

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria dell'Informazione
Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria
dell'Automazione



Metodi di Load Shedding nei Sistemi di Potenza Industriali

Relatore: Prof. Riccardo Scattolini
Correlatori: Dr. Marcello Farina
Dr. Alessandro Miotti

Tesi di Laurea di
Marco Giroletti
Matr. 734511

Anno Accademico 2009-2010

Estratto

Il presente elaborato di Tesi si pone come obiettivo principale quello di analizzare e sviluppare metodologie diverse di Load Shedding (detto anche alleggerimento automatico del carico) in sistemi elettrici di potenza di tipo industriale. Tali metodi rientrano nella categoria delle tecniche di controllo utilizzate nei sistemi di protezione [12], che intervengono nei casi di emergenza per preservare il funzionamento del sistema elettrico di potenza. In particolare, nel caso in esame, questi metodi sono predisposti per effettuare l'alleggerimento di carico a seguito di disservizi (ad esempio perdita di generatori) che provocano una diminuzione significativa della potenza totale generata.

Il progetto, svolto in collaborazione con Siemens Italia – Energy Automation, si è articolato in tre parti principali. Nella parte iniziale, di stampo bibliografico, è stata effettuata una ricerca approfondita di articoli [11] – [30] presenti nella letteratura scientifica specialistica, relativa ai sistemi elettrici di potenza e attinenti alle tecniche di Load Shedding per impianti industriali.

Una volta compresi i fenomeni di interesse e le grandezze di sistema da rappresentare, la seconda parte, incentrata sullo studio di una modellistica appropriata per i sistemi di potenza [6], ha avuto come esito lo sviluppo di un simulatore nell'ambiente software Matlab-Simulink [5].

Nell'ultima parte, la più importante, sono stati analizzati e messi a confronto i diversi approcci di Load Shedding presenti nella letteratura scientifica, e soprattutto è stato realizzato un nuovo metodo di Load Shedding, che rappresenta il maggiore contributo della Tesi.

Quest'ultima parte è stata condotta ancora una volta con l'ausilio di Matlab-Simulink, che ha consentito lo sviluppo software degli algoritmi di controllo corrispondenti ai diversi approcci di Load Shedding dedotti dagli articoli scientifici. Tutto ciò ha permesso, grazie ad opportuni casi di simulazione, di mettere in luce le limitazioni e le criticità dei suddetti metodi di Load Shedding e, conseguentemente, di proporre un nuovo metodo che si ponesse l'obiettivo di superare tali limiti.

Nella Tesi è stato preso in considerazione, come caso applicativo del sistema di potenza, una centrale termoelettrica in ambito industriale, eventualmente di tipo cogenerativo [22]. All'interno di questo contesto applicativo, sono state comprese ed analizzate le equazioni fisiche che descrivono il sistema in esame, ricavandone quindi il modello matematico complessivo.

Una volta verificata l'attendibilità di tale modello, si è proceduto ad implementare gli algoritmi relativi agli approcci di Load Shedding per impianti industriali: in particolare sono state realizzate le tecniche (frequency-based) basate sulla misura di frequenza e quelle (power-based) basate sulla misura di potenza; esse sono state validate sul simulatore del sistema di potenza in diverse condizioni operative e, conseguentemente, sono state messe a confronto le loro prestazioni.

In seguito, dopo aver formulato la struttura universale che, in accordo con quanto sostenuto nella Tesi, deve essere propria di un algoritmo di Load Shedding per impianti industriali, è stato realizzato un nuovo metodo di Load Shedding.

Il nuovo algoritmo raggiunge l'obiettivo prefissato di risolvere le limitazioni degli altri algoritmi implementati. In particolare, il risultato di maggiore interesse riguarda il funzionamento del sistema di Load Shedding in concomitanza con disturbi, quali variazioni dell'assorbimento di potenza. In tale situazione, che è davvero critica, tanto da poter provocare conseguenze fatali nelle reali applicazioni, il nuovo algoritmo progettato è in grado, a differenza delle altre tecniche esaminate, di intervenire con successo e preservare il funzionamento del sistema elettrico di potenza.

Abstract

The main purpose of this Thesis is to analyse and develop different methodologies for Load Shedding in industrial power systems. These methods belong to the set of control techniques used in power systems protection schemes [12], which act in emergency contingencies to preserve the stability of the power system. In particular, in the case examined in this Thesis, the methods mentioned are aimed to shed loads, after the occurrence of power shortage (e.g. loss of power generation), which causes a significant decrease in the total generated power.

The project, developed in partnership with Siemens Italia – Energy Automation, consisted of three main parts. In the first part exhaustive research was carried out to find scientific documents [11] – [30] relative to Load Shedding and industrial power systems.

Once the specific phenomena had been studied and the system variables identified and fixed, the second part, centred on the modelling of a power system [6], resulted in the development of a simulator in the Matlab-Simulink software environment [5].

In the final part, the most important one, the different methods of Load Shedding, originating from the scientific literature, were analysed and compared. In particular, a new method of Load Shedding was developed: this is the most important content of the Thesis.

This final part of the Thesis was again carried out with the aid of Matlab-Simulink environment, which allowed the development of the software for testing the control algorithms corresponding to the methods derived from scientific literature. Thanks to the appropriate test cases, the limitations and critical points of the above mentioned methods were revealed and, consequently, a new method able to overcome these limits was devised.

In the Thesis, a steam and/or gas turbine plant and possibly also a CHP (Combined Heat and Power) [22] plant were considered as an application scenario. In this application context, the physical equations describing the behaviour of the power system were studied and the comprehensive mathematical model was developed.

Once the reliability of the model was verified, the Load Shedding algorithms for industrial power systems were implemented. In particular, two types of methods were performed and analysed: the frequency-based and the power-based techniques; these were tested using the power system simulator in different operating conditions and, consequently, their performances were compared.

Then, after having formulated the proper structure that is required for a Load Shedding algorithm for industrial power systems, a new method for Load Shedding was developed.

The new algorithm achieves its target of overcoming previous algorithms limits. In particular, the most important result is regarding the critical situations, in which Load Shedding control has to act in concomitance with disturbances, such as variations in power consumption. In this situation, which could lead to fatal consequences in real application, the newly designed algorithm, unlike other evaluated techniques, is able to act properly by successfully preventing the power system collapse.

Indice

Estratto	i
Abstract	iii
Indice	v
Lista delle Figure	ix
Lista delle Tabelle	xv
Lista dei Simboli	xvii
Capitolo 1 Introduzione	1
1.1 Motivazioni	1
1.2 Classificazione dei sistemi di Load Shedding.....	3
1.3 Schema generale della Tesi.....	5
Capitolo 2 Descrizione di un sistema di potenza in ambito industriale	7
2.1 Introduzione ai sistemi elettrici di potenza	7
2.2 Componenti di un sistema elettrico di potenza in ambito industriale	9
2.3 Fenomeni di interesse nel sistema di potenza ai fini del controllo di Load Shedding in ambito industriale	11
2.4 Definizione delle variabili di sistema.....	13
2.5 Misure disponibili	14
2.6 Attuatori	16
Capitolo 3 Modellistica dei sistemi di potenza per la rappresentazione di potenza e frequenza	17
3.1. Modello dei fenomeni meccanici nei generatori elettrici: equazione meccanica espressa in forma di bilancio di potenza	18
3.2 Regolazione primaria di frequenza	21

3.2.1	Struttura dell'anello di regolazione della velocità di un gruppo turbina-alternatore.....	21
3.2.2	Sintesi del regolatore primario.....	28
3.3	Estensione del modello meccanico dei generatori ad una rete a molte macchine	31
3.4	Contributo dei carichi rotanti all'equazione meccanica.....	34
3.5	Necessità di una ripartizione di potenza regolante tra più gruppi.....	36
3.6	Errore di frequenza non nullo a regime in regolazione primaria	38
3.7	Regolazione secondaria di frequenza.....	39
3.7.1	Struttura dell'anello di regolazione secondaria della frequenza	39
3.7.2	Struttura del regolatore secondario	44
3.7.3	Sintesi del regolatore secondario	49
	Capitolo 4 Analisi dei transitori di frequenza e potenza a seguito di perturbazioni	51
4.1	Riserva rotante	52
4.2	Transitori a seguito di piccole perturbazioni.....	53
4.3	Transitori a seguito di grandi perturbazioni	62
4.4	Load Shedding (alleggerimento automatico del carico)	64
	Capitolo 5 Realizzazione del simulatore di un sistema di potenza	69
5.1	Modello del sistema di potenza.....	69
5.2	Sistema sotto controllo.....	71
5.2.1	Blocco dei generatori	72
5.2.2	Blocco dei carichi.....	73
5.2.3	Blocco della rete.....	74
5.3	Modello del sistema di controllo.....	76
5.3.1	Regolazione di frequenza.....	76
5.3.2	Sistema di Load Shedding: definizione delle interfacce	79
5.4	Andamento della frequenza a seguito di un deficit di potenza nel simulatore.....	81
	Capitolo 6 Load Shedding	87
6.1	Introduzione	87
6.2	Struttura di un algoritmo di LS per impianti industriali.....	88
6.3	Metodi di Mismatch Detection e Power Computing	90

6.4	MD e PC nel power-based Load Shedding	92
6.4.1	MD nel power-based Load Shedding.....	92
6.4.2	PC nel power-based Load Shedding	93
6.5	MD e PC nel frequency-based Load Shedding.....	95
6.5.1	MD nel frequency-based Load Shedding.....	96
6.5.2	PC nel frequency-based Load Shedding	101
6.6	Considerazioni sugli approcci power-based e frequency-based	105
6.6.1	Interpretazione sistemistica del LS	105
6.6.2	Limiti e criticità degli algoritmi di MD e PC del f-bLS e del p-bLS	106
6.7	MD e PC nell'Hybrid frequency-based Load Shedding	107
6.7.1	Motivazioni	107
6.7.2	MD nell'Hybrid frequency-based Load Shedding.....	109
6.7.3	PC nell'Hybrid frequency-based Load Shedding	114
6.7.4	Funzioni ausiliarie nell'Hybrid frequency-based Load Shedding	115
6.7.5	Considerazioni sugli algoritmi di MD e PC nell'Hf-bLS	118
6.8	Metodi di Load Selection.....	120
6.8.1	Algoritmo dinamico di LSe.....	121
6.9	Tavole riassuntive degli algoritmi di LS presentati	125
Capitolo 7 Prestazioni degli algoritmi di Load Shedding		129
7.1	Simulazione sul sistema di potenza degli algoritmi di MD e PC.....	129
7.2	Aggiornamento delle potenze	131
7.3	Primo caso di studio.....	132
7.3.1	Presentazione del primo caso di studio	132
7.3.2	Risultati nel primo caso di studio.....	134
7.4	Secondo caso di studio.....	149
7.4.1	Presentazione del secondo caso di studio	149
7.4.2	Risultati nel secondo caso di studio	151
7.5	Simulazione sul sistema di potenza degli algoritmi di LSe	172
Capitolo 8 Conclusioni e possibili sviluppi futuri		179
8.1	Contributo della Tesi.....	179
8.2	Considerazioni finali sugli approcci Hf-bLS e p-bLS	180

Appendice A Modello del sistema di adduzione di un generatore termoelettrico	185
A.1 Modello di impianto linearizzato attorno ad una condizione di equilibrio (rappresentazione per piccole variazioni).....	186
A.1.1 Modello della caldaia	186
A.1.2 Modello della valvola: caratteristica statica portata-apertura	187
A.1.3 Modello della turbina: espressione linearizzata della potenza meccanica sviluppata nella fase di espansione del vapore.....	188
A.1.4 Modello complessivo del sistema di adduzione.....	189
A.2 Rappresentazione del modello di impianto per grandi variazioni.....	190
A.3 Regolatori di velocità.....	192
Appendice B Implementazione del sistema di controllo di Load Shedding in ambiente Matlab-Simulink	195
B.1 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel power-based Load Shedding.....	195
B.1.1 Implementazione dell'algoritmo p-bMD	195
B.1.2 Implementazione dell'algoritmo p-bPC.....	198
B.2 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel frequency-based Load Shedding	199
B.2.1 Implementazione della pre-elaborazione di f-bMD e f-bPC.....	199
B.2.2 Implementazione della parte dinamica dell'algoritmo f-bMD	200
B.2.3 Implementazione della parte dinamica dell'algoritmo f-bPC	203
B.3 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel'Hybrid frequency-based Load Shedding	205
B.3.1 Implementazione dell'algoritmo Hf-bMD	205
B.3.2 Implementazione dell'algoritmo Hf-bPC.....	205
B.3.3 Implementazione delle funzioni ausiliarie	209
B.4 Implementazione dell'algoritmo dynamic Load Selection	211
Bibliografia	219
Ringraziamenti	223

Lista delle Figure

Fig.2.1.	Schema di principio di un gruppo di una centrale elettrica	10
Fig.2.2.	Schema di principio di un sistema di potenza in ambito industriale	12
Fig.2.3.	Rappresentazione grafica del caso (b) per variazioni di una o più misure di una generica periferica	15
Fig.3.1.	Schema di principio per la regolazione della velocità di un gruppo	22
Fig.3.2.	Schema a blocchi linearizzato di regolazione di velocità di un gruppo	23
Fig.3.3.	Diagramma asintotico del modulo di $G_f(s)$ (funzione di trasferimento tra errore di frequenza e potenza meccanica)	26
Fig.3.4.	Caratteristica statica ($t = \infty$) frequenza-potenza: a) in valori assoluti, b) in valori relativi	27
Fig.3.5.	Diagramma di Bode asintotico del modulo di $I_{fp}(s)$	29
Fig.3.6.	Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria della frequenza per una rete a molte macchine	33
Fig.3.7.	Schema di principio della regolazione secondaria della frequenza	40
Fig.3.8.	Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria e secondaria di n_p gruppi (per semplicità si assume $n_s = n_p$)	41
Fig.3.9.	Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria e secondaria della frequenza	42
Fig.3.10.	Schema a blocchi con regolazioni primarie e secondaria rielaborato con $\Delta f_{rif,i} = 0$	43
Fig.3.11.	Schema a blocchi per la sintesi del regolatore di rete	43
Fig.3.12.	Struttura di $G_R(s)$	45
Fig.3.13.	Schema di principio della regolazione primaria e secondaria della frequenza	45
Fig.3.14.	Regolatore di velocità per un gruppo termoelettrico con riferimento di potenza (segnale aggiuntivo proveniente dal regolatore secondario)	47
Fig.3.15.	Caratteristica statica $P_{rif} - L$	47
Fig.3.16.	Schema a blocchi tra errore di frequenza e riferimenti di potenza	48
Fig.4.1.	Schema a blocchi semplificato per l'analisi dei transitori di frequenza per piccole perturbazioni	55
Fig.4.2.	Andamenti temporali normalizzati delle variazioni di frequenza e della sua derivata	61
Fig.4.3.	Schema a blocchi semplificato per l'analisi dei transitori di frequenza per grandi perturbazioni	63
Fig.4.4.	Transitori di frequenza in presenza (1) e in assenza (2) di riserva rotante a sufficienza	64

Fig.4.5.	Scelta delle δf_{\min} e δf_{\max} in base agli andamenti qualitativi della frequenza a seguito di bruschi deficit di potenza e in assenza di riserva rotante	67
Fig.4.6.	Asservimento alla derivata della frequenza del carico sotto alleggerimento automatico basato sulla frequenza.....	67
Fig.5.1.	Schema del sistema complessivo.....	69
Fig.5.2.	Schema di alto livello del modello del sistema di potenza.....	70
Fig.5.3.	Schema del blocco dei generatori.....	72
Fig.5.4.	Schema del blocco del singolo generatore (termoelettrico)	73
Fig.5.5.	Schema del blocco dei carichi	74
Fig.5.6.	Schema del blocco di rete	75
Fig.5.7.	Schema del blocco di inerzia di rete.....	75
Fig.5.8.	Schema del blocco di regolazione della frequenza.....	76
Fig.5.9.	Luogo delle radici e diagrammi di Bode di $l_{fp}(s)$, trascurando la dinamica di steam-chest	77
Fig.5.10.	Luogo delle radici e diagrammi di Bode di $l_{fp}(s)$, includendo la dinamica di steam-chest	78
Fig.5.11.	Schema concettuale del funzionamento del sistema di controllo di Load Shedding.....	80
Fig.5.12.	Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 5 % all'istante $t = 1$ s	82
Fig.5.13.	Dettaglio della Fig. 5.12 negli istanti successivi al deficit di potenza ..	83
Fig.5.14.	Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 30 % all'istante $t = 1$ s	84
Fig.5.15.	Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 10 % all'istante $t = 1$ s	85
Fig.6.1.	Struttura dell'algoritmo di controllo di LS.....	89
Fig.6.2.	Metodologie di LS	90
Fig.6.3.	Aggiornamento periodico di $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e di $\mathbf{P}_{l,u}(t)$	91
Fig.6.4.	a) Algoritmo di sf-bMD b) Algoritmo di ff-bMD	100
Fig.6.5.	Intervalli tra soglie di derivata della frequenza e corrispondenti alleggerimenti.....	103
Fig.6.6.	Struttura dell'algoritmo Hf-bLS	109
Fig.6.7.	Andamento qualitativo della derivata della frequenza a seguito di un disturbo di carico e di un successivo deficit di potenza	110
Fig.6.8.	Andamento qualitativo della derivata della frequenza a seguito di un deficit di potenza e del successivo intervento ordinario del sistema di LS	111
Fig.6.9.	Significato dei valori assunti da $\Delta df_d(t)/dt$ e $e_{fd}(t)$ in relazione all'andamento temporale della derivata della frequenza	112
Fig.7.1.	Andamenti possibili della potenza dei generatori aggiornata.....	132
Fig.7.2.	Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	136

Fig.7.3.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del p-bLS	136
Fig.7.4.	Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del p-bLS a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	137
Fig.7.5.	Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del p-bLS.....	138
Fig.7.6.	Dettaglio della derivata della frequenza nell'intorno di t_d e soglie di derivata	139
Fig.7.7.	Alleggerimento con f-bLS e sf-bMD a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	140
Fig.7.8.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con sf-bMD)	141
Fig.7.9.	Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del f-bLS (con sf-bMD) a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	141
Fig.7.10.	Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con sf-bMD).....	142
Fig.7.11.	Alleggerimento con f-bLS e ff-bMD a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	143
Fig.7.12.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con ff-bMD).....	143
Fig.7.13.	Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del f-bLS (con ff-bMD) a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.....	144
Fig.7.14.	Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con ff-bMD)	144
Fig.7.15.	Andamenti della riserva rotante e della frequenza a fronte di un deficit di potenza $d = 0,3$ p.u. e del conseguente intervento dell'Hf-bLS, al variare del parametro Δd	146
Fig.7.16.	Alleggerimento con Hf-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.	147
Fig.7.17.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento dell'Hf-bLS	148
Fig.7.18.	Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento dell'Hf-bLS a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.	148
Fig.7.19.	Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento dell'Hf-bLS.....	149
Fig.7.20.	Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s	155

Fig.7.21. Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s	155
Fig.7.22. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s	156
Fig.7.23. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s	157
Fig.7.24. Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s	157
Fig.7.25. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s	158
Fig.7.26. Alleggerimenti con Hf-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)	159
Fig.7.27. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)	160
Fig.7.28. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. con disturbo di carico	160
Fig.7.29. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento dell'Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)	161
Fig.7.30. Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,283$ p.u. in presenza di disturbo di carico	163
Fig.7.31. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS	163
Fig.7.32. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. con disturbo di carico	164
Fig.7.33. Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento di Hf-bLS	164
Fig.7.34. Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3198$ p.u. in presenza di disturbo di carico	166

Fig.7.35.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS	166
Fig.7.36.	Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. con disturbo di carico	167
Fig.7.37.	Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento di Hf-bLS	167
Fig.7.38.	Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3233$ p.u. in presenza di disturbo di carico	169
Fig.7.39.	Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS	169
Fig.7.40.	Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. con disturbo di carico	170
Fig.7.41.	Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento di Hf-bLS	170
Fig.7.42.	Andamento temporale dello stato dei carichi nel caso 1	174
Fig.7.43.	Andamento temporale dello stato dei carichi nel caso 2	175
Fig.A.1.	Schema di principio di un impianto termoelettrico	185
Fig.A.2.	Caratteristiche statiche portata-apertura valvole per le turbine termiche al variare della pressione del vapore surriscaldato. a) ammissione ad arco totale, b) ammissione ad arco parziale	187
Fig.A.3.	Schema a blocchi linearizzato comprensivo di caldaia e turbina di un impianto termoelettrico	190
Fig.A.4.	Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità della turbina e del sistema di adduzione di un gruppo termoelettrico (sono trascurate le variazioni di pressione e il funzionamento è "caldaia segue")	191
Fig.A.5.	Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità per turbine a gas	191
Fig.A.6.	Schema a blocchi linearizzato di un regolatore di velocità per gruppi termoelettrici	193
Fig.B.1.	Schema Simulink di p-bMD	196
Fig.B.2.	Schema Simulink per il calcolo dell'alleggerimento lordo nel p-bPC	198
Fig.B.3.	Contenuto del blocco Simulink f -bMD; implementazione di sf-bMD (uscita B_{nt1}) e di ff-bMD (uscita B_{nt2})	201
Fig.B.4.	Blocco Simulink FLIP FLOP nt	202
Fig.B.5.	Schema a blocchi dell'Hf-bPC	206

Fig.B.6. Blocco Simulink r_square calculator.....	207
Fig.B.7. Schema Simulink per il calcolo di $\text{deltadfd}(t)/dt$	210

Lista delle Tabelle

Tab.4.1. Valori iniziali e di regime di frequenza, potenza e delle rispettive derivate temporali.....	59
Tab.6.1. Tavola del p-bLS	125
Tab.6.2. Tavola del f-bLS	126
Tab.6.3. Tavola dell'Hf-bLS	127
Tab.7.1. Tabella di alleggerimento lordo ($\Delta d=0,04$ p.u., $d_{min} = 0,02$ p.u., $d_{max} = 0,5$ p.u.).....	134
Tab.7.2. Estratto della tabella di alleggerimento lordo ($\Delta d = 0,02$ p.u., $d_{min} = 0,25$ p.u., $d_{max} = 0,69$ p.u.).....	139
Tab.7.3. Esempio di Load List con $N_c = 20$	173
Tab.7.4. Ottimalità del dLSe.....	176
Tab.7.5. Sub-ottimalità dell'algorithm base	177

Lista dei Simboli

Simboli adottati nella parte di modellistica e di analisi (Capitoli 3 e 4)

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
$\Omega(t)$	[rad/s]	Velocità angolare elettrica di macchina
$C_m(t)$	[Nm]	Coppia meccanica (motrice)
$c_m(t)$	[p.u.]	“ “ “
$C_e(t)$	[Nm]	Coppia elettrica (resistente)
$c_e(t)$	[p.u.]	“ “ “
$C_p(t)$	[Nm]	Coppia dovuta a perdite
$c_p(t)$	[p.u.]	“ “ “ “
$V(t)$	[V]	Tensione di macchina
$V_f(t)$	[V]	Tensione di eccitazione di macchina
$f(t)$	[Hz]	Frequenza
$df(t)/dt$	[Hz/s]	Derivata della frequenza
$P_m(t)$	[W]	Potenza meccanica erogata dai generatori
$p_m(t)$	[p.u.]	“ “ “ “ “
$P_e(t)$ o $P_c(t)$	[W]	Potenza elettrica assorbita dai carichi
$p_c(t)$ o $p_e(t)$	[p.u.]	“ “ “ “ “
$e_f(t)$	[p.u.]	Errore di frequenza (reg. primaria)
$\theta(t)$	[p.u.]	Posizione angolare del servomotore di regolazione
$A(t)$	[p.u.]	Apertura delle valvole di ammissione in turbina
$P_r(t)$	[W]	Potenza regolante (primaria)
$p_r(t)$	[p.u.]	“ “ “
$P_R(t)$	[W]	Potenza regolante secondaria
$p_R(t)$	[p.u.]	“ “ “
$L(t)$	[W]	Segnale di livello
$R(t)$	[W]	Riserva rotante
$r(t)$	[p.u.]	“ “
$D(t)$	[W]	Deficit di potenza
$d(t)$	[p.u.]	“ “ “
$g_a(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento del sistema di adduzione
$g_v(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento del sistema di comando delle valvole
$g_r(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento del regolatore primario

$g_f(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento risultante dai blocchi delle $g_a(s)$, $g_v(s)$ e $g_r(s)$ messi in cascata
$g_c(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento dipendenza del carico dalla frequenza
$l_{fp}(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento d'anello aperto della regolazione primaria di frequenza
$g_m(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento di inerzia del gruppo
$g_m'(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento di inerzia di rete
$g_R(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento del regolatore secondario di frequenza
$g_o(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento del regolatore di rete
$g_y(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento di ripartizione della regolazione secondaria di frequenza
$g_N(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento frequenza-potenza
$l_{fs}(s)$	[p.u.]	Funzione di trasferimento d'anello aperto della regolazione secondaria di frequenza
J	[kg·m ²]	Momento di inerzia del gruppo turbina-alternatore
T_a	[s]	Tempo d'avviamento di macchina o di rete
H	[s]	Costante di inerzia
T_1	[s]	Costante di tempo relativa al polo della $g_f(s)$
T_2	[s]	Costante di tempo relativa allo zero della $g_f(s)$
K_f	[]	Guadagno statico della $g_f(s)$
E_p	[W/Hz]	Energia regolante permanente di un gruppo elettrico
b_p	[]	Statismo permanente di regolazione di un gruppo elettrico
E_{pT}	[W/Hz]	Energia regolante permanente equivalente
b_{pT}	[]	Statismo permanente di regolazione equivalente
E_t	[W/Hz]	Energia regolante transitoria
b_t	[]	Statismo transitorio di regolazione
f_{rif}	[Hz]	Riferimento della regolazione primaria di frequenza
φ_m	[°]	Margine di fase delle regolazioni di frequenza
ω_{cp}	[rad/s]	Pulsazione critica di regolazione primaria di frequenza
T_r	[s]	Costante di tempo del sistema di adduzione termoelettrico
T_{sc}	[s]	Costante di tempo di steam-chest
T_m	[s]	Costante di tempo del sistema di adduzione turbogas
k_a	[]	Guadagno statico della $g_a(s)$
k_v	[]	Guadagno statico della $g_v(s)$
T_{ag}	[s]	Tempo d'avviamento equivalente dei generatori
M_g	[J·s]	Inerzia totale dei generatori
T_{aa}	[s]	Tempo d'avviamento equivalente del carico

		asincrono
T_{as}	[s]	Tempo d'avviamento equivalente del carico sincrono
E_c	[W/Hz]	Energia regolante del carico
b_c	[]	Statismo del carico
f_R	[Hz]	Riferimento della regolazione secondaria
e_R	[Hz]	Errore di frequenza (reg. secondaria)
n_p	[]	Numero di gruppi sotto la reg. primaria di frequenza
n_s	[]	Numero di gruppi sotto la reg. secondaria di frequenza
ρ	[]	Coefficiente di ripartizione (reg. secondaria di frequenza)
B	[W]	Banda di potenza regolante secondaria
k_s	[]	Guadagno statico del regolatore secondario di frequenza
ω_{cp}	[rad/s]	Pulsazione critica di regolazione secondaria di frequenza
T_{pf}	[s]	Istante di picco del transitorio di frequenza
S_f	[Hz]	Sovraelongazione di frequenza
T_{pp}	[s]	Istante di picco del transitorio di potenza
S_p	[W]	Sovraelongazione di potenza
f_{lim}	[Hz]	Valore minimo accettabile della frequenza

Simboli adottati nel modello del sistema di potenza e del sistema di controllo di Load Shedding (Capitoli 5, 6 e 7)

Simbolo	Unità di misura	Descrizione
$f(t)$	Hz	Frequenza
$df(t)/dt$	Hz/s	Derivata della frequenza
$\theta(t)$	[p.u.]	Vettore di posizione angolare dell'organo regolante di turbina per ciascun gruppo
$P_m(t)$	[W]	Potenza istantanea totale generata
$p_m(t)$	[p.u.]	“ “ “ “
$P_c(t)$	[W]	Potenza istantanea totale assorbita
$p_c(t)$	[p.u.]	“ “ “ “
$\mathbf{P}_g(t)$	[W]	Vettore delle potenze istantanee erogate dai generatori
$\mathbf{P}_i(t)$	[W]	Vettore delle potenze istantanee assorbite dai carichi
$D(t)$	[W]	Deficit di potenza
$d(t)$	[p.u.]	“ “ “
$P_{m,u}(t)$	[W]	Potenza totale generata aggiornata

$P_{c,u}(t)$	[W]	Potenza totale assorbita aggiornata
$P_{g,u}(t)$	[W]	Vettore delle potenze erogate dai generatori aggiornate
$P_{l,u}(t)$	[W]	Vettore delle potenze assorbite dai carichi aggiornate
$B_g(t)$	[]	Vettore di stato dei generatori
$B_{cex}(t)$	[]	Vettore di stato dei carichi esogeno
$B_c(t)$	[]	Vettore di stato dei carichi deciso dal controllore di Load Shedding
$B_{cex,u}(t)$	[]	Vettore di stato dei carichi esogeno aggiornato
$P(t)$	[W]	Potenza di distacco teorica
$p(t)$	[p.u.]	“ “ “ “
$P_{eff}(t)$	[W]	Potenza di distacco effettiva
$p_{eff}(t)$	[p.u.]	“ “ “ “
$A(t)$	[W]	Alleggerimento lordo
$a(t)$	[p.u.]	“ “
$R(t)$	[W]	Riserva rotante
$r(t)$	[p.u.]	“ “
$LSS(t)$	[]	Segnale di Load Shedding
$MS(t)$	[]	Segnale di deficit di potenza
$P_{m,d}(t)$	[W]	Potenza totale generata rilevata
$R_d(t)$	[W]	Riserva rotante rilevata
$B_{nt}(t)$	[]	Vettore di uscita di f-bMD (rilevazione in condizioni ordinarie)
$B_{nt,lim}(t)$	[]	Vettore di uscita di f-bMD (rilevazione in condizioni di crisi)
$r_s(t)$	[p.u.]	Segnale di riserva rotante sottratto all'alleggerimento lordo
$a_v(t)$	[p.u.]	Vettore di alleggerimento lordo
$\Delta df_d(t)/dt$	[Hz/s]	Variazione della derivata della frequenza nell'istante del deficit di potenza
$ef_d(t)$	[Hz/s]	Errore di derivata della frequenza all'istante di intervento dell'Hf-bLS in condizioni ordinarie
$N_d(t)$	[]	Numero di carichi distaccati dal LSe
$mtxc(t)$	[]	Load List (matrice)
$mtxc_{ord}(t)$	[]	Load List ordinata (matrice)
$mtxc_{ord,dyn}(t)$	[]	$mtxc_{ord}(t)$ orlata col vettore di stato dei carichi
$tot_{liv}(t)$	[W]	Vettore delle potenze totali assorbite ad ogni livello di priorità dei carichi della Load List
$P_{mid}(t)$	[W]	Potenza di distacco intermedia
T_{ciclo}	[s]	Tempo di acquisizione ed elaborazione delle misure di potenza $P_g(t)$ e $P_l(t)$ e stato $B_{cex}(t)$
T_{pol}	[s]	Durata della procedura di polling delle periferiche per l'acquisizione delle misure $P_g(t)$ e $P_l(t)$ e stato $B_{cex}(t)$

T_{com}	[s]	Durata dell'elaborazione dei dati acquisiti dalla procedura di polling
N_g	[]	Numero dei generatori del sistema di potenza
N_c	[]	Numero dei carichi del sistema di potenza
T_a	[s]	Tempo d'avviamento
f_{th}	[Hz]	Soglia di intervento del f-bLS in condizioni ordinarie
f_{lim}	[Hz]	Soglia intervento del f-bLS in condizioni di crisi
δf	[Hz/s]	Soglia di derivata del f-bLS in condizioni ordinarie
δf_{lim}	[Hz/s]	Soglia di derivata del f-bLS in condizioni di crisi
n_t	[]	Numero di soglie di derivata in condizioni ordinarie
n_{tlim}	[]	Numero di soglie di derivata in condizioni di crisi
\mathbf{f}_p	[Hz/s]	Vettore delle soglie di derivata in condizioni ordinarie
$\mathbf{f}_{p,lim}$	[Hz/s]	Vettore delle soglie di derivata in condizioni di crisi
d_{min}	[p.u.]	Minimo deficit di potenza significativo
d_{max}	[p.u.]	Massimo deficit di potenza significativo
Δd	[p.u.]	Parametro di prestazione del f-bLS
N_{pr}	[]	Numero di livelli di priorità dei carichi nella Load List
t_d	[s]	Istante del deficit di potenza
t_1	[s]	Istante del primo intervento di Load Shedding
t_2	[s]	Istante del secondo intervento di Load Shedding
p_1	[p.u.]	Potenza di distacco teorica nel primo intervento di Load Shedding
p_2	[p.u.]	Potenza di distacco teorica nel secondo intervento di Load Shedding
kr	[p.u.]	Coefficiente di incremento dell'alleggerimento netto

Notazioni

I valori nominali della grandezze vengono indicate col pedice 'n' (ad esempio f_n è la frequenza nominale).

Le grandezze alle variazioni rispetto ad un determinato punto di equilibrio vengono indicate col prefisso ' Δ '.

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Motivazioni

Nell'esercizio di un sistema elettrico di potenza, l'insorgere di eventi inattesi come cortocircuiti, perdite di generatori o aperture di linee può avere conseguenze pericolose, che mettono a rischio il funzionamento in condizioni di sicurezza della rete elettrica stessa.

Per questa ragione un sistema di potenza è dotato di un gran numero di dispositivi di sicurezza o di protezione atti ad impedire che eventuali perturbazioni possano danneggiare uno o più componenti che lo costituiscono.

In determinate circostanze, a seguito di perturbazioni, l'intervento dei sistemi di protezione può provocare il distacco di uno o più generatori dal sistema di potenza, il che comporta il raggiungimento più o meno graduale del collasso dell'intero sistema.

Un esempio pratico di quanto esposto è il seguente. Se durante l'esercizio di un sistema elettrico, la potenza generata diventa significativamente inferiore rispetto a quella assorbita dalle utenze connesse in rete¹, la frequenza di rete comincia a diminuire. Se lo squilibrio di potenza è dovuto ad un evento grave, esso si protrae a lungo e, conseguentemente, la frequenza continua a diminuire fino ad uscire dai margini di funzionamento del sistema nelle normali condizioni operative. Se la frequenza scende al di sotto di una soglia minima, il relè di protezione di cui è dotato ciascun generatore si attiva e lo disconnette dalla rete per evitare danneggiamenti. In questo modo, il deficit di potenza iniziale si aggrava ulteriormente man mano che i generatori si disattivano.

Questi fenomeni indesiderati riguardano potenzialmente, anche se in maniera diversa, sia i grandi sistemi di potenza geograficamente estesi come le reti nazionali o regionali, sia quelli di dimensioni più contenute e presenti, ad esempio, in ambito industriale.

¹ Questa situazione può essere causata da un guasto elettrico: ad esempio la perdita di un generatore o di una linea.

La contromisura studiata per impedire il collasso dei sistemi di potenza in tali circostanze è nota come Load Shedding o alleggerimento automatico del carico, dove il termine “carico”, in ambito elettrico, indica le utenze connesse alla rete.

Il Load Shedding è una strategia di controllo che agisce esclusivamente in condizioni di grave pericolo per il sistema di potenza. Essa consiste nell’effettuare una quantità opportuna di distacchi dei carichi, in modo da diminuire il totale assorbimento di potenza della rete, ripristinando la frequenza e l’equilibrio tra le potenze attive generate e assorbita e, conseguentemente, preservando il funzionamento corretto di una porzione del sistema di potenza.

Esistono diverse strategie di controllo di Load Shedding e la loro natura varia anche in relazione all’ambito applicativo considerato. Infatti, nel caso di sistemi di potenza geograficamente estesi, gli approcci di Load Shedding che vengono utilizzati sono tipicamente diversi da quelli impiegati nei sistemi di potenza di dimensioni contenute.

In merito alle tecniche di Load Shedding sviluppate per i grandi sistemi di potenza, il metodo tipicamente adottato per la rilevazione delle condizioni di intervento è basato sulla misura della tensione. In questo ambito, la letteratura scientifica disponibile è piuttosto vasta (si veda [31] – [39]). Infatti, nell’ultimo decennio sono stati condotti numerosi studi a seguito del verificarsi di alcuni significativi black-out, i più gravi dei quali avvenuti nel Nord America.

Per quanto riguarda, invece, le tecniche di Load Shedding che concernono i sistemi di potenza non geograficamente estesi, gli articoli scientifici [11] – [30] presenti nella letteratura specialistica sono spesso orientati verso aspetti tecnologici o architetture piuttosto che verso quelli teorico-concettuali e riguardano tipicamente gli ambiti applicativi di tipo industriale.

È evidente che, nel caso dei sistemi di potenza geograficamente estesi, esiste una problematica aggiuntiva che è rappresentata dalla locazione dell’area della rete elettrica che deve essere sottoposta all’azione di controllo del Load Shedding. Infatti il distacco di carichi in punti della rete poco appropriati richiederebbe la disconnessione di una quantità di carico maggiore del necessario. È essenzialmente per questo motivo che nei sistemi geograficamente estesi è opportuna la conoscenza delle tensioni della rete, a differenza del caso relativo ai sistemi elettrici di piccola potenza.

Tutto questo può essere spiegato in modo qualitativo: non essendo un aspetto rilevante la locazione della perturbazione in un piccolo sistema di potenza, il reale fattore di interesse è l’instabilità di frequenza, perché quel che conta è ripristinare il complessivo equilibrio “generazione-carico” del sistema; al contrario, nel caso di un sistema esteso, in cui sia importante anche localizzare l’anomalia di sistema, è opportuno considerare anche i fenomeni legati all’instabilità di tensione: le aree

caratterizzate da una diminuzione della tensione sono quelle coinvolte dalla perturbazione e lì occorre intervenire.

Questa Tesi si concentra esclusivamente sulle strategie di controllo di Load Shedding per i sistemi elettrici di piccola potenza (al massimo qualche centinaio di MW), con particolare attenzione a quelli delle realtà industriali: in questo caso, tali strategie sono note tipicamente come Industrial Load Shedding [20] o anche Fast Load Shedding [21]. Per quanto riguarda, invece, le tecniche sviluppate per i sistemi di potenza su larga scala, si rimanda alla letteratura specialistica.

Nel prossimo paragrafo si presentano alcuni criteri generali di classificazione dei sistemi di Load Shedding.

1.2 Classificazione dei sistemi di Load Shedding

Come già espresso, l'obiettivo della Tesi è confinato a sistemi di controllo di Load Shedding in ambito industriale o analoghi. Tuttavia i criteri forniti in questo paragrafo si mantengono volutamente ad un alto grado di generalità e, pertanto, fanno riferimento indistintamente a tutti i sistemi elettrici di potenza.

Le tipologie di sistemi di controllo che attuano le strategie di Load Shedding possono essere suddivise in accordo a tre criteri di classificazione [31]:

- Decentralizzato (o distribuito) vs centralizzato (wide-area)
Un sistema di tipo decentralizzato usa misure locali e agisce con l'azione di uno o più controllori distribuiti sui dispositivi locali. Per contro, un sistema di tipo wide-area acquisisce dati all'interno di un supervisore da diverse sottostazioni elettriche e agisce sui dispositivi localizzati in diverse parti del sistema, anche molto distanti tra loro. Esempi per entrambi i casi possono essere trovati in [35] e [37].
- Response-based vs event-based
Un sistema response-based si affida agli andamenti temporali delle quantità elettriche misurate (tensione, frequenza, etc), attraverso le quali si possono osservare le anomalie di sistema. Invece, un sistema event-based si attiva in caso di riconoscimento di una combinazione di eventi. Esempi di sistemi di Load Shedding response-based ed event-based si trovano rispettivamente in [38] e [39].
- Rule-based vs algorithmic decision
Un sistema rule-based (si veda ad esempio [36]) è costituito da costrutti di tipo logico (ad esempio, il costrutto `if...then...`, si pensi al caso di comparazione di soglie), mentre un sistema di tipo algorithmic decision si basa su un'analisi di un modello del sistema elettrico di potenza.

Si osservi che, in riferimento ai sistemi elettrici non geograficamente estesi, non tutti i criteri di cui sopra sono significativi; ad esempio, in tale ambito applicativo occorre un solo controllore di Load Shedding (di tipo distribuito) e i sistemi di tipo wide-area sono del tutto privi di significato. Nel caso di un sistema di potenza geograficamente esteso, invece, è rilevante la distinzione tra la possibilità di avvalersi di un unico controllore centralizzato e quella di utilizzare tanti controllori locali (o distribuiti) indipendenti.

I requisiti minimi di un sistema di controllo di Load Shedding sono i seguenti:

- *Dependability*: il sistema deve intervenire quando serve;
- *Security*: il sistema non deve intervenire quando non serve;
- *Selectivity*: l'azione del sistema deve essere commisurata alla gravità del disturbo, sia in termini di potenza, sia in termini di rapidità dell'intervento;
- *Robustness*: il sistema deve poter affrontare un'ampia casistica di scenari di disturbo;

Si osservi, infine, che vale la seguente condizione logica:

$$Reliability = Security \wedge Dependability,$$

pertanto, complessivamente le caratteristiche del sistema di Load Shedding possono essere indicate in modo sintetico con *Reliability* (o affidabilità), *Selectivity* (o selettività) e *Robustness* (o robustezza).

In merito alle tipologie di sistemi di Load Shedding illustrate nella classificazione di cui sopra, valgono le seguenti considerazioni generali.

I sistemi di tipo distribuito sono più affidabili per l'assenza di reti di comunicazione dedicate al controllo, che possono essere anche molto estese; tuttavia perdono la visione di sistema rispetto a quelli di tipo wide-area.

Potenzialmente i sistemi event-based sono più veloci di quelli response-based, che devono attendere una risposta del sistema di potenza a fronte di un particolare evento. Gli event-based sono più indicati nel caso in cui i disturbi, che provocano la situazione di emergenza, possono essere facilmente rilevati; invece i response-based, poiché lavorano osservando le conseguenze del disturbo senza provare a rilevarlo, sono più robusti (meglio si addicono ai casi in cui tutti i disturbi possono essere rilevati più difficilmente).

I sistemi di tipo algorithmic decision, che si basano su un modello del sistema, sono in linea di principio più adatti ad affrontare disturbi imprevisti (robustezza) e modulano la loro azione rispetto alla entità del disturbo (selettività). Per contro, se

il modello è troppo dettagliato, la robustezza decade nel caso di inaccuratezza del modello e/o delle misure.

1.3 Schema generale della Tesi

Il presente elaborato è suddiviso essenzialmente in due parti: la prima (Capitoli 2, 3, 4 e 5) relativa al modello del sistema di potenza e la seconda (Capitoli 6 e 7) relativa al sistema di controllo di Load Shedding.

Il Capitolo 2 fornisce un'introduzione molto succinta dei sistemi elettrici di potenza, con particolare riferimento ai componenti costitutivi di interesse ai fini dello studio. Vengono, inoltre, definite le principali grandezze del sistema di potenza e le interfacce del sistema sotto controllo, in termini di misura e attuazione del controllo.

Il Capitolo 3 si occupa di introdurre gli elementi di modellistica necessari per costruire un modello matematico di sistema atto alla rappresentazione dei fenomeni delineati nel Capitolo 2. Questi elementi riguardano, da un lato, i generatori e la rete e, dall'altro, le regolazioni della frequenza, che agiscono, sia a livello locale (sul singolo generatore), sia a livello di rete elettrica.

Nel Capitolo 4 viene condotta un'analisi relativa al comportamento del sistema di potenza a fronte di piccole e grandi perturbazioni di potenza attiva, che possono essere assimilate rispettivamente a variazioni della potenza assorbita dai carichi e a perdite di generazione.

Il Capitolo 5 descrive il modello del sistema di potenza implementato nell'ambiente Matlab-Simulink e mette in evidenza il suo comportamento, a seguito delle perturbazioni di potenza introdotte nel Capitolo 4.

Il Capitolo 6 presenta dapprima gli approcci di Load Shedding per i sistemi di potenza industriali dedotti dalla letteratura, quindi propone il nuovo metodo realizzato in questo lavoro di Tesi. Viene, inoltre, descritta la struttura universale propria di un algoritmo di Load Shedding per impianti industriali. Gli algoritmi vengono descritti in modo approfondito e viene fornita una loro rappresentazione in termini di interfacce, che consente di tralasciare i dettagli di implementazione.

Il Capitolo 7 si occupa di presentare i risultati delle simulazioni effettuate sul modello del sistema di potenza dotato del controllo di Load Shedding e al variare di tutte le strategie di intervento descritte in precedenza. Le simulazioni si riferiscono ad un'ampia casistica di perturbazioni di potenza, che possono influenzare il sistema in esame. Si mettono anche in risalto le prestazioni del nuovo algoritmo realizzato in presenza di scenari particolarmente critici.

Il Capitolo 8 trae alcune conclusioni circa i metodi di Load Shedding presentati in questa Tesi e propone possibili sviluppi futuri di questo lavoro.

In Appendice A si riportano gli elementi di modellistica relativa ai sistemi di adduzione nei generatori termoelettrici.

L'Appendice B integra il modello simulatore discusso nel Capitolo 5, introducendo il sistema di controllo di Load Shedding: in particolare vengono illustrati i principali aspetti di implementazione dei vari algoritmi di Load Shedding.

Capitolo 2

Descrizione di un sistema di potenza in ambito industriale

In questo Capitolo vengono introdotti la struttura di un sistema elettrico di potenza in ambito industriale e i componenti fondamentali da cui esso è costituito. Poiché di tali componenti solo alcuni saranno presi in considerazione per la realizzazione del modello matematico del sistema, in questo Capitolo si introduce la struttura che si intende dare al problema oggetto di studio e quali sono i comportamenti e i fenomeni di interesse.

Una volta fatto ciò, nella restante parte del Capitolo vengono introdotte le principali variabili relative alle grandezze caratteristiche del sistema di potenza. Vengono inoltre definite le interfacce del sistema, in termini di misura e attuazione del controllo.

2.1 Introduzione ai sistemi elettrici di potenza

Un sistema elettrico di potenza è una rete di componenti elettrici che hanno la funzione di generare, trasmettere ed utilizzare energia elettrica. Con sistema elettrico di potenza ci si può riferire sia a sistemi geograficamente estesi, come le reti elettriche regionali e nazionali, sia a sistemi di dimensioni molto più contenute che possono essere presenti tipicamente in ambito industriale, ospedaliero, negli impianti di teleriscaldamento urbano (District Heating) e in altri grandi centri caratterizzati da consumi e produzioni significativi di energia.

I sistemi elettrici di tipo geograficamente esteso sono costituiti da tre parti fondamentali: produzione, trasmissione e distribuzione.

La prima avviene presso le centrali di produzione, dove le fonti naturali dell'energia vengono trasformate in energia elettrica, grazie essenzialmente ai generatori sincroni trifase, i relativi motori primi e i trasformatori elevatori per portare la tensione dal valore più adatto alla produzione (fino a 25 kV) a quello più adatto alla trasmissione (ad esempio 220 kV).

La seconda è rappresentata essenzialmente dalle linee di alta tensione (AT) e comprende linee aeree o sotterranee, stazioni di smistamento e trasformatori (le tensioni di esercizio tipicamente sono comprese tra i 60 e i 380 kV).

La terza è rappresentata da linee di media (MT) e bassa (BT) tensione. Valori tipici delle tensioni di esercizio sono 10, 15, 20 e 30 kV per la MT e 220 e 380 V per la BT.

Oltre a quanto molto succintamente esposto, occorre osservare che sono presenti anche sistemi di automazione che consentono il corretto funzionamento del sistema di potenza e sistemi di protezione. Infine, gli utilizzatori di energia elettrica si collocano all'ultimo livello della parte di distribuzione: essi sono chiamati utenze o carichi (elettrici).

Per quanto riguarda, invece, i sistemi di potenza non geograficamente estesi, molti dei componenti che li caratterizzano sono del tutto analoghi (ma su scala ridotta) a quelli di un sistema geograficamente esteso e la differenza principale tra le due tipologie risiede nel fatto che in questo caso non occorrono linee di trasmissione di AT per trasportare in modo remoto l'energia elettrica prodotta, in quanto i carichi si trovano molto vicini ai generatori elettrici. Nei piccoli sistemi di potenza, perciò, l'energia elettrica è caratterizzata da tensioni tipiche delle linee di MT e BT.

Tali sistemi di potenza, essendo dotati di impianti di generazione propri, si rendono indipendenti dalla rete elettrica regionale o nazionale e sono caratterizzati da una propria continuità operativa.

In particolare, se si fa riferimento all'ambito industriale (e anche quello a del teleriscaldamento), che è il caso applicativo preso in considerazione in questa Tesi, molti sistemi di potenza possono essere di tipo cogenerativo.

Con il termine cogenerazione o autoproduzione si indica la produzione e il consumo contemporaneo di diverse forme di energia secondaria (elettrica e/o meccanica e termica) a partire da una determinata fonte primaria.

La cogenerazione, utilizzando lo stesso fluido e/o combustibile, a seconda dei casi, per due utilizzi differenti, mira ad un più efficiente utilizzo dell'energia primaria, con risparmi economici soprattutto nei processi produttivi, in cui esista una significativa contemporaneità tra prelievi elettrici e prelievi termici.

Gli impianti di cogenerazione (o a recupero) sono impianti destinati alla produzione di energia termica da utilizzare spesso nelle lavorazioni industriali o in centri di riscaldamento di grandi aree urbane, con produzione congiunta di energia elettrica. Essi si basano sul fatto che, in molte industrie (chimiche, tessili, alimentari) che richiedono grandi quantità di vapore oppure in centri di riscaldamento, conviene produrre vapore a temperature e pressioni più elevate di quelle che sarebbero richieste per la sola utilizzazione termica, in modo da sfruttarne il lavoro di espansione in una turbina e ottenere così la produzione di energia elettrica, che viene impiegata a coprire il fabbisogno dello stabilimento o dell'area urbana.

Si ottiene così un significativo risparmio energetico rispetto alla produzione separata dell'energia elettrica e dell'energia termica per i processi industriali.

Il sistema elettrico di un impianto industriale è caratterizzato da carichi (che costituiscono l'impianto di processo) alimentati in bassa (400 V) o in media

(3/6/10 kV) tensione e da un sistema di distribuzione² su uno o più livelli di tensione (nel campo 10 ÷ 66 kV). Dall'altro lato, oltre ad includere i generatori per la produzione di energia elettrica, il sistema elettrico è dotato di una sottostazione di interconnessione con la rete nazionale in alta tensione (da 130 kV a 380 kV).

2.2 Componenti di un sistema elettrico di potenza in ambito industriale

D'ora innanzi, nella trattazione si assumerà implicitamente di prendere in considerazione i sistemi elettrici di potenza esclusivamente di tipo industriale. Per questo motivo, le diciture come "ambito industriale" o analoghe potranno essere trascurate per brevità.

In questo paragrafo vengono presentati a livello introduttivo alcuni componenti fondamentali di un sistema di potenza. La descrizione di tali componenti non ha alcuna pretesa di esaustività, ma si limita esclusivamente a quegli aspetti che sono di interesse ai fini della Tesi.

- Generatori (o macchine) sincroni o alternatori;
- Regolatori di tensione e sistemi di eccitazione degli alternatori;
- Regolatori di velocità e sistemi di adduzione dei gruppi;
- Motori asincroni e altri tipi di carico;
- Rete di distribuzione;
- Protezioni di vario tipo e natura presenti nei diversi componenti;

In merito ai primi tre punti di cui sopra si può asserire quanto segue. Il sistema di adduzione (terminologia che richiama l'ambito idraulico) è un impianto che può essere di varia natura (idraulica, termica, nucleare, turbogas, etc) che si occupa essenzialmente di convertire la fonte di energia primaria in energia secondaria e renderla disponibile ad un motore primo (turbina). Tale impianto è dotato di una grande quantità di sistemi di automazione, che variano a seconda della tipologia di impianto. I sistemi di adduzione di riferimento in questa Tesi sono gli impianti termoelettrici, la cui modellistica viene sviluppata in Appendice A.

I regolatori di velocità dei generatori misurano la velocità angolare dell'alternatore e agiscono sulla posizione delle valvole di ammissione del fluido in turbina e, conseguentemente, fanno variare la coppia meccanica (o motrice),

² Il sistema di distribuzione viene tipicamente controllato da appositi sistemi SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) [19].

che la turbina trasmette all'alternatore fino a renderla il più possibile uguale alla coppia elettromagnetica (o resistente) dell'alternatore stesso.

Inoltre, a livello di generatore, sono presenti i sistemi per la regolazione della tensione, che misurano la tensione ai morsetti della macchina e fanno variare la tensione di eccitazione applicata al circuito di campo (o eccitazione) dell'alternatore, in modo da mantenere la tensione ai morsetti il più possibile costante.

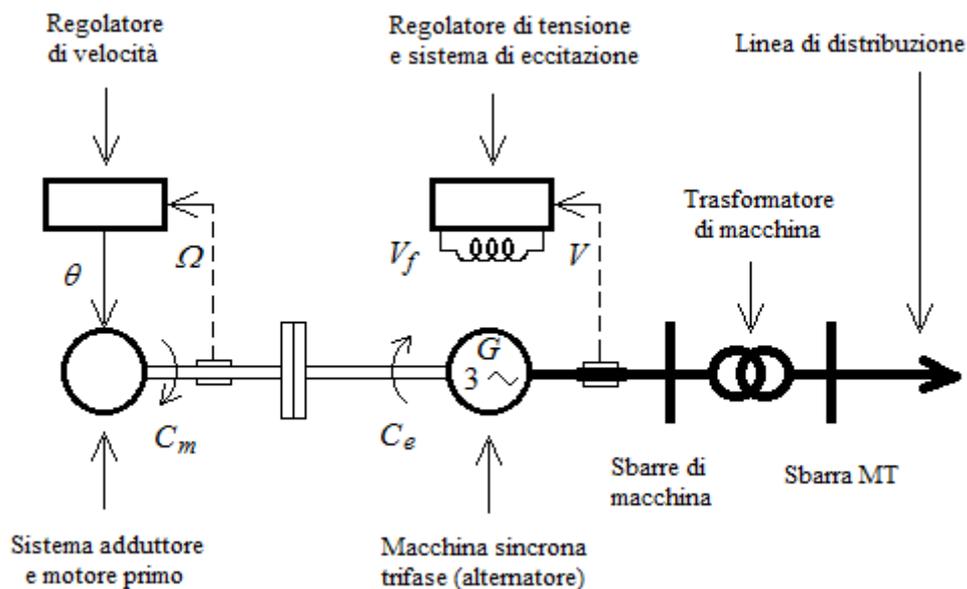


Fig.2.1. Schema di principio di un gruppo di una centrale elettrica

Oltre a questi sistemi di automazione, possono esserne presenti altri, che hanno l'obiettivo di migliorare il comportamento statico e dinamico del sistema: queste regolazioni sono tipicamente centralizzate e di competenza di un unico regolatore di rete (esempi tipici sono le regolazioni di tensione e frequenza).

In merito ai sistemi di controllo di tensione e frequenza si tenga presente la seguente distinzione. Per la regolazione della tensione, oltre alla regolazione sui generatori, si può agire sul sistema modificando la potenza reattiva mediante opportuni dispositivi non menzionati (condensatori statici, compensatori sincroni, trasformatori con variazione del rapporto sotto carico, etc).

Per la regolazione della frequenza, si può agire, nelle normali condizioni operative, sulla potenza attiva erogata dai generatori. In condizioni di emergenza, invece, per mantenere la frequenza entro i valori accettabili, si ricorre ai sistemi di Load Shedding, oggetto della Tesi, che agiscono sulla potenza attiva assorbita dai carichi.

Per quanto riguarda le utenze, si può dire che i carichi visti dalla rete di produzione sono carichi compositi, o misti, nel senso che comprendono carichi residenziali (nella realtà industriale si pensi agli uffici), carichi industriali,

illuminazione, etc. Nel caso dei motori asincroni le potenze attive e reattive sono funzione della tensione e della frequenza. Questo può essere esteso anche ad altri tipi di carichi adottando opportune leggi di dipendenza, che sono riportate in [6].

Tra i dispositivi di protezione, gli unici di interesse in questa Tesi sono quelli di cui sono dotati i generatori elettrici: in particolare, i relè di protezione di frequenza. Questi dispositivi impediscono che nelle normali condizioni operative la velocità angolare del generatore possa raggiungere valori non consentiti, che potrebbero provocare il danneggiamento della macchina stessa. Essi intervengono in due condizioni: minima e massima frequenza e interrompono il servizio del generatore non appena queste vengono raggiunte. Le condizioni di minima e massima frequenza per una rete elettrica di frequenza nominale 50 Hz sono tipicamente 47,5 Hz e 52,5 Hz.

Infine, organi essenziali per il controllo del sistema in caso di incidenti sono gli interruttori e i relè. Spesso i relè sono componenti in grado anche di misurare determinate grandezze elettriche (tensione, corrente, frequenza, etc).

2.3 Fenomeni di interesse nel sistema di potenza ai fini del controllo di Load Shedding in ambito industriale

Il controllo di Load Shedding in ambito industriale (spesso noto come Industrial Load Shedding o anche Fast Load Shedding) opera esclusivamente in condizioni di emergenza del sistema di potenza. Tale sistema di controllo ha lo scopo di disconnettere l'opportuna quantità di carichi del sistema di potenza, che consenta di mantenere operativa in condizioni accettabili la porzione rimanente del sistema.

Tra le varie grandezze che caratterizzano il comportamento di un reale sistema di potenza in ambito industriale, quelle che in questa Tesi sono prese in considerazione ai fini della realizzazione di un controllo di Load Shedding di tipo industriale sono la frequenza e la potenza attiva.

A favore di quanto detto sopra possono essere addotte due motivazioni.

- Il distacco dei carichi operato dal sistema di Load Shedding si concretizza nella diminuzione dell'assorbimento di potenza della rete, in modo da cercare di ristabilire l'equilibrio tra la potenza attiva generata e quella consumata, perciò è naturale che la potenza attiva sia una grandezza significativa. Inoltre, come verrà mostrato nel Capitolo 3 e come già accennato nel paragrafo 2.2, gli andamenti temporali della potenza attiva sono direttamente legati a quelli della frequenza: comunque è intuitivo immaginare che, in caso di uno scompenso di potenza attiva in cui quella generata risulta insufficiente rispetto a quella assorbita, la frequenza diminuisca.

- La causa stessa che rende opportuno l'intervento del sistema di controllo di Load Shedding è proprio uno scompensamento di potenza caratterizzato da un'insufficienza di generazione e, per rilevare una tale condizione di emergenza, è necessario monitorare la potenza attiva e/o la frequenza (visto il legame presente tra queste due grandezze). In altre parole, il fatto che il sistema di potenza stia operando o meno in accordo alle normali condizioni operative è testimoniato essenzialmente dagli andamenti temporali della frequenza e delle potenze attive.

Inoltre, nel Capitolo 1 è già stato giustificato il fatto che in un sistema di potenza non geograficamente esteso non sia necessario avvalersi della conoscenza della tensione.

Quanto detto suggerisce che, tra i componenti del sistema di potenza brevemente introdotti nel paragrafo 2.2, quelli che devono essere rappresentati e inclusi in un modello matematico del sistema sono essenzialmente i generatori elettrici, i carichi, i flussi di potenza attiva nella rete e le regolazioni della frequenza. Con i generatori elettrici si è voluto indicare sinteticamente, sia l'alternatore, sia il motore primo o turbina, caratterizzata dal legame dinamico tra la posizione della valvola (variabile di controllo) e la potenza motrice prodotta.

Si osservi che la regolazione dell'eccitazione degli alternatori, citata nel precedente paragrafo, non viene inclusa, in quanto non si ritiene necessaria la rappresentazione delle tensioni.

In base a tutte queste considerazioni si conclude che il problema della rappresentazione di un sistema di potenza in ambito industriale, ai fini del progetto di un sistema di controllo di Load Shedding, può essere affrontato in accordo alla struttura indicata in Fig.2.2

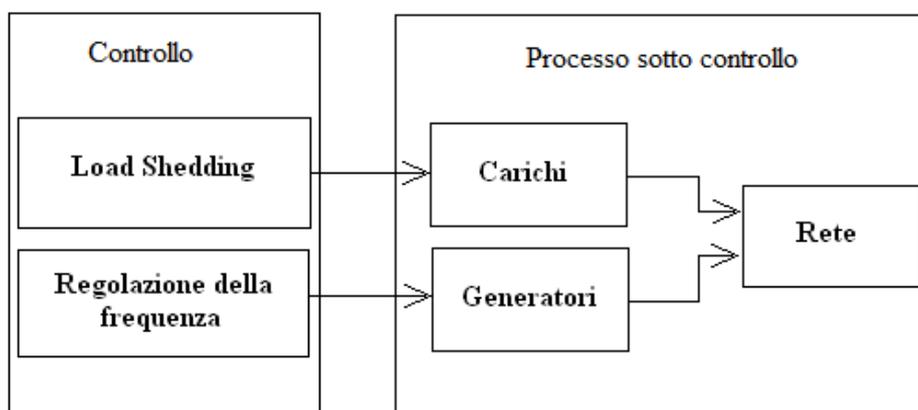


Fig.2.2. Schema di principio di un sistema di potenza in ambito industriale

In Fig.2.2 è rappresentato lo schema concettuale di un sistema di potenza (in ambito industriale) in senso lato: secondo un approccio sistemistico si può distinguere concettualmente il sistema (o processo) sotto controllo, ovvero il

sistema di potenza in senso stretto, dalla parte di controllo, che racchiude tutti i sistemi di automazione necessari per assicurare il corretto funzionamento del processo. Lo schema di cui sopra è volutamente caratterizzato da un elevato livello di astrazione, in quanto si limita a dare una struttura al problema, senza specificare in che modo e in base a quali grandezze fisiche le varie parti di sistema si interfaccino tra loro. Sarà possibile giungere ad un tale livello di approfondimento dopo aver acquisito nei Capitoli 3 e 4 le dovute competenze teoriche; per il momento ci si limita ad introdurre nel seguente paragrafo le principali grandezze fisiche di interesse.

2.4 Definizione delle variabili di sistema

Siano N_g e N_c rispettivamente il numero di generatori e il numero di carichi. Le variabili che descrivono il comportamento del sistema di potenza sono le seguenti:

- $f(t)$ [Hz] è la frequenza della rete elettrica del sistema di potenza;
- $df(t)/dt$ [Hz/s] è la derivata della frequenza;
- $\mathbf{B}_g(t)$ [] è lo stato dei generatori rappresentato da una grandezza vettoriale di lunghezza N_g booleana (in funzione/fuori servizio);
- $\mathbf{P}_g(t)$ [W] è la potenza istantanea erogata dai generatori, rappresentata da una variabile vettoriale di lunghezza N_g ;
- $\mathbf{B}_{cex}(t)$ [] è lo stato dei carichi rappresentato da una variabile vettoriale di lunghezza N_c booleana (accesso/spento);
- $\mathbf{P}_l(t)$ [W] è la potenza istantanea assorbita dai carichi, rappresentata da una variabile vettoriale di lunghezza N_c ;
- $P_m(t)$ [W] è la potenza istantanea totale generata:
$$P_m(t) = \sum_{i=1}^{N_g} \mathbf{P}_{g,i}(t);$$
- $P_c(t)$ [W] è il consumo istantaneo totale di potenza:
$$P_c(t) = \sum_{i=1}^{N_c} \mathbf{P}_{l,i}(t).$$

La parte di controllo può avvalersi della misura delle prime sei di queste variabili, mentre le restanti due variabili possono essere calcolate a partire dalle precedenti. La trasduzione e l'acquisizione delle variabili misurate viene trattata nel paragrafo che segue.

2.5 Misure disponibili

In un sistema di potenza tutte le misure sono affette da ritardi di acquisizione dell'ordine di grandezza dei 10-100 ms, ritardi che variano in base alla variabile misurata (potenza o frequenza). Tuttavia, i ritardi più significativi sono legati non alla misura in sé, bensì alla trasmissione e all'acquisizione di alcune di queste misure da parte di un'unità centrale.

Le misure interessate dal ritardo di trasmissione e acquisizione sono $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$ e tale ritardo, dell'ordine di grandezza di 1 s, è legato alla modalità con la quale viene effettuata l'acquisizione. $\mathbf{B}_g(t)$, invece, è acquisito con un ritardo trascurabile da un sistema dedicato, in quanto, per esigenze che saranno chiare in seguito, lo stato dei generatori deve essere noto praticamente in modo istantaneo.

In merito a $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$, la quantità dei dati da raccogliere dal campo è notevole (basti pensare che N_c , ovvero la lunghezza dei vettori $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$, può essere dell'ordine di grandezza delle centinaia o migliaia) e disseminata su unità periferiche diverse. Si può assumere, infatti, che per ogni generatore e per ogni carico esista un'unità periferica, che misura i relativi dati di potenza e di stato: per acquisire le informazioni necessarie, tutte le periferiche devono essere interrogate dall'unità centrale e solo al termine di questa procedura l'unità centrale è pronta ad emettere in uscita le informazioni raccolte. Per questo motivo $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$ risultano disponibili sotto forma di quantità periodicamente aggiornate.

Eventuali variazioni nei segnali di cui sopra vengono emesse dal sistema di elaborazione in modo sincrono, ogni T_{ciclo} , mentre negli istanti di tempo precedenti al completamento di un tempo di ciclo, le informazioni, non potendo subire variazioni, vengono mantenute al valore precedente. I segnali così ottenuti vengono indicati rispettivamente con $\mathbf{P}_{g,u}(t)$, $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ e $\mathbf{B}_{cex,u}(t)$, dove il pedice 'u' indica che queste quantità sono il risultato di un aggiornamento (o 'update' in inglese).

Il principio di funzionamento del sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati può essere descritto sinteticamente come segue.

Un'unità centrale si occupa prima di raccogliere e poi di elaborare le misure $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$: entrambe le operazioni devono essere eseguite in tempi prestabiliti e tali da poter entrambi rientrare all'interno di T_{ciclo} .

L'acquisizione delle informazioni $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$ da parte dell'unità centrale richiede l'esecuzione di una procedura di interrogazione, detta polling, di tutte le unità periferiche (relative sia ai carichi, sia ai generatori), che viene condotta periodicamente, con periodo T_{pol} . La necessità di interrogare un numero elevato di periferiche fa sì che la procedura di polling abbia una durata di una certa rilevanza, tipicamente tra 1 e 2 secondi.

Una volta conclusasi l'interrogazione delle periferiche, l'unità centrale provvede ad elaborare le informazioni raccolte per renderle disponibili in uscita: si tratta anche in questo caso di una operazione periodica la cui durata, indicata con T_{com} , è molto breve.

Per quanto detto sopra, le due operazioni consecutive sono tali che:

$$T_{pol} + T_{com} = T_{ciclo}.$$

Questa modalità di acquisizione che riguarda tutte le misure di potenza e lo stato dei carichi, comporta che eventuali variazioni in queste misure possano essere rilevate:

- (a) con un ritardo minimo pari a T_{com} ;
- (b) con un ritardo massimo pari a poco meno di due volte T_{ciclo} ;

Quanto detto può essere giustificato nel seguente modo. La funzione di polling è una procedura in cui le periferiche vengono interrogate una dopo l'altra in successione. Questo significa che l'istante di campionamento delle grandezze non è fisso, ma variabile all'interno dell'intervallo di tempo T_{pol} . Per fare un semplice esempio, si supponga che le periferiche vengano interrogate sempre con la stessa sequenza e che siano numerate in ordine di interrogazione da 1 a N_{pf} . Allora, la periferica # 1 viene interrogata all'inizio di T_{pol} e analogamente la periferica # N_{pf} alla fine di T_{pol} . Ne consegue una certa variabilità nel ritardo di aggiornamento di $\mathbf{P}_{g,u}(t)$, $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ e $\mathbf{B}_{cex,u}(t)$, rispetto a $\mathbf{P}_g(t)$, $\mathbf{P}_l(t)$ e $\mathbf{B}_{cex}(t)$.

Il caso (a), in cui il ritardo si ha ritardo minimo, si verifica quando la variazione di un certo segnale avviene alla fine di T_{pol} e la periferica che misura quel segnale è l'ultima ad essere interrogata.

Il caso (b) di ritardo massimo, invece, accade quando la variazione di un certo segnale avviene poco dopo l'inizio di T_{pol} e la periferica che misura quel segnale è la prima nella procedura di polling e perciò viene interrogata prima che il segnale sia variato. Una semplice rappresentazione grafica di quanto avviene nel caso (b) è riportata in Fig.2.3.

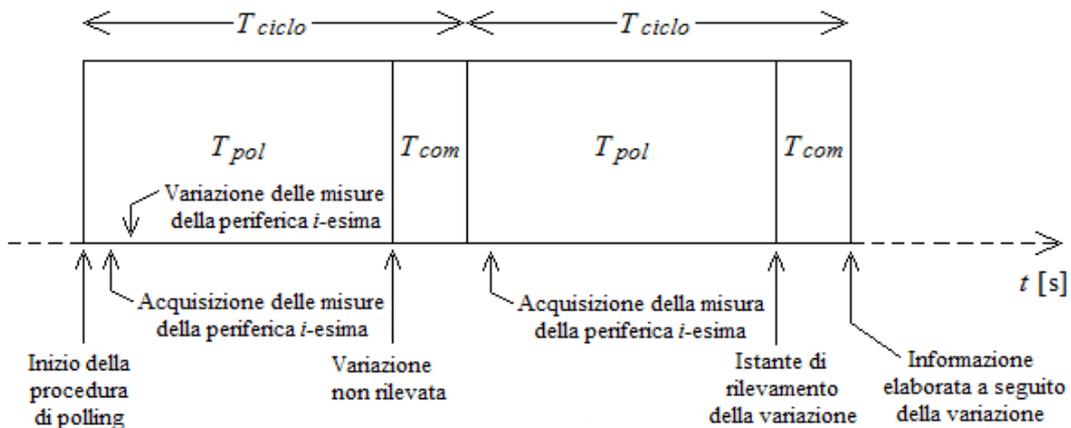


Fig.2.3. Rappresentazione grafica del caso (b) per variazioni di una o più misure di una generica periferica

2.6 Attuatori

Ai fini del sistema di controllo di Load Shedding esaminato in questa Tesi, gli attuatori sono modellizzati come interruttori, che determinano lo stato dei carichi. Il ritardo di attuazione degli interruttori è dell'ordine di grandezza dei 10-100 ms.

Capitolo 3

Modellistica dei sistemi di potenza per la rappresentazione di potenza e frequenza

Nel Capitolo precedente si è mostrato che i fenomeni di interesse che devono essere rappresentati e analizzati sono quelli relativi agli andamenti temporali della frequenza e della potenza attiva. La comprensione di tali fenomeni (si veda l'analisi dei transitori di frequenza e potenza del Capitolo 4) è fondamentale, in primo luogo, per capire come possano essere progettate le tecniche di Load Shedding oggetto di questa Tesi e, in secondo luogo, per poter costruire un modello matematico del sistema di potenza che consenta di testare l'efficacia di tali tecniche.

Questo Capitolo si occupa di introdurre gli elementi di modellistica [6] necessari per costruire un modello matematico di sistema atto alla rappresentazione dei fenomeni di interesse. Questi elementi riguardano, da un lato, i generatori e la rete e, dall'altro, le regolazioni della frequenza, che agiscono sia a livello locale (sul singolo generatore), sia a livello di rete elettrica.

Un generatore elettrico (con masse rotanti³) è un gruppo costituito da due parti: il motore primo (turbina) e l'alternatore, che consente la conversione meccanico-elettrica dell'energia. 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.

In questa tesi vengono considerati sistemi di potenza caratterizzati da generatori alimentati esclusivamente da sistemi di adduzione di tipo termoelettrico. Per

³ I generatori senza masse rotanti, che meritano una trattazione a parte, non vengono presi in considerazione in questa Tesi.

quanto riguarda la modellistica dei fenomeni principali legati all'impianto termico e alla turbina, viene data una descrizione esauriente in Appendice A.

La rappresentazione, invece, del modello dell'alternatore (o macchina elettrica), viene affrontata in questo Capitolo ed ha una validità generale, indipendentemente dal tipo di sistema di adduzione. Si tratta di un semplice modello, che prescinde dalle quantità elettriche e magnetiche e si limita a descrivere le grandezze energetiche di interfaccia: da una lato il sistema di adduzione e dall'altro la rete elettrica. Tale modello viene ricavato nel paragrafo 3.1 a partire da grandezze meccaniche, come la velocità angolare elettrica, indicata con Ω [rad/s] e la coppia, indicata con C [N·m].

Per comodità di trattazione le variabili utilizzate vengono spesso espresse nei loro valori relativi (o per unità): per passare da grandezza espressa in unità fondamentali (SI) a grandezza espressa in valori relativi occorre dividere la prima per la corrispondente grandezza base.

