

## **Controlo Clássico vs. Preditivo na Regulação de Frequência em Sistemas de Potência**

**LUÍS MIGUEL GONÇALVES MONTEIRO**

(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Dissertação para a obtenção de grau de Mestre em Engenharia  
Electrotécnica – ramo de Automação e Electrónica Industrial

Orientador:

Prof. Doutor José Manuel Prista do Valle Cardoso Igreja

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Elmano da Fonseca Margato

1º Vogal: Prof. Doutor José Manuel Prista do Valle Cardoso Igreja

2º Vogal: Prof. Doutor Francisco Alexandre Ganho Reis

Lisboa, Dezembro de 2013



*"Se vi mais longe do que os outros, foi por estar sobre os ombros de gigantes."*

Isaac **Newton** (1673 - 1727)

*"Antes de começar o estudo da eletricidade, decidi não ler coisa alguma sem primeiro conhecer perfeitamente os trabalhos experimentais de Faraday."*

James Clerk **Maxwell** (1831-1879)



# Resumo

Esta dissertação descreve a implementação do controlo predictivo distribuído (MPC distribuído) para o controlo automático de geração (AGC). Este controlo procura restabelecer a frequência do SEE ao seu valor nominal (50 Hz) através da regulação potência activa na carga-frequência (controlo- $Pf$ ), cujo equilíbrio, na medida do possível, tem de ser mantido continuamente.

Porém, um estado de equilíbrio como este jamais ocorre, uma vez que um SEE sofre constantemente variações de carga consumida, fazendo com que o equilíbrio carga/geração seja sempre modificado, levando, conseqüentemente, a frequência a ter um desvio em relação ao valor nominal e, para redes interligadas, que ocorra também um desvio de potência de interligação na linha. Desta forma, o AGC procura corrigir estes desvios.

Para a implementação do AGC contrapõem-se as técnicas clássicas (baseado no controlo integral), com o controlo predictivo (MPC centralizado e MPC distribuído), analisando-as separadamente por simulação computacional no *software* MATLAB/Simulink. Constroem-se alguns cenários de exploração para duas redes interligadas. Estes cenários consistem em variar a carga por escalões (desde um pequeno até um grande desequilíbrio da potência gerada/potência consumida) e simultaneamente variando a distância entre as redes interligadas. Para as redes interligadas, também se examina o impacto da variação de carga quando estas estão num contexto de *ilha* (redes isoladas uma da outra).

**Palavras chave:** AGC, controlo da potência activa na carga-frequência (controlo- $Pf$ ) em áreas de controlo isoladas e interligadas, controlo clássico (integral), controlo predictivo (MPC centralizado e MPC distribuído).



# Abstract

This dissertation describes the implementation of automatic generation control (AGC). This control seeks to restore the frequency of an energy electric system to its nominal value (50 Hz), though the regulating of load active power-frequency (control- $Pf$ ). The balance as far as possible has to be continuously maintained, given that there is no possibility to store electrical energy on a large scale.

However, an equilibrium state like this never occurs, because an energy electric system constantly suffers variations in load consumed, causing that the equilibrium load/generation is always modified, leading therefore to have a frequency deviation from the nominal value and, to interconnected networks, which also occurs a deviation of power interconnection line. This way, the AGC seeks to correct these deviations.

For the implementation of AGC oppose the classical techniques (based on integral control), with predictive control (MPC centralized and MPC distributed), analyzing them separately by computer simulation software in MATLAB/Simulink. Build up some operational scenarios for two interconnected networks. These scenarios consisting of to varying the load levels (ranging from a small to a large unbalance generated power/consumption power), and simultaneously varying the distance between the interconnected networks systems. For interconnected networks, also examines the impact of load variation when they are in an island context (a network isolated from each other).

**Keywords:** AGC, control of load active power-frequency (control- $Pf$ ) in isolated control areas and interconnected, classic control (integral), predictive control (MPC centralized and MPC distributed).



# Índice

<b>Resumo .....</b>	<b>III</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>V</b>
<b>Índice.....</b>	<b>VII</b>
<b>Lista de figuras.....</b>	<b>XI</b>
<b>Lista de tabelas.....</b>	<b>XV</b>
<b>Lista de abreviaturas e acrónimos .....</b>	<b>XVII</b>
<b>Lista de símbolos.....</b>	<b>XXI</b>
<b>1 Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 Considerações gerais.....	2
1.1.1 Introdução .....	2
1.1.2 Necessidade do controlo- <i>Pf</i> na QEE.....	3
1.1.3 MPC, uma nova abordagem no AGC .....	6
1.2 Objetivo da dissertação .....	7
1.3 Estrutura da dissertação.....	8
1.4 Convenções e notação adoptada.....	10
<b>2 Controlo de frequência pelo método clássico.....</b>	<b>13</b>
2.1 Introdução.....	14
2.2 FT do sistema de potência.....	17
2.3 FT do regulador de frequência .....	22
2.4 FT da turbina .....	27
2.4.1 Turbina a vapor sem reaquecimento .....	28
2.4.2 Turbina a vapor com reaquecimento.....	30
2.4.3 Turbina hidráulica.....	32
2.4.4 Resposta dinâmica da turbina .....	34
2.5 Controlo primário.....	36
2.5.1 Resposta em regime estacionário e transitório de uma rede isolada com controlo primário.....	38

2.5.1.1	Um gerador a alimentar uma carga isolada .....	40
2.5.1.2	$n$ geradores ligados em paralelo no mesmo barramento a alimentar uma carga isolada.....	44
2.6	Controlo secundário .....	48
2.6.1	Resposta em regime estacionário e transitório de uma rede isolada com controlo secundário .....	50
2.7	Controlo de sistemas interligados.....	53
2.7.1	FT de duas áreas de controlo interligadas .....	55
2.7.2	Resposta em regime estacionário e transitório com duas áreas interligadas apenas com regulação primária.....	59
2.7.3	Resposta em regime estacionário e transitório com duas áreas interligadas com regulação secundária .....	61
2.7.4	Característica de frequência-potência com duas áreas interligadas.....	64
2.8	Controlo terciário .....	65
2.8.1	Despacho económico vs. comissionamento de grupos.....	66
2.8.2	AGC como um controlo multinível.....	67
<b>3</b>	<b>Controlo de frequência utilizando MPC .....</b>	<b>71</b>
3.1	Introdução.....	72
3.1.1	Concepção computacional do MPC .....	73
3.2	Modelo no espaço de estados .....	76
3.2.1	Modelo de estado do AGC de uma área de controlo isolada .....	78
3.2.2	Modelo de estado do AGC para duas áreas de controlo interligadas .....	79
3.3	Topologias da estrutura de controlo .....	82
3.4	Algoritmo do MPC centralizado.....	85
3.4.1	Solução óptima.....	89
3.5	Algoritmo do MPC distribuído.....	92
3.5.1	Solução óptima.....	95
<b>4</b>	<b>Simulação e análise de duas áreas de controlo interligadas .....</b>	<b>101</b>
4.1	Introdução.....	102
4.2	Parâmetros de simulação .....	102
4.2.1	Cenários de exploração para as áreas de controlo .....	105
4.3	Áreas de controlo isoladas.....	107
4.3.1	Variação de frequência e da potência gerada .....	107

4.4	Áreas de controlo interligadas.....	117
4.4.1	Variação de frequência .....	118
4.4.2	Variação da potência gerada e na carga .....	123
4.4.3	Variação da potência de interligação na linha .....	127
4.4.4	Variação do erro de controlo de área .....	132
<b>5</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>135</b>
5.1	Conclusões gerais .....	136
5.2	Perspectivas de trabalho futuro .....	140
	<b>Anexos.....</b>	<b>141</b>
<b>1</b>	<b>.....</b>	<b>142</b>
	Diagrama de blocos das simulações no <i>Simulink</i> .....	142
	Área de controlo isolada apenas com controlo primário .....	142
	Área de controlo isolada com controlo secundário integral .....	142
	Área de controlo isolada com controlo secundário preditivo.....	143
	Áreas de controlo interligadas apenas com controlo primário .....	143
	Áreas de controlo interligadas com controlo secundário integral .....	144
	Áreas de controlo interligadas com controlo secundário MPC centralizado .....	144
	Áreas de controlo interligadas com controlo secundário MPC distribuído.....	145
<b>2</b>	<b>.....</b>	<b>146</b>
	Código MATLAB .....	146
	<i>M-file</i> da parametrização de uma área de controlo isolada .....	146
	<i>M-file</i> da parametrização de duas áreas de controlo interligadas .....	148
	<b>Bibliografia.....</b>	<b>151</b>



