary frequency control (secondary frequency response)*: esso comprende le azioni coordinate e centralizzate atte a riportare la frequenza al suo valore nominale. Queste azioni sono più lente di quelle realizzate dal *primary control*.

I generatori rispondono al segnale dell'AGC (*Automatic Generation Control*) o ai comandi del centro di dispacciamento. Solitamente ci si riferisce all'AGC anche con il termine *regulation service*.

- *Tertiary frequency control*: esso comprende le azioni coordinate e centralizzate atte a portare la generazione o i carichi in un nuovo punto di lavoro mantenendo l'equilibrio. Queste operazioni sono le più lente e agiscono, come anche quelle relative al *secondary frequency control*, in tempi dell'ordine dei minuti.

Con il termine *tertiary frequency control* si identificano i cambiamenti del dispacciamento atti a seguire i carichi e a ridistribuire le riserve. Spesso si parla di *ramping* o *load-following reserve*.

Le prime misurazioni che furono eseguite in merito al controllo di frequenza si focalizzavano principalmente sulla regolazione secondaria poiché, negli anni '70, l'industria riteneva erroneamente che non fosse necessario concentrarsi sul miglioramento del controllo primario di frequenza. Si pensava anche che fosse impossibile identificare i contributi individuali all'errore di frequenza usando le tecnologie allora disponibili per registrare l'ACE (*Area Control Error* introdotto nel paragrafo 1.6).

La storia della misurazione delle performance per quanto riguarda la regolazione di frequenza cominciò con lo sviluppo del *tie-line bias frequency control*. E' importante capire quali fossero le tecnologie disponibili nel 1971 quando fu introdotto il primo *Control Performance Criterium*.

Negli anni '60, molti EMS (*Energy Management Systems*) erano analogici e davano un supporto limitato al sistema di dispacciamento che si basava principalmente sul telefono come ogni altro componente della sala di controllo.

In seguito al blackout del 1965, l'industria cominciò ad utilizzare computer digitali per migliorare l'approccio al controllo dei sistemi elettrici.

A quei tempi le aree interconnesse erano di dimensioni ridotte ed era disponibile una sufficiente capacità di risposta alle variazioni di frequenza. Per questo motivo era generalmente accettata la politica che tutti i generatori intervenissero con il proprio regolatore e che la *operating reserve* fosse ripartita fra un certo numero di generatori in modo da assicurare una certa capacità di risposta in ogni area. A causa di questa politica non era necessario che gli operatori interagissero con i regolatori se non per stimare la risposta aggregata contenuta nell'espressione dell'ACE.

Con l'incremento delle dimensioni delle aree interconnesse si ebbe una crescita della capacità di risposta da parte dei generatori e dei carichi e si trascurò il *primary control* non ritenendo che questo potesse diventare un fattore limitante della rete elettrica.

Diversamente, il *secondary control* ricevette molta più attenzione rispetto a quella rivolta al *primary control* poiché l'AGC era gestito e implementato dal centro operativo del sistema elettrico.

Durante gli anni '70 e '80 la maggior parte del lavoro mirava ad un miglioramento dei tempi e allo studio degli interscambi di energia accidentali. Focalizzandosi sulla regolazione secondaria, si perse di vista l'importanza di soffermarsi e concentrarsi sul *primary control*.

Nel 1973, i primi metodi di misura della regolazione secondaria si svilupparono con l'implementazione dei primi standard che si occupavano di affidabilità e aspetti commerciali.

Gli sviluppatori si accorsero che queste misure erano carenti dal punto di vista tecnico e calibrate sulle tecnologie allora disponibili nelle sale di controllo. Per esempio, l'intervallo di 10 minuti fu preso come tempo base per molte misure poiché risultava comodo come tempo comune per l'utilizzo delle *strip chart* usate all'epoca per registrare l'ACE.

Nel 1992 il NERC (*North American Electric Reliability Council*) cominciò a focalizzare la propria attenzione sull'affidabilità del controllo di frequenza. Questo nuovo interesse fu accompagnato da un incremento delle basi scientifiche necessarie per le pratiche relative alla regolazione secondaria e fu aiutato dagli sviluppi tecnologici nel campo del monitoraggio delle reti. Un contributo chiave per lo sviluppo della regolazione di frequenza fu la dimostrazione del fatto che era possibile correlare l'ACE all'errore di frequenza utilizzando il concetto di covarianza.

Nello stesso anno, da una ricerca dell'*Electric Power Research Institute* (ERPI), emerse che le caratteristiche delle performance dei regolatori non erano ben conosciute e, nel 2001, la *primary frequency response* fu riconosciuta come un servizio indipendente.

Nel 2004, l'industria riconobbe formalmente quanto, dal punto di vista dell'affidabilità, sia importante concentrarsi sull'errore di frequenza in tempi inferiori al minuto. Questa necessità non era incentivata dallo standard allora presente, poiché in esso era previsto che, per valutare le performance, ci si basasse sui dati medi annuali.

Nel 2007 il FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), che era stato dichiarato autorità attraverso l'*Energy Policy Act* del 2005, ordinò formalmente al NERC, tramite il FERC Order 693, di definire uno standard per la *primary frequency response*.

Nel corso di questi ultimi anni ci sono state varie revisioni delle normative e, attualmente, è presente nel BAL 003-1 [24] uno standard per la *Frequency Response*. In questo documento si parla di IFRO (*Interconnected Frequency Response Obligation*) e di FRM (*Frequency Response Measure*).

Il NERC ha rilasciato, il 20 agosto 2014, un documento [25] contenente la *timeline* di implementazione del BAL 003-1.

Per approfondimenti su questo nuovo standard si rimanda alle fonti sopracitate.

Dopo una breve introduzione di carattere storico, vediamo ora di parlare del sistema elettrico nordamericano e dei relativi servizi ancillari [26], [27], [28], [29], [30]. La rete elettrica del continente è suddivisa in 4 sistemi elettrici principali (vedi Fig.2.1.) che possono essere considerate come isole frequenzialmente indipendenti. Da questo momento in poi indicheremo questi 4 sistemi con il termine *Interconnections* con la lettera maiuscola per uniformarsi a quanto definito nel Glossario NERC [31]. Le 4 *Interconnections* sono:

- Western – Generalmente tutto ciò che c'è a ovest delle Colorado Rockies.
- Texas – Conosciuto come Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).
- Eastern – Generalmente tutto ciò che è ad est delle Colorado Rockies, ad eccezione del Texas e del Quebec.
- Quebec.

Ogni *Interconnection* è come una grande macchina nella quale i generatori dell'isola lavorano insieme per portare l'elettricità agli utilizzatori.

Se la generazione dell'*Interconnection* supera la domanda dei consumatori, la frequenza aumenta oltre i 60 Hz nominali finché l'equilibrio energetico è ristabilito. Viceversa, se c'è temporaneamente una mancanza di potenza generata, la frequenza diminuisce finché la situazione di equilibrio viene ristabilita in un punto di lavoro caratterizzato da un valore di frequenza inferiore a quello nominale.

Il bilanciamento è inizialmente ripristinato tramite i carichi variabili con la frequenza e grazie all'azione dei regolatori che variano l'output dei generatori in funzione delle variazioni di frequenza.

Alcuni dispositivi, come ad esempio i motori elettrici, utilizzano più (meno) energia se operano a frequenze superiori (inferiori) alla nominale.

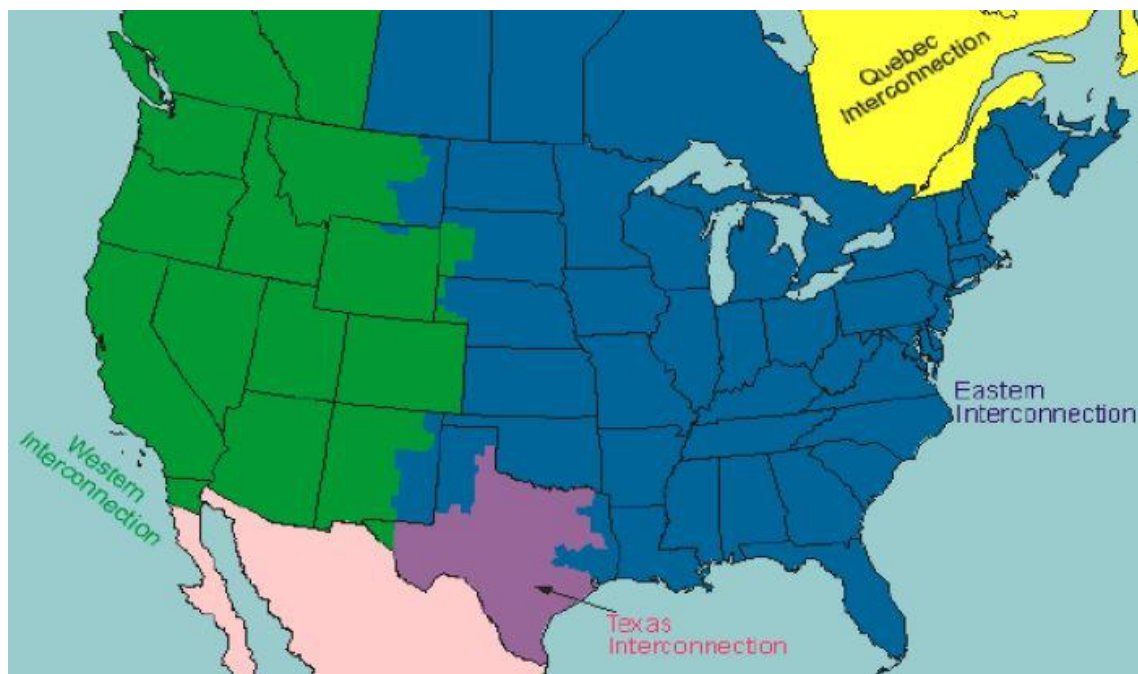


Fig. 2.1. Le 4 *Interconnections* in Nord America.

Il bilanciamento fra carico e generazione nelle *Interconnections* è gestito da enti chiamati *Balancing Authorities* (Fig.2.2). Questi enti sono più di 100 in America settentrionale e hanno dimensioni variabili.

ERCOT, MISO, NYISO, AESO alle quali si farà riferimento in seguito sono solo alcuni esempi di *Balancing Authorities*.

Ognuno di questi enti (per i quali da qui in avanti verrà usata l'abbreviazione BA) in una *Interconnection* è connesso tramite linee in alta tensione (chiamate *tie-lines*) alle vicine BA.

Agli operatori chiamati *Reliability Coordinators* (da qui abbreviato con RC) è affidato supervisionare la BA. Come paragone, possiamo affermare che la relazione presente fra RC e BA è simile quella che c'è fra i controllori del traffico aereo e i piloti.

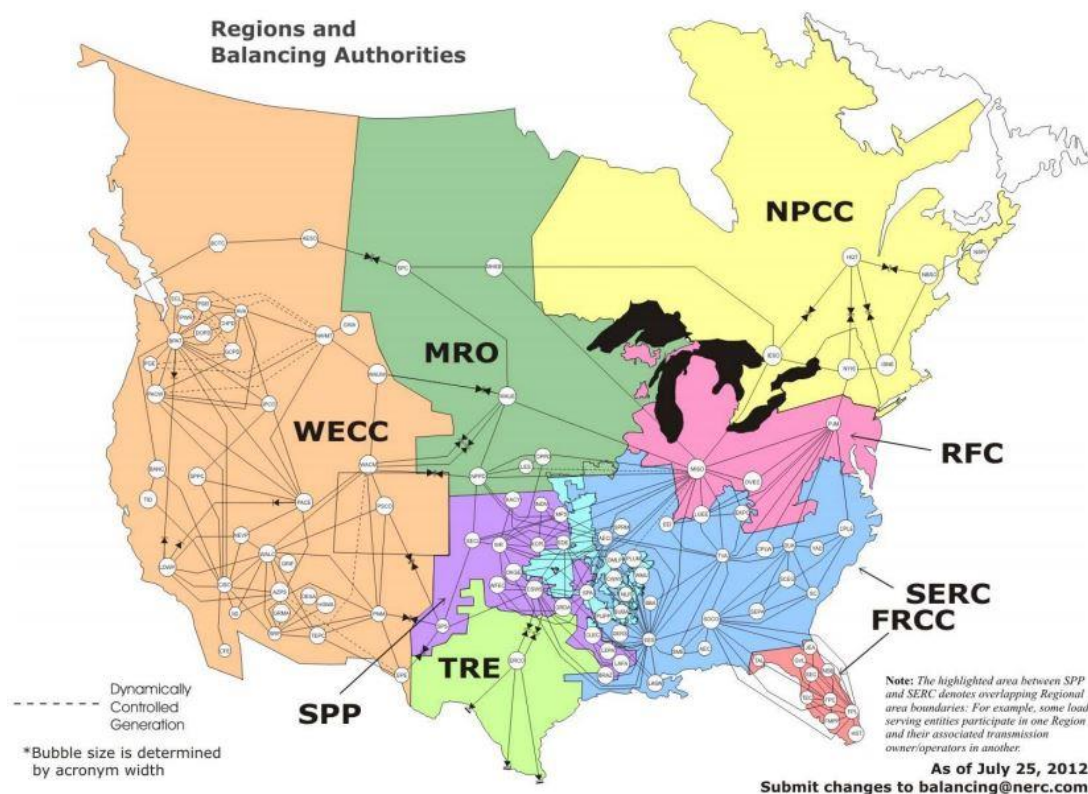


Fig. 2.2. Regioni e *Balancing Authorities* americane.

La frequenza non varia in un' *Interconnection* finché è presente la condizione di equilibrio fra la generazione e la richiesta da parte dei consumatori.

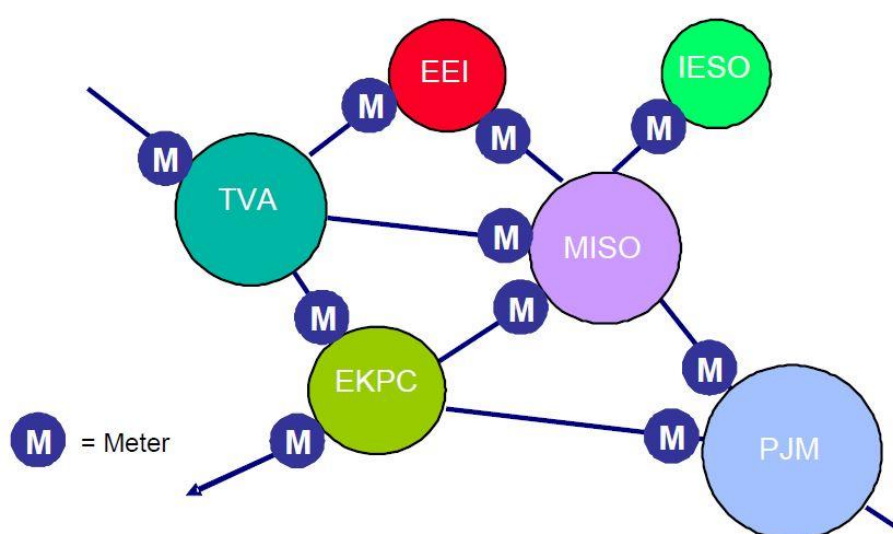


Fig. 2.3. *Balancing Authorities* interconnesse.

Ogni BA utilizza strumenti di misura posizionati sulle *tie-lines* per controllare e misurare l'energia scambiata con i vicini. Alla fine di ogni *tie-line*, è presente un sistema di misurazione che entrambe le BA connesse utilizzano (vedi Fig.2.3.).

Se tutte le BA operano correttamente, l'*Interconnection* rimane in equilibrio e la frequenza resta stabile. In caso di errore si ha come effetto una variazione di frequenza indesiderata. La domanda dei carichi e la produzione dei gruppi sono in continuo mutamento e questo porta le BA ad osservare solitamente flussi di potenza non intenzionali.

A questo proposito riprendiamo il concetto di ACE introdotto nel paragrafo 1.6 e riscriviamo l'equazione (1.96) secondo la terminologia americana e facendo riferimento alle definizioni riportate nel Glossario NERC [31].

L'equazione dell'ACE può quindi essere espressa come segue:

$$ACE [MW] = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME} \quad (2.1)$$

Dove:

- NI_A è il *Net Interchange* espresso in [MW]; il pedice A sta per *Actual*.
- NI_S è il *Net Interchange* espresso in [MW]; il pedice S sta per *Scheduled*.
- B è il *Balancing Authority Frequency Bias* espresso in [MW/0,1Hz].
- F_A è la *Frequency, Actual*, espressa in [Hz].
- F_S è la *Frequency, Scheduled*, espressa in [Hz].
- I_{ME} è l'*Interchange (tie line) Metering Error*, espresso in [MW].

In particolare, NI_A è la somma algebrica attuale dei flussi di potenza fra le BA mentre NI_S rappresenta i flussi programmati. La combinazione dei due ($NI_A - NI_S$) rappresenta la parte di ACE associata alla differenza fra la potenza attuale e quella programmata senza tenere conto dell'errore di frequenza. Nell'equazione (2.1) l' I_{ME} è un fattore di correzione che viene introdotto per tenere conto degli errori di misura, mentre il termine composto da $10B \cdot (F_A - F_S)$ rappresenta l'obbligo della BA di supportare la frequenza.

Per capire cosa si intende con il termine *Frequency Bias* (B) bisogna prima introdurre il concetto di *Frequency Response* (β). Finora abbiamo parlato della *Frequency Response* come servizio, mentre β è, di fatto, una grandezza analoga a quella che nel primo Capitolo abbiamo chiamato energia regolante.

Il Glossario NERC, infatti, alla voce *Frequency Response* fa una distinzione fra i due casi e dice che, per quanto riguarda le macchine, essa è l'abilità di reagire o rispondere a una variazione di frequenza (e quindi coincide con la regolazione di frequenza), mentre, quando riferita al sistema elettrico, l'espressione *Frequency Response* rappresenta un'energia regolante fornita dalla combinazione dei gruppi e dei carichi. Quest'ultima è espressa in [MW/0,1Hz] ed è pari alla variazione di potenza richiesta più la variazione della potenza generata diviso la variazione di frequenza. Essa rappresenta dunque il contributo in MW per stabilizzare la frequenza in seguito a una deviazione di 0,1 Hz.

Il *Frequency Bias*, invece, è un'approssimazione di β utilizzata nell'equazione (2.1) e, secondo quanto riportato nel Glossario, B è un valore in [MW/0,1Hz] associato a una *Control Area* che lega la differenza fra la frequenza attuale e quella nominale alla quantità di potenza generata necessaria per correggere la deviazione di frequenza.

Nell'equazione (2.1) il fattore moltiplicativo 10 è stato introdotto per esprimere B in [MW/Hz]. Segnaliamo inoltre che B e β sono entrambi negativi⁹

Le BA monitorano l'ACE per controllare i propri obblighi verso il NERC e cercano di mantenere questo valore entro limiti che sono solitamente proporzionali alle dimensioni della BA. Questo bilanciamento è tipicamente compiuto tramite la combinazione di controlli informatici dei generatori, chiamate telefoniche alle centrali elettriche e anche per mezzo di vendite e acquisti di energia dalle altre BA.

Dopo aver parlato della storia e della struttura del sistema elettrico americano torniamo a concentrarci sul *primary* e sul *secondary control*.

Abbiamo visto che il *primary control* è più comunemente conosciuto come *Frequency Response* ed è quello che interviene nei primi secondi che seguono il disturbo di frequenza.

⁹ Quando si parla di *Frequency Response* e *Bias* spesso ci si riferisce a questi in termini di valori positivi.

Lo statismo, che gli americani chiamano *droop*, è tipicamente del 5%, mentre la *dead band* (banda morta), che indica la soglia di non intervento del regolatore, è convenzionalmente pari a 36 mHz.

Abbiamo visto in precedenza che il parametro β è definito dalla risposta iniziale totale a un'escursione di frequenza e il valore di questa grandezza era, nel 2011, dell'ordine di:

- -2760 MW/0,1Hz per la *Eastern Interconnection*.
- -650 MW/0,1Hz per la *Texas Interconnection* (ERCOT).
- -1482 MW/0,1Hz per la *Western Interconnection* (WECC).
- -120 MW/0,1Hz per la *Quebec Interconnection*.

Il segno negativo indica che c'è una proporzionalità inversa fra perdita di generazione e frequenza. In altre parole, una perdita di 1000 MW di produzione causerebbe una variazione di frequenza dell'ordine di:

- -0,036 Hz (*East*).
- -0,154 Hz (*Texas*).
- -0,067 Hz (*West*).
- -0,833 Hz (*Quebec*).

Lo stesso vale, in termini però di aumento di frequenza, in caso di un distacco di 1000 MW di carico.

Per quanto riguarda il *Secondary Control*, esso agisce in tempi dell'ordine dei minuti e riporta il valore di frequenza ai 60 Hz nominali. Questa regolazione è offerta dalla *Spinning Reserve* e dalla *Non-Spinning Reserve*.

Il modo più comune per effettuare la regolazione secondaria è attraverso l'AGC che opera insieme ai sistemi SCADA(*Supervisory Control and Data Acquisition*). Questi dispositivi rivelano informazioni su frequenza, potenza prodotta dai generatori e scambio di energia in tempo reale con gli altri sistemi. L'AGC, elaborando l'ACE, permette di conoscere lo stato della rete in termini di equilibrio fra potenza generata e richiesta e manda segnali (*setpoints*) ai generatori per correggere gli eventuali squilibri.

Del *Tertiary* e del *Time Control* non ce ne occupiamo in questa sede poiché non sono significativi ai fini della regolazione primaria. Per approfondimenti su questi temi si rimanda ai riferimenti bibliografici [22], [23], [26], [27], [29].

Cominciamo ora a parlare dei servizi ancillari per cercare di capire quali essi siano e come sia trattato in America il servizio di *Frequency Response*.

Nel riferimento bibliografico [29] vengono definite le *Operating Reserves* come tutte quelle capacità disponibili per contribuire al bilanciamento della potenza attiva.

In Fig.2.4 sono rappresentati i principali tipi di risposta che si differenziano sia in termini di tempo di intervento sia per quanto riguarda la durata del loro effetto.

Inizialmente, in seguito ad una perdita di generazione, le macchine sincrone forniscono energia cinetica alla rete e, facendo questo, diminuiscono la propria velocità di rotazione e di conseguenza la frequenza. Maggiore è l'inerzia del sistema, maggiore è il tempo che impiega la frequenza a decrescere. Come già illustrato in precedenza questa azione è dovuta ai regolatori dei gruppi e ai carichi rotanti.

La *Spinning Reserve* e la *Non-Spinning Reserve* hanno il compito di colmare il *gap* energetico e riportare la frequenza al valore nominale

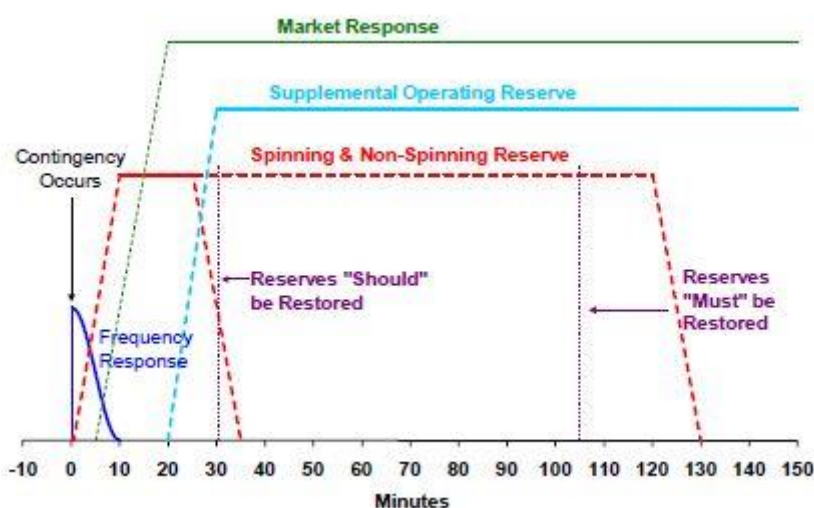


Fig. 2.4. Tempi di reazione delle *Operating Reserves*.

In Fig.2.4 la *Market Response* indica la risposta del mercato allo squilibrio. Di questa categoria fa per esempio parte l'incentivazione che può essere fornita all'intervento dei

generatori. Infine, la *Supplemental Reserve* ha il compito di agire per ripristinare le riserve precedenti in modo che esse possano nuovamente essere utilizzate per fronteggiare un eventuale secondo squilibrio.

Le *Operating Reserves* possono essere classificate secondo la velocità di risposta, la durata del loro intervento, il tipo di controllo, oppure anche sulla base dell'istante in cui queste siano chiamate in azione. Con quest'ultima tipologia di classificazione si distingue fra le riserve che vengono utilizzate in condizioni normali di esercizio oppure in seguito ad un evento che può essere istantaneo oppure prevedibile.

In Fig.2.5., è riportato uno schema della suddivisione delle *Operating Reserves* secondo questa classificazione.

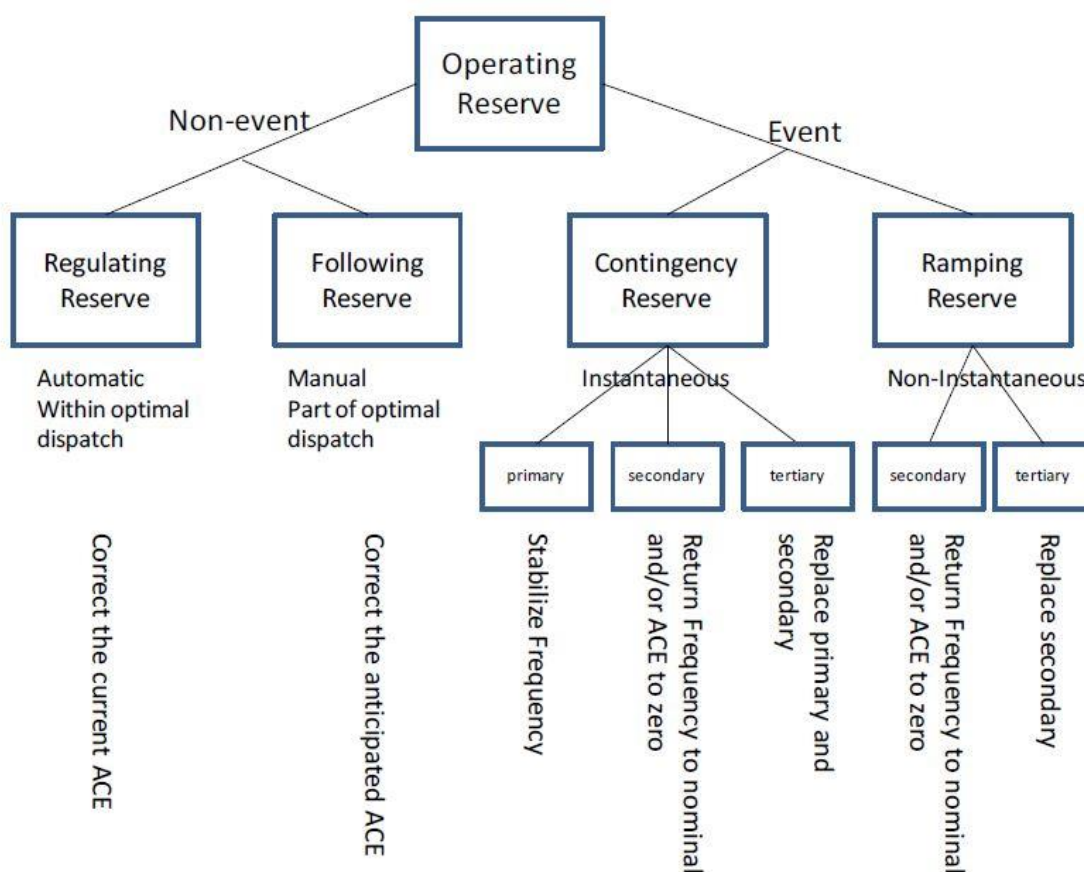


Fig. 2.5. Esempio di classificazione delle *Operating Reserves*.

Le *Operating Reserves* sono dunque suddivise in *event reserve* e *non-event reserve*.

Con il termine *event* si indica una situazione rara, mentre i *non-events* sono eventi che capitano talmente spesso da non essere distinguibili gli uni dagli altri.

La *non-event reserve* è sua volta divisa in *Regulating Reserve* (più veloce) e in *Following Reserve* (più lenta) e la velocità che separa queste due categorie varia da sistema a sistema. In particolare, la *Regulating Reserve* agisce sullo squilibrio imprevisto e attuale, mentre la *Following Reserve* è utilizzata per correggere gli squilibri prevedibili e attesi.

Per quanto riguarda la *event reserve* si distingue fra *Contingency Reserve* e *Ramping Reserve* che sono anch'esse distinguibili in termini di rapidità di risposta. Quest'ultima dipende dal fatto che esse siano utilizzate per agire contro eventi istantanei o non istantanei.

Per la *Contingency Reserve* (eventi istantanei) si ha una certa porzione chiamata *Primary Reserve* che risponde automaticamente per contrastare le variazioni di frequenza (*Primary Control* o *Frequency Response*), mentre la parte chiamata *Secondary Reserve* ha il compito di riportare la frequenza al valore nominale (*Secondary Control*).

E' presente infine la *Tertiary Reserve* che si occupa di ripristinare la *Primary* e la *Secondary*.

Per quanto riguarda la *Ramping Reserve*, invece, non è necessaria una risposta automatica.

La Tabella 2.1 è tratta dalla fonte [29] e mostra la suddivisione delle *Operating Reserves*.

Tabella 2.1. Suddivisione delle *Operating Reserves*.

Name	Use	Common Terms
Operating Reserve	Any capacity available for assistance in active power balance.	
Non-event Reserve	Capacity available for assistance in active power balance during normal conditions, or those that occur continuously.	