In questo Capitolo si utilizzano, inoltre, le seguenti convenzioni:

- il valore nominale di un grandezza viene indicato con il pedice 'n';
- il valore base (spesso coincidente con il valore nominale) viene indicato con il pedice 'b';
- le grandezze espresse in per unità possono essere indicate con le lettere minuscole;
Ad esempio, la velocità elettrica espressa in per unità è: $\omega(t) = \Omega(t) / \Omega_b = \Omega(t) / \Omega_n$ [p.u.] e la potenza motrice espressa in per unità è: $p_m(t) = P_m(t) / P_b = P_m(t) / P_n$ [p.u.].

Si osservi che come potenza base, in questa trattazione, viene adottata la potenza attiva nominale. Questa non è l'unica scelta possibile, infatti, altre trattazioni prevedono di utilizzare come potenza base la potenza apparente nominale in luogo di quella attiva nominale: è noto che esse sono legate dal fattore di potenza dell'alternatore.

3.1. Modello dei fenomeni meccanici nei generatori elettrici: equazione meccanica espressa in forma di bilancio di potenza

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

$$C_m(t) = J \cdot \frac{d\Omega(t)}{dt} + C_p(t) + C_e(t) \quad (3.1)$$

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

Per esprimere le grandezze in valori relativi è necessario dividere ambo i membri della precedente equazione per la coppia base $C_b = C_n = P_n / \Omega_n$:

$$C_m(t)/C_b = J \cdot \frac{d\Omega(t)}{dt} \cdot \Omega_n/P_n + C_p(t)/C_b + C_e(t)/C_b \quad (3.2)$$

eseguendo i calcoli, si ottiene:

$$\begin{aligned} c_m(t) &= J \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} \cdot \Omega_n^2 / P_n + c_p(t) + c_e(t) \\ &= T_a \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} + c_p(t) + c_e(t) \end{aligned} \quad (3.3)$$

dove:

$$T_a = J \frac{\Omega_n^2}{P_n} \text{ [s]} \quad (3.4)$$

è detto tempo di avviamento del gruppo motore primo – alternatore, riferito alla potenza attiva nominale e alla velocità angolare nominale elettrica. La sua unità di misura è coerente col fatto che il tempo di avviamento è il rapporto tra il doppio dell'energia cinetica [J] e la potenza [J/s] nominale. T_a , tipicamente ha un ordine di grandezza di 10 s.

Il concetto di tempo di avviamento risulta evidente esplicitando la precedente equazione per $\Omega(t)$:

$$\Omega(t) = \int_0^t \frac{\Omega_n}{T_a} [c_m(t) - c_p(t) - c_e(t)] dt + \Omega(0) \quad (3.5)$$

Ovvero, T_a rappresenta il tempo necessario affinché, a vuoto ($c_e = 0$) e in assenza di perdite meccaniche ($c_p = 0$), l'alternatore sottoposto alla coppia motrice nominale ($c_m = 1$) raggiunga a partire da fermo ($\Omega(0) = 0$) la velocità nominale, Ω_n .

Si segnala che nella letteratura scientifica americana al posto del tempo di avviamento si utilizza H [s], detta costante di inerzia:

$$H = T_a / 2 \quad (3.6)$$

Il modello meccanico del generatore elettrico realmente utilizzato è frutto di un'elaborazione dell'equazione (3.3).

Infatti, è possibile riscrivere l'equazione meccanica della macchina come bilancio di potenza; a tal fine occorre moltiplicare ambo i membri della (3.3) per la velocità elettrica espressa in per unità:

$$c_m(t) \cdot \omega(t) = T_a \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} \cdot \omega(t) + c_p(t) \cdot \omega(t) + c_e(t) \cdot \omega(t) \quad (3.7)$$

Equivalentemente:

$$p_m(t) = T_a \cdot \omega(t) \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} + p_p(t) + p_e(t) \quad (3.8)$$

dove la potenza elettromagnetica in valore relativo è:

$$p_e(t) = c_e(t) \cdot \omega(t) \quad (3.9)$$

L'equazione (3.8) può essere riscritta sostituendo la velocità elettrica con la frequenza, sapendo che:

$$\Omega(t) = 2\pi f(t) \quad (3.10)$$

e trascurando le perdite:

$$T_a \cdot \omega(t) \frac{df(t)}{dt} / f_n = p_m(t) - p_e(t) \quad (3.11)$$

Effettuando un'opportuna manipolazione dell'equazione (3.11), si ottiene

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_n}{T_a} \cdot \frac{1}{\omega(t)} [p_m(t) - p_e(t)] \quad (3.12)$$

Una valida approssimazione della (3.12) si effettua supponendo $\omega(t) = \Omega(t) / \Omega_n \approx 1$ p.u.

Si ottiene così l'equazione di modello del turboalternatore. Essa può essere espressa:

- nel seguente modo, qualora si intenda usare grandezze in per unità:

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_n}{T_a} \cdot [p_m(t) - p_e(t)] \quad (3.13)$$

- in quest'altra maniera, qualora si preferisca utilizzare grandezze in unità fondamentali:

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_n}{T_a \cdot P_n} \cdot [P_m(t) - P_e(t)] \quad (3.14)$$

3.2 Regolazione primaria di frequenza

Si dice primaria la regolazione di frequenza di una rete elettrica quando è il risultato di una o più regolazioni locali, effettuate mediante regolatori di velocità, applicate ai singoli gruppi turbina-alternatore.

La costanza della velocità di un gruppo turbina-alternatore implica ovviamente che, trascurate le perdite, la potenza meccanica motrice $p_m(t)$ fornita dalla turbina sia esattamente uguale alla potenza elettrica attiva $p_e(t)$ generata in rete.

All'interno di un gruppo turbina-alternatore è opportuno introdurre la regolazione della velocità (che agisce a livello delle valvole di turbina), in quanto, durante il normale funzionamento, il bilancio di potenza detto sopra può risultare alterato a causa di disturbi di varia natura. Ne consegue che, in assenza di regolazione, la velocità e la frequenza potrebbero raggiungere valori intollerabili. L'obiettivo della regolazione di frequenza è perciò quello di mantenerla in un campo accettabile di valori.

3.2.1 Struttura dell'anello di regolazione della velocità di un gruppo turbina-alternatore

Lo schema a blocchi di regolazione primaria di frequenza del singolo gruppo è strutturato in quattro blocchi distinti ed è rappresentato in Fig.3.1, con numerazione dei blocchi da sinistra a destra.

- Blocco #1: regolatore di velocità
- Blocco #2: sistema di attuazione delle valvole
- Blocco #3: sistema di adduzione e turbina
- Blocco #4: inerzia del gruppo

Le variabili, espresse in valori relativi, utilizzate nello schema a blocchi di Fig.3.1 vengono definite come segue:

- Errore di frequenza (ingresso del regolatore): $e_f(t)$ [p.u.]
- Apertura del servomotore di regolazione (posizione organo meccanico – uscita del regolatore) $\theta(t)$ [p.u.]
- Apertura delle valvole di ammissione in turbina $A(t)$ [p.u.]

- Potenza meccanica (motrice) $p_m(t)$ [p.u.]
- Potenza elettrica attiva generata (resistente) $p_e(t)$ [p.u.]

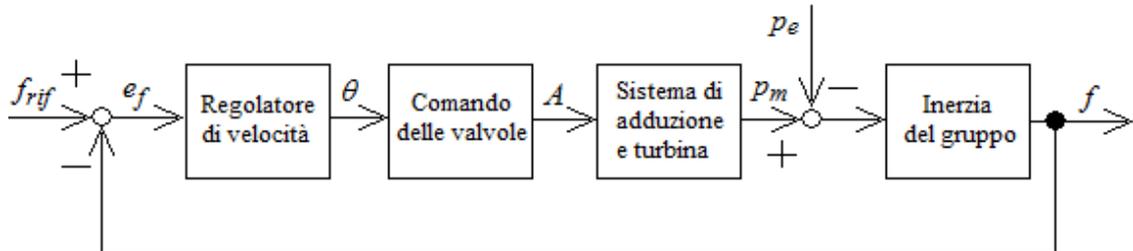


Fig.3.1. Schema di principio per la regolazione della velocità di un gruppo

In merito al blocco # 3, in questa trattazione, ci si riferirà sempre a generatori di impianti termoelettrici. Per una descrizione accurata del modello di tale blocco, nell'ipotesi di cui sopra si veda l'Appendice A.

Mentre l'ultimo blocco è descritto da una equazione lineare (3.13), ottenuta per mezzo di ipotesi semplificative, gli altri blocchi sono caratterizzati da equazioni non lineari.

Ai fini dell'analisi si procede, quindi, alla loro linearizzazione attorno ad un punto di equilibrio, considerando le rispettive grandezze alle variazioni, indicate con il prefisso Δ nella notazione. Ricorrendo alla trasformata di Laplace di tali grandezze è possibile definire le funzioni di trasferimento seguenti, riferite alle variabili in unità fondamentali:

$$G_a(s) = \frac{\Delta P_r(s)}{\Delta A(s)} \quad (3.15)$$

$$G_v(s) = \frac{\Delta A(s)}{\Delta \theta(s)} \quad (3.16)$$

$$G_r(s) = \frac{\Delta \theta(s)}{\Delta e_f(s)} \quad (3.17)$$

dove i pedici 'a', 'v', 'r' si riferiscono rispettivamente al sistema di adduzione (blocco #3), al sistema di attuazione (blocco #2) che agisce sulle valvole di ammissione e al regolatore di velocità (blocco #1). La variabile temporale $\Delta P_r(t)$, la cui trasformata di Laplace $\Delta P_r(s)$ compare nell'equazione, (3.15) è la variazione di "potenza regolante", espressa in [W] e, in assenza di altre regolazioni di frequenza oltre alla primaria, coincide esattamente con la variazione

di potenza meccanica (motrice) $\Delta P_m(t)$. In generale, invece, tali potenze non sono coincidenti per la presenza della regolazione secondaria (si veda il paragrafo 3.7).

Anche l'equazione relativa al blocco #4 viene espressa alle variazioni; inoltre, ricorrendo alla trasformata di Laplace dell'equazione (3.14), si ottiene la seguente funzione di trasferimento.

$$\frac{\Delta f(s)}{[\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)]} = \frac{f_n}{s \cdot T_a \cdot P_n} \quad (3.18)$$

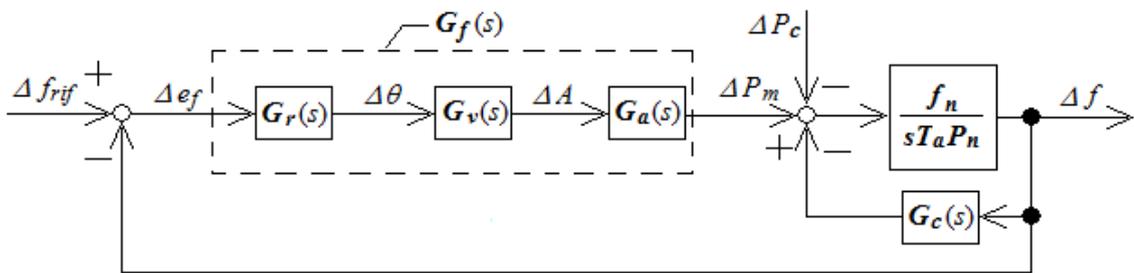


Fig.3.2. Schema a blocchi linearizzato della regolazione di velocità di un gruppo

In riferimento alla Fig.3.2 si indica con $G_f(s)$ la funzione di trasferimento risultato della serie dei primi tre blocchi:

$$G_f(s) = \frac{\Delta P_r(s)}{\Delta e_f(s)} = G_a(s) \cdot G_v(s) \cdot G_r(s) \quad (3.19)$$

Nella notazione si preferisce indicare la variabile alle variazioni che rappresenta la potenza elettrica attiva richiesta dalla rete con $\Delta P_c(t)$, anziché con $\Delta P_e(t)$, per enfatizzare il fatto che la variazione di potenza attiva è dovuta ad una variazione di carico.

Quest'ultima grandezza, nelle normali condizioni operative, rappresenta quindi il disturbo o la perturbazione che si manifesta in rete, in seguito alla quale occorre regolare la frequenza, governata dall'equazione dell'inerzia del gruppo (3.18), che ora viene ulteriormente modificata:

$$\Delta f(s) = \frac{1}{s T_a \cdot P_n} \cdot [\Delta P_r(s) - \Delta P_c(s) - G_c(s) \cdot \Delta f(s)] \quad (3.20)$$

dove la $G_c(s)$ è una funzione di trasferimento aggiuntiva, che tiene conto della dipendenza dei carichi dalla frequenza e della quale verrà data una spiegazione esaustiva nel paragrafo 3.4.

Per ottenere un errore di frequenza nullo a transitorio esaurito occorre avere nella $G_f(s)$ un'azione integrale: in particolare è possibile verificare [6] che è inopportuno utilizzare un'azione puramente integrale, in quanto lo smorzamento dei poli complessi coniugati presenti nella risultante funzione di trasferimento d'anello chiuso sarebbe praticamente nullo. È altresì appropriato avere una $G_f(s)$ del tipo proporzionale-integrale (con zero in $1/T_2$):

$$G_f(s) = K_f \frac{1 + sT_2}{s} \quad (3.21)$$

Tuttavia, nell'ambito di una regolazione della frequenza con più gruppi regolanti come accade in un sistema di potenza, per motivi [6] qui non indagati, non è possibile introdurre integratori nella funzione di trasferimento d'anello aperto. È opportuno, bensì, avere una $G_f(s)$ del tipo polo-zero caratterizzata da uno zero a pulsazione $1/T_2$ maggiore di quella $1/T_1$ del polo.

$$G_f(s) = K_f T_1 \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (T_2 < T_1) \quad (3.22)$$

Esprimendo tale funzione di trasferimento in per unità, si ottiene:

$$g_f(s) = \frac{\Delta P_r(s)/P_n}{\Delta e_f(s)/f_n} = G_f(s) \frac{f_n}{P_n} = K_f T_1 \frac{f_n}{P_n} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.23)$$

Con riferimento a $G_f(s)$ si osservi che:

- la costante di tempo T_1 deve essere abbastanza grande per avere $e_f(t)$ abbastanza piccolo a regime (idealmente se T_1 tendesse all'infinito si ritornerebbe ad avere la funzione proporzionale-integrale 3.21);
- il guadagno statico è $K_f T_1$ (legato al concetto di statismo permanente);
- il guadagno per s tendente a infinito è $K_f T_2$ (legato al concetto di statismo transitorio);

Si definisce energia regolante permanente del gruppo il guadagno statico di $G_f(s)$, ovvero:

$$E_p = G_f(s=0) = \frac{\Delta P_r(s=0)}{\Delta e_f(s=0)} = \left[- \frac{\Delta P_r(s=0)}{\Delta f(s=0)} \right]_{\Delta f_{ref}=0} = K_f T_1 \quad [\text{W/Hz}] \quad (3.24)$$

L'energia regolante permanente E_p risulta pari al rapporto, in condizioni di regime, tra la generica variazione di potenza regolante (ovvero di carico) e quella corrispondente di frequenza, ma cambiata di segno.

E_p è effettivamente una energia [J] dal punto di vista dimensionale, ma si preferisce misurarla in [W/Hz] perché rappresenta la variazione di potenza prodotta per variazione di 1 Hz della frequenza.

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

$$b_p = \left[-\frac{\Delta f(s=0)/f_n}{\Delta P_r(s=0)/P_n} \right]_{\Delta f_{rif}=0} = \frac{P_n}{f_n} \cdot \frac{1}{G_f(s=0)} = \frac{P_n}{f_n K_f T_1} \quad [] \quad (3.25)$$

Si noti che b_p è adimensionale [p.u./p.u.] e rappresenta la variazione in p.u. della frequenza prodotta da una variazione in p.u. della potenza.

È evidente che l'energia regolante permanente e lo statismo permanente sono inversamente proporzionali e in particolare risultano legati dalla relazione seguente:

$$E_p = \frac{1}{b_p} \frac{P_n}{f_n} \quad (3.26)$$

In modo analogo si definiscono le rispettive grandezze transitorie:

- energia regolante transitoria:

$$E_t = G_f(s=\infty) = \frac{\Delta P_r(s=\infty)}{\Delta e_f(s=\infty)} = \left[-\frac{\Delta P_r(s=\infty)}{\Delta f(s=\infty)} \right]_{\Delta f_{rif}=0} = K_f T_2 [\text{W/Hz}] \quad (3.27)$$

- statismo transitorio di regolazione:

$$b_t = \left[-\frac{\Delta f(s=\infty)/f_n}{\Delta P_r(s=\infty)/P_n} \right]_{\Delta f_{rif}=0} = \frac{P_n}{f_n} \cdot \frac{1}{G_f(s=\infty)} = \frac{P_n}{f_n K_f T_2} \quad [] \quad (3.28)$$

Dalle precedenti relazioni si deduce che:

$$b_t = \frac{T_1}{T_2} b_p \quad (3.29)$$

$$E_t = \frac{T_2}{T_1} E_p \quad (3.30)$$

Pertanto l'energia regolante transitoria è sempre inferiore a quella permanente e corrispondentemente lo statismo permanente è inferiore a quello transitorio.

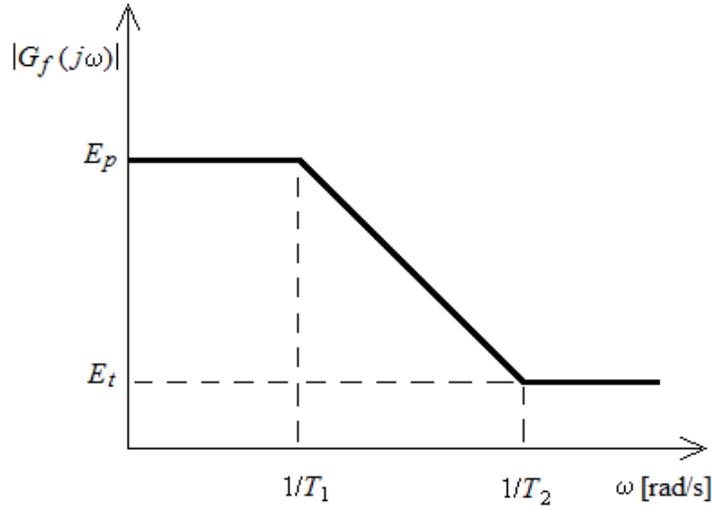


Fig.3.3. Diagramma asintotico del modulo di $G_f(s)$ (funzione di trasferimento tra errore di frequenza e potenza meccanica)

È importante osservare che, nei primi istanti di un transitorio dovuto ad una variazione di carico, l'energia regolante è pari a quella transitoria, cioè relativamente modesta; essa quindi aumenta progressivamente fino a raggiungere il valore, relativamente alto, dell'energia regolante permanente nelle nuove condizioni di regime permanente.

In conclusione, il legame dinamico che, per l'intervento della regolazione primaria, definisce la variazione di potenza meccanica in risposta a scompensi della frequenza rispetto al suo valore nominale è:

$$\frac{\Delta P_r(s)}{\Delta f(s)} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad \text{se lo si esprime in unità fondamentali} \quad (3.31)$$

$$\frac{\Delta P_r(s)/P_n}{\Delta f(s)/f_n} = -\frac{1}{b_p} \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad \text{se lo si esprime in per unità} \quad (3.32)$$

In regime permanente si può rappresentare la parte statica di tale legame nel piano potenza-frequenza con una retta di pendenza $-1/E_p$.

Quanto detto si dimostra per mezzo dei seguenti calcoli:

$$\frac{\Delta P_r(s)}{\Delta f(s)} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \xrightarrow{s \rightarrow 0} -E_p \quad (3.33)$$

Perciò, indicato l'equilibrio con $(f_n, P_{r,eq})$:

$$\frac{P_r(t = \infty) - P_{r,eq}}{f(t = \infty) - f_n} = -E_p \Rightarrow f(t = \infty) - f_n = -1/E_p (P_r(t = \infty) - P_{r,eq}) \quad (3.34)$$

Si ottiene, quindi, una retta nel piano $f - P_r$ passante per il punto (f_n, P_n) , se $P_{r,eq} = P_n$, come si nota in Fig.3.4, in cui la regione di interesse, ovviamente, è limitata per potenze che assumono valori tra 0 e P_n .

Il generico coefficiente angolare di una retta è legato alla tangente dell'angolo acuto compreso tra l'asse orizzontale e la retta stessa. Considerando, invece, l'angolo ad esso complementare (quello che la retta forma con la verticale ovvero l'asse delle frequenze), indicato con α , vale la seguente formula:

$$\alpha = \tan^{-1}(E_p) \quad (3.35)$$

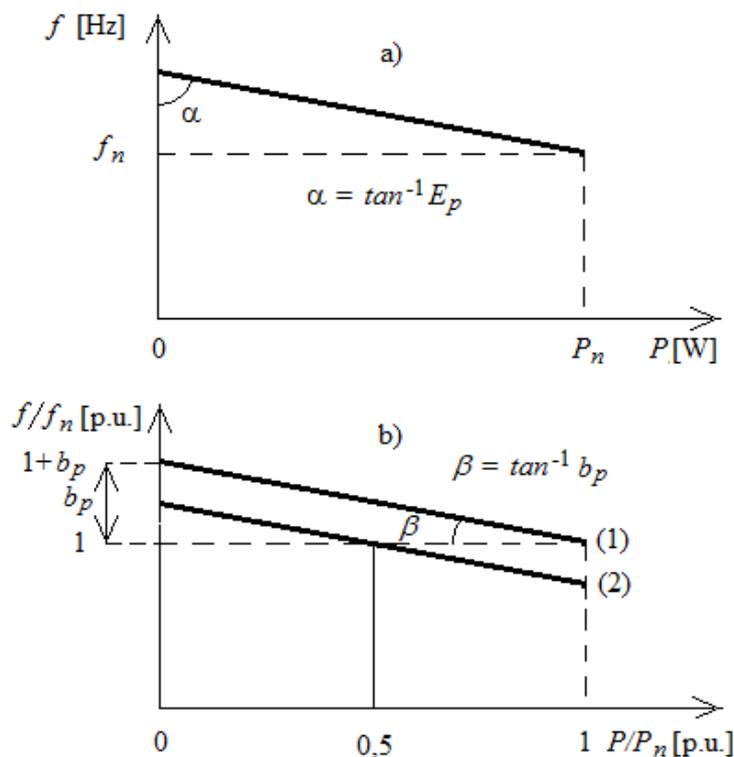


Fig.3.4. Caratteristica statica ($t = \infty$) frequenza-potenza: a) in valori assoluti, b) in valori relativi

Si osservi che tanto maggiore (minore) è l'energia regolante permanente, tanto più α tende a 90° (0°). Perciò a bassi statismi, ovvero alte energie regolanti, corrispondono caratteristiche statiche caratterizzate da rette con pendenze modeste (al limite orizzontali), il che significa che, per un aumento della potenza richiesta,

la frequenza si abbassa lievemente. In caso di statismo elevato invece la frequenza scenderebbe in maniera più drastica.

In valori relativi, cioè nel piano $(P/P_n, f/f_n)$ la caratteristica statica è ancora ovviamente rettilinea e risulta:

$$\beta = \tan^{-1}(b_p) \quad (3.36)$$

dove β è l'angolo tra la retta e l'orizzontale (l'asse delle potenze).

È allora immediato il significato fisico di 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 in orizzontale la caratteristica stessa è offerta dal “variagiri” che comanda variazioni di potenza a frequenza costante. Ad esempio, è possibile richiedere che a pieno carico la frequenza sia quella nominale, oppure imporre che tale frequenza si abbia con il gruppo a metà carico, ovvero con $P/P_n = 0,5$.

Tutte queste considerazioni sono generali, in quanto prescindono dall'effettivo tipo di impianto di generazione. È evidente che per il progetto del regolatore di velocità, ovvero per la sintesi di $G_r(s)$, occorre conoscere $G_a(s)$ (la funzione di trasferimento del sistema di adduzione e della turbina), oltre che $G_v(s)$, al fine di rispettare le caratteristiche desiderate per la $G_f(s)$.

3.2.2 Sintesi del regolatore primario

In base a quanto riportato nel paragrafo 3.2.1 circa la funzione di trasferimento di inerzia del gruppo, espressa dall'equazione (3.20), vale la seguente equazione espressa in valori relativi:

$$\frac{\Delta f(s)}{f_n} = \frac{1}{sT_a} \cdot \left[\Delta p_r(s) - \Delta p_c(s) - g_c(s) \cdot \frac{\Delta f(s)}{f_n} \right] \quad (3.37)$$

Se si trascura la funzione di trasferimento $g_c(s)$, la sintesi del controllore primario può essere effettuata in riferimento alla seguente funzione d'anello aperto, che per comodità di trattazione viene espressa in valori relativi, $l_{fp}(s)$:

$$l_{fp}(s) = g_f(s) \cdot \frac{1}{sT_a} = \frac{1}{b_p} \cdot \frac{1+sT_2}{1+sT_1} \cdot \frac{1}{sT_a} \quad (3.38)$$

Nel progetto del regolatore primario i comportamenti desiderati da considerare sono:

- Comportamento statico

Il comportamento statico è definito dalla precisione a regime: per avere una buona precisione a regime occorre avere un guadagno elevato; si ribadisce il fatto che con una $G_f(s)$ come quella rappresentata dall'equazione (3.22) non si ha errore statico nullo.

A proposito di questa affermazione, si tenga in considerazione che, anche se è presente un integratore nel processo e questo garantisce errore nullo a transitorio esaurito a fronte di variazioni del riferimento, la stessa cosa non può essere garantita a fronte di disturbi additivi sulla variabile di controllo; peraltro la funzione di trasferimento di inerzia del gruppo, nella realtà, non è puramente integrale, data la presenza della $g_c(s)$ in retroazione (che spesso viene trascurata).

Ottenere un guadagno elevato significa che lo statismo permanente b_p deve essere sufficientemente basso, ad esempio $0,02 \div 0,05$ p.u./p.u.

- Comportamento dinamico

Il comportamento dinamico è definito essenzialmente da stabilità e rapidità di risposta, per valutare le quali ci si avvale del diagramma di Bode della $l_{fp}(s)$ rappresentato in Fig.3.5.

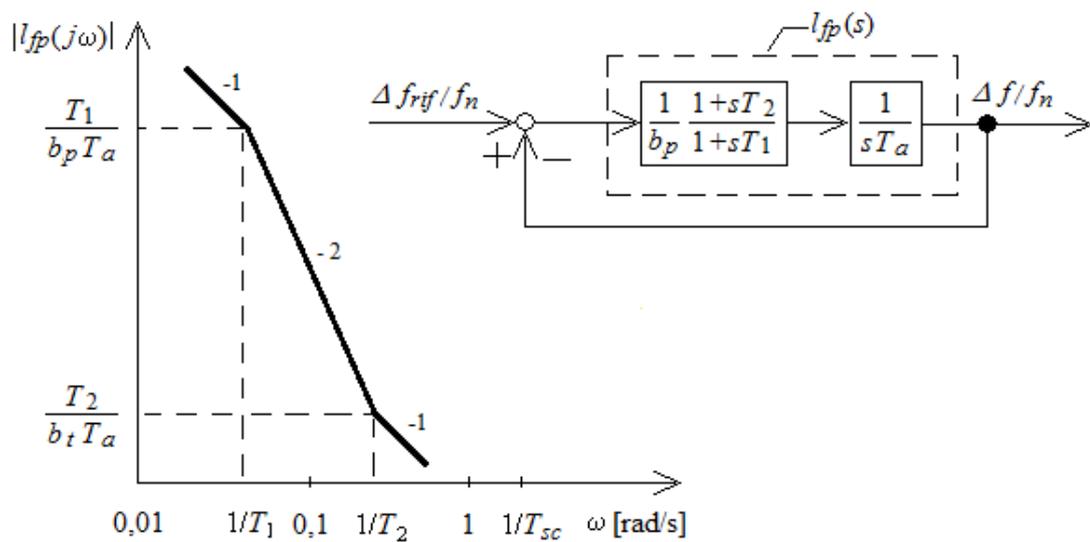


Fig.3.5. Diagramma di Bode asintotico del modulo di $l_{fp}(s)$

Per motivi legati alle caratteristiche del sistema di adduzione esiste un vincolo superiore per la banda passante. In particolare, nel caso di impianti termoelettrici è appropriato tagliare l'asse 0 dB a pulsazioni al di sotto della "pulsazione di steam chest" $1/T_{sc}$, anch'essa pari a circa 2 rad/s, con lo scopo di poter ignorare, ai fini della sintesi del regolatore, la dinamica di "steam chest" (si veda l'Appendice A), considerandola in alta frequenza rispetto alla pulsazione di taglio.

Dato l'andamento del diagramma di Bode del modulo di $l_{fp}(s)$, per ottenere ampio margine di fase e contemporaneamente non avere un anello di regolazione troppo lento occorre scegliere una pulsazione di taglio che soddisfi: $1/T_2 < \omega_{cp} < 1/T_{sc}$ (alta frequenza).

In alta frequenza vale l'approssimazione seguente, in virtù del fatto che $\omega \gg T_1$ e $\omega \gg T_2$:

$$l_{fp}(s) = \frac{1}{b_p} \cdot \frac{1+sT_2}{1+sT_1} \cdot \frac{1}{sT_a} \cong \frac{1}{b_p} \cdot \frac{T_2}{T_1} \cdot \frac{1}{sT_a} = \frac{1}{b_t} \cdot \frac{1}{sT_a} \quad (3.39)$$

Conseguentemente per $\omega_{cp} > 1/T_2$ valgono le seguenti:

$$\begin{cases} |l_{fp}(j\omega)| = 1/(\omega b_t T_a) \\ \angle l_{fp}(j\omega) = -180^\circ + \tan^{-1}(\omega T_2) \end{cases} \quad (3.40)$$

E, una volta scelta ω_{cp} , si ricava:

$$\begin{cases} b_t = 1/(\omega_{cp} T_a) \\ \varphi_m = \tan^{-1}(\omega_{cp} T_2) \end{cases} \quad (3.41)$$

Se, ad esempio si considera il caso di un generatore termoelettrico e si assume $\omega_{cp} = 0,6$ rad/s (inferiore a 2 rad/s), poiché T_a è dell'ordine di 8 s, $T_1 = T_R$ (si veda l'Appendice A) è circa 10 s e $T_2 = \alpha T_R$ è circa 3 s, si ricava:

- $\varphi_m = 60^\circ$, che è un risultato più che soddisfacente in termini di stabilità (anche se in realtà non viene considerata la dinamica di "steam chest" che provoca di fatto un abbassamento del margine di fase, abbassamento comunque piccolo per $\omega_{cp} = 0,6$ rad/s);
- $b_t = 0,208$ p.u./p.u. e, per la relazione $b_t = \frac{T_1}{T_2} b_p$, si trova $b_p = 0,0625$ p.u./p.u.;

Come ultima osservazione, si noti che il guadagno k_a della funzione di trasferimento della turbina e del sistema adduttore dipende dal punto di lavoro e analogamente questo vale per k_v del sistema di comando delle valvole.

Posto che:

- in prima approssimazione si suppone che l'attuatore sia infinitamente veloce, ovvero: $g_v(s) = k_v$,
- la funzione di trasferimento di adduzione è: $g_a(s) = k_a \frac{1 + s\alpha T_R}{1 + sT_R}$ (si veda l'Appendice A, dove viene ricavata $g_a(s)$),
- T_1 e T_2 sono scelti in modo tale che: $T_1 = T_R$ e $T_2 = \alpha T_R$,

poiché $g_f(s) = g_a(s) \cdot g_v(s) \cdot g_r(s)$, ne consegue che:

$$g_r(s) = \frac{g_f(s)}{g_a(s) \cdot g_v(s)} = \frac{1/b_p \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1}}{k_a \frac{1 + s\alpha T_R}{1 + sT_R} \cdot k_v} = \frac{1/b_p \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1}}{k_a \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \cdot k_v} = \frac{1}{b_p \cdot k_a \cdot k_v} \quad (3.42)$$

Poiché il guadagno del regolatore $g_r(s)$, pari a $1/b = 1/(b_p \cdot k_v \cdot k_a)$ dipende da k_a e k_v , il diagramma di Bode del modulo di $l_{fp}(s)$, una volta fissato lo statismo permanente, si sposta in verticale in funzione del punto di lavoro, facendo variare la pulsazione di taglio.

Per evitare problemi di instabilità allora si introduce nel regolatore una opportuna compensazione della non linearità potenza-apertura.

3.3 Estensione del modello meccanico dei generatori ad una rete a molte macchine

Negli studi relativi alla regolazione primaria della frequenza si suppone normalmente che la velocità angolare elettrica, e quindi anche la frequenza, sia anche nei transitori uguale per tutte le macchine della rete (come se fossero meccanicamente solidali). Questo significa, di fatto, considerare soltanto le componenti più lente dei transitori di velocità (del resto, come si vedrà nel seguito, questa approssimazione è valida ai fini del progetto dei regolatori di frequenza dal momento che la pulsazione di taglio degli anelli di regolazione primaria è sufficientemente bassa: meno di 1 rad/s) e ignorare le oscillazioni pendolari tra le macchine.

Nel seguito si illustra come, sotto l'ipotesi precedente, sia possibile ricondursi ad un unico modello meccanico equivalente rappresentativo di tutta la rete, ricavabile a partire dai singoli contributi dei generatori.

Ricordando l'equazione dell'equilibrio meccanico vista in precedenza, si avrà per l'insieme di N_g macchine presenti in rete il seguente set di equazioni:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{m1}(t) - P_{e1}(t) = \frac{T_{a1} P_{n1}}{\Omega_n} \frac{d}{dt} (\Omega(t)) \\ \vdots \\ P_{mN_g}(t) - P_{eN_g}(t) = \frac{T_{aN_g} P_{nN_g}}{\Omega_n} \frac{d}{dt} (\Omega(t)) \end{array} \right. \quad (3.43)$$

che sono espresse in unità fondamentali.

Dalle equazioni (3.43), segue che:

$$\frac{d}{dt} (\Omega(t)) = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} P_{mi}(t) - \sum_{i=1}^{N_g} P_{ei}(t)}{\sum_{i=1}^{N_g} \frac{T_{ai} P_{ni}}{\Omega_n}} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{M_g} \quad (3.44)$$

dove M_g è detta inerzia totale dei generatori e $P_m(t)$ e $P_e(t)$ sono rispettivamente le potenze totali erogate e assorbite, espresse in [W].

Se $P_n = \sum_{i=1}^{N_g} P_{ni}$ è la potenza attiva nominale totale dei gruppi, allora in base all'equazione (3.44) ci si può ricondurre ad un'equazione equivalente per tutti gli N_g generatori e della stessa forma di quella valida per una sola macchina:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\Omega(t)}{\Omega_n} \right) = \frac{P_n}{\Omega_n M_g} [p_m(t) - p_e(t)] \quad (3.45)$$

o, anche:

$$\frac{d}{dt} (f(t)) = \frac{f_n}{T_{ag}} \cdot [p_m(t) - p_e(t)] \quad (3.46)$$

dove:

$$T_{ag} = \frac{\Omega_n M_g}{P_n} = \frac{\Omega_n}{P_n} \sum_{i=1}^{N_g} \frac{T_{ai} P_{ni}}{\Omega_n} = \frac{\sum_{i=1}^{N_g} T_{ai} P_{ni}}{\sum_{i=1}^{N_g} P_{ni}} \quad (3.47)$$

è il tempo di avviamento equivalente dei generatori ed è pari alla media dei tempi di avviamento dei singoli gruppi, pesata con le relative potenze nominali.

Poiché tipicamente i T_{ai} non sono molto diversi tra loro ($T_{ai} \approx 8$ s), risulta $T_{ag} \approx T_{ai}$.

Lo schema a blocchi equivalente è quello mostrato in Fig.3.6.

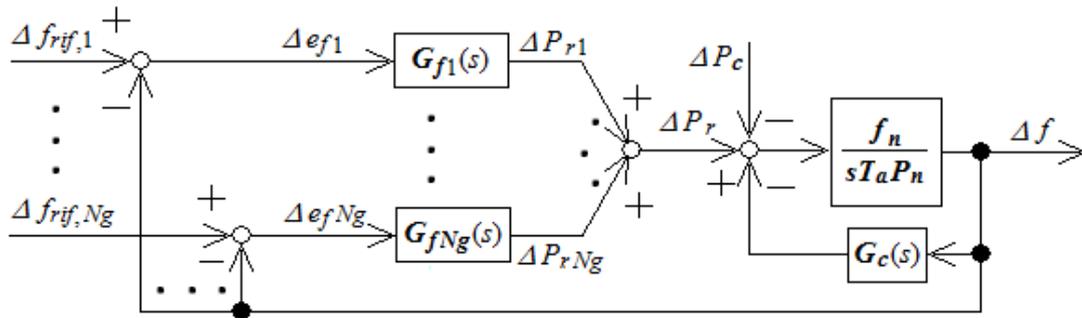


Fig.3.6. Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria della frequenza per una rete a molte macchine

In riferimento alla Fig.3.6, la funzione di trasferimento di inerzia viene d'ora in poi indicata con $G_m(s)$:

$$G_m(s) = \frac{f_n}{sT_a P_n} \quad (3.48)$$

Nello schema a blocchi di Fig.3.6 è presente anche la funzione di trasferimento $G_c(s)$ in retroazione e, inoltre, il tempo di avviamento nella $G_m(s)$ è stato indicato con T_a anziché con T_{ag} ricavato nell'equazione (3.47): la motivazione di questi fatti è spiegata nel prossimo paragrafo (3.4).

Si osservi, infine, che, dal momento che nello schema in Fig.3.6 anche i vari blocchi $G_{fi}(s)$ (oltre a quelli delle funzioni di trasferimento d'inerzia, come già visto) si trovano in parallelo tra loro, a meno di variazioni differenti per i riferimenti di frequenza, è possibile calcolare una funzione di trasferimento equivalente $G_f(s)$.

Perciò, in assenza di variazioni dei riferimenti l'insieme delle $G_{fi}(s)$ può essere sostituito da un unico blocco:

$$G_f(s) = \sum_{i=1}^{N_g} G_{fi}(s) \quad (3.49)$$

Infine, si osservi che:

- utilizzare un solo blocco di inerzia equivalente $G_m(s)$ per tutta la rete elettrica, è una semplificazione che corrisponde al fatto di considerare i transitori di frequenza media;
- utilizzare, invece, un solo blocco equivalente $G_f(s)$, in luogo delle $G_{fi}(s)$, è un comodo artificio che si rivelerà utile nel progetto del regolatore secondario di frequenza (si veda il paragrafo 3.7.1).

3.4 Contributo dei carichi rotanti all'equazione meccanica

Nelle analisi dei transitori di media frequenza è abbastanza rilevante tenere conto della presenza di eventuali carichi rotanti (motori sincroni e asincroni) presenti nella rete elettrica per:

- il loro contributo all'inerzia complessiva della rete;
- la loro dipendenza dalla frequenza.

Per quanto riguarda il primo aspetto si può introdurre il parametro tempo di avviamento equivalente del carico:

- asincrono:

$$T_{aa} = \frac{\sum_{i=1}^{Nca} T_{ai} P_{an,i}}{\sum_{i=1}^{Nca} P_{an,i}}$$

e si indica con $P_{na} = \sum_{i=1}^{Nca} P_{an,i}$ la potenza nominale totale dei motori asincroni;

- sincrono:

$$T_{as} = \frac{\sum_{i=1}^{Ncs} T_{ai} P_{sn,i}}{\sum_{i=1}^{Ncs} P_{sn,i}}$$

e si indica con $P_{ns} = \sum_{i=1}^{Ncs} P_{sn,i}$ la potenza nominale totale dei motori sincroni.

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

$$T_a = T_{ag} \left(1 + \frac{T_{aa}}{T_{ag}} \frac{P_{na}}{P_n} + \frac{T_{as}}{T_{ag}} \frac{P_{ns}}{P_n} \right) \quad (3.50)$$

dove P_n è la potenza complessiva dei generatori.

Ad esempio, se T_{aa} è dell'ordine di 4 s, cioè circa la metà di T_{ag} , la potenza nominale del carico asincrono è pari a 2/3 della potenza nominale dei generatori e si trascura la presenza di carico sincrono, allora risulta $T_a = 11$ s.

Non deve quindi meravigliare il fatto che una rete, in cui il tempo di avviamento per i generatori è mediamente intorno agli 8 s, presenti un tempo d'avviamento equivalente di 11 o 12 s.

Per quanto riguarda la dipendenza del carico dalla frequenza espressa dalla $G_c(s)$, poiché la parte dinamica è stata conglobata nel termine T_a , resta da considerarne soltanto la parte algebrica. Ne consegue che la $G_c(s)$ è un puro guadagno e vale:

$$E_c = 1/f_n \cdot \sum_{i=1}^{Nca} \gamma_i P_{an,i} \quad (3.51)$$

che viene detta energia regolante del carico [W/Hz].

Si osservi che $P_{an,i}$ è la potenza nominale del generico motore asincrono mentre γ_i è la pendenza della sua caratteristica del carico meccanico in funzione della frequenza nel punto di funzionamento.

Si definisce conseguentemente statismo del carico la grandezza:

$$b_c = \frac{P_{na}}{f_n E_c} = \frac{P_{na}}{\sum_{i=1}^{Nca} \gamma_i P_{an,i}} \quad (3.52)$$

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

$$\frac{\Delta \overline{P}_{ci}(s=0)}{\overline{P}_{ci}} = k_{pf,i} \frac{\Delta \overline{f}(s=0)}{\overline{f}} \quad (3.53)$$

dove il simboli sopra-segnati indicano il punto di funzionamento attuale.

Nel caso di motori asincroni la dipendenza carico-frequenza è del tipo

$$\frac{\Delta \overline{P}_{ci}(s=0)}{\overline{P}_{ni}} = \gamma_i \frac{\Delta \overline{f}(s=0)}{\overline{f}_n} \quad (3.54)$$

pertanto risulta $k_{pf,i} = \gamma_i$ solo se nel punto di funzionamento nominale attorno al quale vengono linearizzate le equazioni il carico assorbito è uguale alla potenza nominale del motore e la frequenza è quella nominale.

In base a tabelle note in letteratura [6] relative alla dipendenza della potenza assorbita da un carico dalla frequenza e dalla tensione e sotto l'ipotesi $k_{pf,i} = \gamma_i$, si può ritenere mediamente per tutti i motori asincroni: $\gamma_i = 2$.

Conseguentemente, nella equazione (3.52) si può portare γ_i fuori dalla sommatoria e risulta:

$$b_c = \frac{1}{2} \frac{P_n}{P_{na}} \quad (3.55)$$

Supponendo che sia (come già ipotizzato in un altro esempio) $\frac{P_{na}}{P_n} = 2/3$, si

ricava $b_c = 0,75$, mentre se $\frac{P_{na}}{P_n} = 1/3$ risulta $b_c = 1,5$. In ogni caso si tratta di statismi molto alti e quindi di energie regolanti modeste.

Si comprende quindi come, quasi sempre, l'energia regolante del carico possa essere trascurata a fronte di quelle dei gruppi turbina-alternatore.

3.5 Necessità di una ripartizione di potenza regolante tra più gruppi

È opportuno che la regolazione primaria della frequenza venga suddivisa tra più gruppi e di potenza sufficiente. Infatti, se essa venisse realizzata tramite la regolazione di velocità di un solo gruppo, quest'ultimo dovrebbe fronteggiare da solo tutte le variazioni di carico globale della rete.

Durante il funzionamento del sistema di potenza possono accadere sia delle variazioni del carico $\Delta P_c(t)$ significative a causa della variazione della configurazione dei carichi, sia altre perturbazioni più gravi su $\Delta P_m(t)$, come il distacco (dovuto a disservizi) di uno o più generatori dalla rete, con conseguente diminuzione della potenza totale generata.

Pertanto, se ci fosse un solo gruppo regolato e i restanti a carico fisso, in caso di disservizi proprio sul gruppo regolante, si perderebbe tutta la potenza regolante. Inoltre, con un solo generatore regolato la potenza del gruppo potrebbe essere insufficiente per rispondere alle variazioni del carico.

Assumendo che la generica $G_{fi}(s)$ sia del tipo polo-zero come già osservato, l'energia regolante di tutta la rete (trascorrendo quella dei carichi) vale:

$$E_{pT} = \sum_{i=1}^{Ng} E_{pi} = \frac{1}{f_n} \sum_{i=1}^{Ng} \frac{P_{ni}}{b_{pi}} \quad (3.56)$$

Ad essa corrisponde uno statismo permanente equivalente:

$$b_{pT} = \frac{1}{E_p} \frac{P_n}{f_n} = \frac{P_n}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{P_{ni}}{b_{pi}}} \quad (3.57)$$

È da notare che, se ci sono soltanto n_p gruppi in regolazione e quindi $N_g - n_p$ con statismo permanente infinito, si ricava:

$$b_{pT} = \frac{P_n}{\sum_{i=1}^{n_p} \frac{P_{ni}}{b_{pi}}} \quad (\text{si noti che la sommatoria è estesa solo fino a } n_p) \quad (3.58)$$

Perciò se, ad esempio, b_{pi} è uguale per tutti i generatori si deduce che:

$$b_{pT} = b_{pi} \frac{P_n}{\sum_{i=1}^{n_p} P_{ni}} \quad (3.59)$$

Se in più gli n_p gruppi in regolazione sono tali che $\sum_{i=1}^{n_p} P_{ni} = P_n/3$, risulta $b_{pT} = 3b_{pi}$ cioè uno statismo equivalente pari a tre volte quello del singolo gruppo in regolazione. Così, se $b_{pi} = 0,05$ p.u./p.u., risulta $b_{pT} = 0,15$ p.u./p.u.

In modo analogo, si può ridefinire l'energia e lo statismo transitori equivalenti:

$$E_{iT} = \sum_{i=1}^{Ng} E_{ii} = \frac{1}{f_n} \sum_{i=1}^{Ng} \frac{P_{ni}}{b_{ii}} \quad (3.60) \quad b_{iT} = \frac{1}{E_{iT}} \frac{P_n}{f_n} = \frac{P_n}{\sum_{i=1}^{Ng} \frac{P_{ni}}{b_{ii}}} \quad (3.61)$$

La pulsazione di taglio dell'anello primario di regolazione è ancora definita da $\omega_{cp} = \frac{1}{b_{iT} T_a}$, in cui b_{iT} è stato definito in (3.61) mentre T_a è stato ridefinito nell'equazione (3.50).

In conclusione, tenuto conto del fatto che i gruppi regolanti possono essere meno di quelli complessivamente presenti in rete, è opportuno che lo statismo transitorio b_i (e quindi anche b_p) dei singoli gruppi regolanti sia più piccolo di quello che gli stessi gruppi avrebbero in funzionamento isolato. Ciò, evidentemente, al fine di non avere pulsazioni di taglio per la regolazione primaria della frequenza troppo basse.

3.6 Errore di frequenza non nullo a regime in regolazione primaria

L'aver ipotizzato $G_{fi}(s)$ di tipo polo-zero comporta che:

- durante le fasi più rapide dei transitori (ad esempio nella parte iniziale) i gruppi regolanti intervengono in modo proporzionale alle rispettive energie regolanti transitorie;
- durante le fasi più lente dei transitori (ad esempio nella parte finale) i gruppi regolanti tendono invece a ripartirsi la perturbazione in base alle energie regolanti permanenti;

Nell'ipotesi adottata di avere una $G_{fi}(s)$ del tipo polo-zero, se si desidera un errore di frequenza nullo a regime, occorre che lo statismo equivalente b_{pT} sia pari a zero. Per ottenere ciò, è sufficiente, in base all'equazione (3.58), che sia nullo almeno uno degli statismi dei gruppi in regolazione, ovvero che uno di tali gruppi abbia energia regolante infinita, ovvero che la relativa caratteristica statica $f - P_r$ sia orizzontale.

L'inconveniente di questo caso è che tutte le macchine regolanti si caricano nel transitorio ma soltanto una a regime. Questo si può dimostrare per mezzo dell'equazione (3.65) nel seguito ricavata.

In condizione di regime valgono le seguenti relazioni (3.62) e (3.63):

$$\Delta P_{ri}(s=0) = -E_{pi} \Delta f(s=0) = -\frac{P_{ni}}{b_{pi}} \frac{\Delta f(s=0)}{f_n} \quad (3.62)$$

$$\Delta P_r(s=0) = \sum_{i=1}^{np} \Delta P_{ri}(s=0) = \Delta P_c(s=0) = -E_{pT} \cdot \Delta f(s=0) \quad (3.63)$$

Dalla (3.63) consegue:

$$\Delta f(s=0) = -\frac{1}{E_{pT}} \Delta P_c(s=0) = -\frac{f_n}{P_n} b_{pT} \cdot \Delta P_c(s=0) \quad (3.64)$$

In conclusione, sostituendo la (3.64) nella (3.62), si ottiene:

$$\Delta P_{ri}(s=0) = \frac{P_{ni}}{P_n} \frac{b_{pT}}{b_{pi}} \Delta P_c(s=0) \quad (3.65)$$

Come già preannunciato, in base a quest'ultima equazione, se $E_{pT} = \infty$ (ovvero $b_{pT} = 0$, perché esiste una macchina con statismo permanente nullo), risulta $\Delta P_{ri}(s=0)$ nullo per tutte le macchine a statismo non nullo. Per evitare problemi, la macchina con statismo permanente nullo dovrebbe quindi essere di potenza tale da far fronte a tutte le possibili variazioni di carico ΔP_c , il che può rivelarsi impraticabile se le perturbazioni sono significative.

Per ovviare a tale inconveniente, si potrebbe pensare di mettere tutte le macchine regolanti a statismo, nullo ma in tal caso risulterebbe indeterminata la suddivisione del carico a regime tra le macchine.

Per tutte queste ragioni, si accetta dalla regolazione primaria un errore di frequenza a transitorio esaurito diverso da zero. Per avere, a regime, frequenza pari alla nominale, occorre allora fare ricorso alla regolazione secondaria.

3.7 Regolazione secondaria di frequenza

La regolazione primaria non consente di ripartire il carico su più gruppi in condizioni di errore di frequenza nullo a fine transitorio: tale inconveniente può essere superato per mezzo della regolazione secondaria.

3.7.1 Struttura dell'anello di regolazione secondaria della frequenza

Il regolatore secondario, detto anche regolatore di rete:

- riceve in ingresso $e_R(t) = f_R - f(t)$, dove f_R rappresenta il riferimento di frequenza del regolatore secondario, mentre $f(t)$ è la frequenza di rete comprensiva delle dinamiche di tutti i generatori;
- produce in uscita la variazione totale di potenza regolante secondaria indicata con $\Delta P_R(t)$.

Il regolatore secondario elabora un segnale di uscita $y(t)$, che in seguito viene tradotto in n_s segnali $y_i(t)$ (con $i = 1, \dots, n_s$), i quali agiscono, attraverso i regolatori primari, sulle potenze meccaniche dei diversi gruppi asserviti alla regolazione secondaria.

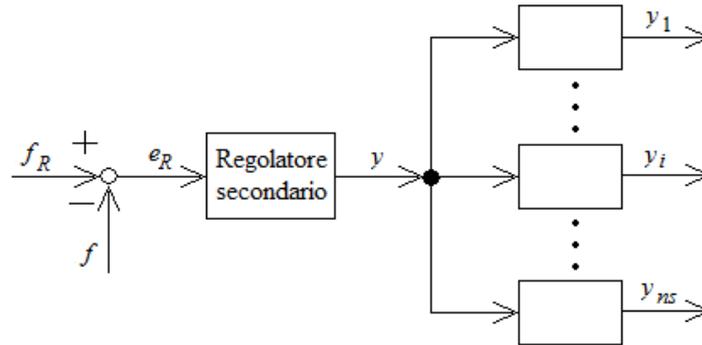


Fig.3.7. Schema di principio della regolazione secondaria della frequenza

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

- n_p sono soggetti alla regolazione primaria;
- n_s ($< n_p$) sono asserviti anche al regolatore secondario (la regolazione secondaria interviene su gruppi che devono già essere sottoposti a regolazione primaria);
- $N_g - n_p$ sono a carico fisso (assenza di regolazione di frequenza).

Per avere errore di frequenza nullo a transitorio esaurito non è necessario imporre statismo permanente b_p nullo nella regolazione primaria, in quanto basta disporre di un'azione integrale nel regolatore secondario.

In questo modo, eccetto il caso in cui la potenza regolante totale disponibile (dalle macchine) sia insufficiente a coprire il deficit di potenza in rete, a regime si ha necessariamente: $e_R(t = \infty) = 0$.

Assumendo $b_p \neq 0$ per ogni i -esimo gruppo, la ripartizione del carico tra i diversi gruppi a regime può essere realizzata nel modo che si desidera, in base alla scelta dei rapporti $\rho_i = y_i(t) / y(t)$, con $i = 1, \dots, n_s$.

Lo schema a blocchi linearizzato delle regolazioni primarie e secondaria della frequenza per i vari gruppi che compongono la rete è riportato in Fig.3.8, dove si è indicato con $G_R(s)$ la funzione di trasferimento del regolatore di rete.

Nell'ipotesi di sincronismo tra le velocità dei generatori, ovvero se si considerano i transitori di frequenza media, si ha che i sistemi dinamici dei singoli gruppi si trovano, dal punto di vista sistemistico, in parallelo tra loro e, pertanto, è possibile considerare una sola funzione di trasferimento, ottenuta in accordo alle regole di elaborazione degli schemi a blocchi.

Questo ragionamento può essere applicato tanto alla funzione di trasferimento di inerzia, indicata per brevità con $G_m(s)$ in Fig.3.8 (come fatto nel paragrafo 3.3), quanto alla $G_f(s)$, alle quali corrispondono rispettivamente le varie $G_{mi}(s)$ e le varie $G_{fi}(s)$ dei singoli gruppi.

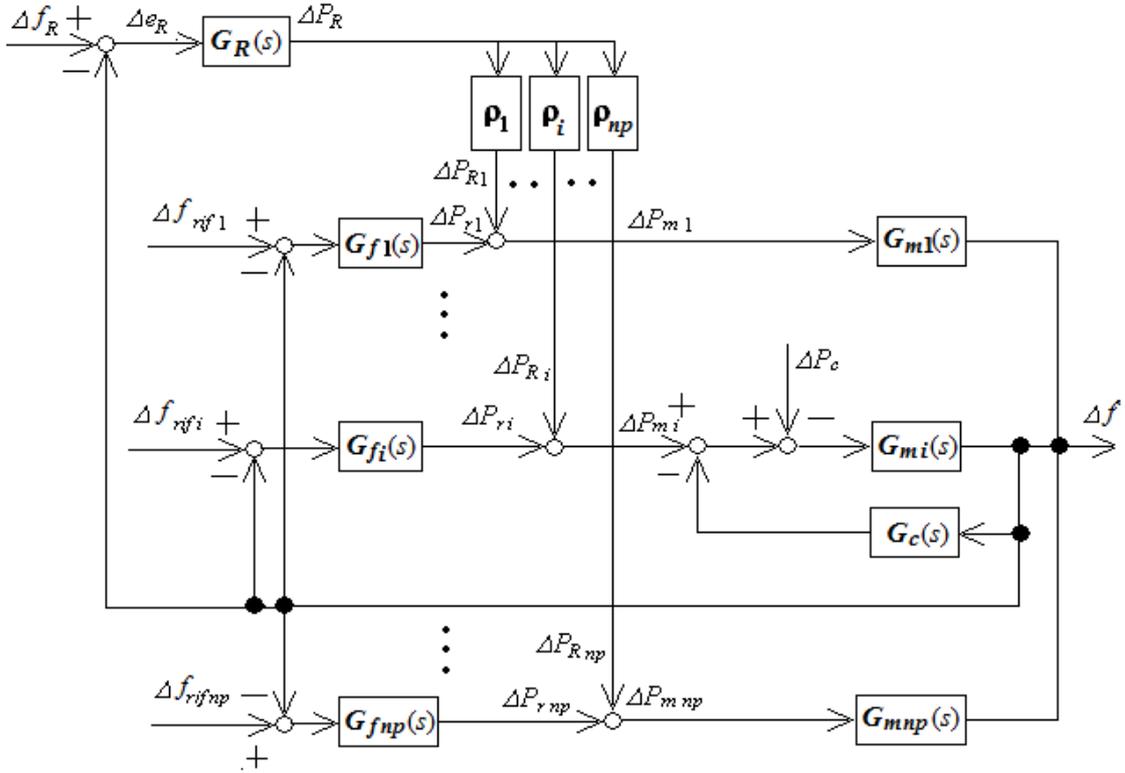


Fig.3.8. Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria e secondaria di n_p gruppi (per semplicità si assume $n_s = n_p$)

Si osservi che per ogni gruppo regolato l'energia regolante (meccanica) è il risultato di due contributi:

$$\Delta P_{mi}(t) = \Delta P_{Ri}(t) + \Delta P_{ri}(t) \quad (3.66)$$

Si tenga presente fin da ora che, come verrà spiegato nel prossimo paragrafo, l'uscita del regolatore secondario, nella realtà pratica, rappresenta un ingresso ulteriore per il blocco $G_{fi}(s)$ della regolazione primaria, diversamente da quanto appare nello schema equivalente precedente che ha validità unicamente ai fini dell'analisi teorica.

Ciò che si ottiene accorpando i blocchi in parallelo nello schema precedente relativi alle inerzie dei gruppi può essere rappresentato schematicamente come in Fig.3.9.

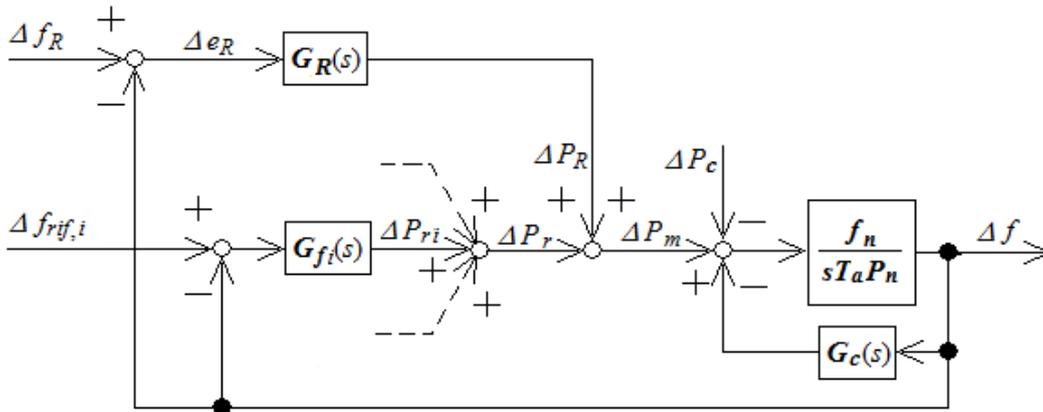


Fig.3.9. Schema a blocchi equivalente della regolazione primaria e secondaria della frequenza

Si definiscono le seguenti grandezze totali attribuibili all'intera rete:

- la variazione totale di potenza regolante primaria:

$$\Delta P_r(t) = \sum_{i=1}^{np} \Delta P_{ri}(t) \quad (3.67)$$

- la variazione totale di potenza regolante secondaria:

$$\Delta P_R(t) = \sum_{i=1}^{ns} \Delta P_{Ri}(t) \quad (3.68)$$

- la variazione totale di potenza regolante (meccanica):

$$\Delta P_m(t) = \Delta P_R(t) + \Delta P_r(t) \quad (3.69)$$

Mentre alla variazione di potenza secondaria contribuiscono solo n_s gruppi, alla variazione di potenza regolante primaria contribuiscono gli n_p gruppi regolanti; infine a formare l'inerzia totale della rete $T_a P_n / f_n$ concorrono tutti gli N_g gruppi.

Per brevità viene ora indicata con $G_m'(s)$ la funzione di trasferimento di inerzia complessiva: essa è caratterizzata da un blocco integratore in linea d'andata $G_m(s)$ (risultato delle $G_{mi}(s)$) e da un guadagno sulla linea di ritorno (quest'ultimo rappresentato da $G_c(s) = P_n / (b_c f_n)$).

$$G_m'(s) = \frac{G_m(s)}{1 + G_m(s)G_c(s)} = \frac{\frac{f_n}{sT_a P_n}}{1 + \frac{f_n}{sT_a P_n} \cdot \frac{P_n}{b_c f_n}} = \frac{\frac{f_n}{sT_a P_n}}{1 + \frac{1}{sT_a b_c}} = \frac{b_c \frac{f_n}{P_n}}{1 + sT_a b_c} \quad (3.70)$$

Alla luce di questi calcoli, lo schema a blocchi di Fig.3.9 può essere elaborato in modo da ottenerne uno equivalente, mostrato in Fig.3.10: a partire da questo si intende progettare il regolatore di rete.

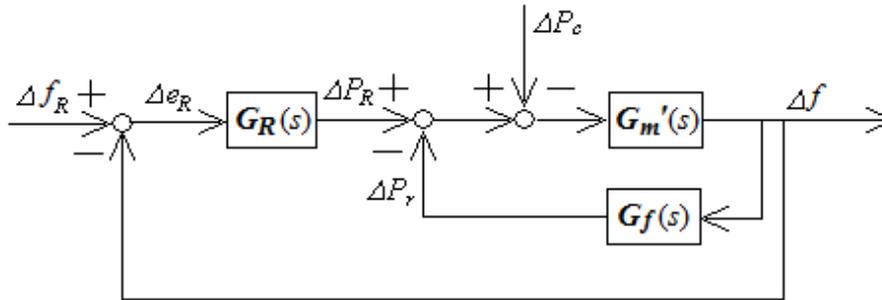


Fig.3.10. Schema a blocchi con regolazioni primarie e secondaria rielaborato con $\Delta f_{rif,i} = 0$

In assenza di variazioni dei riferimenti dei regolatori locali di velocità: $\Delta f_{rif,i} = 0, i = 1, \dots, n_p$, si può ricavare uno schema a blocchi rappresentativo dell'intera rete utile per esaminare le caratteristiche del regolatore secondario.

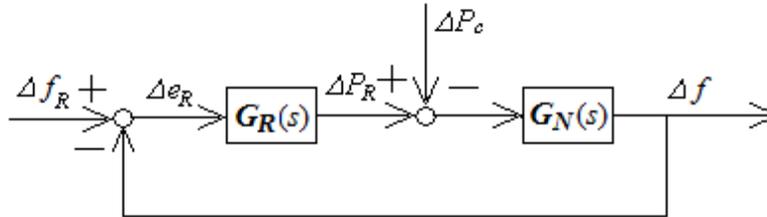


Fig.3.11. Schema a blocchi per la sintesi del regolatore di rete

In tale schema a blocchi (si veda la Fig.3.11) si osservi che la funzione di trasferimento $G_N(s)$ comprende sia il blocco rappresentante l'inerzia di rete $G_m'(s)$, sia il blocco relativo alla regolazione primaria $G_f(s)$:

$$\begin{aligned}
 G_N(s) &= \frac{\Delta f(s)}{\Delta P_R(s) - \Delta P_c(s)} = \frac{G_m'(s)}{1 + G_f(s)G_m'(s)} = \frac{\frac{b_c \frac{f_n}{P_n}}{1 + sT_a b_c}}{1 + G_f(s) \cdot \frac{b_c \frac{f_n}{P_n}}{1 + sT_a b_c}} \quad (3.71) \\
 &= \frac{b_c \frac{f_n}{P_n}}{b_c \frac{f_n}{P_n} \cdot G_f(s) + 1 + sT_a b_c} = \frac{1}{\frac{P_n}{f_n b_c} + sT_a \frac{P_n}{f_n} + G_f(s)}
 \end{aligned}$$

La $G_N(s)$ è normalmente chiamata funzione di trasferimento frequenza-potenza e rappresenta la funzione di trasferimento tra variazioni di potenza regolante secondaria $\Delta P_R(s)$ e variazioni di frequenza $\Delta f(s)$.

Dato l'effetto dell'azione integrale, che si suppone essere presente in $G_R(s)$, a regime si ha $\Delta f(t = \infty) = \Delta f_R(t = \infty)$, mentre la variazione totale di potenza regolante secondaria è pari a:

$$\begin{aligned}\Delta P_R(t = \infty) &= \Delta P_c(t = \infty) + \frac{1}{G_N(s=0)} \Delta f(t = \infty) \\ &= \Delta P_c(t = \infty) + \left[\frac{P_n}{f_n b_c} + G_f(s=0) \right] \Delta f(t = \infty) = \Delta P_c(t = \infty) + E \Delta f(t = \infty)\end{aligned}\quad (3.72)$$

dove E è detta energia regolante totale della rete (cioè dei gruppi e dei carichi):

$$E = E_c + E_{pT} = E_c + \sum_{i=1}^{np} E_{pi} = \frac{P_n}{f_n b_c} + \sum_{i=1}^{np} G_{fi}(s=0) \quad (3.73)$$

Se si suppone di mantenere costante il riferimento secondario f_R , allora, a regime, si ottiene $\Delta f(t = \infty) = 0$ e perciò $\Delta P_R(t = \infty) = \Delta P_c(t = \infty)$, ovvero la variazione, a regime, della sola potenza regolante secondaria $\Delta P_R(t = \infty)$ uguaglia quella di carico.

Se ne deduce che la variazione, a regime, di potenza regolante primaria $\Delta P_r(t = \infty)$ è nulla

(perché: $\Delta P_r(s=0) = G_f(s=0) \cdot \Delta f(s=0) = costante \cdot \Delta f(s=0)$ e $\Delta f(s=0) = 0$)

In altri termini, si può affermare che, a seguito di una variazione di carico:

- in un primo momento si caricano i gruppi in regolazione primaria e ciò comporta una condizione di quasi regime per la frequenza con $\Delta f \neq 0$;
- in un secondo momento si caricano soltanto i gruppi in regolazione secondaria (magari alcuni di quelli che già erano in regolazione primaria) e l'errore di frequenza viene portato a zero.

3.7.2 Struttura del regolatore secondario

La funzione di trasferimento $G_R(s)$ è costituita dal prodotto di due funzioni di trasferimento in cascata:

$$G_R(s) = G_o(s) \cdot G_y(s) \quad (3.74)$$

di cui la prima è realizzata fisicamente nel regolatore di rete, mentre la seconda tiene conto dell'effettivo legame tra potenza totale regolante secondaria e il segnale $y(t)$. Si veda la Fig.3.12.

In questo paragrafo viene calcolata la funzione di trasferimento $G_y(s)$: solo dopo aver fatto ciò, sarà possibile occuparsi della sintesi di $G_o(s)$ (si veda il paragrafo 3.7.3).

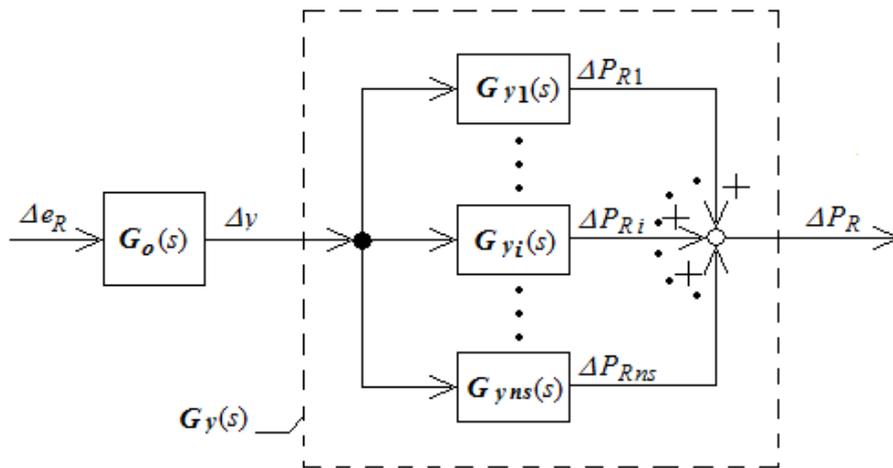


Fig.3.12. Struttura di $G_R(s)$

Uno schema di principio della regolazione primaria e secondaria della frequenza può essere allora ricondotto a quello di Fig.3.13.

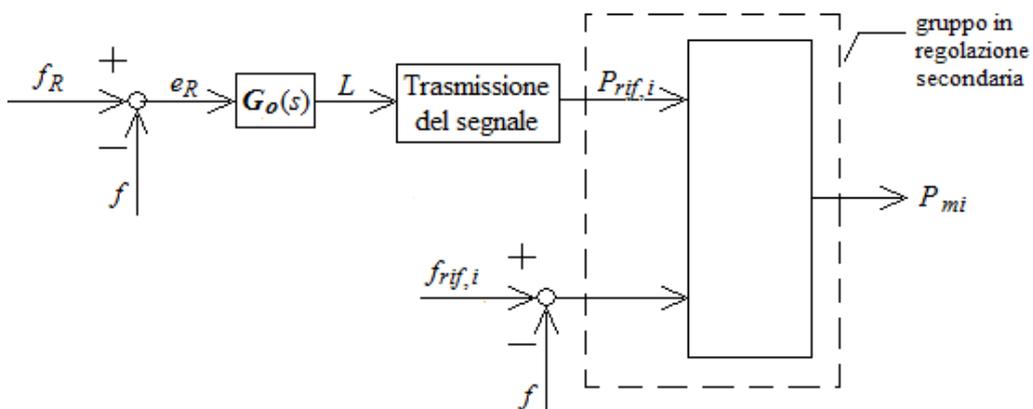


Fig.3.13. Schema di principio della regolazione primaria e secondaria della frequenza

A differenza degli schemi incontrati nel paragrafo precedente, non si tratta di uno schema equivalente: la regolazione secondaria, come anche la primaria, nella

realtà agisce sulla vera variabile di controllo di ciascun gruppo, $\theta(t)$ e non sulla potenza motrice.

Si osservi che in Fig.3.13 si è indicato con $L(t)$ l'uscita $y(t)$ del regolatore di rete in quanto usualmente denominata segnale di livello.

In base a quanto detto in precedenza si ha:

$$\Delta P_{Ri}(s) = G_{yi}(s)\Delta y(s) = \frac{G_{yi}(s)}{G_y(s)} \Delta P_R(s) = \frac{G_{yi}(s)}{\sum_{i=1}^{ns} G_{yi}(s)} \Delta P_R(s) \quad (3.75)$$

e a regime la variazione totale $\Delta P_r(t = \infty)$ di potenza regolante secondaria risulta suddivisa tra i diversi gruppi in regolazione in base ai guadagni statici $G_{yi}(s = 0)$:

$$\Delta P_{Ri}(s = 0) = \frac{G_{yi}(s = 0)}{\sum_{i=1}^{ns} G_{yi}(s = 0)} \Delta P_R(s = 0) \quad (3.76)$$

È importante considerare il fatto che, dal punto di vista della realizzazione del controllo secondario della frequenza, ovviamente, non è possibile agire sul sistema sotto controllo direttamente attraverso la potenza regolante secondaria $\Delta P_R(t)$, come potrebbe sembrare osservando gli schemi equivalenti di controllo mostrati in precedenza (Figg. 3.9, 3.10, 3.11, 3.12). Infatti, la variabile di controllo a disposizione è chiaramente la posizione delle valvole di ammissione $\theta(t)$ (gli schemi equivalenti illustrati nelle Figg. 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 sono comunque validi agli effetti esterni).

Nella realtà l'asservimento tra segnale di livello $L(t)$ e potenza regolante $P_R(t)$ viene realizzato predisponendo nel regolatore di velocità (primario) un ulteriore ingresso che ha il significato di riferimento di potenza $P_{rif}(t)$ e sul quale agisce appunto il segnale di livello.

Come già spiegato, la formulazione teorica vista finora (che tratta segnali di potenza e non di posizione della valvola) relativa al regolatore secondario vede come uscita ideale della regolazione la variazione $\Delta P_R(t)$, segnale che nello schema a blocchi entra a valle del sistema di adduzione. Poiché, invece, nella pratica si usa il segnale alle variazioni $\Delta P_{rif}(t)$, che nello schema a blocchi entra a monte del sistema di adduzione, occorre calcolare il legame (si veda l'equazione (3.77) tra questi due segnali in modo da ricondurre l'analisi sulla regolazione ideale a quella veramente realizzabile.

In prima approssimazione, si può ritenere che il riferimento di potenza secondario indicato con $P_{rif}(t)$, se espresso in [W], o con $p_{rif}(t)$, se espresso in [p.u.], entri a valle del regolatore primario, perciò, si ottiene lo schema riportato in Fig.3.14 (sotto l'ipotesi di impianti di tipo termoelettrico, si veda l'Appendice A).