# Lista de figuras

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
	<b>Figura 1.1</b> Diagrama esquemático do AGC e do AVR de um gerador síncrono.....	4
	<b>Figura 1.2</b> Variação da frequência na REN entre 1 e 10 Jan. de 2001. ....	4
<b>2</b>	<b>Controlo de frequência pelo método clássico.....</b>	<b>13</b>
	<b>Figura 2.1</b> Estrutura física do SEN.....	14
	<b>Figura 2.2</b> Diagrama esquemático do sistema de regulação de frequência. ....	15
	<b>Figura 2.3</b> Contribuição individual de cada gerador para a variação da frequência após uma perturbação na rede.....	17
	<b>Figura 2.4</b> Gerador equivalente a alimentar uma carga isolada equivalente. ....	18
	<b>Figura 2.5</b> Elasticidade da potência activa em relação à frequência. ....	19
	<b>Figura 2.6</b> DB do sistema de potência (gerador + carga). ....	21
	<b>Figura 2.7</b> DB simplificado ( $D = 0$ ) do sistema de potência (gerador + carga).....	22
	<b>Figura 2.8</b> Regulador de frequência mecano-hidráulico (de Watt). ....	23
	<b>Figura 2.9</b> Característica frequência-potência em regime estacionário do regulador frequência por actuação no sensor de frequência. ....	24
	<b>Figura 2.10</b> Característica frequência-potência em regime estacionário do regulador frequência por actuação no variador de velocidade. ....	24
	<b>Figura 2.11</b> DB correspondente às expressões (2.20), (2.21) e (2.22).....	26
	<b>Figura 2.12</b> Simplificação do DB da Figura 2.11.....	26
	<b>Figura 2.13</b> DB do regulador de frequência. ....	27
	<b>Figura 2.14</b> Configuração da turbina a vapor sem reaquecimento. ....	28
	<b>Figura 2.15</b> DB da turbina a vapor sem sobreaquecimento.....	29
	<b>Figura 2.16</b> DB do regulador de frequência e da turbina a vapor sem reaquecimento.....	30
	<b>Figura 2.17</b> Configuração da turbina a vapor com reaquecimento simples regenerativo.....	31

<b>Figura 2.18</b> Configuração da turbina hidráulica com conduta forçada numa barragem. ....	32
<b>Figura 2.19</b> Resposta dinâmica da potência das turbinas a vapor sem e com reaquecimento e hidráulica após variação de um escalão posição. ....	35
<b>Figura 2.20</b> DB de uma rede isolada com controlo primário. ....	38
<b>Figura 2.21</b> Características de frequência-potência do regulador frequência em regime estacionário. ....	40
<b>Figura 2.22</b> Variação da frequência resultante de um aumento de potência na carga com um gerador com regulação primária a alimentar uma carga isolada. ....	41
<b>Figura 2.23</b> Variação da potência gerada resultante de um aumento de potência na carga com um gerador com regulação primária a alimentar uma carga isolada. ....	43
<b>Figura 2.24</b> n grupos geradores, com estatismos $R_i$ ligados em paralelo ao mesmo barramento. ....	44
<b>Figura 2.25</b> Repartição da carga entre dois grupos geradores em paralelo com diferentes estatismos. ....	45
<b>Figura 2.26</b> Variação de frequência e da potência gerada resultante de um aumento de potência na carga para dois grupos geradores em paralelo apenas com regulação primária a alimentar uma carga isolada. ....	47
<b>Figura 2.27</b> DB de uma rede isolada com controlo secundário. ....	49
<b>Figura 2.28</b> Variação de frequência que se segue a uma perturbação em degrau na carga para uma rede isolada em função do ganho $K_i$ . ....	52
<b>Figura 2.29</b> Variação da potência gerada que se segue a uma perturbação em degrau na carga para uma rede isolada em função do ganho $K_i$ . ....	53
<b>Figura 2.30</b> Áreas e controlo interligadas. ....	54
<b>Figura 2.31</b> Duas áreas de controlo interligadas. (Todos os elementos de cada área de controlo estão representados pelos seus modelos equivalentes). ....	55
<b>Figura 2.32</b> DB da linha de interligação. ....	58
<b>Figura 2.33</b> DB para duas áreas de controlo interligadas. (As ligações a tracejados referem-se ao caso controlado - controlo secundário). ....	58
<b>Figura 2.34</b> Característica de frequência-potência das áreas de controlo. (Sequência das acções de controlo após a variação positiva da carga na área 2). ....	64
<b>Figura 2.35</b> Despacho nacional em Sacavém. ....	66
<b>Figura 2.36</b> Diagrama sequencial por níveis do controlo de frequência na carga de um AGC. ....	68

Figura 2.37 Diagrama funcional de um AGC típico.....	70
<b>3 Controle de frequência utilizando MPC .....</b>	<b>71</b>
Figura 3.1 Interpretação gráfica do controlo preditivo com horizonte (janela) de predição. ....	75
Figura 3.2 Representação esquemática do modelo no espaço de estados. ....	76
Figura 3.3 Relação geral entre a estrutura de controlo e o sistema a controlar.....	82
Figura 3.4 MPC centralizado para uma área de controlo isolada. ....	83
Figura 3.5 MPC centralizado para duas áreas de controlo interligadas.....	83
Figura 3.6 MPC descentralizado para duas áreas de controlo interligadas. ....	84
Figura 3.7 MPC distribuído para duas áreas de controlo.....	85
Figura 3.8 Estrutura básica em malha fechada do controlador MPC no sistema a controlar. ....	86
Figura 3.9 Diagrama de uma rede de agentes de controlo distribuídos sequencialmente em série. .	93
Figura 3.10 Fluxograma do MPC em MATLAB/Simulink. ....	99
<b>4 Simulação e análise de duas áreas de controlo interligadas .....</b>	<b>101</b>
Figura 4.1 Interligação das duas áreas de controlo propostas.....	105
Figura 4.2 Variação de frequência e potência gerada para 20% da variação da potência da carga na AC <sub>1</sub> isolada. ....	107
Figura 4.3 Variação de frequência e potência gerada para 5% da variação da potência da carga na AC <sub>1</sub> isolada. ....	108
Figura 4.4 Resposta aproximada da variação de frequência em AC <sub>1</sub> com controlo primário para uma variação de carga de 20%. ....	110
Figura 4.5 Resposta aproximada da variação de frequência em AC <sub>1</sub> com controlo secundário para uma variação de carga de 20%. ....	112
Figura 4.6 Variação de frequência e potência gerada para 20% da variação da potência da carga na AC <sub>2</sub> isolada. ....	114
Figura 4.7 Variação de frequência e potência gerada para 5% da variação da potência da carga na AC <sub>2</sub> isolada. ....	115
Figura 4.8 Variação de frequência e potência gerada para -5% da variação da potência da carga na AC <sub>2</sub> isolada. ....	116