Regulating Reserve	Capacity available during normal conditions for assistance in active power balance to correct the current imbalance that occurs, is faster than economic dispatch optimization, is random, and requires automatic centralized response.	Regulating reserve, regulation, load frequency control, secondary control
Following Reserve	Capacity available during normal conditions for assistance in active power balance to correct future anticipated imbalance, is not faster than economic dispatch optimization, and does not require automatic centralized response.	Load following, following reserve, schedule reserve, dispatch reserve, balancing reserve
Event Reserve	Capacity available for assistance in active power balance during infrequent events that are more severe than balancing needed during normal conditions.	
Contingency Reserve	Capacity available for assistance in active power balance during infrequent events that are more severe than balancing needed during normal conditions and are used to correct instantaneous imbalances.	Contingency reserve (spinning and non-spinning reserve)
Ramping Reserve	Capacity available for assistance in active power balance during infrequent events that are more severe than balancing needed during normal conditions and are used to correct non-instantaneous imbalances.	Ramping reserve
Primary Reserve - Contingency	Portion of Contingency Reserve that is automatically responsive to instantaneous active power imbalance and stabilizes system frequency.	Primary control reserve, frequency responsive reserve, governor droop
Secondary Reserve – Contingency	Portion of Contingency Reserve that is not automatically responsive to the instantaneous active power imbalance and corrects frequency to nominal and/or ACE to 0.	Secondary control reserve, spinning reserve
Tertiary Reserve - Contingency	Portion of Contingency Reserve that is available for assistance in replacing Primary and Secondary Reserve used during a severe instantaneous event.	Tertiary control reserve, replacement reserve, supplemental reserve
Secondary Reserve - Ramping	Portion of Ramping Reserve that is used to correct the imbalance of a severe non-instantaneous event and corrects the frequency to nominal and/or ACE to 0.	Ramping reserve
Tertiary Reserve	Portion of Ramping Reserve that is available for assistance in replacing Secondary Reserve used during a severe non-instantaneous event so that eventually Secondary Reserve are available for a subsequent event that occurs in the same direction	Replacement reserve for ramping reserve

Nella Tabella 2.1. si può vedere come il servizio di regolazione primaria introdotto nel primo Capitolo corrisponda a un sottoinsieme delle *Contingency Reserves*.

Le *Contingency Reserves* agiscono solitamente in seguito alla perdita di un gruppo in generazione o di una linea di trasmissione, ma più in generale si può considerare la perdita di un grosso blocco di carichi.

In Fig.2.6 è mostrata la tipica risposta ad una perdita di un grosso quantitativo di potenza generata. In seguito all'evento, l'inerzia delle macchine rotanti fornisce o assorbe la differenza di energia.

Dopo questa risposta iniziale, i regolatori dei generatori cominciano a variare l'input per diminuire o aumentare la potenza prodotta.

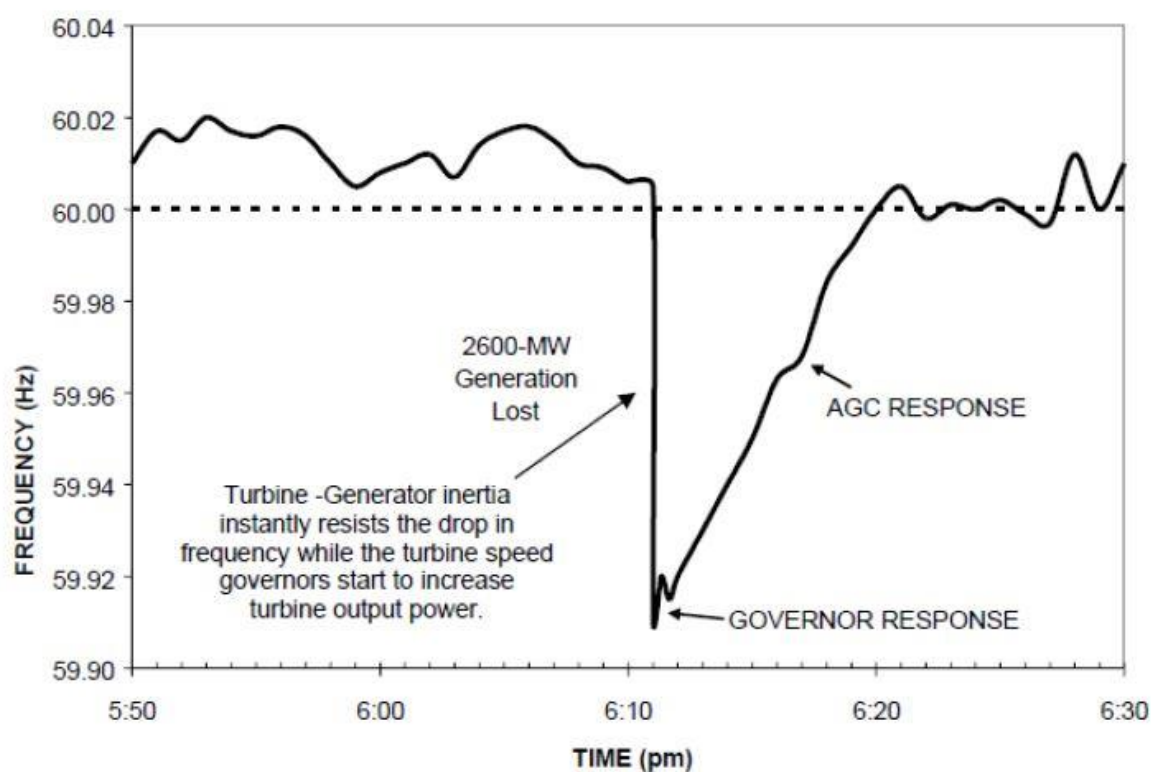


Fig. 2.6. Esempio d'intervento della *Contingency Reserve*.

A questo punto la frequenza è stabilizzata e interviene la *Secondary Reserve* per riportare il sistema a 60 Hz.

Tornando alle prime fasi, osserviamo la Fig.2.7. che mostra la risposta inerziale e la diminuzione di frequenza dal punto A al punto C. Il controllo dei regolatori è effettuato tramite lo statismo (*droop*) che stabilizza la frequenza al punto B.

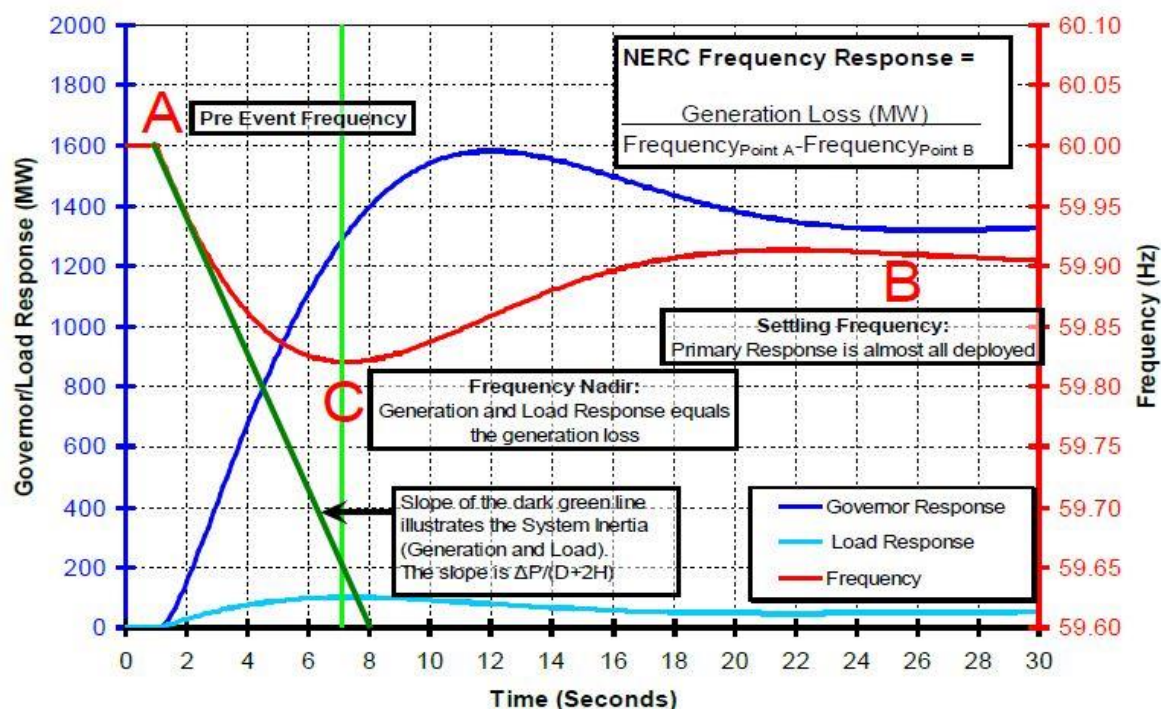


Fig. 2.7. Risposta al disturbo.

Dopo aver classificato i servizi ancillari vediamo ora come il servizio di *Frequency Response* sia trattato attualmente in America settentrionale e i possibili scenari futuri.

Nel documento [32] si parla del calcolo della *Frequency Response* in Texas mentre nel riferimento [33] è trattato il futuro dei servizi ancillari nell'ERCOT.

In quest'ultimo documento l'ERCOT espone le motivazioni che l'hanno spinto ad indagare la possibilità di modificare i servizi ancillari. Una fra queste è la diversità fra l'attuale mix generazionale (che comprende eolico e fotovoltaico) e quello presente 15 anni fa, mentre altre ragioni sono di natura regolatoria.

L'ERCOT, in gergo NERC, è una BA indipendente che serve più di 23 milioni di utilizzatori in Texas e propone l'introduzione di alcuni nuovi servizi ancillari.

I cinque servizi ancillari descritti nel *concept paper* sono:

- *Synchronous Inertia Response Service (SIR)*.
- *Fast Frequency Response Service (FFR)*.
- *Primary Frequency Response Service (PFR)*.
- *Up and Down Regulating Reserve Service (RR)*.
- *Contingency Reserve Service (CR)*.

Non è ora il caso di entrare nel merito di tutti e 5 i servizi. Ci limitiamo ad osservare che la FFR sarebbe da intendersi come una risposta ancora più rapida della PFR che mira ad aumentare il tempo di raggiungimento del *frequency nadir* per poter così permettere alla PFR di agire in maggiore sicurezza. Il *frequency nadir* è definito come il minimo valore di frequenza raggiunto durante le fasi del *primary frequency control*.

Logicamente, trattandosi di un servizio molto veloce, esso richiederebbe anche un sistema di misurazione adeguato (come per esempio le PMU). Per ulteriori precisazioni su queste proposte dell'ERCOT si rimanda al *concept paper* [33].

Come dicevamo all'inizio del paragrafo a proposito della storia, in America è stato di recente introdotto uno standard per la *Frequency Response*.

Logicamente non è necessario riportare tutte le novità introdotte e per noi ora ha senso fare solamente qualche cenno al sistema di misurazione e valutazione del contributo fornito dalla *Frequency Response* sulla base di quanto previsto dal BAL 003-1.

A questo proposito si ha un esempio di calcolo nel riferimento bibliografico [34] dove è presentato il *Frequency Response Unit Event Performance Tool* del quale è riportata una schermata in Fig.2.8.

Il calcolo che viene effettuato dal software per valutare la risposta primaria attuale è il seguente:

$$MW_{Primary\ Control} = \left[\frac{(Hz_{actual} - 60 + DB)}{60 \cdot Droop - DB} \right] \cdot (FrequencyResposiveCapacity) \cdot (-1) \quad (2.2)$$

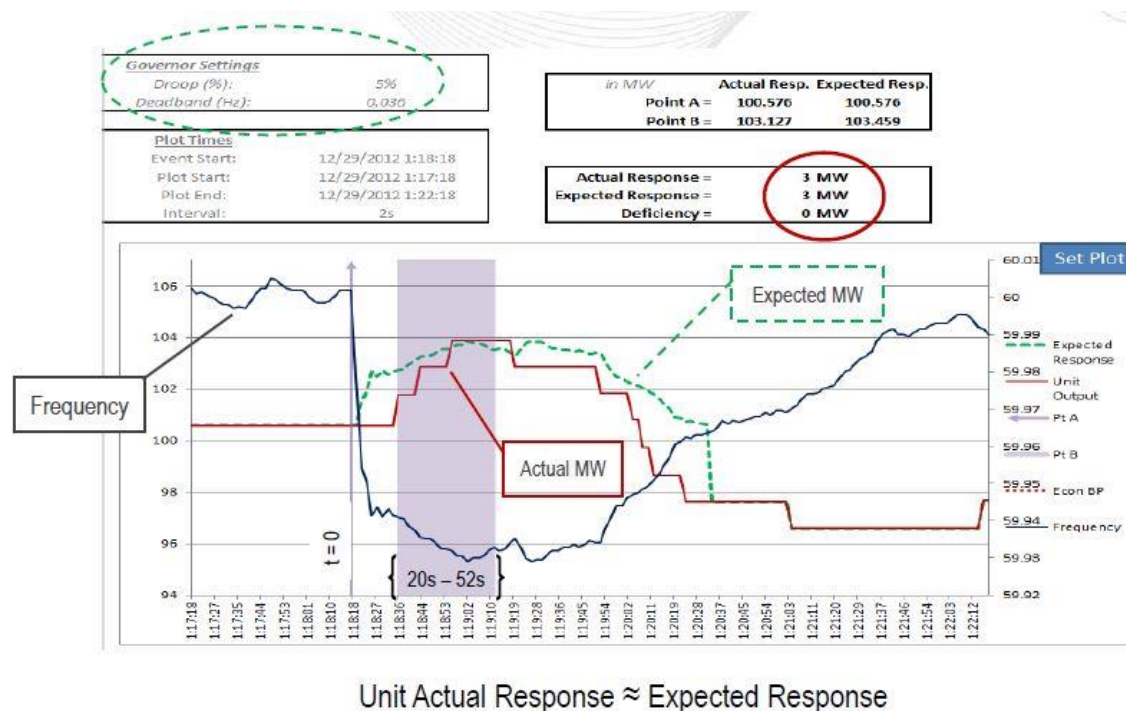


Fig. 2.8. Frequency Response Unit Event Performance Tool.

Per quanto riguarda invece le differenze fra le varie aree dell'America Settentrionale, e quindi fra le BA e gli *Independent System Operator*, si rimanda al riferimento bibliografico [29] dove sono anche riportate alcune differenze fra il sistema americano ed europeo che verranno presentate nel paragrafo 2.4 nel quale si parlerà dell'ENTSO-E.

2.3 La regolazione di frequenza in Asia

Iniziamo ora col presentare un quadro generale del sistema elettrico cinese [35], [36]. Come in molte altre nazioni, prima della riforma, il settore elettrico cinese era caratterizzato dalla presenza di una compagnia verticalmente integrata.

In seguito a diverse riforme, la struttura è stata modificata per generare competizione, migliorare l'efficienza e abbassare i prezzi.

Nel 2002 la precedente *State Power Corporation (SP)* (che possedeva il 46% della capacità di generazione e il 90% della trasmissione) fu smantellata e riorganizzata in 11 nuovi gruppi:

- 2 nuove compagnie elettriche: La *State Grid Corporation of China (SGCC)* che copre 26 province, e la *China Southern Power Grid Company (CSG)* che si occupa delle 5 province meridionali. La SGCC ha diviso poi il suo territorio fra 5 compagnie regionali (vedi Fig.2.9).
- 5 compagnie di generazione: *China Huaneng Group*, *China Datang Corporation*, *China Huadian Corporation*, *China Guodian Corporation*, *China Power Investment Corporation*.
- 4 compagnie di servizi: *China Power Engineering Consulting Group*, *China Hydropower Engineering Consulting Group*, *China Water Resources and Hydropower Construction Group*, e il *China Gezhouba Group*. Queste compagnie offrono i servizi ancillari che prima erano integrati nella SP.



Fig. 2.9. *State Grid Corporation of China e China Southern Power Grid Corporation.*

Non è il caso ora di fornire ulteriori dettagli sul sistema elettrico cinese in quanto esula da nostro obiettivo.

Vediamo allora di cominciare a parlare dei servizi ancillari [37].

In Cina, sebbene la principale fonte energetica sia costituita dal carbone, è presente una certa disponibilità di energia idroelettrica ed eolica. Alla fine del 2011 la totale potenza idroelettrica installata nel Paese ammontava a 220 GW, mentre per quanto riguarda l'eolico nel 2013 erano installate 45894 turbine che fornivano una potenza di circa 62 GW con una crescita annuale del 39,4%. La variabilità delle fonti rinnovabili e le condizioni climatiche hanno reso più complessa la gestione e il controllo della rete elettrica ed è nata la necessità di concentrarsi sui servizi ancillari.

In seguito alla riforma di cui si parlava in precedenza, si è assistito alla separazione fra generazione e trasmissione dell'energia elettrica e ciò ha comportato alcune carenze dal punto di vista dei servizi ancillari.

Nel 2006 la *State Electricity Regulatory Commission* (SERC) ha rilasciato l'“*Interim Measures of Ancillary Services Management for Grid-connected Power Plants*” che indicava i servizi ancillari come una delle priorità delle future riforme del mercato elettrico.

Questi servizi, in Cina, sono suddivisi in due categorie: *basic ancillary services* e *paid ancillary services*. Nei *basic* sono incluse la regolazione primaria di frequenza e la regolazione di potenza reattiva; essi sono dei *mandatory services* forniti dalle centrali connesse alla rete per assicurare la stabilità del sistema elettrico. I *paid ancillary services* comprendono l'AGC, la *reserve*, la *paid reactive power regulation* e la *black start* (vedi Fig.2.10).

In Cina, quando una centrale, per varie ragioni, non fornisce i servizi ancillari deve pagare una tassa. Alcuni servizi sono estesi alle reti elettriche regionali e le commissioni regolatorie delle regioni in questione devono fornire regole conformi al sistema elettrico regionale.

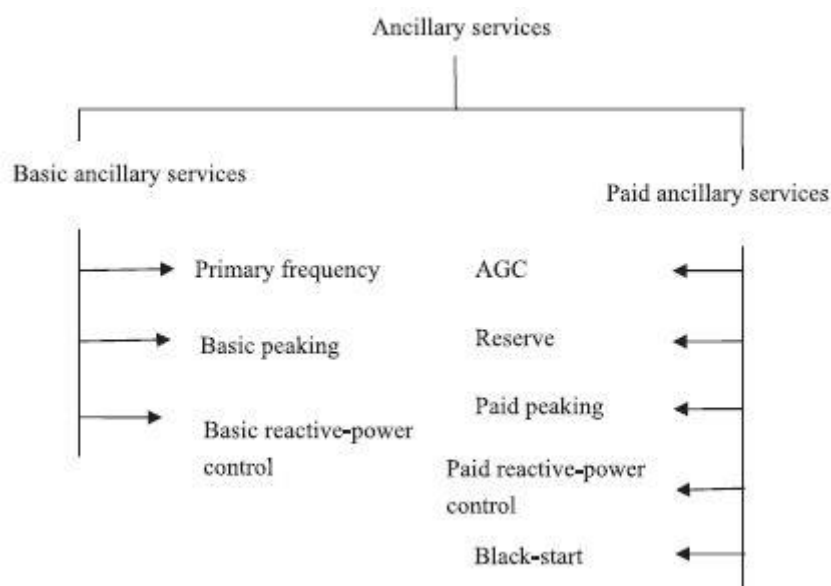


Fig. 2.10. Generica classificazione dei servizi ancillari in Cina.

Alla fine del 2008, il SERC si accordò con le 6 regioni (*South China, North China, East China, Central China, Northeast China e Northwest China*) per stabilire le “*The Detailed Implementation Rules of Power Plants for Ancillary Services Management and Grid-connected Operation*” che da qui in avanti indicheremo come *two rules*. Queste *two rules* entrarono ufficialmente in vigore nella seconda metà del 2009.

Attualmente nel mercato cinese dei servizi ancillari le agenzie regolatorie hanno il compito di formulare standard, certificare e valutare la capacità delle centrali di fornire i servizi di cui sopra.

Riassumendo, quindi, le imprese produttrici hanno la responsabilità di fornire i *basic ancillary services* e i servizi aggiuntivi denominati *paid ancillary services*, testare la capacità dell’impianto di fornire il servizio, valutare i parametri tecnici della centrale, determinare il volume e i prezzi, gestire direttamente i contratti bilaterali con gli utilizzatori senza passare attraverso le *operating agencies* e obbedire agli accordi di dispacciamento.

I compiti delle imprese che gestiscono la rete sono invece quelli di monitorare lo stato delle linee di trasmissione e fornire al centro di dispacciamento le informazioni relative a esse, eseguire manutenzione e offrire supporto all’implementazione dei servizi ancillari in accordo con quanto pianificato dal centro di dispacciamento.

Il *trading centre* deve monitorare i servizi ancillari in termini di prezzi e volumi e registrare le informazioni concernenti le vendite.

Il centro di dispacciamento si occupa di implementare le statistiche e le valutazioni sotto l'autorità delle agenzie regolatorie, organizzare i servizi ancillari, registrare e misurare lo stato dei servizi forniti, consegnare i dati agli enti regolatori, controllare i parametri dei gruppi in generazione e infine verificare, entro tre giorni lavorativi, eventuali richieste da parte delle centrali in merito a presunte valutazioni non corrette.

Il regolatore è invece l'organismo responsabile di supervisionare tutto e risolvere eventuali controversie fra gli enti regolatori locali e gli impianti di produzione.

Dopo aver classificato i servizi ancillari cinesi e aver visto quali sono i compiti dei principali attori del mercato dell'energia elettrica occupiamoci di capire quali siano i problemi legati alla fornitura di questi servizi nel Paese asiatico.

In Cina, con l'aumento della produzione di energia elettrica da turbine eoliche, la qualità dell'alimentazione e la stabilità del sistema elettrico sono diventate più critiche proprio a causa della variabilità e instabilità del vento. Inoltre, con lo sviluppo dell' *Ultra High Voltage* (UHV) la struttura della rete è diventata assai complessa e si sta assistendo a un incremento nella domanda di servizi ancillari. A titolo d'esempio consideriamo la linea di trasmissione da 1000 kV "*Changzhi-Nanyang-Jingmen*" che unisce la Cina centrale con la parte più a nord della nazione.

Gli impianti delle due aree interconnesse tramite questa linea non devono solamente assicurare i servizi ancillari necessari alle regioni, ma hanno anche il compito di fornire quelli richiesti dalle linee in UHV e, per questo, devono prevedere una maggiore riserva.

Come conseguenza di ciò si ha che la potenza fornita dalle centrali varia frequentemente e di molto e questo diminuisce la vita utile dei generatori che sono sottoposti a maggiori oscillazioni e stress meccanici.

La struttura della rete cinese è debole sotto questo punto di vista e sta sorgendo quindi la necessità di cercare un miglioramento dei servizi ancillari.

Il sistema di regolamentazione attuale, però, non riflette appieno i costi e non fornisce adeguati profitti ai fornitori dei servizi.

A causa della differenza di capacità e di costi delle compagnie di generazione che offrono i servizi ancillari, si ha una concorrenza limitata nel mercato. In questo modo, il prezzo non

è determinato da una perfetta competizione e, inoltre, non si riesce a stabilire una relazione fra il costo opportunità, i costi di gestione, la variabilità dei prezzi, e altri aspetti che riguardano la fornitura di questi servizi di rete.

Il mercato dei servizi ancillari, il cui sistema di pagamento è basato principalmente sul *basic production cost*, non è sufficientemente incentivato e, inoltre, non sono attualmente molto chiare le responsabilità dei principali attori del mercato. La Cina dovrebbe cercare di creare un mercato che incentivi i servizi ancillari per soddisfare la sempre crescente domanda di questi ultimi.

Facciamo ora alcune considerazioni ulteriori sul servizio di regolazione primaria di frequenza in Cina. Dagli articoli [38] e [39] emerge che una scarsa attenzione verso questo servizio può creare seri problemi a un sistema elettrico e provocarne il collasso. Nelle prime ore del 13 agosto 2004 ci fu una grossa oscillazione della frequenza nella Yunnan Power Grid e una attenta analisi mostrò che le bande morte dei regolatori non erano state modificate in funzione dei bisogni della rete elettrica. Nella sera del primo luglio 2006, ci furono problemi nella Henan Grid e nella Southern Hebei Grid a causa di un errato utilizzo della regolazione primaria e la frequenza di rete oscillò fra i 50,18 Hz e i 49,88 Hz.

In questi due articoli è proposto un modello matematico della Southern Hebei Grid o più in generale di una rete elettrica, con lo scopo di evidenziare le relazioni fra i parametri che influiscono sulla capacità di regolazione primaria quali la banda morta, il disturbo sul carico e lo statismo, ma non vengono proposti metodi per la misurazione del contributo alla regolazione primaria.

Vediamo allora di presentare alcuni metodi e sistemi di misurazione che vengono utilizzati per monitorare la capacità di regolazione primaria e l'AGC.

Nell'articolo [40] è illustrato un metodo utilizzato nella regione settentrionale della Cina per valutazione dell'AGC che utilizza indicatori basati sui dati storici degli impianti. Trattandosi di regolazione secondaria non riportiamo qui gli indicatori utilizzati. Su questo argomento si segnala anche il riferimento bibliografico [41] che si occupa dell'utilizzo di sistemi SCADA nella rete elettrica coreana per migliorare la risposta dei regolatori ai segnali dell'AGC.

In un articolo cinese del 2013 [42] si parla invece di un sistema di monitoraggio degli impianti per valutare la regolazione primaria e la secondaria. Lo schema concettuale di questo metodo è rappresentato in Fig.2.11.

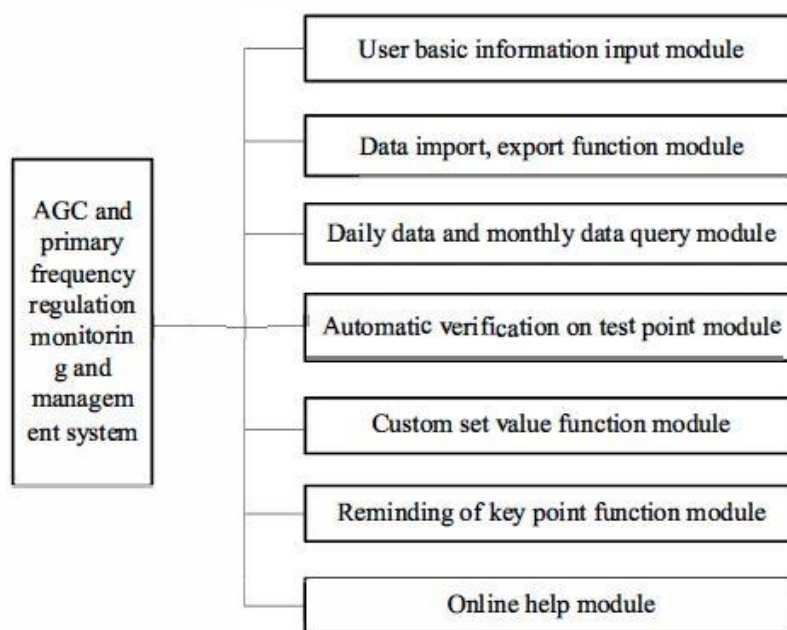


Fig. 2.11. Componenti principali del sistema di monitoraggio.

Vediamo ora un caso più interessante.

Nel riferimento bibliografico [43] è proposto un metodo per la valutazione online della *primary frequency regulation* basata su WAMS (*Wide Area Monitoring System*). Sponderemo ora qualche parola per spiegare di cosa si tratta .

Negli ultimi anni, grazie alle tecnologie basate sui segnali GPS è possibile avere, in tempo reale, indicazioni sia su grandezze fasoriali come tensione e corrente sia su quantità scalari come frequenza e potenza. Nell'articolo vengono definiti e utilizzati degli indici che danno indicazioni sulla *Primary Frequency Response*, ed è inoltre illustrato un metodo basato sul confronto di varianza che può aiutare nella determinazione del *frequency changing point*. Nell'articolo sono proposte infine delle simulazioni condotte utilizzando i dati provenienti dalla Hubei Grid. Vediamo ora brevemente come siano questi indici.

Il primo è quello riportato nell'equazione (2.3)

$$\delta = -\frac{\Delta f/f_n}{\Delta P/P_n} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

e indica la caratteristica statica potenza-frequenza di un gruppo e corrisponde a quello che abbiamo chiamato statismo (espresso in percentuale).

Il secondo rientra nella categoria degli indici dinamici, è chiamato T_{lag} , e rappresenta le performance dinamiche del generatore. Questo tempo di reazione è così calcolato:

$$T_{lag} = T_{P_begin} - T_{f_beyond} \quad (2.4)$$

dove T_{P_begin} è l'istante in cui la potenza attiva generata comincia a variare e T_{f_beyond} rappresenta il momento in cui la frequenza supera il valore di soglia. Più T_{lag} è piccolo, più rapida è la risposta del generatore allo squilibrio di frequenza.

Un altro indice dinamico è il T_{adjust} che rappresenta l'intervallo di tempo che intercorre fra il T_{P_begin} della relazione (2.4) e l'istante T_{P_end} in cui la potenza attiva generata raggiunge il nuovo valore di regime dopo aver effettuato la regolazione¹⁰.

Gli indici fin qui illustrati non possono però rivelare direttamente il contributo del generatore alla regolazione primaria. Per questo motivo è definito un indice di processo che è chiamato *Contribution Rate* ed è espresso come segue:

$$K = H_i/H_g \cdot 100\% \quad (2.5)$$

dove H_i è il reale contributo mentre H_g rappresenta il contributo teorico. Queste due grandezze possono essere calcolate con la (2.6) e la (2.7)

$$H_i = \int_{t_0}^{t_t} (P_t - P_0) dt \quad (2.6)$$

¹⁰ Nella realtà a questo punto interviene la regolazione secondaria per riportare la frequenza al valore nominale.

$$H_g = \int_{t_0}^{t_t} \left(\frac{\Delta f(t)}{f_n} \cdot \frac{1}{\delta_{set}} \cdot P_n \right) dt \quad (2.7)$$

dove t_0 e t_t rappresentano gli istanti temporali in cui la frequenza va oltre la soglia e torna indietro. Lo statismo δ_{set} è solitamente del 5%. L'indice di processo K indica quindi il *gap* presente fra la regolazione reale e quella attesa e il valore standard di K per la regione centrale della Cina è maggiore di 0,5.

Questi indici vengono calcolati sulla base di dati ricavati direttamente dalla rete. Il processo di calcolo consiste in quattro passi che sono: *data processing*, *starting judgment*, *key time point identification* e *indices calculation*.

Per quanto riguarda il *data processing* si hanno sostanzialmente due fasi: la prima consiste nell'utilizzo di un filtro a media mobile in modo che errori di misurazione vengano eliminati; la seconda prevede che i dati che risultano evidentemente sbagliati vengono sostituiti utilizzando i valori precedenti.

Lo *starting judgment* indica il criterio con cui si decide quando iniziare la valutazione della regolazione. Nell'articolo si è scelto di effettuare le valutazioni quando il valore di frequenza supera la soglia (banda morta) per più di 10 secondi.

Il problema chiave che si riscontra nei calcoli è l'abbondanza di molti *key time points* e cioè di istanti in cui i valori di frequenza e potenza generata variano nel processo di regolazione primaria. Per capire meglio quali siano questi *key time points* osserviamo la Fig.2.12.