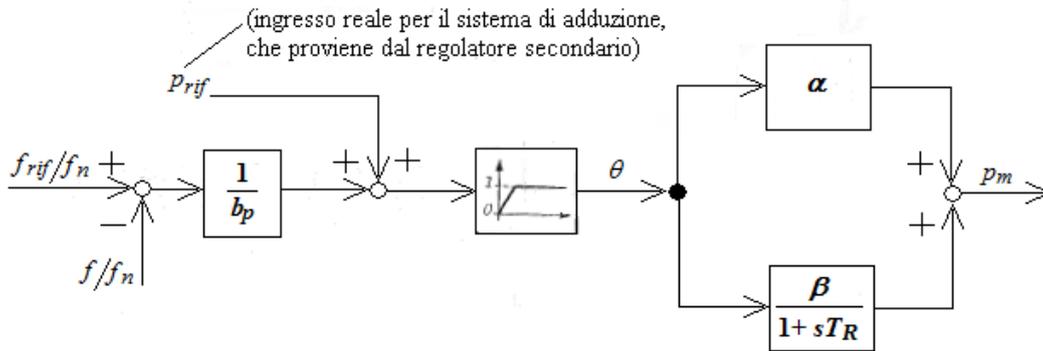


Fig.3.14. Regolatore di velocità per un gruppo termoelettrico con riferimento di potenza (segnale aggiuntivo proveniente dal regolatore secondario)

Di conseguenza, notando che $\alpha + \beta = 1$ (si veda l'Appendice A), il legame tra il segnale virtuale utilizzato negli schemi equivalenti $\Delta P_{Ri}(s)$ e il reale contributo della regolazione secondaria $\Delta P_{rif,i}(s)$, ovvero l'ingresso aggiuntivo per il regolatore di velocità di ciascun gruppo, è il seguente:

$$\Delta P_{Ri}(s) = \frac{1 + s\alpha_i T_{Ri}}{1 + sT_{Ri}} \Delta P_{rif,i}(s) = \frac{1 + sT_{2i}}{1 + sT_{1i}} \Delta P_{rif,i}(s) \quad (3.77)$$

che ha guadagno statico unitario e un polo e uno zero coincidenti con quelli della regolazione primaria. Il legame espresso nell'equazione (3.77) è fondamentale per la determinazione della $G_y(s)$, obiettivo finale di questo paragrafo.

La caratteristica statica del riferimento di potenza del generico gruppo $P_{rif}(t)$ in funzione del segnale di livello $L(t)$ è del tipo riportato in Fig.3.15.

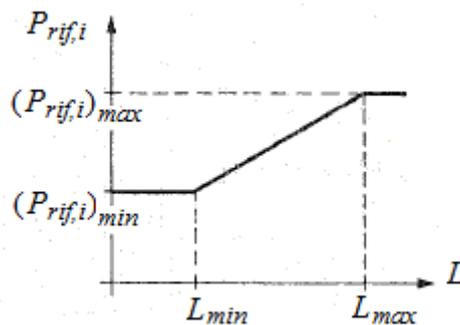


Fig.3.15. Caratteristica statica $P_{rif} - L$

Si osservi che l'intervallo $(P_{rif,i})_{\min} \div (P_{rif,i})_{\max}$ è la banda B_i di potenza in regolazione secondaria del generico gruppo, ovvero il campo di variazione di potenza a disposizione della regolazione secondaria.

La quantità:

$$B = \sum_{i=1}^m B_i \text{ [W]} \quad (3.78)$$

pari alla massima variazione di potenza regolante secondaria è detta banda di potenza regolante secondaria.

In base alla caratteristica statica precedente, c'è per ciascun gruppo una corrispondenza precisa tra il segnale di livello e la potenza regolante. Perciò, trascurando i ritardi dovuti alla trasmissione del segnale di livello dal centro di controllo alle centrali in regolazione, lo schema a blocchi tra l'errore $e_R(t)$ e $P_{rif,i}(t)$ può essere il quello di Fig.3.16.

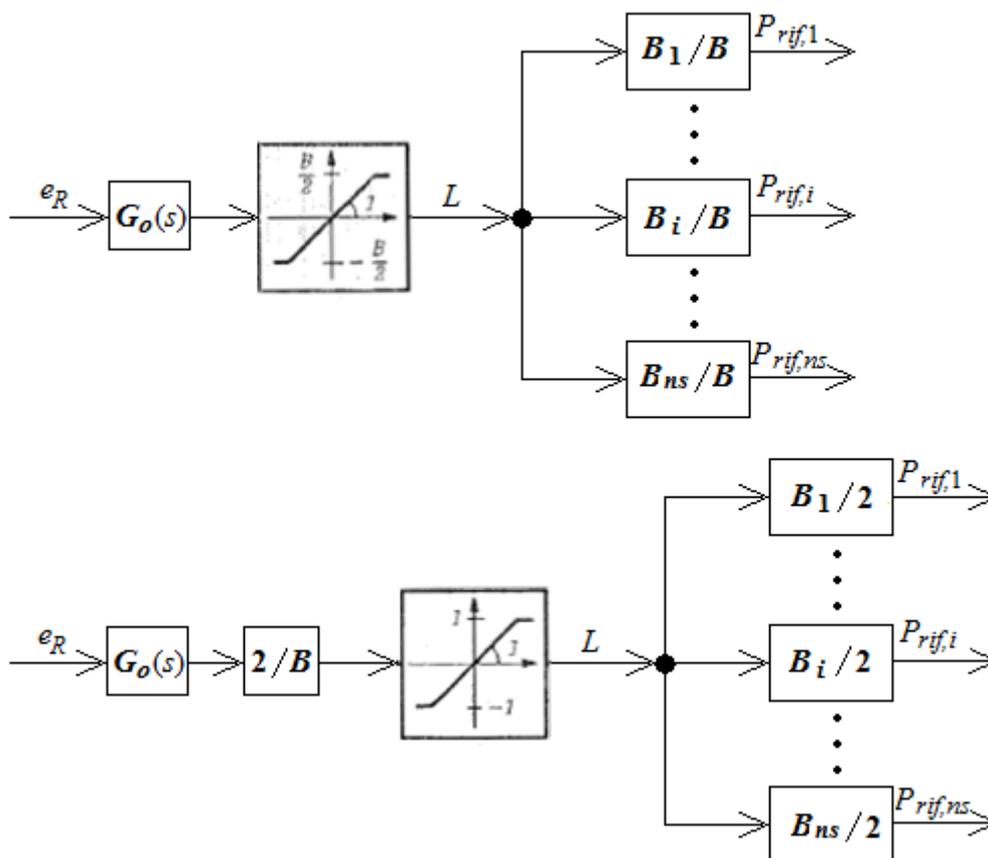


Fig.3.16. Schema a blocchi tra errore di frequenza e riferimenti di potenza

Si è assunto che il livello possa variare tra $L_{min} = -B/2$ e $L_{max} = B/2$: ovvero a valori negativi (positivi) del livello corrispondono ordini di diminuire (aumentare) la potenza regolante. Ai valori estremi corrisponde evidentemente la saturazione della banda di potenza regolante.

I coefficienti $\rho_i = B_i/B$ rappresentano i coefficienti di ripartizione della potenza regolante secondaria totale tra i vari gruppi (anche detti coefficienti di ripartizione alla regolazione secondaria).

Naturalmente valgono le seguenti equazioni:

$$0 \leq \rho_i \leq 1 \text{ e } \sum_{i=1}^{ns} \rho_i = 1 \quad (3.79)$$

mentre il guadagno statico della $G_y(s)$ è pari a 1 e perciò a regime:

$$\Delta P_{Ri}(t = \infty) = \rho_i \cdot \Delta P_R(t = \infty) \quad (3.80)$$

È interessante osservare che se si assume per tutti i gruppi in regolazione le stesse caratteristiche dinamiche, si ottiene:

$$\Delta P_R(s) = \sum_{i=1}^{ns} \Delta P_{Ri}(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \sum_{i=1}^{ns} \Delta P_{rif,i}(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \sum_{i=1}^{ns} \rho_i \Delta L(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \Delta L(s) \quad (3.81)$$

Ne consegue che la funzione $G_y(s)$ per una rete con gruppi termoelettrici è:

$$G_y(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.82)$$

3.7.3 Sintesi del regolatore secondario

Circa la sintesi del regolatore secondario vero e proprio è caratterizzato dalla funzione di trasferimento $G_o(s)$, essa viene effettuata, normalmente, ricorrendo ad un criterio molto semplice: si trascurano i ritardi di trasmissione dei segnali e si suppone un'azione puramente integrale, cioè del tipo:

$$G_o(s) = \frac{k_s}{s} \quad (3.83)$$

Si fissa, poi, la pulsazione di taglio ω_{cs} dell'anello di regolazione secondaria in modo tale da avere un ciclo di regolazione lento e disaccoppiato da quello di

regolazione primaria. Così, se ad esempio quest'ultimo ha una pulsazione di taglio ω_{cp} dell'ordine di 0,5 rad/s, si assume $\omega_{cs} = 0,01 \div 0,02$ rad/s.

Si suppone, in altri termini, che, per l'analisi della regolazione secondaria, la primaria sia a regime. Tenuto conto di ciò, è possibile approssimare la funzione di trasferimento $G_N(s)$ con il suo guadagno statico, come segue:

$$G_N(s) \xrightarrow{s \rightarrow 0} \frac{1}{E} = \frac{1}{E_c + E_{pT}} \cong \frac{1}{E_{pT}} \quad (3.84)$$

Il guadagno statico è praticamente determinato dall'energia regolante permanente dei gruppi, in quanto, come più volte notato, l'energia regolante del carico è trascurabile.

Si analizza quindi la funzione d'anello aperto $L_{fs}(s)$; nell'intorno della pulsazione di taglio vale la seguente approssimazione:

$$L_{fs}(j\omega_{cs}) = G_0(j\omega_{cs}) \cdot G_y(j\omega_{cs}) \cdot G_N(j\omega_{cs}) \cong G_0(j\omega_{cs}) \cdot G_y(0) \cdot G_N(0) \quad (3.85)$$

Ricordando che $G_y(0) = 1$ e imponendo l'attraversamento da parte della $L_{fs}(s)$ dell'asse 0 dB del relativo diagramma di Bode del modulo:

$$|G_0(j\omega_{cs}) \cdot G_N(0)| = 1 \quad (3.86)$$

si deduce la seguente relazione:

$$\frac{k_s}{\omega_{cs}} \frac{1}{E_{pT}} = 1 \quad (3.87) \quad \text{perciò:} \quad k_s = E_{pT} \cdot \omega_{cs} \quad (3.88)$$

Il guadagno del regolatore di rete viene conseguentemente a dipendere dall'energia regolante complessiva della rete stessa.

Si noti, infine, che, poiché:

$$G_y(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.89)$$

la funzione di trasferimento complessiva del regolatore di rete è:

$$G_R(s) = \frac{E_{pT} \cdot \omega_{cs}}{s} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.90)$$

Capitolo 4

Analisi dei transitori di frequenza e potenza a seguito di perturbazioni

Nell'esercizio di un sistema di potenza, il manifestarsi di grandi perturbazioni (cortocircuiti, perdita di generatori, apertura di linee, etc) può avere gravi conseguenze sulla sicurezza dinamica della rete e in particolare sulla mantenimento della frequenza entro i limiti prefissati.

Uno dei problemi più importanti relativi alla sicurezza dinamica della rete è quindi quello del controllo della frequenza a seguito di un deficit di potenza.

L'andamento della frequenza dipende da:

- l'ampiezza del deficit;
- le caratteristiche di regolazione;
- l'andamento temporale di una grandezza fondamentale della rete, che rappresenta la differenza tra la potenza massima producibile dai gruppi (rimasti) in servizio e la potenza che tali generatori producono all'istante corrente: tale quantità è detta riserva rotante (si veda il paragrafo 4.1).

Ciò che viene analizzato in questo Capitolo è il comportamento della frequenza di rete a seguito di disturbi a scalino di $\Delta P_c(t)$ (bruschi aumenti o diminuzioni del carico) [6]. Questi possono essere perturbazioni equivalenti, nel senso che un aumento di $\Delta P_c(t)$ può essere dovuto anche al distacco di un generatore dalla rete o alla perdita delle linee di interconnessione, in una condizione in cui la rete stava imponendo potenza (variazioni del tutto equivalenti di $\Delta P_m(t)$ non vengono considerate nell'analisi di questo Capitolo solo per semplicità).

In questo Capitolo viene analizzato il comportamento del sistema di potenza a fronte di piccole perturbazioni, che possono essere assimilate a variazioni della potenza assorbita dai carichi, e a fronte di grandi perturbazioni, che possono essere assimilate a perdite di generazione.

4.1 Riserva rotante

Prima di procedere con l'analisi dei transitori è opportuno introdurre una grandezza di fondamentale importanza in un sistema di potenza: la riserva rotante.

Durante l'esercizio nelle normali condizioni operative di un sistema di potenza, i generatori elettrici non erogano mai il massimo della loro potenza, in quanto devono essere in grado di rispondere a variazioni del consumo di potenza, dette anche variazioni del carico, siano esse diminuzioni o aumenti. Infatti, la regolazione della frequenza illustrata nel Capitolo precedente effettua implicitamente una regolazione della potenza in modo tale che, a seguito di una variazione di carico, si ottenga:

$$P_m(t) \xrightarrow{t \rightarrow \infty} P_c(t) \quad (4.1)$$

dove $P_m(t)$ è la potenza totale erogata dai generatori e $P_c(t)$ la potenza totale assorbita dai carichi.

La riserva rotante è il surplus totale di potenza che può essere fornito dai generatori rispetto alla potenza da essi erogata all'istante corrente. La potenza massima erogabile da ciascun generatore non è un parametro prefissato nella realtà, perché sostanzialmente dipende dalla temperatura degli avvolgimenti di macchina. In via semplificativa, in questo contesto, si assume che la potenza massima sia costante e pari al valore nominale. Ne consegue la seguente definizione di riserva rotante della rete elettrica di un sistema di potenza:

$$R(t) = \sum_{i=1}^{N_g} (\mathbf{P}_{n,i} - \mathbf{P}_{g,i}(t)) \text{ [W]} \quad (4.2)$$

dove $\mathbf{P}_{g,i}(t)$ è la potenza istantanea erogata dal generatore i -esimo e $\mathbf{P}_{n,i}(t)$ la relativa potenza nominale; nelle normali condizioni operative la sommatoria è estesa a tutti gli N_g generatori presenti nella rete.

La riserva rotante può anche essere espressa in valori relativi nel seguente modo:

$$r(t) = \frac{R(t)}{P_n} \text{ [p.u.]} \quad (4.3)$$

dove P_n è la potenza nominale dell'intero sistema di potenza, ovvero:

$$P_n = \sum_{i=1}^{N_g} \mathbf{P}_{n,i} \quad (4.4)$$

Nel normale funzionamento del sistema di potenza, la riserva rotante varia con continuità in base agli andamenti temporali della potenza erogata dai generatori, che a sua volta varia, ad opera delle regolazioni di frequenza, in relazione alle variazioni del carico. Pertanto, quando la potenza richiesta dai carichi è elevata (bassa), la riserva rotante diminuisce (aumenta).

La rete elettrica di un sistema di potenza deve essere dimensionata in modo tale che, in tutte le normali condizioni operative relative alla configurazione dei carichi, la riserva rotante si mantenga ragionevolmente al di sopra del valore nullo.

La riserva rotante non varia solo a causa di variazioni del carico ma anche in caso di disservizi di generazione: ad esempio, se un generatore si guasta, il contributo di riserva rotante dato da quel generatore deve essere annullato (si veda l'equazione (4.2)).

Considerando che la riserva rotante è la somma dei contributi relativi ad ogni generatore, la discesa di $R(t)$ a causa di un disservizio è tanto più significativa quanto più è bassa la potenza istantanea erogata dal generatore guasto prima del disservizio: se, per qualche ragione, questo generatore fosse già al massimo della sua potenza, la riserva rotante non varierebbe dopo il disservizio.

Riassumendo quanto esposto in questo paragrafo, le variazioni di riserva rotante possono essere di due tipi:

- Variazioni discontinue dovute a possibili disservizi dei generatori o di altra attrezzatura direttamente connessa alla generazione;
- Variazioni continue dovute a variazioni del carico. Le tempistiche di queste variazioni sono legate alla durata dei transitori di frequenza e potenza tipici della regolazione primaria e secondaria della frequenza (decine di secondi).

Questa distinzione è molto importante e verrà richiamata nei Capitoli successivi.

4.2 Transitori a seguito di piccole perturbazioni

Le ipotesi semplificative per l'analisi nel caso di piccole perturbazioni sono le seguenti:

a) Sincronismo

A seguito della perturbazione, i gruppi hanno tutti la stessa velocità durante il transitorio, ovvero sono trascurabili le oscillazioni tra i rotori delle varie macchine. La frequenza è allora uguale in tutti i punti della rete e i relativi transitori sono detti anche transitori di frequenza media.

b) **Rappresentazione della sola regolazione primaria**

Interessa soltanto la risposta nella prima parte del transitorio in cui interviene essenzialmente la sola regolazione primaria e conseguentemente si trascura l'eventuale presenza della regolazione secondaria (questa ipotesi viene rilassata in sede di simulazione). Inoltre non viene tenuta in esplicita evidenza la rete passiva e perciò non si possono avere informazioni circa le tensioni dei nodi, le correnti e i flussi di potenza sui collegamenti (linee e trasformatori).

c) **Linearità**

La perturbazione è a gradino ed è di entità sufficientemente piccola da non far intervenire le non linearità. Perciò è possibile effettuare un'analisi lineare alle (piccole) variazioni e trascurare le saturazioni tra 0 e 1 p.u. sulla posizione delle valvole di ammissione. Tuttavia è bene precisare che la possibilità di effettuare questa approssimazione dipende non solo dell'entità del disturbo di potenza, ma anche dal valore iniziale di apertura delle valvole, ovvero dalla potenza erogata dai vari gruppi prima della perturbazione.

d) **Uso della funzione di trasferimento equivalente potenza-frequenza, $G_f(s)$**

Ai fini dell'analisi teorica qui condotta, la regolazione primaria della frequenza è rappresentata in modo semplificato ed equivalente, cioè considerando una funzione di trasferimento tra variazioni di potenza regolante primaria totale $\Delta P_m(t)$ e variazione di frequenza $\Delta f(t)$ del tipo:

$$-G_f(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta f(s)} = -E_p \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (4.5)$$

anziché considerare la $G_{fi}(s)$ dei singoli gruppi (si noti che in sede di simulazione, invece, saranno considerate le singole $G_{fi}(s)$).

In p.u. si ha allora:

$$-g_f(s) = \frac{\Delta P_m(s)/P_n}{\Delta f(s)/f_n} = -\frac{1}{b_p} \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (4.6)$$

essendo P_n la potenza attiva nominale della rete pari alla somma delle potenze nominali dei gruppi in servizio dopo la perturbazione. Con E_p e b_p si intende rispettivamente l'energia regolante e lo statismo permanenti equivalenti (non sono riferiti al singolo gruppo in regolazione): il pedice 'T', usato nel Capitolo precedente viene trascurato per brevità di notazione.

e) **Funzione di trasferimento $g_f(s)$ semplificata**

La funzione di trasferimento del tipo polo-zero vista al punto d) rappresenta in generale una semplificazione che ignora la presenza di dinamiche aggiuntive come quella di steam-chest (si veda l'Appendice A) dei generatori

termoelettrici. Questa dinamica sarà tuttavia considerata in sede di simulazione.

Si noti che alcune di esse, b), c), d), e), riguardano esclusivamente la parte di analisi (sono volte a semplificarla) e perciò, laddove è precisato, si tratta di restrizioni che vengono poi rilassate nel Capitolo 5 ai fini delle simulazioni sul modello del sistema di potenza.

Sulla base di tali ipotesi, lo schema a blocchi che mette in relazione le varie grandezze è quello di Fig.4.1, in cui si è tenuto conto anche dello statismo b_c del carico.

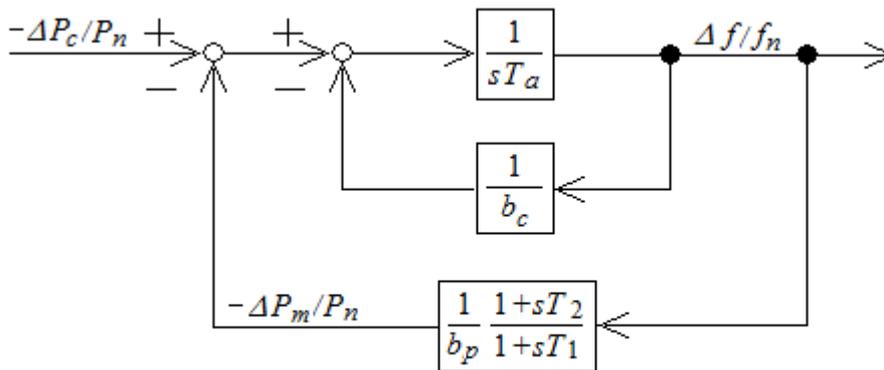


Fig.4.1. Schema a blocchi semplificato per l'analisi dei transitori di frequenza per piccole perturbazioni

Se ne deduce la seguente funzione di trasferimento (d'anello chiuso) tra perturbazione di potenza e variazioni di frequenza (si osservi che $g_N(s)$ corrisponde alla $G_N(s)$ descritta dall'equazione (3.71), avendo imposto $\Delta P_R(s) = 0$):

$$\begin{aligned}
 g_N(s) &= \frac{\Delta f(s)/f_n}{-\Delta P_c(s)/P_n} = \frac{1}{sT_a + \frac{1}{b_c} + \frac{1}{b_p} \frac{1+sT_2}{1+sT_1}} \\
 &= \frac{1}{T_a} \cdot \frac{s + 1/T_1}{s^2 + s \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_a b_c} + \frac{1}{T_a b_p} \right) + \frac{1}{T_a T_1} \left(\frac{1}{b_p} + \frac{1}{b_c} \right)}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

ovvero, se si trascura l'energia regolante del carico ($b_c = \infty$),

$$g_N(s) = \frac{1}{T_a} \cdot \frac{s + \frac{1}{T_1}}{s^2 + s \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_a b_t} \right) + \frac{1}{T_a T_1 b_p}} \quad (4.8)$$

in cui b_t è lo statismo transitorio (si ricorda che $b_t = b_p \frac{T_1}{T_2}$).

È da notare che l'equazione caratteristica del sistema è:

$$s^2 + s \left(\frac{1}{T_1} + \frac{1}{T_a b_c} + \frac{T_2}{T_a T_1 b_p} \right) + \frac{1}{T_a T_1} \left(\frac{1}{b_p} + \frac{1}{b_c} \right) = 0 \quad (4.9)$$

pari al denominatore di $g_N(s)$. Questo può essere più convenientemente riscritto come:

$$s^2 + s \frac{T_2 + b_p (T_a + T_1 / b_c)}{T_a T_1 b_p} + \frac{1 + b_p / b_c}{T_a T_1 b_p} = 0 \quad (4.10)$$

Tipicamente le radici del polinomio caratteristico sono complesse coniugate, ovvero vale la condizione seguente:

$$\frac{1}{4} \left[\frac{T_2 + b_p (T_a + T_1 / b_c)}{T_a T_1 b_p} \right]^2 - \frac{1 + b_p / b_c}{T_a T_1 b_p} < 0, \quad (4.11)$$

ovvero:

$$4(1 + b_p / b_c) T_a T_1 b_p > [T_2 + b_p (T_a + T_1 / b_c)]^2 \quad (4.12)$$

In tal caso i poli risultano:

$$\bar{\lambda}_1 = \alpha + j\omega_0 \quad \text{e} \quad \bar{\lambda}_1^* = \alpha - j\omega_0 \quad (4.13)$$

con:

$$\alpha = - \frac{T_2 + b_p (T_a + T_1 / b_c)}{2T_a T_1 b_p} \quad (4.14)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{2T_a T_1 b_p \omega} \quad (4.15)$$

$$\bar{\omega} = \frac{1}{\sqrt{4(1+b_p/b_c)T_a T_1 b_p - [T_2 + b_p(T_a + T_1/b_c)]^2}} \quad (4.16)$$

In queste condizioni il comportamento dinamico della frequenza, della potenza meccanica e delle derivate nel tempo di entrambe è di tipo oscillatorio smorzato con pulsazione ω_0 e con $T_0 = 2\pi/\omega_0$, smorzamento ζ e tempo di assestamento t_a .

$$\zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \omega_0^2}} = \frac{1}{2} \frac{T_2 + b_p(T_a + T_1/b_c)}{\sqrt{T_a T_1 b_p (1 + b_p/b_c)}} \quad (4.17)$$

$$t_a = \frac{4}{-\alpha} = 8 \frac{T_a T_1 b_p}{T_2 + b_p(T_a + T_1/b_c)} \quad (4.18)$$

Gli ordini di grandezza di T_a , T_1 e T_2 sono i seguenti:

$$T_a \cong T_1 \cong 10 \text{ s}; T_2 \cong 3 \text{ s}.$$

Se si trascura l'energia regolante del carico ($E_c = 0 \Leftrightarrow b_c = \infty$), perché normalmente molto piccola (in termini di statismo: $b_c = 0,75 \div 2$ p.u./p.u., mentre b_p è molto minore) è interessante notare che:

- esempio 1: se tutti i gruppi della rete con $b_{pi} = 0,05$ p.u./p.u. sono regolati e quindi, in base all'equazione (3.59), $b_p = 0,05$ p.u./p.u., risulta:

$$\begin{cases} \alpha = -0,35 \text{ 1/s}; \omega_0 = 0,28 \text{ rad/s} \\ T_0 = 22 \text{ s}; \zeta = 0,78; t_a = 11 \text{ s} \end{cases} \quad (4.19)$$

- esempio 2: se soltanto un terzo dei gruppi sono regolati, ciascuno con $b_{pi} = 0,05$ p.u./p.u., risulta, in base all'equazione (3.59), $b_p = 0,15$ p.u./p.u. e

$$\begin{cases} \alpha = -0,15 \text{ 1/s}; \omega_0 = 0,21 \text{ rad/s} \\ T_0 = 30 \text{ s}; \zeta = 0,58; t_a = 27 \text{ s} \end{cases} \quad (4.20)$$

cioè, essendo l'energia regolante permanente e transitoria inferiori (statismo maggiore) rispetto al caso precedente, il transitorio è meno smorzato e più lungo.

In base alle precedenti considerazioni, la funzione di trasferimento $g_N(s)$ può essere posta nella forma:

$$g_N(s) = \frac{\Delta f(s)/f_n}{-\Delta P_c(s)/P_n} = \frac{1}{T_a} \frac{s+1/T_1}{(s-\bar{\lambda}_1)(s-\bar{\lambda}_1^*)} \quad (4.21)$$

In risposta ad una variazione a scalino del carico di ampiezza d (espressa in p.u.):

$$-\frac{\Delta P_c(s)}{P_n} = -\frac{1}{s} \cdot d \quad (4.22)$$

dove d indica il deficit di potenza attiva, si ottengono:

- la trasformata di Laplace della variazione di frequenza:

$$\frac{\Delta f(s)}{f_n} = \frac{\Delta f(s)/f_n}{-\Delta P_c(s)/P_n} \cdot (-\Delta P_c(s)/P_n) = g_N(s) \cdot \frac{-\Delta P_c(s)}{P_n} = -\frac{d}{T_a} \frac{s+1/T_1}{s(s-\bar{\lambda}_1)(s-\bar{\lambda}_1^*)} \quad (4.23)$$

- la trasformata di Laplace della variazione di potenza meccanica:

$$\frac{\Delta P_m(s)}{P_n} = -\frac{1}{b_p} \cdot \frac{1+sT_2}{1+sT_1} \frac{\Delta f_n(s)}{f_n} = -\frac{1}{b_t} \cdot \frac{s+1/T_2}{s+1/T_1} \frac{\Delta f_n(s)}{f_n} = \frac{d}{T_a b_t} \frac{s+1/T_2}{s(s-\bar{\lambda}_1)(s-\bar{\lambda}_1^*)} \quad (4.24)$$

- la trasformata di Laplace della derivata della variazione di frequenza:

$$s \frac{\Delta f(s)}{f_n} = -\frac{d}{T_a} \frac{s+1/T_1}{(s-\bar{\lambda}_1)(s-\bar{\lambda}_1^*)} \quad (4.25)$$

- la trasformata di Laplace della derivata della variazione di potenza meccanica:

$$s \frac{\Delta P_m(s)}{P_n} = \frac{d}{T_a b_t} \frac{s+1/T_2}{(s-\bar{\lambda}_1)(s-\bar{\lambda}_1^*)} \quad (4.26)$$

Si evince immediatamente dai segni delle precedenti funzioni di trasferimento che, in seguito allo scalino su $\Delta P_c(t)$, la frequenza scende, mentre la potenza meccanica sale per effetto della regolazione primaria (in quanto è comunque presente una riserva rotante sufficiente).

In merito agli andamenti temporali delle grandezze corrispondenti a queste trasformate (che si possono calcolare per antitrasformazione) è utile osservare che:

- I valori di regime e quelli iniziali sono i seguenti:

	$t = 0^+$	$t = \infty$
$\Delta f(t)$	0	$-f_n \cdot d \cdot b_p / (1 + b_p / b_c)$
$\Delta P_m(t)$	0	$P_n \cdot d \cdot b_p / (1 + b_p / b_c)$
$d(\Delta f(t))/dt$	$-f_n \cdot d / T_a$	0
$d(\Delta P_m(t))/dt$	$P_n \cdot d / (T_a \cdot b_t)$	0

Tab.4.1. Valori iniziali e di regime di frequenza, potenza e delle rispettive derivate temporali

- Il transitorio della frequenza è di tipo oscillatorio smorzato attorno al valore di regime $\Delta f(\infty)$ dopo la perturbazione; la variazione di frequenza in [p.u.] presenta un valore di picco (negativo, ovvero un minimo, se lo scalino in ingresso è positivo) pari a:

$$\frac{\Delta f_{\min}}{f_n} = \frac{\Delta f(\infty)}{f_n} \cdot \left[1 + e^{-\phi} \sqrt{\frac{T_1 - T_2}{T_a b_p}} \right] \quad (4.27)$$

con:

$$\phi = -\alpha \cdot t_{pf} \quad (4.28)$$

e valore dell'istante del picco di frequenza pari a:

$$t_{pf} = \frac{1}{\omega_0} \left[\frac{\pi}{2} - \tan^{-1} \left\{ \bar{\omega} \left[T_2 + b_p (T_1 / b_c - T_a) \right] \right\} \right] \quad (4.29)$$

La variazione di frequenza perciò presenta una sovraelongazione:

$$S_f = \Delta f(\infty) \cdot e^{-\phi} \sqrt{\frac{T_1 - T_2}{T_a b_p}} = -f_n \frac{b_p}{1 + b_p / b_c} d \cdot e^{-\phi} \sqrt{\frac{T_1 - T_2}{T_a b_p}} \quad (4.30)$$

e, se si suppone che nel regime preesistente alla perturbazione la frequenza sia pari al valor nominale, si può calcolare il valore minimo della frequenza (ricordando che $f(t) = f_n + \Delta f(t)$):

$$f_{\min} = f(\infty) + S_f = f_n + \Delta f(\infty) + S_f = f_n \left\{ 1 - \frac{b_p}{1 + b_p / b_c} d \cdot \left[1 + e^{-\phi} \sqrt{\frac{T_1 - T_2}{T_a b_p}} \right] \right\} \quad (4.31)$$

- Il transitorio della potenza regolante è anch'esso di tipo oscillatorio smorzato attorno al valore di regime $\Delta P_m(\infty)$ dopo la perturbazione; la variazione di potenza $\Delta P_m(t)$ presenta un picco (positivo, ovvero un massimo) al tempo t_{pp} con $t_{pp} > t_{pf}$.

In modo del tutto analogo all'analisi del transitorio di frequenza si possono calcolare i parametri principali anche per il transitorio della potenza regolante: tutto ciò viene omissso per brevità e può essere trovato in [6]

È interessante osservare, come si evince facilmente dalla Fig.4.1, che la variazione di potenza regolante primaria, in valori relativi, coincide, a meno della costante moltiplicativa T_a , con la derivata della variazione di frequenza, anch'essa in valori relativi, a meno del suo valore iniziale dovuto al gradino di potenza $\Delta P_c(t)$. In altri termini vale la seguente relazione:

$$\frac{\Delta P_m(t)}{P_n} = T_a \left[\frac{1}{f_n} (df(t)/dt - df(0)/dt) \right] \quad (4.32)$$

La (4.32) è una relazione importante, in quanto rappresenta il principio su cui si basa la tecnica del frequency-based Load Shedding (si veda il paragrafo 4.4.2). Per una rete in cui la regolazione primaria caratterizza solamente 1/3 dei generatori (ci si riferisce ai dati dell'esempio 2 precedente e sempre con $b_c = \infty$ e $T_a \cong T_1 \cong 10$ s; $T_2 \cong 3$ s), si hanno i seguenti andamenti temporali di potenza e frequenza, a seguito di una perturbazione a scalino.

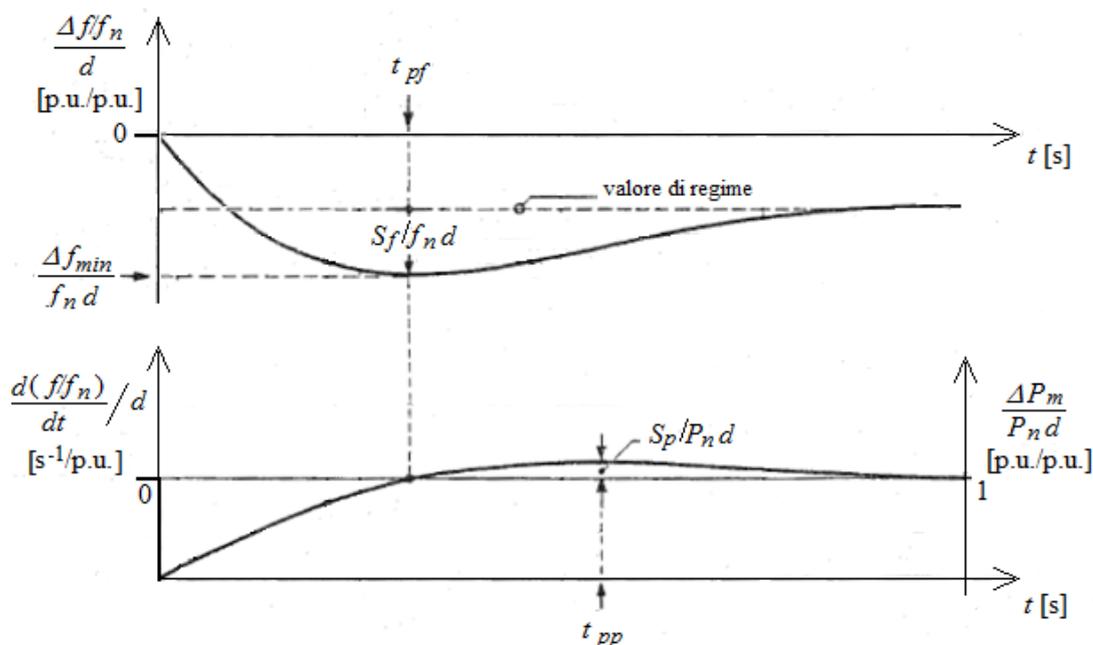


Fig.4.2. Andamenti temporali normalizzati delle variazioni di frequenza e della sua derivata

Si osservi dalla Fig.4.2 che in corrispondenza del minimo della frequenza, la derivata di quest'ultima si annulla e il valore istantaneo di potenza regolante eguaglia il deficit. Perciò, grazie alla regolazione, la potenza regolante primaria sale intanto che la frequenza scende; il massimo di potenza viene raggiunto successivamente all'istante in cui la frequenza è minima e perciò l'andamento della potenza continua a salire (sovralongazione) ancora per alcuni istanti dopo che la frequenza ha smesso di diminuire.

Nel caso di rete costituita da generatori tutti soggetti alla regolazione primaria (caso dell'esempio 1), si ottengono, sia per il transitorio di frequenza, sia per quello di potenza:

- sovralongazioni inferiori;
- tempi di assestamento inferiori;

Ciò è dovuto al fatto che, a parità di perturbazione (e di derivata iniziale della frequenza), la potenza regolante varia più rapidamente nella prima parte del transitorio a causa del più basso valore (un terzo) di statismo transitorio.

Infine valgono le seguenti considerazioni conclusive di natura qualitativa (tratte sulla base dei parametri tipici e in accordo alle ipotesi all'inizio del paragrafo):

- la variazione della frequenza in corrispondenza del minimo è circa il doppio del valore di regime;
- il minimo viene raggiunto in circa $3 \div 7$ s;

- la sovraelongazione della potenza regolante è del 10 ÷ 20 % del valore di regime (si veda [6]).

4.3 Transitori a seguito di grandi perturbazioni

Dal paragrafo precedente si conclude che, se il deficit di potenza è limitato, viene raggiunta una nuova condizione di regime ad una frequenza non molto inferiore a quella nominale (si ricorda che in questa analisi è stato escluso il contributo della regolazione secondaria, che riporterebbe la frequenza al valore nominale), e ciò grazie essenzialmente all'azione della regolazione primaria e in misura più modesta all'energia regolante del carico.

Se, invece, il deficit è di entità rilevante (ad esempio nel caso di perdita di uno o più gruppi generatori), la frequenza può raggiungere in tempi brevi valori così bassi da provocare l'intervento indesiderato dei dispositivi di protezione dei generatori che comandano il distacco automatico dalla rete dei gruppi in condizioni di minima frequenza. Ciò, naturalmente, provoca ulteriori deficit di potenza, fino ad arrivare al collasso del sistema di potenza.

Oltre all'entità della perturbazione, in questo caso hanno un ruolo decisivo le non linearità presenti nell'anello di regolazione primaria della frequenza, che per tutti i tipi di gruppi generatori (tra cui i termoelettrici) coincidono con le saturazioni di posizione⁴ di apertura delle valvole.

Il limite di interesse in caso di deficit è quello superiore, cioè 1 p.u., e tale limite è strettamente legato alla riserva rotante di un generatore.

Infatti, supposte lineari o linearizzate le caratteristiche potenza-apertura dei vari gruppi, se questi possono erogare al massimo la loro potenza nominale $\mathbf{P}_{n,i}$, a cui corrisponde apertura 1 p.u., ed erogano prima della perturbazione una potenza indicata con $\bar{\mathbf{P}}_{g,i}$, secondo la formula (4.2) il valore di riserva rotante di tutta la rete prima della perturbazione sarà:

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^n (\mathbf{P}_{n,i} - \bar{\mathbf{P}}_{g,i}) \quad (4.33)$$

dove la sommatoria è estesa ai soli gruppi in servizio dopo la perturbazione e dove il simbolo di sopra-segnato indica la condizione di equilibrio prima della perturbazione.

Tenuto conto di ciò, lo schema a blocchi si può ridisegnare esplicitando le saturazioni sulla variazione di potenza meccanica, come in Fig.4.3.

⁴ Nel caso di altri tipi di gruppi generatori, come gli idroelettrici, possono essere rilevanti anche le saturazioni sulla velocità di apertura delle valvole.

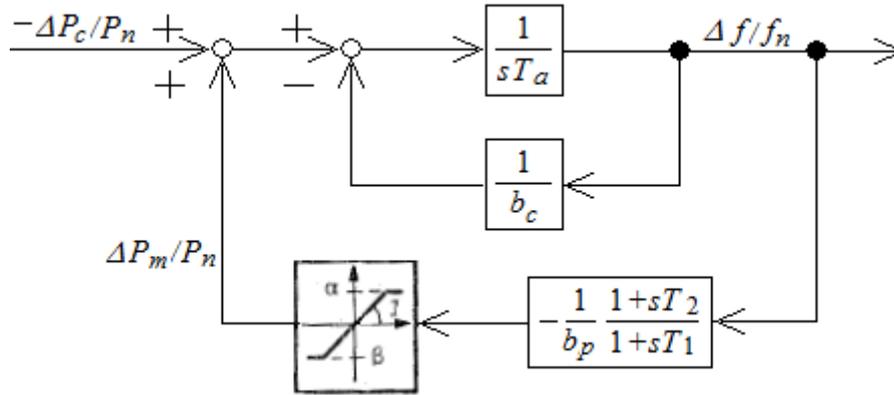


Fig.4.3. Schema a blocchi semplificato per l'analisi dei transitori di frequenza per grandi perturbazioni

Evidentemente in riferimento alla Fig.4.3 valgono le seguenti equazioni:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha = \frac{\bar{R}}{P_n} \\ \beta = -\frac{P_n - \bar{R}}{P_n} \end{array} \right. \quad \text{con } \alpha - \beta = 1 \quad (4.34)$$

Se, ad esempio, $P_n = 100$ MW con $\bar{R} = 10$ MW, risulta $\alpha = 0,1$ p.u. e $\beta = -0,9$ p.u.

Si noti, dunque, che la saturazione è stata inserita a livello di potenza piuttosto che a livello di apertura dell'organo regolante (la valvola di ammissione del vapore, nel caso del generatore con turbina a vapore), anche se in linea di principio entrambi i modi sono validi.

Si ricordi, infine, che, poiché gli schemi considerati sono rappresentati alle variazioni, le saturazioni sulla variabile di controllo "apertura" non sono $0 \div 1$ p.u. (che sono i valori assoluti) ma in effetti dipendono dallo stato attuale dell'apertura stessa: se questa vale, ad esempio, $0,9$ p.u. è evidente che la saturazione superiore è $0,1$ p.u. e le macchine in regime pre-perturbazione producono il 90% della potenza nominale.

È anche da notare che, avendo la potenza meccanica una sovraelongazione del $10 \div 20 \%$, affinché durante il transitorio non venga toccato il limite superiore α , occorre che $\bar{R} / P_n > 1,2 d$ (e non semplicemente $R / P_n > d$), per poter avere un transitorio di frequenza come quello descritto al paragrafo precedente.

La riserva rotante, in regolazione primaria, è poi usualmente limitata per motivi economici, per cui mediamente si può assumere che sia $R \cong 0,10 P_n$, ovvero $\alpha \cong 0,10$ p.u. e $\beta \cong -0,95$ p.u. Allora se il deficit è $d > 0,10/1,2 P_n = 0,0833 P_n$,

malgrado l'intervento della regolazione primaria, la frequenza continua a diminuire, come mostrato nella curva (1) della Fig.4.4.

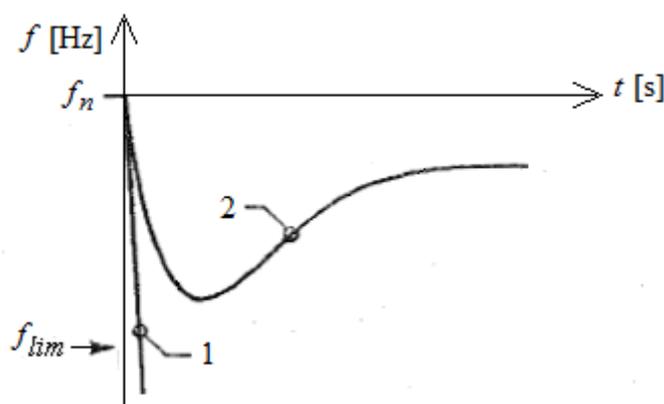


Fig.4.4. Transitori di frequenza in presenza (1) e in assenza (2) di riserva rotante a sufficienza

In Fig.4.4 sono messi a confronto i transitori di frequenza nel caso di riserva rotante sufficiente (1) e insufficiente (2). Si è indicato con f_{lim} il valore minimo accettabile della frequenza durante il transitorio. Poiché il distacco automatico dei gruppi termoelettrici della rete operato dai dispositivi di protezione tipicamente inizia ad una frequenza di circa 47,5 Hz (e 52,5 Hz nel caso di sovra-frequenza), si può assumere per motivi di sicurezza:

$$f_{lim} = 48,5 \text{ Hz.}$$

Per evitare pericolosi abbassamenti della frequenza è necessario allora ricorrere a particolari azioni di controllo della frequenza che consentono di arrestarne la discesa.

Tali azioni, che fanno parte del cosiddetto controllo in condizioni di emergenza, sono l'oggetto di questa Tesi e consistono nel predisporre distacchi automatici del carico quando la frequenza, o la frequenza e la sua derivata, scendono al di sotto di valori opportunamente prescelti.

Tale tipo di controllo è noto come alleggerimento automatico del carico o Load Shedding. Si tratta di distaccare una parte del carico in modo tale da ristabilire l'equilibrio tra produzione e consumo ed evitare condizioni di disservizio per un numero maggiore di utenze e per tempi relativamente lunghi.

4.4 Load Shedding (alleggerimento automatico del carico)

A questo argomento, in quanto oggetto primario della Tesi, vengono dedicati i Capitoli 6 e 7; in questo paragrafo ci si limita a presentare i principi generali, di due diverse modalità di Load Shedding.

Il primo caso fa riferimento ad un metodo basato sulla potenza (power-based) e il secondo caso ad un metodo basato sulla frequenza (frequency-based).

Il concetto che sta alla base del power-based Load Shedding è quello di calcolare la differenza tra la potenza generata e quella assorbita e prendere contromisure nel caso in cui tale quantità sia minore di zero.

Questa tipologia di Load Shedding è estremamente semplice dal punto di vista concettuale, in quanto si basa direttamente sulla conoscenza della causa (non dell'effetto) di eventuali perturbazioni di sistema, ovvero la potenza dei generatori e quella dei carichi e, note queste variabili, è immediato calcolare l'entità dell'alleggerimento da effettuare. Si tratta di un algoritmo di tipo diretto, a differenza di quello frequency-based, presentato nel seguito, perché la grandezza che viene prodotta in uscita da tale algoritmo è omogenea con quelle ricevute in ingresso, ovvero potenze elettriche.

A differenza del frequency-based Load Shedding, il metodo power-based presenta un potenziale inconveniente, ovvero necessita di un gran numero di ingressi: le potenze dei generatori e le potenze dei carichi. Tali potenze possono essere il risultato in parte di misure (sicuramente per quanto attiene ai generatori) e in parte di dati previsionali.

I loro valori, come già spiegato nel paragrafo 2.5, vengono elaborati ed aggiornati da una unità centrale con cadenza prefissata (di durata non trascurabile, data la quantità di informazioni da analizzare). In caso di variazioni di tali variabili, si ottiene pertanto un andamento temporale di tipo discontinuo delle rispettive grandezze aggiornate.

Per quanto riguarda invece il frequency-based Load Shedding, si può asserire quanto segue. I principali obiettivi di tale tipologia di Load Shedding sono:

- garantire che la frequenza durante il transitorio non scenda al di sotto del valore di soglia f_{lim} ;
- comandare il distacco del carico sotto alleggerimento soltanto in condizioni effettivamente pericolose, evitando interventi non necessari.

Se il piano di alleggerimento fosse asservito solamente a soglie di frequenza, occorrerebbe introdurre numerose soglie ($f_{th1}, f_{th2}, \dots, f_{thn}$) tra la frequenza nominale e il minimo ammissibile (f_{lim}) al fine di cercare di realizzare gli obiettivi precedenti. Tuttavia, un piano di questo tipo avrebbe l'inconveniente di distaccare il carico anche nei casi in cui si ha a disposizione una riserva rotante sufficiente, ovvero quando il minimo di frequenza f_{min} sarebbe, senza alleggerimento, al di sopra del minimo ammissibile f_{lim} .

Se invece il piano di alleggerimento viene asservito alla frequenza e alla sua derivata, è possibile, con un opportuno coordinamento tra le soglie di derivata della frequenza δf_i [Hz/s] e le percentuali di carico a_i [p.u.] da distaccare, alleggerire il carico solo in condizioni di effettivo pericolo. Ciò segue dalla constatazione che la misura dello squilibrio istantaneo di potenza è fornita, non dalla frequenza, ma dalla sua derivata, come già osservato nella (4.32). In particolare, la derivata nell'istante immediatamente successivo a quello, t^* , del deficit di potenza assume il valore:

$$\frac{df(t^{*+})}{dt} = -f_n / T_a \cdot d(t^*) = -\frac{f_n}{T_a} \frac{\Delta P_c(t^*)}{P_n} \quad (4.35)$$

L'introduzione della misura della derivata della frequenza permette quindi di commisurare l'intervento dei dispositivi di alleggerimento di carico all'entità dello squilibrio.

Le soglie di derivata di frequenza δf_i dovrebbero essere progettate in modo che l'alleggerimento di carico intervenga solo a fronte di gravi perturbazioni. Infatti, le piccole perturbazioni dovute alle variazioni del carico devono essere gestite dalla riserva rotante disponibile nel sistema di potenza. Poiché l'immissione della potenza da parte della riserva rotante non è immediata, potrebbe accadere che, pur con sufficiente riserva rotante a disposizione e con perturbazioni di entità modesta, la frequenza scenda al di sotto del valore di intervento in frequenza dei dispositivi di alleggerimento f_{th} (ad esempio 49,5 Hz), ma che la frequenza stessa ritorni poi entro valori tollerabili ad opera del successivo intervento della regolazione primaria.

Questa è una situazione in cui il dispositivo di alleggerimento di carico non deve intervenire e tale interdizione può essere ottenuta proprio imponendo una fascia di soglie sulla derivata della frequenza in aggiunta a quella sulla frequenza stessa (di fatto l'algoritmo interviene solo se è soddisfatto l'AND logico di due condizioni, una sulla frequenza e l'altra sulla derivata: nel caso precedente risulterebbe verificata soltanto la prima e perciò non si avrebbe alcun intervento).

In conclusione, il segnale dal quale può essere stimato il deficit, come visto dall'equazione (4.35) è proprio la derivata della frequenza; tale misura dà una indicazione dell'entità della perturbazione e perciò della opportunità o meno di effettuare l'alleggerimento di carico.

Si possono, sulla base dei deficit plausibili, stabilire i valori di minimo e massimo delle derivata della frequenza utilizzando l'equazione (4.35), nel caso rispettivamente di perturbazione meno grave e più grave per la tenuta della frequenza di rete. Si ottengono perciò δf_{\min} e δf_{\max} .

All'interno dell'intervallo compreso tra tali soglie è possibile considerare un numero opportuno di soglie ulteriori di derivata δf_i , dove $\delta f_1 = \delta f_{\min}$ e $\delta f_{nt} = \delta f_{\max}$ come mostrato in Fig.4.5.

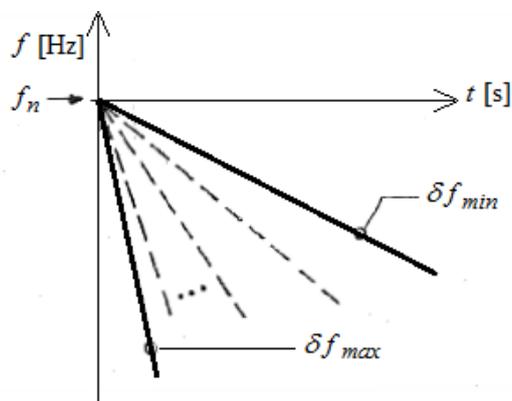


Fig.4.5. Scelta delle δf_{\min} e δf_{\max} in base agli andamenti qualitativi della frequenza a seguito di bruschi deficit di potenza e in assenza di riserva rotante

Fissato il numero di soglie intermedie di derivata (ad esempio: - 0,3; - 0,5; - 0,7; [Hz/s]) e il numero di soglie in frequenza (ad esempio una soltanto), il frequency-based Load Shedding prevede, allora, di distaccare un carico a_i tanto più grande quanto maggiore è, in valore assoluto, la derivata della frequenza nell'istante in cui avviene il superamento della soglia in frequenza.

La caratteristica del carico distaccabile a_i (in p.u. di P_n) in funzione della derivata della frequenza è del tipo illustrato in Fig.4.6, cioè una caratteristica discontinua a causa della discontinuità delle soglie di intervento in derivata (che sono in numero finito).

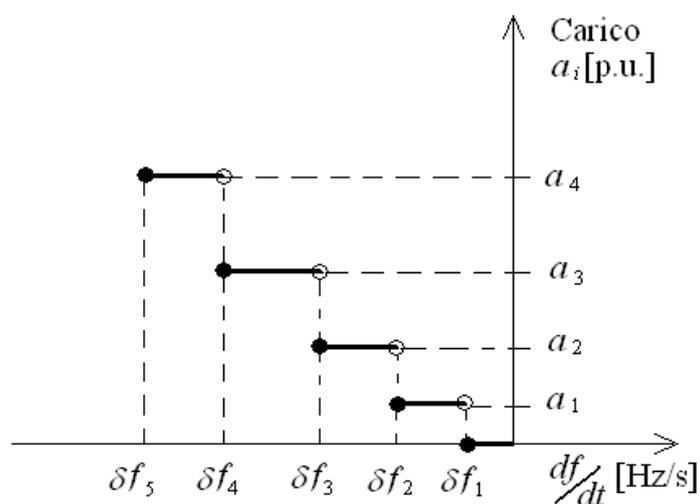


Fig.4.6. Asservimento alla derivata della frequenza del carico sotto alleggerimento automatico basato sulla frequenza

La schematizzazione del modello ricalca esattamente la struttura di sistema già introdotta nel Capitolo 2 e ben rappresentata dalla Fig.2.2. Avendo presentato i fenomeni di interesse, in base alle conoscenze acquisite nei Capitoli 3 e 4, tale struttura ora può essere approfondita.

In tal senso, è utile osservare in Fig.5.2 la rappresentazione del modello complessivo in forma di schema a blocchi.

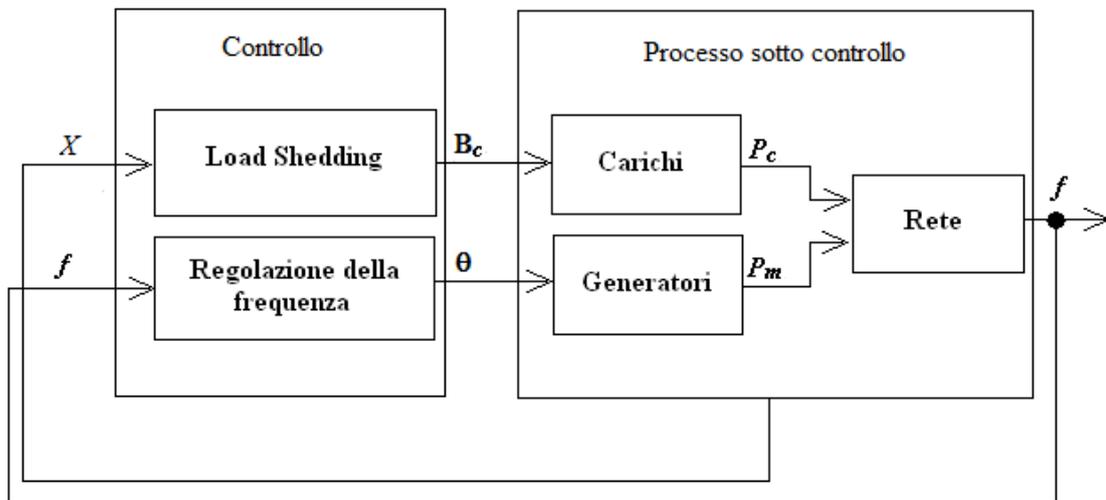


Fig.5.2. Schema di alto livello del modello del sistema di potenza

Sia N_g il numero dei generatori e N_c il numero dei carichi presenti nel sistema di potenza: le grandezze espresse in Fig.5.2, molte delle quali già introdotte nel Capitolo 2, hanno il significato seguente:

- $\mathbf{B}_c(t)$ è un vettore di lunghezza N_c e rappresenta lo stato dei carichi; pertanto gli elementi di $\mathbf{B}_c(t)$ possono assumere solamente valori binari 0 (carico non in funzione) e 1 (carico in funzione).
- $\boldsymbol{\theta}(t)$ è un vettore di lunghezza N_g e indica la posizione, espressa in per unità, di un organo regolante per ciascuno dei gruppi dei generatori elettrici. L'organo regolante nel caso dei generatori termoelettrici è la valvola di ammissione in turbina del vapore surriscaldato.
- $P_m(t)$ e $P_c(t)$ sono rispettivamente la potenza totale generata e la potenza complessivamente richiesta dai carichi, entrambe espresse in [W]. Si osservi che (si riveda eventualmente il paragrafo 2.4):

$$P_m(t) = \sum_{i=1}^{N_g} \mathbf{P}_{g,i}(t) \quad \text{e} \quad P_c(t) = \sum_{i=1}^{N_c} \mathbf{P}_{l,i}(t)$$

dove l'indice i scandisce gli elementi dei vettori $\mathbf{P}_g(t)$ e $\mathbf{P}_l(t)$, che contengono rispettivamente le potenze erogate da ciascun generatore ed assorbite da ciascun carico (in accordo con quanto riportato nel paragrafo 2.4).

- $f(t)$ è la frequenza della rete del sistema di potenza, espressa in [Hz].
- $X(t)$ è un insieme di informazioni che caratterizzano il sistema di potenza, utili per il funzionamento del sistema di controllo di Load Shedding. Queste grandezze non vengono volutamente precisate, in quanto dipendono dal particolare metodo di alleggerimento automatico di carico utilizzato (su alcuni metodi possibili si è dato qualche cenno nel paragrafo 4.4), e l'argomento sarà approfondito nel Capitolo 6.

Il sistema sotto controllo è a sua volta costituito da tre blocchi:

- il blocco dei generatori;
- il blocco dei carichi;
- il blocco della rete.

Il blocco dei generatori esprime il legame tra gli ingressi $\theta_i(t)$ e le uscite $\mathbf{P}_{g,i}(t)$, $i = 1, \dots, N_g$, mentre il blocco dei carichi è realizzato in modo da esibire gli effetti che lo stato dei carichi $\mathbf{B}_c(t)$ ha sulla potenza totale $\mathbf{P}_l(t)$ da essi assorbita e, conseguentemente, sul totale assorbimento di potenza $P_c(t)$.

Generatori e carichi, per mezzo delle grandezze in uscita, $P_c(t)$ e $P_m(t)$, dai corrispondenti blocchi, si interfacciano tra loro attraverso la rete. L'interfaccia tra la richiesta di potenza e la potenza generata è rappresentata dal blocco di rete ed è espressa attraverso l'equazione di bilancio (3.46), che condiziona l'andamento temporale della frequenza $f(t)$.

Le funzionalità di interesse contenute nel blocco di controllo sono rappresentate da:

- il blocco di regolazione della frequenza (primaria e secondaria);
- il blocco di Load Shedding.

Si noti, infine, che lo schema a blocchi di Fig.5.2 è una rappresentazione ideale del sistema di potenza in senso lato, in cui le misure disponibili al sistema di controllo coincidono con i segnali fisici del sistema di potenza. Si ricordi che nel Capitolo 2 (si riveda eventualmente il paragrafo 2.4) sono già state introdotte le non idealità legate essenzialmente ai ritardi delle misure e ai ritardi di acquisizione ed elaborazione di alcune informazioni.

5.2 Sistema sotto controllo

Il modello realizzato è un sistema rappresentato alle variazioni rispetto al punto di funzionamento nominale. Tale punto di funzionamento, indicato sinteticamente

con (f_n, P_{eq}) è caratterizzato da frequenza nominale e potenza generata di equilibrio (minore di quella nominale).

I parametri presenti nel modello sono indicati in modo simbolico, anziché direttamente con i rispettivi valori numerici. L'insieme di tutti i parametri viene raccolto all'interno di un apposito file di inizializzazione: `InfoRete`.

5.2.1 Blocco dei generatori

Tale blocco viene esemplificato nel caso di un sistema di potenza costituito da tre generatori ed è raffigurato in Fig.5.3.

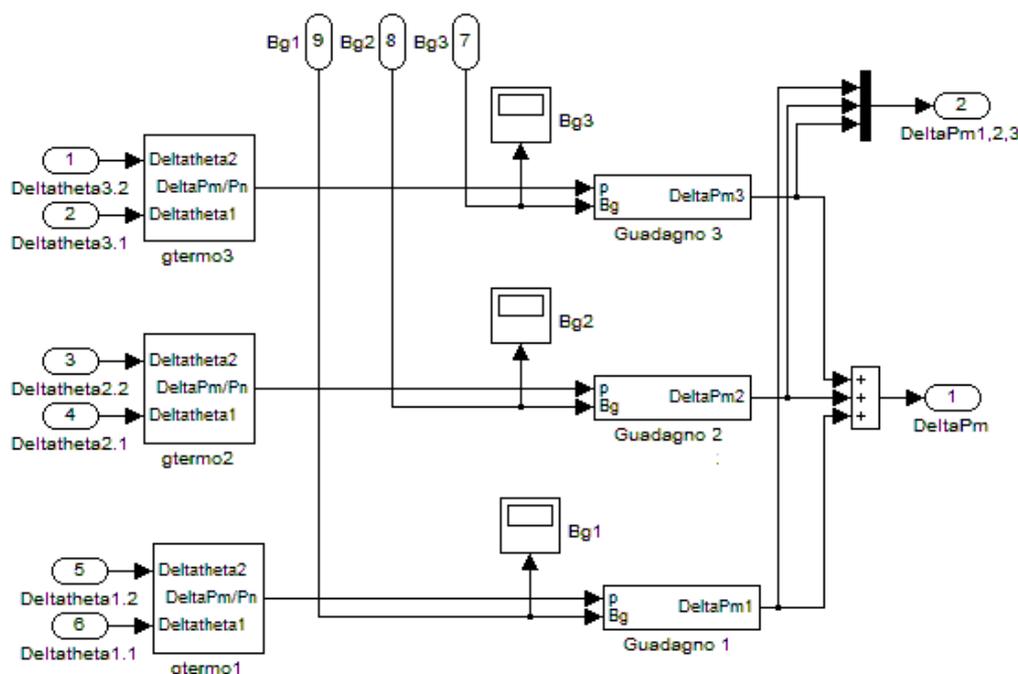


Fig.5.3. Schema del blocco dei generatori

Il blocco dei generatori riceve in ingresso, per ogni generatore, due richieste di variazioni di posizione dell'organo regolante: $\text{Deltatheta}_{i.1}(t)$ e $\text{Deltatheta}_{i.2}(t)$, con $i = 1, 2, 3$.

La prima proviene dal regolatore locale di velocità di cui è dotato il singolo generatore (regolazione primaria della frequenza) e la seconda proviene dal regolatore di rete (regolazione secondaria della frequenza).

Questi segnali entrano nei blocchi che descrivono il comportamento delle singole macchine elettriche, dai quali escono le corrispondenti variazioni di potenza motrice rispetto al valore nominale e in p.u.: $\text{DeltaPm}_i/P_n(t)$ con $i = 1, 2, 3$. Le variazioni di cui sopra vengono poi espresse in unità fondamentali e sommate per dare origine alla variazione di potenza totale erogata dai generatori

$\Delta P_m(t)$. I blocchi, che effettuano la conversione da valori relativi a unità fondamentali, si occupano anche di fare in modo che la potenza di ciascun generatore si annulli in caso di disservizio: per questo motivo ricevono in ingresso i segnali di stato dei generatori, $B_{gi}(t)$ con $i = 1, 2, 3$. Le variazioni dello stato dei generatori, infine, possono essere decise dall'utente per simulare eventuali perdite di generazione.

Il blocco relativo ad ogni singolo generatore, indicato con g_{termo} nella Fig.5.3, viene rappresentato in modo espanso in Fig.5.4.

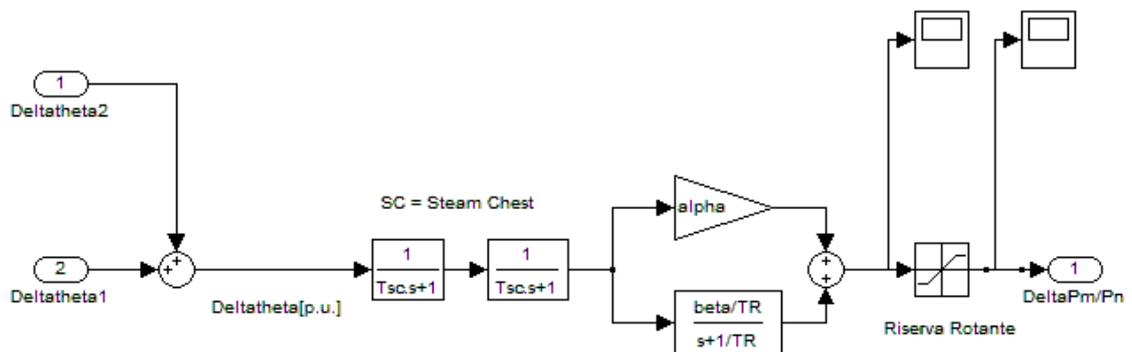


Fig.5.4. Schema del blocco del singolo generatore (termoelettrico)

I due contributi della regolazione primaria e secondaria alla variazione della posizione dell'organo regolante si sommano e danno origine a $\Delta\theta(t)$. Questo segnale alimenta i blocchi descritti tramite le funzioni di trasferimento, che rappresentano le dinamiche temporali della potenza prodotta dalla turbina di un impianto termoelettrico (per ulteriori approfondimenti in merito si veda l'Appendice A).

Si osservi, anche, che le saturazioni sulla potenza motrice, legate alla riserva rotante disponibile, sono incluse nel modello del generatore, in modo da poter rappresentare il suo comportamento realistico di fronte a grandi perturbazioni. Il blocco g_{termo} produce in uscita la variazione di potenza del singolo generatore, espressa in per unità.

5.2.2 Blocco dei carichi

Lo schema a blocchi dei carichi, presentato in Fig.5.5, è frutto di una semplificazione effettuata a partire da quello realmente implementato, per evitare di introdurre in questa parte della Tesi elementi troppo specifici e legati alla simulazione, che potrebbero essere compresi solamente nei Capitoli seguenti: ciò che viene riportato, perciò, è solo la parte essenziale del blocco dei carichi.

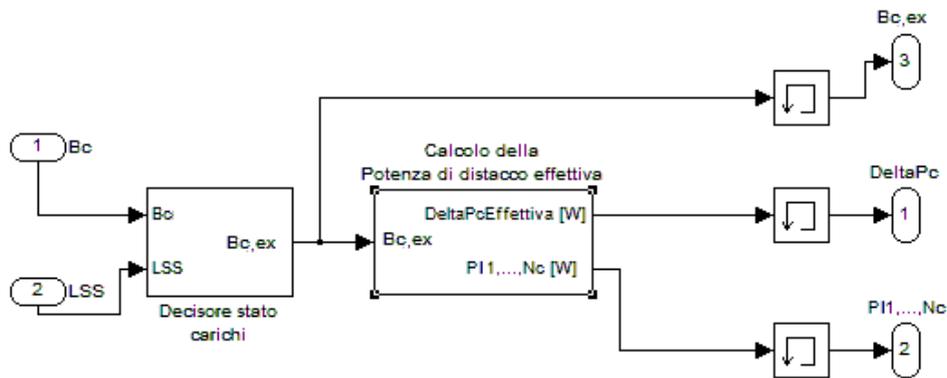


Fig.5.5. Schema del blocco dei carichi

Il blocco dei carichi riceve in ingresso lo stato dei carichi $B_c(t)$ e un segnale ausiliario $LSS(t)$ dal sistema di controllo di Load Shedding e produce in uscita la variazione dell'assorbimento totale di potenza $\Delta P_c(t)$, il vettore $P_1(t)$ di lunghezza N_c contenente le potenze assorbite da tutti i carichi e lo stato dei carichi esogeno $B_{c,ex}(t)$ (quest'ultimo verrà trattato nel paragrafo 5.3.2).

I segnali $B_c(t)$ e $LSS(t)$ entrano in un blocco, cui competono le decisioni in merito ai cambiamenti dello stato dei carichi (entrata in funzione e disattivazione delle varie utenze) nel normale esercizio della rete elettrica del sistema di potenza. Queste decisioni hanno più bassa priorità rispetto a quelle del sistema di Load Shedding, pertanto, se il segnale $LSS(t)$ (rappresenta l'intervento del sistema di Load Shedding) è attivo, allora il segnale in uscita dal blocco decisore, $B_{c,ex}(t)$, viene imposto pari al suo ingresso $B_c(t)$ (l'uscita del sistema di Load Shedding).

Il blocco Calcolo della Potenza di distacco effettiva si occupa essenzialmente di calcolare, in base alla particolare configurazione dei carichi $B_{c,ex}(t)$, il totale assorbimento di potenza della rete, espresso sotto forma di variazione, $\Delta P_c(t)$: tale segnale, insieme a quello, $\Delta P_m(t)$, elaborato nel blocco dei generatori (si riveda il paragrafo 5.2.1), si interfaccia con il blocco di rete, descritto nel prossimo paragrafo.

5.2.3 Blocco della rete

Il blocco di rete riceve in ingresso le variazioni della potenza totale erogata dai generatori e della potenza totale assorbita, rispettivamente indicate con $\Delta P_m(t)$ e $\Delta P_c(t)$ e un ulteriore ingresso ausiliario $\Delta P_{m1,2,3}(t)$ di tipo vettoriale relativo alle potenze dei singoli generatori. La grandezza prodotta in uscita è la variazione della frequenza e della sua derivata espresse in per unità.

Nella sua essenza, il blocco di rete coincide sostanzialmente con quello studiato nel paragrafo 3.7.1 relativo alla funzione di trasferimento di inerzia, indicata con $G_m'(s)$.

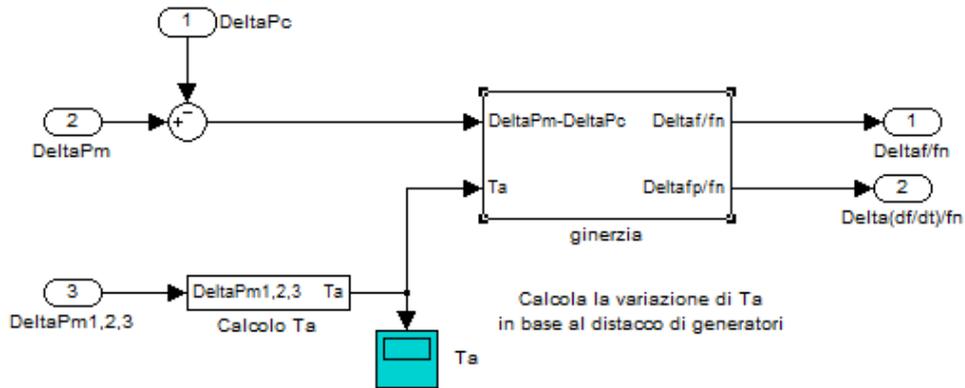


Fig.5.6. Schema del blocco di rete

La Fig.5.6 mostra la struttura del blocco di rete: il blocco indicato con *inerzia* ricalca fedelmente il blocco $G_m'(s)$ di cui sopra, come si può vedere in Fig.5.7.

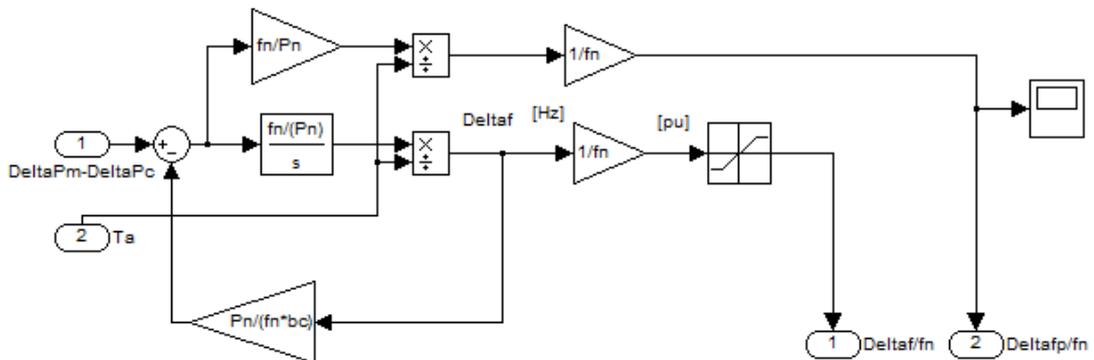


Fig.5.7. Schema del blocco di inerzia di rete

In particolare, si osservi dalla Fig.5.7, che nella funzione di trasferimento di inerzia di rete viene modellato anche lo statismo dei carichi.

Nel blocco dei carichi esiste anche una funzionalità ausiliaria che viene utilizzata per calcolare il tempo d'avviamento $T_a(t)$, che è in generale un parametro tempo-variante, nel caso in cui si presentino perdite di generatori (si rivedano le definizioni (3.47) e (3.50)).

Tale funzionalità si serve del segnale vettoriale $\Delta P_{m1,2,3}(t)$ per rilevare la presenza di eventuali disservizi; in caso di disservizio di un determinato generatore, il parametro $T_a(t)$ viene ricalcolato coerentemente, attraverso un'apposita Matlab Function non riportata per brevità.

5.3 Modello del sistema di controllo

5.3.1 Regolazione di frequenza

La Fig.5.8 mostra lo schema di controllo implementato per la regolazione della frequenza, che risponde fedelmente alle nozioni esposte nel Capitolo 3.

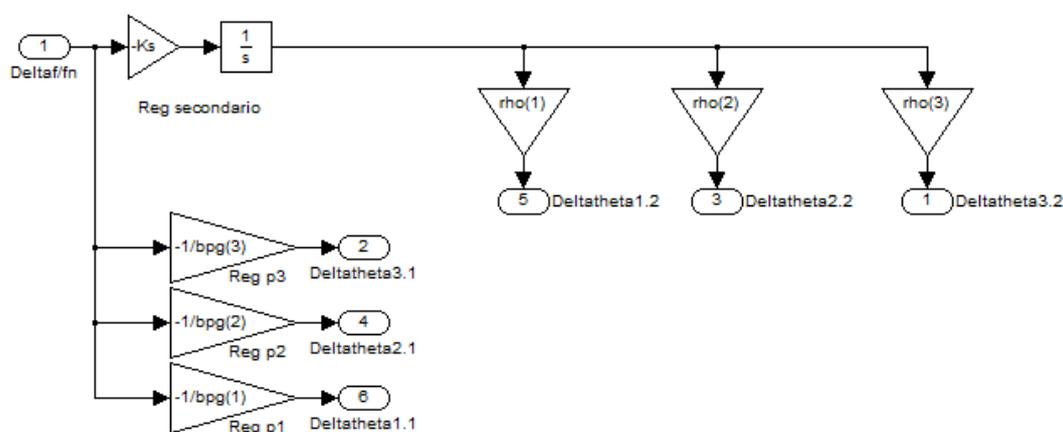


Fig.5.8. Schema del blocco di regolazione della frequenza

Sia nel caso del controllore di rete (o controllore secondario), sia nel caso dei regolatori primari si è imposto come riferimento la frequenza nominale ($f_n = 50$ Hz). Poiché anche il modello dello schema di controllo, così come quello del processo sotto controllo, è costruito alle variazioni rispetto al punto di equilibrio (f_n, P_{eq}), l'errore di frequenza che alimenta tutti i regolatori coincide con la variazione stessa di frequenza cambiata di segno⁵: $-\text{deltaf}(t)/f_n$.