<b>Figura 4.9</b> Característica frequência-potência em regime estacionário com regulação primária e secundária em $AC_2$ variando -5% da potência na carga.....	116
<b>Figura 4.10</b> Variação de frequência para as áreas de controlo interligadas com controlo primário. ....	119
<b>Figura 4.11</b> Variação de frequência para as áreas de controlo interligadas com controlo secundário. ....	121
<b>Figura 4.12</b> Variação da potência gerada e na carga para as áreas de controlo interligadas com controlo primário. ....	123
<b>Figura 4.13</b> Variação da potência gerada e na carga para as áreas de controlo interligadas com controlo secundário. ....	125
<b>Figura 4.14</b> Característica frequência-potência em regime estacionário com regulação primária e secundária para o cenário3 de áreas interligadas ( $\Delta P_{c1}=20\%$ ; $\Delta P_{c2}=5\%$ ; $l_L=120$ km).....	126
<b>Figura 4.15</b> Variação da potência de interligação na linha de transmissão que conecta as áreas de controlo apenas com controlo primário. ....	127
<b>Figura 4.16</b> Localização dos pólos no plano s para $\Delta P_{L12}$ (s) em função da distância entre áreas. .	130
<b>Figura 4.17</b> Variação aproximada da potência de interligação com controlo primário para o cenário3 (cf. Figura 4.15 c) e cenário4 (cf. Figura 4.15 d)).....	131
<b>Figura 4.18</b> Variação da potência de interligação na linha de transmissão que conecta as áreas com controlo secundário. ....	131
<b>Figura 4.19</b> Variação do erro de controlo de área .....	133
<b>Anexos.....</b>	<b>141</b>
<b>Figura A1.1</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de uma área isolada apenas com controlo primário. ....	142
<b>Figura A1.2</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de uma área isolada com controlo secundário integral. ....	142
<b>Figura A1.3</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de uma área isolada com controlo secundário preditivo. ....	143
<b>Figura A1.4</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de duas áreas interligadas apenas com controlo primário.....	143
<b>Figura A1.5</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de duas áreas interligadas com controlo secundário integral.....	144
<b>Figura A1.6</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de duas áreas interligadas com controlo secundário MPC centralizado. ....	144
<b>Figura A1.7</b> MATLAB/ <i>Simulink</i> de duas áreas interligadas com controlo secundário MPC distribuído. ....	145

# Lista de tabelas

<b>2</b>	<b>Controlo de frequência pelo método clássico.....</b>	<b>13</b>
	<b>Tabela 2.1</b> Parâmetros de simulação para as turbinas.....	34
	<b>Tabela 2.2</b> Parâmetros de simulação para um sistema isolado com um grupo gerador com controlo primário a alimentar uma carga isolada.....	41
	<b>Tabela 2.3</b> Parâmetros de simulação para um sistema isolado com dois grupos geradores com controlo primário a alimentar uma carga isolada.....	46
	<b>Tabela 2.4</b> Algumas características de escalas de potência, tempo e frequência para os diferentes níveis de controlo num sistema de energia. ....	68
<b>4</b>	<b>Simulação e análise de duas áreas de controlo interligadas .....</b>	<b>101</b>
	<b>Tabela 4.1</b> Parâmetros de simulação para a área de controlo 1 e 2.....	103
	<b>Tabela 4.2</b> Cenários para simulação das duas áreas de controlo interligadas.....	106
	<b>Tabela 4.3</b> Tensão nos barramentos (bus1 e bus2) em função da distância entre as áreas de controlo.....	106
	<b>Tabela 4.4</b> Sintonização dos parâmetros no bloco MPC do MATLAB/ <i>Simulink</i> . ....	114
	<b>Tabela 4.5</b> Valor os dos parâmetros em regime transitório do <i>ACE</i> para o cenário3. ....	134



# Lista de abreviaturas e acrónimos

## ACRÓNIMOS:

AC	- corrente alternada (do inglês <i>Alternated Current</i> );
AC1	- área de controlo 1;
AC2	- área de controlo 2;
ACE	- erro de controlo de área (do inglês <i>Area Control Error</i> );
A/D	- conversor analógico-digital;
AGC	- controlo automático de geração (do inglês <i>Automatic Generation Control</i> );
AT	- Alta Tensão;
AVR	- regulação automática de tensão (do inglês <i>Automatic Voltage Regulator</i> );
BT	- Baixa Tensão;
CPU	- unidade central de processamento (do inglês <i>Central Processing Unit</i> );
D/A	- conversor digital-analógico;
DC	- corrente contínua (do inglês <i>Direct Current</i> );
DMC	- <i>Dynamic Matrix Control</i> ;
EPSAC	- <i>Extended Prediction Self-Adaptative Control</i> ;
ERSE	- Entidade Reguladora do Sector Energético;
FACTS	- sistemas de transmissão flexíveis em AC (do inglês <i>Flexible AC Transmission Systems</i> );
FERC	- <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> ;
FT	- Função de Transferência;
FTCA	- Função de Transferência de Cadeia Aberta;
FTCF	- Função de Transferência de Cadeia Fechada;
GPC	- <i>Generalized Predictive Control</i> ;
IEEE	- Instituto de Engenheiros Eléctricos e Electrónicos (do inglês <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> );
LFC	- controlo de frequência na carga (do inglês <i>Load Frequency Control</i> );
MEE	- Modelo no Espaço de Estados;
MIBEL	- Mercado Europeu de Eletricidade;

MIMO	- sistema de controlo com múltiplas entradas e múltiplas saídas — sistemas multivariáveis — ( do inglês <i>Multiple Input and Multiple Output</i> );
MPC	- controlador que usa o método preditivo (do inglês <i>Model Predictive Control</i> );
MPC- <i>cent</i>	- controlador preditivo com topologia centralizada;
MPC- <i>desc</i>	- controlador preditivo com topologia descentralizada;
MPC- <i>dist</i>	- controlador preditivo com topologia distribuída;
MT	- Média Tensão;
MUSMAR	- <i>Multistep Multivariable Adaptive Regulator</i> ;
NMPC	- <i>Nonlinear Model Predictive Control</i> ;
<i>Pf</i>	- regulação frequência-potência activa;
PFC	- <i>Predictive Functional Control</i> ;
PI	- controlador que usa o método Proporcional e Integral;
PID	- controlador que usa o método Proporcional, Integral e Derivativo;
PRE	- Produção/Produtores em Regime Especial;
QEE	- Qualidade de Energia Eléctrica;
<i>QV</i>	- regulação tensão-potência reactiva;
REE	- Rede de Energia Eléctrica;
REN	- Redes Energéticas Nacionais;
RNT	- Rede Nacional de Transporte;
RPM	- Rotações Por Minuto;
SEE	- Sistema Eléctrico de Energia;
SI	- Sistema Internacional de Unidades;
SIORCH	- <i>Stabilizing Input Output Receding Horizon Control</i> ;
SISO	- sistema de controlo com uma entrada e uma saída - sistemas monovariáveis - (do inglês <i>Input and Single Output</i> );
SLIT	- Sistema Linear e Invariante no Tempo;
SPD	- Semiplano Direito;
SPE	- Semiplano Esquerdo;
TL	- transformada de <i>Laplace</i> ;
TZ	- transformada Z;

UCTE	- União para a Coordenação da Transmissão de Electricidade (do inglês " <i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i> "):
UPC	- <i>Unified Predictive Control</i> ;
UTC	- Tempo Universal Coordenado (do inglês <i>Universal Time Coordinator</i> );
VE	- Variáveis de Estado;
ZOH	- Retentor de Ordem Zero (do inglês <i>Zero-Order Holder</i> );

#### **ABREVIATURAS:**

c/	- com;
cte	- constante;
crit	- crítico;
ed.	- edição;
p.u.	- por unidade (valores por unidade);
q.d.t.	- queda de tensão;
ref	- referência;
máx	- máximo;
mín	- mínimo;
n°	- número;
p.	- referência à pagina numa referência bibliográfica;
pp.	- referência às paginas numa referência bibliográfica;
p/	- para;
pot.	- potência;
s/	- sem;
turb.	- turbina;
var.	- variação;
vol.	- referência ao volume numa referência bibliográfica;

#### **Expressões latinas:**

<i>apud</i>	- usa-se para indicar "citado por", numa indicação em que se referem indirectamente os autores de uma referência bibliográfica que não se teve acesso;
<i>cf.</i>	- usa-se para indicar "confronte, conferir, confirmar" (do latim <i>confer</i> );
<i>i. e.</i>	- usa-se para indicar "isto é" (do latim <i>id est</i> );

- item* - usa-se para indicar cada uma das partes ou algo ou uma parcela ( do latim *item*)
- e. g.* - usa-se para indicar "por exemplo" (do latim *exempli gratia*);
- et al.* - usa-se para indicar "e outros", numa enumeração em que não se referem todos os autores de uma referência bibliográfica (do latim *et alii*);
- etc.* - usa-se para indicar "e o resto", numa enumeração em que não se referem todos os elementos da mesma espécie (do latim *et cetera*);
- vs.* - usa-se para indicar oposição entre ideias e opções (do latim *versus*);