I *key time points* delle Figg. 2.11 e 2.12 sono: gli istanti in cui la frequenza va oltre la soglia e torna indietro t_1 e t_2 , il punto iniziale di cambiamento della frequenza e della potenza generata t_3 e t_4 e il momento in cui la frequenza e la potenza attiva raggiungono il nuovo valore di regime t_5 e t_6 dove t_6 rappresenta l'istante in cui la potenza erogata si stabilizza alla fine del processo di regolazione primaria. A questo punto, nella realtà, interverrà la regolazione secondaria che riporterà la frequenza al valore nominale.

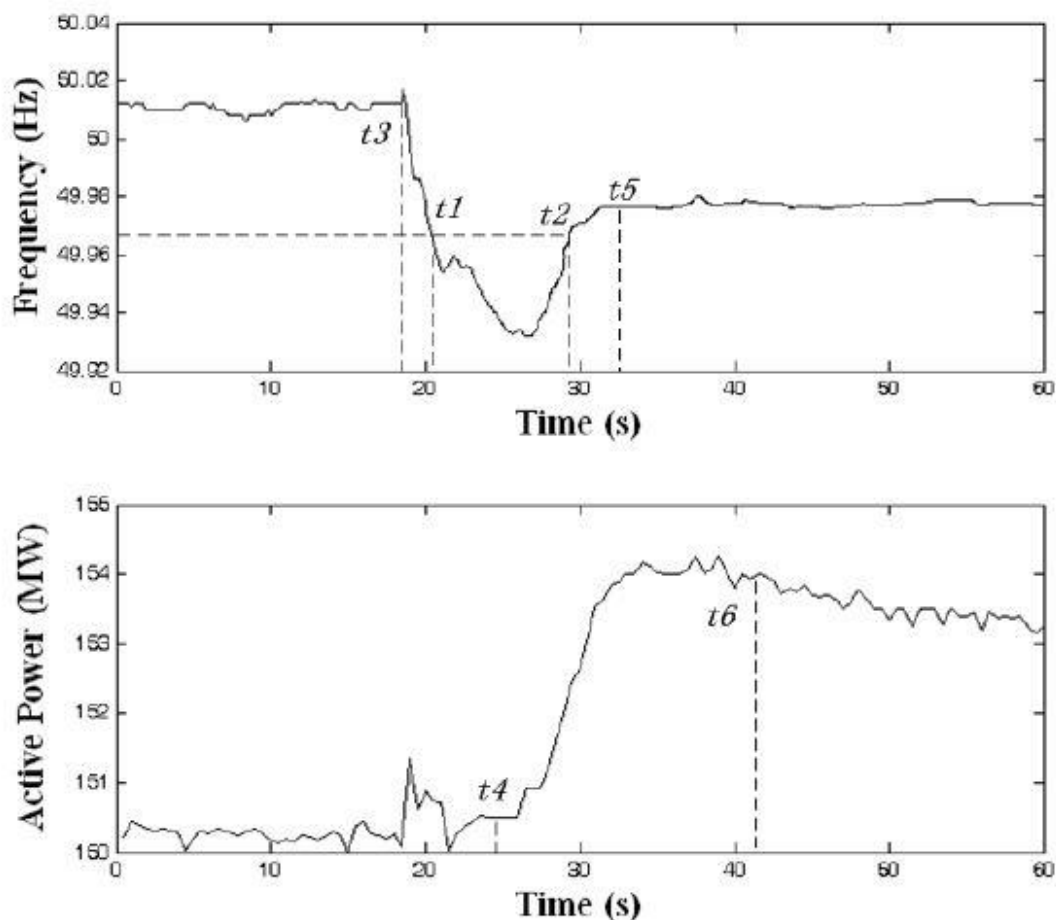


Fig. 2.12. Esempio tipico di regolazione primaria.

t_1 e t_2 possono essere individuati confrontando il valore di frequenza con quello di soglia. Per l'individuazione di t_3 è proposto il metodo di confronto della varianza: per ogni dato precedente l'istante t_1 vengono confrontate le varianze dei dati con quelle precedenti e successive e il massimo valore ottenuto rappresenta il *changing point*.

Se t_4 è superiore a t_2 allora la PFR non agisce. Per trovare t_5 si valuta quando la differenza fra il valore massimo e minimo di frequenza è inferiore a un certo valore (come per esempio 0,005) per un certo numero di secondi (per esempio 3s). Per t_6 si può procedere in modo simile.

Dopo aver individuato questi punti chiave si possono calcolare gli indici statici, dinamici e di processo introdotti all'inizio con la precisazione che l'istante iniziale di integrazione da considerare nel calcolo di H_i è t_4 , e che P_0 rappresenta la potenza attiva stabile prima del disturbo.

Nell'articolo è poi presentato un esempio di applicazione del metodo nella *Hubei Grid*. Il software identifica i *key time points* descritti in precedenza e calcola gli indici.

Una volta calcolati gli indici, questi valori vengono confrontati con i requisiti tecnici al fine di stabilire se l'impianto abbia o meno delle buone prestazioni in termini di regolazione primaria. Il caso presentato nell'articolo evidenzia come su 27 generatori circa la metà di essi non soddisfano i requisiti e viene inoltre affermato che nella *Hubei Grid* la regolazione primaria non è in linea con quanto richiesto.

Per quanto riguarda la regolazione primaria di frequenza in Asia si è scelto di parlare principalmente della Cina poiché essa rappresenta indubbiamente la realtà più importante del continente considerandone anche l'estensione.

Segnaliamo comunque un articolo [44] del 2010 in cui si parla del monitoraggio del sistema elettrico nell'area occidentale dell'Arabia Saudita da parte della *Saudi Electricity Company*. Il sistema utilizzato è chiamato *Dynamic System Monitoring tool* (DSM). Nella parte finale dell'articolo è proposto anche un metodo per la valutazione del comportamento dinamico dei generatori in termini di [MW/Hz] utilizzando appunto il DSM.

Un'altra importante realtà da considerare è senza dubbio l'India. Nell'articolo [45] si parla di *Free Governor Mode of Operation* per migliorare la regolazione primaria di frequenza e nel riferimento bibliografico [46] viene presentato *l'Unscheduled Interchange mechanism* per il mercato dell'energia elettrica e proposto un nuovo metodo, ma non entriamo nel dettaglio di questi meccanismi.

2.4 I servizi ancillari in Africa, Australia e Sud America

Prima di affrontare la questione europea è doveroso fare qualche cenno anche ai servizi ancillari australiani, africani e sudamericani. Si è scelto di trattarli insieme e brevemente in questo paragrafo non tanto perché siano meno rilevanti, ma più che altro per la scarsa quantità di articoli reperibili in letteratura sul tema della regolazione primaria.

Cominciamo con il citare un articolo [47] che parla della regolazione di frequenza nel sistema elettrico argentino.

In Argentina la rete è suddivisa in due parti: la più grande è quella settentrionale chiamata SADI, mentre la porzione meridionale è costituita dal SEPI.

Anche in questa nazione, come per la Cina, la privatizzazione ha suddiviso il sistema in più parti e attori del mercato elettrico. Dopo la suddivisione, non tutti i generatori dovevano essere responsabili della regolazione primaria e questo creò una situazione iniqua e ingiusta. Venne così proposto un pagamento per la riserva dei gruppi in regolazione primaria. Dal momento che il metodo proposto valutava la riserva necessaria per effettuare la regolazione ma non misurava il contributo di ogni generatore, furono stabiliti dei criteri tecnici per valutare il comportamento dei regolatori primari delle unità che partecipavano alla regolazione primaria. Il comportamento atteso viene attualmente testato secondo le metodologie riportate nella procedura tecnica N° 9 della fonte [48] della Bibliografia.

In particolare, per permettere all'OED (*Organismo Encargado del Despacho*) di riprodurre, mediante programmi di simulazione dinamica, il comportamento del generatore è necessario fornire un certo numero di dati e informazioni fra cui: le caratteristiche del regolatore (tipo di controllo, se idraulico o no, ecc...), la banda morta, lo statismo permanente, il tempo di avviamento, le caratteristiche della turbina, e altri ancora.

Vengono poi elencati i requisiti per partecipare alla *Regulación Primaria de Frecuencia* che indicheremo con RPF. Essi sono:

- Statismo permanente compreso fra il 4% e il 7%.
- Banda morta inferiore allo 0,1% ($\pm 0,025$ Hz).
- Tempo di assestamento dell'anello di controllo di velocità che deve essere al massimo di 30 s se la macchina è termica e al massimo di 60 s se la macchina è idraulica.
- Effettuare la regolazione primaria senza nessun tempo di limitazione in condizioni normali di esercizio (cioè con valori di frequenza pari a $50\text{Hz} \pm 0,2\text{Hz}$).

Per determinare il comportamento del regolatore viene effettuato un test che consiste nell'eccitare il sistema con un disturbo di frequenza e nel registrare la conseguente potenza elettrica prodotta sia con il gruppo connesso al SADI sia con il generatore esercito in isola e vengono anche condotti dei test per misurare lo statismo permanente e la banda morta.

Nell'Anexo 23 dei *Los Procedimientos* [48] sono riportate tutte le regole del dispacciamento e i compiti dell'OED per abilitare i gruppi alla RPF. Una volta abilitata una macchina, l'OED deve includerla nel dispacciamento come generatore in condizioni di partecipare alla RPF a partire dalla successiva Programmazione Settimanale.

Nelle definizioni riportate nell'Anexo 23 ci sono due concetti importanti per capire come venga trattata la remunerazione della riserva primaria in Argentina:

- ROR% (*Porcentaje Optimo para Regulación Primaria*) che indica la percentuale ottima di RPF calcolata dall'OED nella Programmazione Stagionale a partire da una valutazione tecnico economica.
- ROR (*Requerimiento Optimo para Regulación Primaria*). Esso indica la richiesta di RR (*Reserva Regulante*) per un'area di dispacciamento, corrispondente al ROR% necessario per soddisfare la domanda dell'area.

Ogni generatore del MEM (*Mercado Eléctrico Mayorista*) deve rendere disponibile la riserva per la RPF in base al ROR dell'area in cui si trova. In caso in cui non riesca a fornire tutta la riserva necessaria per coprire il ROR, l'impianto deve pagare per la quota di riserva che non rende disponibile. Una macchina può inoltre vendere la riserva eccedente se la sua riserva regolante è maggiore di quella prevista dal ROR della sua area.

Senza entrare nel meccanismo di prezzo specifico segnaliamo che viene applicata una remunerazione differente a seconda del fatto che l'area in cui è presente il generatore sia in deficit o meno di *Regulación Primaria Optima* e, nella formula del calcolo del prezzo, viene anche aggiunta una parte di remunerazione che tiene conto della regolazione primaria fornita dall'unità di produzione a un'area adiacente.

Per quanto riguarda le misurazioni, l'OED monitora il contributo dei generatori alla RPF con misure in tempo reale e si riserva il diritto di poter installare ulteriori strumenti di misura necessari per la verifica della risposta del generatore.

Per quanto riguarda il sistema elettrico africano segnaliamo che nell'articolo [49] vengono presentati i servizi ancillari in Sud Africa. Dal 1996 il *Southern African Power Pool* (SAPP) ha imposto ad ogni membro l'obbligo di fornire servizi ancillari. Il servizio che interessa a noi viene chiamato *Instantaneous Reserve*, ma nell'articolo non viene trattato a fondo e più che altro si parla di aspetti economici, del mercato, e della vendita degli altri

servizi. Purtroppo, per quanto riguarda la questione africana, la letteratura è carente sul tema dei servizi ancillari.

Per quanto riguarda l’Australia, invece, si segnala il documento SO_OP3708A [50] redatto dall’*Australian Energy Market Operator* (AEMO) per fornire informazioni e linee guida a proposito dei servizi ancillari per il controllo della frequenza. Per comprendere meglio la suddivisione dei servizi ancillari australiani ci è di grande aiuto una ricerca di sistema condotta dal CESI nel 2002 [51].

In Australia la classificazione dei servizi ancillari è articolata in modo da distinguere tra risorse primarie, modalità di resa delle risorse e impiego delle risorse e delle modalità di resa per realizzare i servizi di sistema.

I servizi ancillari sono quindi identificati come le risorse disponibili nel sistema elettrico (in prevalenza presso le unità di generazione) e utilizzate dall’operatore di sistema per assicurare i servizi.

In Australia sono definiti due tipi di riserva per il sistema elettrico:

- La *Contingency Reserve*: margine operativo da predisporre in modo che l’escursione di frequenza a seguito di contingenze predefinite rimanga entro i limiti in emergenza stabiliti dall’operatore di sistema.
- La *Regulating Reserve*: margine operativo da predisporre in modo che l’escursione di frequenza a seguito di normali sbilanci tra generazione e carico rimanga entro i limiti stabiliti, in condizioni normali, dall’operatore di sistema.

Al fine di predisporre le riserve sopra definite si acquisiscono i servizi ancillari per il controllo di frequenza (FCAS: *Frequency Control Ancillary Services*) presentati nella Tabella 2.2:

Tabella 2.2. *Frequency Control Ancillary Services* (FCAS) australiani.

CONTINGENCY RESERVE			REGULATING RESERVE		
FCAS	Metodo di acquisizione	Servizio ancillare	FCAS	Metodo di acquisizione	Servizio Ancillare
6 sec. in salita (banda maggiore)	SPD	Governor Load shedding			

6 sec. in salita (banda minore)		Governor Load shedding			
6 sec. in discesa (banda maggiore)	SPD	Governor			
60 sec. in salita	SPD	Governor Load shedding			
60 sec. in discesa	SPD	Governor			
5 min. in salita	MAN	AGC, RGUL	5 min. in salita (reg)	SPD	AGC
5 min. in discesa	MAN	AGC	5 min. in discesa (reg)	SPD	AGC

Dove SPD individua i servizi co-ottimizzati con il servizio primario, mentre MAN identifica i servizi acquisiti manualmente. La quantificazione dei servizi di riserva viene effettuata in un duplice modo per i due servizi di riserva e per ogni FCAS.

Per la *Contingency Reserve* si ha:

$$Q^h(\text{Contingency reserve}) = F(LU, LD, Load^h) \quad (2.8)$$

dove h è il periodo di riferimento (per esempio l'ora), LU è l'unità di generazione più grande, LD l'unità di carico più grande e $Load^h$ rappresenta il carico previsto del sistema nell'ora di riferimento.

Per quanto riguarda la *Regulating Reserve* segnaliamo che il quantitativo di questa riserva è un dato prefissato per tipologia di ora di riferimento, basato sui dati storici di scostamento tra generazione e carico nell'ora stessa. Per approfondimenti si rimanda al riferimento bibliografico [50].

2.5 La regolazione di frequenza in Europa

L'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) coordina sicurezza, mercati e sostenibilità dei Transmission System Operators (TSO) di 34 paesi europei (vedi Fig.2.13).

Secondo quanto riportato sul sito dell'ENTSO-E [52], l'UCTE, (*Union for Coordination of Transmission of Electricity*) che rappresentava la porzione più vasta dell'ENTSO-E ed era

costituita dal sistema elettrico dell'Europa continentale, è stata sciolta nel 2009 e tutte le sue attività operative sono state trasferite all'ENTSO-E.

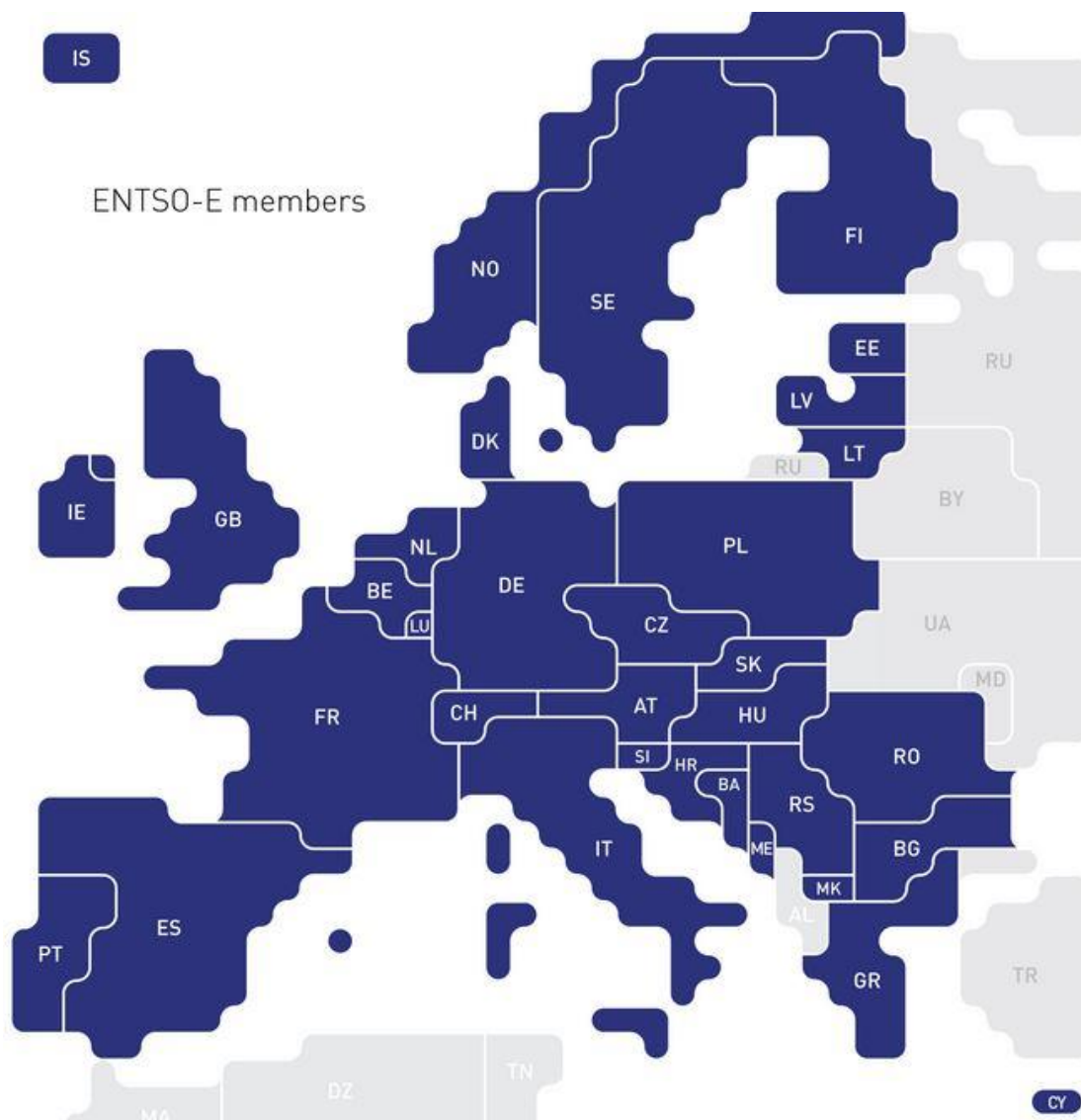


Fig. 2.13. Paesi dell'ENTSO-E.

Vediamo ora le caratteristiche e la nomenclatura europea per le *Operating Reserves* definite nel paragrafo 2.3 dove si è parlato dei servizi ancillari americani [26].

In Europa la *secondary control reserve* è utilizzata per il controllo dell'ACE. La stessa espressione viene usata per il controllo sia in condizioni normali sia in presenza di disturbi e per questo, in alcuni casi, ci si riferisce alla regolazione secondaria sia con il termine

Regulating Reserve sia con il termine *Contingency Reserve* distinguendo fra i due quando necessario. Il calcolo dell' *Area Control Error* in Europa è quello espresso dalla relazione (2.9) ed è simile a quello visto nel paragrafo 2.3 ed espresso dall'equazione (2.1).

$$ACE [MW] = P_{meas} - P_{sched} + K(F_a - F_s) \quad (2.9)$$

Dove il fattore K equivale alla quantità $10 \cdot B$ dell'equazione (2.1), P_{meas} e F_a rappresentano rispettivamente la potenza attuale misurata che fluisce fra le aree e la frequenza attuale, mentre P_{sched} e F_s indicano la potenza programmata e la frequenza nominale.

La *policy* dell'ENTSO-E prevede che K sia calcolato come prodotto fra i coefficienti c_i e quella che nel glossario dei termini ENTSO-E è chiamata *Overall Network Power Frequency Characteristic* e che noi chiameremo energia regolante del sistema elettrico europeo per rimanere in linea con i concetti introdotti nel primo Capitolo della tesi.

I coefficienti c_i rappresentano la quota di energia regolante calcolata sulla base della produzione totale annuale dell'area considerata.

L'ENTSO-E raccomanda anche di utilizzare un regolatore di tipo proporzionale-integrale per il controllo dell'ACE come si può vedere dalla seguente relazione:

$$\Delta P_{control} = -\beta \cdot ACE - \frac{1}{T_n} \int ACE \cdot dt \quad (2.10)$$

dove β è il fattore di proporzionalità, T_n è la costante di tempo di integrazione, e $\Delta P_{control}$ è la correzione di potenza che deve apportare il controllo secondario della *Control Area*. Per queste due costanti, sebbene non sia previsto un valore standard, solitamente si utilizzano β compresi fra 0 e 0,5 e T_n fra i 50 s e i 200 s.

L'ENTSO-E prevede inoltre che la *secondary control reserve* intervenga entro 30 secondi dal momento in cui viene ricevuto il segnale di controllo.

Le *Contingency Reserves* introdotte nel paragrafo 2.3 sono indicate in Europa con le espressioni *primary control reserve*, *secondary control reserve* e *tertiary control reserve*.

La *primary* è la più veloce e la *tertiary* ha il compito di ripristinare le prime due come mostrato in Fig 2.14

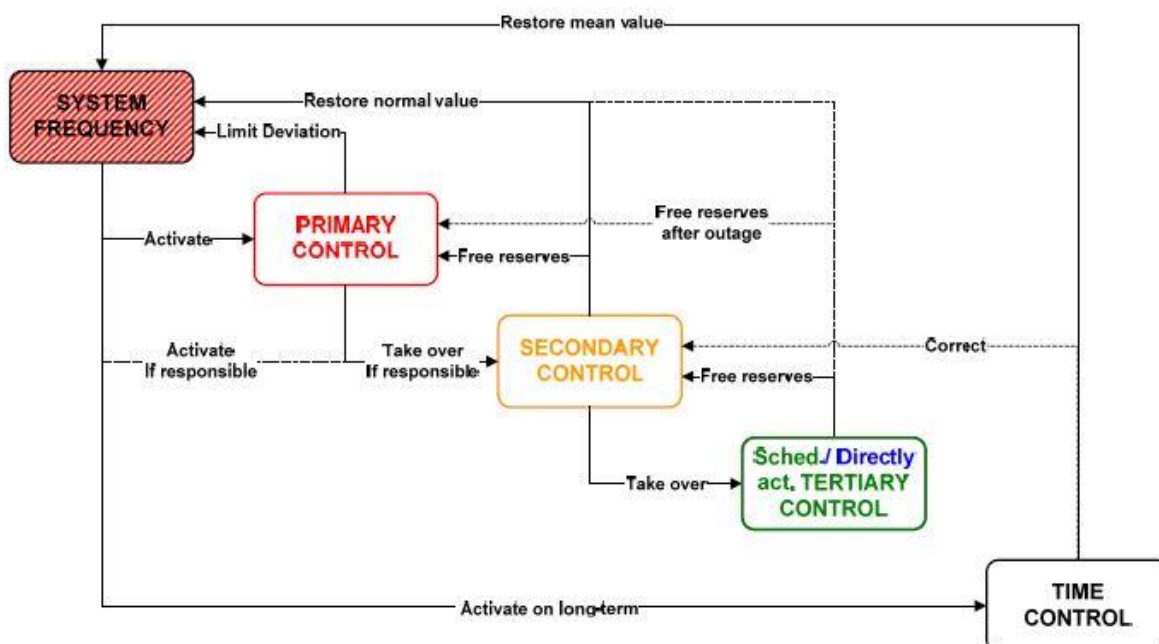


Fig. 2.14. Ruoli delle *Contingency Reserves* in Europa.

La riserva primaria dell'UCTE ammonta a 3000 MW. Questo valore è calcolato sulla base di quella che l'ENTSO-E considera la massima oscillazione istantanea di potenza nel sistema e che identifica la peggiore condizione che può verificarsi, che corrisponde appunto a un'oscillazione di potenza di 3000 MW.

Ogni area deve contribuire alla riserva secondo il proprio coefficiente c_i calcolato come rapporto fra potenza prodotta nell'area in questione e la totale produzione del sistema elettrico europeo.

La riserva deve essere completamente attivata quando la variazione di frequenza è superiore o inferiore a 200 mHz. Si ha quindi che la minima energia regolante è data da 3000 MW/200mHz che equivale a 15000 MW/Hz, mentre quella media vale più di 19500 MW/Hz se si include anche l'effetto autoregolante dei carichi.

La *primary control reserve* è attivata pochi secondi dopo l'inizio del disturbo e l'ENTSO raccomanda di utilizzare una banda morta non superiore a 10 mHz.

In Fig.2.15 è rappresentata la corrispondenza terminologica fra le *Operating Reserves* dell'ex UCTE e quelle del NERC mentre la Tabella 2.3, tratta dal riferimento bibliografico [26], riporta le differenze fra le *policy* dei due enti.

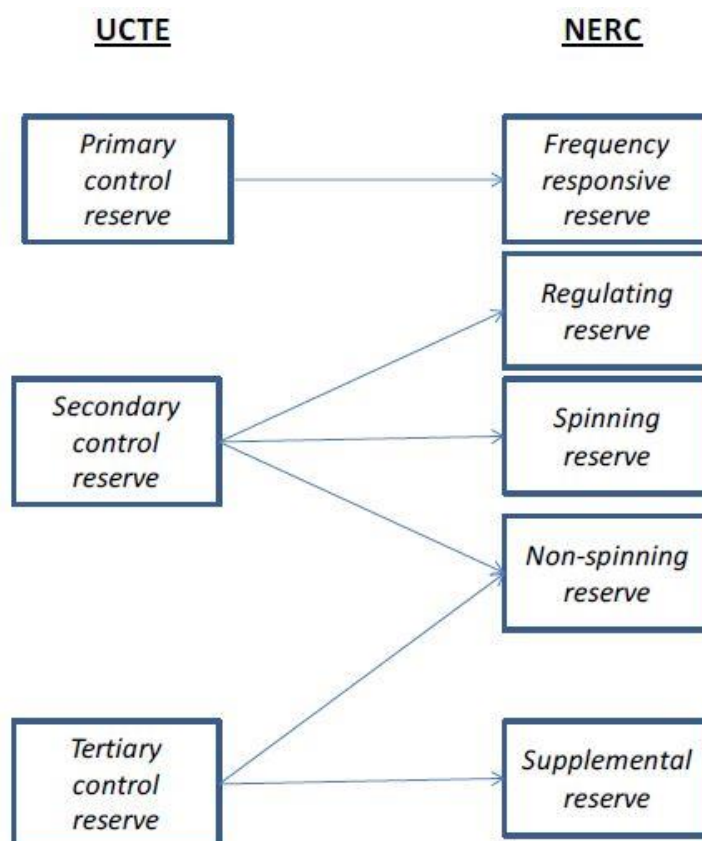


Fig. 2.15. Corrispondenze fra terminologia NERC e terminologia ENTSO_E/UCTE.

Una differenza importante che emerge dalla Tabella 2.3. è che il NERC fa distinzioni fra condizioni di normale esercizio e esercizio in presenza di disturbo mentre l'UCTE no.

Un'altra importante differenza è che in Europa i requisiti per la *primary control reserve* sono molto più stringenti di quelli che regolamentano la *frequency responsive reserve* americana.

Per quanto riguarda la *Contingency Reserve* si può osservare come i requisiti siano molto simili in entrambi i sistemi sia in termini di quantità di potenza sia in termini di tempo di riposta.

Tabella 2.3. ENTSO-E Policy VS. NERC Policy.

	N. America (NERC)	Europe (ENTSOE/UCTE)
Regulating Reserve	NERC enforces CPS1 and CPS2 compliance measures but has no policy on what the actual <i>regulating reserve</i> requirement quantity should be. The CPS1 and CPS2 drive the requirements which are mostly based on time of day and season.	UCTE does recommend a <i>secondary control reserve</i> requirement which is based on a statistical equation and mostly comes from load variability. However, secondary reserve is used for both contingencies and normal variations. There are no compliance measures.
Following Reserve	No requirements	No requirements
Contingency Reserve	DCS requires ACE to be returned to 0 or its pre-disturbance level if negative within 15 minutes. Enough <i>contingency reserves</i> required to recover largest contingency. Many regions require at least 50% to be spinning.	Similar requirement to DCS. Return ACE to zero within 15 minutes. Split between <i>primary, secondary, and tertiary</i> . Enough of these reserves should be available to cover the largest contingency.
Primary Reserve	No requirement. Some discussions on a future requirement. Only a frequency bias requirement as part of ACE equation of 1% peak load. Governor dead bands mostly set at 36 mHz and droop at 5%, but not required.	<i>Primary control reserve</i> (3000 MW) split between TSOs based on energy contribution. 3000 MW based on largest credible Interconnection-wide event. Full Response at 200 mHz. Response characteristics based on UFLS relay setting and 200-mHz safety margin. 20-mHz maximum insensitivity.
Ramping Reserve	No requirements	No requirements
Tertiary Reserve	No quantifiable requirement but contingency reserve must be replaced within 105 minutes following contingency.	<i>Tertiary control reserve</i> requirement is larger than the largest contingency. There is no requirement on how soon any reserves should be replaced.

Molte regioni hanno iniziato a cambiare le *policy* relative alle *Operating Reserves* a causa della variabilità della produzione da fonti rinnovabili ma di queste non ci occupiamo in questa sede.

Per approfondimenti si rimanda al riferimento bibliografico [29] dove sono presentati studi e proposte per quanto riguarda i servizi ancillari offerti dalla generazione distribuita. Si segnalano su questo argomento anche gli articoli [53], [54], [55], [56] e [57].

Per ulteriori approfondimenti sulle prescrizioni e sul mercato dei servizi ancillari in Europa si rimanda alle fonti [58] e [59], mentre per altri confronti fra i vari stati si segnala l'articolo [60].

Entriamo ora nel merito della regolazione di frequenza vedendo come questo servizio viene offerto, valutato ed eventualmente remunerato in alcuni dei principali paesi europei.

Il 18 settembre 2010 sono cominciati i primi test per avviare il processo di interconnessione fra il sistema elettrico turco e quello europeo dell'ENTSO-E [60].

A proposito dei servizi ancillari in Turchia, nell'articolo [61], oltre alla regolazione della tensione si parla anche di controllo della frequenza e in particolare del monitoraggio di entrambi questi servizi. Il sistema proposto confronta le prestazioni reali con quelle attese e stabilite dal codice di rete turco.