I vari regolatori primari sono dei controllori puramente proporzionali, il cui guadagno è direttamente legato allo statismo di ciascun generatore, mentre il regolatore di rete è un controllore puramente integrale, la cui azione di controllo viene ripartita sui vari generatori in base al segnale di livello e ai coefficienti di ripartizione $\rho(i)$.

Le uscite dei controllori di cui sopra sono i contributi primari e secondari alle variazioni delle variabili di controllo, $\text{Deltatheta}_i(t)$, con $i = 1, 2, 3$ (si considera nuovamente per semplicità il caso con tre generatori).

Supponendo che i generatori siano del tipo termoelettrico (si veda Appendice A), in merito alla taratura del singolo regolatore primario, può essere affermato quanto segue.

Ammettendo ad esempio $T_a = 10$ s, se non viene modellata la dinamica di steam-chest del generatore termoelettrico (si veda ancora l'Appendice A), si possono

⁵ Per comodità, il segno negativo viene attribuito al guadagno del controllore, anziché al segnale di ingresso $\text{deltaf}(t)/f_n$.

ottenere ottimi risultati, in termini di prestazioni dinamiche e di stabilità dell'anello di regolazione primario, imponendo uno statismo permanente $b_p = 0,0625$ p.u./p.u., come consigliato in [6].

Un tale valore di statismo comporta un guadagno del regolatore pari a $-1/b_p = -16$; la pulsazione di taglio così ottenuta è $\omega_{cp} = 0,552$ rad/s e il margine di fase è molto ampio: $\varphi_m = 69,1^\circ$.

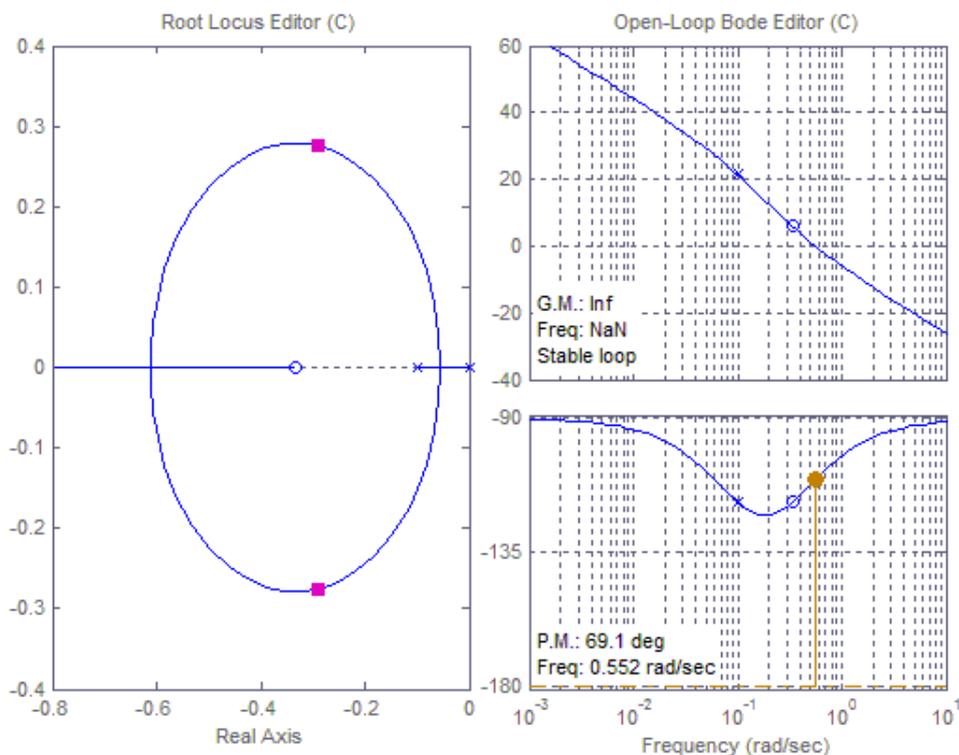


Fig.5.9. Luogo delle radici e diagrammi di Bode di $l_{fp}(s)$, trascurando la dinamica di steam-chest

Come si nota dal luogo delle radici della funzione d'anello $l_{fp}(s)$ rappresentato in Fig.5.9, il sistema retroazionato è sempre stabile per ogni valore del guadagno del regolatore primario (anche se, come osservato nel paragrafo 3.2, è opportuno scegliere un guadagno in modo tale che risulti $\omega_{cp} < 2$ rad/s). Tuttavia, questo risultato non corrisponde ad una situazione realistica, in quanto non tutte le dinamiche del generatore elettrico sono state modellate.

Includendo anche la dinamica di steam-chest e ammettendo sempre $T_a = 10$ s, se si adotta:

$b_p = 0,0625$ p.u./p.u., si ottengono prestazioni peggiori, soprattutto in termini di stabilità (si veda la Fig.5.10).

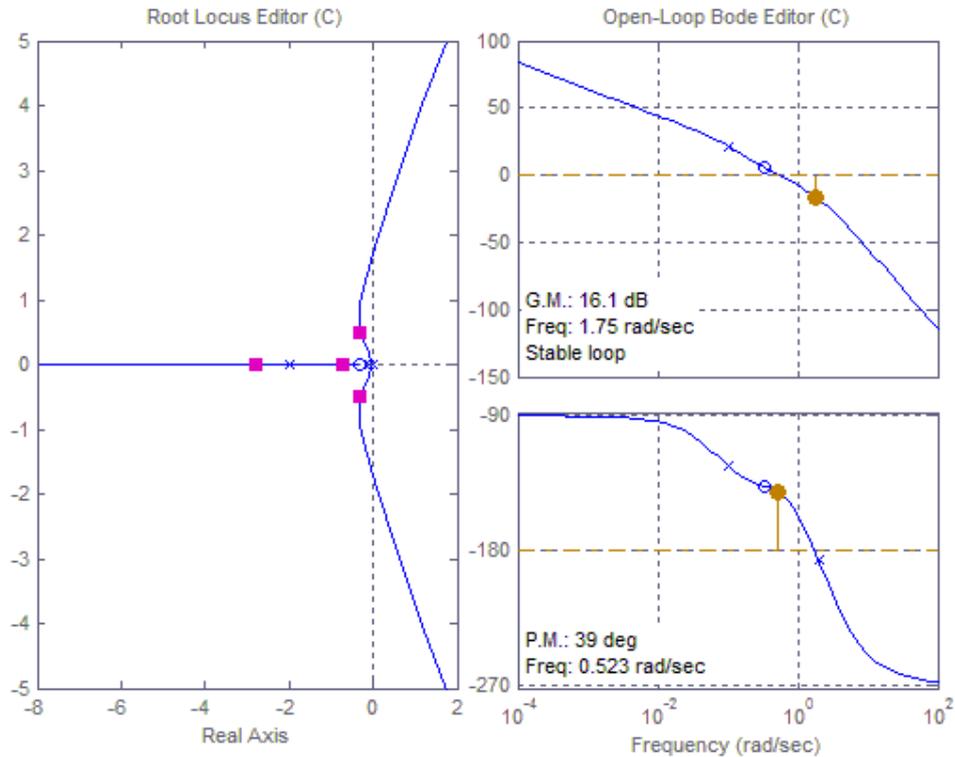


Fig.5.10. Luogo delle radici e diagrammi di Bode di $l_{pp}(s)$, includendo la dinamica di steam-chest

Si osservi dal luogo delle radici della funzione d'anello $l_{pp}(s)$, raffigurato in Fig.5.10, che il numero di singolarità è aumentato (da 2 a 4) e che il sistema retroazionato non è più stabile per ogni valore del guadagno del controllore primario.

In particolare, se tale guadagno è pari ancora a -16, si ottiene una pulsazione di taglio leggermente inferiore al caso precedente, $\omega_{cp} = 0,523$ rad/s e un margine di fase non molto ampio: $\varphi_m = 39^\circ$.

Tutto ciò suggerisce di abbassare la pulsazione di taglio e di adottare un guadagno del controllore un po' più basso (in modulo), ovvero uno statismo permanente poco più alto di 0,0625 p.u./p.u.

In merito, invece, alla taratura del regolatore di rete, dotato puramente di azione integrale, ci si avvale del principio di disaccoppiamento in frequenza tra la dinamica primaria e secondaria, ipotizzando che la banda passante di quest'ultima sia sufficientemente inferiore rispetto a quella primaria ($\omega_{cs} \ll \omega_{cp}$).

Se, sotto l'ipotesi precedente, la dinamica primaria è già a regime quando agisce il controllo secondario, allora, ai fini della regolazione secondaria, il processo sotto controllo (che è costituito dalle dinamiche dei generatori già regolati con il controllo primario) può essere rappresentato con buona approssimazione da una quantità algebrica: l'inverso dell'energia regolante totale E (si veda il paragrafo

3.7.3). Quest'ultima è sostanzialmente legata all'energia permanente equivalente E_{pT} (che dipende dallo statismo dei singoli generatori, b_p).

Conseguentemente, con buona approssimazione, la funzione d'anello $l_{fs}(s)$ è di tipo integrale e, fissata la pulsazione di taglio ω_{cs} , resta solo da determinare il guadagno del controllore di rete.

Il calcolo di tale guadagno può essere condotto avvalendosi dell'equazione (5.1), che è una derivazione della (3.88):

$$k_s = \omega_{cs} / b_{pT} \quad (5.1)$$

dove b_{pT} è lo statismo permanente equivalente. Se, ad esempio, $b_{pT} \approx 0,07$ p.u./p.u. e $\omega_{cs} \approx 0,1$ rad/s, allora $k_s \approx 1,42$ s⁻¹.

5.3.2 Sistema di Load Shedding: definizione delle interfacce

Il sistema di controllo di Load Shedding è l'oggetto principale di questa Tesi e viene trattato dettagliatamente nei Capitoli 6 e 7; in questo paragrafo ci si limita agli aspetti introduttivi.

Nel caso di Load Shedding in ambito industriale, i segnali (indicati in precedenza genericamente con $X(t)$), che consentono di determinare l'eventuale necessità di intervento da parte del controllore di Load Shedding, sono principalmente la frequenza e/o la potenza.

Dunque, in prima approssimazione, i segnali di ingresso al sistema di controllo di Load Shedding sono essenzialmente la frequenza $f(t)$ e/o le potenze dei generatori $\mathbf{P}_{g,i}(t)$ e/o dei carichi $\mathbf{P}_{l,i}(t)$.

Poiché il sistema di Load Shedding, in definitiva, opera decidendo i carichi che devono essere disconnessi dal sistema in condizioni di emergenza, è necessario prima di tutto che questo sia a conoscenza di quali sono i carichi in funzione: ovviamente i carichi non in funzione non potranno essere annoverati tra quelli candidati al distacco. In altre parole, il sistema di controllo di Load Shedding necessita di un'ulteriore informazione dinamica: lo stato attuale dei carichi.

In Fig.5.2 lo stato dei carichi, indicato con $\mathbf{B}_c(t)$, risulta essere l'uscita del blocco di Load Shedding, e non l'ingresso come detto sopra, pertanto, occorre fare un'importante distinzione, onde evitare fraintendimenti.

La messa in funzione e la disattivazione dei carichi sono eventi che, nelle normali condizioni operative, vengono decisi a livello di utenza (anche se con opportune limitazioni) e risultano essere imposti dall'esterno; pertanto, da questo punto di

vista, lo stato dei carichi è a tutti gli effetti un ingresso esogeno per il controllore di Load Shedding.

È vero, altresì, che il sistema di controllo di cui sopra deve poter agire su $\mathbf{B}_c(t)$ nei casi di emergenza, che, del resto, sono proprio quelle situazioni di pericolo per il sistema di potenza prese in considerazione in questa Tesi: per questo motivo lo stato dei carichi risulta essere anche un'uscita dell'algoritmo.

In conclusione, occorre distinguere tra lo stato esogeno dei carichi, indicato con $\mathbf{B}_{cex}(t)$, a cui corrisponde esattamente la configurazione dei carichi richiesta dalle varie utenze, e lo stato effettivo dei carichi, indicato semplicemente con $\mathbf{B}_c(t)$, inteso come uscita del sistema di Load Shedding. È evidente che nelle normali condizioni operative si ha: $\mathbf{B}_c(t) = \mathbf{B}_{cex}(t)$, altrimenti $\mathbf{B}_c(t) \neq \mathbf{B}_{cex}(t)$ e solo alcune delle utenze che dovrebbero essere in funzione sono davvero operative.

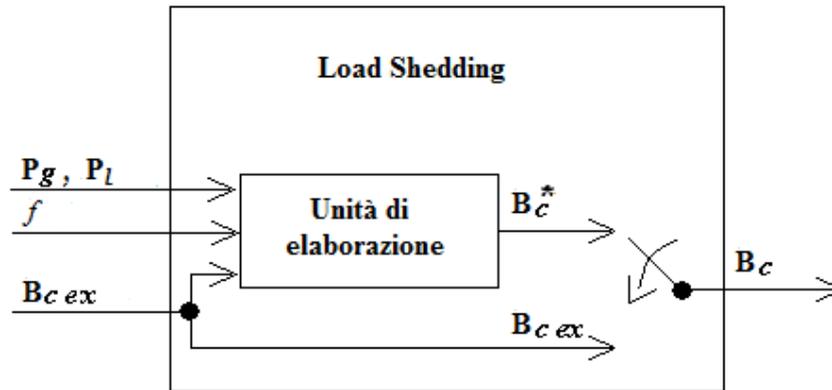


Fig.5.11. Schema concettuale del funzionamento del sistema di controllo di Load Shedding

In conclusione, come si evince dalla Fig.5.11, l'azione del sistema di Load Shedding sui carichi si concretizza sostanzialmente nell'aggiornamento ad ogni istante dello stato dei carichi $\mathbf{B}_c(t)$ secondo la modalità seguente:

- nelle normali condizioni operative, l'algoritmo riconferma lo stato dei carichi esogeno: $\mathbf{B}_c(t) = \mathbf{B}_{cex}(t)$ (che naturalmente può variare nel tempo in base alle utenze);
- in presenza di situazioni critiche, l'algoritmo, secondo le tecniche indagate in questa Tesi (si veda il Capitolo 6), calcola una determinata grandezza $\mathbf{B}_c^*(t)$ e conseguentemente produce in uscita $\mathbf{B}_c(t) = \mathbf{B}_c^*(t)$, realizzando in questo modo opportuni distacchi di carico.

5.4 Andamento della frequenza a seguito di un deficit di potenza nel simulatore

In questo paragrafo si intende verificare che il modello del sistema di potenza dotato di regolazione della frequenza, sia in grado di rappresentare in modo soddisfacente i comportamenti studiati nel Capitolo 4 in merito ai transitori di frequenza.

Supponiamo che il sistema di potenza sia dotato di regolazione primaria e secondaria della frequenza. A fronte di un deficit di potenza, sia esso dovuto ad un aumento della richiesta dei carichi oppure ad una perdita di generazione, la frequenza di rete comincia a diminuire. Ciò, ovviamente, deriva dall'equazione di bilancio di potenza (5.2):

$$\frac{d}{dt} f(t) = -\frac{f_n}{T_a} \cdot d(t) \quad (5.2)$$

dove il deficit $d(t)$ è definito come differenza tra la potenza totale assorbita dai carichi e la potenza totale erogata: $d(t) = p_c(t) - p_m(t)$. Si noti che, a differenza di quanto fatto nell'analisi condotta nel Capitolo 4, d'ora innanzi nella trattazione verranno considerate variazioni del deficit di potenza, sia lato carichi, sia lato generatori.

Nel seguito viene illustrato il comportamento della frequenza a seguito di due deficit di diversa entità: uno modesto (Caso 1: $d = 0,05$ p.u.) ed uno grave (Caso 2: $d = 0,30$ p.u.). Supponiamo che il tempo d'avviamento medio della rete sia $T_a = 10$ s e che la riserva rotante iniziale sia $\bar{r} = 10$ %.

Caso 1

Nel primo caso la riserva rotante è sufficiente a gestire il deficit di potenza.

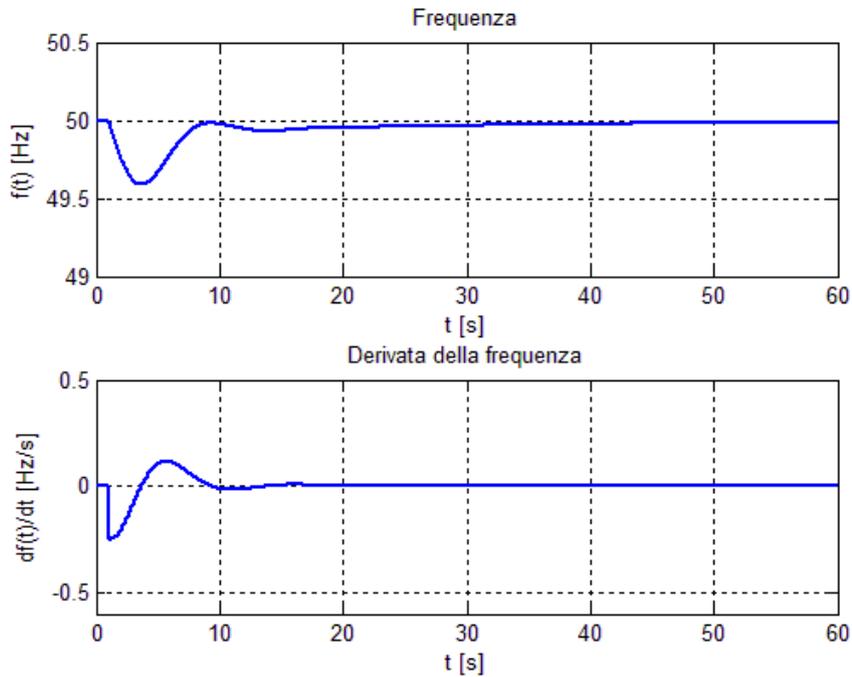


Fig.5.12. Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 5 % all'istante $t = 1$ s

Dall'ingrandimento mostrato nella Fig.5.13 appare che gli andamenti temporali della frequenza e della sua derivata sono molto simili a quelli mostrati nell'analisi effettuata nel Capitolo 4 (si veda la Fig.4.2). Le differenze tra la Fig.4.2 e la Fig.5.13, comunque visibili, sono dovute al fatto che nel modello simulatore è stata rappresentata anche la dinamica della regolazione secondaria della frequenza.

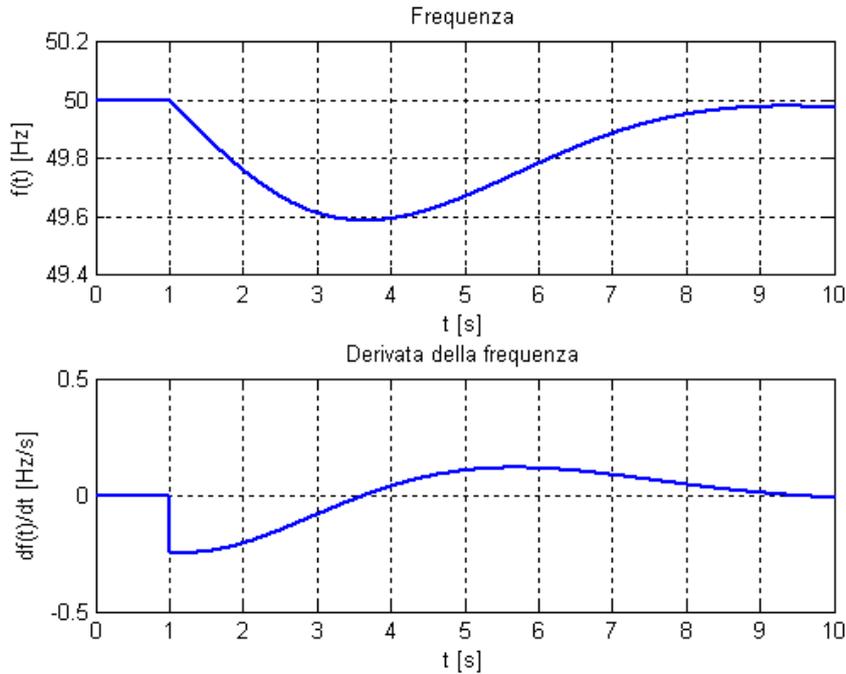


Fig.5.13. Dettaglio della Fig. 5.12 negli istanti successivi al deficit di potenza

A seguito della discesa pronosticata della frequenza a $t = 1$ s, si ha una successiva risalita a $t = 3,8$ s (si veda la Fig.5.13), grazie alla presenza della regolazione della frequenza. Si osservi che il valore minimo della derivata della frequenza raggiunto è $-0,25$ Hz/s: questo risultato è in linea con le aspettative. Infatti, sia t^* l'istante del deficit di potenza, avvalendosi dell'equazione (5.2), risulta:

$$\frac{d}{dt} f(t^{*+}) = -\frac{f_n}{T_a} \cdot d(t^*) = -\frac{50 \text{ Hz}}{10 \text{ s}} \cdot 0,05 \text{ p.u.} = -0,25 \text{ Hz/s}$$

Nel caso di piccola perturbazione di potenza, le regolazioni di frequenza rispondono correttamente per riportare il sistema di potenza nelle condizioni nominali. Precisamente:

- la regolazione primaria risponde piuttosto rapidamente (circa 10 secondi);
- la regolazione secondaria risponde più lentamente (circa 50 secondi) e solo grazie a questa si ottiene errore nullo a transitorio esaurito.

Naturalmente le tempistiche di intervento delle regolazioni primaria e secondaria di cui sopra sono legate direttamente alle bande passanti imposte per i rispettivi anelli di regolazione.

Caso 2

Nel secondo caso, invece, la riserva rotante non è sufficiente a gestire il deficit di potenza.

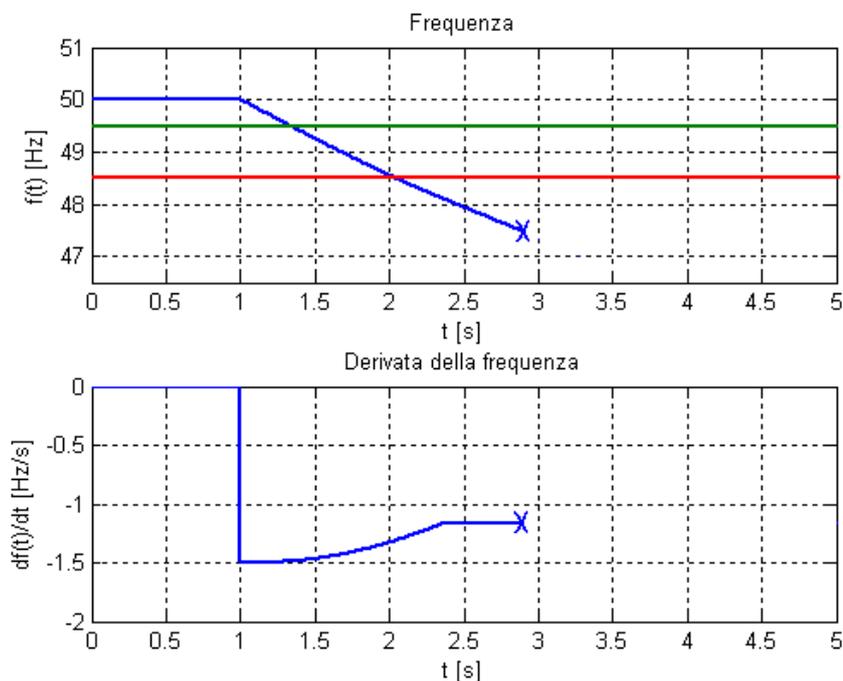


Fig.5.14. Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 30 % all'istante $t = 1$ s

Nel secondo caso, come si osserva dalla Fig.5.14, non vi è alcuna risalita della frequenza, anche se si nota una leggera risalita della sua derivata (analogamente a quella del caso 1 ma solo fino a $t = 2,83$ s). Si osservi che il valore della derivata della frequenza post-deficit è $-1,5$ Hz/s: questo risultato è ancora una volta in linea con le aspettative. Infatti, sia t^* l'istante del deficit di potenza, avvalendosi dell'equazione (5.2), risulta:

$$\frac{d}{dt} f(t^{*+}) = -\frac{f_n}{T_a} \cdot d(t^*) = -\frac{50 \text{ Hz}}{10 \text{ s}} \cdot 0,30 \text{ p.u.} = -1,5 \text{ Hz/s}$$

Si osservi dalla Fig.5.14 che la frequenza oltrepassa progressivamente le soglie 49,5 Hz (linea verde) e 48,5 Hz (linea rossa), fino ad arrivare all'istante $t = 2,87$ s, in cui tutti i generatori elettrici del sistema di potenza vengono disattivati ad opera dei dispositivi di protezione in condizioni di minima frequenza (viene superata la soglia di 47,5 Hz). Questo provoca il collasso del sistema di potenza.

Il fatto che anche nel caso 2 la derivata della frequenza tenda a risalire immediatamente dopo il deficit è dovuto all'azione della regolazione della

frequenza che, ricevendo in ingresso un errore di frequenza maggiore di zero, comanda l'aumento della potenza dei generatori rimasti in funzione dopo il deficit di potenza.

In generale:

- nel caso in cui la riserva rotante sia maggiore del deficit di potenza, la derivata della frequenza non solo risale, ma diventa anche positiva, il che comporta la risalita della frequenza;
- se, invece, la riserva rotante è insufficiente, la derivata risale e poi si assesta ad un valore costante negativo, il che implica solamente che la frequenza scende meno rapidamente rispetto all'istante dopo il deficit, ma non v'è rimedio che possa essere messo in atto dalla regolazione di tipo modulante della frequenza per impedire il collasso del sistema.

Come ulteriore conferma di quanto detto sopra, è possibile considerare un caso intermedio (Caso 3) tra i due visti precedentemente e caratterizzato da:
 $d = r = 10 \%$.

Caso 3

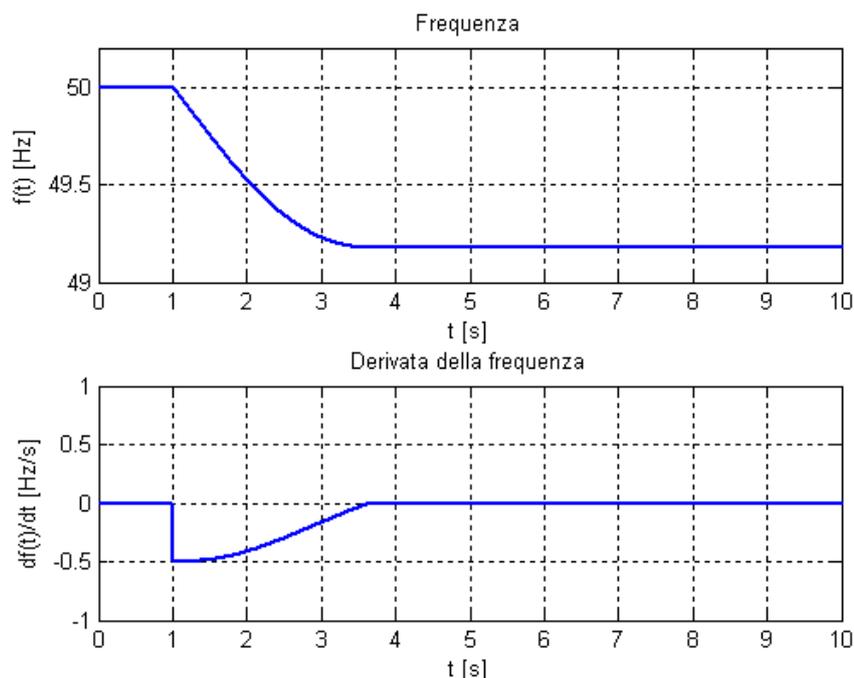


Fig.5.15. Andamenti della frequenza e della sua derivata a fronte di un deficit di potenza del 10 % all'istante $t = 1$ s

In questo caso, dopo la brusca caduta al valore $- 0,5 \text{ Hz/s}$, la derivata della frequenza risale e si assesta esattamente al valore nullo. Corrispondentemente, la discesa della frequenza viene arrestata al valore di $49,18 \text{ Hz}$ (si veda la Fig.5.15), quando la derivata si annulla.

Il Caso 3, seppur meno grave del Caso 2, in quanto non comporta l'intervento delle protezioni di minima frequenza, è comunque critico perché la frequenza non è in grado di risalire al valore nominale.

Capitolo 6

Load Shedding

6.1 Introduzione

Nell'eventualità che un sistema di potenza possa essere colpito da gravi disturbi, quali disservizi di generazione o guasti di altri dispositivi fondamentali della rete elettrica, è necessario prendere immediate contromisure per evitare il collasso dell'intero sistema.

Tali contromisure devono essere intraprese da un sistema di controllo dedicato e operante esclusivamente in condizioni di emergenza: la tecnica di controllo che occorre utilizzare in tali situazioni è nota come Load Shedding (LS). Dal momento che al sistema di controllo di LS è richiesto un breve tempo di risposta (cioè, l'intervallo di tempo tra il disservizio di sistema e l'azione di LS), a volte viene indicato anche con il nome di Fast Load Shedding.

Questa tecnica di controllo, che in lingua italiana è solitamente denominata alleggerimento di carico, consiste nel disconnettere un determinato insieme di carichi in modo da ridurre il consumo di potenza complessivo. Questo è l'unico modo per mantenere il sistema di potenza in condizioni operative.

Tra i diversi approcci presenti nella letteratura scientifica per condurre il LS, quelli di reale interesse per un impianto industriale sono fondamentalmente due:

- il power-based Load Shedding (p-bLS);
- il frequency-based Load Shedding (f-bLS);

In questa Tesi le tecniche di cui sopra vengono rielaborate ed implementate all'interno di un ambiente di simulazione e, in aggiunta, viene ideato un nuovo algoritmo (si veda il paragrafo 6.7) che si pone l'obiettivo di superare i principali limiti e criticità che emergono nell'utilizzo delle tecniche tradizionali.

Indipendentemente da quale tipologia di LS si consideri, in questa Tesi si cerca di conferire all'algoritmo di controllo di LS una struttura che possa essere la più universale possibile e che vada al di là della particolare metodologia utilizzata: tale impostazione del lavoro è uno degli aspetti originali della Tesi.

6.2 Struttura di un algoritmo di LS per impianti industriali

Prima di approfondire la struttura che viene attribuita all'algoritmo di LS è opportuno introdurre tre importanti definizioni.

Si definisce potenza di distacco teorica, $P(t)$ [W], la quota parte della potenza totale assorbita dai carichi che deve essere rimossa per poter ripristinare, a seguito di un deficit, le normali condizioni operative del sistema di potenza.

Si definisce potenza di distacco effettiva, $P_{eff}(t)$ [W], la potenza che viene effettivamente rimossa dal sistema di potenza a fronte dell'intervento del controllore di LS; si osservi che per ovvie ragioni vale il seguente vincolo: $P_{eff}(t) \geq P(t)$.

Tipicamente $P_{eff}(t)$ risulta strettamente maggiore di $P(t)$, in quanto $P_{eff}(t)$ dipende dalla potenza assorbita dall'insieme dei carichi che vengono selezionati per il distacco.

Si definisce alleggerimento lordo, $A(t)$ [W], il deficit di potenza determinato dall'algoritmo di LS. È evidente che l'algoritmo ideale individua una quantità esattamente pari al deficit: $A(t) = D(t)$.

Tuttavia l'alleggerimento lordo $A(t)$ può differire dal deficit $D(t)$ (si auspica in quantità non eccessiva) per varie ragioni, in relazione anche alla tecnica di LS che si utilizza.

Si tenga presente che, nel seguito, la potenza di distacco teorica verrà indicata anche con il nome di "alleggerimento netto", ogniqualvolta si desideri enfatizzare la distinzione tra $P(t)$ stessa e l'alleggerimento lordo, $A(t)$.

Come in precedenza, anche in questo caso si adotta la convenzione di utilizzare i caratteri minuscoli per indicare le variabili espresse nei valori relativi: perciò per esprimere in "per unità" le potenze di distacco teorica ed effettiva e l'alleggerimento lordo si useranno rispettivamente i simboli $p(t)$, $p_{eff}(t)$ e $a(t)$.

Un algoritmo di LS può essere suddiviso in tre stadi fondamentali:

- Mismatch Detection (MD);
- Power Computing (PC);
- Load Selection (LSe).

Inoltre, possono essere presenti altre funzionalità che in questa Tesi vengono denominate funzioni ausiliare.

Le rispettive funzioni degli stadi di cui sopra sono le seguenti:

- l'algoritmo di MD si occupa di rilevare la presenza di un deficit di potenza;
- l'algoritmo di PC calcola la potenza di distacco teorica, $P(t)$;
- l'algoritmo di LSe sceglie l'insieme dei carichi che devono essere distaccati, possibilmente in modo tale da poter raggiungere un valore di $P_{eff}(t)$ il più vicino possibile a $P(t)$.

Un aspetto chiave dello stadio di PC, anche se non realizzabile in tutti le tipologie di LS che verranno analizzate in questa Tesi, è quello di fare in modo che il valore assunto da $P(t)$ al momento dell'azione di LS corrisponda al minimo indispensabile per garantire il ripristino della frequenza. Questo obiettivo è importante nell'ottica di ridurre la quantità di carichi operativi che devono essere distaccati dal controllore di LS: quanto maggiore è il numero di utenze che rimangono in funzione a seguito del verificarsi del deficit di potenza, tanto inferiore è la perdita economica da esso causata.

Il modo per realizzare tale obiettivo è quello di avvalersi della riserva rotante disponibile dopo il deficit di potenza: alleggerendo i carichi per una potenza esattamente pari al deficit, la riserva rotante a regime tornerebbe al valore immediatamente pre-deficit. Se tale valore è significativamente maggiore di zero, è possibile ridurre l'entità dell'alleggerimento attuando così lo sfruttamento della riserva rotante. In definitiva, in questo modo si ottiene: $P(t) \leq A(t)$.

Per quanto detto sopra, la possibilità di sfruttare la riserva rotante diventa un importante grado di libertà che verrà usato in questa Tesi nel migliorare le prestazioni di un sistema di LS.

La Fig.6.1 riassume quanto esposto in questo paragrafo circa la struttura che deve essere propria di qualunque algoritmo di controllo di LS operante in impianti industriali.

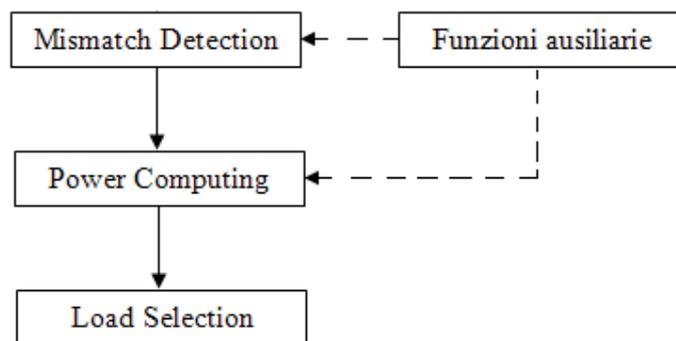


Fig.6.1. Struttura dell'algoritmo di controllo di LS

Si noti infine che, diversamente dai primi due stadi, l'algoritmo di LSe non dipende dal particolare tipo di LS adottato e per questo motivo merita una

trattazione a sé. Nel seguito vengono indagati dapprima i metodi per effettuare gli stadi di MD e PC e poi quelli per lo stadio di LSe.

6.3 Metodi di Mismatch Detection e Power Computing

Nel seguito vengono dapprima descritti due metodi per effettuare gli stadi di MD e PC: il primo è basato sulla potenza e il secondo è basato sulla frequenza. Viene anche valutata la possibilità di adottare una nuova soluzione ibrida che rappresenta il contributo innovativo principale di questo lavoro.

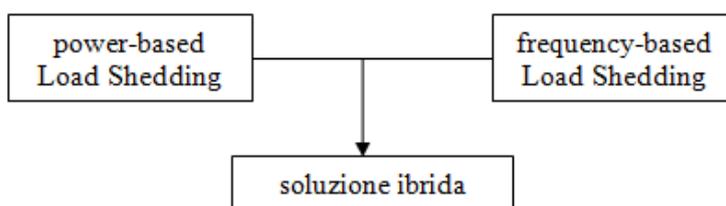


Fig.6.2. Metodologie di LS

Un deficit di potenza, concettualmente, può essere rilevato principalmente in due modi, il primo è il più intuitivo mentre il secondo segue una via indiretta:

- calcolo del bilancio di potenza della rete elettrica istante per istante per controllare se la potenza generata diventa inferiore a quella assorbita. Questo è il principio di funzionamento del p-bLS.
- monitoraggio degli andamenti temporali della frequenza e della sua derivata rispetto a determinate soglie: se i segnali $f(t)$ e $df(t)/dt$ superano certi limiti, questo è dovuto ad un significativo deficit di potenza. Questo è il principio di funzionamento del f-bLS.

Allo stesso modo, anche l'alleggerimento lordo $A(t)$, utile per determinare $P(t)$, può essere calcolato in base alla potenza oppure alla frequenza.

Si può osservare che:

- Il primo metodo si avvale dell'equazione di bilancio statico delle potenze:

$$D(t) = P_c(t) - P_m(t) \quad (6.1)$$

dove $D(t) (\geq 0)$ assume valori positivi in caso di deficit di potenza.

- Il secondo metodo, invece, si avvale della seguente equazione di bilancio dinamico delle potenze:

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_n}{T_a} \frac{P_m(t) - P_c(t)}{P_n} = -\frac{f_n}{T_a} \frac{D(t)}{P_n} \quad (6.2)$$

che deriva dalla (5.2) e rappresenta il fatto che un eventuale squilibrio di potenza fa sì che la derivata della frequenza assuma un valore diverso da zero.

La prima tecnica, così come è stata introdotta sopra, ha un'importante limitazione pratica: è condotta in maniera periodica (o sincrona) con un periodo, T_{ciclo} che non può essere ridotto al di sotto di determinati limiti (tipicamente 2 s).

Pertanto, nella pratica, il bilancio statico delle potenze è diverso da quello descritto nell'equazione (6.1), che può essere sostituita dalla seguente:

$$D_u(t) = P_{c,u}(t) - P_{m,u}(t) \quad (6.3)$$

dove le grandezze, contraddistinte con il pedice 'u' (che sta per il termine inglese "update") possono essere considerate come il risultato di un campionamento sincrono delle misure corrispondenti, $P_c(t)$ e $P_m(t)$. Valgono inoltre le seguenti definizioni del tutto intuitive:

$$P_{m,u}(t) = \mathbf{P}_{g1,u}(t) + \mathbf{P}_{g2,u}(t) + \dots + \mathbf{P}_{gNg,u}(t) \quad (6.4)$$

e

$$P_{c,u}(t) = \mathbf{P}_{l1,u}(t) + \mathbf{P}_{l2,u}(t) + \dots + \mathbf{P}_{lNc,u}(t) \quad (6.5)$$

dove $\mathbf{P}_{gi,u}(t)$ e $\mathbf{P}_{li,u}(t)$ sono rispettivamente i generici elementi contenuti nei vettori delle potenze dei generatori aggiornate, $\mathbf{P}_{g,u}(t)$, e dei carichi, $\mathbf{P}_{l,u}(t)$.

L'aggiornamento periodico, rappresentato in Fig.6.3, delle precedenti grandezze rappresenta una forte criticità in quanto, essendo l'eventuale disservizio di generazione un evento asincrono rispetto al campionamento che caratterizza i segnali di potenza in ingresso all'algoritmo di controllo, questa tecnica presenterebbe dei ritardi di intervento inaccettabili nella maggior parte dei casi.

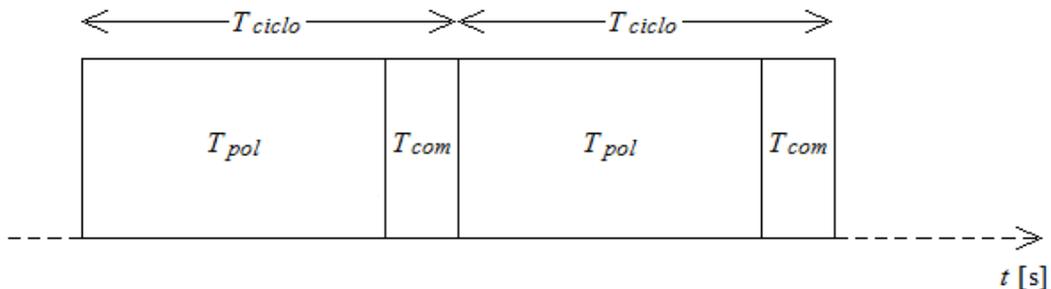


Fig.6.3. Aggiornamento periodico di $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e di $\mathbf{P}_{l,u}(t)$

Ciò che viene fatto nella pratica per risolvere questo problema è utilizzare informazioni addizionali, tipicamente i segnali di guasto dei generatori o altri dispositivi della rete, che sono noti con un ritardo molto più piccolo di T_{ciclo} . Solamente usando questo tipo di segnali direttamente legati alla perdita eventuale di generazione, è possibile ottenere un intervento rapido del sistema di LS. In questo caso, anche se il bilancio di potenza continua ad essere calcolato come detto sopra, la rilevazione delle condizioni di intervento del LS è innescata da un ingresso apposito, che è direttamente connesso al disservizio di generazione. Perciò, un tale algoritmo è di tipo event-based e si contrappone a quello basato sulla frequenza, di tipo response-based (in base alla classificazione nel Capitolo 1).

Nel seguito vengono analizzate due strategie di MD e PC, quella di tipo power-based e quella di tipo frequency-based.

6.4 MD e PC nel power-based Load Shedding

6.4.1 MD nel power-based Load Shedding

L'algoritmo di Mismatch Detection di tipo power-based (p-bMD), sfruttando la conoscenza dello stato dei generatori, si occupa, in primo luogo, di individuare la verificarsi di un deficit di potenza ad un determinato istante di tempo. Conseguentemente, l'algoritmo è in grado di generare, in base alle misure disponibili, i valori di potenza generata e di riserva rotante nell'istante del deficit.

L'algoritmo è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
(entrambe le variabili di ingresso sono vettori di lunghezza N_g);
 - $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ [W], vettore delle potenze erogate da ogni generatore; il pedice 'u' si riferisce al fatto che questo segnale non è direttamente la vera misura, $\mathbf{P}_g(t)$, ma è il risultato di un campionamento o "update";
 - $\mathbf{B}_g(t)$ [], vettore di stato dei generatori;
- Uscite:
(tutte le variabili di uscita sono variabili scalari)
 - $P_{m,d}(t)$ [W], potenza totale generata rilevata dall'algoritmo di p-bMD; il pedice 'd' sta per "detected". ovvero rilevato, ed è utilizzato per distinguere questo segnale dall'andamento temporale della potenza totale generata $P_m(t)$;

- $R_d(t)$ [W], riserva rotante rilevata dall'algoritmo di p-bMD; circa il significato del pedice 'd' valgono le stesse considerazioni di cui sopra;
- $MS(t)$ [], variabile booleana che assume valore '1', se l'algoritmo di p-bMD individua un deficit di potenza, o '0' altrimenti (il simbolo MS è l'acronimo "Mismatch Signal" e rappresenta la presenza di un deficit di potenza);

È importante precisare che tutte le uscite sono segnali il cui valore è sempre nullo eccetto che nell'istante in cui viene rilevato il deficit di potenza.

Come già osservato, la necessità di introdurre uno stadio di MD in un algoritmo di LS di tipo power-based è dovuta primariamente al fatto che, in sua assenza, lo stadio di PC, a causa della natura dei segnali $P_{m,u}(t)$ e $P_{c,u}(t)$, non sarebbe in grado di calcolare per tempo il corretto bilancio di potenza, a fronte di un disservizio.

Per questo motivo l'algoritmo di p-bMD è basato su un segnale apposito, $\mathbf{B}_g(t)$, che rappresenta lo stato dei generatori. Si tratta di una variabile vettoriale di lunghezza pari al numero dei generatori presenti nel sistema di potenza e i cui elementi sono di tipo booleano: '1' indica che il generatore in questione è in funzione e '0' indica che è fuori servizio.

La variazione da '1' a '0' di almeno uno degli elementi di $\mathbf{B}_g(t)$ viene individuata immediatamente dall'algoritmo di p-bMD. L'algoritmo, sapendo che il generico generatore i -esimo è fuori servizio, assegna a zero la potenza del generatore in questione, senza dover aspettare che il valore dell'elemento i -esimo $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ venga aggiornata. Conseguentemente, sommando le potenze di tutti i generatori così calcolate, viene generata l'uscita $P_{m,d}(t)$.

Usando il segnale $\mathbf{B}_g(t)$ è possibile anche rilevare prontamente la variazione di riserva rotante causata dalla perdita improvvisa di generazione di cui sopra: in tal modo viene generata anche l'uscita $R_d(t)$.

6.4.2 PC nel power-based Load Shedding

L'algoritmo di Power Computing di tipo power-based (p-bPC), sfruttando l'equazione di bilancio statico delle potenze, si occupa di calcolare la potenza di distacco teorica $p(t)$ sulla base di determinate informazioni relative ai generatori e ai carichi.

Per quanto riguarda le informazioni in ingresso relative ai generatori, queste coincidono esattamente con le uscite dell'algoritmo di p-bMD.

È fondamentale osservare che, essendo nota la riserva rotante dallo stadio di p-bMD, l'algoritmo offre l'importante opportunità di diminuire l'alleggerimento lordo, grazie allo sfruttamento della riserva rotante stessa.

L'algoritmo è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
 - Informazioni relative ai generatori:
 - $P_{m,d}(t)$ [W] (si veda il paragrafo 6.4.1);
 - $R_d(t)$ [W] (si veda il paragrafo 6.4.1);
 - $MS(t)$ [] (si veda il paragrafo 6.4.1).
 - Informazioni relative ai carichi:
 - $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ [W], potenze assorbite da ciascun carico (vettore di lunghezza N_c).
- Uscita:
 - $P(t)$ [W], potenza di distacco teorica.

L'algoritmo di p-bPC calcola il valore della potenza totale assorbita aggiornata, $P_{c,u}(t)$, sommando tutti gli elementi contenuti nel vettore, $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ delle potenze assorbite dai carichi aggiornate. L'operazione analoga per la variabile $P_{m,u}(t)$ non deve essere eseguita in quanto l'algoritmo di p-bPC dispone dell'ingresso $P_{m,d}(t)$ a partire dallo stadio di p-bMD.

Si supponga che t^* sia l'istante di attivazione del segnale $MS(t)$, l'algoritmo di p-bPC a $t = t^*$ calcola il valore di alleggerimento lordo, mentre in tutti gli altri istanti tale segnale è pari a zero. Tutto questo può essere espresso con la seguente equazione:

$$\begin{cases} A(t) = P_{c,u}(t) - P_{m,u}(t) & \text{se } t = t^* \\ A(t) = 0 & \text{se } t \neq t^* \end{cases} \quad (6.6)$$

dove la prima equazione è sostanzialmente una derivazione della (6.3), in cui al posto del consueto simbolo $D(t)$, indicante il deficit di potenza, si è adottato il simbolo $A(t)$.

Noto $A(t)$, l'algoritmo calcola $P(t)$, che è l'uscita dello stadio di p-bPC, sottraendo la riserva rotante, come indicato dalla seguente equazione:

$$P(t) = A(t) - R_s(t) \quad (6.7)$$

dove $R_s(t)$ è una quantità opportunamente elaborata nello stadio di p-bPC a partire da $R_d(t)$ (si veda l'Appendice B, dove sono illustrate la parti di implementazione).

Si noti che la quantità $A(t^*)$ calcolata dall'algoritmo di p-bPC dipende inevitabilmente (in base alla formula utilizzata) anche da eventuali variazioni di $P_{m,u}(t)$ che potrebbero avvenire in corrispondenza dell'intervento del sistema di LS. In altre parole, in presenza di un disturbo di carico, nel valore di $A(t^*)$ non c'è modo di distinguere il contributo della variazione di $P_{m,u}(t)$ da quello della variazione di $P_{c,u}(t^*)$.

6.5 MD e PC nel frequency-based Load Shedding

L'aspetto concettuale che sta alla base del frequency-based Load Shedding è la possibilità di utilizzare la misura della frequenza di rete del sistema di potenza e della sua derivata temporale non solo per individuare eventuali deficit di potenza, ma anche per ricavare informazioni circa l'entità del deficit stesso e, conseguentemente, calcolare l'opportuno alleggerimento da effettuare per consentire il ripristino delle normali condizioni operative.

L'essenza di questo algoritmo è l'utilizzo della corrispondenza causa-effetto tra deficit di potenza $d(t)$ e derivata della frequenza $df(t)/dt$ immediatamente dopo il deficit stesso: ne consegue l'opportunità di avvalersi di questo legame a ritroso per ricavare dal segnale di derivata il corretto valore di potenza da utilizzare come alleggerimento di carichi nel sistema di potenza.

Si tratta di una metodologia di LS che, per sua natura, si presta ad essere realizzata in modo tale da risultare più robusta nei casi in cui il sistema di controllo di LS si trovi ad operare in condizioni di incertezza dovute a disturbi. Infatti, considerando l'ipotesi di caso pessimo ("worst case") in cui il sistema di controllo di LS intervenga in modo inopportuno o insufficiente ai fini del ripristino della frequenza, il f-bLS è in grado di prendere ulteriori contromisure (interventi correttivi) atte ad evitare conseguenze fatali per il sistema di potenza.

Come si vedrà nel seguito, il principio di funzionamento del f-bLS è sensibilmente diverso da quello del p-bLS perché è basato sull'attivazione di soglie e regole ad esse corrispondenti. Tali regole afferiscono alla parte di PC e sono suddivise in regole funzionanti "in condizioni ordinarie" e regole funzionanti in "condizioni di emergenza", ovvero regole che si attivano solo in caso di situazioni particolarmente critiche. Si tratta di situazioni a più bassa probabilità rispetto a quelle che riguardano il funzionamento in condizioni ordinarie, ma in ogni caso devono essere tenute in considerazione.

L'attivazione del set di regole in condizioni di emergenza ha luogo solamente nel caso in cui ci sia stata un'azione di LS precedente ma la relativa potenza di distacco calcolata non sia stata sufficiente (per motivi che sono precisati successivamente) a ripristinare la frequenza al valore nominale. Di conseguenza, il funzionamento del f-bLS in condizioni di emergenza si concretizza con un

secondo evento correttivo di LS in risposta al medesimo deficit di potenza responsabile del primo intervento.

Nella trattazione degli algoritmi basati sul segnale di frequenza, le potenze verranno rappresentate nei loro valori relativi (in per unità di P_n): tale scelta è dovuta puramente a esigenze di brevità di notazione.

6.5.1 MD nel frequency-based Load Shedding

L'algoritmo di Mismatch Detection di tipo frequency-based (f-bMD), sfruttando la conoscenza del segnale di frequenza e della sua derivata, si occupa in primo luogo di individuare il verificarsi di un deficit di potenza ad un determinato istante di tempo. Conseguentemente, l'algoritmo, grazie all'utilizzo di determinate soglie di intervento, è in grado di generare in tale istante un segnale che rappresenta la gravità del deficit di potenza stesso.

Tale segnale, indicato nel seguito con il simbolo $\mathbf{B}_{nt}(t)$ è un vettore booleano che contiene informazioni utili per il calcolo della potenza di distacco teorica. Esiste inoltre un ulteriore segnale di uscita indicato con $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$, che rappresenta l'analogo di $\mathbf{B}_{nt}(t)$, che si attiva solamente nel caso in cui l'algoritmo di f-bMD si trovi ad operare nelle condizioni di emergenza presentate di cui sopra.

L'algoritmo di f-bMD si basa su un certo numero di soglie:

- Due soglie di frequenza, f_{th} [Hz] e f_{lim} [Hz], delle quali la prima è usata in condizioni ordinarie e la seconda viene usata solo in condizioni particolarmente critiche (condizioni di emergenza). f_{lim} deve essere inferiore a f_{th} .
- Due insiemi di soglie di derivata di frequenza. In entrambi i tipi le soglie sono equi-spaziate (cioè è costante l'intervallo tra una soglia e la sua consecutiva):
 - δf_i , ($i = 1, \dots, n_t$). Tali soglie sono ordinate all'interno del vettore \mathbf{f}_p e il loro numero n_t non è fissato a priori, ma viene determinato dall'algoritmo stesso. Tali soglie sono utili nel funzionamento in condizioni ordinarie.
 - $\delta f_{lim,i}$, ($i = 1, \dots, n_{lim}$). Tali soglie sono ordinate all'interno del vettore \mathbf{f}_{plim} e il loro numero n_{lim} come nel caso precedente, è un risultato dell'algoritmo stesso. Queste ultime soglie vengono utilizzate solo in condizioni di emergenza.

L'algoritmo è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
 - $f(t)$ [Hz], frequenza;
 - $df(t)/dt$ [Hz/s], derivate della frequenza.
- Uscite:
 - $\mathbf{B}_m(t)$ [], vettore booleano di lunghezza n_t avente un numero di elementi '1' pari al numero delle soglie \mathcal{F}_i superate e i restanti elementi nulli;
 - $\mathbf{B}_{nlim}(t)$ [], vettore booleano di lunghezza n_{lim} avente un numero di elementi '1' pari al numero delle soglie $\mathcal{F}_{lim,i}$ superate e i restanti elementi nulli.

È evidente che $\mathbf{B}_m(t)$ assume valori diversi da zero in condizioni ordinarie, mentre $\mathbf{B}_{nlim}(t)$ prende valori non nulli in condizioni di emergenza.

La rilevazione dello squilibrio di potenza può avvenire secondo modalità diverse a seconda dei requisiti (tempo di risposta, vincoli sui valori minimi e massimi dell'andamento della frequenza, etc) che sono richiesti al sistema di controllo, pertanto esistono diverse possibilità di implementare l'algoritmo di f-bMD. In questo paragrafo ci si limita a descrivere due tipi di f-bMD che sono concettualmente molto simili e differiscono sostanzialmente per la rapidità di attivazione. In questo paragrafo, i tipi di f-bMD di cui sopra vengono distinti con gli acronimi sf-bMD e ff-bMD dove il prefisso 's' indica "slow" mentre il prefisso 'f' indica "fast".

Vengono illustrati dapprima la fase statica di pre-elaborazione e successivamente gli aspetti legati al funzionamento dinamico dell'algoritmo di f-bMD. Questi ultimi, naturalmente, possono variare a seconda della modalità di MD adottata.

Inizializzazione

La fase di pre-elaborazione viene condotta a livello di inizializzazione e consente di calcolare le soglie \mathcal{F}_i e $\mathcal{F}_{lim,i}$. Nel seguito, per brevità, viene descritto solamente il calcolo delle \mathcal{F}_i , in quanto quello relativo alle $\mathcal{F}_{lim,i}$ è del tutto analogo e un'eventuale spiegazione al riguardo non introdurrebbe alcun contributo concettualmente significativo.

Per calcolare le \mathcal{F}_i occorrono le seguenti informazioni:

- Alcuni parametri della rete elettrica del sistema di potenza:
 - T_a [s], il tempo di avviamento di rete;
 - d_{min} [p.u.], il minimo deficit di potenza significativo;
 - d_{max} [p.u.], il massimo deficit di potenza plausibile.
- Δd [p.u.], un parametro di prestazione deciso dall'utente. Questo parametro determina il numero di soglie, n_t .

Infine, occorre ricordare l'equazione (si veda la (6.2)) che lega la derivata della frequenza post-disturbo al deficit di potenza $d(t)$.

Avvalendosi della equazione (6.2), è possibile calcolare a priori la gamma dei possibili valori della derivata della frequenza post-deficit, avendo ipotizzato l'intervallo $d_{min} \div d_{max}$ degli eventuali scompensi di potenza, il che naturalmente può essere fatto conoscendo i dati di potenza dei generatori (circa la scelta dei parametri d_{min} e d_{max} verrà data una spiegazione in Appendice B).

Noto T_a e avvalendosi della formula (6.2), è possibile calcolare la soglia minima δ_{n_t} e massima δ_1 di derivata di frequenza, utilizzando nell'equazione di cui sopra rispettivamente d_{max} e d_{min} in luogo di d .

Per il calcolo dei valori delle soglie di derivata intermedie δ_i , con $i \neq 1$, $i \neq n_t$, occorre anche conoscere Δd : questo parametro di prestazione rappresenta il massimo errore percentuale tollerabile tra deficit effettivo $d(t)$ e alleggerimento lordo $a(t)$ conseguente.

Poiché il numero delle δ_i è finito, è inevitabile che ci sia un errore, per quanto piccolo possa essere, tra deficit e alleggerimento lordo corrispondente e di fatto, diminuendo Δd , è possibile ridurlo in modo arbitrario.

Quest'ultimo parametro fissa implicitamente l'intervallo, indicato con Δf_p ed espresso in [Hz/s], tra una soglia e l'altra: in questo modo le δ_i risultano equispaziate.

Funzionamento dinamico dell'algoritmo di f-bMD

Il funzionamento dinamico dell'algoritmo di f-bMD varia in relazione alla modalità di rilevazione adottata.

L'algoritmo qui indicato con slow frequency-based Mismatch Detection (sf-bMD) è caratterizzato da una rilevazione che avviene nell'istante in cui $f(t)$ oltrepassa la soglia f_{th} . In quell'istante, conoscendo quali delle soglie, δ_i sono superate da

$df(t)/dt$ al momento del deficit di potenza, l'algoritmo genera un determinato valore di $\mathbf{B}_m(t)$.

In caso di requisiti temporali stringenti, potrebbe essere più indicato l'utilizzo di un algoritmo del tipo fast frequency-based Mismatch Detection (ff-bMD). Come nel caso precedente, il valore di $\mathbf{B}_m(t)$ dipende dal minimo raggiunto da $df(t)/dt$, ma il rilevamento avviene non appena una delle δf_i viene oltrepassata e, quindi, l'algoritmo non deve attendere che la $f(t)$ scenda al di sotto di f_{th} .

Nel seguito viene descritto il comportamento degli algoritmi appena introdotti; per brevità, il modo in cui viene generato il segnale $\mathbf{B}_{mlim}(t)$ non viene trattato, in quanto del tutto analogo a quello riguardante $\mathbf{B}_m(t)$.

sf-bMD

In questo algoritmo la maniera di effettuare la rilevazione è quella di attribuire:

- l'evento di inizio del LS al superamento da parte di $f(t)$ di una soglia pre-impostata, f_{th} , (questa soglia è pensata per essere sufficientemente vicina a f_n , ad esempio 49,5 Hz, per evitare interventi troppo tardivi);
- l'entità del deficit di potenza al superamento di un certo numero di δf_i da parte di $df(t)/dt$: in base all'entità del deficit, $\mathbf{B}_m(t)$ assume un particolare valore.

L'azione di LS, a rigore, ha inizio a causa del verificarsi dell'AND logico di due condizioni: il superamento della soglia di frequenza f_{th} e il superamento del valore di una delle δf_i , $i = 1, \dots, n_t$. Tuttavia, la seconda delle due condizioni, come è noto dal Capitolo 4, è già verificata quando diventa vera la prima. Per questo motivo, il verificarsi della condizione $f < f_{th}$, rappresenta il vero evento che dà inizio al f-bLS.

Siano \bar{t} l'istante in cui ha luogo la perturbazione e \hat{t} l'istante in cui si verifica il superamento della soglia di frequenza: $f < f_{th}$, dove ovviamente $\hat{t} > \bar{t}$: il corretto alleggerimento (che viene stabilito successivamente nel f-bPC in base al valore di $\mathbf{B}_m(t)$) deve essere selezionato sulla base della derivata della frequenza rilevata all'istante \bar{t}^+ . Questa necessità è dovuta al fatto che il valore di derivata della frequenza, per la presenza della regolazione vista nel Capitolo 3, tende a risalire negli istanti dopo il disservizio (si veda l'analisi dei transitori di frequenza nel Capitolo 4) e pertanto il valore di derivata a \hat{t} , potrebbe essere significativamente superiore.

In base a quanto detto, dal punto di vista operativo, l'unità di controllo del sf-bMD, in caso di deficit di potenza, prima verifica il superamento di certe δf_i da parte della derivata della frequenza e poi si attiva al momento del superamento della soglia f_{th} da parte della frequenza, producendo così in uscita un valore opportuno del segnale $\mathbf{B}_{nt}(t)$.

In base a queste considerazioni, occorre un algoritmo che sia in grado di salvare in una memoria l'eventuale superamento delle soglie di intervento in derivata in modo da disporre di questa informazione in seguito, quando si abbia l'eventuale superamento della soglia di frequenza.

Poiché l'algoritmo di LS deve essere in grado di intervenire anche nell'eventualità in cui si manifestino altri deficit di potenza successivi al primo, è opportuno che la memoria si possa resettare quando il sistema di potenza si sia riportato nelle normali condizioni operative.

Nell'algoritmo di sf-bMD, la condizione di reset viene individuata nel momento in cui il segnale di frequenza torna ad essere al di sopra della soglia f_{th} (ovvero il segnale booleano in uscita dal comparatore $f(t) < f_{th}$ passa da 1 a 0).

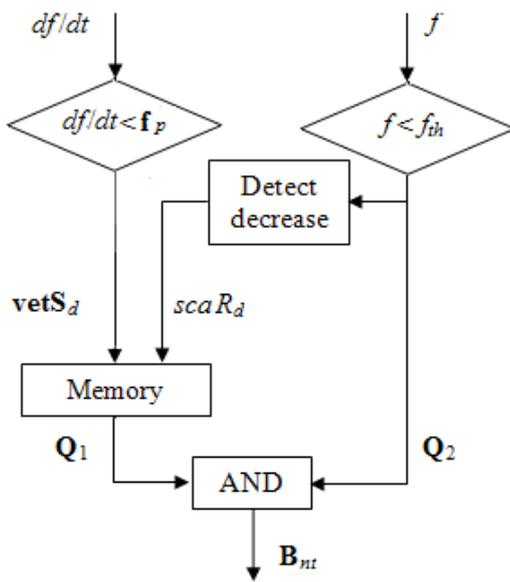


Fig.6.4. a) Algoritmo di sf-bMD

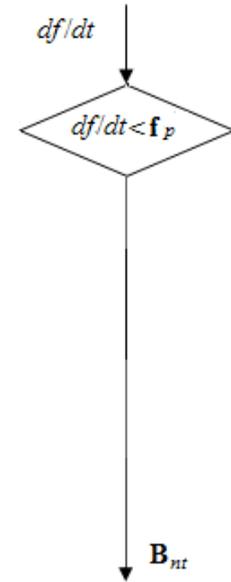


Fig.6.4. b) Algoritmo di ff-bMD

In Fig.6.4a) viene illustrato in dettaglio l'algoritmo di sf-bMD. L'uscita dal comparatore " $df(t)/dt < f_p$ ", indicato con $\mathbf{vetS}_d(t)$, è un vettore booleano di n_t elementi, in cui il generico elemento i -esimo assume valore '1' se la soglia corrispondente δf_i viene superata. Ad esempio, se ad un certo istante $\mathbf{vetS}_d = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ \dots \ 0]$, significa che le soglie $\delta f_1, \delta f_2$ e δf_3 sono state superate.

$scaR_d(t)$, invece, è un segnale scalare impulsivo che vale 1 nell'istante in cui si verifica la condizione del comparatore " $f(t) < f_{th}$ ".

$\text{vetS}_d(t)$ e $scaR_d(t)$ costituiscono rispettivamente i segnali di set e il segnale di reset della memoria di dimensioni $(1, n_t)$. Il comportamento di questa memoria è esattamente quello di un flip-flop di tipo SR esteso al caso vettoriale, pertanto in caso si presentino alcuni superamenti di soglie δf_i , le corrispondenti uscite i -esime contenute nel vettore $\mathbf{Q}_1(t)$ vengono mantenute alte fino a quando non si ha un impulso da parte di $scaR_d(t)$.

Infine, viene emesso un valore di $\mathbf{B}_m(t)$ coincidente con la variabile vettoriale $\mathbf{Q}_1(t)$ solo quando si riscontra anche il superamento di f_{th} e questo viene ottenuto introducendo l'operatore di AND logico tra $\mathbf{Q}_1(t)$ e $\mathbf{Q}_2(t)$, segnale scalare in uscita dal comparatore " $f(t) < f_{th}$ ".

ff-bMD

Un tipo di f-bMD concettualmente più semplice del precedente consiste nel valutare il solo segnale di derivata. Questa tecnica è illustrata in Fig.6.4b) ed è basata su un solo blocco logico: il comparatore " $df(t)/dt < f_p$ ". Quando l' i -esima soglia di intervento in derivata viene superata, l'elemento i -esimo dell'uscita viene posto a '1' mentre quando la derivata torna ad essere nulla (frequenza costante), tutti gli elementi ritornano ad essere '0'.

Uno svantaggio teoricamente possibile di questa tecnica è il seguente: il fatto che la derivata sia nulla significa che la frequenza è costante, ma non necessariamente che abbia un valore pari a quello nominale. Di conseguenza, l'algoritmo di ff-bMD risulterebbe cieco di fronte a questa eventualità.

Tuttavia un rimedio a tale situazione può essere individuato senza troppe difficoltà: ad esempio, nulla impedisce di adottare il metodo ff-bMD e contemporaneamente utilizzare un controllo aggiuntivo che si occupi esclusivamente di ripristinare la frequenza in caso questa si sia assestata ad un equilibrio diverso da quello nominale.

Il vantaggio di questa tecnica, oltre alla maggiore semplicità di implementazione (non richiede l'uso di una memoria), è la rapidità con cui viene innescata l'azione del LS, in quanto non è richiesto all'algoritmo di attendere il superamento di alcuna soglia di frequenza e, anzi, viene sfruttato unicamente il segnale di derivata, che è proprio quello caratterizzato da variazioni tempestive.

6.5.2 PC nel frequency-based Load Shedding

L'algoritmo di Power Computing di tipo frequency-based (f-bPC), sfruttando l'equazione di bilancio dinamico delle potenze, si occupa di calcolare la potenza

di distacco teorica $p(t)$, sulla base dei segnali di uscita dello stadio a monte, $\mathbf{B}_{nt}(t)$ e $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$.

L'algoritmo di f-bPC si basa su un certo numero ($n_t + n_{tlim}$) di regole, dette regole di Power Computing, che si attivano in base alla gravità del deficit di potenza: ad ognuna di esse corrisponde un determinato valore di alleggerimento lordo, a_i .

Non essendo nota in un algoritmo puro di tipo frequency-based la riserva rotante (dalla frequenza non è possibile ricavare la riserva rotante), l'alleggerimento lordo non può essere ridotto, diversamente da quanto descritto nel p-bPC.

L'algoritmo è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

■ Ingressi:

- $\mathbf{B}_{nt}(t)$ [], (si veda il paragrafo 6.5.1);
- $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$ [],(si veda il paragrafo 6.5.1).

■ Uscita:

- $P(t)$ [W], potenza di distacco teorica.

Si osservi che, per quanto detto sopra, nell'algoritmo di f-bPC l'alleggerimento netto e lordo coincidono, ovvero:

$$p(t) \equiv a(t) \quad (6.8)$$

L'algoritmo di f-bPC, analogamente a quello di f-bMD, è costituito da una parte di pre-elaborazione statica che riguarda il calcolo dei vari valori di alleggerimento a_i corrispondenti alle regole di PC: essi sono contenuti nei vettori \mathbf{a}_v e \mathbf{a}_{vlim} , detti vettori di alleggerimento in condizioni ordinarie e vettore di alleggerimento in condizioni di emergenza. Pertanto, prima di passare alla descrizione del funzionamento dinamico del f-bPC, è opportuno introdurre la parte di pre-elaborazione statica.

Inizializzazione

La fase di pre-elaborazione viene condotta a livello di inizializzazione e consente di calcolare le soglie \mathbf{a}_v e \mathbf{a}_{vlim} . Nel seguito, analogamente a quanto effettuato per l'algoritmo di f-bMD, viene descritto solamente il calcolo di \mathbf{a}_v .

Ai fini del calcolo di tale vettore, supponiamo per semplicità che il tempo di avviamento T_a della rete sia un parametro costante.

L'obiettivo è quello di attribuire un alleggerimento diverso per ogni intervallo compreso tra due soglie di derivata consecutive, ottenendo complessivamente un

vettore \mathbf{a}_v costituito da $n_t - 1$ alleggerimenti possibili. Quanto detto può essere espresso sinteticamente come indicato in Fig.6.5.

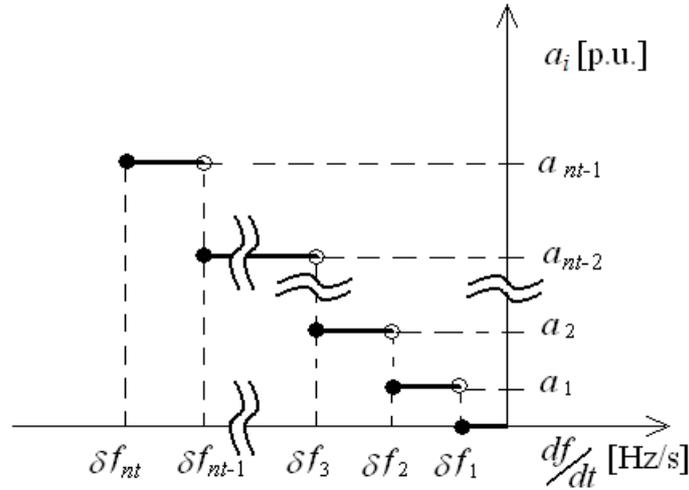


Fig.6.5. Intervalli tra soglie di derivata della frequenza e corrispondenti alleggerimenti

Nella scelta dei valori da attribuire ai singoli a_i si sfrutta ancora una volta il principio dell'equazione di bilancio dinamico delle potenze e si utilizza un criterio peggiorativo: ad esempio per il calcolo del valore di a_2 , l'alleggerimento che viene attuato nel caso in cui $\delta f_3 \leq df(t)/dt < \delta f_2$, non si fa riferimento al valore di δf_2 , ma a quello di δf_3 corrispondente ad una situazione di gravità maggiore. Allo stesso modo per gli altri alleggerimenti.

Quanto detto in merito al calcolo del vettore \mathbf{a}_v può essere riassunto nell'espressione (6.9).

$$a_i = -\frac{T_a}{f_n} \delta f_{i+1}, \quad i = 1, \dots, n_t - 1 \quad (6.9)$$

Come si nota, \mathbf{a}_v è un vettore costante, in quanto lo è anche T_a per ipotesi.

In accordo con questa politica di alleggerimento, non può mai accadere che l'alleggerimento lordo (che viene selezionato in sede di funzionamento dinamico dell'algorithm di f-bPC) risulti inferiore al deficit.

Naturalmente, più è piccolo Δd , cioè il massimo errore tollerabile tra deficit e alleggerimento lordo, più le prestazioni del f-bLS migliorano, nel senso che l'azione di alleggerimento diventa sempre più commisurata al deficit, perché, diminuendo Δd , le soglie δf_i si infittiscono.

Quanto detto sopra, oltre a evitare eccessivi distacchi di carico, contribuisce anche ad ottenere migliori transitori di frequenza (si veda il Capitolo 7): a seguito

dell'azione di LS, la frequenza assume un massimo che potrebbe risultare eccessivo se il distacco fosse troppo elevato. Pertanto, i massimi raggiunti dall'andamento temporale della frequenza, durante il transitorio a seguito dell'azione di distacco dei carichi, diventano più contenuti al diminuire di Δd . Ovviamente, diminuendo Δd , a parità di δf_1 e δf_{n_t} , aumenta n_t .

Un'altra politica possibile potrebbe essere quella di utilizzare un valore di alleggerimento medio all'interno dell'intervallo $d_{min} \div d_{max}$, anziché usare il valore massimo, ma in tal caso, evidentemente, potrebbero accadere situazioni in cui l'alleggerimento lordo scelto sia minore del deficit, il che non assicura la risalita della frequenza al valore nominale.

Funzionamento dinamico dell'algoritmo di f-bPC

Nel f-bMD al superamento di ciascuna delle soglie δf_i , come già visto, viene associata una certa codifica del vettore $\mathbf{B}_{n_t}(t)$.

Il funzionamento dinamico dell'algoritmo f-bPC si articola in due fasi:

- attivazione di una determinata regola di LS in base all'ingresso $\mathbf{B}_{n_t}(t)$;
- selezione dell'alleggerimento a_i corrispondente.

Le regole di intervento sono $n_t + n_{lim}$. Per quanto riguarda le prime n_t regole, è stata stabilita la convenzione di seguito illustrata.