# Lista de símbolos

- $\alpha$  - factor de decaimento do ruído ao longo do horizonte de predição ( $0 < \alpha < 1$ );
- $\beta$  - energia reguladora da rede;
- $\Gamma$  - matriz de transição das entradas futuras;
- $\Delta$  - representa genericamente valores incrementais e pequenas perturbações não sinusoidais;
- $\varepsilon$  - erro de precisão entre iterações consecutivas;
- $\zeta$  - coeficiente de amortecimento de um sistema de 2ª ordem
- $\theta$  - ângulo de defasagem entre a onda de tensão e a onda de corrente;
- $\Theta$  - A matriz que representa as perturbações, ruído e incerteza não modelada na saída;
- $\tau$  - representa genericamente uma constante de tempo;
- $\tau_p$  - constante de tempo da carga + gerador (sistema de potência);
- $\tau_r$  - constante de tempo do regulador de frequência;
- $\tau_t$  - constante de tempo da turbina sem reaquecimento;
- $\Phi$  - matriz de transição dinâmica para o instante de tempo actual;
- $\Psi$  - vector dos termos independentes que permite calcular o vector de sequências de entrada óptimas  $\mathbf{u}_i^*$  do subsistema  $i$  de sistemas distribuídos;
- $\omega$  - frequência angular da rede ( $2\pi f$ );
- $\omega_n$  - frequência natural não amortecida de um sistema de 2ª ordem;
- $\Omega$  - matriz de coeficientes dependentes que permite calcular o vector de sequências de entrada óptimas  $\mathbf{u}_i^*$  do subsistema  $i$  de sistemas distribuídos;
- 
- $A$  - matriz do sistema ou da dinâmica do sistema;
- $B$  - coeficiente de polarização da frequência de uma área de controlo;
- $B$  - matriz de entrada ou vector de controlo;
- $D$  - elasticidade da potência activa em relação à frequência;
- $D$  - matriz de transmissão directa do sistema;
- $e$  - vector de sinal de erro de controlo ou actuante ao longo do horizonte de predição no controlo preditivo;

$E$	- força electromotriz;
$f$	- frequência da rede de energia eléctrica;
$f_n$	- frequência nominal da rede de energia eléctrica;
$f_s$	- frequência de amostragem da rede de energia eléctrica;
$g$	- aceleração da gravidade;
$G$	- matriz dinâmica de saída do sistema;
$G_t$	- função de transferência da turbina;
$H$	- constante de inercia do grupo gerador;
$I$	- momento de inércia do grupo gerador;
$I$	- matriz identidade;
$j$	- parte imaginária de uma entidade complexa; no controlo preditivo designa instante de tempo ao longo do horizonte de predição;
$J$	- função objectivo ou funcional de custo quadrático do problema de optimização;
$k$	- representação de condição temporal para instante de tempo discreto;
$K_0$	- ganho estático de um sistema de 2ª ordem;
$K_i$	- ganho estático do controlador integral;
$K_{ic}$	- ganho estático crítico (com amortecimento crítico) do controlador integral;
$K_p$	- ganho estático da carga + gerador (sistema de potência);
$K_R$	- ganho estático do regulador de frequência;
$K_T$	- ganho estático da turbina sem reaquecimento;
$L$	- indutância;
$l_L$	- comprimento da linha de interligação;
$M$	- momento angular do grupo gerador;
$\mathbb{N}$	- conjunto dos números naturais;
$N_c$	- horizonte de controlo;
$N_p$	- horizonte de predição ou janela de controlo;
$P$	- potência activa;
$P_c$	- potência na carga;
$P_e$	- potência eléctrica;
$P_G$	- potência gerada;
$P_{Lint}$	- potência activa transitada na linha de interligação;
$P_{L12}$	- potência activa transitada na linha entre as Áreas de Controlo 1 e 2;

$P_m$	- potência mecânica;
$P_n$	- potência nominal;
$P_{perdas}$	- potência de perdas;
$P_S$	- coeficiente de potência sincronizante da linha de interligação;
$q_v$	- caudal em volume ou vazão;
$Q$	- potência reactiva;
$Q_{12}$	- potência reactiva transitada entre as Áreas de Controlo 1 e 2;
$Q$	- factor de penalização do erro quadrático da função objectivo;
$R$	- estatismo do regulador de frequência ou constante de regulação;
$R$	- peso ou coeficiente de esforço de controlo;
$\mathbb{R}$	- conjunto dos números reais;
$s$	- tempo em segundo;
$s$	- variável complexa usada no domínio da frequência ( <i>Laplace</i> );
$S$	- potência aparente;
$S_{12}$	- potencia aparente transitada entre as Áreas de Controlo 1 e 2;
$t$	- variável temporal;
$T$	- período de uma grandeza;
$T_c$	- binário de carga;
$T_e$	- binário eléctrico do grupo gerador;
$T_m$	- binário mecânico do grupo gerador;
$T_S$	- período de amostragem;
$U$	- tensão;
$u$	- vector de entradas futuras ou de controlo;
$u^*$	- vector de sequência de entradas óptimas;
$v$	- velocidade linear;
$w$	- vector de referência ( <i>set-point</i> ) de entrada no controlo preditivo;
$W_{cin}$	- energia cinética do grupo gerador;
$x$	- vector de estado das variáveis de estado;
$\hat{x}$	- vector de estado estimado;
$X_L$	- reactância da linha de interligação;
$X_U$	- deslocamento dos braços das alavancas do andar de entrada do regulador de frequência proporcional à variação de frequência na rede;

- $X_Z$  - deslocamento da válvula de admissão (acoplado ao êmbolo principal do servomotor hidráulico) do regulador de frequência que ajusta a entrada de fluido à turbina;
- $\hat{y}$  - vector de saída estimada;
- $\hat{y}_0$  - vector de saídas futuras para entrada inicial  $u(k=0)$ ;
- $\mathbb{Z}$  - conjunto dos números inteiros;
- $Z_L$  - impedância da linha de interligação;

# Capítulo

# 1

# Introdução

---

---

Neste primeiro capítulo é feita uma introdução ao problema da necessidade de ter uma boa Qualidade de Energia Elétrica e o que contribui para se atingir este objetivo. Factor importante será o desequilíbrio produção-consumo, provocando variações de tensão e frequência indesejáveis.

Sendo o controlo de tensão e frequência independentes, faz-se uma introdução ao controlo potência activa-frequência (controlo- $Pf$ ), perspetivando novas abordagens de controlo (controlo MPC), em face das metodologias convencionais actualmente implementadas (controlo integral). Sendo esta a temática desenvolvida ao longo do texto.

Definem-se os objetivos a concretizar. Descreve-se a organização da dissertação, incluindo o resumo do conteúdo de cada capítulo, assim como convenções e notação utilizadas.

## Conteúdo do capítulo

---

1.1	Considerações gerais	2
1.2	Objetivo da dissertação	7
1.3	Estrutura da dissertação	8
1.4	Convenções e notação adoptada	10

---

# 1.1 Considerações gerais

## 1.1.1 Introdução

Garantir a Qualidade de Energia Elétrica (QEE) da onda de tensão, de forma a que esta seja caracterizada por uma tensão sinusoidal à frequência de 50 Hz, com valor eficaz não inferior ao estabelecido contratualmente e não desequilibrada (no caso de sistemas trifásicos), como também a continuidade do fornecimento de energia é uma tarefa crucial para todos os operadores do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Tarefa que se torna cada vez mais exigente, pois as sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia elétrica, pelo que o SEN deve satisfazer os consumos com elevados padrões de qualidade de serviço, nunca violando as condições de segurança do sistema.