Nel sistema elettrico turco gli impianti con almeno 50 MW installati sono tenuti a partecipare alla regolazione primaria con il 5% della propria potenza ad esclusione di solare, eolico, impianti idroelettrici ad acqua fluente e centrali che sfruttano i moti delle maree. Gli impianti di produzione con più di 100 MW installati sono invece obbligati a partecipare anche alla regolazione secondaria. In Turchia è prevista una remunerazione per entrambi i servizi.

Il monitoraggio della regolazione di frequenza si basa sul confronto fra il valore attuale e quello di riferimento.

Le regolazioni primaria e secondaria vengono monitorate contemporaneamente dal momento che, come abbiamo accennato nel primo Capitolo della tesi, la risposta del sistema è data dalla combinazione delle due (vedi Fig.2.16).

Gli ingressi del sistema di monitoraggio sono lo scostamento della frequenza dal valore nominale $FreqDev$ [Hz] e la potenza attiva programmata $PSet$ [MW], mentre l'output è costituito dalla potenza desiderata $PDes$ [MW] calcolata basandosi sulla risposta primaria dinamica (modellata con un sistema lineare del primo ordine) e sulla risposta secondaria caratterizzata dai limiti (*Ramp Limits*).

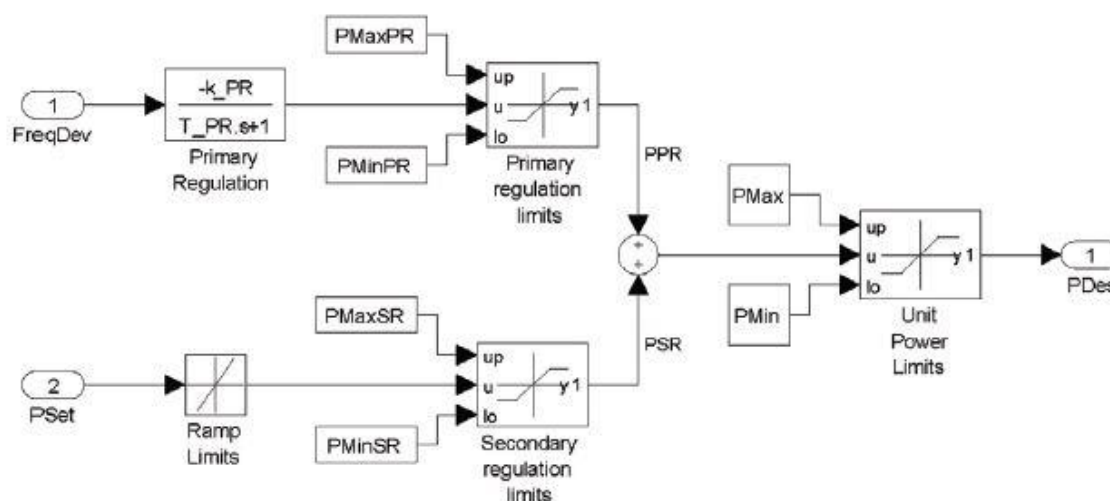


Fig. 2.16. Modello per il monitoraggio della regolazione di frequenza in Turchia.

Se la risposta del generatore cade entro una certa banda permessa allora è considerata adeguata. Quando invece la potenza generata P_{Gen} esce dalla banda, la risposta è considerata inadeguata. E' importante evidenziare che, per eliminare le componenti ad alta frequenza, i segnali $FreqDev(k)$ e $P_{Gen}(k)$ sono filtrati utilizzando un filtro a media mobile. Il sistema presentato è monitorato a livello della singola unità dove con il termine unità si indica o un singolo generatore, se direttamente controllato, oppure una centrale elettrica che comprende più gruppi, se le regolazioni primarie e secondarie sono controllate a livello di impianto. Il comportamento di ogni unità è valutato dalla media di tutti i campioni inadeguati sia in valori assoluti sia in valori relativi come espresso dalle relazioni (2.11) e (2.12)

$$N_{Inadeq} = \sum_{k=1}^{NSamples} P_{Inadeq}(k) \quad (2.11)$$

$$PC_{Inadeq}(\%) = \frac{N_{Inadq}}{NSamples} \cdot 100 \quad (2.12)$$

dove $NSamples$ è il numero di campioni presi durante il periodo di monitoraggio, e $P_{Inadeq}(k)$ vale 1 se il controllo risulta inadeguato e 0 se adeguato.

Inoltre, l'energia totale dovuta al disturbo di frequenza ($TotalEDev[MW]$) e il relativo valore medio di potenza attiva ($MeanPCPDeviation[\%]$) rispetto alla banda permessa $PBand$ indicano la qualità della risposta del gruppo:

$$TotalEDev(MWh) = \frac{T_s}{3600} \cdot \sum_{k=1}^{NSamples} PDeviation(k) \quad (2.13)$$

$$MeanPCPDeviation(\%) = \frac{\sum_{k=1}^{NSamples} PDeviation(k)}{PBand \cdot \sum_{k=1}^{NSamples} PInadeq(k)} \cdot 100 \quad (2.14)$$

Nell'articolo è presentata l'applicazione di questo metodo a una centrale idroelettrica con uno statismo del 4%, una potenza nominale di 1800 MW, e una costante di tempo per la regolazione primaria pari a 8 s. Il test è stato eseguito per due ore fra le 12:00:00 e le 13:59:59 del 15 maggio 2010 con un campione ogni secondo per il segnale di frequenza. Nell'articolo [61] sono disponibili i grafici relativi all'andamento della potenza e i valori di $NInadeq$, $PCInadeq$, $TotalEDev$ e $MeanPCPDeviation$ ottenuti.

Vediamo ora la situazione in alcuni Paesi dell'Europa Continentale.

Per quanto riguarda il sistema elettrico britannico la qualità della frequenza nel sistema elettrico è gestita dalla NGC (*National Grid Company*). Il servizio di regolazione della frequenza è diviso in continuo e occasionale [62], [63].

La rete inglese solitamente opera a $50Hz \pm 0,2Hz$ (*operating limits*) e in caso di grossi disturbi a $50Hz \pm 0,5Hz$ (*statutory limits*) salvo casi eccezionali.

In Inghilterra [52] sono classificati i seguenti servizi ancillari:

- Servizi di riserve di potenza attiva (*Contingency Reserve, Operating Reserve*).
- Servizio di potenza reattiva.
- *Fast start capability, black start capability*.

Il *Grid Code* inglese definisce l'insieme delle riserve di sistema in termini di “*Operating Margin*” (OM) dove l'OM è utilizzato in una fase di esercizio denominata “*Control phase*” come $OM = Contingency Reserve + Operating Reserve$.

La *Contingency Reserve* è definita come il margine complessivo di capacità di generazione rispetto al valore di fabbisogno previsto, richiesto per un periodo di 24h, con anticipo di un giorno rispetto al tempo attuale, necessario a coprire le incertezze sulla disponibilità della generazione e gli errori di previsione del fabbisogno. Essa è assicurata da grandi unità di generazione che possono rendere il servizio in un intervallo prestabilito. La *Contingency Reserve* inglese è analoga alla terziaria di sostituzione nel mercato italiano.

L'*Operating Reserve* è la capacità di potenza addizionale sulle unità sincronizzate ed eroganti, o una riduzione di carico, finalizzate al recupero delle deviazioni di frequenza conseguenti a perdite di unità di generazione o linee di interconnessione con aree adiacenti o, in generale sbilancio tra generazione e carico. Essa è analoga alla regolazione primaria, secondaria e terziaria pronta del mercato italiano.

L'*Operating Reserve* è a sua volta la combinazione di *Scheduled Reserve* (o *Synchronised Reserve*) e *Standing Reserve*.

Il quantitativo di *Operating Reserve* viene stabilito da NGC con un anno di anticipo, su un insieme di segmenti temporali, nell'ambito della procedura di valutazione delle offerte della *Standing Reserve*, sulla base dei tassi di guasto dei generatori, del livello di carico, dell'unità di generazione più grande, del livello di potenza esportata/importata sulle interconnessioni.

Passiamo ora a considerare il caso francese che presenta delle caratteristiche sicuramente più interessanti. Per introdurre il servizio di regolazione primaria in Francia segnaliamo due articoli [64], [65] che sono stati presentati durante la *IEEE Power Tech Conference* di Bucharest del 28 Giugno 2009.

In Francia, RTE (*Réseau de transport d'électricité*) è responsabile dei servizi ancillari che sono gestiti con accordi bilaterali. Questi contratti definiscono le condizioni di fornitura dei

servizi ancillari (remunerazione, penalità, volumi, programmazione giornaliera) e il sistema di monitoraggio delle performance.

In Francia, tutti gli impianti connessi alla rete di trasmissione devono partecipare alla regolazione di frequenza, indipendentemente dalla natura della fonte energetica.

Le centrali nucleari [66] forniscono la maggior parte dell'energia elettrica francese e in seguito alla crisi del petrolio degli anni '70 il governo francese ha deciso di concentrarsi maggiormente sull'energia nucleare. I ricercatori di EDF e Framatome hanno iniziato a sviluppare soluzioni tecniche per variare rapidamente la potenza prodotta da queste centrali per contribuire all'equilibrio dinamico fra generazione e consumo e, attualmente, le centrali nucleari francesi sono completamente manovrabili e partecipano alla regolazione di frequenza.

Dal 2003, RTE ha sviluppato una procedura per il monitoraggio della regolazione di frequenza [64] con lo scopo di incentivare i produttori nel fornire qualità e affidabilità.

Lo strumento diagnostico di RTE permette di analizzare la risposta dei gruppi alle variazioni di frequenza e di confrontarla con le prestazioni attese.

Il software utilizza le informazioni provenienti da sistemi SCADA, dalla programmazione giornaliera e da altri sistemi di misura classici.

La risposta (a regime) di un generatore che partecipa alla regolazione primaria e secondaria è data dalla relazione seguente:

$$P(t) = P_0 + K \cdot \Delta f(t) + N(t) \cdot P_r \quad (2.15)$$

dove $P(t)$ rappresenta la potenza attiva fornita dal generatore, P_0 è la potenza attiva dichiarata sulla base del programma giornaliero di produzione della centrale, K è la caratteristica primaria di controllo di frequenza [MW/Hz] dichiarata nel contratto, $\Delta f(t)$ è la differenza fra il valore di frequenza attuale e quello del riferimento (50Hz), $N(t)$ è il valore del segnale di controllo secondario mandato da RTE compreso fra -1 e 1 e analogo al segnale di livello introdotto nel Capitolo 1, P_r è la metà della banda di controllo dichiarata sulla base del programma giornaliero di produzione.

La risposta dinamica è valutata applicando un filtro del primo ordine a $\Delta f(t)$ e a $N(t)$ e si ottiene così, nel dominio di Laplace l'equazione:

$$\widetilde{P}(s) = (P_0 + K \cdot \widetilde{\Delta f}(s) + \widetilde{N}(s) \cdot P_r) / (1 + s \cdot T) \quad (2.16)$$

Dove T è la costante di tempo del processo, s è la variabile di Laplace e le grandezze sopra segnate con il simbolo "tilde" indicano che le rispettive variabili nel dominio del tempo sono state trasformate nel dominio di Laplace.

Il comportamento dinamico può essere studiato con l'utilizzo dell'equazione seguente:

$$P(t) = P_0 + K \cdot \Delta f(t) + N(t) \cdot P_r - T \cdot \frac{dP}{dt} \quad (2.17)$$

dove dP/dt è la derivata prima della potenza attiva.

L'equazione (2.17) corrisponde allo schema a blocchi di Fig.2.20.

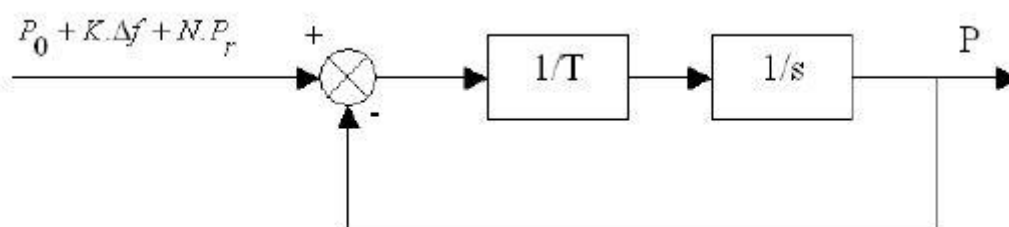


Fig. 2.17. Valutazione di P nel processo di regolazione primaria.

Entriamo ora brevemente nel merito della questione presentando i punti chiave delle *Règles Services Système* [67] che precisano le condizioni tecniche, giuridiche e finanziarie della partecipazione ai servizi di regolazione di frequenza e tensione.

Nelle regole sono spiegate anche le modalità di partecipazione, le istruzioni per firmare gli accordi di partecipazione e le informazioni relative alla remunerazione, ma di queste non ci occupiamo.

L'energia di regolazione primaria (*Réglage Primaire*) è calcolata come segue:

$$E = \int \min(\max(-K\Delta f, -RP), RP) \quad (2.18)$$

Dove: l'integrale viene eseguito ogni 10 secondi, K è l'energia regolante [MW/Hz], Δf rappresenta lo scarto di frequenza in Hz, e RP è la riserva primaria programmata in MW.

Innanzitutto, dalla formula, notiamo che quando $\Delta f = 0$ si ottiene che il massimo fra zero e un numero negativo è zero e il minimo fra zero e un numero positivo è ancora zero quindi, giustamente, nel caso in cui non si assista a una deviazione di frequenza, il contributo energetico risulta essere nullo.

Proviamo ora a fare un esempio per vedere come si applica la formula.

Si distingueranno 4 casi poiché il valore di Δf può essere sia positivo sia negativo e, inoltre, il valore di $|-K\Delta f|$ può essere maggiore o minore della quantità RP .

I casi sono stati suddivisi in base al valore del contributo effettivo di potenza $|-K\Delta f|$.

Nella Tabella 2.4 esso vale in modulo 60 MW ed è maggiore di RP (pari a 50 MW) e dal calcolo si nota come, indipendentemente dal segno della deviazione di frequenza, l'energia viene calcolata integrando la potenza corrispondente alla riserva programmata (questo va a svantaggio del produttore poiché in realtà il suo sbilanciamento sarebbe maggiore).

Tabella 2.4. Caso con $|-K\Delta f| = 60\text{MW}$ e $RP = 50\text{MW}$.

Δf	$-K\Delta f$	$-RP$	RP	$\max(-K\Delta f, -RP)$	$\min(\max(-K\Delta f, -RP), RP)$
< 0	60	-50	50	60	50
> 0	-60	-50	50	-50	-50

Nella Tabella 2.5, invece, il contributo effettivo è stato posto, in modulo, pari a 40 MW e quindi minore di RP (pari sempre a 50 MW). In questo caso si nota che lo sbilanciamento viene sempre calcolato utilizzando il valore effettivo di potenza.

Tabella 2.5. Caso con $|-K\Delta f| = 40\text{MW}$ e $RP = 50\text{MW}$.

Δf	$-K\Delta f$	$-RP$	RP	$\max(-K\Delta f, -RP)$	$\min(\max(-K\Delta f, -RP), RP)$
< 0	40	-50	50	40	40
> 0	-40	-50	50	-40	-40

Osservando le due tabelle, notiamo anche come il segno del contributo di potenza, e di conseguenza anche il risultato del calcolo dell'integrale, sia coerente con quanto atteso. Infatti, nel caso in cui Δf è negativo (positivo), e quindi la frequenza del sistema è minore (maggiore) di 50Hz, il contributo di potenza risulta positivo (negativo) poiché il generatore dovrà erogare più (meno) potenza rispetto al programma.

Dopo aver visto la formula del calcolo dell'energia segnaliamo che la fornitura del servizio è controllata con test periodici, utilizzando dati memorizzati da RTE, con controlli a campione dei sistemi di misura.

Per il trattamento dei valori di frequenza si utilizza in filtro del primo ordine, di cui abbiamo già parlato, con costante di tempo T che vale 100 s per quanto riguarda la riserva dei gruppi idroelettrici e 20 s per tutti gli altri tipi di impianti.

Non entriamo ora nel merito di tutte le prescrizioni di RTE che per chi volesse sono reperibili nelle *Règles Services Système* [67] e passiamo piuttosto a presentare il caso italiano che viene affrontato nel prossimo Capitolo.

3. Capitolo 3

La regolazione primaria di frequenza in Italia

3.1 Introduzione

In Italia, con la legge n.481 del 14 novembre 1995, è stata istituita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha, fra le altre, le funzioni di assicurare l'efficienza della filiera dell'energia elettrica e di favorirne lo sviluppo dal punto di vista dei mercati concorrenziali.

In seguito alle decisioni dell'Unione Europea del 1996 e del 1998 di liberalizzare il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale, quest'organismo ha assunto il ruolo di regolatore dei mercati liberalizzati.

Nel nostro Paese, la liberalizzazione del settore elettrico è stata realizzata per effetto del decreto legislativo n.79 del 16 marzo 1999, anche noto con il nome di decreto Bersani [68]. Questo decreto prevede che siano libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, e che le attività di trasmissione e dispacciamento siano riservate allo Stato, che le ha attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

Il GRTN è stato istituito nel 1999 e le sue attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sono state poi trasferite, secondo quanto riportato nel D.C.P.M dell'11 maggio 2004 [69], alla società Terna S.p.a. dal 1 novembre 2005, anno in cui il GRTN ha cambiato nome in GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

In questo Capitolo ci occuperemo di come i servizi ancillari si siano evoluti in Italia in seguito a questi avvenimenti. Dopo una breve presentazione dei servizi ancillari nel nostro Paese presenteremo la guida tecnica redatta dal GRTN [71] per la partecipazione alla regolazione di frequenza e successivamente il Codice di Rete di Terna [72] con lo scopo di evidenziarne le differenze.

Nei paragrafi 3.3 e 3.4 vedremo invece come la regolazione primaria di frequenza, da sempre obbligatoria¹¹, sia diventata, in seguito alle recenti modifiche apportate da Terna S.p.a. e descritte nell'Allegato A.73 [76], un servizio ancillare remunerato.

3.2 La regolazione primaria di frequenza prima dell'A.73

Stando a quanto riportato nelle ricerche di sistema del CESI del 2002 [51] e del 2003 [70], le aree di competenza dei servizi ancillari in Italia sono essenzialmente le seguenti:

- Controllo della frequenza e delle potenze attive.
- Controllo della tensione e delle potenze reattive.
- Funzionamento in emergenza.
- Funzionamento in ripristino.

I servizi ancillari, in dettaglio, sono quelli riportati nella seconda colonna della Tabella 3.1. Essi sono generalmente forniti dalle unità di generazione e gestiti dall'operatore di sistema che ha il compito di definire i requisiti tecnici di tali servizi e, di conseguenza, verificare che i fornitori assicurino tali requisiti attraverso delle misure.

Poiché l'utilizzo di questi servizi implica l'impiego di un insieme di procedure e dispositivi di controllo di tipo centralizzato, si definiscono servizi di sistema quelli forniti mediante le funzioni di controllo svolte dall'operatore di sistema, mentre i servizi ancillari sono definiti come le risorse "grezze" disponibili presso gli utilizzatori di rete.

¹¹ Vedremo in seguito che la regolazione è obbligatoria per tutti i gruppi con potenza superiore a 10MVA, con qualche eccezione.

I servizi ancillari sono quindi l'insieme delle risorse disponibili presso le unità di generazione, il sistema di trasmissione e i dispositivi di controllo a supporto della produzione, della trasmissione e dell'utilizzazione del servizio primario di potenza ed energia. La correlazione fra servizi ancillari e servizi di sistema è rappresentata nella Tabella 3.1.

Tabella 3.1. Servizi ancillari e servizi di sistema.

Servizio di sistema	Servizio ancillare	Tipologia del fornitore
Regolazione primaria	Banda di regolazione primaria	Unità di generazione
Regolazione secondaria f/P	Banda di regolazione secondaria	Unità di generazione
Regolazione terziaria	Riserva pronta	Unità di generazione Carico
	Riserva disp. a 60 min.	Unità di generazione Carico
Regolazione V/Q	Banda di potenza reattiva	Unità di generazione
	Dispositivi di compensazione statica	Trasmissione
	Trasformatori a rapporto variabile	Trasmissione
Controllo in emergenza	Riserva rotante (rescheduling)	Unità di generazione Carico
	Distacco automatico di generazione	Unità di generazione
	Distacco di carico	Carico
	Predisposizione al funzionamento in isola	Unità di generazione
Funzionamento in ripristino	Black start capability	Unità di generazione
	Load rejection	Unità di generazione
	Predisposizione al funzionamento in isola	Unità di generazione

Le procedure che sono generalmente utilizzate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari comprendono essenzialmente 5 fasi che sono: la quantificazione della risorsa, l'acquisizione della risorsa, la misurazione del servizio, la remunerazione, e l'allocatione degli oneri. Queste procedure sono descritte in dettaglio, per ogni servizio ancillare, nel riferimento bibliografico [51].

Dopo una breve introduzione di carattere generale vediamo quali erano i punti chiave della guida tecnica per la partecipazione alla regolazione di frequenza redatta dal GRTN [71] nel 2000, prima che la società trasferisse i propri compiti a Terna S.p.a.

Nella guida sono presenti le seguenti definizioni:

- Statismo di un gruppo: Rapporto, cambiato di segno, tra la variazione della frequenza e la corrispondente variazione della potenza meccanica, conseguente all'azione del regolatore di velocità.
Se le variazioni di frequenza e di potenza considerate sono relative al periodo transitorio che segue la perturbazione, lo statismo corrispondente si definisce "transitorio". In caso contrario, si definisce uno statismo "permanente".
- Banda di regolazione di un gruppo: Intervallo all'interno del quale il regolatore di velocità può far variare la potenza prodotta dal gruppo, sia in aumento sia in diminuzione.
A seconda della regolazione considerata, si definisce una "banda di regolazione primaria" e una "banda di regolazione secondaria".
- Potenza efficiente di un gruppo: Potenza attiva massima che il gruppo può produrre con continuità (tipico dei gruppi termoelettrici) o per un determinato numero di ore.
- Riserva di regolazione di un gruppo: Differenza tra la massima potenza che il gruppo può produrre e la potenza effettivamente prodotta in una data condizione di esercizio. Coincide con la parte positiva della corrispondente banda di regolazione.
- Zona di insensibilità di un regolatore: intervallo di frequenza entro il quale, a causa dei propri limiti di prestazione, il regolatore non agisce.
- Banda morta di un regolatore: Intervallo di frequenza, impostato volontariamente entro il quale il regolatore non reagisce.

Si distinguono tre livelli di regolazione della frequenza e della potenza: regolazione primaria, regolazione secondaria, regolazione terziaria.

Come già visto nei Capitoli precedenti, la regolazione primaria viene eseguita automaticamente e in maniera autonoma dai regolatori di velocità dei singoli gruppi di produzione. Ciascun regolatore, avvertita una diminuzione di frequenza, reagisce aumentando gradualmente la potenza generata dal rispettivo motore primo. La potenza complessiva immessa in rete dai gruppi rimasti in servizio viene quindi aumentata, compensando man mano quella perduta. Perché ciò sia possibile, occorre ovviamente che i

gruppi dispongano, al momento del disservizio, di un'adeguata riserva di regolazione primaria.

L'azione autonoma dei regolatori cessa quando l'equilibrio di potenza in rete si è ristabilito, e la diminuzione di frequenza si è conseguentemente arrestata. A questo punto la rete si trova in una nuova situazione di regime, in cui la frequenza ha un valore inferiore a quello di programma, e la riserva complessiva di regolazione primaria è stata parzialmente consumata.

La guida tecnica prevedeva che su ciascun gruppo di generazione che partecipava al servizio di regolazione primaria e/o di regolazione secondaria di frequenza dovesse essere installato un regolatore di velocità con i seguenti requisiti funzionali:

- statismo permanente tra il 2% e l'8%;
- precisione del controllo di velocità migliore dello 0,02% in qualsiasi condizione di funzionamento;
- zona di insensibilità non superiore a ± 10 mHz;
- banda morta di regolazione tarabile da 0 mHz a 500 mHz;
- tempo di variazione del segnale di riferimento (variagiri) da 0% al 100% della potenza nominale, alla velocità nominale, non superiore a 50 s.
- capacità di far funzionare il gruppo in modo stabile, con qualunque valore di statismo impostabile, per qualunque frequenza compresa fra 47,5 Hz e 51,5 Hz, e con qualunque potenza compresa fra quella dei servizi ausiliari e la potenza massima generabile dal gruppo;
- corretto funzionamento fino a 46 Hz per tempi limitati (qualche secondo);
- corretto funzionamento anche in condizioni perturbate della tensione ausiliaria di alimentazione;
- corretto funzionamento anche su una porzione di rete isolata dal resto della RTN (Rete di Trasmissione Nazionale);

In caso di funzionamento su una porzione isolata di rete, il regolatore dei gruppi, su richiesta del Gestore, doveva essere in grado di riportare la frequenza sull'isola di rete al valore nominale $\pm 0,25\%$, così da consentire la rimagliatura della rete.

Nella guida tecnica si prescriveva inoltre che i gruppi di generazione che fornivano il servizio di regolazione primaria di frequenza dovessero:

- rendere disponibile una banda di regolazione primaria non inferiore a $\pm 3\%$ della potenza efficiente;
- erogare metà della propria riserva di regolazione primaria entro un tempo massimo di 15 s e l'intera riserva entro 30 s dal manifestarsi della variazione di frequenza;
- continuare l'erogazione della potenza di riserva almeno per i successivi 15 minuti.

Il GRTN presentava inoltre, nello stesso documento, anche i requisiti per partecipare alla regolazione secondaria a terziaria, ma di questi non ci occupiamo.

Vediamo ora invece cosa prevede il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete) [72] di Terna, effettivo dal 01 novembre 2005.

Le regole per il dispacciamento, delle quali ci occuperemo adesso, sono riportate nel Capitolo 4 del Codice di Rete, dove per prima cosa viene definito cosa si intende per UP (Unità di Produzione).

Una UP è costituita da uno o più gruppi di generazione nella disponibilità dell'UdD (Utenti del Dispacciamento) e, nel Codice, viene fatta una distinzione fra le UP rilevanti e quelle non rilevanti.

Le prime sono quelle con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Esse devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione delle medesime unità nei sistemi di controllo del Gestore secondo le modalità riportate nel Capitolo 1¹² del Codice di Rete.

Le UP non rilevanti sono invece quelle unità che, pur avendo verificato il precedente criterio, sono comunque inserite in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori rispetto al valore di soglia posto per le unità rilevanti.

¹² In particolare, nel paragrafo 1B.4.8.

Un altro concetto importante è quello di “periodo rilevante”. Esso è pari all’ora per le UP non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), e al quarto d’ora per le unità abilitate.

Ciascuna UP rilevante deve essere registrata nel Registro delle unità di produzione (RUP). Ai fini della registrazione, gli utenti del dispacciamento titolari delle UP rilevanti sono tenuti a dichiarare gli estremi dell’UdD legittimato a presentare l’offerta per l’unità sul MSD, i dati tecnici delle UP necessari ai fini della qualificazione al Mercato dell’energia e all’abilitazione al MSD riportati nell’Allegato A.60 [73], e, infine, i dati tecnici statici e dinamici dei gruppi di generazione costituenti le UP, necessari al fine di consentire al Gestore attendibili valutazioni statiche e dinamiche del comportamento del sistema elettrico.

Nel paragrafo 4.4.2. del Codice di Rete sono riportati i requisiti tecnici per le idoneità delle risorse per la riserva primaria.

La funzione di riserva primaria è svolta contemporaneamente da tutti i gruppi generatori in parallelo sul sistema interconnesso europeo. Essa deve essere continuamente disponibile e distribuita all’interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile in modo che la sua azione sia indipendente dall’origine dello squilibrio e dalla distribuzione momentanea delle produzioni e dei carichi.

La riserva primaria è fornita esclusivamente dalle unità di produzione, e una UP è considerata idonea alla fornitura del servizio se lo è almeno uno dei gruppi di generazione associati all’unità. Sono considerati idonei i gruppi di generazione che soddisfano i requisiti tecnici descritti nel Capitolo 1¹³ del Codice di Rete e che sono riportati di seguito: Tutti i gruppi di potenza nominale superiore a 10MVA devono contribuire alla regolazione primaria di frequenza ad eccezione di quelli privi, per propria natura, di capacità regolanti, quali, ad esempio, i gruppi di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e i gruppi geotermici. Su richiesta del Gestore, i gruppi devono essere in grado di regolare la frequenza, anche se funzionanti su una porzione isolata di rete, in modo da riportare e mantenere la frequenza al valore nominale $\pm 0,125$ Hz, e consentire la rimagliatura della rete.

¹³ In particolare, nelle sezioni 1B.5.6.1. e 1B.5.7.

Per quanto riguarda i regolatori di velocità invece, è richiesto che il segnale di riferimento del carico possa essere variato da 0 al 100% del carico nominale in un tempo massimo di 50 s e che il regolatore sia in grado di funzionare anche in condizioni perturbate della tensione ausiliaria di alimentazione.

Se il gruppo partecipa alla regolazione primaria di frequenza, il regolatore deve possedere gli ulteriori requisiti funzionali descritti nella Tabella 3.2.

Tabella 3.2. Requisiti dei regolatori di velocità previsti dal Codice di Rete.

Grado di statismo	Tarabile tra 2% e 8%
Tolleranza massima sulla misura di velocità	0,02%
Zona di insensibilità massima	± 10 mHz

Gli statismi sono coordinati dal Gestore e impostati normalmente nei seguenti campi:

- per i gruppi idroelettrici tra 2% e 5%;
- per i gruppi termoelettrici tra 5% e 8%.

I valori da impostare per le bande morte tarabili sono definiti dal Gestore sulla base delle caratteristiche degli impianti e in accordo alle regole stabilite dall'ENTSO-E.

Tornando a parlare degli obblighi di fornitura, è previsto che gli UdD di tutte le UP idonee abbiano l'obbligo di fornire le risorse per la riserva primaria. A tal fine:

- nella zona Sardegna, l'UdD deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 10\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP;
- nelle altre zone, l'UdD deve rendere disponibile una banda di regolazione non inferiore a $\pm 1,5\%$ della potenza efficiente di ciascun gruppo di generazione idoneo costituente l'UP;

- 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 idoneo costituente l'UP, nei periodi orari in cui è prevista l'apertura dell'interconnessione con il Continente.

Qualora l'UdD di un'unità idonea non sia in grado di garantire la fornitura del servizio, per le motivazioni di cui all'allegato A.60 [73], detto UdD deve comunicare tempestivamente al Gestore la previsione di durata dell'indisponibilità, che comunque dovrà essere risolta nel più breve tempo possibile. L'UdD procede alla suddetta comunicazione accedendo alla procedura "RUP dinamico" e successivamente, e non oltre 15 giorni dalla comunicazione di cui sopra, fornisce al Gestore l'evidenza tecnica dei problemi dichiarati.