Ingresso	→	Regola	
$\mathbf{B}_{n_t}(t) = [1\ 0\ 0\ \dots\ 0]$	→	#1	(previo superamento: $\dot{f}(t) < \delta f_1$)
$\mathbf{B}_{n_t}(t) = [1\ 1\ 0\ \dots\ 0]$	→	#2	(" " " $\dot{f}(t) < \delta f_2$)
...	→	...	
$\mathbf{B}_{n_t}(t) = [1\ 1\ 1\ \dots\ 1]$	→	# n_t	(" " " $\dot{f}(t) < \delta f_{n_t}$)

Anche se teoricamente non dovrebbe mai accadere il superamento dell'ultima soglia δf_{n_t} da parte della derivata della frequenza, in quanto dimensionata sulla base del più grave deficit plausibile, nel caso eccezionale in cui dovesse presentarsi tale evento, naturalmente sarebbe opportuno garantire che l'algoritmo risponda comunque elaborando in uscita l'alleggerimento massimo calcolato. Tutto questo viene realizzato da parte della regola il cui identificativo è pari proprio a n_t .

Infine, la parte riguardante la selezione dell'alleggerimento lordo consiste semplicemente nello scegliere, sulla base della regola di PC attivata, l'elemento i -esimo, a_i , del vettore di alleggerimento, \mathbf{a}_i : tale valore viene prima espresso in unità fondamentali e poi viene assegnato all'uscita, $P(t)$.

Per quanto riguarda il set delle n_{lim} regole operanti in condizioni di emergenza, il funzionamento è del tutto analogo a quello visto sopra e viene omesso per brevità. Circa quest'ultimo vale comunque la pena di osservare che il set di regole di intervento in condizioni di emergenza è progettato per attivarsi solo a seguito di un altro evento di LS, in particolare, nel caso in cui la precedente azione di LS sia risultata inefficace, a causa di un valore di $p(t)$ insufficiente e tale da non consentire il ripristino della frequenza. Pertanto, questo controllo di emergenza si concretizza in un secondo intervento di LS, che segue immediatamente il primo.

6.6 Considerazioni sugli approcci power-based e frequency-based

6.6.1 Interpretazione sistemistica del LS

In definitiva, lo scopo principale di un algoritmo di LS per impianti industriali (indipendentemente da quale metodologia si utilizzi) è quello di assicurare in condizioni di emergenza la stabilità della frequenza delle rete elettrica del sistema di potenza (precisamente della porzione di rete che rimane operativa).

Se $f(t)$ dovesse eccedere certi limiti (minima e massima frequenza) prima che il LS possa intervenire, in primo luogo, i dispositivi di protezione dei generatori fermerebbero i generatori per evitare danneggiamenti e, in secondo luogo, certi tipi di carichi potrebbero spegnersi o non funzionare in modo corretto.

Per quanto detto sopra, è la frequenza la vera variabile di interesse e il LS può essere considerato un controllo di frequenza aggiuntivo (rispetto alla regolazione primaria e secondaria) che si attiva solo in condizioni di emergenza.

Pertanto, ponendo il problema in termini sistemistici, si può asserire che $f(t)$ dovrebbe essere la variabile controllata e ovviamente la variabile di controllo dovrebbe essere $P_c(t)$ ⁶.

L'algoritmo di f-bLS, diversamente da quello di p-bLS, risponde a questo punto di vista sistemistico, anche se il problema di controllo del LS non può essere posto nei termini di un controllo di tipo modulante, come la regolazione primaria e secondaria. Si può, altresì, asserire che l'algoritmo di controllo di f-bLS calcola il valore della potenza di distacco teorica sulla base di un semplice modello interno del primo ordine del sistema di potenza. Tale modello mette in relazione la derivata della frequenza e la differenza tra la potenza generata e quella assorbita ed è esprimibile con la consueta equazione (6.2).

⁶ Quanto riportato non è propriamente corretto in quanto $P_c(t)$ non è una grandezza che possa essere modulata arbitrariamente, ma dipende dallo stato dei carichi. In altre parole, la vera variabile di controllo è lo stato dei carichi, $\mathbf{B}_c(t)$

6.6.2 Limiti e criticità degli algoritmi di MD e PC del f-bLS e del p-bLS

Una parte delle criticità qui esposte emergono grazie alle simulazioni eseguite sul modello del sistema di potenza (presentato nel Capitolo 5), che successivamente (tutto ciò viene affrontato in modo dettagliato in Appendice B) viene “allargato” per includere il modello del controllore di LS.

In un puro algoritmo di f-bLS possono presentarsi problemi dovuti all’incertezza parametrica del modello interno su cui si basa lo stadio di PC. Fortunatamente, essendo tale modello molto semplice, dipende solo da un parametro tempo-variante, $T_a(t)$.

Si osservi che questo parametro viene assunto costante e pari al suo valore nominale nell’algoritmo di f-bLS, ma nella realtà è soggetto a variazioni e, tra le possibili cause di variazione, la più significativa è rappresentata proprio dai disservizi di generazione, fenomeno che, per ovvie ragioni, non può essere trascurato in questa Tesi.

Inoltre, una forte limitazione del f-bLS a livello di PC è che, a causa della mancanza di informazioni circa la potenza erogata dai generatori, la riserva rotante non può essere valutata e, conseguentemente, non sussiste la possibilità di calcolare l’alleggerimento al netto della riserva rotante stessa.

Queste due criticità sono presenti solo nel f-bPC. Infatti nel p-bPC:

- non occorre alcun modello interno del sistema di potenza;
- la potenza dei generatori è una misura disponibile.

Inoltre, una terza e ultima criticità del f-bLS riguarda la derivata della frequenza: questo segnale, che costituisce il dato principale su cui si basa il f-bMD e che influenza direttamente la scelta del valore di alleggerimento lordo, potrebbe essere affetto da disturbi dovuti a variazioni del consumo di potenza (disturbo di carico). In altre parole, la frequenza e la sua derivata, come ben noto dall’equazione (6.2), variano non solo a causa di variazioni di $P_m(t)$, ma anche a causa di quelle di $P_c(t)$. Questo problema sarà ampiamente discusso in sede di simulazione.

Passando ora a considerare il p-bLS, è evidente, come già osservato, che il suo punto di forza è la possibilità a livello di PC di sfruttare la riserva rotante. Tuttavia, il p-bPC in certi casi può avere prestazioni insoddisfacenti a causa dell’aggiornamento sincrono dei dati di potenza. Ciò significa che, anche se l’eventuale disservizio di generazione può essere rilevato in tempo dall’algoritmo di p-bMD grazie alla conoscenza pressoché immediata dello stato dei generatori, il valore di alleggerimento lordo calcolato dall’algoritmo di p-bPC può essere errato. Infatti, per calcolare $A(t)$, è necessario conoscere il dato di consumo di potenza, $P_c(t)$ e tale variabile potrebbe cambiare significativamente nel momento in cui il controllore di LS sta ancora utilizzando un dato vecchio, in base a $P_{c,u}(t)$.

Pertanto, il punto debole del p-bPC emerge chiaramente nei casi in cui questo si trovi ad operare a seguito di variazioni della potenza richiesta dai carichi, $P_c(t)$, situazione indicata sinteticamente con “disturbo di carico”.

Una situazione particolarmente critica si ha, ad esempio, quando uno o più carichi entrano in funzione qualche istante prima di un disservizio di generazione che provoca l'intervento del LS. In tal caso, nascono due problemi per l'algoritmo di p-bPC:

- obsolescenza di $P_{m,u}(t)$ e $P_{c,u}(t)$: questo a sua volta provoca un valore troppo basso di alleggerimento lordo $A(t)$;
- obsolescenza di $R_d(t)$ e problemi nella determinazione della riserva rotante, che viene sovrastimata.

Complessivamente, in questa situazione critica (che verrà ampiamente commentata in sede di simulazione nel paragrafo 7.4.2), l'alleggerimento netto calcolato è insufficiente (sia perché lo è l'alleggerimento lordo, sia perché la riserva rotante è sovrastimata).

Per il fatto che all'interno del p-bLS non è realizzato alcun controllo di emergenza⁷ analogo a quello del funzionamento in condizioni di emergenza del f-bLS, non possono essere prese contromisure sensate (interventi correttivi) a valle di un primo intervento del sistema di LS che sia risultato inefficace.

Le conseguenze di quanto sopraesposto sono molto gravi in quanto il p-bLS può non essere in grado di garantire il ripristino della frequenza in tutti gli scenari possibili.

6.7 MD e PC nell'Hybrid frequency-based Load Shedding

6.7.1 Motivazioni

Sia il p-bLS, sia il f-bLS, illustrati nei precedenti paragrafi, hanno dei punti di debolezza più o meno gravi:

⁷ Una qualche forma di intervento in condizioni di emergenza per il p-bLS potrebbe essere eventualmente progettata, ma questa nei casi molto critici non sarebbe comunque in grado di evitare il collasso del sistema di potenza. Infatti, come già evidenziato, le informazioni di cui dispone il p-bLS (eccetto $\mathbf{B}_g(t)$), sono aggiornate con una periodicità troppo grande e perciò l'eventuale necessità di un ulteriore intervento (a seguito del primo) da parte del sistema di LS potrebbe essere rilevata con ritardo inaccettabile.

- p-bLS:
 - è basato su quantità che vengono aggiornate periodicamente e, conseguentemente, l'azione di LS non è sempre appropriata. L'impossibilità da parte del p-bPC di assicurare un'azione adeguata in caso di disturbi di carico, fa sì che tale algoritmo non possa garantire il ripristino della frequenza in tutti gli scenari possibili.
- f-bLS:
 - nello stadio di f-bPC non è in grado di ridurre la potenza di distacco, sfruttando la riserva rotante offerta dal sistema di potenza, perché questa quantità non può essere calcolata;
 - nello stadio di f-bPC potrebbe commettere un errore nel calcolo dell'alleggerimento lordo, se il tempo d'avviamento della rete elettrica del sistema di potenza cambia sensibilmente rispetto al suo valore nominale;
 - se l'andamento della derivata della frequenza è affetto da un disturbo di carico, il valore calcolato dell'alleggerimento lordo non è corretto, in quanto viene commesso un errore nello stadio di f-bMD.

Questa Tesi si pone l'obiettivo di sviluppare un nuovo metodo di LS, le cui prestazioni siano migliori di quelle ottenute usando gli approcci p-bLS e f-bLS separatamente.

In tal senso, viene sviluppata una nuova soluzione ibrida di LS che, integrando in modo opportuno le due tecniche precedenti, elimina le loro rispettive criticità.

Questo nuovo metodo di LS è basato principalmente sulla frequenza, ma usa anche altre informazioni tipiche del p-bLS. Il nome che gli viene attribuito è Hybrid frequency-based Load Shedding (Hf-bLS) e tale metodo può essere considerato un miglioramento del puro f-bLS.

Molte caratteristiche del f-bLS vengono ereditate dall'Hf-bLS ed eventualmente migliorate. La modalità di funzionamento tipica del f-bLS costituita da funzionamento in condizioni ordinarie e in condizioni di emergenza si conserva nell'algoritmo ibrido.

Come gli approcci già visti in precedenza, l'Hf-bLS è costituito dalle funzioni principali di MD e PC (per quanto riguarda quella di LSe, si rimanda al paragrafo 6.8). Inoltre, l'Hf-bLS (si veda la Fig.6.6) è anche dotato di importanti funzioni ausiliarie che consentono di rimuovere le criticità presenti nel f-bLS; le funzioni ausiliarie sono:

- il calcolo della riserva rotante rilevata $r_d(t)$;

- il calcolo del tempo d'avviamento di rete $T_a(t)$;
- il calcolo della variazione della derivata della frequenza rilevata nell'istante del deficit di potenza, $\Delta df_d(t)/dt$ e il calcolo dell'errore di derivata della frequenza nell'istante dell'intervento di LS in condizioni ordinarie, $e_{fd}(t)$.

Tali funzioni ausiliarie necessitano delle grandezze $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e $\mathbf{B}_g(t)$, che sono segnali utilizzati nel p-bLS.

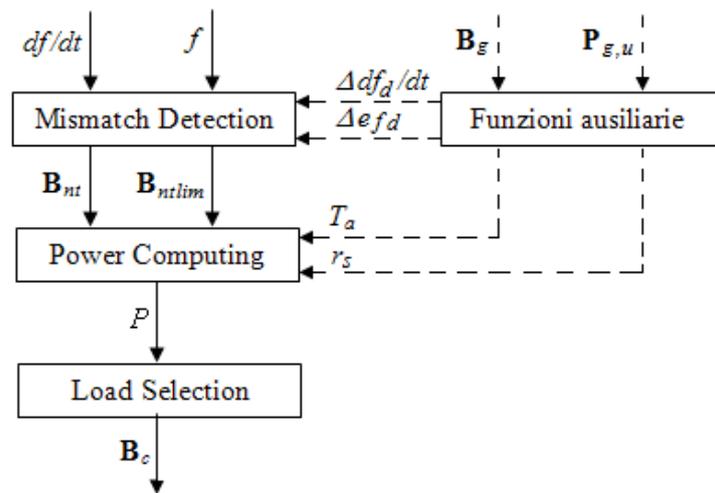


Fig.6.6. Struttura dell'algoritmo Hf-bLS

Nel seguito, per comodità di trattazione e per evitare inutili ripetizioni, gli stadi dell'Hf-bLS vengono trattati per confronto con quelli del puro f-bLS: in questo modo risultano evidenti i miglioramenti presenti nell'algoritmo ibrido. I miglioramenti più significativi riguardano lo stadio di PC, ma anche la fase di MD viene modificata.

6.7.2 MD nell'Hybrid frequency-based Load Shedding

L'architettura dell'algoritmo di Hybrid frequency-based Mismatch Detection (Hf-bMD) rimane essenzialmente inalterata rispetto a quella del f-bMD: la differenza sostanziale riguarda i segnali che vengono utilizzati rispettivamente nella parte di rilevamento in condizioni ordinarie e in condizioni di emergenza. In particolare, l'utilizzo nell'Hf-bMD di appositi segnali consente di introdurre miglioramenti significativi.

In merito al miglioramento che riguarda il rilevamento in condizioni ordinarie, l'alleggerimento da effettuare non viene calcolato (come nel f-bLS) sulla base di $df(t)/dt$, ma piuttosto utilizzando la variazione di tale segnale. In questo modo, se il sistema di LS si trova ad operare in presenza di variazioni dell'assorbimento di

potenza da parte dei carichi, l'alleggerimento lordo viene calcolato in modo corretto nonostante il segnale $df(t)/dt$ sia alterato.

Una semplice rappresentazione grafica di quanto detto sopra è riportata in Fig.6.7. Essa illustra l'andamento del segnale $df(t)/dt$ a seguito di:

- una variazione dell'assorbimento di potenza $P_c(t)$ (disturbo di carico) nell'istante \hat{t} ;
- un deficit di potenza (evento a seguito del quale deve intervenire il sistema di LS) nell'istante t^* .

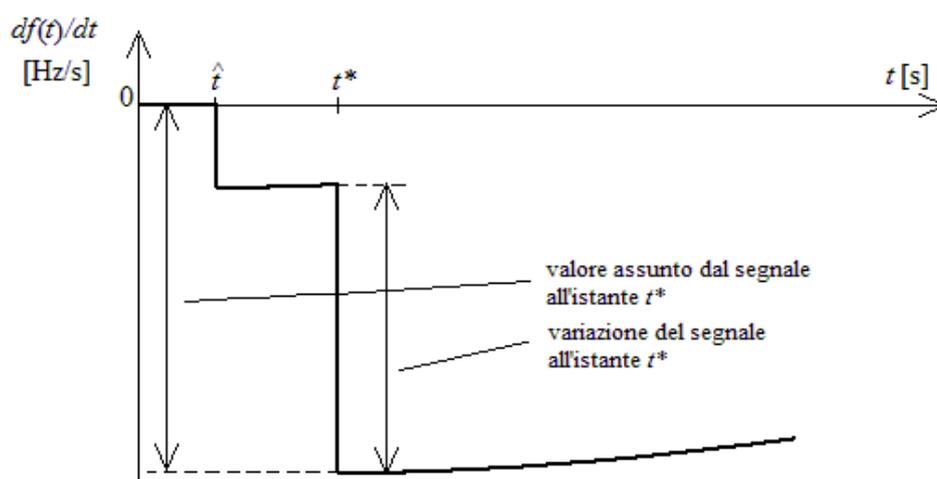


Fig.6.7. Andamento qualitativo della derivata della frequenza a seguito di un disturbo di carico e di un successivo deficit di potenza

È evidente che, dal momento che nell'istante t^* il valore della derivata della frequenza è diverso dal valore nominale (0 Hz/s), se l'algoritmo di LS prendesse in considerazione il segnale $df(t)/dt$, il calcolo dell'alleggerimento lordo risulterebbe falsato. Per tale motivo, l'algoritmo ibrido, come formalmente illustrato nel seguito, è progettato per utilizzare la variazione della derivata in modo da essere robusto rispetto ai disturbi su $df(t)/dt$.

Il miglioramento, invece, che riguarda il rilevamento in condizioni di emergenza consiste nell'avvalersi per il calcolo dell'alleggerimento di emergenza, anziché della derivata della frequenza, di un segnale appositamente calcolato. Per comprendere come viene calcolato tale segnale si consideri la Fig.6.8, dove sono stati indicati con:

- t^* , l'istante in cui avviene il deficit di potenza;
- t^1 , l'istante in cui il sistema di LS effettua l'intervento ordinario.

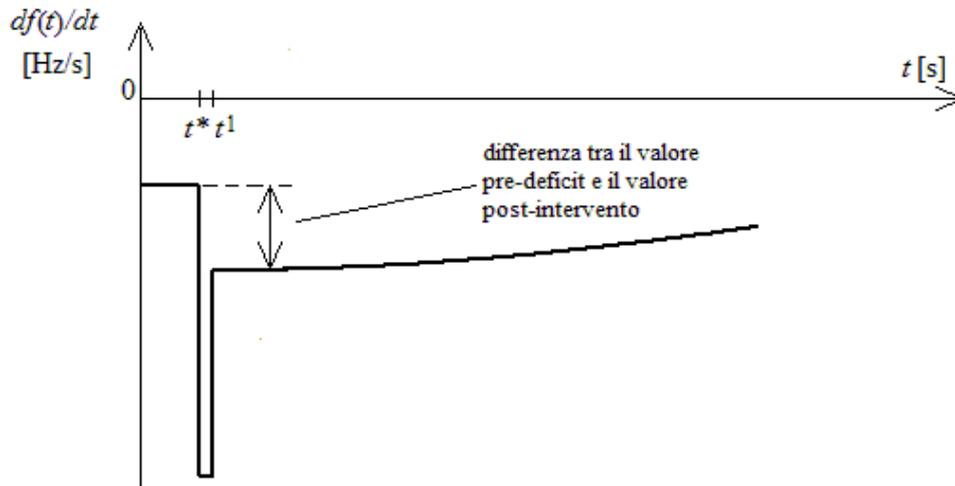


Fig.6.8. Andamento qualitativo della derivata della frequenza a seguito di un deficit di potenza e del successivo intervento ordinario del sistema di LS

Se l'intervento ordinario del sistema di LS è insufficiente, è inevitabile (si tratta di una condizione solo sufficiente e non necessaria) che il valore di $df(t)/dt$ immediatamente dopo il primo intervento di LS sia inferiore di quello assunto prima del verificarsi del deficit di potenza, come illustrato in Fig.6.8. L'algoritmo ibrido prevede di calcolare l'ulteriore alleggerimento che caratterizza l'eventuale secondo intervento (correttivo), non visibile in Fig.6.8, proprio sulla base della differenza tra il valore pre-deficit e il valore post-intervento.

Dopo aver esposto in modo qualitativo l'essenza dei due miglioramenti di cui sopra dell'algoritmo ibrido rispetto al f-bLS, si può rappresentare il tutto in modo formale come segue.

Nella parte che si occupa del rilevamento in condizioni ordinarie, al posto del segnale $df(t)/dt$ tradizionalmente impiegato, l'algoritmo di Hf-bMD si avvale del segnale $\Delta df_d(t)/dt$ [Hz/s], appositamente calcolato nelle funzioni ausiliarie. $\Delta df_d(t)/dt$ è noto come variazione della derivata della frequenza nell'istante del deficit di potenza; nel seguito, esclusivamente per brevità, sarà abbreviato con il nome "variazione della derivata della frequenza".

$\Delta df_d(t)/dt$ è un segnale sempre nullo tranne che nell'istante immediatamente successivo a t^* , in cui viene rilevato un disservizio di generazione. In t^{*+} , invece, tale segnale assume un valore pari alla variazione di $df(t^*)/dt$. Precisamente, vale l'equazione seguente:

$$\begin{cases} \frac{\Delta df_d(t)}{dt} = \frac{df(t^+)}{dt} - \frac{df(t^-)}{dt} & \text{se } t = t^{*+} \\ \frac{\Delta df_d(t)}{dt} = 0 & \text{se } t \neq t^{*+} \end{cases} \quad (6.10)$$

L'utilizzo di questo segnale in luogo del tradizione $df(t)/dt$ viene introdotto per epurare l'andamento temporale della derivata della frequenza dall'eventuale presenza di un disturbo di carico (entrata in funzione o spegnimento di uno o più carichi) e le sue ragioni saranno evidenti in sede di simulazione (si veda paragrafo 7.4.2).

Invece, nella parte che si occupa del rilevamento in condizioni di emergenza, il segnale $df(t)/dt$ viene sostituito dal segnale $e_{fd}(t)$ [Hz/s], grandezza che è anch'essa calcolata nelle funzioni ausiliarie. $e_{fd}(t)$ è nota come errore di derivata della frequenza all'istante di intervento del LS in condizioni ordinarie; nel seguito, esclusivamente per brevità, sarà abbreviata con il nome "errore di derivata della frequenza".

In condizioni di emergenza, il vettore $\mathbf{B}_{nlim}(t)$ non viene generato, come nel f-bLS, sulla base del segnale di $df(t)/dt$ ma sulla base del segnale d'errore di derivata di frequenza, $e_{fd}(t)$, espresso in [Hz/s].

Per definire tale segnale e spiegare come viene calcolato si ricorre alla Fig.6.9; tale figura mostra l'andamento qualitativo della derivata della frequenza a seguito di un deficit di potenza (a $t = t^*$) e del conseguente intervento del sistema di controllo di LS (a $t = t^1$). Si osservi in figura che il valore della derivata della frequenza pre-deficit, $df(t^*)/dt$ è diverso da zero: questa situazione corrisponde al caso generale in cui la frequenza prima del deficit di potenza non è necessariamente costante e pari al valore nominale.

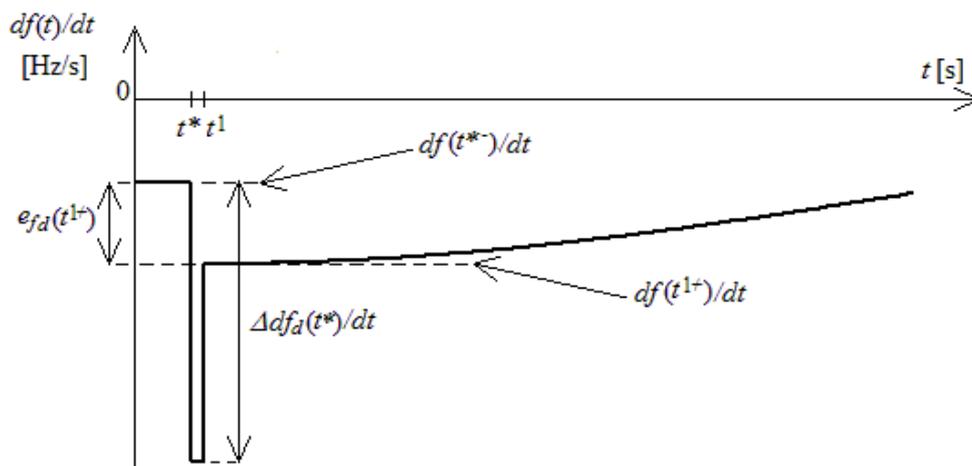


Fig.6.9. Significato dei valori assunti da $\Delta df_d(t)/dt$ e $e_{fd}(t)$ in relazione all'andamento temporale della derivata della frequenza

Il segnale $e_{fd}(t)$ assume il valore indicato in Fig.6.9 nell'istante t^1 ed è nullo in tutti gli altri istanti, il che può essere espresso con l'equazione seguente:

$$\begin{cases} e_{fd}(t) = \frac{df(t^{1+})}{dt} - \frac{df(t^{*-})}{dt} & \text{se } t = t^{1+} \\ e_{fd}(t) = 0 & \text{se } t \neq t^{1+} \end{cases} \quad (6.11)$$

Si osservi che $e_{fd}(t^{1+})$ corrisponde alla differenza tra il valore della derivata della frequenza post-intervento e il valore della derivata della frequenza prima del deficit di potenza. In altre parole, $e_{fd}(t^{1+})$, se cambiata di segno, è quella quantità che occorre aggiungere a $df(t^{1+})/dt$ per riottenere il valore di derivata precedente al deficit di potenza, $df(t^{*-})/dt$.

Il valore assunto da $e_{fd}(t)$ all'istante immediatamente successivo all'intervento di LS viene conservato in una memoria, in modo che possa essere eventualmente utilizzato nel seguito, qualora l'algoritmo di LS si trovi ad operare in condizioni di emergenza ed un'altra azione di distacco carichi sia necessaria.

Come nell'algoritmo di f-bMD, $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$ assume valori diversi da zero solo nel caso in cui la frequenza oltrepassi la soglia f_{lim} (funzionamento in condizioni di emergenza). Tale situazione è dovuta ad un precedente evento di LS caratterizzato da una $p(t)$ insufficiente a far ripristinare la frequenza. L'algoritmo di Hf-bMD, pertanto, si comporta nel modo seguente: immediatamente dopo l'istante t^1 , in cui ha luogo l'evento ordinario di LS, calcola il valore di $e_{fd}(t^{1+})$. Tale segnale di errore sarà effettivamente utilizzato in un ipotetico istante t^2 solo ed esclusivamente nel caso in cui sia necessario un secondo evento di LS.

In conclusione, in merito alla parte di rilevamento in condizioni di emergenza si osservi che $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$ viene calcolato in modo che l'alleggerimento corrispondente (che viene determinato successivamente nello stadio Hf-bPC) sia tale da fare in modo che la derivata della frequenza raggiunga, a seguito del secondo evento di LS, un valore almeno pari a quello assunto prima del deficit di potenza.

L'algoritmo di Hf-bMD è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
 - $f(t)$ [Hz], frequenza ;
 - $df(t)/dt$ [Hz/s], derivata della frequenza;
 - $\Delta df_d(t)/dt$ [Hz/s], variazione della derivata della frequenza nell'istante del deficit di potenza.

■ Uscite:

- $\mathbf{B}_m(t)$ [], vettore booleano di lunghezza n_t caratterizzato da un numero di ‘1’ pari al numero delle soglie δ_i^f superate e dai restanti elementi nulli;
- $\mathbf{B}_{nlim}(t)$ [], vettore booleano di lunghezza n_{lim} caratterizzato da un numero di ‘1’ pari al numero delle soglie $\delta_{lim,i}^f$ superate e dai restanti elementi nulli.

6.7.3 PC nell’Hybrid frequency-based Load Shedding

L’algoritmo di Hybrid frequency-based Power Computing (Hf-bPC) calcola la potenza di distacco teorica sulla base dei segnali di uscita dello stadio a monte $\mathbf{B}_m(t)$ e $\mathbf{B}_{nlim}(t)$ e di altre informazioni, quali quelle provenienti dalle funzioni ausiliarie. Tali informazioni sono la riserva rotante rilevata, $r_d(t)$ [p.u.] e il valore attuale del tempo d’avviamento di rete, $T_a(t)$ [s].

L’algoritmo di Hf-bPC, a differenza di quello f-bPC, è così caratterizzato:

- I valori di alleggerimento lordo vengono calcolati on-line, per far fronte ai cambiamenti del parametro tempo-variante $T_a(t)$. Di conseguenza, il vettore di alleggerimento lordo diventa un vettore dinamico e nella notazione viene esplicitata la dipendenza temporale: $\mathbf{a}_v(t)$.
- L’algoritmo di Hf-bPC consente lo sfruttamento della riserva rotante, che viene sottratta all’alleggerimento lordo per ottenere la potenza di distacco teorica; si tratta di una caratteristica tipica del p-bPC.

Questi miglioramenti sono resi possibili dalla presenza delle funzioni ausiliarie (si veda il paragrafo 6.7.4)

In merito al primo miglioramento, si osserva che in questo algoritmo la parte, che nel f-bPC viene condotta a livello di inizializzazione, diventa dinamica. Infatti, gli elementi di $\mathbf{a}_v(t)$ vengono calcolati in accordo all’equazione seguente:

$$a_i = -\frac{T_a(t)}{f_n} \delta_{i+1}^f, \quad i = 1, \dots, n_t - 1 \quad (6.12)$$

Si osservi che questa equazione è diversa dalla (6.9) utilizzata nel f-bLS, perché in questo caso $T_a(t)$ non è un parametro costante.

In questo modo si elimina l'incertezza parametrica rispetto al tempo d'avviamento di rete, che nel f-bLS porta a calcolare errati (insufficienti o eccessivi) valori di alleggerimento lordo.

Il secondo miglioramento, già noto dall'algoritmo di p-bPC, consiste nel correggere l'alleggerimento lordo al netto della riserva rotante individuata, come segue:

$$p(t) = a(t) - r_s(t) \quad (6.13)$$

dove $r_s(t)$ è un segnale opportunamente calcolato nello stadio di Hf-bPC a partire da $r_d(t)$ (per i dettagli si veda l'Appendice B).

L'algoritmo di Hf-bMD è caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

■ Ingressi:

- $\mathbf{B}_{nt}(t)$ [] (si veda il paragrafo 6.7.2);
- $\mathbf{B}_{ntlim}(t)$ [] (si veda il paragrafo 6.7.2);
- $T_a(t)$ [s], tempo d'avviamento istantaneo della rete elettrica del sistema di potenza;
- $r_d(t)$ [p.u.], riserva rotante rilevata.

■ Uscite:

- $P(t)$ [W], potenza di distacco teorica, che diversamente dall'algoritmo di f-bLS non coincide con l'alleggerimento lordo;
- $LSS(t)$ [], segnale booleano ausiliario che assume valore '1' all'istante in cui $P(t)$ diventa diversa da zero e assume valore '0' in tutti gli altri istanti.

6.7.4 Funzioni ausiliarie nell'Hybrid frequency-based Load Shedding

Le funzionalità aggiuntive che caratterizzano quest'algoritmo sono piuttosto eterogenee tra loro, ma sono tutte accomunate dal fatto che, ai fini del loro funzionamento, sono indispensabili le informazioni riguardanti i generatori, ovvero la potenza, $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e lo stato $\mathbf{B}_g(t)$. Tutto questo giustifica l'appellativo di Hybrid frequency-based Load Shedding dell'algoritmo presentato.

Calcolo della riserva rotante rilevata

Nell'Hf-bLS, come nel p-bLS, la riserva rotante viene calcolata usando il segnale $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ che viene aggiornato periodicamente ogni T_{ciclo} . Perciò anche la riserva rotante rilevata, $r_d(t)$, risulta essere aggiornata ogni T_{ciclo} ed è molto diversa dalla riserva rotante istantanea, $r(t)$.

Tuttavia, come nel p-bLS, il segnale di stato dei generatori $\mathbf{B}_g(t)$ viene utilizzato e, grazie a questo, le variazioni asincrone e improvvise di $r(t)$ causate dagli eventuali disservizi vengono individuate correttamente.

Il calcolo della riserva rotante rilevata è un algoritmo caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
 - $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ [W];
 - $\mathbf{B}_g(t)$ [].
- Uscita:
 - $r_d(t)$ [p.u.], riserva rotante rilevata.

Calcolo del tempo d'avviamento di rete

$T_a(t)$ viene calcolato come combinazione lineare dei singoli tempi d'avviamento di ciascun generatore (si tratta di un parametro costante del generatore) che è in funzione nel generico istante t .

Per aggiornare correttamente $T_a(t)$ è sufficiente conoscere quali dei generatori sono operativi in ogni istante. Per questo motivo, anche in questo calcolo, viene utilizzato il segnale $\mathbf{B}_g(t)$.

Il calcolo del tempo d'avviamento di rete è un algoritmo caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingresso:
 - $\mathbf{B}_g(t)$ [].
- Uscita:
 - $T_a(t)$ [s], valore istantaneo del tempo d'avviamento di rete del sistema di potenza.

Calcolo della variazione della derivata della frequenza e dell'errore di derivata della frequenza

In merito alla prima delle due funzionalità, si tratta di una caratteristica fondamentale dell'Hf-bLS, in quanto consente di calcolare il corretto alleggerimento lordo, che altrimenti risulterebbe errato nel caso in cui il segnale $df(t)/dt$ sia disturbato da variazioni dello stato dei carichi che sono concomitanti o precedenti con l'azione di LS.

Anche tale funzione si avvale del segnale $\mathbf{B}_g(t)$ per individuare l'istante temporale in cui effettuare le valutazioni del segnale $df(t)/dt$. Un apposito algoritmo effettua due valutazioni della derivata della frequenza, una pre-deficit e l'altra post-deficit e successivamente ne calcola la differenza ottenendo il segnale desiderato, $\Delta df_d(t)/dt$.

Questa funzionalità viene introdotta per ottenere un valore di alleggerimento lordo che dipenda unicamente dalle variazioni di potenza lato generazione. In altre parole, la filosofia dell'algoritmo ibrido è quella di non valutare nel calcolo dell'alleggerimento lordo le eventuali variazioni di potenza dei carichi, perché tali situazioni, per definizione, non sono di competenza del sistema di controllo di LS (lo scopo del LS è reagire in relazione a disservizi di generazione) e devono essere gestite dalla regolazione primaria (grazie alla riserva rotante).

Si noti che questa caratteristica distingue l'algoritmo di Hf-bPC da quello di p-bPC, perché in quest'ultimo caso l'alleggerimento lordo calcolato si basa anche su $P_c(t)$ e perciò dipende anche dalle variazioni di potenza lato carichi.

In merito alla seconda funzionalità illustrata in questo paragrafo, si osservi che il calcolo del segnale di errore, $e_{fd}(t)$, viene eseguito in modo del tutto analogo al calcolo di cui sopra, con l'unica differenza che, per effettuare le valutazioni della derivata della frequenza, viene utilizzato, in luogo di $\mathbf{B}_g(t)$, un segnale LSS(t) appositamente generato in fase di Hf-bPC e indicante l'intervento del LS in condizioni ordinarie. Così come $\mathbf{B}_g(t)$ serve all'interno del calcolo di $\Delta df_d(t)/dt$ per individuare l'istante del deficit di potenza, LSS(t) serve nel calcolo di $e_{fd}(t)$ per individuare l'istante di intervento del LS in condizioni ordinarie.

Il calcolo di $\Delta df_d(t)/dt$ e $e_{fd}(t)$ è un algoritmo caratterizzato dalle seguenti variabili di interfaccia:

- Ingressi:
 - $\mathbf{B}_g(t)$ [];
 - LSS(t) [], segnale (generato nel Hf-bPC) che rappresenta l'intervento del LS in condizioni ordinarie;
 - $df(t)/dt$ [Hz/s].

■ Uscite:

- $\Delta df_d(t)/dt$ [Hz/s], variazione della derivata della frequenza;
- $e_{fd}(t)$ [Hz/s], errore di derivata della frequenza.

6.7.5 Considerazioni sugli algoritmi di MD e PC nell'Hf-bLS

Le funzioni ausiliarie dell'Hf-bLS, di per sé, eliminano solo parzialmente le debolezze degli algoritmi di MD e PC del f-bLS e del p-bLS:

- L'incertezza parametrica rispetto a $T_d(t)$ viene rimossa completamente.
- Il segnale di derivata della frequenza viene correttamente epurato da eventuali disturbi causati da variazioni nel consumo di potenza, $P_c(t)$.
- La riserva rotante può essere sfruttata, ma viene calcolata nello stesso modo usato nel p-bLS (questo è inevitabile perché l'informazione di potenza è aggiornata con periodicità $T_{ciclo} \approx 2$ s) e con le stesse possibili conseguenze negative: nel caso di disturbi di carico tutto ciò potrebbe comportare (come discusso nel paragrafo 6.6.2) prestazioni insufficienti del sistema di controllo di LS.

Ad esempio, se qualche carico entra in funzione o si disconnette dalla rete poco prima dell'intervento del LS, allora l'algoritmo di Hf-bPC è momentaneamente cieco a tale evento, in quanto $r_d(t)$ è aggiornato in modo tardivo, quando magari il LS è già intervenuto. Di conseguenza il valore di riserva rotante valutato all'atto dell'azione di LS non è quello corretto⁸. In una tale situazione, l'algoritmo di Hf-bPC calcola un valore errato di potenza di distacco teorica come nel p-bPC.

Per quanto detto sopra, sembra che l'introduzione nell'Hf-bLS dello sfruttamento della riserva rotante, che è una caratteristica tipica del p-bLS, contribuisca ad importare nell'algoritmo ibrido le problematiche tipiche del p-bLS. Questo è vero solo in parte perché tali problematiche nell'Hf-bLS non hanno le stesse conseguenze gravi che si verificano nel p-bLS, algoritmo che in casi particolarmente critici (come visto nel paragrafo 6.6.2) non è in grado di impedire il collasso del sistema.

⁸ Si ricorda che lo stesso problema si presenta anche nel p-bPC. In quest'ultimo algoritmo, il problema si estende anche alla grandezza $P_{c,u}(t)$, anch'essa aggiornata con ritardo. $P_{c,u}(t)$ viene usata per calcolare l'alleggerimento lordo, che potrebbe quindi risultare errato. In conclusione, nel p-bPC il ritardo di aggiornamento può portare a ben due errori di calcolo: quello relativo alla riserva rotante e quello relativo all'alleggerimento lordo. Nell'Hf-bPC, invece, essendo l'alleggerimento lordo calcolato per altra via, il ritardo di aggiornamento porta ad errori solo nella determinazione della riserva rotante.

Le conseguenze gravi di cui sopra possono essere evitate nell'Hf-bLS essenzialmente perché, a differenza del p-bLS, si tratta di algoritmo che è non esclusivamente basato su informazioni aggiornate ciclicamente, ma può avvalersi anche di segnali (frequenza e derivata della frequenza), che in prima approssimazione possono essere considerati noti a tempo continuo. Tutto ciò offre la possibilità di monitorare con continuità lo stato del sistema di potenza ed eventualmente intervenire nuovamente nell'eventualità che il precedente intervento di LS non abbia avuto l'esito desiderato.

In conclusione, la soluzione al problema causato dall'errore nella determinazione della riserva rotante è inclusa nell'Hf-bLS, perché tale soluzione si trova già nel f-bLS, le cui caratteristiche vengono ereditate dall'algoritmo ibrido. Infatti, nella descrizione degli algoritmi di MD e PC per il f-bLS (si veda il paragrafo 6.5) viene introdotto un set addizionale di regole in condizioni di emergenza e un corrispondente insieme di soglie $\delta f_{lim,i}$ rispettivamente negli algoritmi di f-bPC e f-bMD. Risulta evidente, pertanto, come le n_{lim} regole addizionali del Hf-bPC, come nel f-bPC, si attivino in seguito ad un precedente intervento di LS, il cui valore di potenza di distacco si sia rivelato insufficiente ai fini del ripristino della frequenza: il problema di cui sopra rappresenta, perciò, un caso applicativo di intervento delle regole in condizioni di emergenza.

Pertanto, in caso di concomitanza di un deficit di potenza e di un aumento del consumo di potenza da parte dei carichi, l'Hf-bLS, se necessario, reagisce distaccando carichi in due passi successivi:

- nel primo, viene disconnesso un insieme di carichi (corrispondenti ad una potenza di distacco che può essere insufficiente a causa di un errore nella determinazione della riserva rotante);
- nel secondo, viene rimosso un certo numero di carichi ulteriori (corrispondenti ad una potenza di distacco calcolata in accordo al segnale $e_{fd}(t)$), in modo da garantire finalmente il ripristino della frequenza;

Si osservi, infine, che nell'Hf-bLS il periodo T_{ciclo} di aggiornamento delle potenze può essere ridotto significativamente. Infatti, poiché l'Hf-bPC, a differenza del p-bPC, non necessita di alcuna misura di $\mathbf{P}(t)$, la procedura di polling, spiegata nel paragrafo 2.5, coinvolge solamente le potenze dei generatori (si osservi che $N_g \ll N_c$) e, pertanto, tale funzione può essere notevolmente velocizzata. Tutto ciò contribuisce a diminuire il numero di casi in cui, nell'Hf-bPC, la riserva rotante viene sovrastimata a causa di ritardi ed è necessario l'intervento di LS in condizioni di emergenza.

In conclusione, il fatto che l'algoritmo ibrido richieda di gestire un numero significativamente inferiore di informazioni rispetto al p-bLS può sicuramente portare a benefici dal punto di vista computazionale e, conseguentemente, delle tempistiche di aggiornamento.

6.8 Metodi di Load Selection

L'algoritmo di selezione dei carichi (LSe) è indipendente dall'approccio di LS prescelto, in quanto riceve in ingresso la sola potenza di distacco teorica $P(t)$, indipendentemente da come questa sia stata calcolata. L'algoritmo di LSe produce in uscita una combinazione di carichi che devono essere disconnessi, il che viene realizzato equivalentemente, aggiornando lo stato dei carichi $\mathbf{B}_c(t)$.

In merito alla parte del LS che si occupa della selezione dei carichi, il contributo innovativo di questa Tesi è rappresentato da un nuovo algoritmo che nel seguito viene indicato con il nome di dynamic Load Selection (dLSe). In questa parte la strategia di distacco dei carichi realizzata dal dLSe viene confrontata con quella di un algoritmo comune.

Normalmente i carichi sono organizzati in una tabella, che viene indicata con il nome di Load List. In questa tabella ciascun carico è dotato di un certo numero di attributi tra cui un identificativo (ID), un valore di priorità (PR) e un valore di potenza assorbita. Quest'ultimo può essere noto sotto forma di previsione o di misura.

Nel seguito si adotta l'ipotesi che tale valore di potenza sia il risultato di una misura e, precisamente, che coincida con il generico elemento contenuto nella variabile vettoriale $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ (descritta nel paragrafo 2.5).

Si suppone, come di consueto, che il numero di carichi sia N_c e che il numero di livelli di priorità sia N_{pr} .

Gli algoritmi comuni tipicamente scorrono la Load List in ordine di priorità dei carichi e procedono a disconnettere i carichi, fermandosi non appena $P_{eff}(t)$ risulta maggiore di $P(t)$. In certi casi questi algoritmi consentono di ordinare i carichi (a parità di priorità) anche in ordine di potenza decrescente, in modo da disconnettere per primi i carichi di potenza maggiore, conseguentemente riducendo il numero di carichi disconnessi: un algoritmo che adotta la seguente strategia viene indicato nel seguito come algoritmo base (bLSe).

Comunque, indipendentemente dal fatto che la funzione di LSe consenta o meno di ordinare i carichi per potenze decrescenti, in un algoritmo come quello sopra descritto vi è un problema fondamentale: il valore assunto da $P_{eff}(t)$ potrebbe essere molto maggiore di quello assunto da $P(t)$, perché non viene fatto alcun tentativo per minimizzare la quantità positiva $P_{eff}(t) - P(t)$.

In questa Tesi viene sviluppato un nuovo algoritmo in grado di effettuare la scelta di carichi, la cui disconnessione dalla rete elettrica consenta di fare in modo che $P_{eff}(t)$ si avvicini il più possibile a $P(t)$.

6.8.1 Algoritmo dinamico di LSe

L'algoritmo di dLSe si prefigge due obiettivi:

- l'obiettivo più importante consiste nel minimizzare il numero $N_d(t)$ di carichi che devono essere distaccati;
- il secondo obiettivo è quello di ottenere una potenza di distacco effettiva $P_{eff}(t)$, la più vicina possibile alla potenza di distacco teorica $P(t)$.

Tutto ciò può essere posto nella forma del seguente problema di ottimo:

$$\begin{cases} \min_{B_c^*(t)} N_d(t) \\ \min_{B_c^*(t)} (P_{eff}(t) - P(t)) \end{cases} \quad (6.14)$$

dove $B_c^*(t)$ è il vettore incognito e deve inoltre essere soddisfatto il vincolo: $P_{eff}(t) - P(t) \geq 0$.

Si osservi che se l'algoritmo di LSe operasse puramente in base a criteri di ordinamento della Load List, i due obiettivi di cui sopra sarebbero in conflitto tra loro. Infatti:

- se i carichi vengono ordinati per valori decrescenti di potenza assorbita, si raggiunge il primo obiettivo, ma risulta anche che $P_{eff}(t)$ nel caso più generale può essere molto superiore al valore di potenza di distacco prescelto;
- viceversa, se i carichi vengono ordinati per valori crescenti di potenza assorbita si raggiunge il secondo obiettivo, ma $N_d(t)$ aumenta notevolmente.

Per ottenere entrambi gli obiettivi occorre un algoritmo dinamico, le cui funzionalità vadano oltre l'ordinamento della Load List.

L'algoritmo di dLSe sviluppato si articola in due parti fondamentali:

- una parte condotta periodicamente che consiste in un opportuno ordinamento della Load List;
- una parte dinamica che consiste nell'effettuare la scelta migliore dei carichi da disconnettere e che entra in funzione nel momento in cui il segnale $P(t)$ diventa diverso da zero.

Elaborazione periodica

Essa consente di raggiungere il primo dei due obiettivi. Questa funzione carica ogni T_{ciclo} la Load List sotto forma di una matrice chiamata $\mathbf{mtxc}(t)$ e restituisce la nuova Load List riordinata indicata con $\mathbf{mtxc}_{ord}(t)$.

L'ordinamento periodico dei carichi viene effettuato nel modo seguente:

- ordinamento per valori decrescenti di PR (si suppone che i carichi ad alta priorità siano quelli caratterizzati da valori bassi di PR);
- ordinamento per valori decrescenti di potenza, per i carichi di pari priorità.

Si suppone che l'algoritmo dinamico scorra la lista così ottenuta dall'alto verso il basso cosicché i primi carichi ad essere considerati sono quelli con priorità più bassa e potenza assorbita maggiore.

L'uscita della parte di elaborazione periodica è la matrice $\mathbf{mtxc}_{ord}(t)$, che è l'input dell'algoritmo dinamico vero e proprio. Viene inoltre calcolato il vettore $\mathbf{v}_{Nc}(t)$ di lunghezza N_{pr} , che racchiude il numero dei carichi presenti per ogni livello di priorità.

Si osservi che nel determinare $\mathbf{v}_{Nc}(t)$ i carichi non in funzione non devono essere considerati, in quanto non sono annoverabili tra quelli che possono essere distaccati.

Elaborazione dinamica

Essa consente di ottenere il secondo dei due obiettivi preposti ed entra in funzione nell'istante in cui l'algoritmo di PC produce un valore di $P(t)$ diverso da zero.

L'elaborazione dinamica è caratterizzata dalle seguenti variabili di interfaccia:

■ Ingressi:

■ Periodici:

- $\mathbf{mtxc}_{ord}(t)$, Load List ordinata;
- $\mathbf{v}_{Nc}(t)$ [], numero dei carichi presenti per ogni livello di priorità;
- $\mathbf{B}_{c,ex}(t)$ [], che è lo stato esogeno dei carichi.

■ Dinamici:

- $P(t)$ [W], potenza di distacco teorica.

■ Uscita:

- $\mathbf{B}_c^*(t)$ [], che è lo stato dei carichi aggiornato dall'algorithmo di LSe.

Nel seguito viene spiegato sinteticamente come opera la parte di elaborazione dinamica.

Per prima cosa, l'algorithmo dinamico costruisce la matrice $\mathbf{mtxc}_{ord,dyn}(t)$ orlando $\mathbf{mtxc}_{ord}(t)$ con il vettore di stato $\mathbf{B}_{c,ex}(t)$, previo ordinamento del vettore stesso coerentemente con $\mathbf{mtxc}_{ord}(t)$. In seguito viene calcolata la quantità di potenza totale assorbita dall'insieme di tutti e soli i carichi aventi una certa priorità, per ogni livello di priorità: questa informazione viene raccolta nel vettore $\mathbf{tot}_{liv}(t)$ di lunghezza pari a N_{pr} .

Quando $P(t)$ assume un valore non nullo, la selezione dei carichi avviene in maniera tale che la potenza di distacco effettiva totale venga ottenuta in due passi: il primo (a), in cui si distaccano tutti i carichi di uno o più livelli di priorità (quelli di più bassa priorità) per ottenere la “potenza di distacco intermedia” $P_{mid}(t)$ (inferiore o uguale alla teorica) e il secondo (b), in cui si distaccano solo alcuni dei carichi di un certo livello di priorità e precisamente quello inferiore rispetto all'ultimo raggiunto al passo precedente. In tal modo la $P_{mid}(t)$ viene incrementata di una quantità tale da ottenere una $P_{eff}(t)$ maggiore o uguale a $P(t)$.

In accordo con quanto sopra esposto, l'algorithmo si articola in due parti principali:

- a) Distacchi per interi livelli: vengono calcolati quali sono i livelli (da N_{pr} a N_{prf} , con $1 \leq N_{prf} \leq N_{pr}$) di priorità all'interno dei quali tutti i carichi devono essere distaccati per raggiungere una $P_{mid}(t)$ sufficiente.
- b) Distacchi all'interno del livello $N_{prf} - 1$: questa parte si occupa di valutare la selezione ottima dei distacchi relativi ai carichi appartenenti al livello di priorità $N_{prf} - 1$; infatti solo una parte dei carichi a questo appartenenti deve essere distaccata per raggiungere la $P_{eff}(t)$.

In merito alla parte b) valgono le considerazioni seguenti.

L'obiettivo che viene perseguito nella parte b) è quello di effettuare la scelta ottima dei carichi da disconnettere tra quelli in funzione e aventi valore di priorità $N_{prf} - 1$. Poiché l'algorithmo scorre la tabella dei carichi dall'alto verso il basso e in base all'ordinamento dei carichi avvenuto a livello di fase preliminare, i primi carichi individuati sono quelli di potenza maggiore.

La logica elementare (dell'algorithm base), che prevede di distaccare semplicemente i carichi presenti in ordine di lettura della tabella fino al raggiungimento di una $P_{eff}(t)$ sufficiente, porterebbe, come già spiegato, a minimizzare $N_d(t)$ ma non $P_{eff}(t) - P(t)$.

Si pensi al caso in cui la potenza residua ($P_{eff}(t) - P_{mid}(t)$) che deve essere distaccata al livello $N_{prf} - 1$ sia molto bassa, ad esempio perché la maggior parte della $P(t)$ è già stata ottenuta mediante distacchi ai livelli di priorità più bassa. Se la potenza assorbita dal carico di taglia maggiore al livello di priorità $N_{prf} - 1$, che è proprio il primo che viene considerato dall'algorithm base, è molto più alta della potenza residua da distaccare, si ottiene una $P_{eff}(t)$ molto maggiore di $P(t)$.

Per evitare questo inconveniente è opportuno scegliere un carico di taglia commisurata alla potenza residua da distaccare.

Perciò l'algorithm proposto, nota dinamicamente la $P(t)$ e la quantità $P_{mid}(t)$ disconnessa al punto (a), calcola la potenza residua e scorre i carichi presenti in tabella al livello $N_{prf} - 1$ in modo da cercare un carico candidato la cui esclusione porti ad una $P_{eff}(t)$ che superi $P(t)$ di una quantità la più piccola possibile. Nel caso in cui in tabella sia presente un carico adatto a tal scopo, questo viene proposto dall'algorithm, altrimenti il carico candidato al distacco rimane quello di potenza massima.

Un simile algorithm offre delle prestazioni certamente migliori rispetto a quello base e tutto ciò viene mostrato in sede di simulazione (si veda il paragrafo 7.5).

6.9 Tavole riassuntive degli algoritmi di LS presentati

power-based Load Shedding

Stadio	Metodo	Descrizione
Mismatch Detection	p-bMD	Il deficit di potenza è rilevato monitorando il segnale di stato dei generatori, $\mathbf{B}_g(t)$: questo consente di evitare ritardi di intervento da parte del sistema di controllo di LS, che altrimenti sarebbero causati dal fatto che le potenze utilizzate vengono aggiornate con periodicità (ogni T_{ciclo}).
Power Computing	p-bPC	L'alleggerimento lordo è calcolato usando l'equazione di bilancio statico di potenza, ovvero calcolando la differenza tra la potenza totale assorbita dai carichi e la potenza totale generata (approccio power-based). La valutazione della riserva rotante consente di ridurre l'alleggerimento calcolato. Di conseguenza si ottiene la potenza di distacco teorica come segue: $p(t) = a(t) - r_s(t).$
Load Selection	bLSe	Minimizza il numero di distacchi, $N_d(t)$.
	dLSe	Minimizza sia il numero di distacchi, $N_d(t)$, sia la quantità positiva: $P_{eff}(t) - P(t)$.

Tab.6.1. Tavola del p-bLS

frequency-based Load Shedding

Stadio	Metodo	Descrizione
	sf-bMD	In condizioni di rilevazione ordinarie: <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende al di sotto di f_{th}; - per stabilire la gravità del deficit di potenza utilizza $df(t)/dt$. In condizioni di rilevazione di

Mismatch Detection		<p>emergenza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende al di sotto di f_{lim}; - per stabilire l'alleggerimento ausiliario utilizza $df(t)/dt$.
	ff-bMD	<p>In condizioni di rilevazione ordinarie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce immediatamente dopo il deficit di potenza, in quanto non deve attendere che la frequenza scenda al di sotto di f_{th}; - per stabilire la gravità del deficit di potenza utilizza $df(t)/dt$. <p>In condizioni di rilevazione di emergenza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende al di sotto di f_{lim}; - per stabilire l'alleggerimento ausiliario utilizza $df(t)/dt$.
Power Computing	f-bPC	L'alleggerimento lordo in condizioni ordinarie coincide con l'alleggerimento netto o potenza di distacco teorica. Il valore di alleggerimento lordo è calcolato in base alla derivata della frequenza nell'istante del deficit di potenza (approccio frequency-based).
Load Selection	bLSe	Minimizza il numero di distacchi, $N_d(t)$.
	dLSe	Minimizza sia il numero di distacchi, $N_d(t)$, sia la quantità positiva: $P_{eff}(t) - P(t)$.

Tab.6.2. Tavola del f-bLS

Hybrid frequency-based Load Shedding

Stadio	Metodo	Descrizione
	sf-bMD	<p>In condizioni di rilevazione ordinarie</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende al di sotto di f_{th}; - per stabilire la gravità del deficit di potenza utilizza, al posto di $df(t)/dt$, $\Delta df_d(t)/dt$. <p>In condizioni di rilevazione di emergenza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende

Mismatch Detection		<p>al di sotto di f_{lim};</p> <ul style="list-style-type: none"> - per stabilire l'alleggerimento ausiliario utilizza, al posto di $df(t)/dt$, $\underline{ef}_d(t)$.
	ff-bMD	<p>In condizioni di rilevazione ordinarie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce immediatamente dopo il deficit di potenza, in quanto non deve attendere che la frequenza scenda al di sotto di f_{th}; - per stabilire la gravità del deficit di potenza utilizza, al posto di $df(t)/dt$, $\underline{\Delta df}_d(t)/dt$. <p>In condizioni di rilevazione di emergenza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - agisce quando la frequenza scende al di sotto di f_{lim}; - per stabilire l'alleggerimento ausiliario utilizza, al posto di $df(t)/dt$, $\underline{ef}_d(t)$.
Power Computing	Hf-bPC	<p>All'alleggerimento lordo viene sottratta la riserva rotante per calcolare la potenza di distacco teorica. Il vettore di alleggerimento lordo viene aggiornato correttamente quando il tempo d'avviamento della rete del sistema di potenza cambia.</p>
Load Selection	bLSe	Minimizza il numero di distacchi, $N_d(t)$.
	dLSe	Minimizza sia il numero di distacchi, $N_d(t)$, sia la quantità positiva: $P_{eff}(t) - P(t)$.

Tab.6.3. Tavola dell'Hf-bLS

Capitolo 7

Prestazioni degli algoritmi di Load Shedding

In questo Capitolo vengono presentati i risultati di simulazione, ottenuti con l'ausilio di Matlab-Simulink, relativi al comportamento degli algoritmi di LS per impianti industriali introdotti nei Capitoli precedenti. I risultati sono volutamente distinti in due parti: quelli relativi agli algoritmi di MD e PC e quelli relativi agli algoritmi di LSe.

I risultati mostrati nella prima parte sono ottenuti sotto l'ipotesi che $p_{eff}(t)$ coincida con $p(t)$: in questo modo non sono influenzati dagli effetti di discretizzazione della potenza dovuti alla selezione dei carichi.

È evidente che, rimuovendo questa ipotesi, il ripristino della frequenza dopo l'intervento del sistema di LS risulterebbe più rapido di quanto viene mostrato, in virtù di un alleggerimento maggiore ($p_{eff}(t) > p(t)$). Il "quanto più rapido" dipende dai carichi disponibili, oltre che dall'algoritmo di LSe utilizzato⁹.

L'ipotesi adottata è frutto di una semplificazione che è unicamente dovuta alla necessità di ottenere risultati che abbiano il massimo grado di generalità e che siano indipendenti dalla particolare rete dei carichi del sistema di potenza.

I risultati riportati nella seconda parte, invece, sono volti a mostrare come viene effettuata la scelta dei carichi da distaccare in base ad una certa $p(t)$ e alla configurazione dei carichi nel sistema di potenza.

7.1 Simulazione sul sistema di potenza degli algoritmi di MD e PC

I risultati di simulazione mostrati in questo paragrafo si suddividono in due parti principali: situazioni di intervento del sistema di controllo di LS in condizioni

⁹ Uno degli obiettivi dell'algoritmo dLSe sviluppato in questa Tesi è fare in modo che $p_{eff}(t)$ ecceda $p(t)$ il meno possibile, pertanto il ripristino della frequenza risulta più rapido, ma il meno possibile, rispetto a quello ottenuto nel caso di $p_{eff}(t) \equiv p(t)$. Comunque, l'effetto di discretizzazione della potenza dovuto ai carichi evidentemente non può essere eliminato.

ordinarie e in condizioni di emergenza. Per le due parti di cui sopra vengono utilizzati due diversi casi di studio. Quindi, vengono analizzati gli andamenti di frequenza e potenza a seguito del deficit e del conseguente intervento del controllore di LS, utilizzando i diversi algoritmi di LS descritti nel Capitolo 6.

Nelle analisi seguenti particolare attenzione è rivolta:

- alle caratteristiche dinamiche delle grandezze temporali, relative alla frequenza e alla sua derivata: il minimo di frequenza raggiunto prima dell'intervento del LS, l'eventuale sovra-elongazione e la durata del transitorio;
- alle caratteristiche statiche delle grandezze temporali, relative alle potenze: i valori assunti a regime (post-deficit) dalla riserva rotante e dalle potenze dei generatori.

Per gli algoritmi che consentono lo sfruttamento della riserva rotante, quali il p-bLS e l'Hf-bLS, è opportuno inserire delle correzioni sul valore di potenza di distacco teorica. In particolare, viene utilizzato il coefficiente kr [p.u.] per incrementare leggermente il segnale $p(t)$ all'atto del distacco, in modo da assicurare il ripristino della frequenza. Senza tale accorgimento, verrebbe sì arrestata la discesa della frequenza, ma non sarebbe possibile la risalita al valore nominale.

Tutto ciò è dovuto al fatto che, se nel sistema di potenza non vi è riserva rotante disponibile (si ricorda che gli algoritmi di p-bLS e Hf-bLS sono progettati per sfruttarla), i generatori erogano già la loro massima potenza disponibile e quindi le regolazioni modulanti della frequenza non possono intervenire in alcun modo per effettuare un eventuale ripristino di frequenza. Pertanto, a seguito di un deficit di potenza occorre attuare un alleggerimento sensibilmente maggiore del deficit stesso (questo vale nel caso di riserva rotante nulla, nel caso generale le quantità vanno opportunamente scalate).

Ai fini di ottenere risultati realistici, tutte le simulazioni sono realizzate introducendo opportuni ritardi di misura e di attuazione. Tali ritardi, da un lato influiscono sulla rilevazione delle condizioni di intervento e dall'altro sui comandi impartiti dal LS, che subiscono un differimento temporale.

Il ritardo di attuazione è dovuto all'intervento degli interruttori che eseguono il distacco dei carichi. Tale ritardo è il tempo che intercorre tra l'istante in cui il controllore di LS comanda l'apertura di un certo interruttore e l'istante in cui l'interruttore stesso si apre; un valore realistico del ritardo di attuazione è $T_{att} = 0,1$ s.

Il ritardo di misura riguarda dispositivi diversi a seconda dell'algoritmo di rilevazione utilizzato: per gli algoritmi frequency-based le rilevazioni sono effettuate dai relè di frequenza, mentre per gli algoritmi power-based le rilevazioni sono a cura dei relè di protezione che forniscono l'informazione circa

lo stato dei generatori e perciò segnalano un eventuale disservizio. In entrambi i casi si può assumere un ritardo di misura $T_{mis} = 0,1$ s.

Si osservi, inoltre, che il ritardo nella misura di potenza (circa 0,2 s) negli algoritmi power-based non introduce un differimento nell'intervento del controllore di LS, perché l'evento di inizio dell'algoritmo di p-bMD è dato unicamente dal segnale di disservizio di generazione. Questo ritardo può, altresì, inficiare il calcolo della potenza nell'algoritmo di p-bPC, perché basato su informazioni vecchie.

Prima di osservare i risultati delle simulazioni, nel prossimo paragrafo sono illustrati gli andamenti di potenza generata e assorbita che vengono utilizzati nel p-bLS, in accordo con quanto già riportato nel paragrafo 2.5.

7.2 Aggiornamento delle potenze

I segnali aggiornati periodicamente ogni T_{ciclo} e contenenti le potenze erogate da tutti i generatori e assorbite da tutti i carichi sono rispettivamente $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e $\mathbf{P}_{l,u}(t)$. Si ricorda anche che i valori reali delle variabili del sistema di potenza corrispondenti alle potenze di cui sopra sono rappresentati dai vettori $\mathbf{P}_g(t)$ e $\mathbf{P}_l(t)$.

Si mostrano con un esempio gli andamenti possibili delle variabili aggiornate $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e $\mathbf{P}_{l,u}(t)$ rispetto a quelli di $\mathbf{P}_g(t)$ e $\mathbf{P}_l(t)$.

Si consideri la potenza erogata da un generatore e si supponga che tale generatore si porti da 20,4 MW a 24 MW (potenza massima). T_{ciclo} e T_{pol} valgono rispettivamente 2 s e 1,9 s e il generatore comincia ad aumentare la propria potenza all'istante $t = 4,5$ s. È evidente che questo è un caso abbastanza critico, in quanto si può asserire certamente che $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ non potrà che essere aggiornato prima di $t = 6$ s (si veda ' $\mathbf{P}_{g,u}(1,t)$ caso 1' in Fig.7.1).

Inoltre, la situazione potrebbe peggiorare ancora di più se la periferica che riceve la misura di potenza di questo generatore viene interrogata dall'unità centrale prima di 4,5 s (le periferiche possono essere interrogate in un istante generico all'interno di T_{pol} : nell'esempio da 4,0 s a 5,9 s): in tal caso l'unità centrale rileva una variazione solo al ciclo di interrogazione successivo e pertanto solo a $t = 8$ s viene aggiornato $\mathbf{P}_{g,u}(1,t)$ (si veda ' $\mathbf{P}_{g,u}(1,t)$ caso 2' in Fig.7.1).

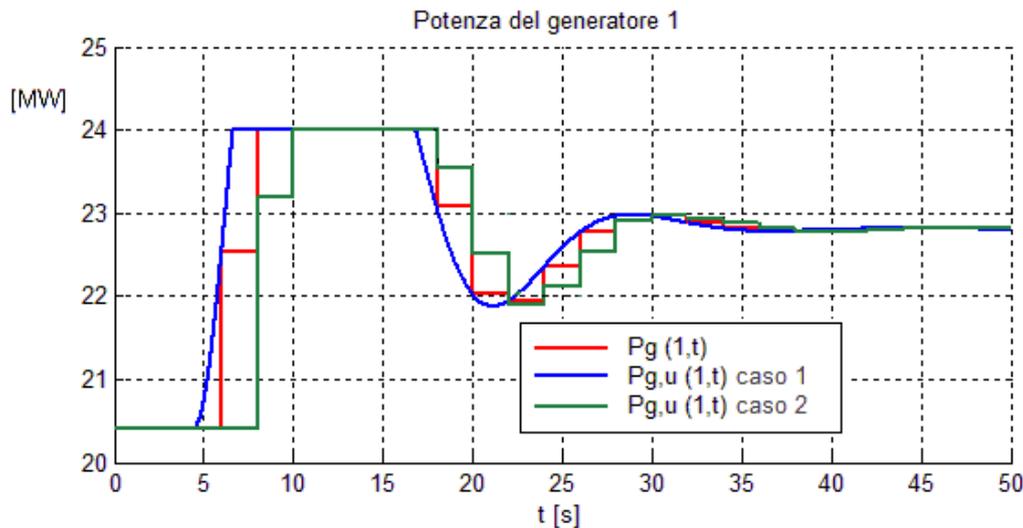


Fig.7.1. Andamenti possibili della potenza dei generatori aggiornata

In Fig.7.1 viene riportato l'andamento di $P_g(1,t)$ (in cui con '1' si intende il numero del generatore in questione, in questo caso il primo) in linea rossa in un caso medio (caso1) e in linea verde in un caso più critico (caso 2). In questo esempio dove il segnale inizia a variare a $t = 4,5$ s, nel caso 1 il ritardo massimo è 1,5 s (in generale assume un valore compreso tra T_{com} e T_{ciclo}) e nel caso 2 è 3,5 s (in generale assume un valore compreso tra T_{ciclo} e $2T_{ciclo}$). Tutto questo è in linea con quanto riportato nel paragrafo 2.5.

Nelle simulazioni di questo Capitolo verranno tenuti in considerazione i casi critici in cui il ritardo massimo è compreso tra T_{ciclo} e $2T_{ciclo}$.

7.3 Primo caso di studio

7.3.1 Presentazione del primo caso di studio

Il primo esempio riguarda l'intervento del sistema di controllo di LS in condizioni ordinarie, ovvero in assenza di possibili variazioni della potenza richiesta dai carichi (cioè, l'andamento della frequenza è costante e pari al valore nominale prima dell'intervento del sistema di LS).

Si consideri un semplice impianto di potenza costituito da tre generatori uguali con le seguenti caratteristiche:

- potenza massima $P_{n,i}$ (o nominale) di 20 MW;
- tempo d'avviamento $T_{ag,i}$ di 10 s;
- all'equilibrio (stato iniziale) erogano una potenza di 18 MW;
- regolazione primaria e secondaria della frequenza (si veda il paragrafo 5.3.1).

- I dati del sistema di potenza sono i seguenti (in parte dedotti da quanto detto sopra):

$$\begin{array}{lll} P_{n1,2,3} = 20 \text{ MW} & P_{eq1,2,3} = 18 \text{ MW} & R_{eq1,2,3} = 2 \text{ MW} \\ P_n = 60 \text{ MW} & P_{eq} = 54 \text{ MW} & R_{eq} = 6 \text{ MW} \end{array}$$

$$\begin{aligned} T_a &= \frac{P_{n1} \cdot T_{ag1} + P_{n2} \cdot T_{ag2} + P_{n3} \cdot T_{ag3}}{P_{n1} + P_{n2} + P_{n3}} = \\ &= \frac{20 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s} + 20 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s} + 20 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s}}{(20 + 20 + 20) \text{ MW}} = 10 \text{ s} \end{aligned}$$

$$r_{eq} = \frac{R_{eq}}{P_n} = 0,1 \text{ p.u. (riserva rotante iniziale)}$$

$$f_n = 50 \text{ Hz}$$

- Le impostazioni di f-bLS e Hf-bLS utilizzate sono invece le seguenti:

$$\begin{aligned} f_{th} &= 49,5 \text{ Hz} \\ f_{lim} &= 48,5 \text{ Hz} \end{aligned}$$

Date le potenze all'equilibrio dei generatori, i deficit minimi e massimi possibili espressi in valori relativi sono rispettivamente:

$$- d_m = \frac{\min_i(P_{eq,i})}{P_n} = \frac{18 \text{ MW}}{60 \text{ MW}} = 0,3 \text{ p.u., nel caso di guasto singolo;}$$

$$- d_M = \frac{\max_i(P_{eq,i}) + \max_i(P_{n,i})}{P_n} = \frac{18 \text{ MW} + 20 \text{ MW}}{60 \text{ MW}} = 0,63 \text{ p.u., deficit cumulativo nel caso di due disservizi molto ravvicinati;}$$

Il deficit cumulativo ha senso solo nel caso in cui il secondo disservizio accada quando ancora il transitorio di ripristino della frequenza a fronte del primo intervento di LS non sia ancora terminato. In questo caso si è utilizzato un criterio peggiorativo per il calcolo del deficit, in quanto si è scelto un valore del secondo deficit di potenza pari a 20 MW. Infatti, nel caso in cui ci si avvalga di un algoritmo (come l'Hf-bLS) che effettua la correzione dell'alleggerimento lordo al netto della riserva rotante, è ovvio che a valle del primo disservizio i restanti generatori si caricano per arrivare circa al massimo della loro potenza: pertanto il secondo disservizio riguarda un generatore che potenzialmente eroga $\max_i(P_{n,i})$.

In base a quanto detto, una scelta possibile per l'intervallo dei disservizi è la seguente:

$$d_{min} = 0,25 \text{ p.u.} \quad d_{max} = 0,69 \text{ p.u.}$$

Inoltre si sceglie arbitrariamente $\Delta d = 0,02 \text{ p.u.}$

L'inizializzazione dell'algoritmo di LS calcola correttamente 23 soglie equispaziate di intervento in derivata, delle quali solo la prima e l'ultima vengono qui riportate per brevità.

$$\delta f_1 = -1,25 \text{ Hz/s} \quad \delta f_{23} = -3,45 \text{ Hz/s}$$

Esclusivamente a titolo di esempio, viene riportato il risultato di inizializzazione dell'algoritmo per un caso molto semplificato e caratterizzato dalle seguenti impostazioni di LS:

$$\Delta d = 0,04 \text{ p.u.}, \quad d_{min} = 0,02 \text{ p.u.}, \quad d_{max} = 0,5 \text{ p.u.}$$

L'algoritmo statico calcola 13 soglie equi-spaziate e genera la seguente matrice di alleggerimento lordo.

δf (intervallo) [Hz/s]		d (intervallo) [p.u.]		ID Regola	a [p.u.]
-0,3	-0,1	0,02	0,06	R1	0,06
-0,5	-0,3	0,06	0,1	R2	0,10
-0,7	-0,5	0,1	0,14	R3	0,14
-0,9	-0,7	0,14	0,18	R4	0,18
-1,1	-0,9	0,18	0,22	R5	0,22
-1,3	-1,1	0,22	0,26	R6	0,26
-1,5	-1,3	0,26	0,3	R7	0,30
-1,7	-1,5	0,3	0,34	R8	0,34
-1,9	-1,7	0,34	0,38	R9	0,38
-2,1	-1,9	0,38	0,42	R10	0,42
-2,3	-2,1	0,42	0,46	R11	0,46
-2,5	-2,3	0,46	0,5	R12	0,50
$(-\infty$	-2,5	0,5	$+\infty$	R13	0,50)

Tab.7.1. Tabella di alleggerimento lordo ($\Delta d=0,04 \text{ p.u.}$, $d_{min} = 0,02 \text{ p.u.}$, $d_{max} = 0,5 \text{ p.u.}$)

7.3.2 Risultati nel primo caso di studio

In questo caso di studio viene simulato un solo evento di disservizio: a $t_d = 5,6 \text{ s}$ si ha la perdita del terzo generatore. Il deficit corrispondente è:

$$d = \frac{P_{g3}(t_d^-)}{P_n} = \frac{P_{eq3}}{P_n} = \frac{18 \text{ MW}}{60 \text{ MW}} = 0,3 \text{ p.u.}$$

Il valore atteso per la riserva rotante immediatamente dopo il verificarsi del deficit di potenza è 6,7 %.

Infatti:

$$R_i(t_d^+) = \mathbf{P}_{n,i} - \mathbf{P}_{g,i}(t_d^+) = \mathbf{P}_{n,i} - \mathbf{P}_{eq,i} = 20 \text{ MW} - 18 \text{ MW} = 2 \text{ MW}, \quad \forall i \neq 3$$

mentre $R_3(t_d^+) = 0$;

perciò:

$$R(t_d^+) = R_1(t_d^+) + R_2(t_d^+) + R_3(t_d^+) = 4 \text{ MW}$$

$$r(t_d^+) = R(t_d^+)/P_n = 4 \text{ MW}/60 \text{ MW} = 0,067 \text{ p.u.}$$

Per prevedere la variazione della derivata della frequenza (che in questo caso coincide anche con il suo valore minimo), si può usare l'equazione di bilancio dinamico delle potenze:

$$\frac{df}{dt}(t_d^+) = -\frac{f_n}{T_a} d(t_d^+) = -\frac{50 \text{ Hz}}{10 \text{ s}} \cdot 0,3 \text{ p.u.} = -1,5 \text{ Hz/s}$$

Nelle prossime simulazioni verrà mostrato il comportamento di diversi tipi di controllori di LS a seguito del medesimo deficit di potenza e i conseguenti andamenti di frequenza e potenza. Precisamente, per ogni caso simulato viene mostrato un insieme di grafici costituito dagli andamenti temporali di: $d(t)$, $p(t)$, $f(t)$, $df(t)/dt$, $\mathbf{P}_g(t)$ e $r(t)$; per comodità di visualizzazione, al deficit di potenza è stato attribuito il segno negativo.