Nos últimos anos assistiu-se a um aumento significativo do consumo de energia eléctrica, que conduziu a uma rápida expansão das redes de transporte e de distribuição, tornando-as cada vez mais complexas e de maiores dimensões. Por outro lado, a reestruturação do sector eléctrico conduziu à privatização parcial ou global do sistema, bem como à separação da produção, da transmissão e da distribuição. Com a liberalização do mercado, novos agentes passaram a intervir no sistema, nomeadamente os Produtores em Regime Especial (PRE). Esta nova estratégia de operação, baseada em critérios predominantemente económicos, pode conduzir a uma degradação da fiabilidade ou a uma redução drástica da estabilidade, bem como ao aumento das dificuldades na coordenação da exploração do sistema. Estas condições tornam-se cada vez mais um desafio para os operadores do SEN, isto porque, conseqüentemente, haverá um acréscimo do risco de indisponibilidade de produção, uma diminuição das acções de controlo preventivo e a uma redução da potência de reservas girante. Assim, novas estratégias são colocadas com vista à resolução do problema de segurança do SEN, resultante dos desequilíbrios produção-consumo [Ferreira, 2005, p.1].

Efectivamente, o desequilíbrio de produção-consumo pode conduzir ao aparecimento de congestionamentos nos corredores de interligação das redes de transporte dos sistemas interligados que, até então, tinham essas interligações dimensionadas com o principal objectivo de disponibilizar apoio entre redes vizinhas, o que faz com que a rede de transporte venha a ser explorada cada vez mais próximo do seu limite. Perante esta situação, os operadores do sistema tenderão a adoptar medidas que maximizem a utilização dos recursos já existentes, de modo a adiar, o mais possível, a realização de novos investimentos tais como os que resultam da criação de reforços ou de extensões da rede [Vasconcelos, 2007, p.27].

A estrutura das redes de energia eléctrica está a mudar em vários níveis. A nível europeu as redes de energia eléctrica de cada um dos países estão a tornar-se mais integradas, como sejam as linhas de AT de interligação que são construídas para melhorar a segurança do sistema. A nível nacional, o paradigma do trânsito de energia está a mudar, não transitando apenas da rede nacional de transporte em AT para a rede de distribuição em BT (*e.g.*, áreas industriais e cidades), mas também noutras direcções (*e.g.*, consumidores localizados fora das áreas nacionais com o advento da liberalização do mercado europeu de electricidade, cita-se o exemplo do MIBEL). Acrescido ao anterior, realça-se

também a descentralização de produção energética, como seja a massificação dos PRE, ou a um nível doméstico com a instalação de painéis fotovoltaicos, pequenos geradores com recurso à energia eólica ou combustível fóssil e com a possibilidade de armazenamento local desta energia em baterias. Estes factores tornam imprevisíveis a demanda de potência-consumo, o que origina perturbações de equilíbrio na dinâmica do sistema e em casos de uma grande perturbação haverá mesmo o risco de um *blackout*. Para garantir os requerimentos básicos e níveis de serviço para atender à procura e exigências de todos os consumidores, enquanto se enfrenta uma mudança na estrutura nas redes de energia, técnicas avançadas de controlo têm de ser desenvolvidas e implementadas.

Quanto á segurança do sistema, esta envolve um vasto conjunto de problemas, que podem ser enquadrados em dois níveis: **i)** - Segurança do funcionamento em regime estacionário, associada ao comportamento da rede face à saída de serviço de alguns elementos da rede; **ii)** - Segurança do funcionamento dinâmico do sistema, associada com problemas de estabilidade.

A segurança em regime estacionário — **i)** — consiste em garantir que não são violados os limites definidos como aceitáveis para as condições de operação em regime permanente (*e.g.*, a tensão de serviço nos barramentos, trânsito de potências nas linhas de interligação ou manter a frequência o mais próximo possível do seu valor nominal) na sequência da saída de serviço de componentes do sistema.

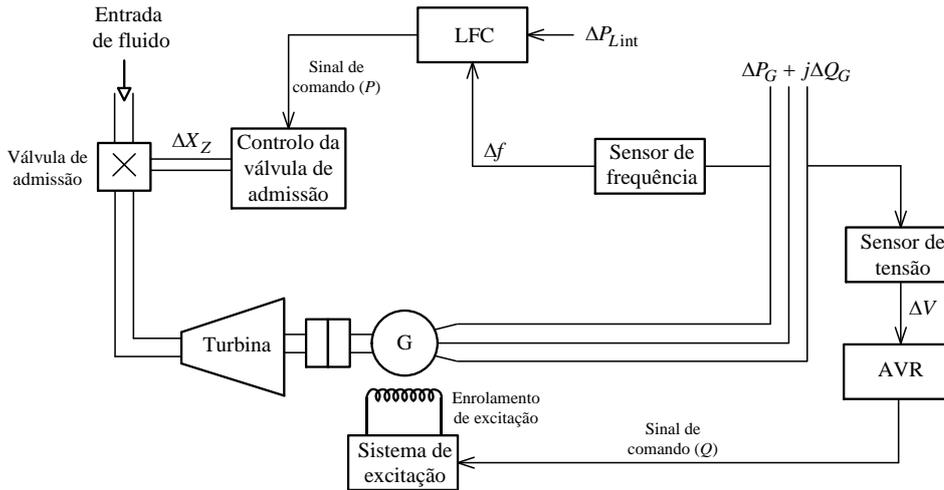
A segurança em regime dinâmico — **ii)** — consiste em verificar que não são violados os limites definidos como aceitáveis para as condições de operação associadas ao comportamento dinâmico do sistema, na sequência da ocorrência de perturbações. Estes limites estão associados à gama de valores admissíveis para o comportamento transitório da frequência e/ou tensão, ou ainda aos limites que garantem a não ocorrência de problemas de estabilidade transitória de pequeno sinal [Vasconcelos, 2007, p.25; Elgerd, 1976, p.350].

## 1.1.2 Necessidade do controlo-*Pf* na QEE

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) em corrente alternada (AC) devem funcionar à frequência e tensão constantes. Estas grandezas têm assim de ser reguladas, para o que se utilizam sistemas de controlo em cadeia fechada. Um gerador equipado com mecanismo automático de controlo de frequência (LFC ou AGC) e de controlo automático de tensão (AVR) é representado esquematicamente na *Figura 1.1*.

A tensão é uma grandeza de carácter local, que depende fortemente dos trânsitos de potência reactiva na rede (regulação tensão-potência reactiva — controlo-*QV*). As exigências da regulação de tensão não são tão severas quanto as de frequência, sendo normalmente aceite uma banda de variação de  $\pm 5\%$  do valor nominal [Paiva, 2007, p.351].

A frequência é uma grandeza de carácter global que deve de ser mantida dentro de uma gama muito estreita, tipicamente  $\pm 0,1\%$  do valor nominal — 50 Hz na Europa e 60 Hz nos EUA e no Brasil. A regulação de frequência está intimamente relacionada com a manutenção do equilíbrio produção e consumo de potência activa (regulação frequência-potência activa — controlo-*Pf*).

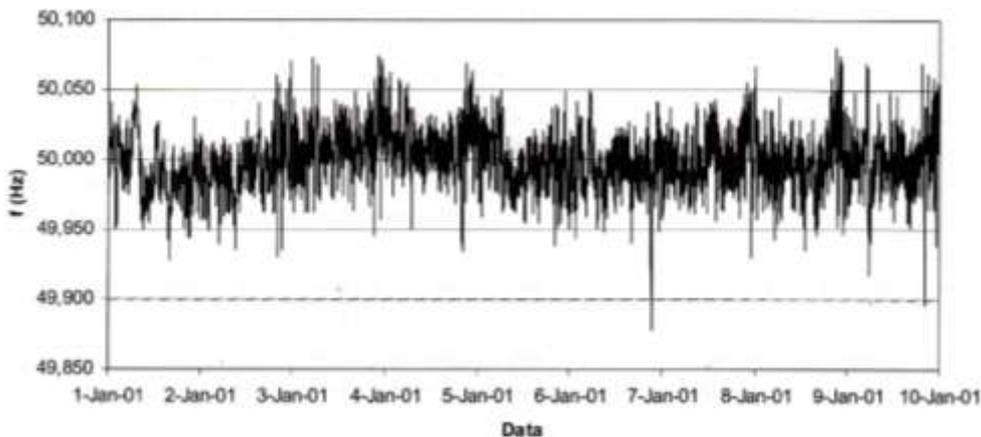


Adaptado de [Das, 2006, p.308].