Le UP non idonee e quelle idonee, ma temporaneamente non in grado di rispettare l'obbligo di fornitura, sono tenute al versamento del contributo sostitutivo, definito dall'Autorità, su proposta del Gestore, come riportato nel documento A.37 "Proposta per la determinazione di un contributo sostitutivo al servizio di riserva primaria"¹⁴.

Nell'Allegato A.15 [74], Terna S.p.a. riassume le prescrizioni tecniche di cui abbiamo parlato poco fa in merito alla partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza. Nel documento sono anche presenti le definizioni di: condizioni di esercizio del sistema elettrico (normali o di allarme, di emergenza o ripristino), riserva di regolazione di un gruppo, potenza efficiente di una UP, statismo di una UP, energia regolante, coefficiente di partecipazione (di cui si è parlato nel Capitolo 2 precedente a proposito dell'ENTSO-E), insensibilità del regolatore, banda morta del regolatore di velocità, stimolazione per i gruppi idroelettrici, potenza massima erogabile, potenza massima e potenza minima.

Confrontando questo documento con le prescrizioni del GRTN che risalgono a prima del D.C.P.M. dell'11 maggio 2004 ed esposte all'inizio del paragrafo notiamo qualche differenza a proposito della banda morta che prima doveva essere tarabile fra 0 e 500 mHz, mentre adesso deve essere impostata a ± 10 mHz per le unità idroelettriche (che devono

¹⁴ Questo documento non è disponibile sul sito www.terna.it poiché, al momento della stesura della tesi, esso risulta ancora in fase di definizione.

anche avere un grado di statismo del 4%), a ± 10 mHz per le unità a vapore a ciclo semplice, e a ± 20 mHz per le unità turbogas e per le unità a vapore dei cicli combinati (tutte queste con un grado di statismo del 5%).

La differenza più importante riguarda la banda di regolazione primaria. Essa doveva essere, per il GRTN, pari al $\pm 3\%$ della potenza efficiente, mentre l'Allegato A.15 di Terna prescrive che la riserva di potenza attiva sia non inferiore all'1,5% della potenza efficiente dichiarata nel RUP per tutte le UP del Continente e quelle della Sicilia in caso d'interconnessione con il resto dell'Italia.

L'UP, secondo le nuove prescrizioni di Terna S.p.a., può dunque essere esercita nel campo di funzionamento (vedi Fig.3.1) ammissibile che può variare tra la P_{max} e la P_{min} definite di seguito:

- $P_{min} = P_{mt} + 1,5\%P_{eff}$.
- $P_{max} = P_{max\ erogabile} - 1,5\%P_{eff}$.

dove P_{mt} è la potenza di minimo tecnico.

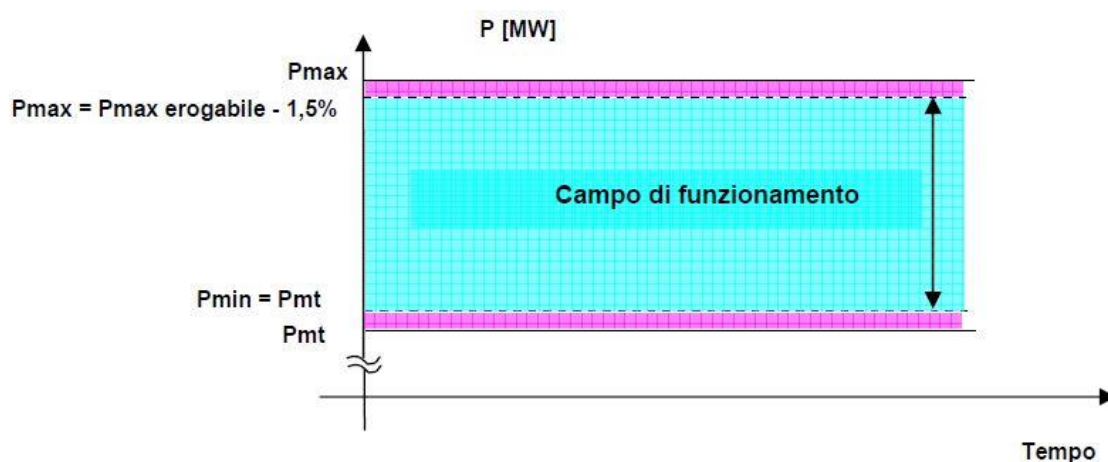


Fig. 3.1. Campo di funzionamento ammissibile per le UP del Continente.

Nei sistemi elettrici della Sardegna sempre, e della Sicilia quando non interconnessa con il Continente, ciascuna UP deve mettere a disposizione una riserva primaria non inferiore al 10% della propria potenza efficiente e pertanto potrà essere esercitata ad una potenza massima non superiore al 90% della P_{eff} .

In un documento per la consultazione del 29 novembre 2012 [75] l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha evidenziato l'esigenza di rivedere le regole per il dispacciamento e in particolare il trattamento dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza. Queste proposte, le modifiche e le nuove prescrizioni previste dall'Allegato A.73 di Terna saranno esposte nei prossimi due paragrafi.

3.3 La proposta dell'Autorità di remunerare il servizio di regolazione primaria

Nel documento cui si è accennato alla fine del paragrafo precedente [75], l'Autorità per l'energia elettrica e il gas afferma che i principali operatori del settore elettrico hanno evidenziato che, secondo le regole allora vigenti, le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) fossero assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette alle eventuali relative penalità.

L'Autorità ha quindi richiesto a Terna di elaborare una proposta di revisione delle modalità con cui vengono determinati gli sbilanciamenti delle unità di produzione abilitate al fine di tenere conto in misura adeguata del contributo di regolazione primaria dalle stesse eventualmente fornito.

Secondo la disciplina vigente prevista dalla deliberazione 111/06 e dal Codice di Rete, lo sbilanciamento effettivo di ciascun'unità di produzione è pari alla differenza per ogni periodo rilevante (che come abbiamo visto nel paragrafo precedente è pari al quarto d'ora per le unità abilitate) tra l'immissione effettiva di energia elettrica e il programma vincolante modificato e corretto di immissione.

Quest'ultimo non considera però le variazioni d'immissione di energia elettrica afferenti l'utilizzo della riserva primaria e pertanto il suo utilizzo può costituire uno sbilanciamento anche nel caso di pieno rispetto dei programmi fissati.

Per le unità abilitate, al suddetto sbilanciamento è applicato un prezzo che dipende dalla combinazione del segno dello sbilanciamento zonale e di quello dello sbilanciamento della singola unità di produzione abilitata, in particolare:

- Se il segno dello sbilanciamento zonale e lo sbilanciamento dell'unità di produzione sono discordi, allo sbilanciamento viene applicato il prezzo del Mercato del Giorno Prima (MGP).
- Se il segno dello sbilanciamento zonale e lo sbilanciamento dell'unità di produzione sono concordi, allo sbilanciamento viene applicato il maggiore fra il prezzo del MGP e il "prezzo marginale" a salire del Mercato del Bilanciamento (MB) nel caso in cui lo sbilanciamento zonale sia negativo e il minore fra il prezzo del MGP e il "prezzo marginale" a scendere del MB nel caso in cui lo sbilanciamento zonale sia positivo.

Tale meccanismo duale di calcolo del prezzo è potenzialmente penalizzante nei casi in cui, anche per effetto dell'utilizzo della riserva primaria, lo sbilanciamento dell'unità di produzione abilitata e lo sbilanciamento zonale risultano avere lo stesso segno.

Nel documento è poi presentato il punto di vista di Terna su questi aspetti che riassumeremo ora brevemente.

Terna, in risposta all'Autorità, ha ammesso che effettivamente la fornitura di regolazione primaria nel caso di transitori di frequenza potrebbe essere caratterizzata da un delta di energia rispetto al programma diverso da zero.

Terna, per ovviare a questo inconveniente, ha proposto di procedere alla depenalizzazione degli sbilanciamenti registrati in occasione di transitori di frequenza successivi a eventi di rete che sono nella stessa direzione richiesta dalla deviazione di frequenza, individuando gli eventi di rete mediante la registrazione di una deviazione di frequenza non inferiore a ± 200 mHz nell'isola di frequenza considerata.

In questa maniera, non sarebbe stata prevista la misurazione puntuale del contributo fornito, bensì una depenalizzazione a posteriori dello sbilanciamento. Terna stessa riconosceva però, nella proposta inviata all'Autorità, la possibilità che un meccanismo di questo tipo depenalizzasse eventuali sbilanciamenti concomitanti all'accadimento dell'evento di rete anche se indipendenti dalla regolazione primaria, determinando potenziali distorsioni e comportamenti speculativi da parte degli operatori.

L'Autorità ha poi ritenuto opportuno discutere la possibilità di modificare il trattamento economico dell'energia erogata per la regolazione primaria di frequenza evidenziando i seguenti ulteriori aspetti.

Per prima cosa, ha fatto notare che lo scopo degli sbilanciamenti è quello di garantire un'allocatione dei costi indotti sul sistema dal mancato rispetto dei programmi di produzione e prelievo ai soggetti direttamente responsabili e che l'utilizzo della riserva primaria avviene automaticamente per effetto delle variazioni di frequenza sulla rete di trasmissione.

In secondo luogo, l'Autorità ha evidenziato come sia improprio assimilare le variazioni di energia immessa causate dall'utilizzo della riserva primaria (che non dipende dalle azioni degli operatori) agli sbilanciamenti e come sia opportuna una distinzione fra l'energia in esecuzione di un servizio di rete e gli sbilanciamenti, misurando puntualmente il contributo alla regolazione fornito da ciascuna UP.

La misurazione puntuale permette di tener conto dell'utilizzo della riserva primaria nel programma vincolante modificato e corretto, applicando alla sola quota di energia afferente l'utilizzo di riserva primaria e indipendentemente dal segno dello sbilanciamento zonale, un prezzo non penalizzante per le unità di produzione abilitate.

Naturalmente per fare ciò, è sorta la necessità di predisporre presso ogni unità di produzione gli strumenti utili alla rilevazione dell'utilizzo di riserva primaria e compatibili con le necessità di verifica e controllo da parte di Terna al fine di evitare comportamenti abusivi.

L'Autorità ha dunque proposto l'introduzione di un meccanismo di mercato per la riserva primaria, simile, per esempio, a quello già in vigore per la riserva secondaria e terziaria tenendo conto delle condizioni necessarie per realizzarlo. Esempi di queste condizioni sono la possibilità di rendere disponibile a Terna la facoltà di limitare l'erogazione del servizio

(che ha di per sé una natura automatica) per quelle unità le cui offerte non vengano selezionate, oppure misurare puntualmente il contributo di ciascuna unità, o anche l'assicurare un certo livello di concorrenzialità.

Infine, l'Autorità affermava nel documento che un meccanismo di questo tipo avrebbe garantito una corretta valorizzazione della capacità di generazione utilizzata per il servizio di regolazione primaria, che sarebbe pari al costo opportunità sostenuto dalle unità di produzione in virtù del mancato utilizzo della predetta capacità nei mercati dell'energia.

3.4 L'Allegato A.73 e la remunerazione del servizio di regolazione primaria

In seguito alle considerazioni viste nel paragrafo precedente, Terna ha esposto le specifiche tecniche per la verifica e valorizzazione del servizio di regolazione primaria di frequenza nell'Allegato A.73 [76] del 05 novembre 2013.

Secondo quanto riportato nell'Allegato, presso gli impianti di produzione che forniscono il servizio deve essere installata una Unità per la Verifica della Regolazione Primaria (di seguito abbreviata in UVRP) per la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria. L'UVRP deve essere in grado di eseguire dei test periodici funzionali alla verifica della presenza del servizio e di calcolare la quantità di energia fornita quale contributo al servizio in oggetto, mediante un modello matematico implementato sulla base dei parametri descritti nell'Allegato stesso.

Secondo quanto previsto, le UP devono fornire a Terna i parametri del modello implementato nella UVRP e far validare gli stessi da un Organismo Accreditato.

Terna si avvale inoltre della facoltà di prevedere visite ispettive per verificare le prestazioni reali dell'unità di produzione con riferimento ai parametri dichiarati, e si riserva la possibilità di effettuare un monitoraggio a campione della prestazione attesa di potenza, in corrispondenza delle variazioni spontanee di frequenza della rete o per la

ricostruzione di eventi che abbiano comportato una significativa deviazione di frequenza dalla nominale.

Secondo quanto riportato nell'Allegato A.73, per essere ammessi da Terna al meccanismo di remunerazione dell'energia erogata quale contributo alla regolazione primaria di frequenza le condizioni sono:

- Aver predisposto presso l'impianto la UVRP conformemente all'Allegato.
- Aver dichiarato i parametri necessari alla caratterizzazione dell'UP e i dati relativi di ogni gruppo costituente l'UP.
- Per le Unità di Produzione per le quali è obbligatorio, aver configurato un apparato tachiperturbografo e aver verificato con Terna la relativa trasmissione delle informazioni.
- Avere ottenuto la certificazione da parte di un Organismo Accreditato in merito alla corretta installazione e funzionalità della UVRP e alla corretta parametrizzazione del modello di risposta.

L'UVRP deve essere in grado di:

- Verificare la presenza della regolazione primaria mediante test avviato da remoto.
- Calcolare la quantità di energia fornita quale contributo al servizio in oggetto, mediante un modello matematico semplificato, implementato nella UVRP sulla base dei parametri descritti nell'Allegato.
- Inviare al sistema di controllo Terna le misure necessarie per effettuare i controlli.
- Archiviare le misure delle grandezze richieste su memoria circolare.

L'UVRP può anche essere comune a più UP appartenenti al medesimo impianto, purchè sia in grado di trattare ogni UP distintamente.

I parametri aggiuntivi da fornire sul Registro delle Unità di Produzione (RUP), gestito in GAUDI'[77], per ciascun assetto di produzione sono:

- k_e , energia regolante di UP ai fini del calcolo di contributo energetico [MW/Hz].

- P_{eff} , potenza efficiente in condizioni ISO standard [MW].
- σ_p , statismo permanente di UP [%].
- Gradienti di regolazione primaria di frequenza [MW/min].

In particolare, se indichiamo con P_{mt} la potenza di minimo tecnico e con P_{me} la potenza massima erogabile, i gradienti di regolazione sono (vedi Fig.3.2):

- G1: Gradiente a salire per potenza P compresa fra $(P_{mt} + 1,5\%P_{eff})$ e $(P_{me} - 1,5\%P_{eff})$
- G2: Gradiente a scendere per potenza P compresa fra $(P_{mt} + 1,5\%P_{eff})$ e $(P_{me} - 1,5\%P_{eff})$
- G3: Gradiente a salire per potenza P compresa fra P_{mt} e $(P_{mt} + 1,5\%P_{eff})$
- G4: Gradiente a scendere per potenza P compresa fra P_{mt} e $(P_{mt} + 1,5\%P_{eff})$
- G5: Gradiente a salire per potenza P compresa fra $(P_{me} - 1,5\%P_{eff})$ e P_{me}
- G6: Gradiente a scendere per potenza P compresa fra $(P_{me} - 1,5\%P_{eff})$ e P_{me}

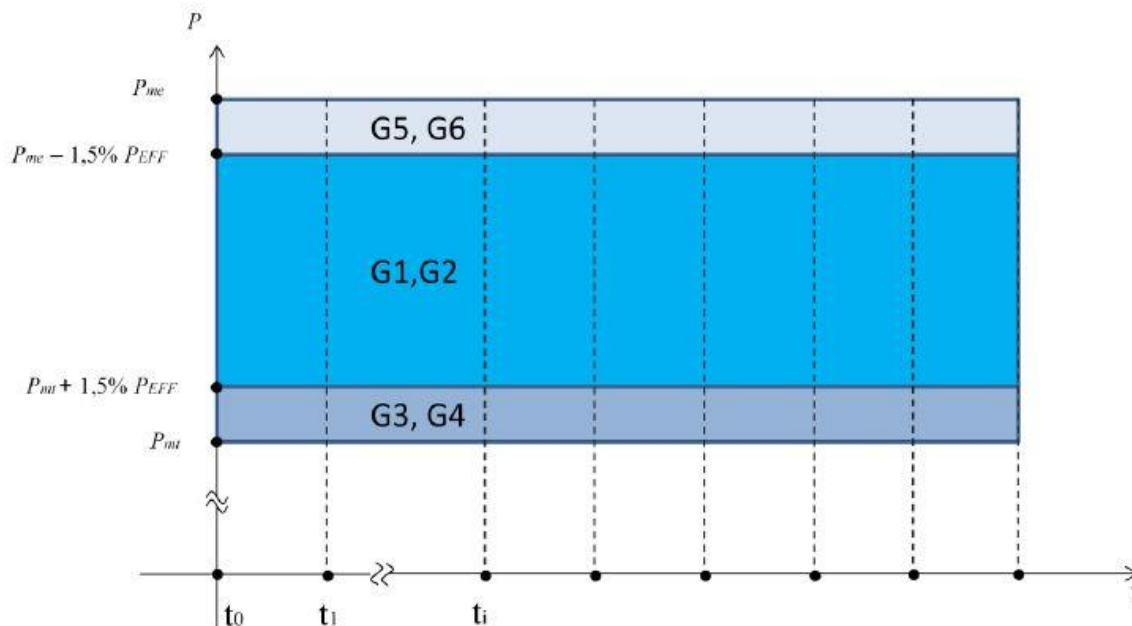


Fig. 3.2. Gradienti di regolazione primaria di frequenza.

In ciascun periodo rilevante, Terna considera ai fini delle proprie verifiche i parametri presentati. Deve essere sempre garantito l'allineamento dei dati utilizzati sulla UVRP e comunicati a Terna tramite il RUP, gestito in GAUDI'.

Nella Tabella 3.3 sono riportate le principali grandezze gestite dalla UVRP ai fini del test e della valorizzazione del contributo. Le potenze sono da considerarsi tutte in [MW], le frequenze in [Hz], i range di frequenza e l'errore di frequenza sono da considerarsi in [mHz] e i tempi in [s].

Tabella 3.3. Grandezze gestite dalla UVRP ai fini del test

Informazione	Aggiornamento	Range/Default	RUP statico/dinamico
k_e	Fuori linea	n.a.	Statico
σ_p	Fuori linea	[2...8]	Statico
P_{eff}	Fuori linea	n.a.	Statico
P_{mt} , potenza di minimo tecnico	Su variazione	n.a.	n.a.
P_{me} , potenza massima erogabile	Su variazione	n.a.	n.a.
P_{set} , potenza di set-point	continuo	n.a.	n.a.
Assetto UP	Su variazione	n.a.	Dinamico
Indisponibilità regolazione primaria	Su variazione	n.a.	Dinamico
Banda di mancato contributo di energia di regolazione primaria	Fuori linea	[0...±50] Default ±20mHz	n.a.
Durata del gradino di test	Fuori linea	[0...300] Default 120s	n.a.
Δt_c , passo del campionamento per acquisizione misure e archiviazione locale	Fuori linea	[1...5] Default 1s	n.a.

Le grandezze riportate in Tabella 3.4, invece, sono quelle in ingresso, necessarie per la gestione del test e la valorizzazione dell'energia per il contributo di regolazione primaria;

nella seconda colonna è indicata la tipologia del dato e nella terza le modalità di aggiornamento.

Tabella 3.4. Grandezze in ingresso per la gestione del test.

Informazione	Tipologia	Aggiornamento
P_{UP} , potenza lorda di UP	misura	Continuo
f , frequenza in ingresso al regolatore di velocità	misura	Continua
Trigger di inizio test	comando	Su variazione
f_r , frequenza di rete	misura	Continuo

Nella Tabella 3.5 sono elencate le grandezze che la UVRP deve elaborare sulla base dei parametri e delle grandezze in ingresso. Nella seconda colonna è indicato se il calcolo viene effettuato su richiesta (test), su base temporale predefinita, o è calcolato sulla base del passo di campionamento scelto. In quest'ultimo caso, per ogni campione delle grandezze in ingresso vengono anche calcolate le grandezze con tipologia di calcolo "continuo."

Tabella 3.5. Grandezze elaborate dalla UVRP.

Informazione	Calcolo
Esito test	Su richiesta (test)
f_m , frequenza media	Su richiesta (test)
Δf_m , errore medio di frequenza	Su richiesta (test)
Δf , errore di frequenza	Continuo
E_i , energia campione i-esimo	Continuo
Energia positiva quartoraria	Ogni 15'
Energia negativa quartoraria	Ogni 15'

Infine, nella Tabella 3.6 sono riportate le grandezze in uscita dalla UVRP. Nella seconda colonna è indicata la tipologia di aggiornamento della grandezza: su richiesta (test o estrazione off-line), su base temporale predefinita (periodico), o in funzione delle richieste del sistema di controllo di Terna.

Tabella 3.6. Grandezze in uscita dalla UVRP.

Informazione	Aggiornamento
Esito test	Su richiesta
Test in corso	Su richiesta
Energia positiva quartoraria	Periodico
Energia negativa quartoraria	Periodico
Input, parametri, elaborazioni	Su richiesta
Potenza di ciascuna UP	4''(configurabile [1''..4''])
Frequenza dal canale del regolatore di velocità	4''(configurabile [1''..4''])
Frequenza di rete	4''(configurabile [1''..4''])

Per eseguire il test viene simulata una variazione a gradino della frequenza di rete all'interno del sistema di regolazione dell'UP. Questa simulazione deve essere effettuata in maniera contemporanea in tutti i punti del sistema di regolazione dell'UP e il valore del gradino deve essere di 100 mHz (di segno positivo o negativo) e di durata pari a 2 minuti (valore di default). Il test è avviato tramite un comando inviato da Terna alla UVRP e in alcune condizioni di funzionamento (ad esempio avviamento, spegnimento) il test è inibito. Tali stati di funzionamento devono essere dichiarati contestualmente alla verifica dell'Organismo Accreditato. Per valutare la fattibilità del test devono essere disponibili e configurabili sulla UVRP le grandezze riportate nella Tabella 3.7.

Tabella 3.7. Grandezze da supervisionare per la validità del test.

Informazione	Valore di default	intervallo	Passo
Errore di frequenza di rete-soglia 1	30 mHz	[5...50 mHz]	5 mHz
Numero di campioni consecutivi con errore superiore alla soglia 1	5	[1..30]	1
Errore di frequenza di rete-soglia 2	100 mHz	[5...250]	5 mHz
Numero di campioni consecutivi con errore superiore alla soglia 2	1	[1...30]	1

Prima o durante l'esecuzione del test, secondo i valori di default, nel caso in cui il valore assoluto dell'errore di frequenza di rete sia maggiore o uguale a 30 mHz per almeno 5 campioni, o anche per un solo campione superiore a 100 mHz, la UVRP deve risultare rispettivamente inibita al test o deve interrompere lo stesso.

Il test da remoto per la verifica della presenza del servizio di regolazione primaria può essere effettuato da Terna con frequenza anche giornaliera.

La UVRP deve essere in grado di riscontrare che a seguito della sollecitazione di test la risposta sia coerente con la stessa. La verifica di coerenza è considerata positiva qualora lo scostamento tra la potenza reale prodotta P_{UP} e la potenza di set-point P_{set} sia coerente con la sollecitazione e cioè quando:

$$P_{UPm} \leq P_{setm}, \text{ per } \Delta f_m \geq 0 \quad (3.1)$$

$$P_{UPm} \geq P_{setm}, \text{ per } \Delta f_m \leq 0 \quad (3.2)$$

dove:

$\Delta f_m = (f_m - f_0)$ è l'errore di frequenza medio, $f_0 = 50$ Hz e $f_m = \sum_{i=1}^{90} \frac{f_i}{90}$

$P_{UPm} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{P_{UPi}}{n_c}$ è la potenza media lorda dell'UP durante il test.

$P_{setm} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{P_{seti}}{n_c}$ è la potenza lorda di set-point media di UP durante il test.

e dove:

P_{UPi} è la potenza di UP del campione i-esimo.

P_{seti} è la potenza di set-point del campione i-esimo.

n_c è il numero di campioni acquisiti durante il test, di default pari a 120 per campionamento Δt_c pari a 1 s e durata del test pari a 120 s.

Nel caso in cui durante il test si raggiunga la potenza massima erogabile P_{me} o quella di minimo tecnico P_{mt} , il test ha esito positivo se la variazione assoluta di potenza di UP

ΔP_{reale} è almeno pari a 1,5% della potenza efficiente P_{eff} , e pari ad almeno il 10% della P_{eff} nel caso di UP connesse in Sardegna o in Sicilia in condizioni di rete isolata.

Nello specifico, deve esistere almeno un campione per il quale sia soddisfatta la relazione:

- $\Delta P_{reale} = |P_i - P_0| \geq 1,5\%P_{eff}$, per le UP sul continente e per quelle della Sicilia quando interconnessa.
- $\Delta P_{reale} = |P_i - P_0| \geq 10\%P_{eff}$, per le UP connesse alla rete della Sardegna e della Sicilia quando esercita in isola.

In caso di esito negativo del test è necessario inviare a Terna le registrazioni estratte dalla UVRP corrispondenti al quarto d'ora del test e ai quarti d'ora precedente e successivo lo stesso, in file predefiniti in formato XML [79].

Vediamo ora come viene determinato dalla UVRP il contributo di energia fornita.

Nota k_e è possibile valutare il contributo energetico atteso per una data deviazione di frequenza. L'algoritmo si basa sul principio che la variazione di frequenza, in assenza di grandi perturbazioni, ha delle dinamiche compatibili alla valutazione del contributo energetico i -esimo di regolazione primaria E_i , mediante la formula (3.3)

$$E_i = -k_e \cdot \Delta f_i \cdot \Delta t_c \quad (3.3)$$

dove Δt_c è il passo di campionamento e Δf_i è l'errore di frequenza del regolatore di velocità in corrispondenza del campione i -esimo.

La formula (3.3) è valida fino al raggiungimento dei limiti di funzionamento di potenza dell'UP. In tal caso, per i campioni in cui la P_{UP} raggiunge le soglie P_{mt} e P_{me} si ha

$$E_i = E_{i-1} \quad (3.4)$$

e quindi l'energia di ciascun campione rimane invariata e pari all'ultimo campione prima del raggiungimento della soglia fintantoché la condizione permane.

Con riferimento ai parametri riportati nella Tabella 3.3 è da considerare nullo il contributo energetico nei casi di errori di frequenza all'interno della banda di mancato contributo di energia di regolazione primaria (di default pari a 20 mHz) e in caso di indisponibilità di regolazione primaria.

Il contributo di energia per la regolazione primaria di frequenza è calcolato separatamente per la componente positiva e negativa mediante integrazione nel tempo del contributo di potenza. Per ogni quarto d'ora saranno registrate l'energia corrispondente al contributo positivo e a quello negativo di regolazione primaria mediante il modello.

L'energia calcolata viene confrontata con l'integrale delle misure di potenza acquisite dal campo e disponibili sulla UVRP. Il calcolo dell'energia corrispondente al contributo di regolazione primaria a partire dalle misure si basa sulla seguente formula:

$$E = \sum_{i=1}^n \left[\frac{(\Delta P_i - \Delta P_{i-1})}{2} + \Delta P_{i-1} \right] \cdot \Delta t_c \quad (3.5)$$

dove $\Delta P_i = P_{UP} - P_{set}$ in corrispondenza del campione i -esimo e Δt_c è lo stesso utilizzato per il calcolo dell'energia mediante il modello.

La verifica ha riscontro positivo qualora, per ogni minuto in esame e per almeno un intero quarto d'ora, la differenza tra l'energia valutata mediante il modello come sommatoria dei contributi di energia calcolati con la formula (3.3) e quella calcolata a partire dalle misure di potenza con la formula (3.5) sia inferiore al +30% dell'energia valutata con le misure.

Per le UP di potenza maggiore a 100 MVA devono essere rese disponibili alla UVRP ulteriori informazioni. In particolare, è eseguito sull'apparato UVRP un monitoraggio continuo che consente di verificare in dettaglio il comportamento della UP considerando le variabili di processo significative durante il test o durante transitori significativi del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) e di osservare la regolazione della UP durante le fluttuazioni naturali della frequenza del sistema.

Le elaborazioni che deve eseguire la UVRP durante il monitoraggio continuo devono essere immagazzinate in un archivio circolare di durata minima 30 gg. e scansione 20 ms.

Le informazioni ricavate durante il monitoraggio continuo sono elencate nell'Allegato A.73, ma non le riportiamo poiché non rilevanti ai fini della tesi.

Nell'Allegato A.73 sono esposti anche ulteriori requisiti riguardanti il filtraggio e l'archiviazione delle misure, l'acquisizione delle grandezze, la sincronizzazione, l'insensibilità alle interruzioni di alimentazione e le normative di riferimento.

Di questi requisiti sopraelencati riportiamo solamente quelli relativi al filtraggio delle misure poiché torneranno utili ai fini delle simulazioni che saranno presentate nei Capitoli 4 e 5.

Le misure di frequenza e potenza, ai fini del test di verifica e della valorizzazione del contributo energetico devono essere filtrate prima di essere utilizzate dal modello matematico e registrate. Si richiede un filtro di Butterworth del 2° ordine con pulsazione di taglio pari a 0,031 rad/s. La taratura del filtro deve essere configurabile in un range compreso tra 0,01 rad/s e 0,1 rad/s con passo di 0,01 rad/s.

Nell'Allegato A.73 si parla anche dello scambio dei dati tra il sistema Terna e la UVRP. Esso avviene attraverso il medesimo sistema utilizzato per il telecontrollo della centrale di produzione da parte del Sistema di Controllo Terna. Tutte le informazioni relative a questi aspetti, al formato dei dati, ai comandi di attivazione del test alle telemisure di potenza e frequenza non sono per noi rilevanti e non le riportiamo.

Per consentire la remunerazione dell'energia erogata per la regolazione primaria di frequenza, secondo quanto previsto nel Capitolo 7 del Codice di Rete, è necessario inviare, dato un mese di riferimento, per ogni quarto d'ora q e per ogni UP i -esima ammessa al meccanismo, le energie corrispondenti al contributo positivo e negativo alla regolazione primaria mediante modello. Esse sono rispettivamente $Q_{REGPRIM,i}^+(q)$ e $Q_{REGPRIM,i}^-(q)$ e vengono calcolate come descritto in precedenza.

Tali grandezze dovranno essere rese disponibili a Terna dall'Utente del Dispacciamento in Immissione entro il decimo giorno del mese successivo a quello di riferimento. I dati forniti ai fini del *settlement* devono coincidere con i dati di energia calcolati mediante il modello dalla UVRP.