Prestazioni con l'approccio di p-bLS

A fronte di un deficit del 30 % nell'istante $t_d = 5,6 \text{ s}$, il p-bLS calcola nell'istante $t_1 = 5,7 \text{ s}$ un alleggerimento lordo di 30 %. A questo viene sottratta una riserva rotante del 6,67 %, ottenendo un alleggerimento netto di 23,3 %. Quest'ultimo viene incrementato in base al coefficiente kr (1 %): ne consegue $p_1 = 24,33 \%$.

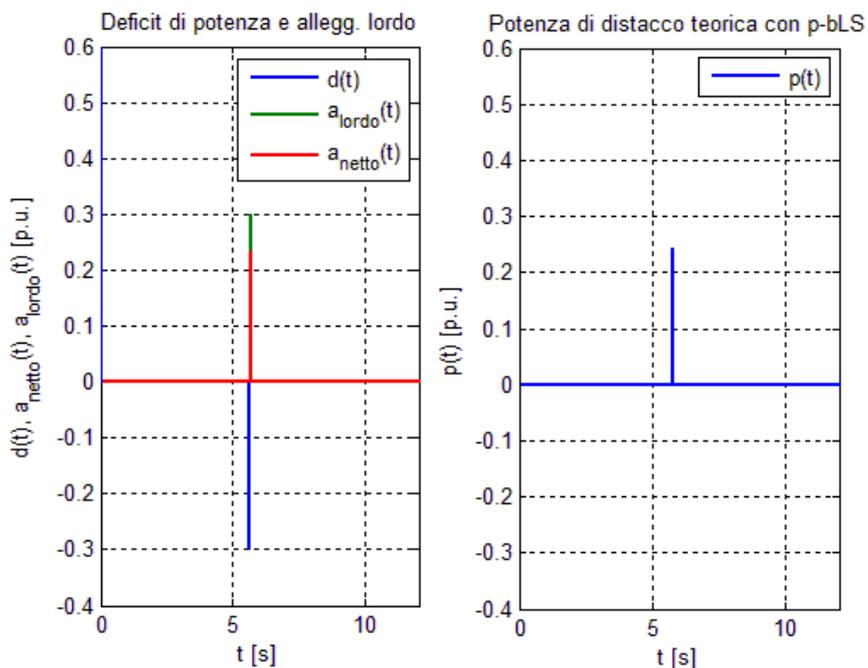


Fig.7.2. Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.

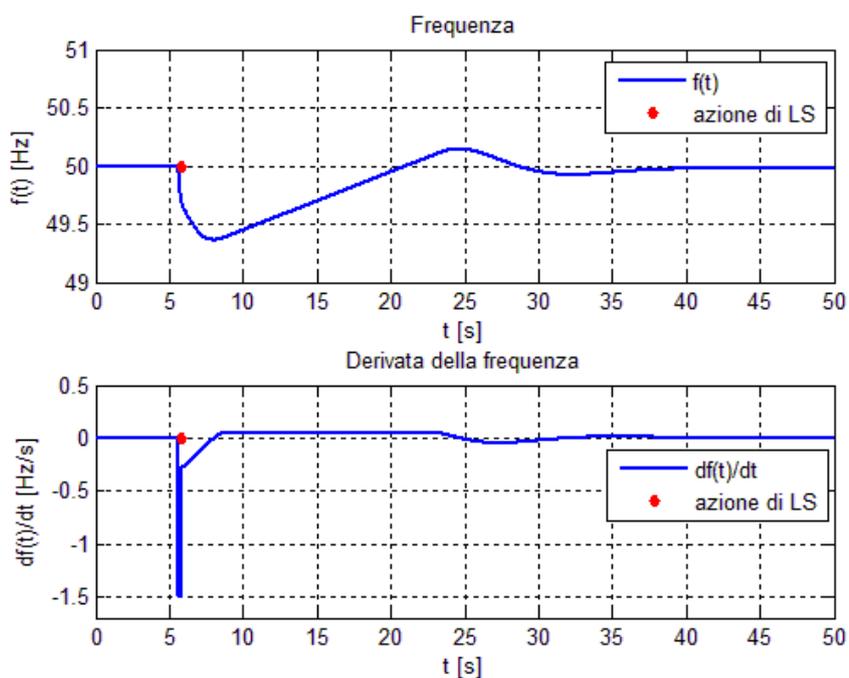


Fig.7.3. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del p-bLS

Nonostante l'intervento di LS sia praticamente immediato (all'istante $t_1 = 5,7$ s: vi è un ritardo di 0,1 s per la rilevazione del disservizio e poi un altro ritardo di 0,1 s

di attuazione) rispetto al deficit, il ripristino della frequenza ha inizio solo a $t = 8,7$ s, in quanto l'alleggerimento lordo è inferiore al deficit (perché viene sfruttata la riserva rotante) e perciò la regolazione primaria è chiamata ad intervenire per ripristinare la frequenza.

Infatti, i generatori rimasti in funzione aumentano automaticamente la loro potenza e questo richiede un tempo di una decina di secondi: ne consegue un ripristino di frequenza abbastanza lento ma del tutto soddisfacente in quanto la frequenza rimane ben all'interno dei margini consentiti.

In merito al transitorio della derivata della frequenza si può osservare che, a seguito del disservizio del terzo generatore, viene bruscamente raggiunto un minimo pari a $-1,5$ Hz/s, come previsto. In seguito, grazie all'intervento del LS, la derivata della frequenza risale a circa $-0,28$ Hz/s e poi, solo successivamente, si annulla grazie all'intervento delle regolazioni primarie e secondarie.

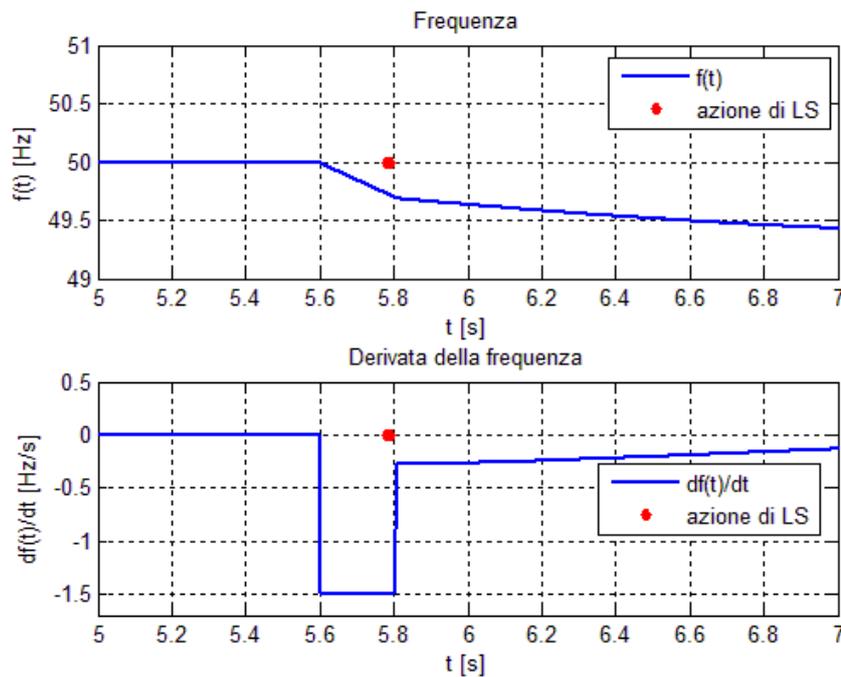


Fig.7.4. Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del p-bLS a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.

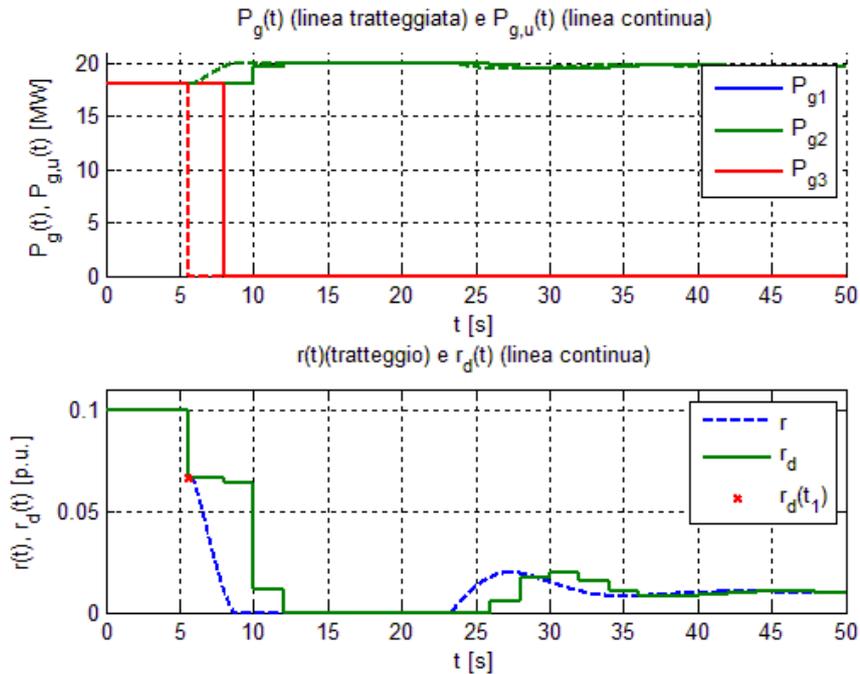


Fig.7.5. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del p-bLS

I generatori rimasti in funzione si caricano fino a raggiungere quasi il massimo della loro potenza. Corrispondentemente, la riserva rotante, dopo aver raggiunto bruscamente il valore previsto di 6,67 %, si abbassa ulteriormente e raggiunge a regime l'1 %, il che è coerente con la scelta effettuata per il coefficiente kr . Si osservi che nel transitorio di frequenza e potenza entrano in gioco fenomeni di saturazione delle potenze dei generatori.

Si ricorda infine che il controllore di LS utilizza la variabile $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e non $\mathbf{P}_g(t)$, tratteggiata in Fig.7.5: ciò non crea alcun problema in questo esempio, perché il controllore opera in assenza di disturbi di carico (cioè la potenza assorbita dai carichi è costante prima che avvenga disservizio).

Prestazioni con l'approccio di f-bLS

A fronte di un deficit del 30 %, il f-bLS, con le impostazioni di cui sopra, individua un alleggerimento lordo pari al 31 %. Gli istanti di intervento vengono specificati nel seguito in base alla modalità di MD adottata (le quantità alleggerite invece sono le stesse, in quanto non cambia la modalità di PC).

Il valore di alleggerimento lordo di cui sopra è spiegabile, considerando che il f-bLS è un algoritmo basato su soglie. Precisamente, tale valore è dovuto all'attivazione della regola #3 di intervento in condizioni ordinarie. L'attivazione

di tale regola a sua volta è dovuta al superamento della soglia δf_3 . Il valore di questa soglia è:

$$\delta f_3 = \delta f_1 - 2 \cdot \Delta f_p = -1,25 \text{ Hz/s} - 2 \cdot 0,1 \text{ Hz/s} = -1,45 \text{ Hz/s, dove vale:}$$

$$\Delta f_p = \Delta d \cdot f_n / T_a = 0,1 \text{ Hz/s.}$$

Si osservi che la soglia $\delta f_4 = \delta f_1 - 3 \cdot \Delta f_p = -1,55 \text{ Hz/s}$ non viene superata perché dalla simulazione risulta, come già preannunciato: $\min(df(t)/dt) = -1,5 \text{ Hz/s}$, pertanto la regola che si attiva è proprio la #3.

Quanto detto può essere osservato in Fig.7.6 (dove la δf_3 è stata marcata in rosso, mentre la δf_4 in azzurro) o, equivalentemente, in Tab.7.2.

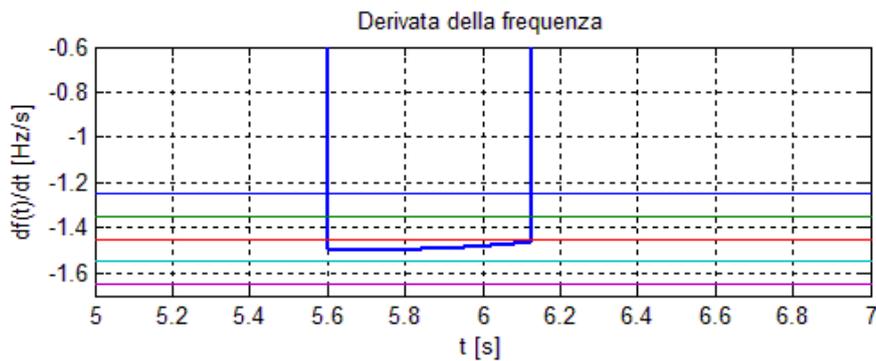


Fig.7.6. Dettaglio della derivata della frequenza nell'intorno di t_d e soglie di derivata

$\delta f(\text{intervallo})$ [Hz/s]	d (intervallo) [p.u.]	ID Regola	α [p.u.]		
-1,35	-1,25	0,25	0,27	R1	0,27
-1,45	-1,35	0,27	0,29	R2	0,29
-1,55	-1,45	0,29	0,31	R3	0,31
-1,65	-1,55	0,31	0,33	R4	0,33
-1,75	-1,65	0,33	0,35	R5	0,35
-1,85	-1,75	0,35	0,37	R6	0,37
-1,95	-1,85	0,37	0,39	R7	0,39
-2,05	-1,95	0,39	0,41	R8	0,41
-2,15	-2,05	0,41	0,43	R9	0,43
-2,25	-2,15	0,43	0,45	R10	0,45
...

Tab.7.2. Estratto della tabella di alleggerimento lordo ($\Delta d = 0,02$ p.u., $d_{min} = 0,25$ p.u., $d_{max} = 0,69$ p.u.)

L'algoritmo non consente lo sfruttamento della riserva rotante, perciò risulta $p_1 = 31$ %, ovvero, l'alleggerimento risulta maggiore del deficit di potenza di un punto percentuale (ciò è coerente col fatto che il massimo errore percentuale

tollerato in base alle impostazioni di f-bLS è il 2 %). In questo caso, pertanto ci si aspetta che, non solo la riserva rotante non venga sfruttata, ma che aumenti dell'1% alla fine del transitorio rispetto al valore post-deficit¹⁰.

Nel seguito si mostrano gli andamenti di frequenza e potenza adottando i due tipi di f-bMD descritti nel Capitolo 6. Le loro prestazioni si distinguono esclusivamente da un punto di vista dinamico, in quanto il valore delle grandezze a regime è lo stesso.

Rilevazione di tipo sf-bMD (approccio di f-bLS)

A fronte di un deficit nell'istante $t_d = 5,6$ s, l'algoritmo di sf-bMD interviene nell'istante $t_1 = 6,02$ s, ovvero solamente quando viene individuato il superamento di f_{th} (che viene rilevato con un ritardo di misura 0,1 s).

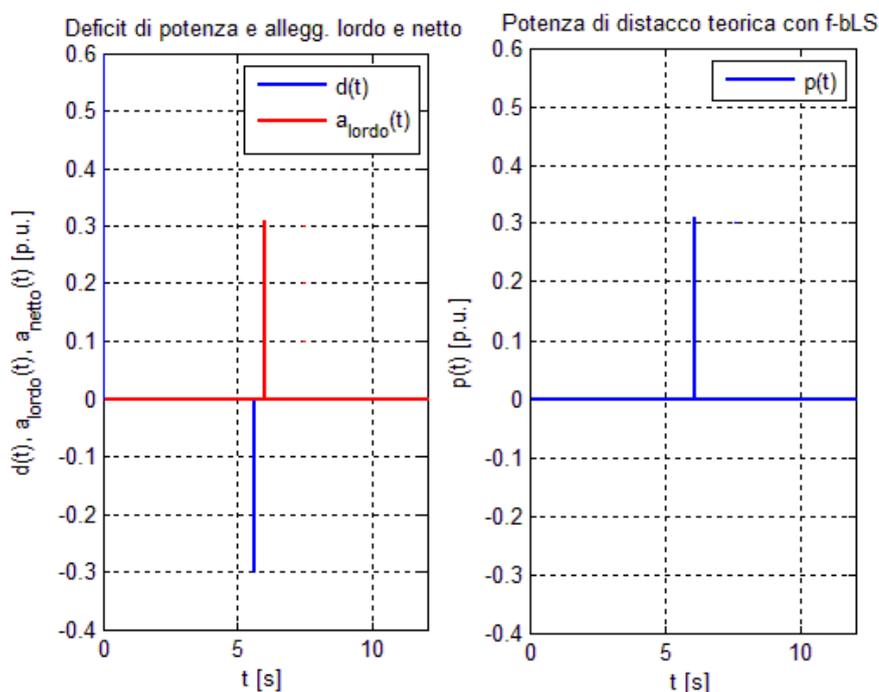


Fig.7.7. Alleggerimento con f-bLS e sf-bMD a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.

¹⁰ Si ricorda che il fenomeno dell'eccessivo alleggerimento può essere ridotto al minimo usando valori di Δd più piccoli.

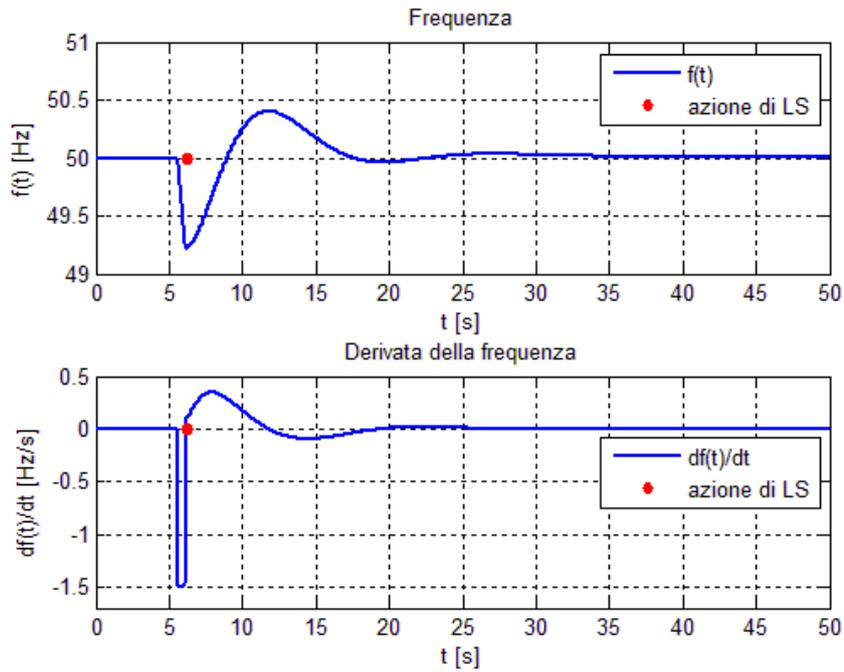


Fig.7.8. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con sf-bMD)

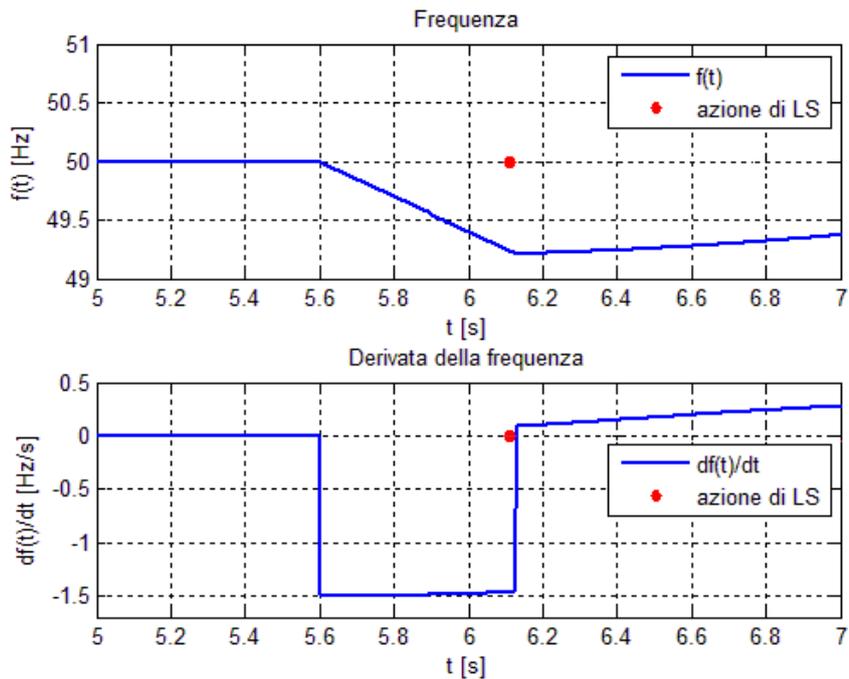


Fig.7.9. Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del f-bLS (con sf-bMD) a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.

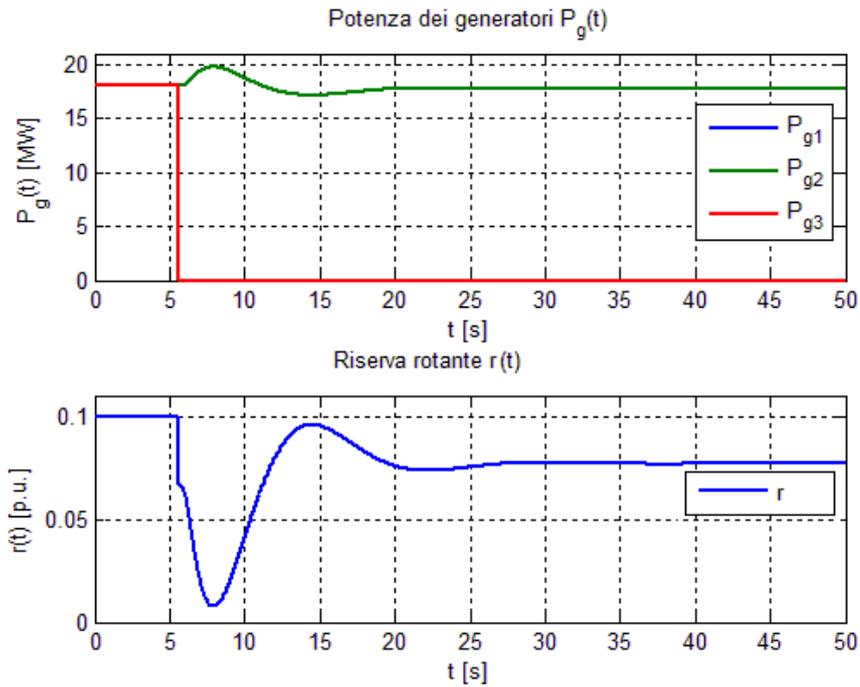


Fig.7.10. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con sf-bMD)

Rilevazione di tipo ff-bMD (approccio di f-bLS)

A fronte di un deficit nell'istante $t_d = 5,6$ s, l'algoritmo di sf-bMD interviene nell'istante $t_1 = 5,7$ s analogamente al caso del p-bMD (il ritardo di misura è 0,1 s dal superamento della generica soglia δf_i), in quanto il sf-bMD, diversamente dal ff-bMD non attende il superamento di nessuna soglia di frequenza f_{th} .

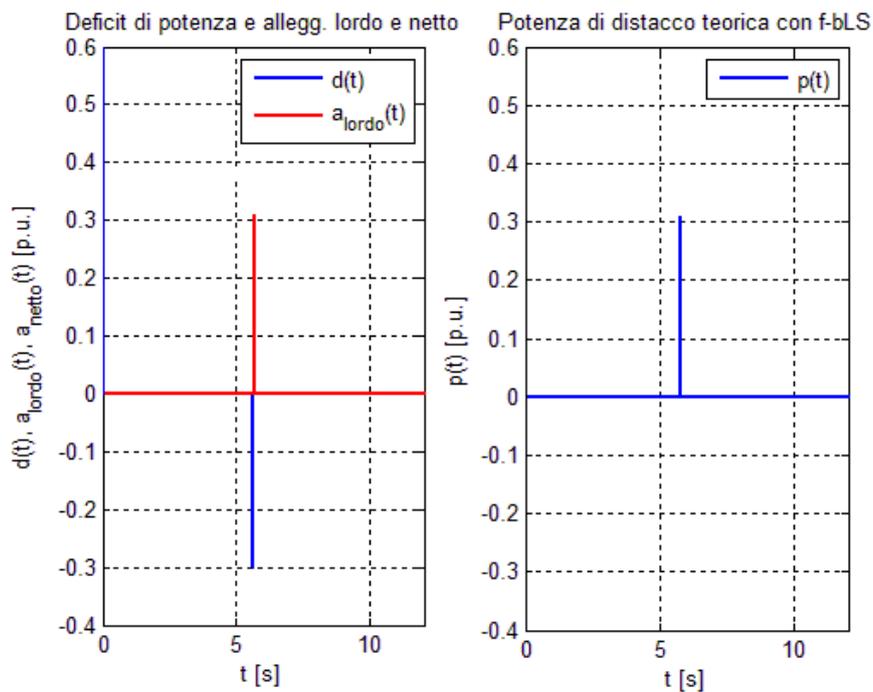


Fig.7.11. Alleggerimento con f-bLS e ff-bMD a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.

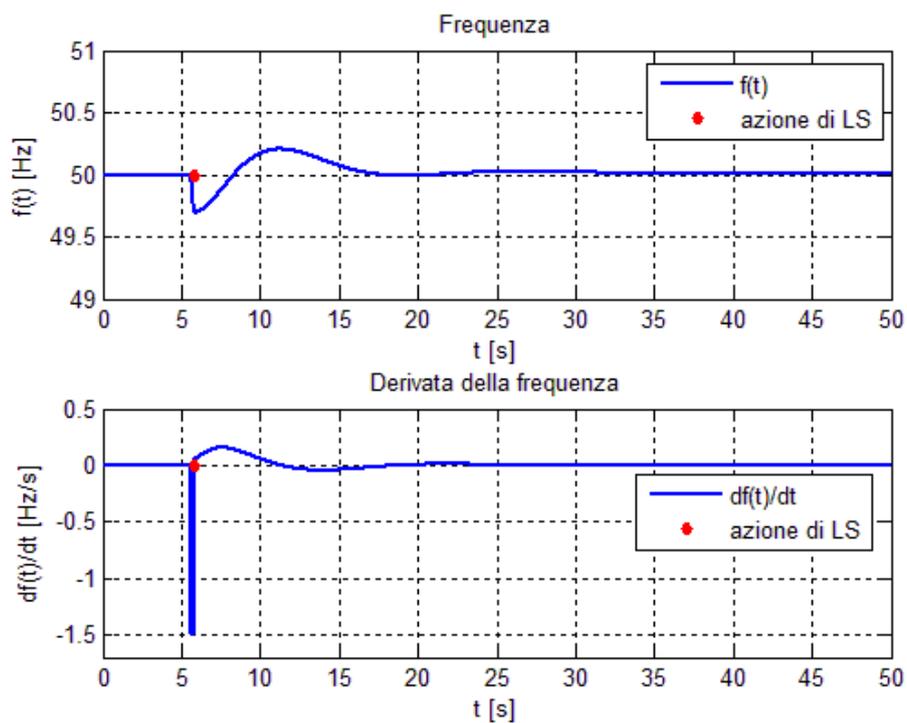


Fig.7.12. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con ff-bMD)

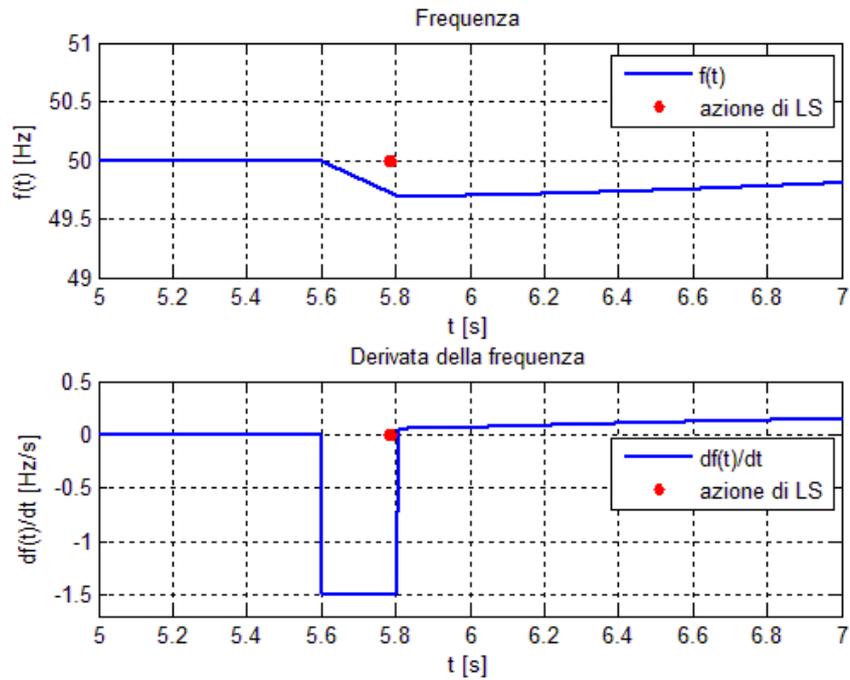


Fig.7.13. Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento del f-bLS (con ff-bMD) a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.

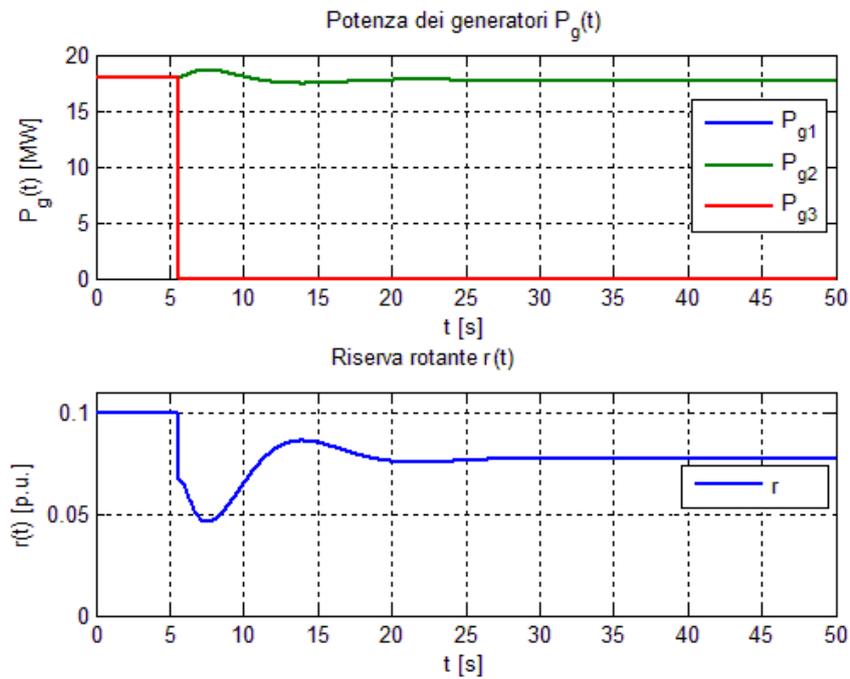


Fig.7.14. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento del f-bLS (con ff-bMD)

Come atteso, il transitorio di frequenza del f-bLS, utilizzando la rilevazione di tipo ff-bMD, è sensibilmente migliore e, come si vedrà in seguito, tale modalità di rilevazione, se adottata nell'algoritmo ibrido, consente di rendere le prestazioni dell'Hf-bLS paragonabili con quelle del p-bLS. Per tale ragione nelle simulazioni successive la modalità sf-bMD non verrà più utilizzata.

Indipendentemente dalla modalità di rilevazione utilizzata, alla fine del transitorio:

- i generatori rimasti in funzione si portano ad una potenza di 17,7 MW, che è praticamente uguale a quella pre-deficit;
- la riserva rotante è pari all'7,7 % (come previsto l'1 % in più del valore post-deficit);

Le prestazioni del f-bLS (indipendentemente dall'algoritmo di MD) sono molto diverse da quelle del p-bLS perché la riserva rotante non viene sfruttata e le potenze dei generatori ritornano ad essere circa uguali ai valori prima del deficit di potenza.

Ne consegue una durata inferiore del transitorio di frequenza rispetto al caso del p-bLS (anche 10-15 s in meno).

Si osservi dagli ingrandimenti delle Figg. 7.9 e 7.13 che il valore della derivata della frequenza risulta positivo immediatamente dopo l'azione del LS, nel caso di f-bLS: questo è dovuto al fatto che l'alleggerimento è maggiore (di poco) del deficit di potenza (questo non accade nel p-bLS in cui l'alleggerimento lordo è significativamente inferiore al deficit e perciò il valore della derivata dopo l'azione del LS è ancora negativo). Questo causa l'immediato arresto della discesa della frequenza che comincia subito a risalire.

Il confronto di cui sopra tra il p-bLS e il f-bLS non è molto significativo in quanto il secondo non consente lo sfruttamento della riserva rotante. Tutt'altro discorso vale per l'Hf-bLS, i cui risultati ottenuti nel primo caso di studio vengono illustrati nel prossimo paragrafo.

Prestazioni con l'approccio di Hf-bLS

Questo algoritmo, risultato della ricerca di questa Tesi, consente lo sfruttamento della riserva rotante e questo permette di fare dei paragoni significativi con il metodo di p-bLS.

A fronte di un deficit del 30% nell'istante $t_d = 5,6$ s, l'Hf-bLS interviene nell'istante $t_1 = 5,7$ s analogamente al caso del p-bLS (il ritardo di misura è lo stesso). All'alleggerimento lordo calcolato viene sottratta una riserva rotante del 6,67 %, ottenendo l'alleggerimento netto, che viene incrementato in base al coefficiente kr (1 %), esattamente come visto per il p-bLS. Il valore di alleggerimento lordo calcolato non è stato intenzionalmente specificato in quanto influenzato dalla scelta del parametro Δd , come spiegato nel seguito.

Si supponga di intervenire sulle impostazioni di LS, introdotte nel paragrafo 7.3.1 e, in particolare, di adottare un Δd variabile. L'alleggerimento lordo diventa tanto più commisurato al deficit di potenza, quanto più Δd diminuisce.

Vengono mostrate simulazioni parametrizzate rispetto a Δd , che assume i seguenti i valori:

0,016 p.u., 0,013 p.u., 0,010 p.u. e 0,005 p.u.: in tal modo si passa da un errore massimo di alleggerimento del 1,6 % ad un altro dello 0,5 %. Conseguentemente n_t assume valori tra un minimo pari a 27 e un massimo pari a 45, mentre i valori della prima e ultima soglia rimangono inalterati:

$$\delta f_1 = -1,25 \text{ Hz/s}$$

$$\delta f_{nt} = -3,45 \text{ Hz/s}$$

Gli andamenti della frequenza e della riserva rotante sono quelli mostrati in Fig.7.15.

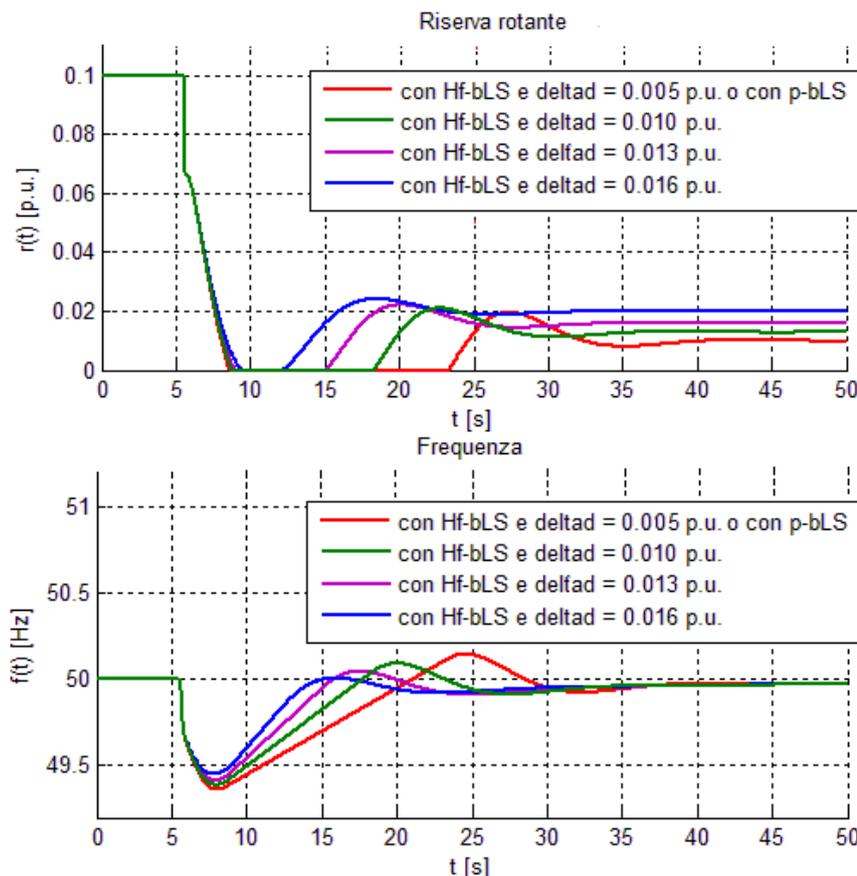


Fig.7.15. Andamenti della riserva rotante e della frequenza a fronte di un deficit di potenza $d = 0,3$ p.u. e del conseguente intervento dell'HF-bLS, al variare del parametro Δd

Dalla Fig.7.15 si osserva che abbassando Δd , poiché viene ridotto l'errore di alleggerimento lordo, si ottiene lo sfruttamento completo della riserva rotante, che, nella curva in rosso, a regime assume il valore dell'1 % (come desiderato in

base a kr). Si osserva, inoltre, un peggioramento del transitorio di frequenza (il transitorio si allunga e il minimo di frequenza si abbassa lievemente): si tratta di un piccolo effetto collaterale che deve essere tollerato, se si vuole ridurre al minimo la potenza di distacco.

Comunque, il peggioramento di cui sopra, anche nel caso di $\Delta d = 0,005$ p.u., è piuttosto lieve: il minimo si sposta da 49,45 Hz a 49,36 Hz e si può ottenere una sovra-elongazione che raggiunge al massimo 50,14 Hz, perciò la frequenza si mantiene ben lontana dai limiti di intervento dei sistemi di protezione delle macchine elettriche.

Diminuendo sempre più Δd , le prestazioni dell'Hf-bLS diventano sempre più riconducibili a quelle del p-bLS. Infatti, utilizzando il valore di 0,005 p.u., si ottiene in linea rossa lo stesso andamento delle grandezze di frequenza e potenza già ottenuto in una simulazione precedente, adottando il p-bLS.

Per completezza si riportano, come di consueto, il set di andamenti temporali di $d(t)$, $p(t)$, $f(t)$, $df(t)/dt$, $\mathbf{P}_{g,u}(t)$ e $r_d(t)$, avendo adottato nell'Hf-bLS $\Delta d = 1\%$. In tal caso l'alleggerimento lordo vale 0,303 p.u. (0,003 p.u. in più rispetto al deficit di potenza) e, conseguentemente l'alleggerimento netto vale 0,236 p.u.

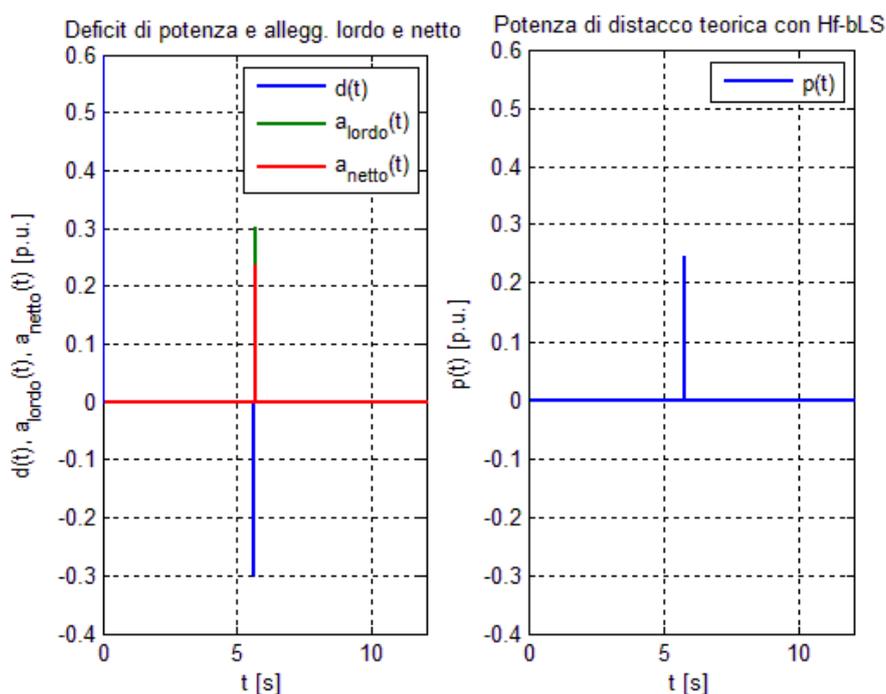


Fig.7.16. Alleggerimento con Hf-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3$ p.u.

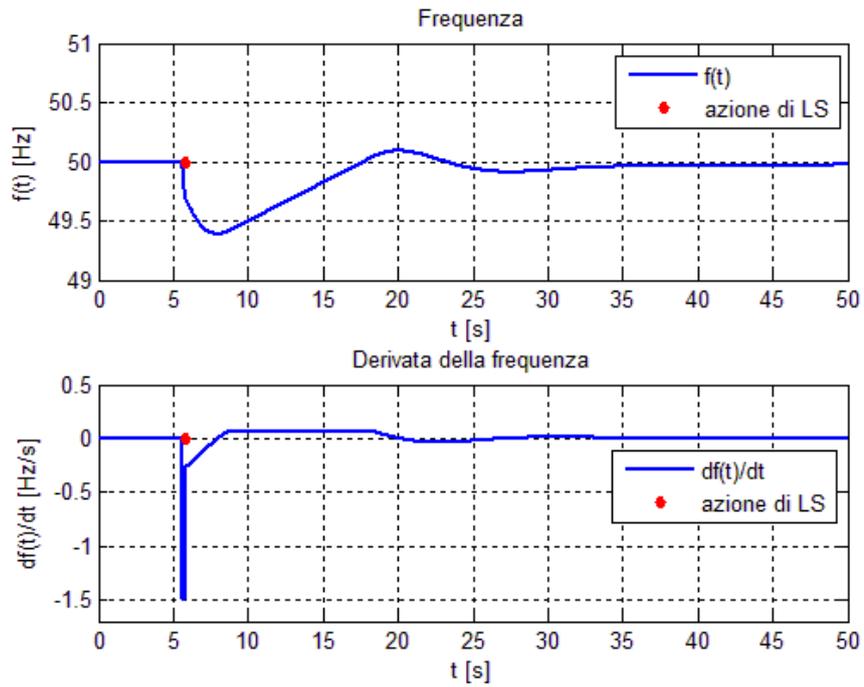


Fig.7.17. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento dell'Hf-bLS

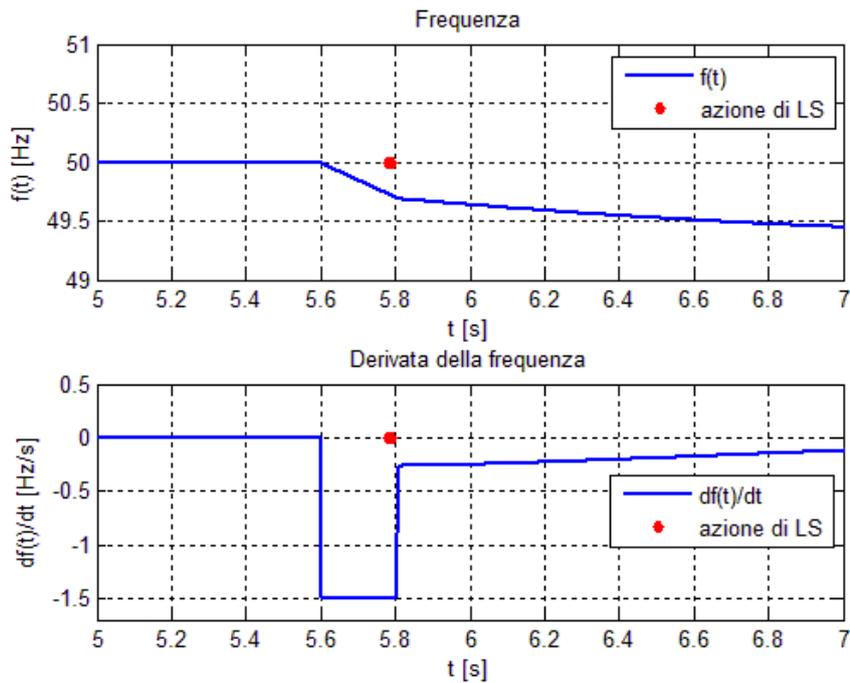


Fig.7.18. Dettaglio dell'andamento della frequenza e della sua derivata nell'intorno dell'istante di intervento dell'Hf-bLS a seguito di un deficit $d = 0,3$ p.u.

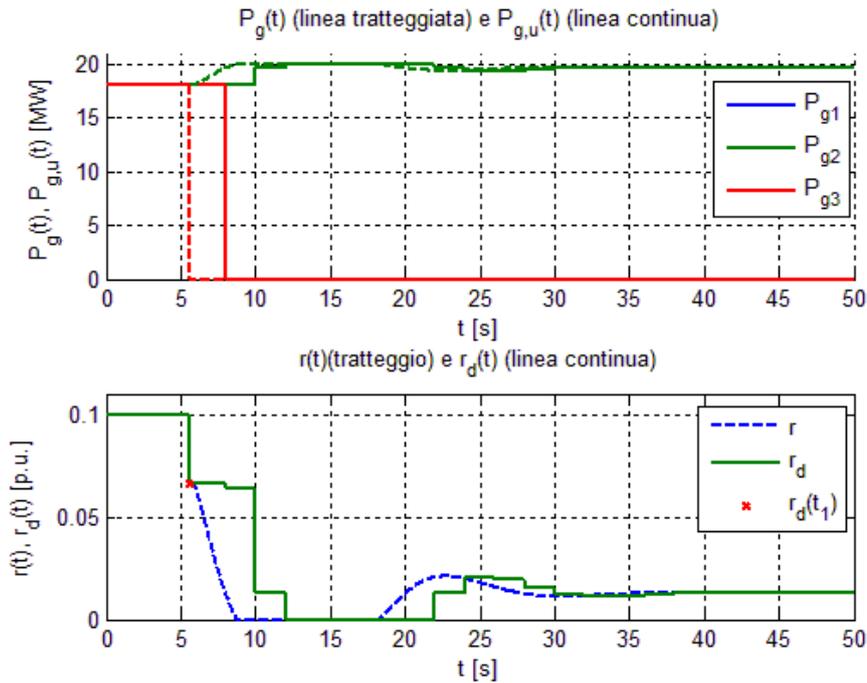


Fig.7.19. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante dopo un deficit $d = 0,3$ p.u. e il conseguente intervento dell'Hf-bLS

A conclusione di questa parte, si può asserire che in condizioni di funzionamento ordinario (in assenza di disturbo di carico) l'algoritmo ibrido è in grado di raggiungere esattamente le stesse prestazioni del p-bLS. I benefici dell'Hf-bLS saranno evidenti nei risultati relativi al secondo caso di studio, illustrati nel paragrafo 7.4.2.

7.4 Secondo caso di studio

7.4.1 Presentazione del secondo caso di studio

Alla fine delle simulazioni condotte nel paragrafo precedente si è concluso che nelle condizioni di funzionamento ordinario le prestazioni ottenibili con l'Hf-bLS sono del tutto analoghe a quelle del p-bLS. Nel secondo caso di studio si intende proseguire il confronto tra gli algoritmi, estendendolo al caso di funzionamento in condizioni critiche, ovvero quando il sistema di controllo di LS si trova ad operare in presenza di disturbi di carico.

In tale situazione emergono chiaramente tutte le conseguenze dei ritardi di aggiornamento delle potenze. Questi ritardi influenzano le prestazioni degli algoritmi sia di p-bLS, sia di Hf-bLS, che vengono considerati nelle prossime simulazioni (nel secondo caso di studio non viene più considerato il f-bLS).

Nonostante alla fine del paragrafo 6.7.5 si è concluso che in un caso realistico è possibile ottenere nel Hf-bLS un T_{ciclo} significativamente inferiore rispetto a quello ottenibile nel p-bLS, nelle seguenti simulazioni si preferisce ignorare questa osservazione, che gioca a favore dell'Hf-bLS, in modo da mettere in risalto il fatto che nei casi critici le migliori prestazioni dell'Hf-bLS sono evidenti anche a parità di T_{ciclo} . Nelle simulazioni seguenti, perciò, viene mantenuto $T_{ciclo} = 2$ s, sia per p-bLS, sia per Hf-bLS.

Si consideri un semplice impianto di potenza costituito da tre generatori uguali con le seguenti caratteristiche:

- potenza massima $P_{n,i}$ (o nominale) di 24 MW;
- tempo d'avviamento $T_{ag,i}$ di 10 s;
- all'equilibrio (stato iniziale) erogano una potenza di 20,4 MW;
- regolazione primaria e secondaria della frequenza (si veda il paragrafo 5.3.1).

- I dati del sistema di potenza sono i seguenti (in parte dedotti da quanto detto sopra):

$$\begin{array}{lll} P_{n1,2,3} = 24,0 \text{ MW} & P_{eq1,2,3} = 20,4 \text{ MW} & R_{eq1,2,3} = 3,6 \text{ MW} \\ P_n = 72,0 \text{ MW} & P_{eq} = 61,2 \text{ MW} & R_{eq} = 10,8 \text{ MW} \end{array}$$

$$\begin{aligned} T_a &= \frac{P_{n1} \cdot T_{ag1} + P_{n2} \cdot T_{ag2} + P_{n3} \cdot T_{ag3}}{P_{n1} + P_{n2} + P_{n3}} = \\ &= \frac{24 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s} + 24 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s} + 24 \text{ MW} \cdot 10 \text{ s}}{(24 + 24 + 24) \text{ MW}} = 10 \text{ s} \end{aligned}$$

$$r_{eq} = \frac{R_{eq}}{P_n} = 0,15 \text{ p.u. (riserva rotante iniziale)}$$

$$f_n = 50 \text{ Hz}$$

- Le impostazioni di f-bLS e Hf-bLS utilizzate sono invece le seguenti:

$$\begin{aligned} f_{th} &= 49,5 \text{ Hz} \\ f_{lim} &= 48,6 \text{ Hz} \end{aligned}$$

Date le potenze all'equilibrio dei generatori, i deficit minimi e massimi possibili espressi in valori relativi sono rispettivamente:

$$- d_m = \frac{\min_i(P_{eq,i})}{P_n} = \frac{20,4 \text{ MW}}{72 \text{ MW}} = 0,283 \text{ p.u., nel caso di guasto singolo;}$$

$$- d_M = \frac{\max_i(P_{eq,i}) + \max_i(P_{n,i})}{P_n} = \frac{20,4 \text{ MW} + 24 \text{ MW}}{72 \text{ MW}} = 0,617 \text{ p.u.}, \text{ deficit}$$

cumulativo nel caso di due disservizi molto ravvicinati.

In merito al deficit cumulativo, si veda quanto già detto nel paragrafo 7.3.1.

In base a quanto detto, una scelta possibile per l'intervallo dei disservizi è ancora la seguente:

$$d_{min} = 0,25 \text{ p.u.} \quad d_{max} = 0,69 \text{ p.u.}$$

Inoltre si sceglie $\Delta d = 0,01 \text{ p.u.}$

L'inizializzazione dell'algoritmo di LS calcola correttamente 45 soglie equispaziate di intervento in derivata, delle quali solo la prima e l'ultima vengono qui riportate per brevità.

$$\delta f_1 = -1,25 \text{ Hz/s} \quad \delta f_{45} = -3,45 \text{ Hz/s}$$

7.4.2 Risultati nel secondo caso di studio

In questo caso di studio vengono simulati:

- l'entrata in funzione del carico #35 all'istante $t_c = 4,2 \text{ s}$; la potenza assorbita da tale carico è 6 MW, che corrisponde all'8,3 % della potenza totale (in un caso realistico, dato che tale potenza è piuttosto elevata, potrebbe trattarsi di un gruppo di carichi che si accendono contemporaneamente);
- la perdita del generatore #3 all'istante t_d , con $t_d > t_c$; intenzionalmente t_d viene lasciato variabile in modo da poter rappresentare il comportamento degli algoritmi di LS al variare di t_d .

È evidente che si tratta di un caso in cui il LS si trova ad operare in presenza di un disturbo di carico. È un caso particolarmente critico in quanto l'aumento del consumo di potenza è notevole in questo caso (8,3 %, viene intenzionalmente scelto un aumento elevato), ma è comunque un aumento realisticamente possibile, in quanto è sufficientemente inferiore alla riserva rotante disponibile, che deve essere usata proprio per fronteggiare le variazioni di carico. Si noti anche che se questa variazione del consumo di potenza avvenisse in assenza di successivi disservizi, non ci sarebbe bisogno di alcun intervento del sistema di LS (che per definizione deve intervenire solo in casi di emergenza che coinvolgono disservizi di generazione): basterebbe l'azione regolante del controllo di frequenza sui generatori (si riveda eventualmente l'esempio di simulazione: Caso1 illustrato nel paragrafo 5.4, che è del tutto analogo).

La concomitanza dell'aumento del consumo di potenza e del disservizio di generazione è particolarmente critica e si mostrerà in questo caso che solo l'Hf-bLS è in grado di intervenire in modo soddisfacente in tutte le situazioni possibili. Si osservi anche che per "concomitanza" tra i due eventi indipendenti di cui sopra si intende di fatto che qualche istante prima del disservizio ci sia un aumento del consumo di potenza. Invece, il caso in cui un disturbo di carico avvenga subito dopo il disservizio non è molto significativo perché in tale condizioni l'entrata in funzione di un carico o di un insieme di carichi di potenza così elevata come in questo esempio probabilmente non sarebbe possibile, in quanto non autorizzata dalle protezioni di sistema.

Infatti, normalmente in un sistema di potenza un carico può entrare in funzione solo a valle di un calcolo preventivo che, noto il consumo di potenza di tale carico, assicuri, che la rete elettrica sia in grado di continuare ad operare in condizioni di frequenza nominale anche dopo l'attivazione di tale utenza.

In assenza di disturbo di carico, il deficit di potenza sarebbe pari a $d_m = 0,283$ p.u. (si veda il precedente paragrafo). In questo caso, invece, da t_c in poi, a causa dell'aumento del consumo di potenza, ogni generatore comincia ad aumentare progressivamente la propria potenza erogata e perciò $\mathbf{P}_{g,i}(t_d^-)$, con $i = 1, 2, 3$ è maggiore della potenza dei generatori all'equilibrio (20,4 MW). Precisamente, si mostrerà nelle simulazioni seguenti che $\mathbf{P}_{g,i}(t_d^-) = 21,31$ MW, con $i = 1, 2, 3$.

In base a quanto detto sopra, il deficit di potenza nel secondo caso di studio è maggiore rispetto al caso di assenza di disturbo di carico e vale:

$$d = \frac{P_{g3}(t_d^-)}{P_n} = \frac{21,31 \text{ MW}}{72 \text{ MW}} = 0,296 \text{ p.u.}$$

Considerazioni analoghe riguardano anche il valore di riserva rotante post-deficit, che vale 7,47 % anziché 10 % (valore in assenza di disturbo di carico).

Infatti,

$$R_i(t_d^+) = \mathbf{P}_{n,i} - \mathbf{P}_{g,i}(t_d^+) = 24 \text{ MW} - 21,31 \text{ MW} = 2,69 \text{ MW}, \quad \forall i \neq 3$$

mentre $R_3(t_d^+) = 0$;

perciò:

$$R(t_d^+) = R_1(t_d^+) + R_2(t_d^+) + R_3(t_d^+) = 5,38 \text{ MW}$$

$$r(t_d^+) = R(t_d^+)/P_n = 5,38 \text{ MW}/72 \text{ MW} = 0,0747 \text{ p.u.}$$

In merito alla riserva rotante si può aggiungere che in questo caso di studio essa si riduce per due motivi:

- il disservizio di generazione (variazione brusca della riserva rotante all'istante t_d^+ , come visto sopra);
- l'aumento del consumo di potenza (variazione lenta della riserva rotante in base alle tempistiche della regolazione primaria): questo è un elemento nuovo rispetto al primo caso di studio.

Per prevedere la variazione della derivata della frequenza a causa del deficit di potenza, si può usare l'equazione di bilancio dinamico delle potenze:

$$\frac{df}{dt}(t_d^+) = -\frac{f_n}{T_a} d(t_d^+) = -\frac{50 \text{ Hz}}{10 \text{ s}} \cdot 0,283 \text{ p.u.} = -1,415 \text{ Hz/s}$$

In questo caso la variazione della derivata della frequenza non coincide con il suo minimo, in quanto tale variazione non è a partire dal valore nominale (0 Hz/s) perché è preceduta dal disturbo di carico.

Sia t_1 l'istante di intervento di un generico algoritmo di LS. Si osservi in merito a p-bLS che in questo esempio:

- i valori di $\mathbf{P}_{g,u}(t_1)$ e $\mathbf{P}_{l,u}(t_1)$ in generale sono diversi da quelli di $\mathbf{P}_g(t_1)$ e $\mathbf{P}_l(t_1)$ (nel primo caso di studio sono coincidenti solo perché non viene considerato il disturbo di carico) a causa dei ritardi presenti nell'aggiornamento delle potenze;
- analogo discorso riguarda $r_d(t_1)$ rispetto a $r(t_1)$

Questo provoca nel p-bLS:

- errori nel calcolo dell'alleggerimento lordo (si ricorda che per il calcolo dell'alleggerimento lordo p-bLS si basa sull'equazione $D(t) = P_c(t) - P_m(t)$, perché è potenzialmente cieco di fronte sia ad aumenti (bruschi) di $P_c(t)$, sia ad aumenti di $P_m(t)$;
- errori nel calcolo della riserva rotante.

In merito, invece, all'Hf-bLS, in questo esempio:

- il segnale di frequenza e della sua derivata sono alterati dalla presenza del disturbo di carico;
- $r_d(t_1)$ in generale è diverso da $r(t_1)$ (si veda sopra).

Questo provoca in Hf-bLS:

- assenza di errori nel calcolo dell'alleggerimento lordo, in quanto l'algoritmo di Hf-bMD si basa sulla variazione della derivata frequenza nell'istante t_1 e non semplicemente sul suo valore assoluto, a differenza dell'algoritmo di f-bMD;
- errori nel calcolo della riserva rotante.

Anche se, per quanto detto, la situazione è migliore nel caso dell'Hf-bLS, solamente una delle due fonti di errori viene rimossa. Questo in generale provoca la necessità del secondo intervento correttivo dell'Hf-bLS in condizioni dette di emergenza, cosa prevista solo dall'algoritmo Hf-bLS.

Si supponga a titolo d'esempio: $t_d = 5,6$ s.

Prestazioni con l'approccio p-bLS

In base a quanto detto circa l'aggiornamento delle potenze (si veda il paragrafo 2.5), poiché il secondo caso di studio è caratterizzato da una variazione di $P_c(t)$ e da una conseguente variazione di $P_m(t)$ (ad opera della regolazione primaria) entrambe in $t_c = 4,2$ s, il primo istante utile per l'aggiornamento di $P_{c,u}(t)$ e $P_{m,u}(t)$ è $t = 6$ s, se $T_{ciclo} = 2$ s. Tuttavia nel caso in cui le periferiche, che ricevono le misure soggette a variazione, siano interrogate tardivamente, l'istante di aggiornamento è addirittura $t = 8$ s. In un tale contesto di variabilità delle casistiche che si possono presentare è buona norma considerare il caso pessimo. Tuttavia, nei seguenti risultati di simulazione viene mostrato l'intervento del p-bLS in entrambe le situazioni.

- Aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s (caso pessimo)

A seguito di un deficit del 29,6 % all'istante $t_d = 5,6$ s, il sistema di controllo di LS interviene all'istante $t_1 = 5,7$ s (come precedentemente, per il ritardo di attuazione, l'azione di LS si realizza solo a $t = 5,8$ s) calcolando un alleggerimento lordo di 28,3 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 18,3 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a 19,3 % (in base al consueto aumento dell'1 %).

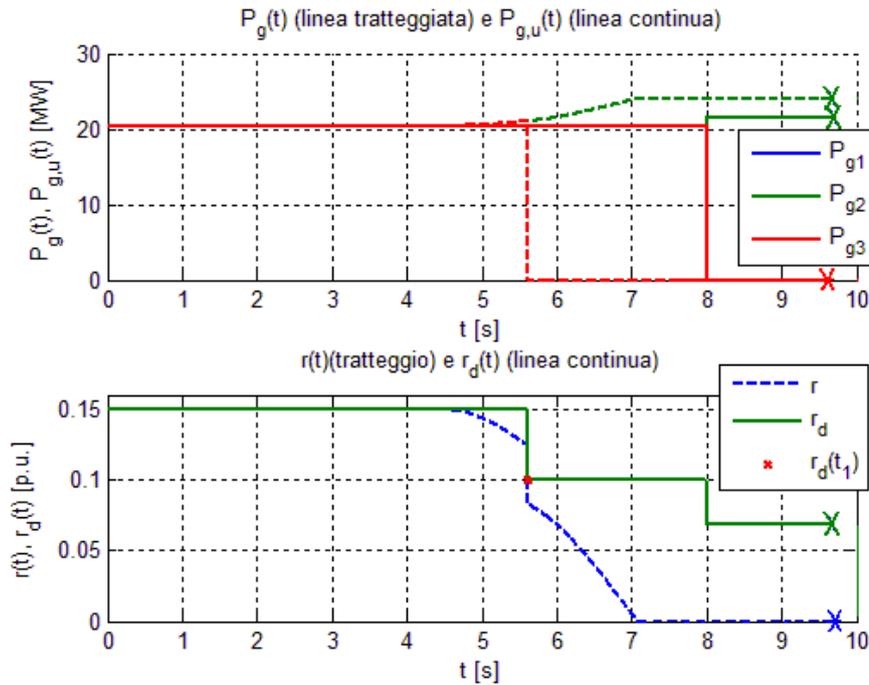


Fig.7.20. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s

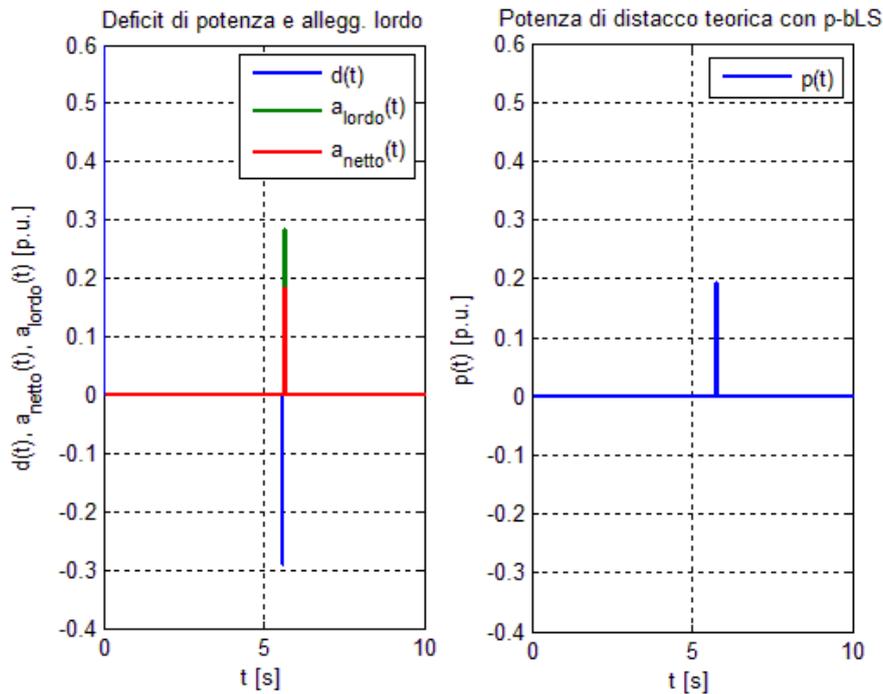


Fig.7.21. Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s

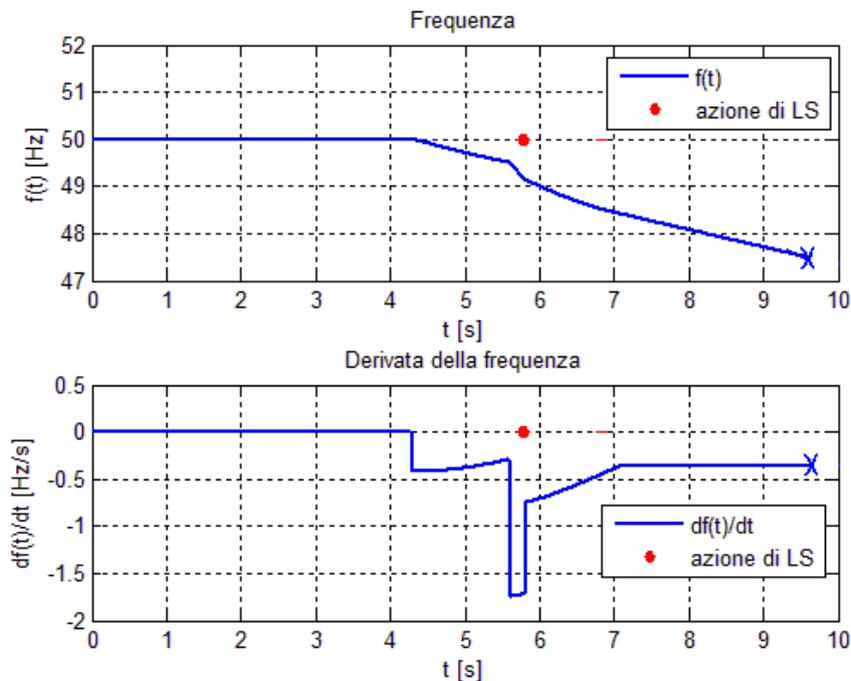


Fig.7.22. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s

Si osserva dalla Fig. 7.2 che l'intervento del sistema di LS non è sufficiente a ripristinare la frequenza, sia perché l'alleggerimento lordo risulta errato (è inferiore al deficit di potenza), sia perché la riserva rotante rilevata viene sovrastimata (risulta pari al 10 % anziché 7,47 %). Tutto ciò ovviamente è dovuto all'obsolescenza delle informazioni di potenza.

Ne consegue l'intervento dei dispositivi di protezione dei generatori a $t = 9,6$ s, in condizioni di minima frequenza (47,5 Hz).

- Aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s

Il calcolo degli alleggerimenti e della potenza di distacco teorica sono esattamente uguali al caso precedente. In altre parole, anche se questo è un caso teoricamente meno critico rispetto al precedente, l'alleggerimento risulta ancora una volta insufficiente, perché il deficit di potenza avviene a $t_d = 5,6$ s, ovvero prima dell'aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s (si veda la Fig.7.23).

Conseguentemente il transitorio di frequenza e potenza è esattamente uguale a prima e i generatori si fermano in $t = 9,6$ s, al raggiungimento dei 47,5 Hz (si veda la Fig.7.25).

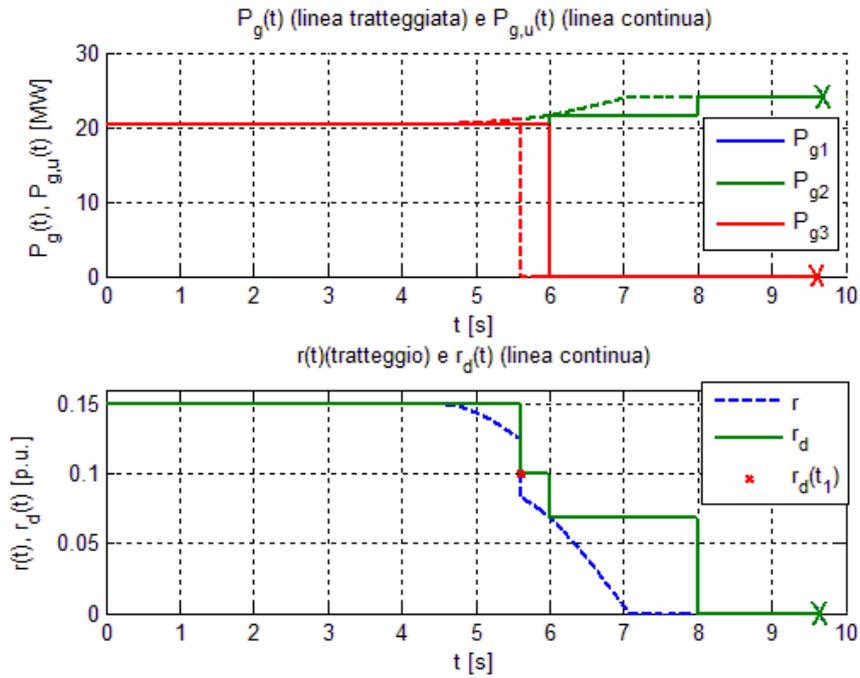


Fig.7.23. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s

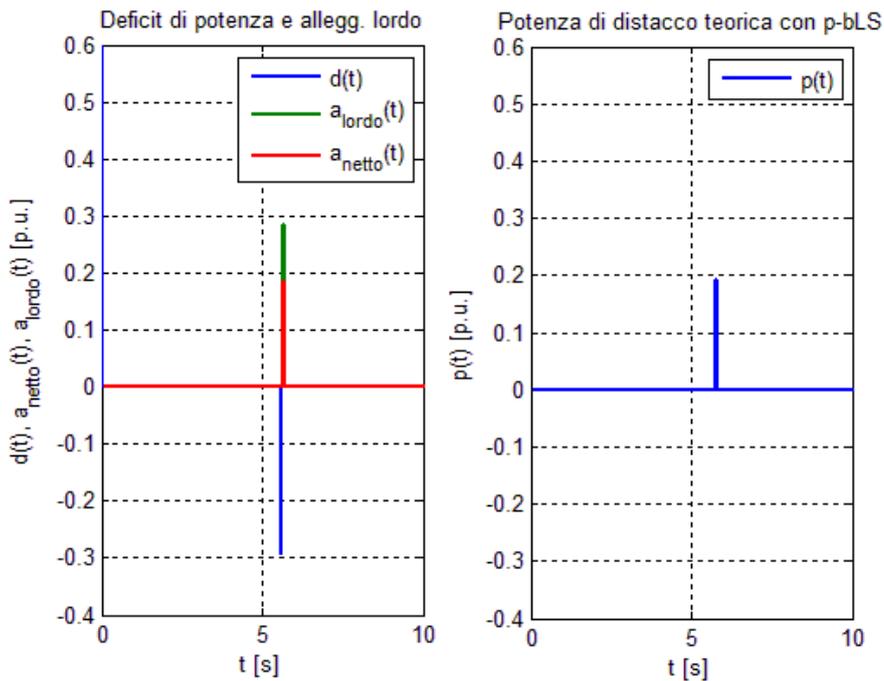


Fig.7.24. Alleggerimento con p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s

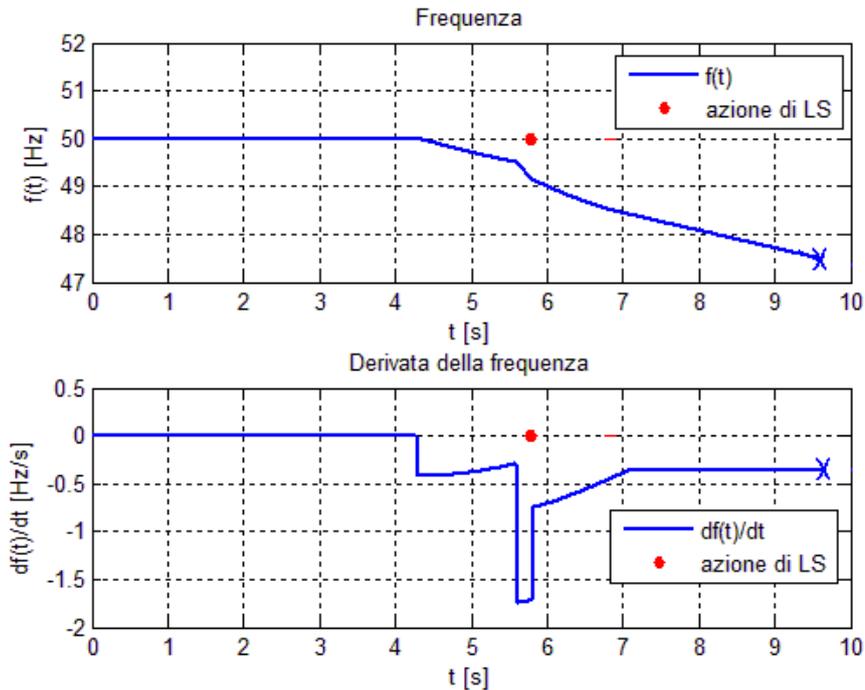


Fig.7.25. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento del p-bLS: aggiornamento delle potenze a $t = 6$ s

Prestazioni con l'approccio Hf-bLS

In merito alle problematiche relative all'aggiornamento delle potenze, d'ora innanzi si considererà sempre e solo il caso pessimo (aggiornamento a $t = 8$ s), ovvero, il caso in cui le periferiche che ricevono le informazioni di potenza che subiscono variazioni non vengano interrogate in tempo dall'unità centrale che effettua la procedura di polling.