**Figura 1.1** Diagrama esquemático do AGC e do AVR de um gerador síncrono.

Como os trânsitos de potência activa e reactiva numa rede são, em boa medida, independentes e influenciados por diferentes mecanismos de controlo, estes podem ser estudados separadamente para uma gama alargada de situações. Em geral, a malha  $QV$  é bem mais rápida que a malha  $Pf$  devido às constantes de inércia mecânicas nesta última. Se admitir-se que o transitório da malha  $QV$  termina praticamente quando a malha  $Pf$  reage, então o acoplamento entre ambas poderá ser desprezado. Trata-se de uma hipótese razoável que se irá adoptar, devido à simplificação que acarreta.

O controlo da potência activa e reactiva é vital para o desempenho satisfatório dos sistemas de potência e consequentemente na constância da frequência e da tensão, respectivamente. Como exemplo da variação de frequência num barramento da REN, no período de 1 a 10 de Janeiro de 2001, observa-se a *Figura 1.2*:



Adaptado de [Paiva, 2007, p.353].

**Figura 1.2** Variação da frequência na REN entre 1 e 10 Jan. de 2001.

Para a QEE, a frequência terá de permanecer num valor constante. Relativamente aproximado do controlo de frequência está a constância da velocidade angular dos grupos geradores, *i.e.*, se a potência fornecida pela máquina motriz não for igual à potência na carga, a energia cinética da máquina aumenta ou diminui de maneira a restabelecer o equilíbrio potência gerada-potência consumida. Só que a variação da energia cinética da máquina acarreta uma variação da velocidade angular e, por conseguinte, da frequência. Esta constitui um indicador do equilíbrio das potências gerada e consumida no sistema, sendo o seu desvio relativo ao valor nominal o sinal de erro actuante do sistema de controlo frequência-potência activa (controlo-*Pf*), cuja tarefa é restabelecer este equilíbrio automaticamente [Paiva, 2007, p.352].

Sendo a carga variável ao longo do dia e do ano, de acordo com um diagrama previsível, o operador do sistema tem antecipadamente decidir quais os meios de produção que vai utilizar para satisfazer e promover a sua ligação à rede nos momentos em que são necessários.

Com base no despacho económico é atribuído a cada grupo um valor de potência gerada. É contudo extremamente improvável que o total da potência atribuída iguale em cada instante a carga, a qual, para além da variação previsível, experimenta continuamente pequenas flutuações que se sobrepõem àquela. Os geradores são assim chamados a variar automaticamente a sua potência, de forma a manter a frequência no seu valor nominal. Esta tarefa é realizada pelo sistema de controlo-*Pf*, de importância determinante para o funcionamento do SEN.

Cada gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo a manter o equilíbrio potência gerada-potência consumida, o qual é assegurado pelo controlo primário. De maneira a anular o desvio da frequência do seu valor nominal em regime permanente, consequência do controlo primário, o sistema de controlo-*Pf* requer uma acção de controlo suplementar para repor o valor de referência da frequência na carga. Este controlo é designado por controlo secundário, também conhecido por Controlo de Frequência na Carga (LFC) ou Controlo Automático de Geração (AGC) [Costa, 2004, p.81; David, 2003, p.6].

Na situação de grandes desequilíbrios de produção-consumo, num curto intervalo de tempo, torna-se necessário que o sistema possa responder rapidamente para anular este desequilíbrio. Finalidade que é alcançada pela permanência de reserva de potência girante, condição assegurada pelo controlo terciário. Este tipo de controlo terá de operar de modo a substituir o controlo primário e secundário, estes indicados para pequenas flutuações de carga<sup>1</sup> [Costa, 2004, p.17].

O controlo primário é realizado na central de geração de energia, sendo, por isso, um controlo descentralizado. Por outro lado, o controlo secundário e terciário são de natureza centralizada, as quais são efectuadas a partir do centro de controlo e gestão do sistema, tradicionalmente designado por despacho.

---

<sup>1</sup> Para perturbações maiores, onde os desvios são grandes, as condições de estudo abordados nesta dissertação não se aplicam.

O AGC é um dos temas mais importantes a desenvolver nos SEE de forma a melhorar a sua segurança dinâmica em tempo real, uma vez que é essencial para manter uma boa qualidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Os principais objetivos do AGC é minimizar as consequências das constantes perturbações na carga [Barbosa, 2008, p.16; Costa, 2009, p.28]: o primeiro objetivo é garantir um desvio de frequência nulo em regime estacionário e garantir que a potência transitada nas linhas de interligação entre os vários sistemas (áreas de controlo) seja mantido constante; o segundo objetivo é distribuir a potência gerada entre as unidades geradoras de forma a otimizar custos de produção/operação [Kundur, 1994, p.601].

### 1.1.3 MPC, uma nova abordagem no AGC

As técnicas clássicas de AGC, baseadas no método de controlo integral — I — não fornecem o desempenho adequado em todas as situações de contingência de exploração do sistema, nem tem em conta as não-linearidades (*e.g.*, variação dos parâmetros do sistema de geração, bandas mortas do regulador de velocidade ou restrições de geração, *etc.*). Neste contexto, o AGC terá de avançar para um nível que sejam adoptadas novas técnicas de controlo.

Para ser capaz de adoptar todas as informações disponíveis, dada a complexidade de natureza distribuída produção-consumo, de ser capaz de antecipar comportamentos indesejados, incorporar e lidar com não-linearidades e restrições do projeto do controlo-*Pf* emprega-se um controlo baseado em modelos preditivos (MPC). Além das vantagens enunciadas, podem incorporar qualquer funcional de custo de optimização [Yousuf, *et al.*, 2010, pp.678, 679].

Contudo, há alguns inconvenientes na utilização de uma estratégia de controlo empregando MPC para que possa ser implementado com sucesso, que tem a ver como o modelo preditivo é concebido. Estes inconvenientes podem ser a estimação do estado do sistema em tempo real, enquadramento das acções de controlo a optimizar, estabelecimento da função objetivo, restrições e o tipo de perturbações a que o sistema está sujeito. Caso o MPC não seja bem projetado, pode resultar numa estratégia de controlo deficiente [Negenborg, 2007, p.10].

O conceito do controlo por predição é encarado num contexto de janela, *i.e.*, horizonte de predição móvel deslizante para o futuro, daí a designação de controlo de horizonte recidivo<sup>1</sup>. Este conceito tem vindo a complementar cada vez mais a acção de realimentação de controlo de sistemas. Acção, esta, mais relacionada com reacção do que com antecipação ou predição, como acontece no controlo convencional de processos [Paulo, 2010, p.24].

---

<sup>1</sup> Tradução do anglicismo *Receding Horizon Control*. *Receding* tem a sua tradução no substantivo recessão (etimologicamente vem do latim *recedere*). Com as devidas adaptações, ao caso de controlo de processos, significa "*antecipação, i.e., futuro com atraso*".

O controlo por antecipação, " *feed-forward* ", é naturalmente englobado no conceito de predição. A ideia básica do controlo preditivo é simples: com base num modelo do processo prevê-se o comportamento do mesmo para as diferentes acções de controlo. Da optimização de um funcional de custo, dependente dessas acções, obtém-se a acção óptima a aplicar na cadeia de acção do sistema [Moreira, 2002, p.4 ].

A monitorização da estrutura de controlo da frequência (AGC) de uma área de controlo é realizada através de medições das variáveis de estado (VE) e, com base nestas medições, acções de controlo são desencadeadas. O sistema evolui em função destas acções para um novo estado, o qual é novamente medido pela estrutura de controlo MPC, num processo iterativo acção-controlo, de maneira que o desempenho do sistema seja o melhor possível [Negenborg, 2007, p.3].

A estrutura de controlo baseada em MPC consiste em um ou mais agentes, chamados *agentes de controlo* (agentes de controlo pode ser por exemplo, numa hierarquia mais elevada, o centro de controlo e gestão do sistema de uma área de controlo — despacho económico). Estes agentes de controlo determinam as acções a estabelecer dentro do sistema, de forma a cumprir os objetivos globais do sistema, como também satisfazer as restrições do sistema. Neste particular, a estrutura de controlo, consiste em todos os utilizadores, controladores, actuadores, sensores, protocolos de comunicação, operadores, *etc.*. Um agente que tenha acesso global à estrutura de controlo, quer seja de carácter passivo ou activo, dentro de uma área de controlo, é referido na generalidade como *agente de controlo da área de controlo*.