Dalla somma algebrica dei due contributi relativi allo stesso periodo rilevante, Terna ricava il saldo netto di regolazione primaria, che è incluso nel programma di immissione del periodo rilevante valido ai fini del calcolo degli sbilanciamenti.

Per quanto riguarda i controlli a campione, Terna si riserva la facoltà di richiedere i dati registrati dalla UVRP in ogni momento e anche ai fini della ricostruzione di eventi.

Durante questi controlli Terna verifica le corrispondenze tra i dati comunicati ai fini di *settlement* e quelli disponibili su UVRP e la conformità del modello matematico utilizzato alle prescrizioni riportate nell'Allegato.

Gli esiti della verifica possono essere tre: condotta conforme, condotta non conforme, oppure condotta anomala. Quest'ultima è ritenuta transitoriamente accettabile a condizione che non si ripeta nelle eventuali verifiche a campione svolte nei 364 giorni successivi alla data di accertamento della condotta anomala.

Nell'ultima parte del documento sono presenti le informazioni relative alle certificazioni che a noi non interessano.

Durante la presentazione dei punti salienti dell'Allegato A.73 si è parlato del sistema GAUDI' (acronimo di Gestione Anagrafica Unica Degli Impianti) [77] e, per completezza, spendiamo qualche parola per capire di cosa si tratti.

Questo sistema è accessibile attraverso il sito di Terna [78], nella sezione Sistema Elettrico-Gaudì.

Il Produttore dotato di Certificato Digitale procede all'inserimento dei dati di assetto specifici per la riserva primaria e obbligatori solo ai fini della richiesta di remunerazione della riserva primaria.

Nelle Istruzioni Operative [77] sono illustrati in modo dettagliato le procedure da eseguire per effettuare la richiesta e i parametri obbligatori da inserire.

Qualora anche solo uno dei vincoli non sia rispettato, il sistema non consentirà il salvataggio dei dati fornendo un messaggio con il motivo dell'errore.

Per procedere alla richiesta l'utente deve sottoscrivere e rispettare le condizioni propedeutiche all'ammissione al meccanismo di remunerazione nelle quali dichiara:

- Di aver predisposto presso l'impianto la UVRP, conformemente all'Allegato A.73 e al Codice di Rete.
- Di aver installato e verificato gli apparati di tachiperturbografia e monitoraggio continuo (solo per UP di potenza maggiore o uguale a 100 MVA).
- Di aver ottenuto la certificazione da parte del Soggetto Accreditato della corretta installazione e funzionalità della UVRP e della corretta parametrizzazione del modello di risposta.
- Di aver completato i dati tecnici di tutti gli assetti dell'Unità di Produzione ai fini dell'accesso all'iter di abilitazione al meccanismo di remunerazione della riserva primaria.

Qualora non risultino pre-compilati i parametri obbligatori al livello di assetto, il sistema rifiuta la richiesta di abilitazione e restituisce il messaggio della Fig.3.3.

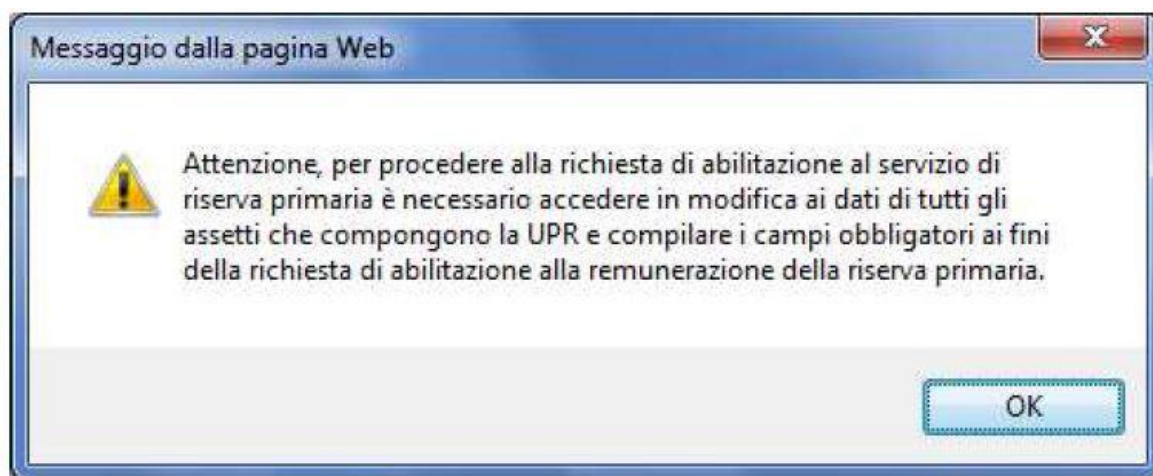


Fig. 3.3. Messaggio di errore in caso di parametri obbligatori non compilati.

Nel caso in cui la richiesta sia andata a buon fine apparirà invece il messaggio di Fig.3.4 e, dopo aver premuto OK, il sistema restituirà la maschera di gestione remunerazione riserva primaria in cui la Richiesta si troverà nello stato "IN CORSO DI VERIFICA"

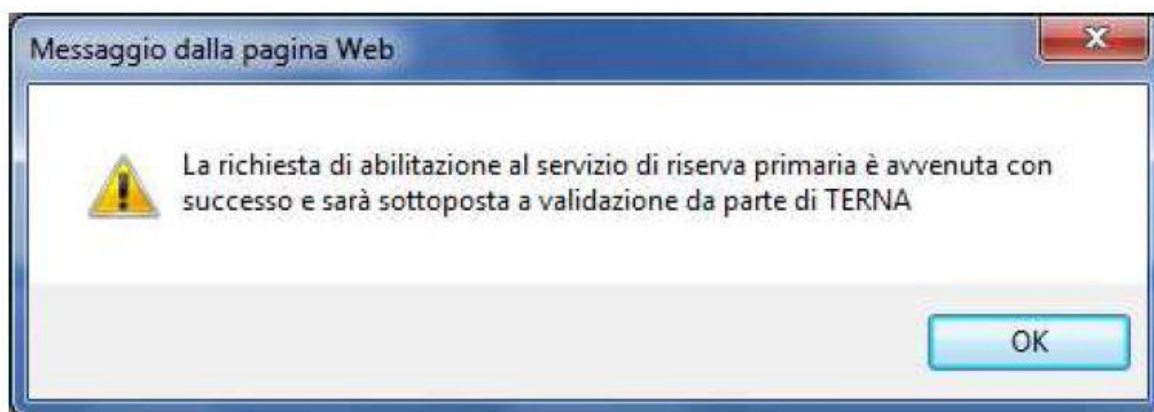


Fig. 3.4. Messaggio positivo da parte di Gaudì.

Solo quando Terna avrà confermato con esito positivo, la Richiesta Abilitazione Remunerazione Riserva Primaria passerà allo stato “ACCETTATA”.

Il Produttore potrà poi richiedere in qualsiasi momento la disabilitazione al meccanismo di remunerazione della riserva primaria tramite un pop-up in cui dovrà essere inserito obbligatoriamente il motivo della richiesta di disabilitazione.

Qualora Terna non validi positivamente la richiesta del Produttore, la maschera di gestione remunerazione riserva primaria riporterà lo stato “NON ACCETTATA”

In questo caso l’utente può richiedere nuovamente l’accesso al meccanismo di Remunerazione selezionando il tasto apposito e ripetendo le operazioni di richiesta di abilitazione.

Secondo quanto riportato in [80], la gestione transitoria del meccanismo di remunerazione dell’energia fornita quale contributo alla regolazione primaria è terminata il 31 ottobre 2014 e dal giorno seguente è attiva la gestione a regime.

In particolare, nel documento sono descritte la procedura di abilitazione valida dal 1 novembre 2014, le informazioni relative alla remunerazione dell’energia, i prezzi, i formati XML per la trasmissione dei dati e, nell’allegato 1, il modello di email per la comunicazione dei dati preliminari.

Nel prossimo Capitolo saranno presentate alcune simulazioni implementate con il software MATLAB-Simulink per il calcolo del contributo di energia fornito per il servizio di regolazione primaria e basate sulla teoria esposta nel Capitolo 1. I risultati ottenuti verranno poi presentati nel Capitolo 5 e confrontati con i valori degli sbilanciamenti di energia calcolati secondo il metodo proposto nell’Allegato A.73.

4. Capitolo 4

Presentazione dei dati e del modello MATLAB-Simulink

4.1 Introduzione

In questo Capitolo verranno presentati i dati e il modello utilizzati per un esempio di calcolo vero e proprio del contributo di energia fornita per il servizio di regolazione primaria di frequenza.

Partendo da dati reali raccolti durante tutto il 2013 in Sardegna, e sulla base della teoria esposta nel Capitolo 1 della tesi, sono stati effettuati i calcoli utilizzando il software MATLAB-Simulink della Mathworks con il quale è stato simulato il comportamento del regolatore di una UP in risposta alle deviazioni di frequenza registrate in Sardegna durante l'anno. Grazie al programma di calcolo sviluppato è dunque possibile risalire al contributo energetico effettivamente fornito dalla UP come per il servizio di regolazione primaria di frequenza.

I risultati derivanti dalle simulazioni e il confronto con i valori ottenuti applicando il metodo illustrato nel paragrafo 3.4 della tesi, e descritto nell'Allegato A.73 [76] di Terna S.p.a., verranno presentati nel Capitolo 5.

4.2 Presentazione dei dati e del caso in esame

Come già accennato nel paragrafo introduttivo di questo Capitolo, i dati utilizzati sono stati raccolti durante tutto l'arco del 2013 in Sardegna.

In particolare, sono stati misurati i valori della frequenza di rete per ogni secondo dell'anno a partire dalle 00:00:00 del primo Gennaio 2013 fino alle 23:59:59 del 31 Dicembre 2013.

Per i motivi descritti nel Capitolo 1, nelle simulazioni è stato utilizzato un regolatore di tipo polo-zero con la pulsazione $1/T_2$ dello zero maggiore di quella $1/T_1$ del polo.

I parametri utilizzati nei calcoli sono:

- $P_n = 300$ MW, potenza nominale del gruppo;
- $b_p = 0,05$, statismo permanente;
- $f_n = 50$ Hz, frequenza nominale;
- $T_2 = 3$ s, costante di tempo dello zero;
- $T_1 = 10$ s, costante di tempo del polo;
- Banda morta del regolatore = ± 20 mHz;

In base a quanto riportato negli schemi a blocchi delle Fig.1.2 e 1.8 del primo Capitolo osserviamo che i valori di frequenza misurati, che costituiscono il punto di partenza delle simulazioni, sono quelli reali e risultanti dall'azione del carico, dalla presenza di entrambe le regolazioni primaria e secondaria, e dall'inerzia del gruppo.

In base a quanto descritto dagli schemi a blocchi di Fig.4.1 e Fig.4.2 (che corrispondono a quelli introdotti nel primo capitolo in Fig.1.2 e in Fig.1.8) è dunque possibile risalire alla potenza attiva utilizzata dall'UP per la regolazione primaria tramite la regolazione in anello aperto rappresentata in Fig.4.3, dove $\Delta f = f - f_n$.

Nel calcolo, si cercherà quindi di percorrere il processo di regolazione di frequenza al contrario partendo valore finale che si ottiene nel reale anello di controllo, che corrisponde

a Δf , e risalendo alla differenza di potenza attiva rispetto al programma di produzione che, nella realtà, costituisce l'ingresso dell'anello di regolazione di frequenza.

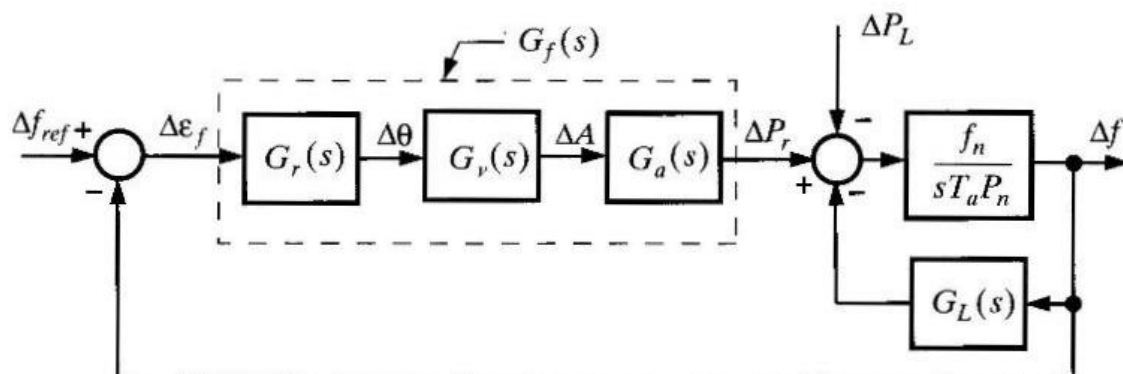


Fig. 4.1. Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo.

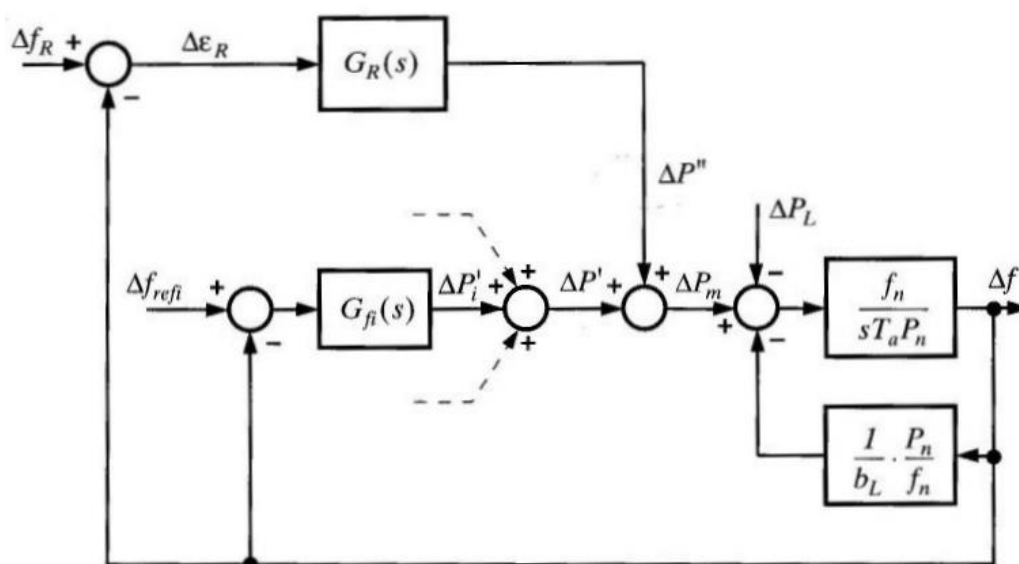


Fig. 4.2. Schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primaria e secondaria.

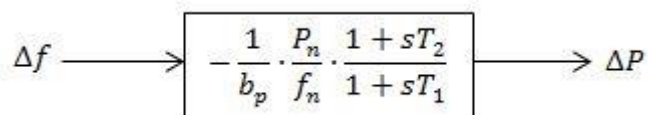


Fig. 4.3. Schema del calcolo della potenza fornita per la regolazione primaria.

Per presentare, in questo Capitolo il modello, e nel prossimo i risultati ottenuti, si farà riferimento ai calcoli relativi al mese di Gennaio poiché, come vedremo, in questo mese si sono verificate delle oscillazioni di frequenza molto interessanti e di grande interesse dimostrativo.

In Fig.4.4 è riportato l'andamento della frequenza nel mese di Gennaio.

Nel primo grafico, in blu, sono raffigurati i valori reali misurati, mentre nel secondo, in nero, si può osservare la frequenza filtrata dalla banda morta del regolatore. Nel primo grafico è anche segnato il punto di minimo della frequenza che raggiunse i 49,35 Hz alle ore 01:25:28 del 27 Gennaio.

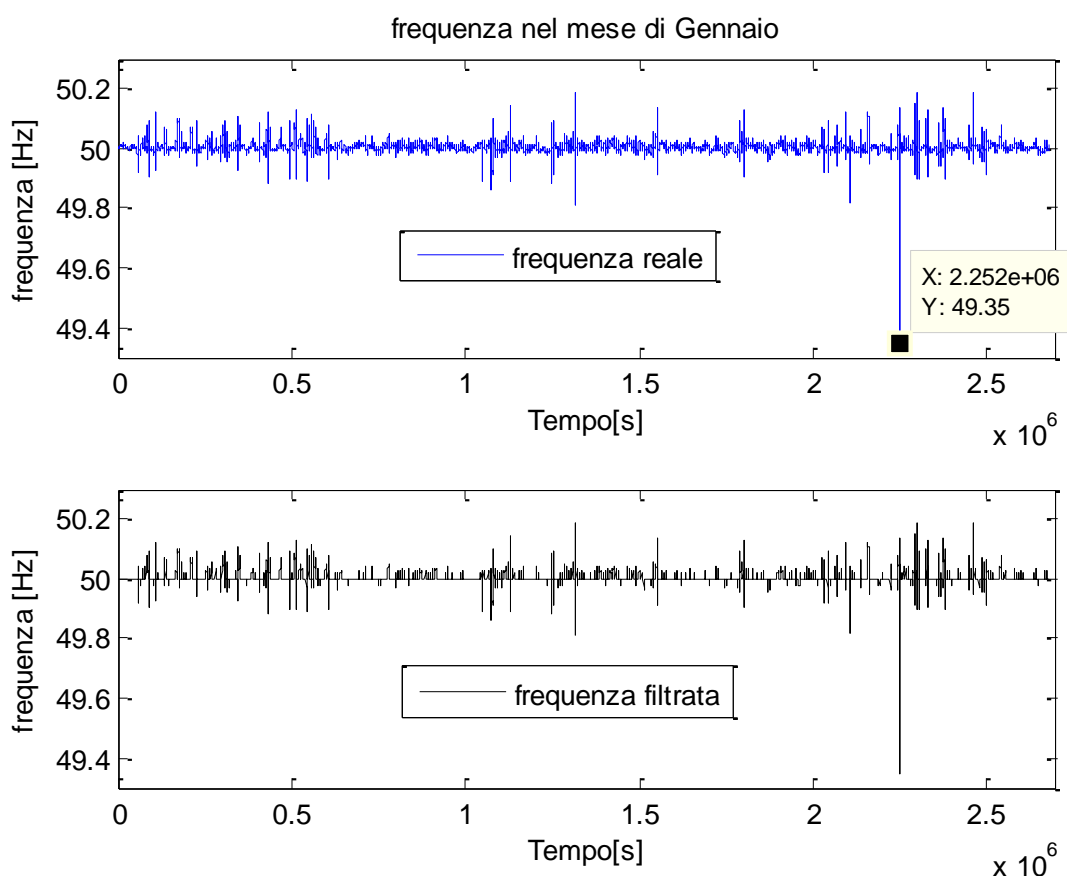


Fig. 4.4. Andamento della frequenza nel mese di Gennaio.

4.3 Calcolo delle variazioni di potenza attiva e dei contributi energetici

Vediamo ora come è stato realizzato il programma di calcolo per effettuare le simulazioni.

Per prima cosa viene ricavato in ambiente Matlab il vettore dei valori di Δf sottraendo il valore nominale di 50 Hz a tutti gli elementi del vettore delle frequenze filtrate.

Fatto questo, viene lanciata la simulazione Simulink della Fig.4.5 che esegue il calcolo descritto dallo schema di Fig.4.1.

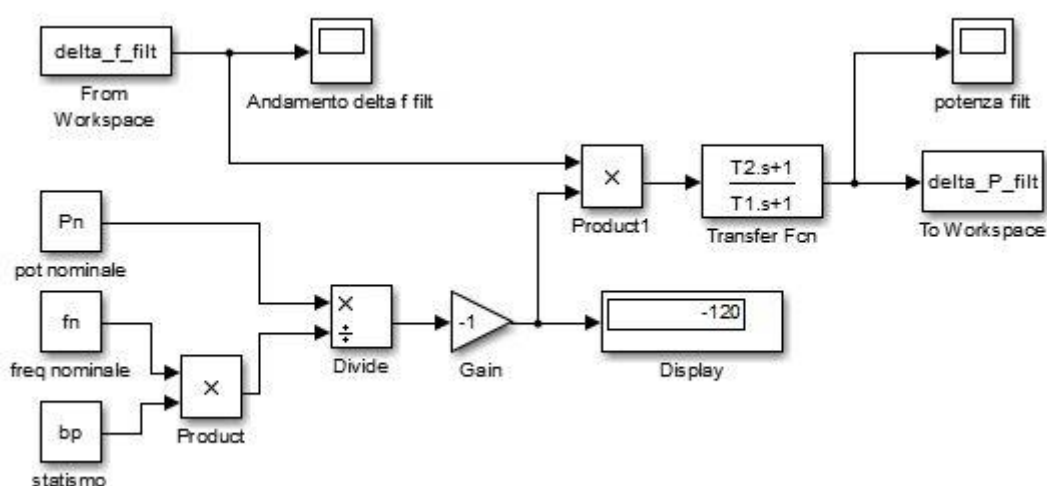


Fig. 4.5. Calcolo della potenza con Simulink.

Alla fine della simulazione, i valori di ΔP ottenuti vengono riportati in ambiente Matlab per separare i contributi positivi da quelli negativi.

Infatti, al fine di calcolare gli sbilanciamenti energetici sul quarto d'ora, è necessario integrare separatamente (nel tempo) i valori di potenza positivi e negativi.

Questa necessità deriva dal fatto che, se si calcolasse l'energia integrando semplicemente nel tempo ΔP , i contributi positivi e negativi tenderebbero a compensarsi a vicenda e il contributo effettivamente fornito non potrebbe essere remunerato.

Al fine di effettuare la separazione è stato realizzato il seguente ciclo *for* che crea le due variabili `delta_Ppos_filt` e `delta_Pneg_filt`¹⁵ e dove il valore della costante chiamata *seconds* è pari al numero di secondi presenti nel mese (e quindi al numero di dati):

```
for k=1:seconds

    if (delta_P_filt(k,1)>0)

        delta_Ppos_filt(k,1)=delta_P_filt(k,1);
        delta_Pneg_filt(k,1)=0;
    end

    if (delta_P_filt(k,1)==0)

        delta_Ppos_filt(k,1)=0;
        delta_Pneg_filt(k,1)=0;
    end

    if (delta_P_filt(k,1)<0)

        delta_Ppos_filt(k,1)=0;
        delta_Pneg_filt(k,1)=delta_P_filt(k,1);
    end

end
```

Le operazioni eseguite dal ciclo *for* sono le seguenti:

- Se il valore k-esimo di `delta_P_filt` è positivo allora viene salvato nel vettore dei valori positivi in posizione (k,1), e contemporaneamente viene posto pari a zero il k-esimo elemento del vettore dei contributi negativi.
- Nel caso in cui il valore in esame sia negativo, viene eseguito il viceversa.
- Nel caso in cui il valore k-esimo di `delta_P_filt` sia nullo, viene salvato il valore zero in entrambi i vettori.

In questo modo si ottengono due vettori separati nei quali, per ogni secondo del mese: è riportato il valore di potenza positivo o nullo per i contributi positivi, e negativo o nullo per i contributi negativi.

¹⁵ La cui dimensione è stata precedente allocata con la funzione “zeros(seconds,1)”.

A questo punto viene lanciata la simulazione Simulink di Fig.4.6, che esegue separatamente l'integrazione dei due contributi e restituisce i valori degli sbilanciamenti energetici positivi e negativi registrati in tutto il mese. Il fattore moltiplicativo 1/3600 che compare nello schema è stato introdotto per convertire i valori ottenuti in [MWs] e ottenere dei valori di energia espressi in [MWh].

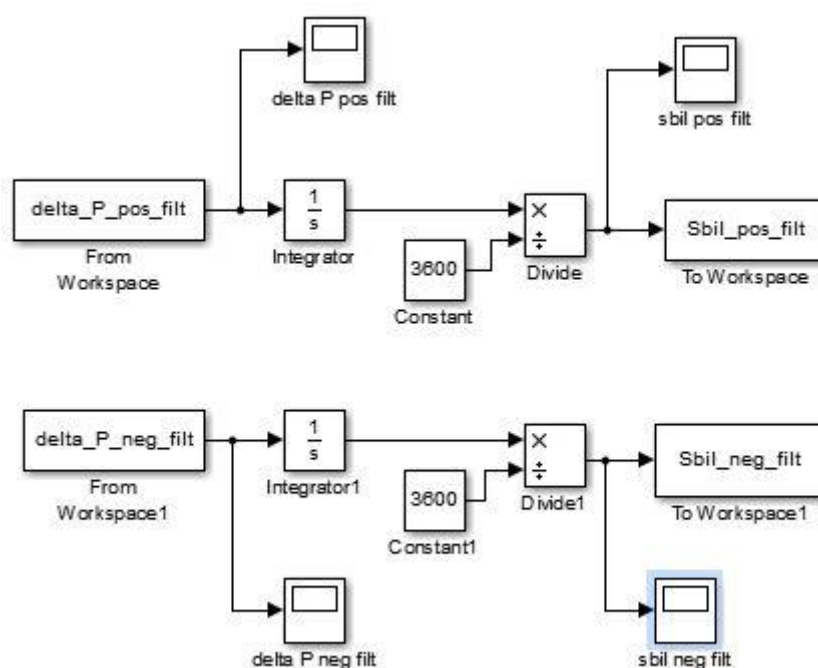


Fig. 4.6. Calcolo degli sbilanciamenti energetici con Simulink.

Per poter calcolare i contributi energetici nel quarto d'ora, che come abbiamo visto nel Capitolo precedente è identificato come periodo rilevante, è stato utilizzato un ulteriore ciclo.

Il valore di energia nel primo quarto d'ora corrisponde all'elemento in posizione 900, il valore del secondo quarto d'ora corrisponde al valore di energia in posizione 1800 meno il valore dell'elemento in posizione 900 e così via.

Il primo valore è stato calcolato separatamente poiché, per calcolarlo nel ciclo, si sarebbe dovuta compiere l'operazione: $Sbil_pos_filt(n,1) - Sbil_pos_filt(n-900,1)$ con n pari a 900, ma Matlab non riconosce l'indice di posizione zero.

Il listato Matlab utilizzato per eseguire il calcolo di cui sopra è il seguente:

```
%calcolo dello sbilanciamento energetico nel primo quarto d'ora

m=1;

n=900;

quarti_d_ora=seconds/900; %numero di quarti d'ora nel mese
Sbil_pos_15min_filt=zeros(quarti_d_ora,1); %allocazione di memoria
Sbil_neg_15min_filt=zeros(quarti_d_ora,1);

Sbil_pos_15min_filt(m,1)=Sbil_pos_filt(n,1);%calcolo del primo valore
Sbil_neg_15min_filt(m,1)=Sbil_neg_filt(n,1);

% ciclo per il calcolo degli altri sbilanciamenti energetici

n=n+900;%indice per scorrere i quarti d'ora
m=m+1;%indice per le nuove variabili

while (n<=seconds)

    Sbil_pos_15min_filt(m,1)=Sbil_pos_filt(n,1)-Sbil_pos_filt(n-900,1);
    Sbil_neg_15min_filt(m,1)=Sbil_neg_filt(n,1)-Sbil_neg_filt(n-900,1);

    n=n+900; %salto al quarto d'ora successivo
    m=m+1;%incremento l'indice delle nuove variabili

end
```

In questo modo sono stati ottenuti due vettori in cui a ogni elemento corrisponde il contributo energetico della UP in quel quarto d'ora.

Nel prossimo Capitolo vedremo l'applicazione di questo metodo utilizzando i valori di frequenza registrati nel mese di Gennaio e confronteremo i valori dei contributi energetici ottenuti tramite questa simulazione con quelli ricavati utilizzando il metodo descritto nell'Allegato A.73.

Inoltre, saranno anche presentati i risultati ottenuti eseguendo la simulazione per tutti gli altri mesi al fine di effettuare il confronto sull'intero anno.

5. Capitolo 5

Risultati ottenuti e Conclusioni

5.1 Introduzione

In questo Capitolo saranno mostrati i risultati ottenuti utilizzando il metodo esposto nel Capitolo precedente.

Grazie alle simulazioni effettuate sarà anche possibile apprezzare come un aumento di frequenza provochi una diminuzione della potenza attiva erogata e come in seguito a un calo di frequenza il regolatore risponda aumentando la potenza prodotta dalla UP.

Sarà inoltre possibile notare come una deviazione di frequenza che provochi una certa variazione di potenza sia correlata a un'energia maggiore se lo squilibrio permane per molto tempo, e minore se la perturbazione è di breve durata.

Dopo aver presentato i grafici ottenuti dalla simulazione per il mese di Gennaio, si confronteranno i risultati così trovati con i valori calcolati per lo stesso mese seguendo le indicazioni dell'Allegato A.73 descritte nel Capitolo 3.

Infine si eseguirà un confronto totale su tutto il 2013 sulla base dei risultati ottenuti simulando separatamente il comportamento dell'UP per ogni mese al fine di valutare l'accuratezza del metodo utilizzato da Terna S.p.a.

5.2 Risultati delle simulazioni

Vediamo ora i grafici ottenuti effettuando la simulazione descritta nel Capitolo precedente con i dati relativi al mese di Gennaio. L'andamento della frequenza filtrata dalla banda morta del regolatore è quello riportato in Fig.5.1.

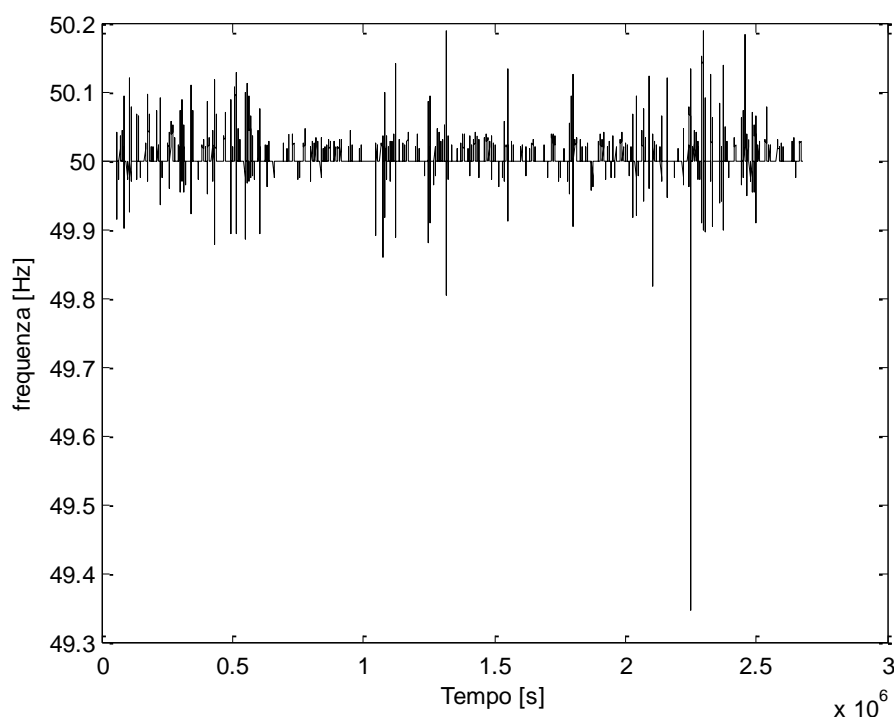


Fig. 5.1. Andamento della frequenza filtrata dalla banda morta nel mese di Gennaio.