Il comportamento dell'Hf-bLS nelle medesime situazioni del caso di cui sopra è il seguente.

A seguito di un deficit del 29,6 % all'istante $t_d = 5,6$ s, il sistema di controllo di LS interviene all'istante $t_1 = 5,7$ s calcolando un alleggerimento lordo di 30,0 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 20,0 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 21,0$ % (in base al consueto aumento dell'1 %).

Si osservi che il calcolo dell'alleggerimento lordo non è affetto da errore: ciò non vale per quanto riguarda la riserva rotante rilevata (in base al valore della grandezza istantanea dovrebbe essere 7,47 %). Ne consegue un primo alleggerimento insufficiente. Al superamento della soglia $f_{lim} = 48,6$ Hz, l'Hf-bLS interviene nuovamente producendo all'istante $t_2 = 6,67$ s una nuova potenza di distacco teorica di valore: $p_2 = 8,0$ %.

p_2 viene calcolato in base al segnale di errore di derivata di frequenza $e_{fd}(t)$: $df(t_d^-)/dt = -0,289$ Hz/s, mentre $df(t_1^+)/dt = -0,662$ Hz/s, perciò vi è uno scarto di 0,373 p.u. A tale scarto, in base all'equazione di bilancio dinamico delle potenze, corrisponde un valore di alleggerimento pari a 0,0746 p.u. Poiché $\Delta d = 1\%$, l'algoritmo di Hf-bPC rileva un alleggerimento pari a 0,08 p.u.

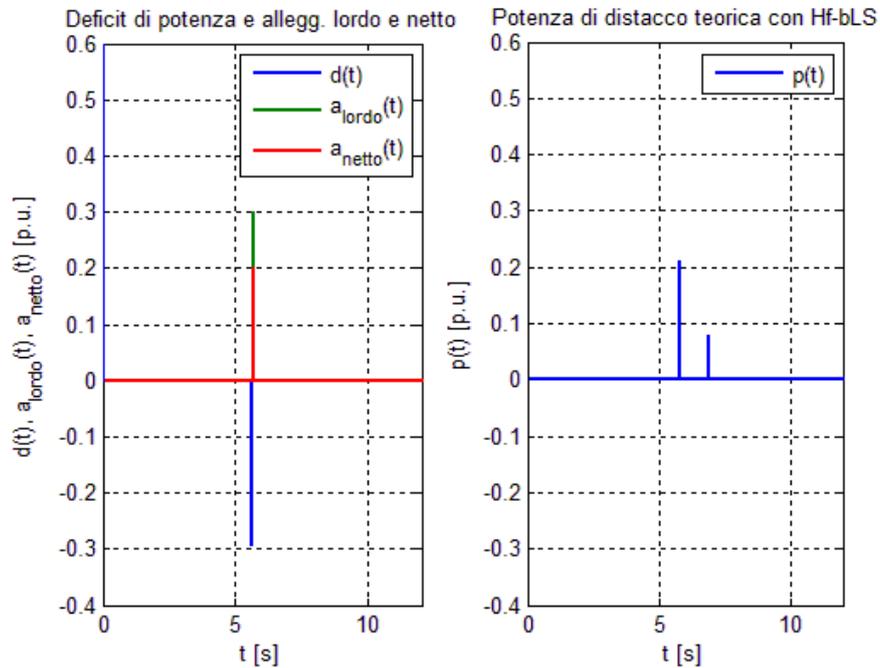


Fig.7.26. Alleggerimenti con Hf-bLS a fronte di un deficit $d = 0,296$ p.u. in presenza di disturbo di carico (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)

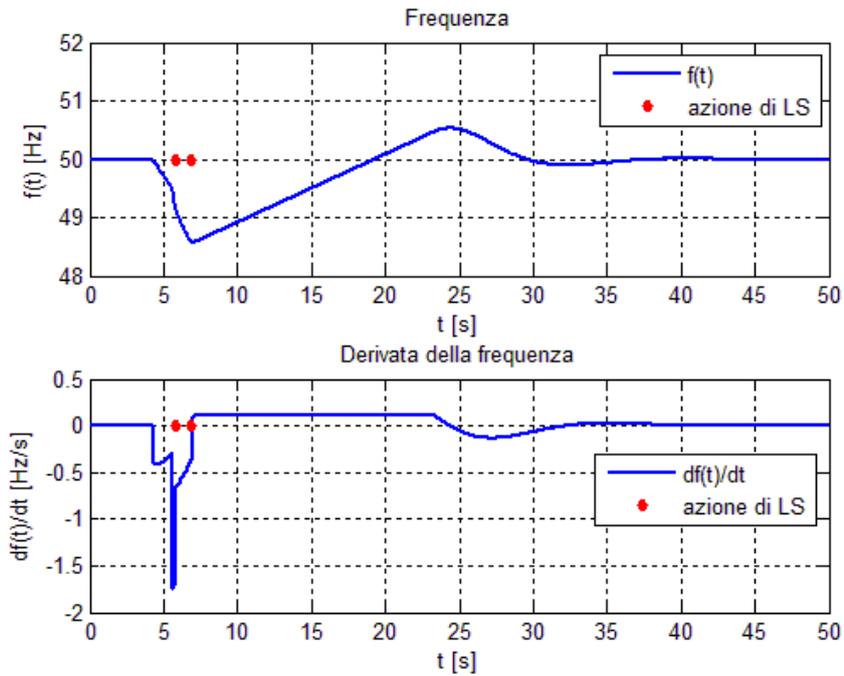


Fig.7.27. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)

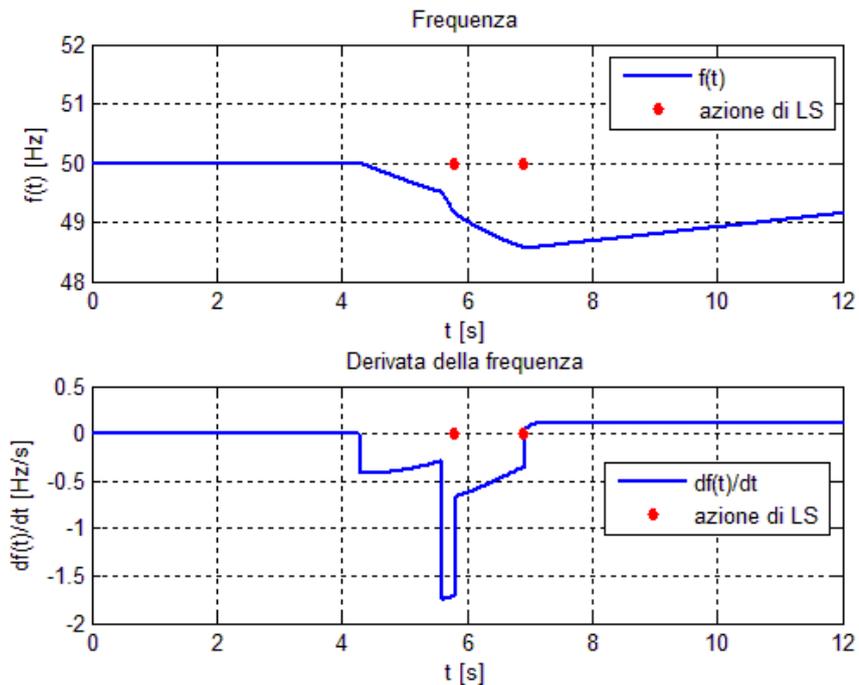


Fig.7.28. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. con disturbo di carico

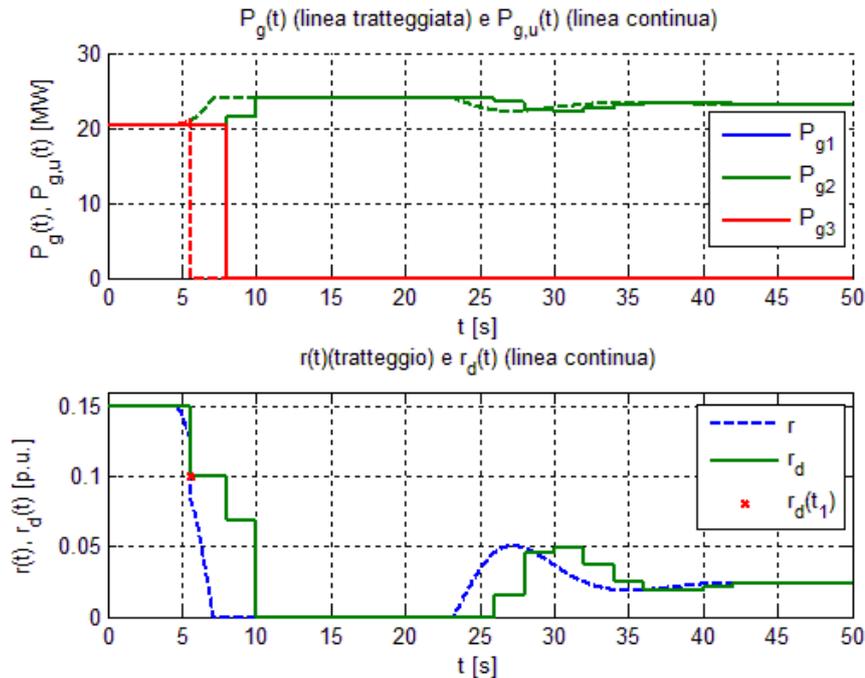


Fig.7.29. Andamenti della potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,296$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall' intervento dell' Hf-bLS (aggiornamento delle potenze a $t = 8$ s)

Si osservi che, nonostante la forte criticità del caso simulato, l' Hf-bLS, a differenza del p-bLS, reagisce in modo soddisfacente: l' intervento correttivo è sufficiente a ripristinare la frequenza al valore nominale.

Inoltre il transitorio di frequenza è del tutto accettabile in quanto il minimo raggiunto vale 48,56 Hz (di poco inferiore a f_{lim} a causa dei ritardi).

L' unica perdita di prestazioni dell' Hf-bLS è dovuta al fatto che in caso di intervento in condizioni di emergenza, non è più garantito lo sfruttamento completo della riserva rotante. Infatti, in base alla scelta del coefficiente kr , in condizioni di intervento ordinario risulterebbe a regime una riserva rotante dell' 1 % e, invece, in questo caso si ottiene un valore pari a 2,36 %. Comunque, si tratta di un peggioramento del tutto accettabile, se si pensa che il p-bLS in questa situazione particolarmente critica non è in grado neppure di impedire il collasso di sistema.

Si osservi anche che l' alleggerimento totale è $p_1 + p_2 = 0,21$ p.u. + 0,08 p.u. = 0,29 p.u.

Confronto delle prestazioni di Hf-bLS e p-bLS

Nelle prossime simulazioni si vuole mettere a confronto in modo diretto il comportamento del p-bLS e dell' Hf-bLS nelle situazioni più critiche e al variare

di t_d . I risultati seguenti sono rappresentati da tre grafici per ogni caso: il primo mostra l'alleggerimento determinato dall'Hf-bLS e dal p-bLS; il secondo raffigura gli andamenti della frequenza e della sua derivata conseguenti all'azione dei due algoritmi (i risultati sono distinti con colori diversi); il terzo mostra l'andamento delle potenze nel solo caso dell'Hf-bLS. Il fatto che tutte le simulazioni siano effettuate nell'ipotesi di caso pessimo (aggiornamento delle potenze all'istante $t = 8$ s) viene omissso per brevità.

Si noti che per ognuno dei casi il deficit di potenza è diverso, in quanto il disservizio si verifica durante l'attivazione della regolazione primaria della frequenza, che fa variare nel tempo la potenza erogata dai generatori.

- $t_d = 4,4$ s

Il sistema di controllo di Hf-bLS interviene effettuando due interventi di LS: il primo ordinario e il secondo in condizioni di emergenza.

A seguito di un deficit del 28,3 % all'istante $t_d = 4,4$ s, il sistema di controllo di Hf-bLS interviene all'istante $t_1 = 4,5$ s calcolando un alleggerimento lordo di 29,0 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 19,0 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 20,0$ % (in base al consueto aumento dell'1 %).

Al superamento della soglia $f_{lim} = 48,6$ Hz, l'Hf-bLS interviene nuovamente producendo all'istante $t_2 = 6,1$ s una nuova potenza di distacco teorica di valore: $p_2 = 9,0$ %. Il suo valore viene calcolato in modo analogo a quanto visto nel caso con $t_d = 5,6$ s. L'alleggerimento totale $p_1 + p_2 = 29$ % risulta identico al caso con $t_d = 5,6$ s. Il valore a regime di riserva rotante è 2,32 %, al posto di 1 %.

Nelle medesime condizioni, il sistema di controllo di p-bLS interviene all'istante $t_1 = 4,5$ s calcolando un alleggerimento lordo di 28,3 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 18,3 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 19,3$ % (in base al consueto aumento dell'1 %). Non potendo contare su un intervento in condizioni di emergenza, il p-bLS non è in grado di effettuare eventuali interventi correttivi.

In conclusione, si ottiene il ripristino della frequenza solo utilizzando l'Hf-bLS.

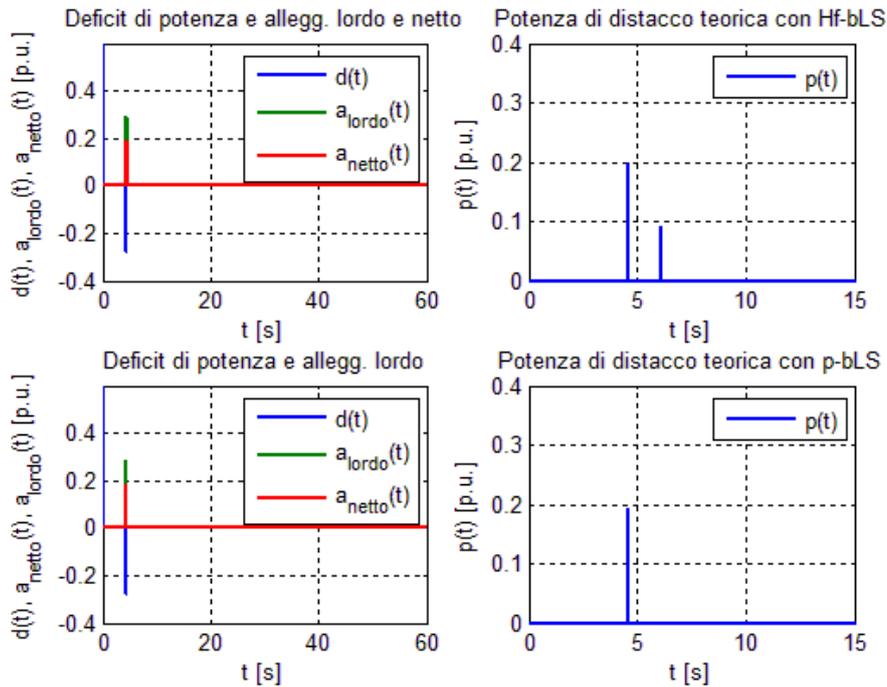


Fig.7.30. Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,283$ p.u. in presenza di disturbo di carico

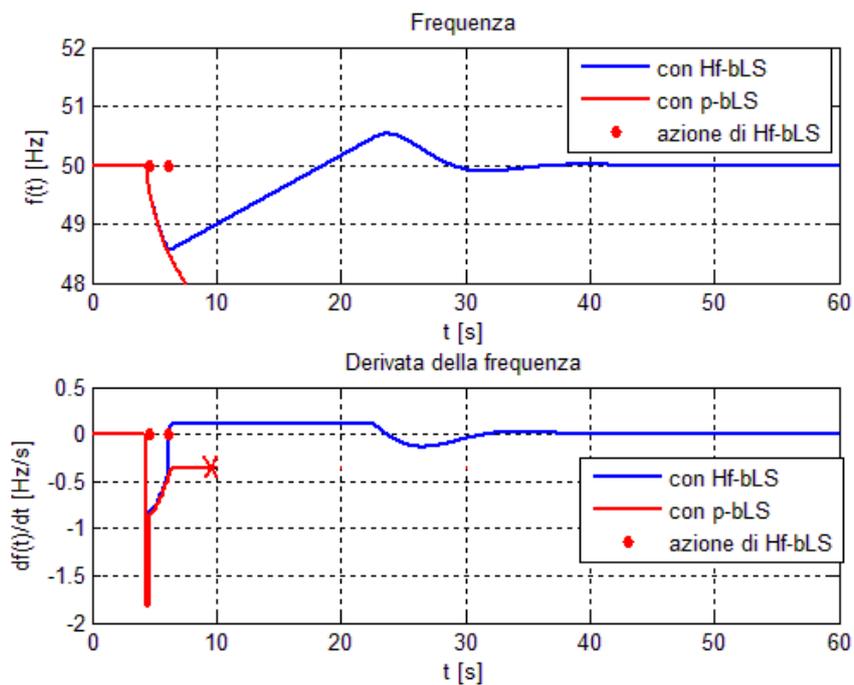


Fig.7.31. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS

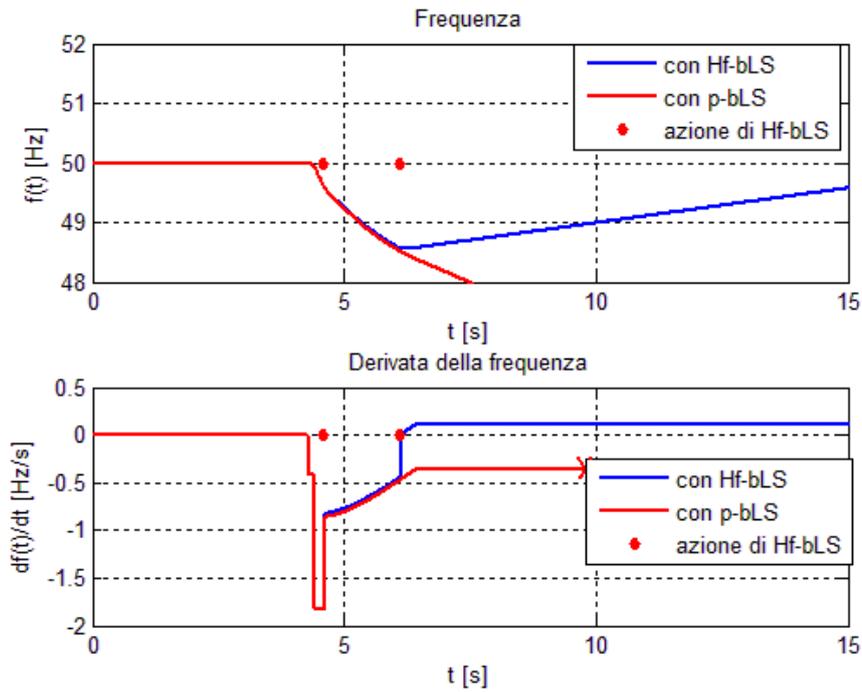


Fig.7.32. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. con disturbo di carico

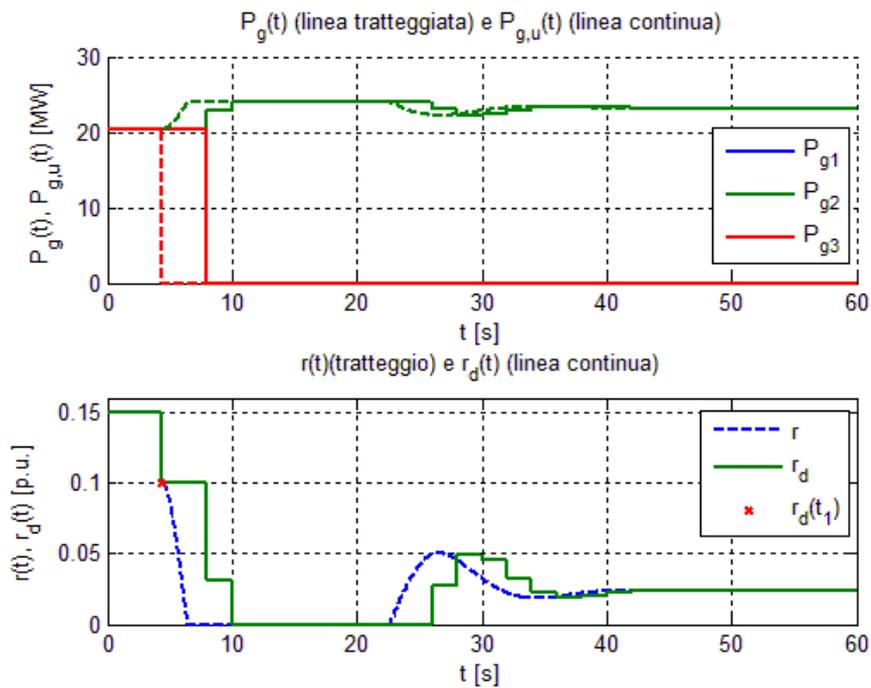


Fig.7.33. Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,283$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento di Hf-bLS

- $t_d = 7,8$ s

Il sistema di controllo di Hf-bLS interviene effettuando due interventi di LS: il primo ordinario e il secondo in condizioni di emergenza.

A seguito di un deficit del 31,98 % all'istante $t_d = 7,8$ s, il sistema di controllo di Hf-bLS interviene all'istante $t_1 = 7,9$ s calcolando un alleggerimento lordo di 32,0 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 % (mentre il valore attuale è 5 %), ottenendo così un alleggerimento netto di 22,0 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 23,0$ % (in base al consueto aumento dell'1 %).

Al superamento della soglia $f_{lim} = 48,6$ Hz, l'Hf-bLS interviene nuovamente producendo all'istante $t_2 = 10,39$ s una nuova potenza di distacco teorica di valore: $p_2 = 6,0$ %. L'alleggerimento totale $p_1 + p_2 = 29$ % risulta ancora una volta identico ai caso con $t_d = 4,4$ s e $t_d = 5,6$ s.

Il valore a regime della riserva rotante vale 2,31 %, al posto di 1 %.

Nelle medesime condizioni, il sistema di controllo di p-bLS interviene all'istante $t_1 = 7,9$ s calcolando un alleggerimento lordo di 28,3 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 10 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 18,3 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 19,3$ % (in base al consueto aumento dell'1 %). Non potendo contare su un intervento in condizioni di emergenza, il p-bLS non è in grado di effettuare eventuali interventi correttivi. Si osservi che il comportamento del p-bLS è esattamente quello del caso precedente con $t_d = 4,4$ s, in quanto non è sensibile alle variazioni di potenza fino $t = 8$ s.

In conclusione, si ottiene il ripristino della frequenza solo utilizzando l'Hf-bLS.

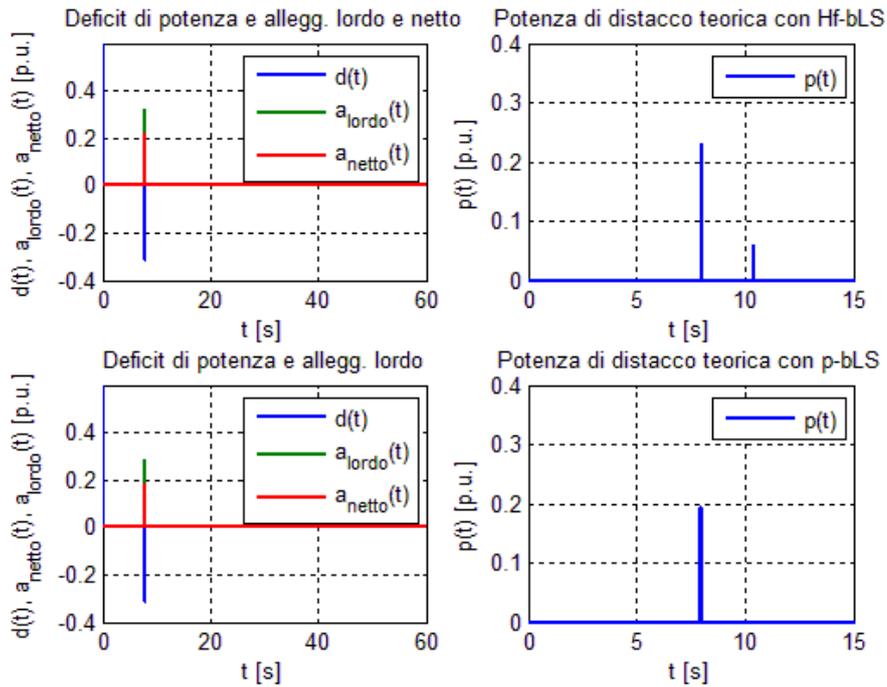


Fig.7.34. Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3198$ p.u. in presenza di disturbo di carico

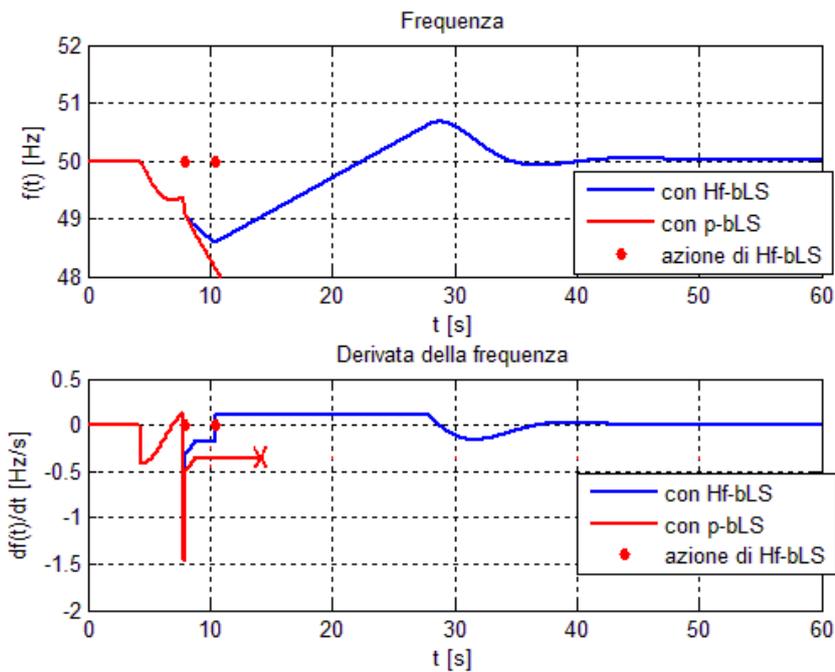


Fig.7.35. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS

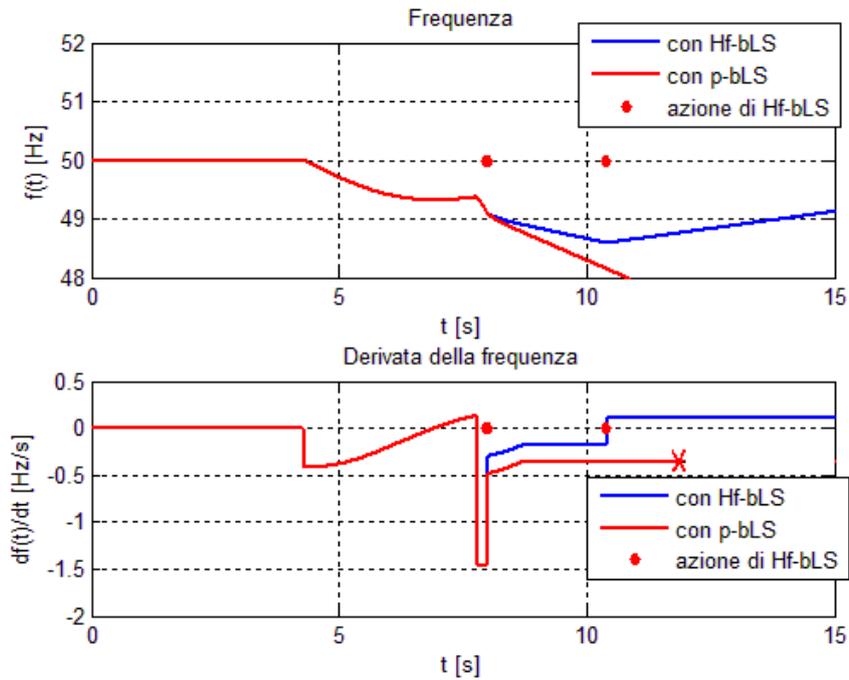


Fig.7.36. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. con disturbo di carico

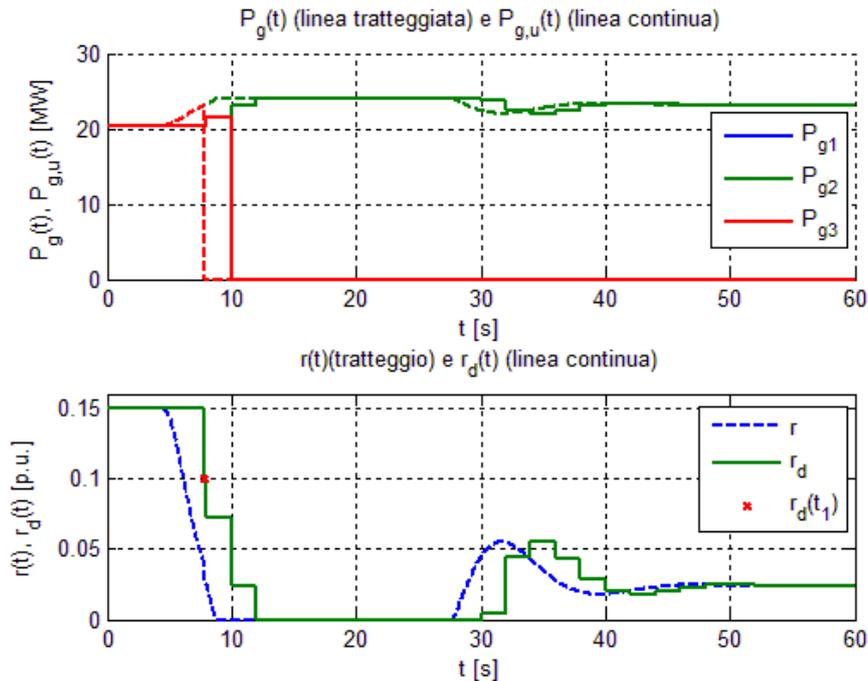


Fig.7.37. Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,3198$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento di Hf-bLS

- $t_d = 8,5$ s

In questo caso si osservi prima di tutto che, poiché $t_d > 8$ s, il sistema di controllo di p-bLS ora è in grado di utilizzare informazioni di potenza nuove e più aggiornate rispetto ai casi precedenti: tuttavia tali informazioni non coincidono mai con i valori attuali delle potenze, anche se vi si possono avvicinare maggiormente. È intuitivo immaginare che, man mano che t_d si allontana da t_c , le variazioni di $P_c(t)$ e $P_m(t)$ a causa del disturbo di carico diminuiscono sempre di più e perciò le imprecisioni circa i dati di potenza diventano sempre meno significative.

In questo esempio si nota da un lato che l'Hf-bLS agisce con un solo intervento e, dall'altro lato, che, nonostante i dati di potenza siano comunque caratterizzati da una certa imprecisione, il p-bLS ha comunque un comportamento soddisfacente.

Il sistema di controllo di Hf-bLS interviene effettuando un solo intervento di LS, in quanto la riserva rotante non viene più sovrastimata, perciò il primo e unico intervento è sufficiente a garantire il ripristino della frequenza.

A seguito di un deficit del 32,33 % all'istante $t_d = 8,5$ s, il sistema di controllo di Hf-bLS interviene all'istante $t_1 = 8,6$ s calcolando un alleggerimento lordo di 33,0 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 6,16 % (il valore attuale è praticamente lo stesso: 2,31 %), ottenendo così un alleggerimento netto di 26,84 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 27,84$ % (in base al consueto aumento dell'1 %).

Nelle medesime condizioni, il sistema di controllo di p-bLS interviene all'istante $t_1 = 8,1$ s calcolando un alleggerimento lordo di 33,83 %. A questo viene sottratto un valore di riserva rotante rilevata del 6,16 %, ottenendo così un alleggerimento netto di 27,67 %. Ne consegue un valore di potenza di distacco teorica pari a $p_1 = 28,67$ % (in base al consueto aumento dell'1 %). Il p-bLS in questo caso riesce a garantire il ripristino della frequenza.

Si osservi che l'alleggerimento lordo calcolato nel p-bLS è maggiore di quello calcolato dall'Hf-bLS perché l'algoritmo di p-bPC, a differenza dell'Hf-bPC, esegue la differenza tra consumo di potenza e potenza generata e il consumo di potenza è più alto a causa del disturbo di carico all'istante $t = 4,2$ s.

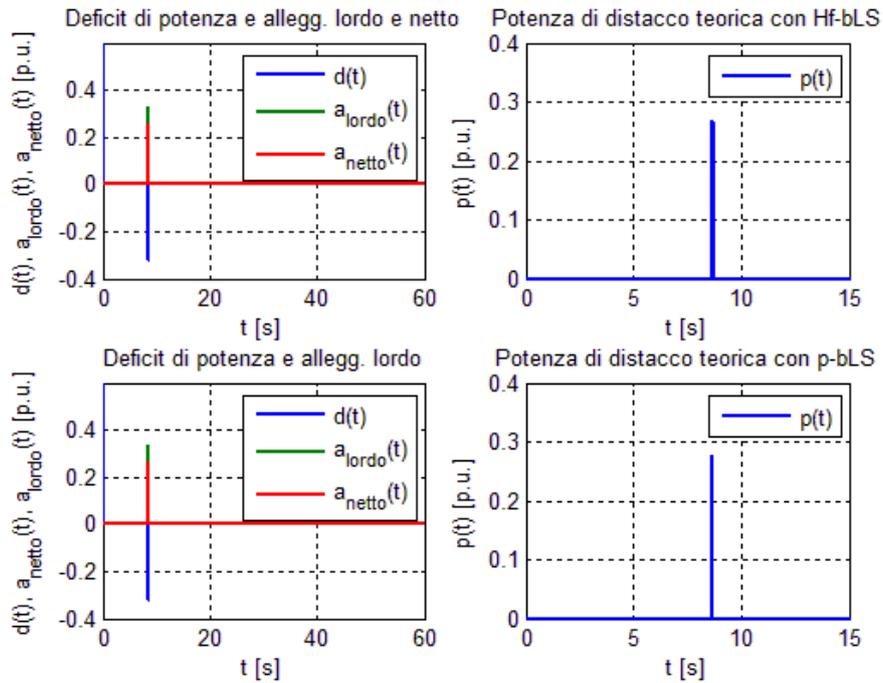


Fig.7.38. Alleggerimenti con Hf-bLS e p-bLS a fronte di un deficit $d = 0,3233$ p.u. in presenza di disturbo di carico

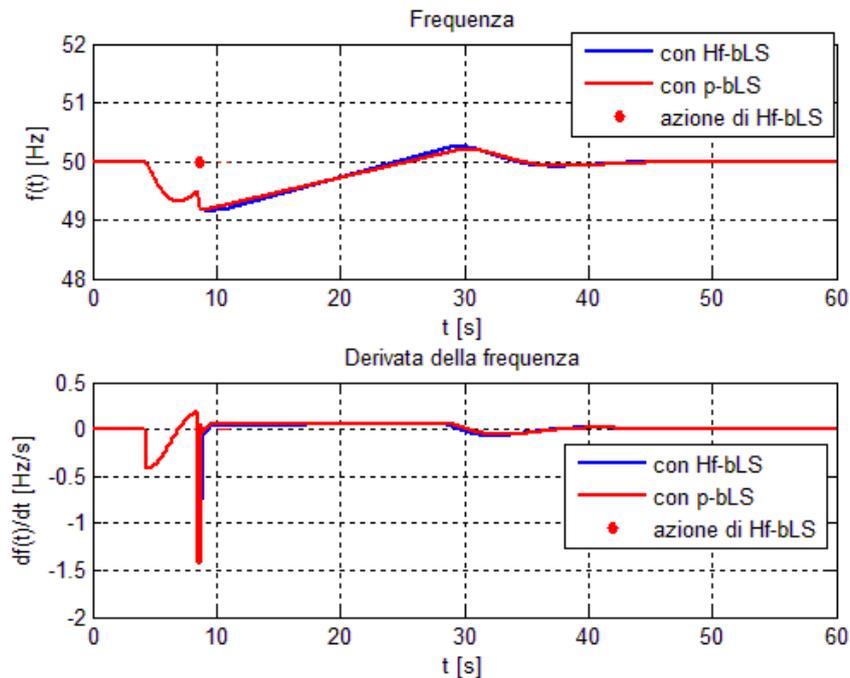


Fig.7.39. Andamenti della frequenza e della sua derivata dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dagli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS

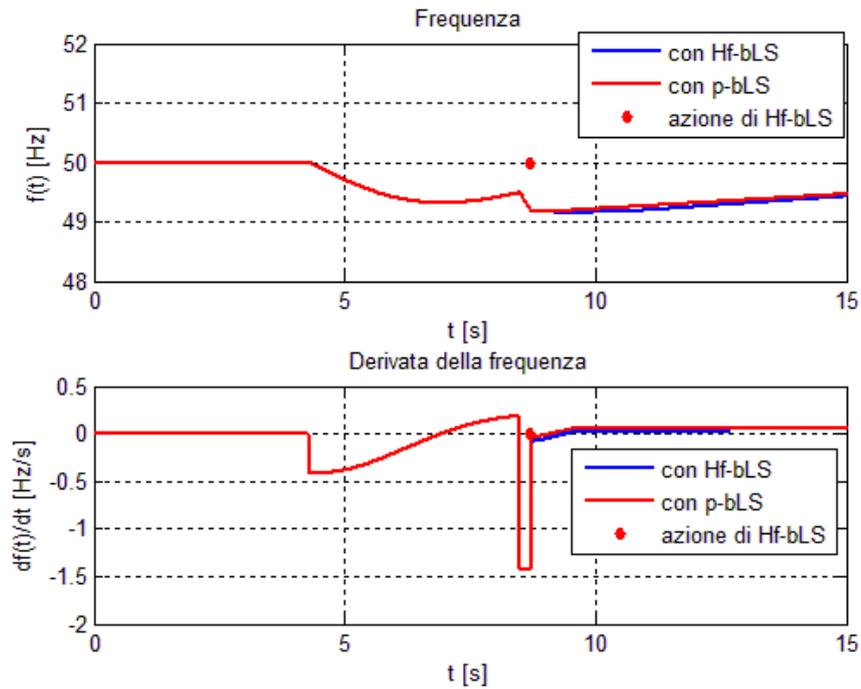


Fig.7.40. Dettaglio degli andamenti della frequenza e della sua derivata nell'intorno degli interventi dell'Hf-bLS e di p-bLS dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. con disturbo di carico

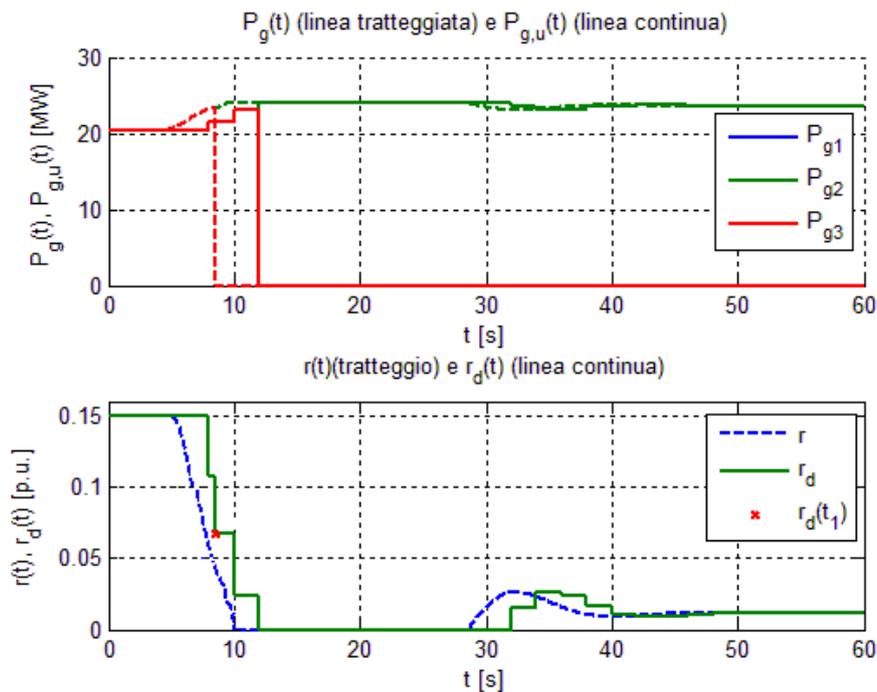


Fig.7.41. Andamenti di potenza dei generatori e della riserva rotante (valori istantanei in tratteggio e valori aggiornati in linea continua) dopo un deficit $d = 0,3233$ p.u. preceduto da un disturbo di carico e seguito dall'intervento di Hf-bLS

Come si osserva dalle Fig.7.39 e Fig.7.40, in questo caso le prestazioni dinamiche dei due algoritmi sono molto simili.

Infine, nei casi in cui t_d sia maggiore di 8,5 s, qui tralasciati perché poco significativi, si può asserire che, man mano che t_d aumenta, il disturbo di carico influenza in maniera sempre meno rilevante la funzione di LS, fino a che il sistema di controllo di LS ritorna ad operare proprio come in assenza di disturbo di carico.

In conclusione, le simulazioni presentate nel secondo caso di studio fanno emergere tre osservazioni principali:

- In caso di funzionamento del sistema di LS in concomitanza con un disturbo di carico significativo l'Hf-bLS, a differenza del p-bLS, è in grado di ripristinare le condizioni nominali di frequenza per qualunque valore di t_d .
- In caso di funzionamento del sistema di LS in concomitanza con un disturbo di carico, le potenze subiscono una variazione negli istanti precedenti l'intervento del sistema di LS e, perciò, un algoritmo di LS che si affida unicamente alle misure di potenza si rivela inefficace, in quanto le misure di potenza sono aggiornate con cadenza ciclica. Un algoritmo di LS che, invece, utilizza anche la misura di frequenza, il cui tempo di campionamento è sufficientemente piccolo, è in grado di rispondere in modo soddisfacente a tutte le situazioni in cui ci sia necessità di intervento. Inoltre un algoritmo di LS, che si basa sulla frequenza, è intrinsecamente più robusto, perché può contare su opportune soglie di frequenza (come f_{th} e f_{lim}), che possono essere progettate per intervenire in casi più o meno gravi.
- L'ultima osservazione può essere dedotta dai risultati di cui sopra, anche se in modo meno immediato rispetto a quanto fatto per le precedenti osservazioni, in quanto essa pone una questione che va al di là delle problematiche relative alle misure di potenza. Si possono presentare dei casi in cui, anche supponendo idealmente di disporre delle misure istantanee di potenza, un algoritmo di LS, di qualunque natura esso sia, potrebbe trovarsi ad operare in situazioni particolarmente critiche. Questo accade d'altra parte in casi rari e precisamente quando il deficit di potenza si presenta in un istante di poco precedente (pochi decimi di secondo) quello del disturbo di carico.

A titolo di esempio, si riveda il comportamento dell'Hf-bLS nel caso di $t_d = 4,4$ s: in tal caso l'Hf-bLS, per garantire il ripristino della frequenza, è costretto ad effettuare un secondo intervento, non perché la riserva rotante viene sovrastimata (cosa che è dovuta al ritardo di aggiornamento delle potenze) come accade nei casi con $t_d = 5,6$ s e $t_d = 7,8$ s. Infatti, come si vede dalla Fig.7.33, si può dire con buona approssimazione che $r(t_1) \equiv r_d(t_1)$.

Il motivo della necessità dell'intervento correttivo risiede nel fatto che, essendo t_d così vicino a t_c , la riserva rotante del sistema di potenza, che varia con continuità, non fa in tempo a diminuire in modo significativo dopo l'aumento della potenza richiesta dai carichi. Questo fenomeno non può essere eliminato in alcun modo, perché è legato alla fisica del sistema, indipendentemente dalla qualità delle misure di potenza disponibili.

7.5 Simulazione sul sistema di potenza degli algoritmi di LSe

In merito alla parte che riguarda la selezione dei carichi si intende, per mezzo di un semplice esempio, mettere a confronto le prestazioni ottenute con l'algoritmo dinamico (dLSe) sviluppato in questa Tesi, con quelle dell'algoritmo base.

Si prenda nuovamente in considerazione il sistema di potenza analizzato nel primo caso di studio (si veda il paragrafo 7.3). Si supponga anche che per semplicità sia $N_c = 20$ e la tabella dei carichi sia quella qui sotto riportata, con relativo stato iniziale dei carichi \mathbf{B}_{c0} .

Esclusivamente per semplicità espositiva si supponga che i carichi presenti in tabella siano già stati ordinati per livello di priorità e per potenza (a pari priorità) decrescenti¹¹.

¹¹ Si ricorda che l'ordinamento per priorità e per potenza è una delle funzioni eseguite dal dLSe (si veda il paragrafo 6.8.1).

ID	BUS	Ridondanza	Priorità	PI,u [MW]	Bc0
1	3	0	5	4,00	1
2	3	0	4	2,00	1
3	1	8	3	8,00	1
4	2	8	3	8,00	0
5	1	6	3	2,00	1
6	2	6	3	2,00	0
7	1	4	3	0,50	1
8	2	4	3	0,50	0
9	1	7	2	9,50	1
10	2	7	2	9,50	0
11	1	9	2	6,50	1
12	2	9	2	6,50	0
13	1	5	2	0,50	1
14	2	5	2	0,50	0
15	1	1	1	10,00	1
16	2	1	1	10,00	0
17	1	3	1	7,00	1
18	2	3	1	7,00	0
19	1	2	1	4,00	1
20	2	2	1	4,00	0

Tab.7.3. Esempio di Load List con $N_c = 20$

Come si nota facilmente dalla Tab.7.3, inizialmente la potenza totale assorbita è $P_{eq} = 54$ MW e sono in funzione solamente i carichi 1, 2, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17 e 19.

Si suppongano, inoltre, le seguenti caratteristiche del caso simulato:

- Quasi la metà dei carichi è ridondata (9 carichi su 20, corrispondenti a 48 MW su 54 MW).
- Il numero dei livelli di priorità è $N_{pr} = 5$ (priorità massima = 1).
- In via semplificativa i carichi ridondati assorbono la stessa potenza e lo stato iniziale è tale che se un carico è in funzione, quello ridonato ad esso corrispondente non lo è.

Si osservi che la Load List in Tab.7.3 è semplificata, infatti, le potenze assorbite dai carichi hanno valori poco realistici e soprattutto elevati in certi casi: si può assumere, per non aumentare troppo il numero di carichi (i carichi sono centinaia o migliaia in un vero sistema di potenza), che ad un certo identificativo non corrisponda necessariamente un solo carico, ma piuttosto un'insieme di carichi. Questa semplificazione deriva puramente da necessità di chiarezza espositiva.

In questo esempio si considera un deficit di potenza del 33 % ($d = 0,33$ p.u.), dovuto ad un disservizio di generazione a $t_d = 5,6$ s.

Si supponga di utilizzare per il calcolo della potenza di distacco, ad esempio, gli algoritmi di Hf-bPC e di f-bPC, sotto opportune impostazioni di LS, uguali per entrambi: la potenza di distacco teorica, all'istante di intervento, risulta pari a $p_{1,H} = 0,2752$ p.u. e $p_{1,f} = 0,34$ p.u. rispettivamente con e senza sfruttamento della riserva rotante.

Poiché, in merito alla potenza di distacco teorica vale: $P = p \cdot P_{eq}$, $P_{1,H}$ vale 16,512 MW, mentre $P_{1,f}$ vale 20,400 MW.

Nel seguito si analizzano i risultati in entrambe le casistiche ottenuti utilizzando l'algoritmo dinamico (dLSe).

Ai fini di una corretta visualizzazione dello stato dei carichi, si stabilisce la seguente convenzione che caratterizza i grafici seguenti. Ad ognuno dei carichi viene associato un segnale funzione del tempo, che è attivo nel caso in cui il carico in questione sia in funzione ed è nullo in caso contrario. Quando il segnale è attivo, assume il valore dell'identificativo del carico ad esso corrispondente.

- Caso 1 - $P_{1,H} = 16,512$ MW

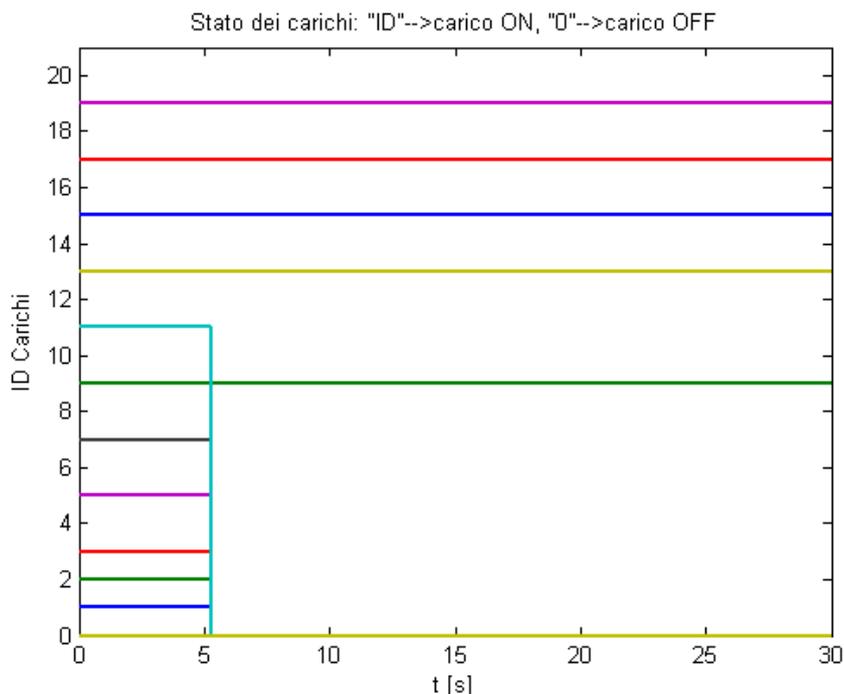


Fig.7.42. Andamento temporale dello stato dei carichi nel caso 1

- Caso 2 – $P_{1,f} = 20,400$ MW

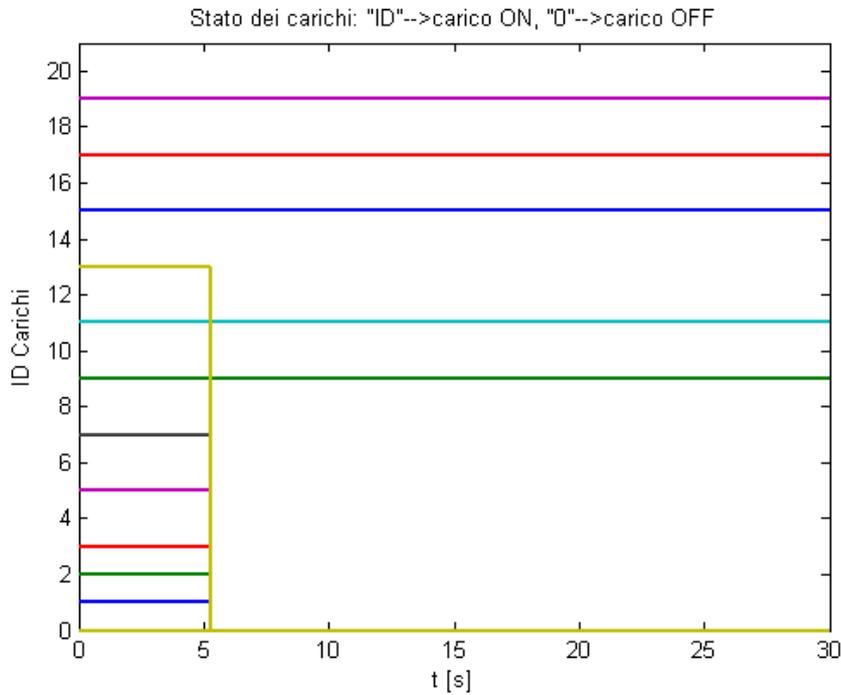


Fig.7.43. Andamento temporale dello stato dei carichi nel caso 2

Dalle Figg. 7.42 e 7.43 si evince che, nel caso 1 avvengono i distacchi dei carichi: 1, 2, 3, 5, 7 e 11, mentre nel caso 2 gli identificativi dei carichi distaccati sono: 1, 2, 3, 5, 7 e 13.

Per verificare che l'algoritmo dLSe esegua correttamente i distacchi, si consideri la Tab.7.3. In entrambi i casi 1 e 2, tutti i carichi relativi ai livelli di priorità 3, 4 e 5 devono essere distaccati poiché la potenza assorbita complessivamente dai carichi aventi tali livelli di priorità è inferiore a P_1 .

Infatti, sia nel caso 1, sia nel caso 2 risulta:

$P_{mid} = \mathbf{tot}_{liv}(5) + \mathbf{tot}_{liv}(4) + \mathbf{tot}_{liv}(3) = 4,000$ MW + 2,000 MW + 10,500 MW = 16,500 MW, dove \mathbf{tot}_{liv} , come già spiegato nel paragrafo 6.8.1, è un vettore di lunghezza N_{pr} che contiene le potenze complessive assorbite dai carichi a ciascun livello.

A questo primo stadio conseguono pertanto i distacchi 1, 2, 3, 5 e 7.

Il secondo stadio prende in considerazione i carichi aventi livello 2 di priorità; tra questi i carichi in funzione sono i seguenti: 13 tale che $\mathbf{P}_l(13) = 0,500$ MW, 11 tale che $\mathbf{P}_l(11) = 6,500$ MW e 9 tale che $\mathbf{P}_l(9) = 9,500$ MW.

In merito al caso 1, si osservi che $P_{1,H} = 16,512$ MW è di poco maggiore di P_{mid} , pertanto, tra i carichi 9, 11 e 13 deve essere scelto il carico di taglia più piccola, ovvero il 13-esimo; in questo modo si ottiene $P_{eff,H} = 17$ MW.

Per quanto riguarda invece il caso 2, come già detto, $P_{2,f} = 20,400$ MW, pertanto, devono essere distaccati carichi per una potenza residua di almeno 3,900 MW. L'algoritmo scorre l'elenco dei carichi con priorità 2 e considera che in questo caso:

- è possibile effettuare un solo distacco per ripristinare le normali condizioni operative;
- il carico che consente di minimizzare la quantità $P_{eff,f} - P_{1,f}$ è l'11-esimo;

Conseguentemente risulta $P_{eff,f} = 23$ MW.

Si osservi infine che in entrambi i casi il numero dei carichi disconnessi è sei e la soluzione del problema di ottimo è la seguente (si ricorda che $\mathbf{B}_{c0} = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0]^T$):

- per il caso 1, $\mathbf{B}_{c,H}^* = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0]^T$;
- per il caso 2, $\mathbf{B}_{c,f}^* = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0]^T$.

Per maggior chiarezza le variazioni di stato dei carichi sono state evidenziate in rosso.

In conclusione, si illustra con questo esempio come, utilizzando l'algoritmo dLSe, si consegua il duplice obiettivo di ottimalità (6.14) precedentemente illustrato, come riassunto in Tab.7.4.

	Caso 1	Caso 2
$\min_{\mathbf{B}_{c}^*} N_d$	$N_{d,H} = 6$	$N_{d,f} = 6$
$\min_{\mathbf{B}_{c}^*} (P_{eff} - P)$	$P_{eff,H} - P_{1,H} = 0,488$ MW	$P_{eff,f} - P_{1,f} = 2,600$ MW

Tab.7.4. Ottimalità del dLSe

Si vuole inoltre sottolineare che, utilizzando l'algoritmo base bLSe, al posto della funzione dinamica dLSe, (di cui si è parlato nel paragrafo 6.8), non si potrebbe conseguire un simile risultato.

Il semplice utilizzo di una tabella dei carichi, riordinata per priorità e per potenza (a parità di livello di priorità) decrescenti e letta dall'alto verso il basso senza cercare dinamicamente un carico o una combinazione di carichi di potenza

commisurata a quella da distaccare, prevedrebbe di distaccare i carichi seguenti: 1, 2, 3, 5, 7 e 9 in entrambi i casi 1 e 2.

Al livello 2 verrebbe cioè distaccato il carico di taglia maggiore, il nono, di potenza 9,500 MW e si avrebbe la seguente soluzione sub-ottima:

$$\mathbf{B}_c^* = [0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0\ 1\ 0]^T.$$

Ne conseguirebbe, infine, il mancato soddisfacimento dell'obiettivo di ottimalità: si raggiungerebbe, il primo obiettivo di minimo (il valore ottimo di N_d), ma non il secondo, ottenendo $P_{eff} = 26$ MW, una potenza di distacco effettiva in entrambi i casi molto maggiore di quella teorica. Tutto queste considerazioni sono riassunte nella Tab.7.5.

	Caso 1	Caso 2
$\min_{B_c^*} N_d$	$N_{d,H} = 6$	$N_{d,f} = 6$
$\min_{B_c^*} (P_{eff} - P)$	$P_{eff,H} - P_{1,H} = 9,488$ MW	$P_{eff,f} - P_{1,f} = 5,600$ MW

Tab.7.5. Sub-ottimalità dell'algorithm base

Capitolo 8

Conclusioni e possibili sviluppi futuri

8.1 Contributo della Tesi

Nella prima parte della Tesi, previa introduzione degli opportuni elementi di modellistica dei sistemi elettrici, è stato sviluppato un modello e il relativo simulatore di un sistema di potenza per impianti industriali. Il modello realizzato è in grado di rappresentare i transitori di frequenza e potenza attiva a seguito di possibili perturbazioni sul sistema a partire da una condizione di equilibrio. In particolare, oltre al comportamento dinamico dei generatori elettrici, sono state considerate le dinamiche temporali legate alla regolazione della frequenza primaria e secondaria.

Successivamente, è stato implementato nell'ambiente software Matlab-Simulink il modello matematico di un semplice sistema di potenza, prestando attenzione agli aspetti legati alla stabilità della soluzione numerica. Il simulatore consente di rappresentare i transitori di frequenza e potenza a seguito di due tipi di perturbazioni: da un lato quelle più lievi legate alla variazione dello stato delle utenze (o carichi) e la conseguente variazione dell'assorbimento di potenza e dall'altro lato quelle gravi dovute ai disservizi di generazione.

Nella seconda parte della Tesi è stato realizzato il sistema di controllo di Load Shedding (LS) per impianti industriali, predisposto per effettuare l'alleggerimento di carico a seguito di disservizi di generazione.

In primo luogo, sono stati studiati approcci diversi di LS, in parte desunti dalla letteratura specialistica e in parte dalla pratica industriale. In seguito è stato sviluppato un nuovo metodo di LS, che rappresenta il vero contributo originale di questa Tesi. In particolare, è stata proposta una nuova soluzione di LS chiamata Hybrid frequency-based Load Shedding (Hf-bLS).

Si tratta di un algoritmo ibrido che nasce dalla commistione di due approcci diversi: uno basato sulla frequenza, indicato con frequency-based Load Shedding (f-bLS) e l'altro basato sulla potenza, indicato con power-based Load Shedding (p-bLS). L'algoritmo sviluppato in questa Tesi è principalmente basato sulla

frequenza e sulla sua derivata, ma utilizza anche informazioni tipiche dell'approccio di p-bLS.

In seguito, il funzionamento delle principali metodologie di LS per impianti industriali, sia quelle già note (f-bLS e p-bLS), sia quella sviluppata in questa Tesi (Hf-bLS), è stato provato sul simulatore del sistema di potenza in diverse condizioni operative e conseguentemente sono state messe a confronto le loro prestazioni. Un importante elemento prestazionale di un algoritmo di LS che è stato valutato è il raggiungimento di un alleggerimento di carico, che corrisponda al minimo indispensabile per preservare il funzionamento del sistema di potenza in condizione di frequenza nominale.

La soluzione di p-bLS, spesso adottata in ambito industriale, ha un vantaggio notevole rispetto a quella di f-bLS: consente lo sfruttamento della riserva rotante disponibile nel sistema di potenza e, conseguentemente, consente di raggiungere l'obiettivo di effettuare il minimo alleggerimento di carico possibile. Tuttavia tale approccio è anche caratterizzato da alcune criticità, che emergono in presenza di disturbi: la soluzione ibrida progettata in questa Tesi è in grado di eliminare tali criticità e, al contempo, preservare il punto di forza (lo sfruttamento della riserva rotante) dell'approccio power-based.

Tra tutti i risultati ottenuti dalle simulazioni, quello di maggiore interesse riguarda il funzionamento del sistema di controllo di LS in presenza di variazioni del consumo di potenza, situazione che è stata indicata con il nome di "disturbo di carico". Si tratta di un caso molto critico, che nelle reali applicazioni industriali può rivelarsi fatale per il sistema di potenza.

Un altro aspetto importante della Tesi risiede nel fatto che è stata data un'impostazione originale alla struttura, che deve essere propria degli algoritmi di LS per impianti industriali, indipendentemente dalla loro natura. Il generico algoritmo di LS è stato suddiviso in alcuni stadi fondamentali: dalla rilevazione delle condizioni di intervento del LS alla scelta dei carichi da distaccare dal sistema di potenza. In merito a quest'ultima fase, che può essere considerata una parte a sé stante dell'algoritmo di LS, è stato realizzato un nuovo algoritmo dinamico, caratterizzato da determinate proprietà di ottimalità circa la scelta migliore dei carichi da disconnettere dal sistema.

8.2 Considerazioni finali sugli approcci Hf-bLS e p-bLS

Dai risultati presentati nel precedente Capitolo 7, emerge chiaramente che l'Hf-bLS presenta i seguenti vantaggi, che lo contraddistinguono dal p-bLS:

- È caratterizzato da una robustezza intrinseca, in quanto può contare su soglie di frequenza opportunamente progettate per intervenire in base alla gravità della situazione. Dispone, infatti, di due modalità di intervento: una in condizioni ordinarie e una in condizioni di emergenza.

- Dispone della misura della frequenza, che è di qualità nettamente superiore rispetto a quella relativa alla potenza. Quest'ultima grandezza, a causa della scarsa rapidità che caratterizza la procedura di interrogazione di tutte le unità periferiche che trasmettono le misure, è affetta da problemi di obsolescenza.
- Per i motivi di cui sopra l'Hf-bLS, a differenza del p-bLS, è in grado di intervenire in modo soddisfacente in tutte le situazioni, anche in quelle più critiche (in presenza di disturbo di carico).
- Per calcolare l'alleggerimento di carico da effettuare durante l'intervento non sono necessarie misure circa l'assorbimento di potenza da parte dei carichi: si noti che si tratta di centinaia o migliaia di informazioni da acquisire dal campo e da elaborare.
- Una conseguenza diretta del punto precedente è che la già citata procedura di interrogazione delle unità periferiche, comunque necessaria per ottenere le potenze dei generatori per il calcolo della riserva rotante, può essere notevolmente velocizzata, ovvero, è possibile abbreviarne la durata, indicata con T_{ciclo} .

Un'eventuale critica che potrebbe essere mossa all'analisi, che mette a confronto i due algoritmi di p-bLS e Hf-bLS è la seguente. Il p-bLS, a differenza dell'Hf-bLS, non dispone di una modalità di intervento in condizioni di emergenza e ciò non rende possibile un confronto alla pari dei due algoritmi: si dovrebbe dotare il p-bLS di una funzionalità aggiuntiva analoga a quella dell'Hf-bLS, in modo da cercare di ottenere prestazioni soddisfacenti anche in caso di disturbo di carico. Tuttavia, tale obiezione si dimostra priva di fondamento, in quanto, anche se fosse possibile realizzare una funzione specifica che realizzi un intervento correttivo di LS, a seguito del primo, in modo simile a quanto avviene nell'Hf-bLS, tale intervento sarebbe tardivo in molti casi. La ragione di questa affermazione risiede nel problema, più volte citato (si veda ad esempio il paragrafo 7.2), legato all'aggiornamento delle potenze e viene spiegata come segue.

Dato che sostanzialmente le uniche misure a disposizione nel p-bLS sono quelle di potenza, l'unico modo possibile per realizzare un eventuale intervento correttivo all'interno del p-bLS sarebbe quello di monitorare la riserva rotante ed intervenire quando essa diventa eccessivamente piccola.

Tuttavia, questo secondo intervento sarebbe completamente inutile, perché non potrebbe essere attuato prima dell'istante in cui avviene il completamento di uno o due (nel caso pessimo) tempi di ciclo di aggiornamento delle potenze.

Infatti, in quell'istante, considerando che T_{ciclo} ha un ordine di grandezza del secondo, il valore della frequenza potrebbe essere in molti casi già al di sotto della soglia (tipicamente 47,5 Hz) di intervento dei dispositivi di protezione dei generatori per minima frequenza. Inoltre, esisterebbe un secondo problema, ovvero quello di quantificare l'alleggerimento da effettuare in condizioni di emergenza: questo non sarebbe affatto un compito semplice. Si ricorda, infatti,

che l'alleggerimento realizzato dall'Hf-bLS nel caso di intervento in condizioni di emergenza si basa su un modello matematico del sistema di potenza, che utilizza la derivata della frequenza per quantificare l'alleggerimento. Nel caso del p-bLS, invece, non è presente alcun modello matematico che possa essere utilizzato anche per le situazioni di emergenza.

Si conclude che, in base ai risultati ottenuti, l'unico modo per garantire la stabilità di un sistema di potenza e il ripristino della frequenza, anche nei contesti più critici, è quello di avvalersi di un metodo di LS, che sia dotato delle misure di frequenza e della sua derivata. Le prestazioni dell'Hf-bLS sono soddisfacenti anche nei più gravi contesti di intervento, dove gli altri approcci di LS esaminati fallirebbero.

Anche se i risultati ottenuti in questa Tesi possono essere considerati completi ed esaustivi, questo lavoro potrebbe essere valutato come punto di partenza per sviluppi futuri. In particolare, è auspicabile il fatto che sia possibile ottenere, nel caso di disturbo di carico, un miglioramento nella determinazione della riserva rotante, che è una grandezza di fondamentale importanza per un valido algoritmo di LS per impianti industriali.

Come emerso alla fine del paragrafo 7.4.2, un problema da cui è affetto qualunque algoritmo di LS (ad esempio l'Hf-bLS o il p-bLS), che sfrutti la riserva rotante, è la difficoltà nel rilevare il valore della riserva rotante stessa in presenza di disturbo di carico. Nonostante questo problema non costituisca una minaccia in grado di mettere in emergenza l'Hf-bLS, la risoluzione dello stesso porterebbe ad evitare di ricorrere al secondo intervento correttivo dell'Hf-bLS e, auspicabilmente, le prestazioni in termini di sfruttamento della riserva rotante potrebbero migliorare. Il problema di cui sopra è dato, non solo dal ritardo e dall'obsolescenza delle misure di potenza disponibili, ma anche dal fatto che la riserva rotante varia (a causa della presenza di un disturbo di carico) secondo le tempistiche della regolazione primaria della frequenza: queste corrispondono al tempo di attesa affinché le potenze dei generatori possano adattarsi alle richieste dei carichi. Di conseguenza, il valore della riserva rotante, rilevato nell'istante di intervento del sistema di LS, in certi casi può essere poco significativo, se il relativo transitorio non è ancora terminato.

Le simulazioni effettuate sul modello del sistema di potenza realizzato, come quelle del Capitolo 7, mostrano che tale problema, di fatto, si verifica solo quando l'istante del deficit di potenza è molto vicino (decimi di secondo) a quello del disturbo di carico, situazione, peraltro, poco probabile.

In tale caso, particolarmente critico, si potrebbe cercare di effettuare delle previsioni circa il valore della riserva rotante a fine transitorio. A tal scopo, potrebbe essere realizzata una funzionalità aggiuntiva, che si avvalga, ad esempio, di un calcolo basato sulla potenza assorbita dai carichi, anziché di uno basato su quella erogata dai generatori. Ciò potrebbe presentare dei vantaggi se si considera che:

- nelle normali condizioni operative il totale assorbimento di potenza coincide con la potenza totale erogata;
- le variazioni della potenza dei carichi normalmente sono molto più repentine rispetto a quelle dei generatori (eccetto i casi di perdita di generazione), in quanto non è coinvolta la regolazione della frequenza.

In questo modo, si potrebbe pensare di effettuare una previsione del valore che la riserva rotante assumerebbe alla fine del transitorio di potenza, dovuto all'aumento del consumo di potenza. Tale previsione potrebbe quindi essere integrata in modo opportuno all'interno di un nuovo algoritmo di LS.

Appendice A

Modello del sistema di adduzione di un generatore termoelettrico

In questa Appendice si riportano gli elementi di modellistica di dettaglio relativi al sistema di adduzione di un impianto termoelettrico [6]. Quanto qui ricavato viene utilizzato nel Capitolo 3 per la realizzazione del modello del sistema di potenza.

Un impianto termoelettrico è essenzialmente costituito da:

- pompa di alimento (per realizzare un incremento di pressione);
- caldaia (per le fasi di surriscaldamento e di ri-surriscaldamento);
- valvola di ammissione del vapore surriscaldato;
- turbina multistadio: alta (AP) e bassa (BP) pressione;
- condensatore;

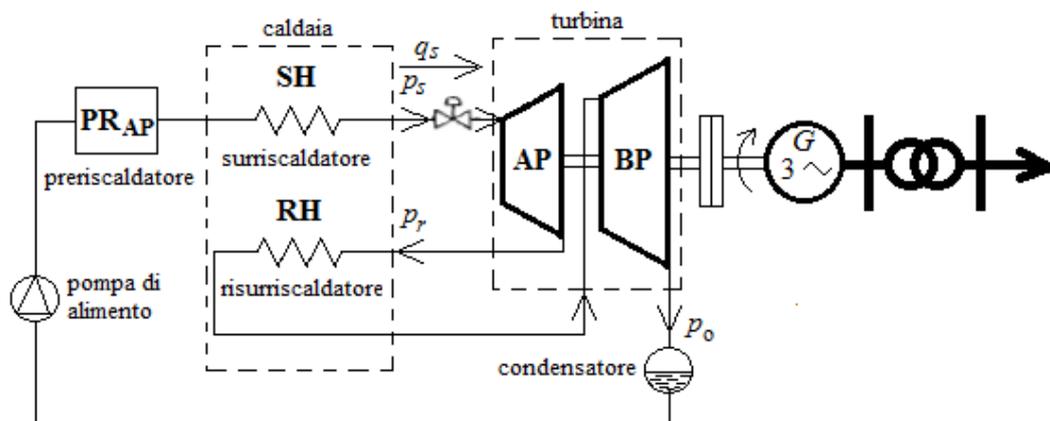


Fig.A.1. Schema di principio di un impianto termoelettrico

A.1 Modello di impianto linearizzato attorno ad una condizione di equilibrio (rappresentazione per piccole variazioni)

In questo paragrafo viene presentato il modello complessivo di un impianto termoelettrico e tale modello viene posto in forma di schema a blocchi descritti da funzioni di trasferimento. Gli elementi di modellistica di questo paragrafo sono tratti da [6].

Il modello complessivo di impianto è costituito da:

- modello della caldaia;
- modello della valvola di ammissione del vapore surriscaldato;
- modello della turbina;

Le parti che sono direttamente coinvolte nella costruzione della funzione di trasferimento di interesse, che è quella che mette in relazione l'apertura della valvola di ammissione del vapore surriscaldato con la potenza motrice sviluppata dalla turbina, sono relative al modello della valvola e della turbina. Il modello della caldaia, peraltro semplificato, invece, è un elemento di contorno all'interno di questa trattazione.

Tutte le grandezze che compaiono nel modello sono espresse nei valori relativi: le pressioni sono riferite alla pressione nominale e analogamente per la portata, per l'apertura e per la potenza meccanica.

A.1.1 Modello della caldaia

Questo modello descrive il legame dinamico tra la pressione $p_s(t)$ in uscita dal surriscaldatore e la portata $q_s(t)$ del vapore surriscaldato controllata tramite la valvola di ammissione.

Un semplice modello [6] per la caldaia è costituito dalle seguenti equazioni non lineari:

$$\begin{cases} p_s(t) = p_v(t) - k_{sH} \cdot q_s^2(t) \\ T_v \frac{dp_v(t)}{dt} = q_i(t) - q_s(t) \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

dove $p_v(t)$ è la pressione del vapore in caldaia e $q_i(t)$, denominato carico della caldaia (a regime eguaglia la portata $q_s(t)$), è un ingresso virtuale coincidente con l'uscita delle regolazioni di caldaia.

La prima equazione rappresenta la caduta di pressione che c'è tra pressione in caldaia $p_v(t)$ e quella in uscita dalla caldaia a causa del surriscaldamento (SH): $k_{sH} \cdot q_s^2(t)$ con $k_{sH} = 0,05 \div 0,10$.