A estrutura de controlo tem um conceito muito geral e pode assumir diferentes formas. Uma importante diferença entre as estruturas de controlo é o número de agentes que constituem a estrutura de controlo: pode ser composta por um agente de controlo ou por múltiplos agentes de controlo.

Quando existem múltiplos agentes de controlo que não comunicam uns com os outros e distribuídos geograficamente, como é o caso do sistema electroprodutor, a estrutura de controlo é descentralizada. Caso os agentes de controlo comuniquem entre si a estrutura de controlo é distribuída. Por outro lado, quando se concentram todos os componentes de uma estrutura de controlo num local, está-se perante uma estrutura de controlo centralizado [Negenborg, 2007, p.4].

## 1.2 Objetivo da dissertação

O constante restabelecimento do estado de equilíbrio produção-consumo corresponde à função básica de um sistema de controle no SEN. Portanto, este deve ser dotado de um sistema de controlo capaz de detectar as variações de carga que provocam alterações nas VE e iniciar em tempo real acções que restabeçam eficazmente o normal funcionamento do sistema, por actuação nessas VE.

Sucintamente, face ao pressuposto, o tema desenvolvido nesta dissertação é analisar o controlo de frequência e, em caso de sistemas interligados, o desvio da potência de interligação em regime transitório e estacionário perante o desequilíbrio das potências activa gerada e consumida (incluindo as perdas na rede). Para este objectivo contrapõem-se as técnicas clássicas actualmente implementadas

(controle integral) com novas técnicas de controle baseadas no controle preditivo (MPC), com especial ênfase para o controle preditivo distribuído.

Para realizar este tipo de avaliação recorre-se à utilização de ferramentas matemáticas analíticas, baseadas em funções de transferência (FT) e em modelos de estado (ME), para determinar os modelos que compõem um SEE que sejam apropriados para a simulação em MATLAB/*Simulink* dos fenômenos de perturbação na carga, contingência ou outros no controle-*Pf*. Ao longo do texto, para sua concretização é necessário:

i) Modelar os equipamentos das unidades que compõem o SEE através de FT e VE:

- Geradores;
- Carga;
- Reguladores de frequência;
- Turbinas a vapor;
- Linha de interligação.

ii) Implementar o controle-*Pf*, distintamente através da regulação primária e secundária, utilizando separadamente o controle I e o MPC;

iii) Simular em MATLAB/*Simulink* o comportamento da rede implementada. Para este efeito, construíram-se vários cenários de utilização da rede:

- Áreas de controle isoladas e/ou interligadas;
- Variação da potência consumida pela carga com distintos escalões de posição (*steps*);
- Variação da distância entre áreas de controle interligadas.

## 1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, apresentando no início um resumo que sintetiza o alcance do trabalho. Imediatamente a seguir ao índice, apresentam-se as listas das figuras, das tabelas, dos acrónimos e abreviaturas e dos símbolos utilizados. Os anexos e as referências bibliográficas surgem no final do texto. As figuras e as tabelas encontram-se numeradas sequencialmente, sendo o seu número de ordem precedido pelo número do capítulo a que dizem respeito. A lista dos acrónimos e abreviaturas e da simbologia mais utilizadas estão devidamente definidos e caracterizados por ordem alfabética. As referências bibliográficas encontram-se ordenadas por ordem alfabética do autor da obra.

Esta dissertação está estruturada por capítulos, completados por anexos, da forma que se apresenta a seguir:

- Capítulo 1** Enquadramento do trabalho e traçar e, na generalidade, os objetivos a atingir, bem como a organização e estrutura deste.
- Capítulo 2** Descrição e dedução dos modelos matemáticos dos equipamentos que compõem uma unidade geradora do SEE, da carga e da linha de interligação entre áreas de controlo pelo método de equações diferenças (FT). Regulação da frequência apenas com a malha de *controlo primário* de uma rede isolada (área de controlo isolada) e de duas redes interligadas (duas áreas de controlo interligadas). Regulação da frequência com malha de *controlo secundária* com a finalidade de repor a frequência nominal e a potência de interligação de áreas interligadas, isto porque a actuação apenas com controlo primário resulta em desvios de frequência e de potência de interligação em regime estacionário. Aborda-se o *controlo terciário* (despacho económico) — que, juntamente com o controlo primário e secundário, se designa por *controlo automático de geração* (AGC) — como forma de gestão de potência de reserva para o controlo primário e secundário, juntamente otimizando os custos de produção.
- Capítulo 3** Os modelos da dinâmica do sistema, estudados e deduzidos no *Capítulo 2*, são convertidos em modelos de variáveis de estados (VE) para se implementar o modelo baseado em *controlo preditivo* (MPC) no AGC. Análise e noções do MPC. Desenvolvimento de um algoritmo generalizado para  $n$  áreas de controlo interligadas, com o objectivo de implementar computacionalmente o MPC centralizado e distribuído, particularizando para uma área de controlo isolada e para duas áreas interligadas.
- Capítulo 4** Simulação computacional dos modelos, apresentados nos capítulos precedentes, em MATLAB/*Simulink*. Análise do comportamento de duas áreas implementadas, quer sejam isoladas ou interligadas, tendo em consideração os *cenários* idealizados para exploração destas.
- Capítulo 5** Apresentação das conclusões. Aqui sintetizam-se e tecem-se reflexões gerais sobre o trabalho realizado. São ainda perspetivadas algumas possíveis direcções futuras que poderão dar sequência ao trabalho apresentado nesta dissertação.

Os anexos são apresentados a seguir. Estes contêm os diagramas do MATLAB/*Simulink* com os respetivos *m-files* para simulação. Por último, a bibliografia é apresentada no final deste documento.

## 1.4 Convenções e notação adoptada

As figuras e tabelas são apresentadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo. Alinhados à direita, identificam-se as expressões e equações entre parênteses curvos ( ). A identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parênteses rectos [ ], cujo conteúdo é: [Autor, ano, página(s)].

Sistema de Unidades utilizado:

- Neste texto é utilizado, salvo menção expressa em contrário, o Sistema Internacional (S.I.) de unidade de medida, bem como os símbolos e abreviaturas normalmente usadas para múltiplos e submúltiplos das diversas unidades. Por ser um sistema de unidades bem conhecido, essas abreviaturas não são citadas na secção "Lista de símbolos" contida neste trabalho.

Para designar as variáveis, de molde a minimizar a possibilidade de interpretação dúbia, utilizam-se as seguintes regras gerais de notação:

- A estimação para tempos discretos utiliza-se o acento circunflexo " ^ " encimando uma variável, e.g.:  $\hat{x}$  ;
- Variável de tempo discreto é representado simbolicamente pela letra " k " minúscula em *itálico*, e.g.:  $x(k+1|k)$  ;
- Variável de tempo contínuo é representado simbolicamente pela letra " t " minúscula em *itálico*, e.g.:  $x(t)$  ;
- Grandezas físicas instantâneas simbolizam-se por letra minúscula em *itálico*, e.g.:  $x$  ou  $x(t)$  ;
- Componentes contínuas de grandeza físicas simbolizam-se com letra maiúscula em *itálico*, e.g.:  $X$  ;
- Grandezas físicas representadas por matrizes descrevem-se por letra maiúscula a **negrito** e *itálico*, e.g.:  $X$  ;
- Grandezas físicas representadas por fasores, entidades complexas e vectores descrevem-se por letra minúscula a **negrito** e *itálico*, e.g.:  $x$  ;
- Grandezas físicas derivadas em ordem ao tempo, e.g.:  $\dot{x}$  ou  $\dot{x}(t)$  ,  $\frac{dx}{dt}$  ou  $\frac{dx(t)}{dt}$  .
- Grandezas escalares representam-se por letras em *itálico*, e.g.:  $L, R, p$  ;
- As unidade de grandezas físicas representam-se me letras normais, e.g.: Hz, kV;
- Funções matemáticas padrão representam-se por letras normais, e.g.: sin, cos;

- Índices subscritos relacionados com grandezas físicas ou outras entidades são escritas em *itálico*, e.g.:  $A_{ij}$ ,  $x_k$ ;
- Grandezas físicas de referência de cadeias de controlo indicam-se através do índice "ref", e.g.:  $X_{\text{ref}}$ ,  $x_{\text{ref}}$ . Em alguns casos também se designa por  $w$  (no controlo discreto);
- Valores incrementais e pequenas perturbações não sinusoidais de grandezas físicas utiliza-se a letra grega " $\Delta$ ": e.g.:  $\Delta x$ ;
- Grandezas em regime estacionário ou permanente, ou grandezas antes de se dar uma perturbação, definem-se através do expoente "0", e.g.:  $x^0$ ;
- Deslocamento ou mudança de posição no sentido positivo, e.g.:  $\Delta X \uparrow$ . Caso o deslocamento seja no sentido negativo seria  $\Delta X \downarrow$ .