La variazione di potenza ottenuta lanciando la simulazione Simulink di Fig.4.5. è stata riportata nel grafico di Fig.5.2, mentre in Fig.5.3 sono raffigurati i profili di variazione di potenza positivi e negativi ottenuti eseguendo il ciclo *for* descritto nel Capitolo 4.

Osservando la Fig.5.2. notiamo come il valore di ΔP ottenuto in corrispondenza della minima frequenza registrata nel mese di Gennaio sia molto elevato e pari a quasi 70 MW. Probabilmente il gruppo in regolazione avrà raggiunto il limite superiore e non avrà davvero erogato 70 MW di potenza aggiuntivi rispetto al programma, ma con i dati a disposizione non possiamo stabilirlo poiché non conosciamo il punto di lavoro iniziale.

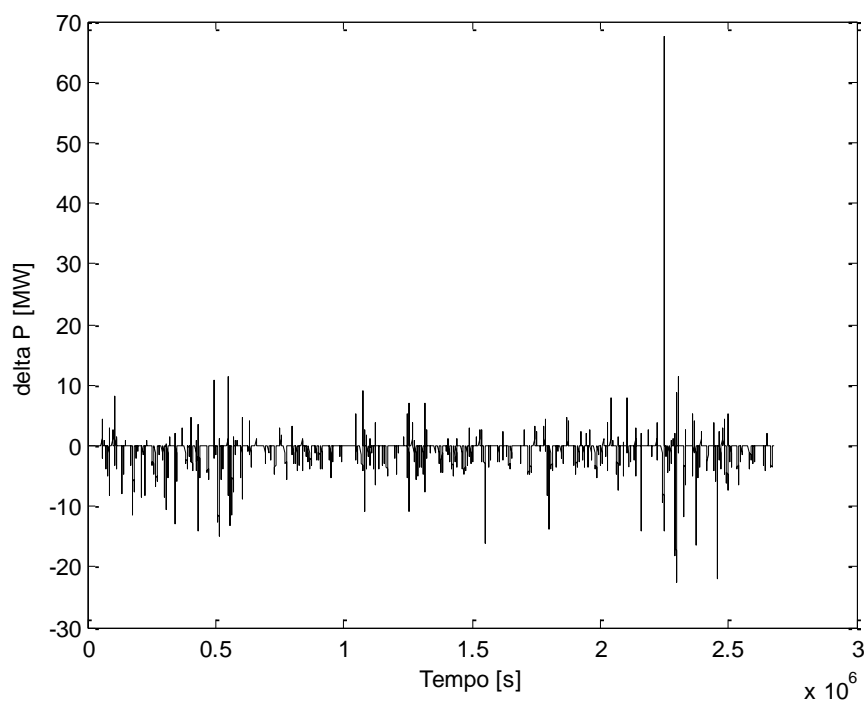


Fig. 5.2. Profilo della variazione di potenza nel mese di Gennaio.

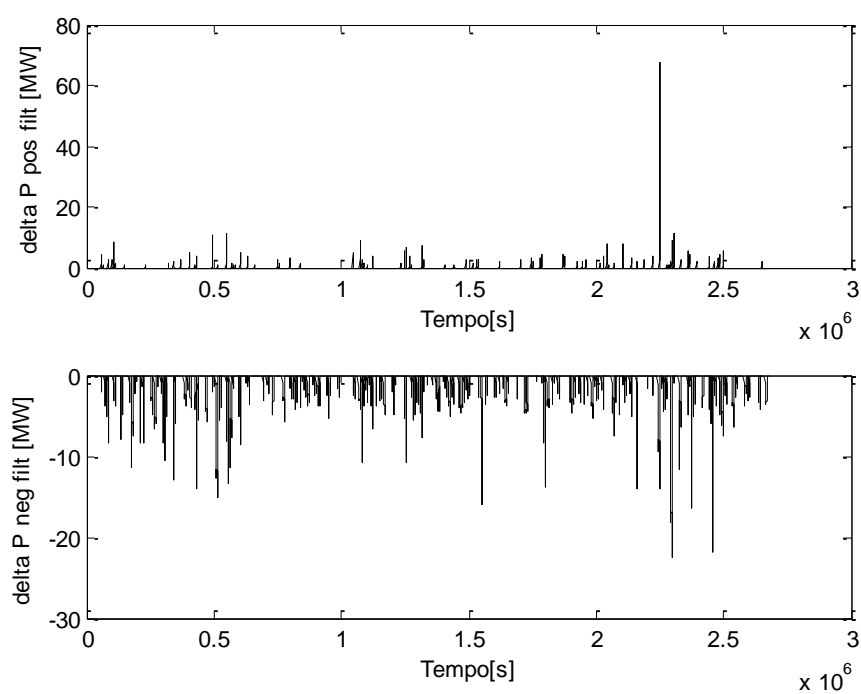


Fig. 5.3. Variazioni positive e negative di potenza rispetto al programma.

Il programma esegue poi la simulazione Simulink di Fig.4.6 e il ciclo *while* descritto nel Capitolo 4 e si ottengono i contributi energetici riportati in Fig.5.4 e Fig.5.5.

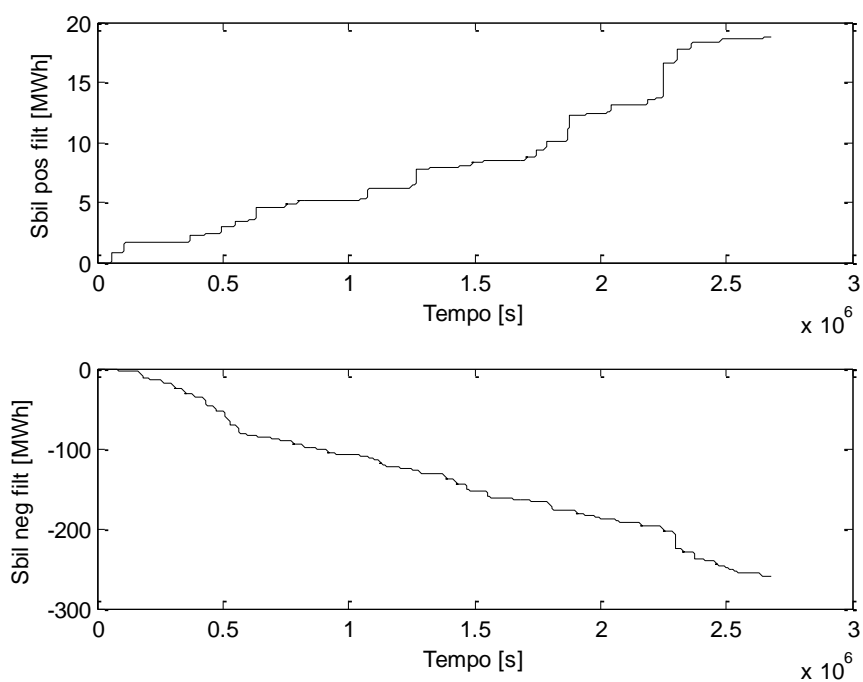


Fig. 5.4. Contributi energetici alla regolazione primaria nel mese di Gennaio.

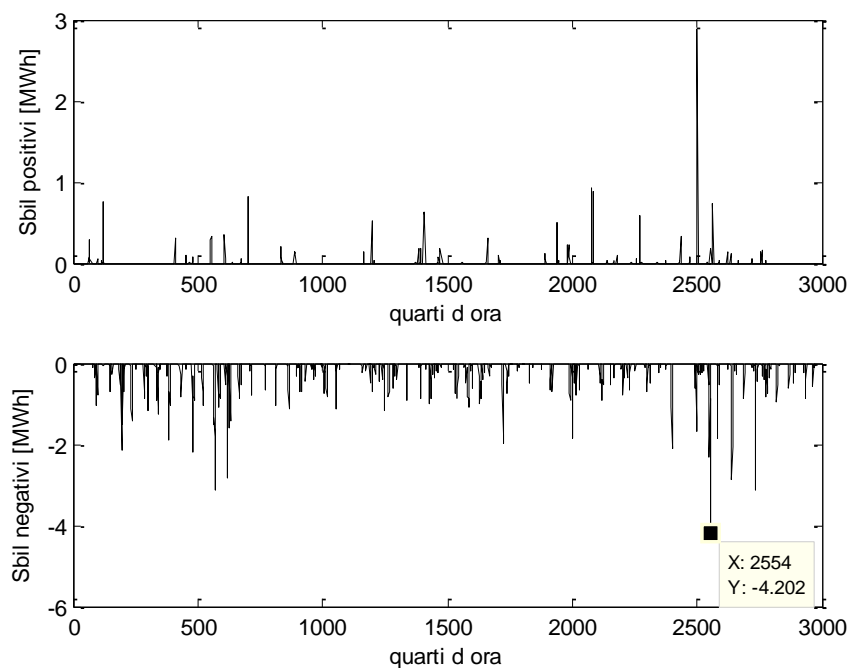


Fig. 5.5. Contributi energetici di Gennaio per ogni quarto d'ora.

Può essere interessante ora andare ad analizzare qualche caso particolare.

Osservando la Fig.5.1 notiamo come in un certo istante del mese di Gennaio la frequenza abbia raggiunto il valore di 49,35 Hz.

In Fig. 5.6. è stato ingrandito l'andamento della frequenza nel quarto d'ora compreso fra le ore 01:15:00 e le ore 01:29:59 nel quale è stato appunto raggiunto il minimo valore di frequenza del mese.

Osservando la figura notiamo subito come per i primi 400 s del quarto d'ora l'oscillazione della frequenza fosse compresa nella banda morta del regolatore che quindi non è intervenuto.

E' interessante andare a vedere l'andamento della potenza erogata dall'UP in quel quarto d'ora (vedi Fig.5.7) e il valore dello sbilanciamento (vedi Fig.5.8) che è calcolato come integrale nel tempo della variazione di potenza.

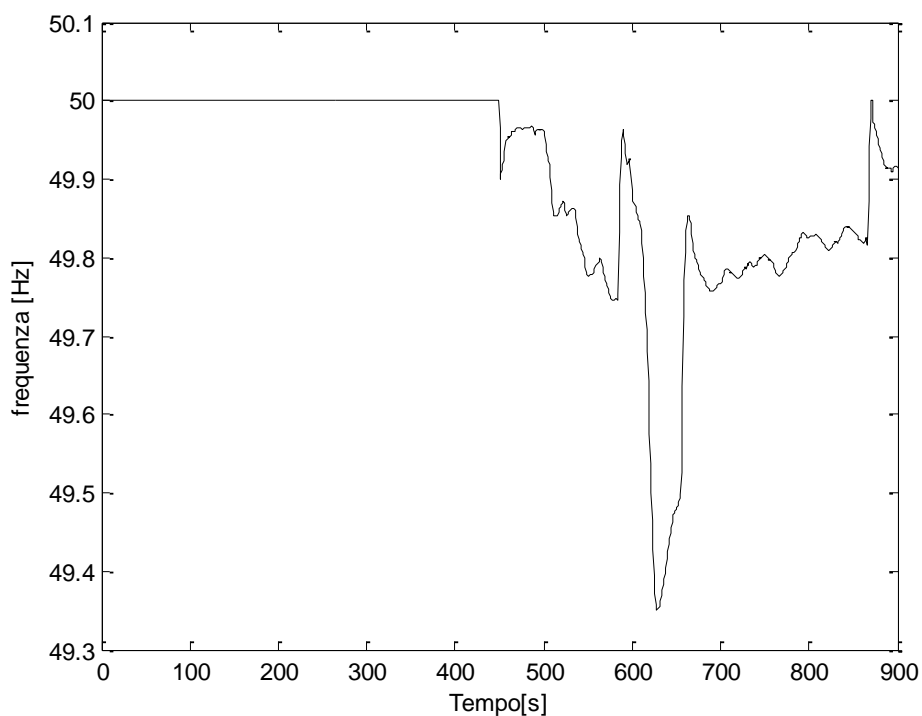


Fig. 5.6. Frequenza filtrata dalla banda morta fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01

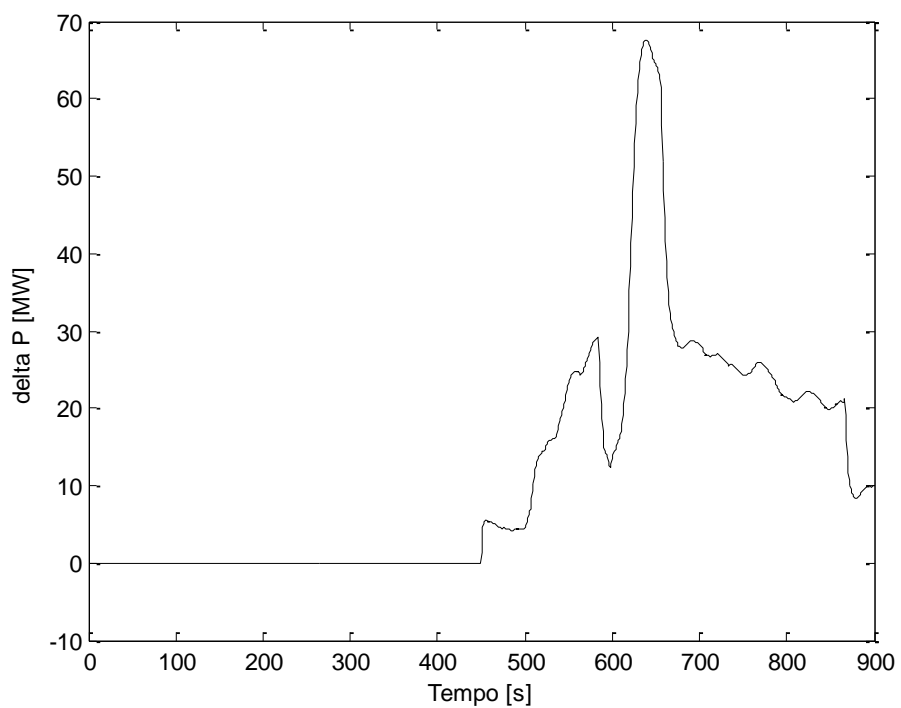


Fig. 5.7. Andamento della variazione di potenza fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01

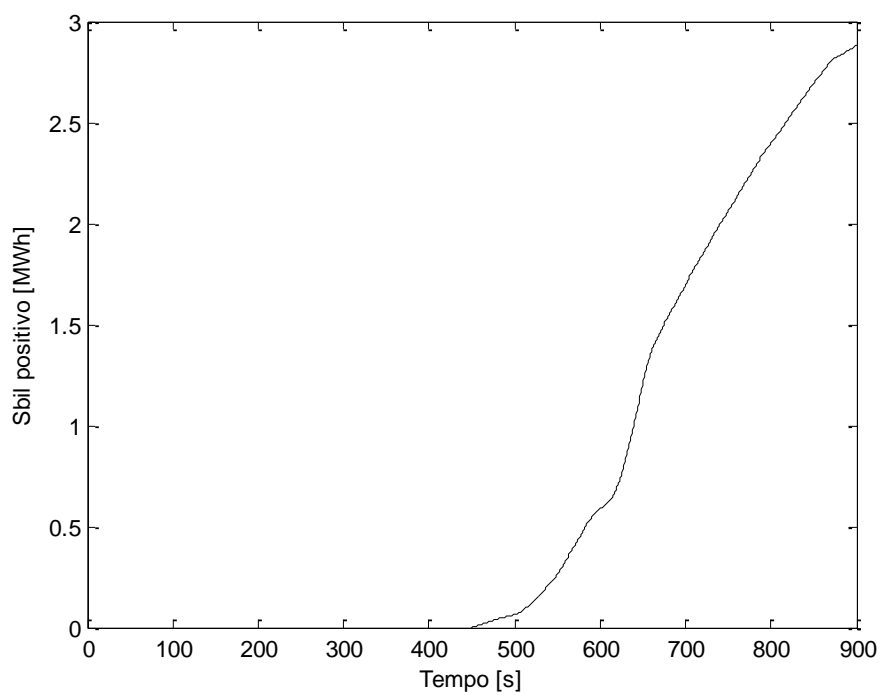


Fig. 5.8. Calcolo dello sbilanciamento fra le 01:15 e le 01:29:59 del 27/01

Se però ora osserviamo la Fig.5.5, e in particolare i valori negativi, notiamo che in un determinato quarto d'ora si è ottenuto un valore di energia di -4,20 MWh che in modulo è maggiore dei 2,88 MWh positivi registrati nel quarto d'ora in cui la frequenza raggiunse il suo valore minimo.

I -4,20 MWh sono stati registrati nel quarto d'ora numero 2554 del mese e corrispondente a quello compreso fra le ore 14:15:00 e le 14:29:59 del 27 Gennaio 2013.

L'ingrandimento dell'andamento della frequenza in quel quarto d'ora è riportato in Fig.5.9 e, osservando il grafico, notiamo come la massima variazione di frequenza non sia stata ampia come nel caso precedente, ma si vede chiaramente come il disturbo si sia protratto per tutta la durata del quarto d'ora in esame provocando una variazione sostenuta di potenza rispetto al programma.

In Fig. 5.10 è riportata la variazione di potenza conseguente a questa deviazione di frequenza e in Fig. 5.11 è rappresentato il contributo energetico, calcolato sempre come integrale della variazione di potenza nel quarto d'ora di questo secondo caso.

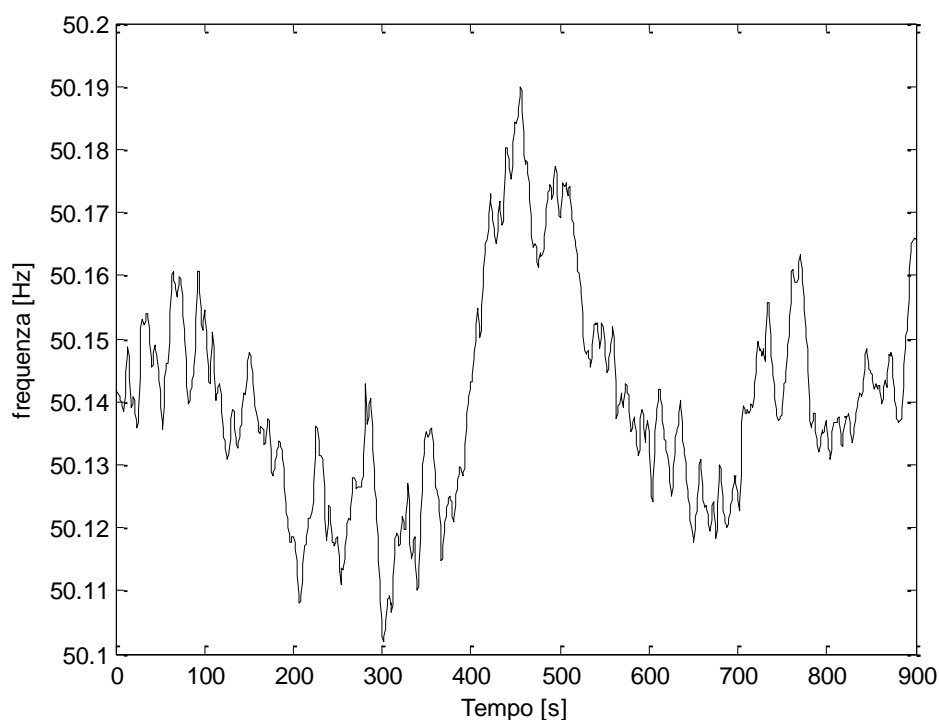


Fig. 5.9. Andamento della frequenza fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01.

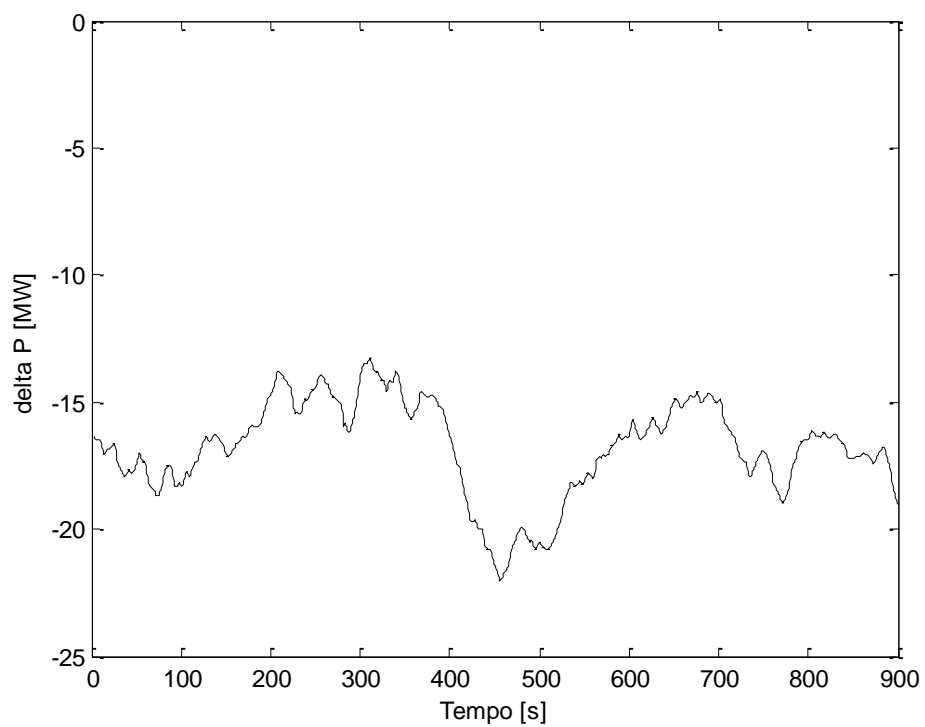


Fig. 5.10. Andamento della deviazione di potenza fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01

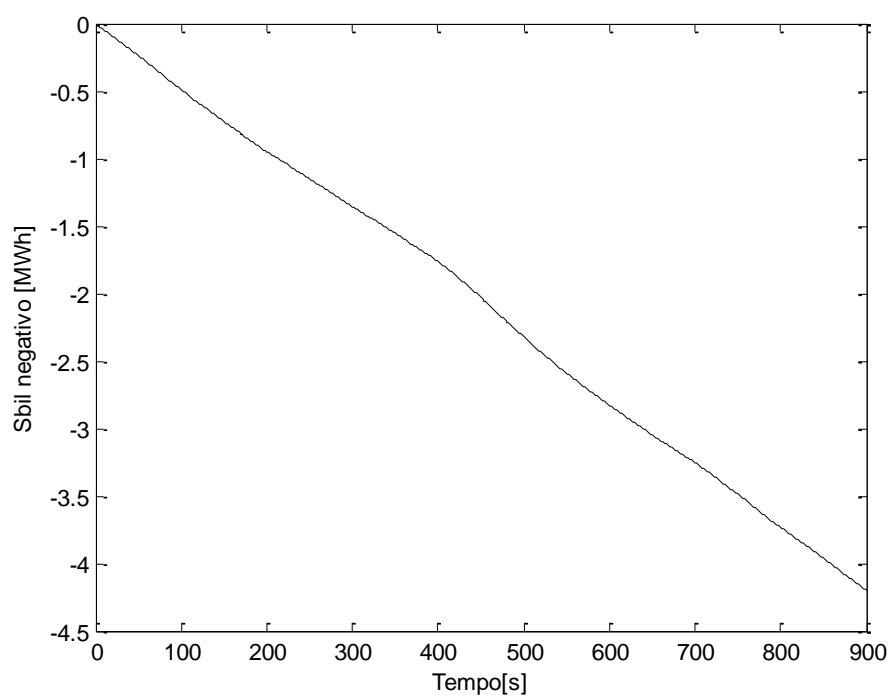


Fig. 5.11. Calcolo del contributo energetico fra le 14:15 e le 14:29:59 del 27/01

In questo secondo caso si ottiene un'energia maggiore, in modulo, poiché mediamente la variazione di potenza registrata è stata superiore.

Nel primo caso, infatti, si aveva un valore medio di ΔP pari a 11,53 MW mentre nel secondo caso esso vale -16,81 MW.

Come controprova della corretta integrazione eseguita dal programma di calcolo osserviamo che, avendo trovato i valori medi, l'energia calcolata nei due quarti d'ora mediante l'integrazione con Simulink deve corrispondere a quella che si avrebbe se ΔP fosse pari al valore medio e costante durante il quarto d'ora.

Utilizzando la formula (5.1) si ottengono infatti 2,88 MWh per il primo caso e -4,20 MWh per il secondo che corrispondono ai valori finali dei grafici di Fig. 5.8 e Fig. 5.11

$$energia [MWh] = \Delta P_{medio\ nei\ 15\ minuti} [MW] \cdot \frac{900\ s}{3600\ s/h} \quad (5.1)$$

5.3 Confronto con i calcoli eseguiti secondo l'A.73

In questo paragrafo si eseguirà il confronto fra i valori degli sbilanciamenti ottenuti tramite la simulazione e quelli calcolati seguendo il metodo descritto nell'Allegato A.73.

Secondo quanto prescritto da Terna S.p.a il calcolo deve essere eseguito filtrando i dati con un filtro di Butterworth del 2° ordine con pulsazione di taglio pari a 0,031 rad/s.

Il metodo prevede che i valori di Δf filtrati con la banda morta del regolatore siano ulteriormente filtrati con il filtro di Butterworth.

Trattandosi però di un filtro del secondo ordine, e quindi caratterizzato da due poli, ci aspettiamo che il suo effetto sia un po' diverso da quello del regolatore vero e proprio utilizzato nelle nostre simulazioni, che presenta un polo e uno zero.

In Fig.5.12 è riportato il confronto fra i contributi energetici positivi ottenuti con i due metodi e in Fig.5.13 quello fra i contributi negativi alla regolazione primaria.

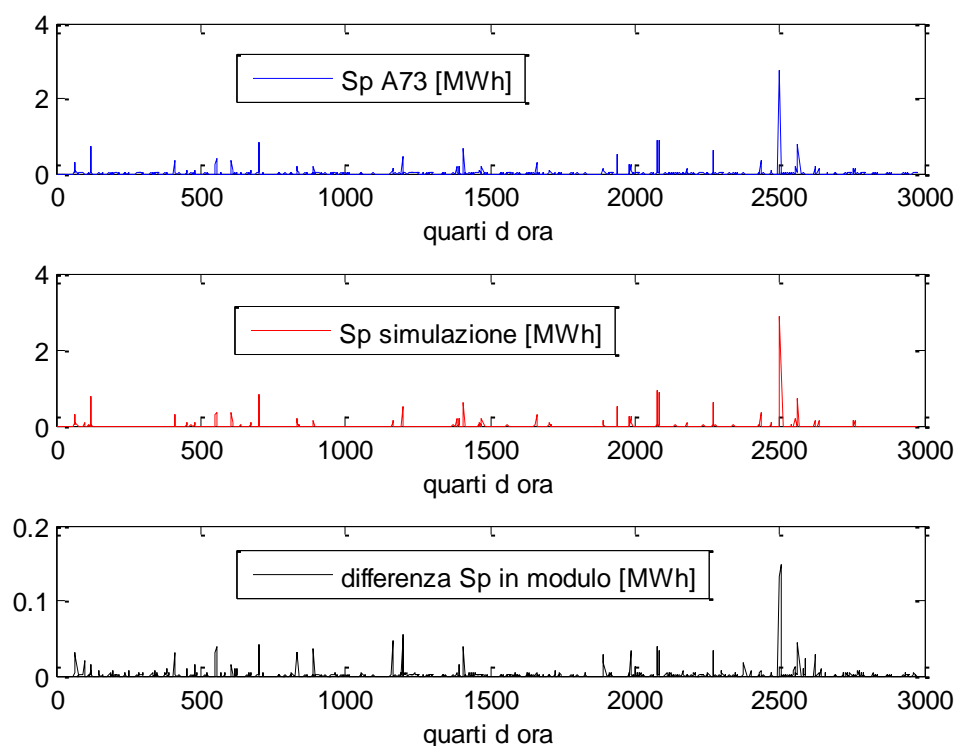


Fig. 5.12. Confronto fra i contributi energetici positivi.

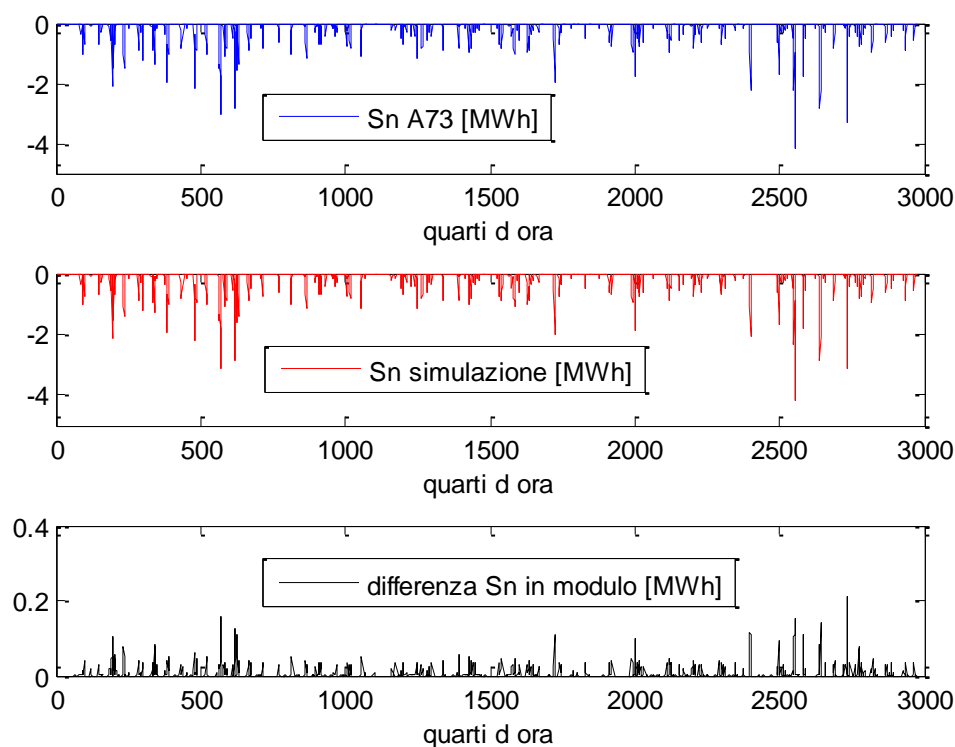


Fig. 5.13. Confronto fra i contributi energetici negativi.