La seconda è dominata dalla costante di tempo principale della caldaia, compresa tra 50 s (caldaie ad attraversamento forzato) e 400 s (caldaie a circolazione naturale o a corpo cilindrico).

Dalle precedenti equazioni, espresse nel dominio temporale, si possono ricavare le corrispondenti equazioni linearizzate rispetto al valore di equilibrio della grandezze nominali ($\bar{p}_s, \bar{p}_v, \bar{q}_s = \bar{q}_i$), direttamente espresse nel dominio della trasformata di Laplace:

$$\begin{cases} \Delta p_s(s) = \Delta p_v(s) - k \cdot \Delta q_s(s) \\ \Delta p_v(s) = \frac{1}{s \cdot T_v} \cdot [\Delta q_i(s) - \Delta q_s(s)] \end{cases} \quad (A.2)$$

dove $k = 2k_{sH} \cdot \bar{q}_s = 0,1 \div 0,2$, quando $\bar{q}_s = 1$ (portata pari alla nominale).

A.1.2 Modello della valvola: caratteristica statica portata-apertura

La relazione tra la portata e l'apertura della valvola è descritta da una funzione algebrica non lineare dipendente anche dalla pressione del surriscaldatore $p_s(t)$, oltre che dall'apertura stessa:

$$q_s(t) = f(p_s(t), a(t)) \quad (A.3)$$

Si noti che si è indicato con $a(t)$ l'apertura della valvola di ammissione del vapore in turbina e con $q_s(t)$ e $p_s(t)$ rispettivamente la portata e la pressione del vapore surriscaldato.

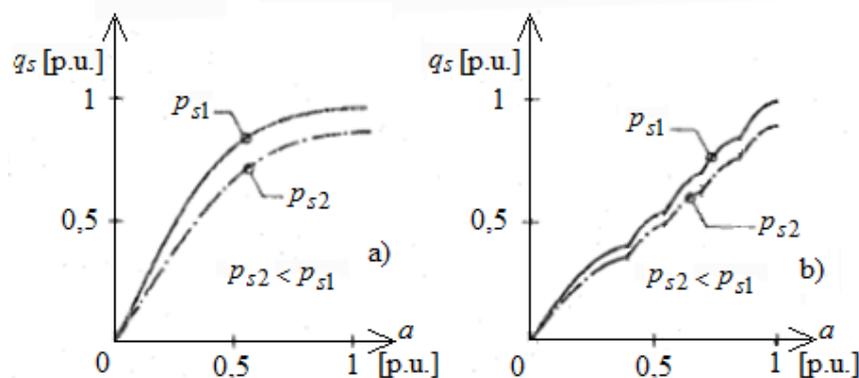


Fig.A.2. Caratteristiche statiche portata-apertura valvole per le turbine termiche al variare della pressione del vapore surriscaldato. a) ammissione ad arco totale, b) ammissione ad arco parziale

La non linearità solitamente è compensata introducendo una non linearità complementare nel sistema di comando della valvole.

Per linearizzazione della caratteristica non lineare attorno al punto di equilibrio $(\bar{p}_s, \bar{p}_v, \bar{q}_s)$ si ottiene:

$$\Delta q_s(t) = k_p \Delta p_s(t) + k_a \Delta a(t) \quad (\text{A.4})$$

con k_p e k_a ricavabili effettuando le derivate parziali della portata rispetto alla pressione e rispetto alla apertura valutate nel punto di equilibrio.

Ricorrendo alla trasformata di Laplace, si ottiene un'espressione del tutto analoga alla (A.4):

$$\Delta q_s(s) = k_p \Delta p_s(s) + k_a \Delta a(s) \quad (\text{A.5})$$

A.1.3 Modello della turbina: espressione linearizzata della potenza meccanica sviluppata nella fase di espansione del vapore

In [6] si spiega come sia possibile pervenire alla seguente funzione di trasferimento tra portata della valvola di ammissione, $q_s(t)$, e potenza meccanica, $p_m(t)$, complessivamente prodotta dalla turbina, tenendo conto di entrambi gli stadi AP e BP ($p_m(t) = p_{AP}(t) + p_{BP}(t)$):

$$\Delta p_m(s) = \left(\alpha + \frac{\beta}{1 + sT_R} \right) \Delta q_{AP}(s) \quad (\text{A.6})$$

con:

- $T_R = 10 \div 15$ s, costante di tempo del ri-surriscaldatore;
- α, β parametri legati ai rapporti tra le potenze prodotta a regime \bar{p}_{AP} e \bar{p}_{BP} dagli stadi di AP e BP rispettivamente e la potenza meccanica totale a regime \bar{p}_m . Si noti che questi parametri sono tali che:

$$\alpha + \beta = 1 \quad (\text{A.7})$$

Valori tipici sono $\alpha = 0,3 \div 0,35$ p.u./p.u. e $\beta = 0,7 \div 0,65$ p.u./p.u.

La portata $q_{AP}(t)$ del vapore negli stadi di alta pressione della turbina è dinamicamente diversa dalla portata $q_s(t)$ del vapore surriscaldato a causa dell'accumulo di massa del vapore che si ha nella turbina stessa.

In [6] viene mostrato come si possa tenere conto di ciò, introducendo la costante di tempo T_{sc} , detta costante di tempo di steam-chest:

$$\Delta q_{AP}(s) = \frac{1}{(1+sT_{sc})^2} \Delta q_s(s) \quad (\text{A.8})$$

con $T_{sc} = 0,2 \div 0,5$ s.

In base alle equazioni (A.6) e (A.8) risulta:

$$\frac{\Delta p_m(s)}{\Delta q_s(s)} = \frac{1}{(1+sT_{sc})^2} \cdot \left(\alpha + \frac{\beta}{1+sT_R} \right) \quad (\text{A.9})$$

A.1.4 Modello complessivo del sistema di adduzione

In base a quanto definito nei precedenti paragrafi, la funzione di trasferimento $g_a(s)$ tra variazioni d'apertura delle valvole di ammissione e variazioni di potenza meccanica si ottiene moltiplicando le singole funzioni di trasferimento viste in precedenza:

$$\begin{aligned} g_a(s) &= \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta a(s)} = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta q_{AP}(s)} \cdot \frac{\Delta q_{AP}(s)}{\Delta q_s(s)} \cdot \frac{\Delta q_s(s)}{\Delta a(s)} \\ &= \frac{(\alpha + \beta) + s\alpha T_R}{1+sT_R} \cdot \frac{1}{(1+sT_{sc})^2} \cdot k_a \quad (\text{A.10}) \\ &= k_a \cdot \frac{1}{(1+sT_{sc})^2} \cdot \frac{1+s\alpha T_R}{1+sT_R} \end{aligned}$$

in cui il guadagno statico $k_a = \left. \frac{\partial q_s}{\partial a} \right|_{eq}$ è la pendenza della caratteristica portata-apertura a pressione costante e quindi è fortemente dipendente dal punto di lavoro.

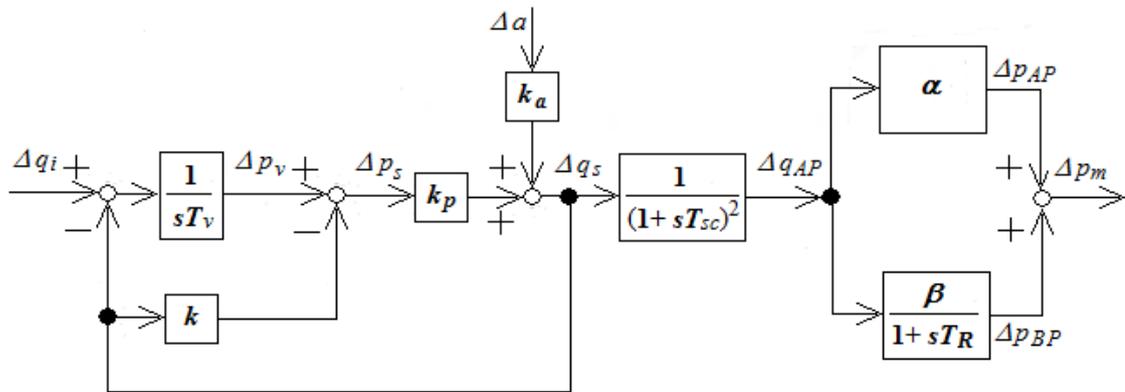


Fig.A.3. Schema a blocchi linearizzato comprensivo di caldaia e turbina di un impianto termoelettrico

A.2 Rappresentazione del modello di impianto per grandi variazioni

Per l'analisi a seguito di grandi perturbazioni, quali forti variazioni di carico in rete, occorrerebbe a rigore rappresentare in dettaglio le non linearità presenti tra errore di frequenza e potenza meccanica.

Spesso, tuttavia, si ricorre ancora ai modelli linearizzati, a cui vengono sovrapposte alcune non linearità: queste possono riguardare tanto quelle che caratterizzano il sistema sotto controllo, quanto quelle del sistema di regolazione.

Tra queste ultime si annoverano:

- le saturazioni di velocità del servomotore in apertura e chiusura (spesso sono trascurate);
- le saturazioni di posizione del servomotore (fine corsa) corrispondenti a completa apertura e chiusura;

A livello, invece, di sistema sotto controllo è rilevante la non linearità della portata di vapore in dipendenza dall'apertura della valvola di ammissione. Tuttavia, tipicamente, queste possono essere del tutto trascurate, in quanto vengono compensate.

Pertanto, l'unica non linearità significativa è la saturazione di posizione della valvola di ammissione: nel caso di funzionamento "caldaia segue" (si veda [6]), trascurando la dinamica veloce del servomotore di regolazione, che corrisponde ad assumere $\theta(t)$ coincidente con la variabile in uscita dal blocco del regolatore ($g_r(s) = 1/b_p$), ci si può ricondurre allo schema di Fig.A.4.

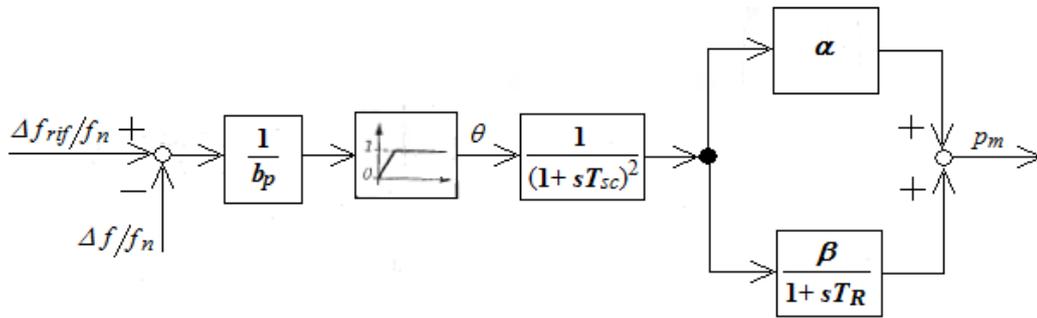


Fig.A.4. Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità della turbina e del sistema di adduzione di un gruppo termoelettrico (sono trascurate le variazioni di pressione e il funzionamento è “caldaia segue”)

Valori tipici dei parametri dello schema a blocchi di Fig.A.4 sono:

$$b_p = 0,05 \quad T_b = 0,3 \text{ s} \quad T_{sc} = 0,5 \text{ s} \quad \alpha = 0,3 \quad \beta = 0,7 \quad T_R = 10 \div 15 \text{ s}$$

Si riporta, infine, nella Fig.A.5 lo schema semplificato e del tutto analogo al precedente, relativo alla regolazione di gruppi con turbine a gas:

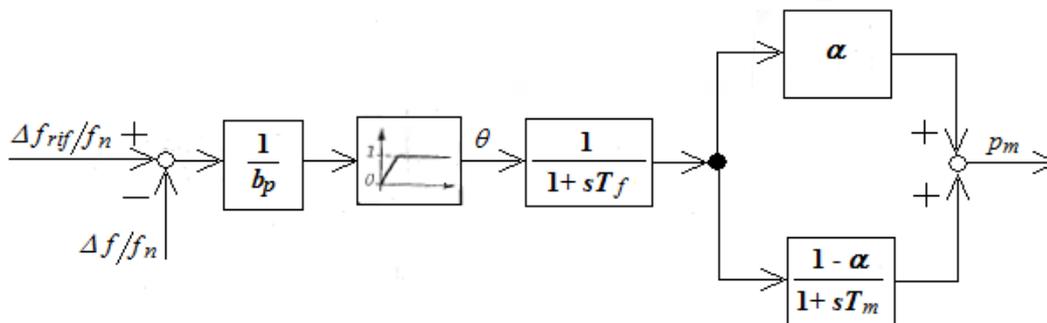


Fig.A.5. Schema a blocchi semplificato per grandi variazioni del regolatore di velocità per turbine a gas

Si osservi che nello schema a blocchi di Fig.A.5 si è indicato con T_f la costante di tempo del combustibile mentre con T_m quella del motore; α è il guadagno transitorio del motore.

Valori tipici dei parametri dello schema a blocchi di Fig.A.5 sono:

$$b_p = 0,05 \quad T_b = 0,3 \text{ s} \quad T_f = 0,1 \div 0,2 \text{ s} \quad \alpha = 0 \div 0,4 \text{ p.u./p.u.} \quad T_m = 0,2 \div 1 \text{ s}$$

È immediato, confrontando i valori numerici per la turbina a gas con quelli relativi a quella a vapore, rilevare che la regolazione di frequenza con turbine a gas è molto più rapida.

A.3 Regolatori di velocità

Questo paragrafo è un'integrazione della parte riportata nel paragrafo 3.2 in merito ai regolatori primari di frequenza. Si assumano le seguenti ipotesi:

- valvole di intercettazione completamente aperte;
- variazioni di pressione surriscaldato $\Delta p_s(t)$ trascurabili.

La funzione di trasferimento del sistema adduttore e della turbina è la $g_a(s)$. Se si trascura il ritardo rappresentato dalla costante di tempo T_{sc} , si riconosce (in base a quanto detto nel paragrafo 3.2.2) che la forma desiderata per la $g_f(s)$ è già realizzata dalla $g_a(s)$ stessa a meno di una costante moltiplicativa. In altre parole, in questo caso al regolatore di velocità è richiesta solamente un'azione proporzionale.

Supponendo in prima approssimazione $g_v(s) \approx k_v$ (si trascura la dinamica dell'attuatore della valvola) e indicando con $1/b$ il guadagno incognito della $g_r(s)$, dalla

$$g_f(s) = g_a(s) \cdot g_v(s) \cdot g_r(s) = \frac{1}{b_p} \cdot \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (\text{A.11})$$

si deduce che:

$$1/b_p = k_a \cdot k_v \cdot 1/b \Rightarrow 1/b = 1/b_p \cdot \frac{1}{k_a \cdot k_v} \quad (\text{A.12})$$

Per quanto riguarda il polo e lo zero della $g_f(s)$, invece, valgono rispettivamente: $T_1 = T_R$ e $T_2 = \alpha T_R$.

Una scelta opportuna per la pulsazione di taglio ricade nell'intervallo di alta frequenza: $1/T_2 \ll \omega_{cp} \ll 2 \text{ rad/s}$.

Valori tipici di T_R e α sono $T_R = 10 \div 15 \text{ s}$ e $\alpha = 0,3 \div 0,35$

Se le non linearità, che rendono k_v e k_a variabili in funzione del punto di lavoro, sono completamente compensate (per evitare instabilità al variare del punto di lavoro), si può ritenere che in ogni condizione di funzionamento:

$$k_v = k_a = 1 \text{ p.u./p.u.}, \quad (\text{A.13})$$

e di conseguenza:

$$b = b_p \quad (\text{A.14})$$

Nella realtà, infine, è sempre presente la dinamica (solitamente trascurata) del servomotore (rappresentato dalla funzione di trasferimento $g_v(s)$), la cui uscita comanda l'apertura della valvola, caratterizzata da un polo con costante di tempo $T_s \approx 0,02$ s.

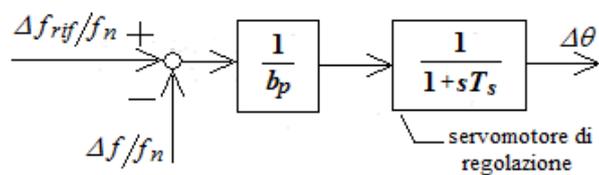


Fig.A.6. Schema a blocchi linearizzato di un regolatore di velocità per gruppi termoelettrici

Appendice B

Implementazione del sistema di controllo di Load Shedding in ambiente Matlab-Simulink

In questa Appendice si dà una descrizione dell'implementazione del sistema di controllo di LS per impianti industriali, limitandosi per brevità alle sole funzioni principali. Le funzionalità qui illustrate, così come le parti tralasciate, sono simulate attraverso blocchi di elaborazione essenzialmente di tipo logico e di funzioni algebriche.

Le varie tipologie di LS illustrate nel Capitolo 6 vengono implementate in ambiente Matlab-Simulink all'interno del simulatore, illustrato nel Capitolo 5. Precisamente esse vengono realizzate all'interno del blocco `Load Shedding`, a sua volta contenuto nel blocco `Controllo` del simulatore.

B.1 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel power-based Load Shedding

I primi due stadi dell'algoritmo di p-bLS sono implementati all'interno dei blocchi `p-bMD` e `p-bPC`.

B.1.1 Implementazione dell'algoritmo p-bMD

Nel blocco `p-bMD` vengono elaborati tre segnali, $r_d(t)$, $P_{m,d}(t)$ e $MS(t)$; tali elaborazioni sono a cura di tre blocchi che richiamano altrettante Matlab Functions eseguite on-line: esse sono: `r_calcolo`, `generator_failure_detection_1` e `generator_failure_detection_2`.

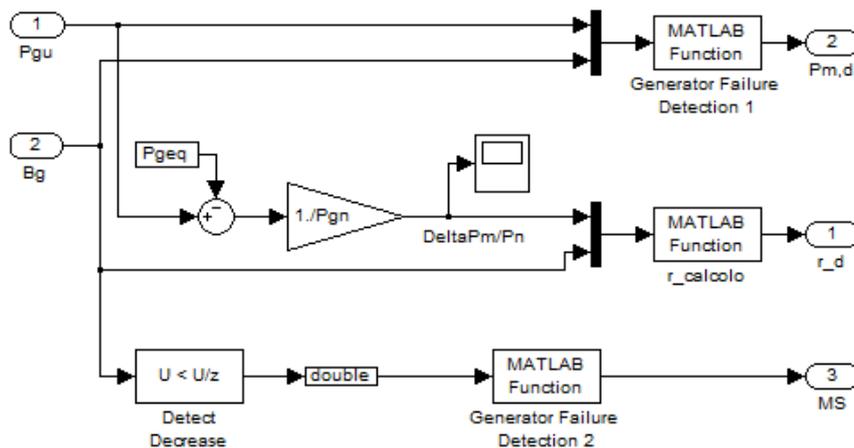


Fig.B.1. Schema Simulink di p-bMD

La prima, $r_calcolo$, a partire dalle grandezze $P_{g,u}(t)$ (vettore contenente la potenza erogata dai generatori aggiornata) e $B_g(t)$ (vettore contenente lo stato dei generatori) si occupa di ricalcolare tempestivamente la riserva rotante nel caso di disservizi di generazione, producendo in uscita $r_d(t)$.

```
function [r_d]=r_calcolo(u)

Ng=length(u)/2;
pgu=u(1:Ng);
bg=u(Ng+1:2*Ng);

% pgu = vettore [1x3]: è la potenza in pu di ogni generatore
% bg = vettore [1x3]: è lo stato di ogni generatore
% Questa funzione calcola la riserva rotante istantanea
% totale
% Prima viene calcolata quella del singolo generatore:
% se bg(i) = 0, viene annullata la riserva rotante del
% generatore i-esimo
% se invece il generico generatore è in servizio si calcola
% la sua riserva rotante che evolve nel tempo a causa dei
% disturbi che si presentano: R(i)=Pgn(i)-Pmu(i) dove Pm(i),
% la potenza regolante, cambia dinamicamente in base a
% pgu(i).

global Pgn Pgeq Pn Pmu

flagP=bg;

for i=1:Ng
    Pmu(i)=pgu(i).*Pgn(i)+Pgeq(i); % Potenza dall'i-esimo
                                   % generatore
    R(i)=(Pgn(i)-Pmu(i))*flagP(i); % Riserva per ogni
                                   % generatore
end
```

```

end
Rtot=sum(R); % Riserva rotante totale
% [W]
r_d=Rtot/Pn; % Riserva rotante totale
% [pu]

```

La seconda, `generator_failure_detection_1`, a partire dalle grandezze $P_{g,u}(t)$ e $B_g(t)$ consente di ricalcolare tempestivamente la potenza totale generata nel caso di disservizi di generazione, producendo in uscita $P_{m,d}(t)$.

```

function [Pmd]=generator_failure_detection_1(u)

dim=length(u);
Ng=dim/2;
pgu=u(1:Ng);
Bg=u(Ng+1:dim);

for i=1:Ng
    power(i)=pgu(i)*Pgn(i)*Bg(i);
end

Pmd=sum(power);

```

La terza, `generator_failure_detection_2`, infine a partire dalla grandezza $B_{g_var}(t)$ si occupa di attivare all'istante del disservizio il segnale $MS(t)$. $B_{g_var}(t)$ viene ottenuta inserendo un blocco `detect decrease` sul segnale $B_g(t)$.

Questa funzione è molto semplice, in quanto si limita a cambiare lo stato dell'uscita nell'istante di variazione di almeno uno degli elementi di $B_g(t)$.

```

function [MS]=Generator_failure_detection_2(Bg_var)

flagG=0;

for i=1:length(Bg_var)
    if Bg_var(i)==1
        flagG=1;
    end
end

MS=flagG;

```

B.1.2 Implementazione dell'algoritmo p-bPC

Il blocco p-bPC è costituito essenzialmente da due blocchi interni:

- `calcolo_alleggerimento_lordo`, calcola l'alleggerimento lordo;
- `elaborazione_r` si occupa di elaborare il segnale di riserva rotante.

La Fig.B.2 mostra la struttura interna del blocco `calcolo_alleggerimento_lordo`. Esso riceve in ingresso $MS(t)$, $P_{m,d}(t)$ e $P_{c,u}(t)$.

In merito al segnale di consumo di potenza aggiornato, $P_{c,u}(t)$, si intende precisare un calcolo che è stato ommesso per brevità: $P_{c,u}(t)$ viene ricavato dal segnale vettoriale delle potenze assorbite da tutti i carichi, $P_{l,u}(t)$, semplicemente sommando tutti i suoi elementi.

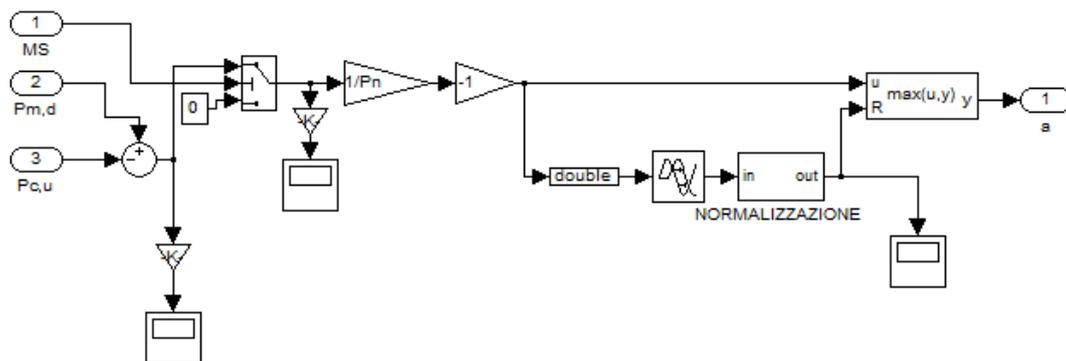


Fig.B.2. Schema Simulink per il calcolo dell'alleggerimento lordo nel p-bPC

In primo luogo, il blocco di cui sopra effettua la differenza tra $P_{m,d}(t)$ e $P_{c,u}(t)$; il segnale in uscita dal nodo sommatore deve essere valutato solo quando $MS(t)$ è attivo: ciò viene realizzato col blocco `switch` che, di fatto, consente di campionare il segnale differenza al momento opportuno.

Nel seguito, il segnale prodotto precedentemente viene opportunamente scalato ed elaborato in modo che abbia una durata temporale opportuna; in tal senso il blocco `max(u,y)` viene usato come mantentore fino a quando non si attiva il relativo segnale di reset.

L'alleggerimento lordo calcolato deve essere diminuito per ottenere la potenza di distacco teorica. Questo viene elaborato dal secondo blocco di p-bPC, `elaborazione_r`, illustrato nel paragrafo B.3.2, relativo al blocco `r_square_calculator`, implementato esattamente allo stesso modo.

B.2 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel frequency-based Load Shedding

La parte di pre-elaborazione sia di MD sia di PC è a cura del m-file `Ini_fbLS`, mentre la parte dinamica degli algoritmi di f-bMD e f-bPC è implementata all'interno dei blocchi omonimi `f-bMD` e `f-bPC`.

B.2.1 Implementazione della pre-elaborazione di f-bMD e f-bPC

In questo paragrafo si riporta il codice che riguarda sia il calcolo dei vettori delle soglie di intervento in derivata (per l'algoritmo di MD), sia il calcolo degli alleggerimenti (per l'algoritmo di PC).

Il m-file `Ini_fbLS` si occupa di condurre i seguenti calcoli statici.

```
deltafp=fn/Ta*deltad*0.01;    % [Hz/s] distanza tra due
                               % soglie consecutive

fp1=-fn/Ta*dmin;             % soglia minima (in valore assoluto) di
                               % intervento
fpnt=-fn/Ta*dmax;            % soglia massima (in valore assoluto) di
                               % intervento

% calcola le soglie (intermedie) di intervento in derivata
fpstar=fpnt:deltafp:fp1;
fp=seqreverse(fpstar); % li ordina in verso decrescente
nt=length(fp);
znt=zeros(nt,1);

% calcola gli alleggerimenti
astar=-Ta/fn*fpstar;
a=seqreverse(astar(1:nt-1));
```

Si noti che `fp` è un vettore pensato in modo che i suoi elementi siano ordinati in senso decrescente: dal valore di derivata minore in valore assoluto (situazione meno pericolosa) a quello maggiore in valore assoluto (situazione più pericolosa).

Si osservi che l'ultima riga di codice scarta il primo elemento del vettore `a(t)` perché quel valore rappresenta il caso corrispondente ad una derivata così piccola in valore assoluto che, nelle ipotesi fatte, non occorre intervenire.

In merito alla scelta dei parametri `dmin` e `dmax` vale la seguente spiegazione. In linea generale, `dmin` e `dmax` dovrebbero corrispondere rispettivamente al più piccolo e al più grande disservizio di generazione possibile nel sistema di potenza: il valore di `dmin` pertanto va scelto in relazione alla potenza del generatore di

taglia più piccola, mentre quello di d_{max} in relazione alle potenze dei generatori di taglia maggiore.

Naturalmente l'algoritmo di LS, nel suo complesso, deve essere progettato per intervenire nel caso in cui si presentino più disservizi lungo un certo orizzonte temporale e questo pone il problema di considerare eventualmente deficit cumulativi.

Per la scelta di d_{max} , nella maggior parte dei casi può non essere necessario considerare un deficit di tipo cumulativo, perché la derivata della frequenza (corrispondente al deficit) ad ogni disservizio comincia la sua discesa a partire da un valore che dovrebbe essere pari circa a quello nominale di 0 Hz/s, a cui si è riportata a seguito dell'intervento del LS al precedente disservizio.

Invece, nel caso di due eventi di disservizio consecutivi molto ravvicinati nel tempo (meno di un secondo) o addirittura coincidenti e tali che, al presentarsi del secondo evento, la derivata della frequenza non ha ancora raggiunto 0 Hz/s (caso che sotto l'ipotesi di indipendenza tra eventi di guasto è assai improbabile), occorre considerare un deficit di tipo cumulativo e scegliere un d_{max} pari alla somma delle potenze dei due generatori di taglia maggiore. Naturalmente questa considerazione è estendibile anche a più di due eventi di disservizio.

Considerando nuovamente l'equazione (6.2) relativa al bilancio dinamico di potenza, si nota che il valore della derivata della frequenza immediatamente dopo il deficit non dipende dalla riserva rotante, grandezza che evolve secondo le dinamiche tipiche della regolazione primaria; è vero, altresì, che la regolazione primaria influenza la durata dei transitori di frequenza e della sua derivata in seguito a squilibri di potenza (lato generazione e/o lato utenza).

È evidente che quanto maggiore è la riserva rotante tanto migliore è la capacità del sistema di potenza (indipendentemente dal LS) di adattarsi ad aumenti (comunque contenuti) della potenza richiesta dai carichi.

Al riguardo, si osservi che, se si desidera evitare l'intervento del f-bLS nei casi in cui basterebbe la sola azione della regolazione primaria e cioè nei casi in cui ci sia sufficiente riserva rotante, occorre aumentare d_{min} , a patto di tollerare un ripristino della frequenza più lento.

B.2.2 Implementazione della parte dinamica dell'algoritmo f-bMD

Si procede, per brevità, con la descrizione della sola parte di rilevazione in condizioni ordinarie.

Gli ingressi del blocco MD sono i segnali misurati $f(t)$ e $df(t)/dt$ e in più il vettore f_p che contiene le soglie di derivata della frequenza. L'uscita invece è il segnale booleano $B_{nt}(t)$ (vettore definito nel paragrafo 6.5.1).

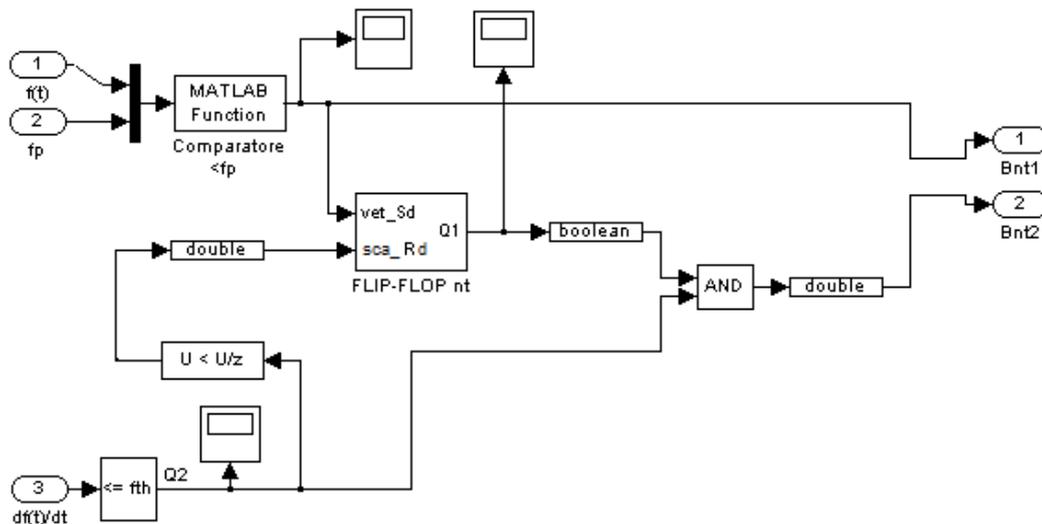


Fig.B.3. Contenuto del blocco Simulink f -bMD; implementazione di sf-bMD (uscita B_{nt1}) e di ff-bMD (uscita B_{nt2})

Per quanto riguarda l'uscita $B_{nt}(t)$, questa può assumere andamenti temporali diversi, in base alla modalità di rilevazione selezionata (sf-bMD e ff-bMD).

Si è già osservato nel paragrafo 6.5.1 che l'informazione di interesse circa il superamento o meno delle soglie di intervento in derivata è quella disponibile all'istante immediatamente dopo il deficit, anche se l'attivazione del f-bLS avviene nel seguito, nel caso avvenga un superamento della soglia di frequenza f_{th} .

Se si adotta una rilevazione di tipo sf-bMD, occorre un algoritmo che sia in grado di salvare in una memoria l'eventuale superamento delle soglie di intervento in derivata, in modo da disporre di questa informazione in seguito, quando si verifichi l'eventuale superamento della soglia f_{th} .

A tal scopo è stato costruito un blocco apposito denominato FLIP-FLOP nt : la parte principale di tale blocco è costituito dalla Matlab Function `flf1` che implementa il comportamento di un flip flop SR esteso al caso vettoriale, in cui non sia nota a priori la dimensione n_t del vettore di ingresso.

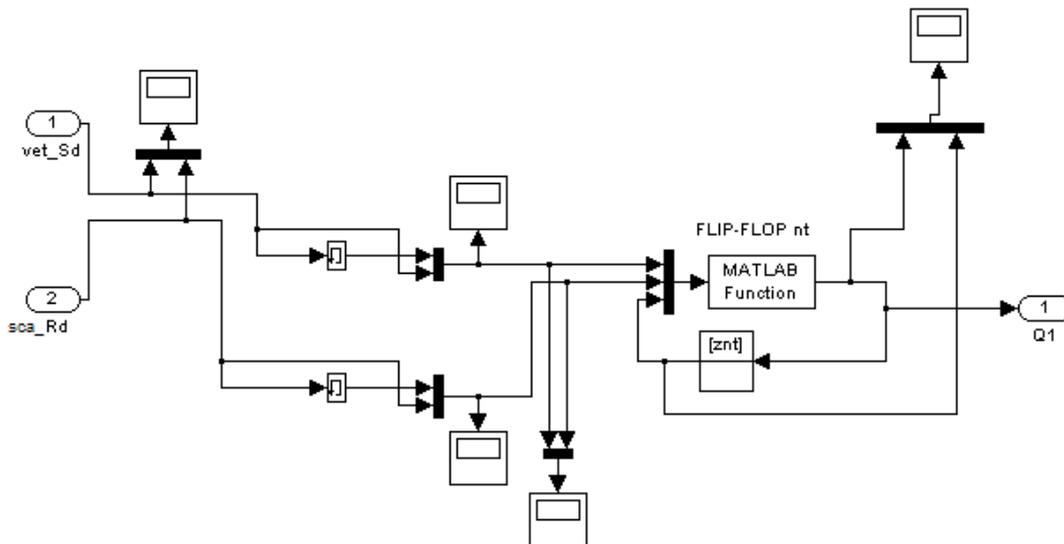


Fig.B.4. Blocco Simulink FLIP FLOP nt

Il blocco FLIP-FLOP nt riceve in ingresso il segnale booleano vettoriale di set $vet_Sd(t)$ proveniente dall'uscita dal blocco comparatore e il segnale booleano di reset $sca_Rd(t)$: tali informazioni, così come sono, non sono tuttavia sufficienti per essere date in ingresso alla Function `flf1`. Infatti, per poter individuare le variazioni dei segnali di set e reset da '0' a '1' e viceversa, è fondamentale conoscere ad ogni istante anche lo stato precedente di tali segnali, nonché, è necessario conoscere pure lo stato precedente del segnale di uscita $Q_1(t)$ per poter effettuare la funzione di memoria (o mantenimento).

Per questo motivo la Function `flf1` è caratterizzata da ben cinque ingressi: $vet_Sd(t^-)$, $vet_Sd(t)$, $sca_Rd(t^-)$, $sca_Rd(t)$ e $Q_1(t^-)$ di cui i primi due e l'ultimo sono vettori di lunghezza n_t , mentre i restanti sono scalari. Si intende ovviamente che il segnale di reset sia uno solo e provveda ad azzerare tutti i bit dell'uscita.

Per valutare i segnali in un istante precedente a quello attuale, in simulazione sono stati utilizzati dei blocchi di ritardo che applicano uno sfasamento temporale pari ad un passo di integrazione del solutore numerico; si osservi infine che il segnale $Q_1(t)$ deve essere retroazionato in ingresso alla Function.

Se si adotta il tipo di rilevazione `ff-bMD`, la relativa parte di implementazione è molto più semplice perché è sufficiente utilizzare un comparatore vettoriale.

B.2.3 Implementazione della parte dinamica dell'algoritmo f-bPC

La parte dinamica dell'algoritmo è realizzata all'interno del blocco f-bPC, essenzialmente per mezzo di due blocchi in cascata che richiamano due Matlab Function:

- Rule_selector ;
- a_selector ;

La prima riceve in ingresso il vettore $B_{nt}(t)$ e produce in uscita l'identificativo della regola corrispondente. La seconda, invece, riceve in ingresso l'identificativo della regola stessa e il vettore $a_v(t)$ e restituisce l'alleggerimento lordo $a(t)$.

Le due Matlab Function riportano anche possibili anomalie per mezzo di segnali di allarme: la prima segnala un'anomalia nel caso in cui $B_{nt}(t)$ assuma valori inattesi (non può contenere uno o più '0' a sinistra di un '1'), mentre il secondo dà un messaggio d'allerta se si è attivata la regola $\#n_i$.

Si riporta il codice delle due Functions sopracitate (si è usata la convenzione di rappresentare con u l'ingresso e con y l'uscita).

```
function [y]=Rule_selector(u)
% Funzione per generare gli identificativi delle nt regole,
% in base ai valori assunti dagli elementi del vettore
% booleano

v=sum(u);

% gestione errori
alarm=0;
if v>0
    f=find(u);
    ind=f(length(f));

    for i=1:ind
        if u(i)==0
            alarm=1;
        end
    end
end

y(1)=v;
y(2)=alarm;

function [y]=a_selector(u)
% L'algoritmo seleziona il valore di alleggerimento lordo
% dal vettore di alleggerimento in base alla regola attivata
% dall'algoritmo a monte "Rule selector"
```

```

Rule=u(1);
a_v=u(2:length(u));

% Rule regola attivata
% a_v vettore degli alleggerimenti
% a alleggerimento scelto in base a Rule

a=0; % inizializzazione necessaria
alarm=0;

for i=1:length(a_v)
    if Rule==i
        a=a_v(i);
    end
end

if Rule==length(a_v)+1 % regola per un caso estremo
    a=a_v(length(a_v));
    alarm=1;
end

% Se viene superata anche l'ultima soglia (cosa che
% teoricamente non dovrebbe accadere in quanto questa è
% dimensionata per il massimo deficit plausibile) la
% funzione emette comunque l'alleggerimento più
% grande del vettore av. Se non si usasse questa regola
% ulteriore l'algoritmo porrebbe a = 0, il che è chiaramente
% inaccettabile.

y(1)=a;
y(2)=alarm;

```

Perciò, se ad esempio, $Rule = 4$ (si è attivata la regola #4 a causa del superamento: $f(t) < \mathcal{F}_4$), allora $a = a_v(4)$. Analogamente per le altre regole.

Si osservi che vale l'inizializzazione $a = 0$, perciò se nessuna regola si attiva, l'alleggerimento è nullo.

Il vettore $a_v(t)$ è un ingresso della funzione $a_selector$, affinché all'algoritmo si conferisca una maggiore generalità e questo possa essere utilizzato anche nel caso di Hf-bPC, in cui l'ipotesi di T_a costante è rilassata.

B.3 Implementazione degli algoritmi di MD e PC nel'Hybrid frequency-based Load Shedding

Le parti dinamiche degli algoritmi Hf-bMD e Hf-bPC sono implementate nei blocchi omonimi Hf-bMD e Hf-bPC. Per evitare inutili ripetizioni di quanto riportato nel paragrafo B.2, vengono descritte solo le funzionalità aggiuntive rispetto a quelle dei blocchi f-bMD e f-bPC.

B.3.1 Implementazione dell'algoritmo Hf-bMD

Per questa parte non sussistono variazioni strutturali rispetto all'algoritmo di f-bPC, se non per il fatto che vengono impiegati segnali diversi dal tradizionale $df(t)/dt$, sia nella parte di rilevazione in condizioni ordinarie, sia nella parte di rilevazione in condizioni di emergenza. Poiché tali segnali vengono calcolati all'interno del blocco `Funzioni ausiliarie`, si rimandano a tale parte le spiegazioni al riguardo.

B.3.2 Implementazione dell'algoritmo Hf-bPC

Il blocco di Hf-bPC, rispetto a quello di f-bPC, riceve due ingressi ulteriori: $r_d(t)$ e $T_a(t)$.

L'elaborazione di queste due grandezze viene effettuata da parte di due appositi blocchi, che si trovano nel blocco `Funzioni Ausiliarie`: il loro funzionamento viene descritto nel paragrafo B.3.3.

In base a quanto detto nel paragrafo 6.7.3, la potenza di distacco teorica $p(t)$ viene calcolata in accordo alla equazione (6.13).

Nel seguito viene spiegato in che modo sono ottenute le grandezze $a(t)$ e $r_d(t)$, che compaiono in tale formula.

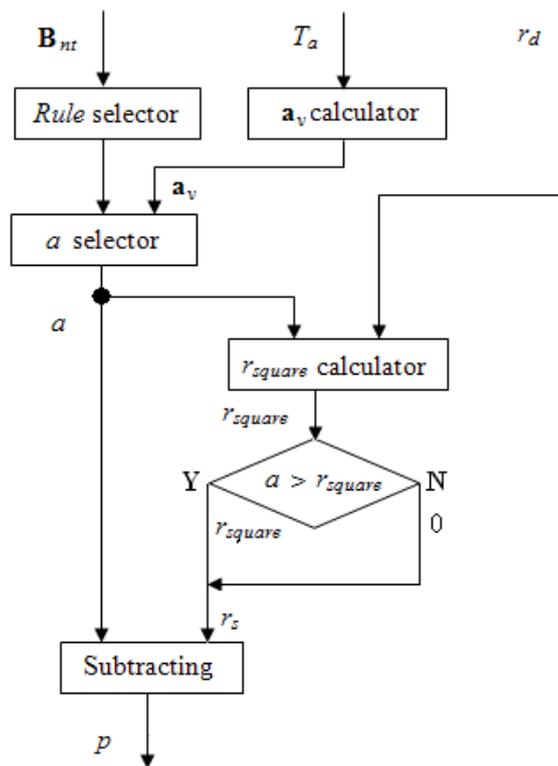


Fig.B.5. Schema a blocchi dell'HF-bPC

Nella Fig.B.5, che mostra la struttura del blocco HF-bPC, sono presenti da un lato i medesimi blocchi dell'algorithm f-bLS puro, ovvero le funzioni Rule_selector e a_selector e dall'altro altri tre blocchi:

- r_square_calculator;
- il blocco di verifica: $a > r_square$;
- a_v calculator;

Tali blocchi sono descritti nel seguito.

Blocco r_square calculator

Il segnale di riserva rotante $r_d(t)$ ha un andamento temporale che non è adatto ad essere utilizzato direttamente dal controllore di LS, che necessita di un'informazione che sia significativa solo negli istanti in cui il controllore stesso deve intervenire. Da questo fatto nasce la necessità di effettuare il campionamento di tale grandezza nell'istante di interesse t^* in cui si attiva una regola di LS. Nella fattispecie, il blocco r_square calculator campiona il segnale $r_d(t)$ nell'istante t^* in cui si attiva una determinata regola di LS: tale segnale viene indicato con $r_camp(t)$. Successivamente, il blocco realizza in uscita un segnale a doppio gradino (uno positivo e l'altro sfasato negativo) indicato con $r_square(t)$:

- di durata pari esattamente a quella del segnale di alleggerimento;

- di ampiezza pari al valore campionato.

Per far ciò, il blocco necessita in ingresso di $r_d(t)$ e di $a(t)$: si osservi la Fig.B.6 che descrive il funzionamento del blocco r_square calculator.

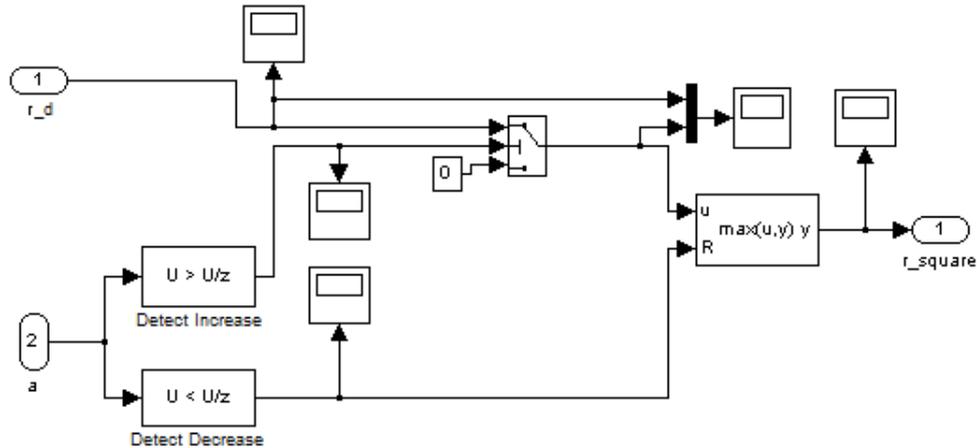


Fig.B.6. Blocco Simulink r_square calculator

Il secondo ingresso viene trattato con blocchi del tipo detect increase/decrease per ricavare i due istanti in cui si ha il fronte di salita/discesa del segnale $a(t)$.

Nell'istante del fronte di salita $r_d(t)$ viene campionato, ottenendo un segnale impulsivo $r_camp(t)$, grazie al blocco selettore switch.

$r_camp(t)$ viene portato in ingresso al blocco $\max(u, y)$, che ha il ruolo di mantentore del segnale fino al prossimo reset; il segnale ottenuto $r_square(t)$, viene resettato a zero nell'istante del fronte di discesa del segnale $a(t)$.

Blocco $a > r_square$

r_square viene sottratta all'alleggerimento lordo a , solo a patto che valga la condizione " $a > r_square$ ": in questo modo viene prodotta l'uscita $p(t)$ dell'algoritmo di PC. Nel caso in cui non sia verificata la condizione precedente, per evitare alleggerimenti di segno negativo privi di significato, la sottrazione di cui sopra non viene effettuata: in questo caso particolare $p(t) \equiv a(t)$.

Blocco a_v calculator

Il calcolo on-line del vettore $a_v(t)$ consiste nell'aggiornare il generico elemento i -esimo in esso contenuto in accordo alla formula seguente:

$$a_i(t) = -\frac{T_a(t)}{f_n} \mathcal{F}_{i+1}, i = 1..n_t - 1 \quad (B.1)$$

Si osservi che quest'ultima funzionalità è necessaria per evitare di commettere un errore nel basarsi su un tempo d'avviamento predefinito e, pertanto, calcolare un vettore di alleggerimento, che può differire significativamente da quello corretto e aggiornato.

La conseguenza di tale errore del f-bPC è che al superamento di una certa soglia di derivata della frequenza δf_i , dovuto a sua volta ad un certo deficit, viene fatto corrispondere un alleggerimento lordo errato. Viene, in altre parole, messa a repentaglio l'essenza dell'algoritmo basato su frequenza, ovvero l'idea di utilizzare la derivata della frequenza come grandezza da cui può essere ricavata l'entità del deficit.

Peraltro, l'errore commesso dal f-bPC potrebbe essere, senza possibilità di previsioni, sia di segno positivo (se $T_a(t)$ diminuisce) sia, ancor peggio, di segno negativo (se $T_a(t)$ aumenta).

Nel primo caso non si avrebbero gravi conseguenze, ma si avrebbe l'effetto collaterale di ottenere un valore di potenza di distacco teorica maggiore di quello veramente necessario. Nel secondo caso, molto più pericoloso, potrebbe presentarsi il rischio di alleggerire un certo numero di carichi, a cui corrisponde una potenza complessiva insufficiente a ripristinare la frequenza nominale.

L'entità dell'errore commesso dal f-bPC non è facilmente stimabile a priori, ma dipende dalle caratteristiche della rete elettrica in questione. La fonte della variazione di $T_a(t)$ può essere "lato generazione" e/o "lato carichi".

In merito al contributo più significativo a questo errore, ovvero quello "lato generazione", si può osservare che:

- se i generatori hanno tempi d'avviamento molto simili tra loro, la variazione di $T_a(t)$ in caso di disservizio di uno di essi è piccola (nel caso ideale di tempi d'avviamento identici per tutti i generatori la variazione è nulla) e questo è tanto più vero quanto più è grande il numero dei generatori presenti nella rete;
- in ogni caso, un errore anche piccolo nel calcolo statico del f-bLS di a rispetto al vero $a(t)$ è inevitabile poiché, dal momento che quest'ultimo interviene a causa di un disservizio di generazione, una variazione del tempo d'avviamento è certamente presente.

In merito al contributo all'errore "lato carichi", si può asserire che:

- nel momento in cui si verifica un'accensione o uno spegnimento di un carico attivo, la variazione del tempo di avviamento è rilevante, anche se generalmente in misura minore rispetto ai generatori, e vale la stessa considerazione fatta nel punto 1 relativo ai generatori;
- si potrebbe pensare di calcolare off-line le variazioni del contributo al tempo d'avviamento da parte dei carichi utilizzando le previsioni su base

giornaliera relative all'utilizzo dell'impianto (questo è possibile se i cicli di lavoro dei carichi sono sufficientemente regolari e non puramente arbitrari).

L'aggiornamento on-line di $a_v(t)$ viene realizzato dalla Matlab Function `a_v_calcolo` che, noti in ingresso $T_a(t)$ e f_p , calcola ad ogni istante $a_v(t)$.

Si riporta il corpo della funzione `a_v_calcolo`:

```
function y=a_v_calcolo(u)

% L' algoritmo calcola on-line il vettore a_v(t) sulla base
% di:
% - Ta, tempo d'avviamento (parametro tempo-variante);
% - fp, soglie di intervento in derivata (parametro
%   costante);
% - fn, frequenza nominale

global fn

Ta=u(1);
fp=u(2:length(u));

fpstar=seqreverse(fp);
nt=length(fp);

% calcola gli alleggerimenti
a_vstar=-Ta/fn*fpstar;
a_vtilde=seqreverse(a_vstar);
a_v=a_vtilde(2:nt);

y=a_v;
```

Si è osservato in precedenza che il calcolo on-line si rende necessario in relazione a possibili variazioni di $T_a(t)$. Se avvengono significativi cambiamenti del tempo d'avviamento, in linea teorica occorrerebbe ricalcolare il vettore delle soglie f_p , così come quello degli alleggerimenti, per far fronte ai nuovi scenari possibili concernenti l'andamento della derivata della frequenza in seguito ai deficit ipotizzati.

È anche vero, tuttavia, che tipicamente le variazioni di $T_a(t)$ sono ragionevolmente contenute ed è possibile, invece che adottare un vettore f_p tempo-variante, acquisire a priori una certa robustezza rispetto all'incertezza di $T_a(t)$ impiegando valori prudenti per i parametri d_{min} e d_{max} , in modo da essere sicuri di coprire tutte le casistiche possibili.

B.3.3 Implementazione delle funzioni ausiliarie

Il blocco `Funzioni ausiliarie` racchiude tre blocchi al suo interno: `r_calcolo`, `Ta_calcolo` e `segnali_per_MD`. Le uscite dei primi due sono

rispettivamente $r_d(t)$ e $Ta(t)$, segnali che costituiscono gli ingressi del blocco Hf-bPC, mentre l'ultimo calcola $deltadfd(t)/dt$ e $efd(t)$, grandezze utilizzate nel blocco Hf-bMD.

In merito al blocco $r_calcolo$ si rimanda a quanto detto nel paragrafo B.1.

Per quanto riguarda, invece, $Ta_calcolo$, si tratta di un blocco che richiama la funzione omonima che riceve in ingresso $Bg(t)$ e produce in uscita $Ta(t)$. La funzione calcola il tempo d'avviamento di rete sulla base dei singoli tempi d'avviamento di ciascun generatore: in caso di disservizio di un generatore il relativo contributo viene annullato.

Si riporta il testo della Matlab Function $Ta_calcolo$.

```
function [Ta]=Ta_calcolo(Bg)

% Questa funzione aggiorna il parametro Ta (tempo
% d'avviamento della rete) in relazione a eventuali
% disservizi di generazione.
% Tag = vettore [1xNg] contenente i tempi d'avviamento dei
% generatori

global Pgn Tag

flagP=Bg';

Ta=sum((Pgn.*flagP).*(Tag))/sum((Pgn.*flagP));
```

Il blocco segnali_per_MD si avvale dei segnali $df(t)/dt$ e $Bg(t)$ e calcola i segnali $deltadfd(t)/dt$ e $efd(t)$ usati per la rilevazione in condizioni ordinarie e di emergenza.

Lo schema di implementazione del calcolo del segnale $deltadfd(t)/dt$ viene mostrato in Fig.B.13.

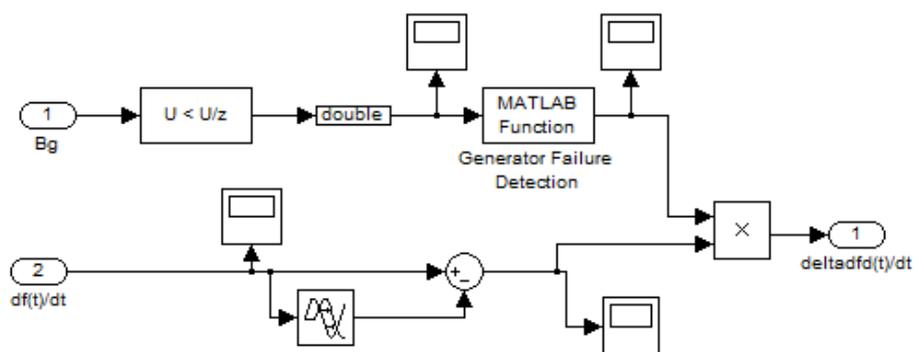


Fig.B.7. Schema Simulink per il calcolo di $deltadfd(t)/dt$

Dei due rami che confluiscono nel blocco moltiplicatore, quello alimentato dal segnale $B_g(t)$ assolve alla stessa funzione del blocco analogo, usato nel p-bMD e descritta nel paragrafo B.1.1. L'altro ramo, alimentato dal segnale $df(t)/dt$, si occupa di calcolare la variazione di derivata: per farlo, applica un ritardo molto piccolo a $df(t)/dt$ e in seguito effettua la differenza tra $df(t)/dt$ vero e $df(t)/dt$ ritardato, ottenendone la variazione.

Infine, il blocco moltiplicatore viene usato per selezionare la variazione di derivata nel solo istante di disservizio di generazione; ne deriva un segnale che è sempre nullo in tutti gli istanti, eccetto quello della rilevazione: si tratta di $\Delta t \cdot df(t)/dt$.

Lo schema a blocchi che implementa il calcolo di $e_{fd}(t)$ è simile al precedente e viene omesso per brevità.

B.4 Implementazione dell'algoritmo dynamic Load Selection

Le informazioni statiche dei carichi sono disponibili nel file di testo: `ranking`. Questo viene importato nel workspace di Matlab attraverso l'm-file `InfoCarichi` che rende fruibili al simulatore le informazioni relative ai carichi, definendo:

- la matrice `mtxc` che racchiude le informazioni di tipo statico quali `ID`, `BUS`, `RIDONDANZA` e `PRIORITÀ`:
 - `ID`, l'identificativo dei carichi ($1 \dots N_c$);
 - `BUS`, il bus di pertinenza dei carichi stessi ($1 \dots N_b$);
 - `RIDONDANZA`, che prevede di identificare con lo stesso numero i carichi ridondati e con '0' quelli non ridondati;
 - `PRIORITÀ`, ($1 \dots N_{pr}$) che prevede di attribuire valori più alti ai carichi con più bassa priorità, mentre identifica con il livello '1' i carichi a priorità massima;
 - `Pl,u(t)` [W], il vettore delle potenze assorbite dai carichi in forma previsionale;
- il vettore `Bc0` che rappresenta lo stato iniziale dei carichi;

Il file `InfoCarichi`, inoltre, si occupa anche della parte di elaborazione periodica dell'algoritmo di Load Selection, ovvero dell'aggiornamento di eventuali cambiamenti nello stato dei carichi $B_c, ex(t)$ e delle relative potenze $Pl,u(t)$.

La parte dinamica dell'algoritmo, invece, viene gestita all'interno del blocco denominato `Aggiornamento Stato dei Carichi`.

La parte principale di tale blocco si occupa di richiamare la Matlab Function `dLSe`. Gli ingressi del blocco che implementa on-line la Function `dLSe` (riportata alla fine di questo paragrafo) sono $P(t)$ e $Bc, ex(t)$.

$P(t)$ viene generato nel blocco di PC, presente nel controllore di LS, ed ha un andamento discontinuo: in assenza di disservizi di generazione vale 0, mentre al verificarsi di un deficit di potenza assume istantaneamente un valore opportuno compreso tra 0 e P_{eq} ; in seguito, quando il bilancio di potenza è stato ristabilito (grazie all'azione del LS) il segnale torna istantaneamente a 0.

È evidente che il segnale sopradescritto può avere una durata (ovvero l'intervallo di tempo in cui il segnale è diverso da zero) molto variabile. Può accadere infatti, in caso di deficit di potenza limitato, che le normali condizioni operative del sistema di potenza vengano ripristinate in poche centinaia di millisecondi o, in casi di gravi perturbazioni, che i tempi di ripristino possano diventare anche molto maggiori, fino a qualche secondo: tutto ciò influenza l'andamento temporale del segnale $P(t)$.

Questa variabilità nella durata del segnale $P(t)$ non è tollerabile dalla Function che elabora l'algoritmo di selezione dei carichi. È pertanto necessario introdurre uno stadio intermedio di condizionamento del segnale $P(t)$ per trasformarlo in un segnale di durata fissata. La durata che è opportuno attribuire a questo segnale deve essere decisa in base ai tempi di esecuzione della funzione `dLSe` in termini di aggiornamento dell'uscita.

Nel seguito viene riportato il corpo della funzione `dLSe`.

```
function [Bc_star]=Carichi(u)

% Questa funzione decide i distacchi da effettuare nota la potenza
% [MW] da alleggerire.
% ingressi: P = Potenza da distaccare espressa in MW
%          Bc = Stato carichi attuale
% uscita:   Bc_star = Stato aggiornato dei carichi (=Bc se P=0)

global mtxc_ord vet_Nc % parametri noti dal file 'InfoCarichi'

Nc=sum(vet_Nc); % Numero di carichi

% Definizione ingressi:
P=u(1)/1e6; % W-->MW
Bc=u(2:Nc+1);

% A.*****
% Inizializzazioni
Non=sum(Bc);
Flag_Distacchi=zeros(Nc,1); % la flag indica se il carico è i è
% distaccato (1) o no (0)
Flag_liv_rev=zeros(1,5); % se flag=1, tutti i carichi di quel
```

```

                                % livello devono essere distaccati
tot_liv=zeros(1,5); % Potenza totale disponibile per ogni livello
                                % di priorità
delta0=0;
tot=0;
%*****

% B.*****
% Ordino il vettore di stato secondo mtxc_ord per poter costruire
% mtxc_ord_dynamic (viene aggiunta la colonna #6 relativa allo
% stato);
for i=1:Nc
    Bc_ord(i,1)=Bc(mtxc_ord(i,1),1);
end
mtxc_ord_dynamic=[mtxc_ord Bc_ord];
mtxc_ord_dynamic0=mtxc_ord_dynamic; % matrice pre-intervento
%*****

% C.*****
% Ciclo per calcolare la potenza disponibile per ogni livello di
% priorità: se un carico è spento, la sua potenza non viene
% contata. Si usano due indici: uno corrente (index) e uno
% precedente (index0).

index=Nc; % NB i carichi a più alta priorità sono in fondo
for i=1:5
    index0=index-vet_Nc(i)+1;

    tot_liv(i)=sum(mtxc_ord_dynamic(index0:index,5).*mtxc_ord_dynamic(
    index0:index,6));
    index=index0-1;
end
% tot_liv = Potenza totale dei carichi appartenenti a ciascun
% livello di priorità
tot_liv_rev=seqreverse(tot_liv);
cu_tot_liv_rev=cumsum(tot_liv_rev); % Si calcola la potenza
% cumulata per livelli
cu_tot_liv=seqreverse(cu_tot_liv_rev);

% Ciclo per calcolare quali sono i livelli in cui tutti i carichi
% devono essere distaccati
i=1;
while i<=5 && P > cu_tot_liv_rev(i)
    Flag_liv_rev(i)=1;
    i=i+1;
end

Flag_liv=seqreverse(Flag_liv_rev); % livelli i cui carichi sono
% tutti da distaccare
Ref_Pr=5-i+1; % livello sul quale occorre lavorare per decidere
% quali carichi distaccare.
% Se Ref_Pr==0 è perchè o non c'è potenza da
% distaccare o perchè questa eguaglia esattamente
% quella ottenuta staccando tutti e soli i carichi
% appartenenti a uno o più livelli di priorità.

```

```

Flag_liv_star=Flag_liv; % Se = 1 tutti i carichi del livello
                        % corrispondente devono essere distaccati.
%*****

% D.*****
% CASI POSSIBILI:
if Ref_Pr==0           % Caso (teoricamente impossibile) di
    alarm=1;           % deficit superiore alla generazione totale
elseif P==0           % Caso di P=0 (non occorre fare LS)
    Flag_liv_star=zeros(1,5);
    Ref_Pr=0;
elseif P-Flag_liv*tot_liv'==tot_liv(Ref_Pr);
    % Caso di P uguale esattamente alla
    % potenza ottenuta distaccando tutti e
    % soli i carichi appartenenti
    % a uno o più livelli di priorità
    Flag_liv_star(1,Ref_Pr)=1;
    Ref_Pr=0;
end
%*****

% E.*****
% ATTUAZIONE DEI DISTACCHI E AGGIORNAMENTO DELLO STATO DEI CARICHI

% 1) DISTACCHI DEI CARICHI PER INTERI LIVELLI
index=Nc; % NB i carichi a più alta priorità sono in fondo
for i=1:5
    index0=index-vet_Nc(i)+1;
    if Flag_liv_star(i)==1
        for j=index0:index
            if mtxc_ord_dynamic(j,6)==1
                Flag_Distacchi(j,1)=1;
                mtxc_ord_dynamic(j,6)=0; % AGGIORNAMENTO TABELLA
            end
        end
    end
    index=index0-1;
end

% 2) DISTACCHI DEI CARICHI ALL'INTERNO DEL LIVELLO INDICATO da
% 'Ref_Pr'

cu_tot_liv_star=[cu_tot_liv 0];

mtxc_ord_dynamic_star=mtxc_ord_dynamic; % matrice a livello
intermedio

if Ref_Pr>0

    delta0=P-cu_tot_liv_star(Ref_Pr+1); % quantità restante da
                                        % distaccare

    cu_vet_Nc=cumsum(vet_Nc);
    index0=Nc-cu_vet_Nc(Ref_Pr)+1;
    index=index0+vet_Nc(Ref_Pr)-1;

```

```

delta=delta0;
tot=0;
while delta > 0 && index0 <= index

    % Selezione del candidato in base alla potenza
    % minima necessaria
    v=0;
    while v<=index-index0-1 && mtxc_ord_dynamic(index0+v+1,5)-
delta>=0
        v=v+1;
    end

    % Controllo che il carico candidato sia in
    % funzione*****
    if mtxc_ord_dynamic(index0+v,6)==1
        z=index0+v;
    elseif v>0 % torno verso l'alto per cercare carichi
        % maggiori
        z=index0+v-1;
        while z>index0 && mtxc_ord_dynamic(z,6)==0
            z=z-1;
        end
    else % non esistono carichi maggiori da cercare
        z=index0;
    end
    candidato=mtxc_ord_dynamic(z,:); % NB output indice del
    % candidato:

%*****

    % Distacco effettivo
    if mtxc_ord_dynamic(z,6)==1 % '6' indica la colonna
        % dello stato
        tot=tot+mtxc_ord_dynamic(z,5); % '5' indica la colonna
        % delle potenze
        delta=delta0-tot;
        mtxc_ord_dynamic(z,6)=0; % AGGIORNAMENTO TABELLA
        Flag_Distacchi(z,1)=1;
    end
    % Aggiornamento dell'indice 'index0'
    if z==index0
        index0=index0+1;
    elseif z>index0
        index0=index0;
    end
end
end
%*****
% F.
% Post-elaborazione

Nd=sum(Flag_Distacchi); % numero carichi disconnessi
Peff=sum(mtxc_ord_dynamic(:,5).*Flag_Distacchi); % Potenza
% effettiva disconnessa

```

```

Distacchi=mtxc_ord_dynamic(:,1).*Flag_Distacchi;
                                % identificativo dei carichi distaccati

mtx_flag=[mtxc_ord_dynamic Flag_Distacchi];
mtx_flag_ID=sortrows(mtx_flag, 1); %mtx_flag ordinata per ID

% Generazione dell'output della funzione
Bc_star=Bc; % inizializzazione
for i=1:Nc
    if Distacchi(i)>0
        Bc_star(Distacchi(i))=0;
    end
end
%*****

% G.*****
% Stampa risultati a schermo

disp('potenza consumata dai carichi suddivisi a livelli di
priorità [MW]')
disp('pr      1          2          3          4          5')
tot_liv

disp('livello di priorità in cui occorre valutare quali carichi
staccare in base alle loro potenze')
Ref_Pr

disp('quantità ulteriore di potenza da distaccare nel livello qui
sopra [MW]')
delta0

disp('TABELLA PRE_INTERVENTO');
disp('      ID      Bus  Ridondanza  Priorità  Potenza[MW]
Stato');
mtxc_ord_dynamic0

disp('TABELLA FASE INTERMEDIA');
disp('      ID      Bus  Ridondanza  Priorità  Potenza[MW]
Stato');
mtxc_ord_dynamic_star

disp('TABELLA POST-INTERVENTO');
disp('      ID      Bus  Ridondanza  Priorità  Potenza[MW]
Stato  Distaccato(S/N)');
mtx_flag
mtx_flag_ID

disp('Identificativo carichi distaccati');
Distacchi'

disp('Potenza di distacco effettiva e teorica [MW]');
[Peff P]

```

```
disp(['Numero di carichi disconnessi | Numero carichi in funzione  
prima del disservizio']);  
[Nd Non]  
%*****
```


Bibliografia

- [1] www.basler.com
- [2] www.gavazziautomation.com
- [3] www.abb.com/contacts/
- [4] www.automation.siemens.com
- [5] www.mathworks.com
- [6] R. Marconato. Sistemi Elettrici di Potenza. *ENEL – Centro di Ricerca di Automatica Dipartimento di Elettrotecnica Politecnico di Milano*. Clup – Milano, 1984.
- [7] N.Schiavoni P.Bolzern, R.Scattolini. Fondamenti di Controlli Automatici. McGraw-Hill, 2nd edition, 2004.
- [8] G. Cornetti. Macchine a Fluido. Il Capitello Torino, 1993.
- [9] ENMC-System. Load Shedding – Generic Description. Siemens, *Siemens Italia*, 2006.
- [10] Energy Distribution, Energy Automation. Load Shedding – Generic Description: system, configuration, components. *Siemens Italia*, 2009.
- [11] Basler Electric Company. Load Shedding for Utility and Industrial Power System Reliability. *Basler Protective Relay Technical Papers*.
- [12] IEEE STD 242-1986. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. *IEEE* pp. 1–6, 1986.
- [13] K. P. Brand, D. Weissgerber. Adaptive Load Shedding for Industrial Power Networks. *CIGRE*. June 11–17, 1995, Paper No. 34-209.

- [14] C37.117-2007 IEEE. Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration. *IEEE Power Engineering Society*, pp. 1–28, 2007.
- [15] A. Horr. Automatic Load Shedding is Part of a 34.5 kV Industrial Type Distribution System, *Transmission & Distribution*, vol. 23, no. 1, pp. 32–55, Jan 1971.
- [16] C. St. Pierre. Microprocessor-based Load Shedding Keeps Industry Systems in Balance. *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 5, no. 1, pp. 21–24, 1992.
- [17] P. M. Anderson, M. Mirheydar. An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays. *Power Systems, IEEE* vol. 7 no. 2, pp. 647–655, May 1992.
- [18] P. Pinceti. Emergency Load-Shedding Algorithm for Large Industrial Plants. *Control Engineering Practice* vol. 10, no 2, pp.175-181, February 2002.
- [19] Assoautomazione-Intel, Anie, P. Pinceti. SCADA per Sistemi Elettrici. *Misure e Automazione - Saggi*, 2003.
- [20] F. Shokooh, J. J. Dai, S. Shokooh, J. Tastet, H. Castro, T. Khandelwal, G. Donner. An Intelligent Load Shedding (ILS) System. Application in a Large Industrial Facility. *Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting*, vol. 1 pp.417–425, 2005.
- [21] S. Shokooh, T. Khandelwal, F. Shokooh, Intelligent Load Shedding. Need for Fast and Optimal Solution. *IEEE PCIC Europe 2005*.
- [22] Y. M. Tzeng, C. S. Chen, C. T. Hsu, J. K. Chen, W. H. Chang. Design of Load Shedding Scheme for a Cogeneration Facility: a Case Study. *Elsevier, Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 18, No 7, 1996.
- [23] S. Hirodantis, H.Li, P. A. Crossley. Load Shedding in a Distribution Network. *Sustainable Power Generation and Supply*, pp. 1–6, 2009.
- [24] B. Delfino, F. Croce, P.A. Fazzini, S. Massucco, A. Morini, F. Silvestro, M. Sivieri. Operation and Management of the Electric System for Industrial Plants: an Expert System Prototype for Load-Shedding Operator Assistance. *IEEE Transaction on Industry Application*, Vol 5, pp. 3260–3267, 2001.

- [25] A. Mihirig, H. Nguyen, A. J. Allen. On-line Fast Load Shedding to Maintain System Stability and Operation for Isolated Oil Field Power System. *Petroleum and Chemical Industry Conference*, pp. 1–7, 2006.
- [26] B. Qiu, Y. Liu, E. K. Chan, L. L. Cao. LAN-based Load Shedding Controller (LSC) for the Oil Refinery Facility. *Power Engineering Society Winter Meeting. IEEE* vol. 2, pp. 835–840, 2001.
- [27] H. J. Villamediana, A. C. Neira. Dynamic Stability Improving at Industrial Electrical Systems through the use of Variable Load Shedding Schemes. *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1–5, 2006.
- [28] K. Jethwa, R. K. Bansal, N. Date, R. Vaishnav. Comprehensive Load-Shedding System. *Industry Applications, IEEE Transactions*, vol. 46, no. 2, pp. 740–749, 2010.
- [29] M. Rasha, El Azab, E. H. S. Eldin, M. M. Sallam. Adaptive Under Frequency Load Shedding Using PMU. *Industrial Informatics. 7th IEEE International Conference*, pp. 119–124, 2009.
- [30] M. Schiefen, G. Schauerma, M. Adamiak, B. Cable. Design & Implementation of an Industrial Facility Islanding and Load Shed System. *Power Systems Conference*, pp. 1–11, 2009.
- [31] T. Van Cutsem, C.D. Vournas. Emergency Voltage Stability Controls: an Overview. *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–10, 2007.
- [32] M. Glavic, T. Van Cutsem. Adaptive Wide-Area Closed-Loop Undervoltage Load Shedding Using Synchronized Measurements. *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–8, 2010.
- [33] C. Moors, D. Lefebvre, T. Van Cutsem. Load Shedding Controllers against Voltage Instability: a Comparison of Designs. *IEEE Porto Power Tech Conference*, Vol. 2, 2001.
- [34] B. Otomega, T. Van Cutsem. Undervoltage Load Shedding Using Distributed Controllers. *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 22, No 4, 2007.
- [35] B. Otomega, T. Van Cutsem. Local vs. Wide-Area Undervoltage Load Shedding in the Presence of Induction Motor Loads. *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, pp. 1–7, 2009.

- [36] C. Moors, D. Lefebvre, T. Van Cutsem. Design of Load Shedding Schemes against Voltage Instability using Combinatorial Optimization. *IEEE PES Winter Meeting, New York*, Vol. 2, pp. 848–853, 2002.
- [37] B. Otomega, M. Glavic, T. Van Cutsem. A Purely Distributed Implementation of Undervoltage Load Shedding. *IEEE PES General Meeting, Tampa*, pp. 1–7, June 2007.
- [38] D. Lefebvre, S. Bernard, T. Van Cutsem. Undervoltage Load Shedding for the Hydro-Québec System. *Proc. IEEE PES General Meeting, Denver*, pp 1619–1624, 2004.
- [39] V. C. Nikolaidis, C. D. Vournas, G. A. Fotopoulos, G. P. Christoforidis, E. Kalfaoglou, A. Koronides. Automatic Load Shedding Schemes Against Voltage Instability in the Hellenic System. *IEEE/PES General Meeting, Tampa, June*, pp. 1–7, 2006.

Ringraziamenti

Un doveroso e sincero ringraziamento, per la preziosa collaborazione e per gli utili suggerimenti, nonché per la disponibilità mostrate durante l'espletamento del lavoro, va al Prof. Riccardo Scattolini e al Dr. Marcello Farina.

Particolari ringraziamenti sono diretti al Dr. Alessandro Miotti e a Erminio Brambilla per il tempo e l'attenzione che mi hanno concesso durante gli incontri che hanno avuto luogo presso Siemens Italia – Energy Automation.

Un grazie va anche ai miei compagni d'università che mi hanno accompagnato in questi cinque anni intensi passati tra i banchi del Politecnico. E grazie a tutti miei amici.

L'ultimo grosso grazie va alla mia famiglia e ai miei genitori per il sostegno che mi hanno dato e per avermi permesso di raggiungere questo traguardo.