Confrontando i primi due grafici di entrambe le figure ci si rende conto di come gli andamenti dell'energia ottenuti con i due metodi siano molto simili. Osservando però il terzo grafico di ogni figura, che riporta il modulo della differenza fra i valori trovati per ogni quarto d'ora, si nota come siano comunque presenti delle differenze non sempre trascurabili.

Ricordiamo che lo scopo di calcolare i contributi energetici è quello di remunerare il servizio di regolazione primaria. Sorge quindi spontaneo chiedersi se, andando a sommare i valori calcolati in tutti i mesi dell'anno, si ottengano delle differenze di energia fra i due metodi che, in termini economici, possano corrispondere a una differenza di remunerazione trascurabile o meno.

Per rispondere a questa domanda è stato eseguito il confronto su tutto l'anno.

I risultati del confronto fra gli sbilanciamenti positivi sono riportati nella Tabella 5.1, mentre quelli derivanti dal confronto fra quelli negativi sono riassunti nella Tabella 5.2.

Le grandezze riportate nella tabella sono le seguenti:

- Nella prima colonna delle due tabelle sono riportati i mesi;
- nella seconda i valori di energia calcolati secondo il metodo descritto dall'A.73;
- nella terza i valori ottenuti con le simulazioni MATLAB-Simulink;
- nella quarta colonna è riportato il valore del massimo scarto quartorario ottenuto dal confronto fra i valori calcolati con i due metodi;
- nella quinta è riportato un valore che rappresenta la somma dei moduli di tutti gli scarti quartorari ottenuti confrontando i valori calcolati con i due metodi.

Tabella 5.1. Confronto fra i valori di energia positivi ottenuti con i due metodi.

	Sp_A.73 sul quarto d'ora [MWh]	Sp_simulazioni sul quarto d'ora [MWh]	Scarto massimo sul quarto d'ora [MWh]	Somma dei moduli degli scarti quartorari [MWh]
Gen	19,30	18,70	0,148	2,42
Feb	18,55	17,95	0,131	2,30
Mar	28,24	27,27	0,071	2,94
Apr	19,20	18,65	0,047	1,47
Mag	21,82	21,74	0,115	0,32
Giu	9,73	9,38	0,052	1,21
Lug	32,42	31,97	0,153	2,83
Ago	35,24	34,71	0,087	2,47
Set	69,76	69,11	0,101	3,83
Ott	40,25	39,38	0,098	2,70
Nov	39,24	38,64	0,061	2,71
Dic	27,44	26,88	0,066	2,55
TOTALE	361,19	354,38		27,76

Tabella 5.2. Confronto fra i valori di energia negativi ottenuti con i due metodi.

	Sn_A.73 sul quarto d'ora [MWh]	Sn_simulazioni sul quarto d'ora [MWh]	Scarto massimo sul quarto d'ora [MWh]	Somma dei moduli degli scarti quartorari [MWh]
Gen	-260,54	-259,94	0,211	12,68
Feb	-363,30	-362,70	0,174	15,68
Mar	-579,94	-578,97	0,313	24,03
Apr	-363,29	-363	0,202	12,92
Mag	-290,48	-290,21	0,381	13,40
Giu	-204,15	-203,79	0,164	7,97
Lug	-313,75	-313,31	0,191	13,34
Ago	-287,40	-286,87	0,122	9,78
Set	-256,13	-255,47	0,185	10,32
Ott	-466,19	-465,32	0,229	19,55
Nov	-496,62	-496,05	0,173	15,44
Dic	-453,82	-453,25	0,239	14,24
TOTALE	-4335,62	-4328,64		169,33

5.4 Conclusioni e osservazioni

La prima cosa che si nota osservando le Tabelle 5.1 e 5.2 è come lo sbilanciamento annuale negativo sia, in modulo, di un ordine di grandezza più grande di quello annuale positivo. Questo è un indice di come nel 2013 le deviazioni di frequenza in Sardegna siano state prevalentemente positive e di come l'UP in analisi abbia, il più delle volte, contribuito alla regolazione primaria erogando meno potenza di quella programmata.

Dal confronto fra gli sbilanciamenti annuali ottenuti con i due metodi emerge una differenza trascurabile e pari a circa 7 MWh su circa 360 MWh per gli sbilanciamenti positivi e di circa 7 MWh su 4,33 GWh per gli sbilanciamenti negativi.

Possiamo dunque affermare che, ai fini della remunerazione del contributo energetico alla regolazione primaria, i due metodi possono essere considerati ugualmente validi.

Se osserviamo però i valori riportati nella quinta colonna notiamo dei dati interessanti. Quei valori rappresentano la somma, su tutto il mese in esame, dei moduli della differenza quartoraria fra gli sbilanciamenti ottenuti con le simulazioni e quelli calcolati secondo le prescrizioni dell'A.73 .

La somma degli scarti non è trascurabile, ma se confrontiamo gli sbilanciamenti mensili ottenuti con i due metodi osserviamo che essi sono molto simili. In poche parole, questo significa che le differenze sul quarto d'ora non sono trascurabili, ma se sommate con il proprio segno esse si compensano.

Per capire la ragione di questo comportamento che a prima vista non sembra molto chiaro, andiamo a osservare i diagrammi di Bode del filtro di Butterworth (Fig.5.14) e del regolatore (Fig. 5.15) ed effettuiamo un confronto fra i due (Fig.5.16).

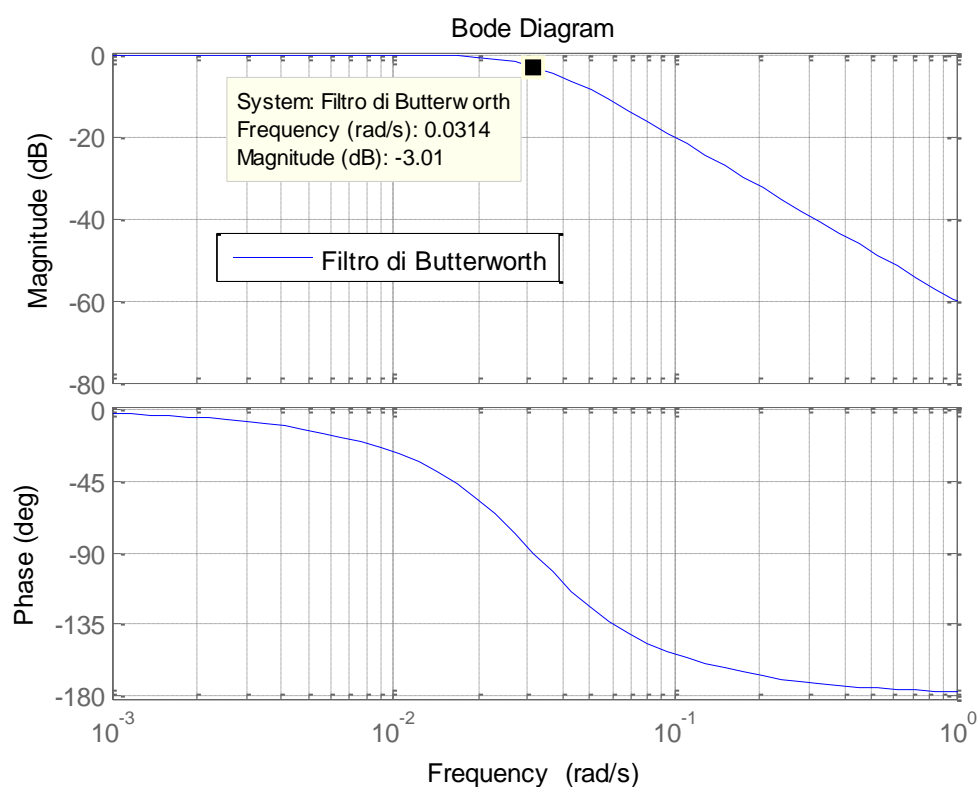


Fig. 5.14. Diagramma di Bode del filtro di Butterworth.

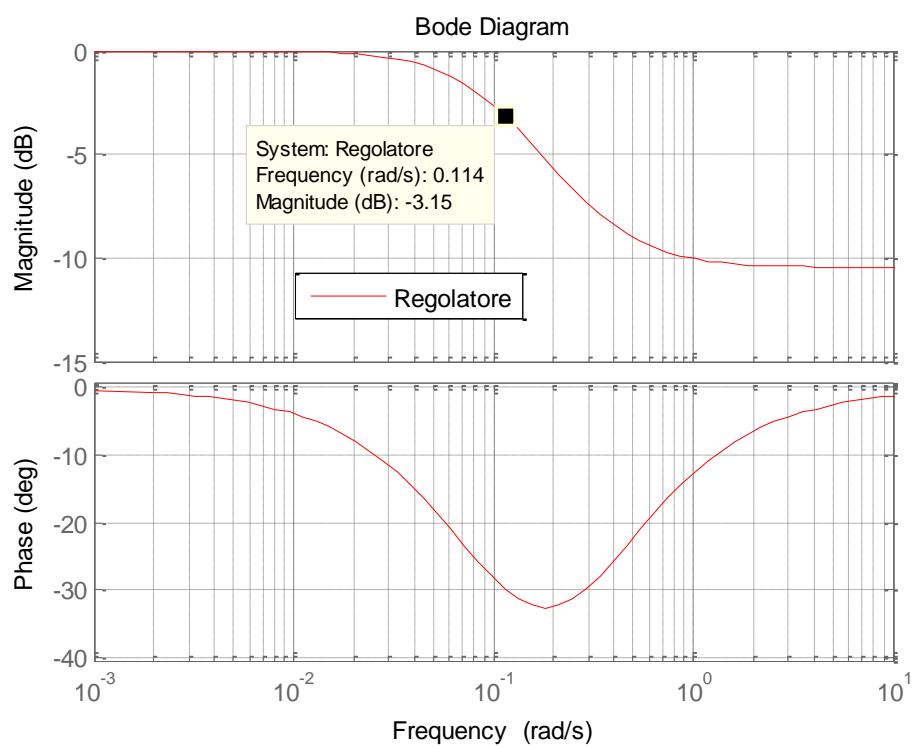


Fig. 5.15. Diagramma di Bode del regolatore.

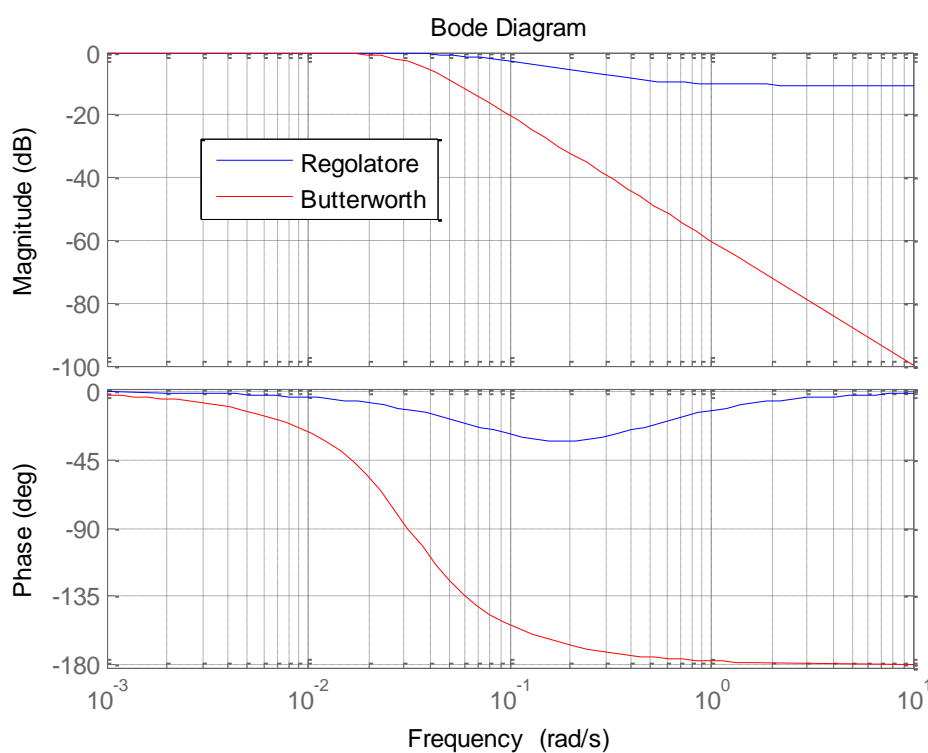


Fig. 5.16. Confronto fra i diagrammi di Bode.

Dal confronto, vediamo innanzitutto come la frequenza di taglio dei due poli del filtro di Butterworth sia inferiore rispetto a quella del polo del regolatore.

Notiamo quindi che per pulsazioni superiori a 0,0314 rad/s i due filtri agiscono sulle componenti spettrali in modi molto diversi.

Come dicevamo in precedenza però ai fini della remunerazione questi aspetti non incidono significativamente.

Possiamo dunque concludere che il metodo presentato consente di calcolare il contributo energetico di una UP nel processo di regolazione primaria partendo dai valori di frequenza misurati. Inoltre, possiamo anche affermare di aver dimostrato sperimentalmente che il metodo approssimato utilizzato da Terna è da considerarsi sufficientemente accurato, dal punto di vista pratico.

Per modificare i parametri e utilizzare il metodo proposto per il calcolo del contributo di una'altra UP basterà sostituire semplicemente i valori delle costanti di tempo, della potenza nominale, dello statismo permanente e della banda morta all'inizio del codice Matlab e lanciare il programma.

In aggiunta, osserviamo anche che il metodo proposto può essere utilizzato anche per calcolare il contributo alla regolazione primaria anche secondo le prescrizioni francesi.

Nel paragrafo 2.5 della tesi, infatti, abbiamo visto come le *Règles Services Système* [67] prescrivano di filtrare i dati utilizzando un filtro del tipo $1/(1+sT)$ con T pari a 20 s per le centrali termoelettriche e T pari a 100 s per quelle idroelettriche.

Se per esempio si volesse calcolare il contributo di una UP termoelettrica rispettando la normativa francese basterebbe impostare il valore di T_2 pari a zero, il valore di T_1 pari a 20 s e lanciare la simulazione.

Si otterrebbe infatti la funzione di trasferimento (5.2) con T_1 pari a 20s.

$$\frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \xrightarrow{T_2=0} \frac{1}{1 + sT_1} \quad (5.2)$$

Il confronto fra diagrammi di Bode del filtro di Butterworth, del regolatore utilizzato per le simulazioni, e del filtro prescritto dalla normativa francese è riportato in Fig.5.17.

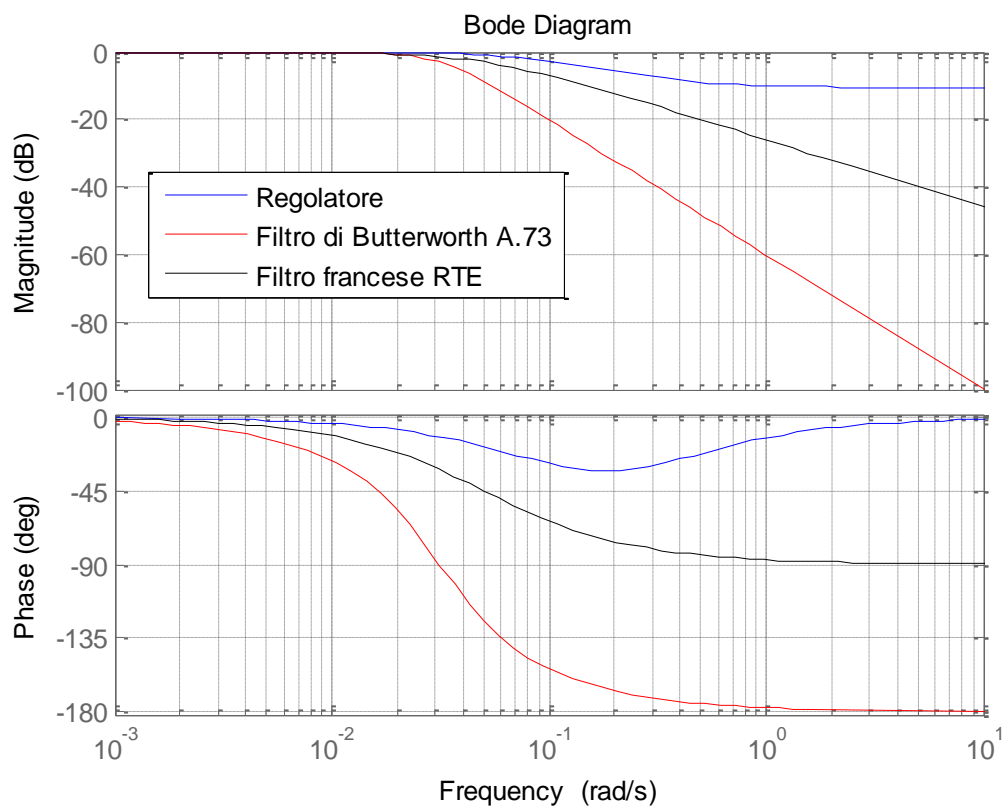


Fig. 5.17. Diagrammi di Bode del regolatore, del filtro di Terna e del filtro di RTE.

6. Bibliografia e Riferimenti

- [1] Marconato R., *Electric Power Systems Vol 1: Background and basic components*, CEI-Italian Electrotechnical Committee, 2004
- [2] Marconato R., *Electric Power Systems Vol 2: Steady-State Behaviour, Controls, Short-Circuits and Protection Systems*, CEI-Italian Electrotechnical Committee, 2004
- [3] Saccomanno F., *Electric Power System: Analysis and Control*, IEEE Press Series on Power Engineering, 2003
- [4] Marin R., Valtorta R., *Trasmissione ed interconnessione*, VI Ed., Cedam, Padova, 1973
- [5] Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R., *Power System Dynamics: Stability and Control*, II Ed. Wiley, 2008
- [6] Cavallo A., Catapane P., *Regolatore master di centrale*, Maire Engineering, Power Technology, Gennaio 2006
- [7] Ham P.A.L., Swidenbank E., Lown M., *Frequency control: specification requirements, practical problems and possible solutions*, IEEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, 08-02-1995, London, UK
- [8] Kan Weimin, Xia Junrong, Gao Lin, Dai Yiping, *Study on the Mathematical Model and Primary Frequency Regulation Characteristics of Combined Cycle Plants*, IEEE, Second International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering (MACE), 15-17 July 2011
- [9] Malusardi E., Tagliabue G., *La risposta delle centrali alla regolazione della frequenza: impatti tecnici/economici e vincoli sulle prestazioni per i vari tipi di centrale di nuova generazione e convenzionali*, Collana BT - 25 - Nov.2004 – Interazione tra sistema elettrico e centrali di produzione di energia, www.ati2000.it
- [10] Rowen W.L., *Dynamic response characteristic of heavy duty gas turbines and combined cycle systems in frequency regulation duty*, IEEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, 08-02-1995, London, UK

-
- [11] Schafstall S., *Frequency control capability of ABB Combined-cycle gas turbine power plant*, IEEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, 08-02-1995, London, UK
- [12] Cavandoli C., Crippa A., *Ancillary Services supplied to the grid: the case of Thisvi CCGT Power Plant (Greece)*, Edison S.p.a. Engineering Department, 26-06-2012
- [13] Ferrera F., Mastretta R., Traverso R., *Regolazione della tensione, Regolazione di frequenza, Carico vendibile: Le soluzioni di Ansaldo Energia*, Collana BT - 33 - Feb.2006 – Interazione tra mercato dell'elettricità, sistema elettrico e centrali di produzione, 3° ed., www.ati2000.it
- [14] *Analisi delle modalità di controllo degli impianti di produzione a ciclo combinato: studio di modalità alternative di regolazione frequenza/potenza*, Rapporto A3/042513 CESI, 30-12-2003, www.rse-web.it
- [15] Carmona S., Rios S., Peña H., Ranieri R., *Combined Cycle Unit Controllers Modification for Improved Primary Frequency Regulation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.25, No.3, August 2010
- [16] Ye Rong, Chen Hao-yong, Lou er-jun, Lu Run-ge, *The Coordination between Primary and Secondary Frequency Control Based on Differential Games*, IEEE 7th International Power Electronics and Motion Control Conference-ECCE Asia, 2-5 June 2012, Harbin, China
- [17] Ela E., Gevorgian V., Tuohy A., Kirby B., Milligan M., O'Malley M., *Market Designs for the Primary Frequency Response Ancillary Service – Part I: Motivation and Design*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.29, No.1, January 2014
- [18] Ela E., Gevorgian V., Tuohy A., Kirby B., Milligan M., O'Malley M., *Market Designs for the Primary Frequency Response Ancillary Service – Part II: Case Studies*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.29, No.1, January 2014
- [19] Yonghong Chen, Leonard R., Keyser M., Gardner J., *Development of Performance-Based Two-Part Regulating Reserve Compensation on MISO Energy and Ancillary Service Market*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.30, No.1, January 2015
- [20] Miller N.W., Shao M., Pajic S., D'Aquila R., *Eastern Frequency Response Study*, NREL, May 2013, www.nrel.gov
- [21] *Frequency Response Initiative Report – The Reliability Role of Frequency Response*, NERC, 30-10-2012, www.nerc.com

-
- [22] Miller N.W., Shao M., Venkataraman S., *Frequency Response Study*, California ISO, 09 November 2011, www.caiso.com
- [23] Illian H.F., *Frequency Control Performance Measurement and Requirements*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, December 2010, <http://certs.lbl.gov>
- [24] *BAL 003 Standard BAL-003-1 – Frequency Response and Frequency Bias Setting*, NERC, 2014, www.nerc.com
- [25] *BAL-003-1 - Detailed Implementation Timeline*, NERC, 20-08-2014, www.serc1.com
- [26] *Policy 1-Generation Control and Performance, ver.2*, NERC, 2002, www.nerc.com
- [27] *Balancing and Frequency Control*, Technical document by NERC North American Electric Reliability Corporation, January 26 2011, www.nerc.com
- [28] *Frequency Control Concerns In The North American Electric Power System*, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, December 2002, www.ornl.gov
- [29] Ela E., Milligan M., Kirgy Brendan, *Operating Reserves and Variable Generation*, NREL Technical Report, August 2011, www.nrel.gov
- [30] *Ancillary Services Participant Manual*, Alberta Electric System Operator, www.aeso.ca
- [31] *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*, NERC, Updated 03-03-2015, www.nerc.com
- [32] *Primary Frequency Response Reference Document*, Texas Reliability Entity, Performance Metric Calculations, www.texasre.org
- [33] *ERCOT concept paper – Future Ancillary Services in ERCOT*, 27-09-2013, www.ferc.gov
- [34] *NERC Reliability Standard BAL-003-1 Frequency Response & FR Performance Tool*, PJM Operating Committee Meeting, 04-09-2014, www.pjm.com
- [35] Shaofeng Xu, Wenying Chen, *The reform of electricity power sector in the PR of China*, Energy Policy 34, 2006
- [36] *China's Power Sector Reforms, Where to Next?*, International Energy Agency, OECD/IEA, 2006
- [37] Zeng Ming, Liu Ximei, Peng Lilin, *The Ancillary Services in China: An overview and key issues*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 36, 2014

-
- [38] Dai Y., Zhao P., Chang S., *Primary Frequency Control Characteristic of a Grid*, 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 3-5 June 2008, Singapore
- [39] Dai Y., Zhao T., Tian Y., Gao L., *Research on the Primary Frequency Control Characteristic of Generators in Power Systems*, 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 23-25 May 2007, Harbin, China
- [40] Chen Chen, Ping-kang Li, Wu-bin Wen, *Research on Regulation Performance Evaluation of Automatic Generation Control in Power Plants and Its Application*, IEEE Fourth International Conference on Intelligent Control and Information Processing, June 9-11 2013, Beijing, China
- [41] Park Min-Su, Chun Yeong-Han, *Introduction of Generator Unit Controller and Its Tuning for Automatic Generation Control in Korean Energy Management System (K-EMS)*, Journal of Electrical Engineering & Technology Vol.6, No.1, 2011
- [42] Hongkai Liao, Shihe Chen, Jinming Li, Wencheng Zheng, Jia Luo, Xi Zhang, *Design of AGC and primary frequency regulation monitoring and management system*, IEEE International Conference on Information and Automation, 26-28 August 2013, Yinchuan, China
- [43] Miao Li, Jianbo Sun, Xiaoping Li, *Online Evaluation of Primary Frequency Regulation Based on WAMS*, IEEE, Power and Energy Engineering Conference, 27-29 March 2012, Shanghai, China
- [44] Allaf B. A., *Power System Monitoring and Analysis*, IEEE International Energy Conference and Exhibition, 18-22 Dec. 2010, Manama, Bahrain
- [45] P. Nelson Vilotha Kuran Xavier, Muthukumar S., *Frequency Regulation by Free Governor Mode of Operation in Power Stations*, IEEE International Conference on Computational Intelligence and Computing Research, 2010
- [46] Saurabi Chanana, *Some Important Aspects of Price Based Frequency Regulation and Pricing in Competitive Electricity Markets*, PhD at National Institute of Technology Kurukshetra, April 2011, India
- [47] Agüero J.L., Beroqui M., Molina R., *Economic Transactions due to Primary and Secondary Regulation of Frequency in Argentina. Methods and Experience*, IEEE, Power Engineering Society Summer Meeting, Vol.1, 16-20 July 2000, Seattle, WA

-
- [48] *Los Procedimientos, Version XXV – Procedimientos Para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Calculo de Precios*, CAMMESA, Actualizados al 31 de Enero 2014, <http://portalweb.cammesa.com>
- [49] Chown G.A., Hedgecock J., Diya J., Chikova A., *Proposed Ancillary Services for the Southern African Power Pool*, IEEE PES Power Africa 2007 Conference and Exposition, 16-20 July 2007, Johannesburg, South Africa
- [50] *Frequency control Ancillary Services, document ref. SO_OP3708A*, AEMO, 20-03-2012, www.aemo.com
- [51] *Misurabilità dei Servizi Ancillari: analisi delle esperienze internazionali e valutazione de metodologie di verifica della resa di disponibilità e fornitura*, Rapporto A2/020794 CESI, 2002, www.rse-web.it
- [52] www.entsoe.eu
- [53] Delfanti M., Frosio L., Merlo M., Monfredini G., Pandolfi L., Rosati C., Rosati D., *Dispersed generation to provide ancillary services: AlpStore project*, IEEE, International Conference on Clean Electrical Power, 11-13 June 2013, Alghero
- [54] Qingquan Liu, Wenxia Liu, Jianhua Zhang, Yang Sun, *Research on Primary Frequency Regulation of System with Volatility of Wind Power*, 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012), 5-6 Sept. 2012, Shanghai, China
- [55] Gevorgian V., Yingchen Zhang, Ela E., *Investigating the Impacts of Wind Generation Participation in Interconnection Frequency Response*, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 29 Agosto 2014
- [56] Bevrani H., Shokoohi S., *An Intelligent Droop Control for Simultaneous Voltage and Frequency Regulation in Islanded Microgrids*, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 3, September 2013
- [57] Tomonobu Senjyu, Motoki Tokudome, Atsushi Yona, Hideomi Sekine, Toshisha Funabashi, Chul-Hwan Kim, *A Frequency Control Approach by Decentralized Generators and Loads in Power Systems*, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy, December 1-3, 2008, Johoh Baharu, Malaysia
- [58] Scherer M., Zima M., Andersson G., *An Integrated pan-European ancillary services market for frequency control*, Energy policy, 2013, vol. 62
- [59] *Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, UCTE Operation Handbook, 2009, www.entsoe.eu

-
- [60] Rebourts Y.G., *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part I: Technical Features*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.22, No.1, 01-02-2007
- [61] Lobato E., Egido I., Rouco L., *Performance Evaluation of Ancillary Services in the Turkish Power System*, Przegląd Elektrotechniczny ISSN 0033-2097, R.88, 2012
- [62] Hung W.W., *Frequency control issues in a liberalized electricity market environment*, Cigre symposium, Aprile 2003, China
- [63] Wood G. F., Hung W. W., *Generating Plant Frequency Control Services*, IEEE Colloquium on Frequency Control Capability of Generating Plant, 08-02-1995, London, UK
- [64] Juston P., Guy F., Henry S., Bertolini P., *Monitoring of generating units' contribution to Frequency and Voltage Regulation*, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th-July 2nd 2009, Bucharest, Romania
- [65] Sterpu S., *Power System Dynamic Performance: Primary Governing Frequency Response*, IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th-July 2nd 2009, Bucharest, Romania
- [66] Souque D., *Frequency control experience in French NPPs*, IAEA Technical meeting, September 2013, Paris, EDF DTG
- [67] *Règles Services Système*, 01-07-2014, RTE, <http://clients.rte-france.com>
- [68] *Attuazione della direttiva 96/02/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, Decreto Legislativo n.79 del 16 marzo 1999
- [69] *Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*, D.P.C.M. 11 maggio 2004
- [70] *Esempi di metodologia per misurazione dei servizi ancillari*, Rapporto A3/020959 CESI, 30-06-2003, www.rse-web.it
- [71] *Guida tecnica: partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza*, GRTN, 17-05-2000, www.terna.it
- [72] *Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di Rete)*, Terna S.p.a., 2005, www.terna.it
- [73] *Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del mercato elettrico, Allegato A60*, Terna S.p.a., Rev. 05 del 19-07-2013, www.terna.it
- [74] *Prescrizione tecnica: Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza, Allegato A15*, Terna S.p.a., 20-07-2008, www.terna.it

- [75] *Mercato dell'energia elettrica – revisione delle regole per il dispacciamento*, documento per la consultazione 508/2012/R/EEL, 29 novembre 2012
- [76] *Specifiche tecniche per la verifica e la valorizzazione del servizio di regolazione della frequenza*, Allegato A73, Terna S.p.a., 05-11-2013, www.terna.it
- [77] *Gaudì: gestione anagrafica degli impianti – Istruzioni Operative per il Produttore. Abilitazione alla remunerazione per il servizio di regolazione primaria di frequenza*, Terna S.p.a, versione 01 del 27 marzo 2014, www.terna.it
- [78] www.terna.it
- [79] *Nota di supporto ai file XML della Regolazione Primaria-Comunicazione dei dati di energia e dei controlli a campione*, Terna S.p.a., 2014, www.terna.it
- [80] *Avvio del meccanismo di remunerazione della regolazione primaria di frequenza*, Terna S.p.a., 2014, www.terna.it