# Capítulo

## 2

# Controlo de frequência pelo método clássico

---

---

Neste segundo capítulo pretende-se estudar o controlo de frequência pelo método convencional (*i.e.* tradicionalmente implementado no SEE). Inicialmente deduzem-se os modelos matemáticos dos elementos responsáveis directa ou indirectamente pelo controlo de frequência: regulador de frequência; turbina; gerador; carga; e em casos de sistemas interligados das linhas de interligação.

Depois é introduzido o conceito de controlo primário de frequência (de natureza descentralizada) responsável pelo equilíbrio entre a potência mecânica no veio da turbina e a potência eléctrica na carga, após uma variação da potência nesta. Em regime estacionário, será visto que apenas com controlo primário resultam desvios de frequência em relação ao valor nominal, além de que, em redes interligadas, seguem-se desvios de potência nas linhas de interligação. O controlo secundário, de natureza centralizada, é responsável por restaurar a frequência ao seu valor nominal e anular os desvios da potência de interligação entre áreas. Fazem-se estudos em regime transitório e estacionário, tanto no controlo primário como secundário.

Aborda-se o controlo terciário responsável por repor as reservas de controlo primário e secundário, quando estas são solicitadas pela rede, com o objectivo de gerir a potência girante. Finalmente, expõem-se o controlo automático de geração (AGC) como um exemplo de controlo multinível.

### Conteúdo do capítulo

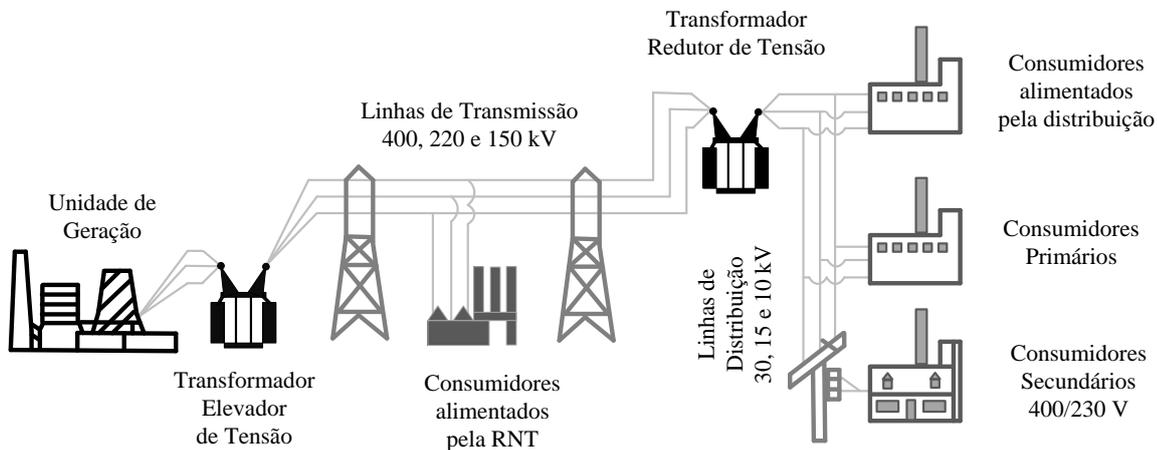
---

2.1	Introdução	14
2.2	FT do sistema de potência	17
2.3	FT do regulador de frequência	22
2.4	FT da turbina	27
2.5	Controlo primário	36
2.6	Controlo secundário	48
2.7	Controlo de sistemas interligados	53
2.8	Controlo terciário	65

---

## 2.1 Introdução

Associada à energia eléctrica, existe toda uma infraestrutura de produção e transmissão/distribuição que necessita de ser monitorizado em tempo real para evitar a ocorrência de incidentes e cumprir os critérios de segurança e qualidade [Torres, 2004, p.VI]. A *Figura 2.1* ilustra a estrutura básica do SEN.



Adaptado de FERC.

**Figura 2.1** Estrutura física do SEN.

Da esquerda para a direita, a figura apresenta os principais constituintes do sistema [REN; EDP]:

- i) Sistema electroprodutor, representado por uma central térmica geradora;
- ii) Transformador elevador de tensão, cuja função é elevar a tensão de produção à saída do gerador para o nível de tensão da Rede Nacional de Transporte (RNT), cuja concessão é da REN. Em Portugal contempla os níveis de tensão nominal igual ou superiores a 60 kV (AT). Sendo normalmente os níveis de tensão os seguintes: 150, 220 e 400 kV. Estas linhas unem os centros produtores (centrais térmicas, hídricas, eólicas) às subestações ou entre várias subestações. São normalmente aéreas podendo, no entanto, ser subterrâneas;
- iii) Consumidores industriais alimentados a partir da RNT (*e.g.*, Volkswagen AutoEuropa em Palmela ou a Siderurgia Nacional no Seixal, *etc.*);
- iv) Subestações, contendo equipamento de corte, seccionamento, medida, controlo e transformação, cuja principal função é baixar o nível de tensão de AT para MT ou BT da rede de distribuição. Sendo normalmente os níveis de tensão os seguintes: 10, 15 e 30 kV. Estas linhas ligam as subestações aos postos de transformação ou ligam diferentes postos de seccionamento e transformação entre si. Podem ser aéreas ou subterrâneas.
- v) Consumidores primários alimentados a partir da rede de distribuição em MT;

vi) Consumidores secundários em BT alimentados pela rede de distribuição (*e.g.*, clientes domésticos), cujo nível de tensão é 230 V entre fase e neutro e 400 V entre fases. Podem ser de dois tipos: aéreas ou subterrâneas.

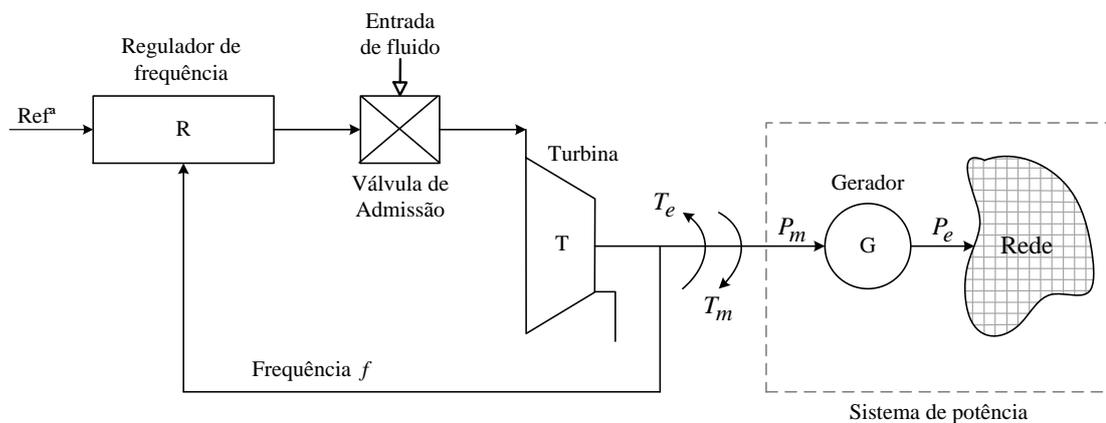
Desta forma, o SEN divide-se em três níveis, associados a sistemas de controlo numa estrutura hierárquica [Anderson, 2012, p.1]:

- Produção;
- Transmissão/Distribuição;
- Consumo.

Os seus principais elementos são:

- Geradores (*e.g.*, máquinas síncronas, *etc.*);
- Transformadores (*e.g.*, transformadores elevadores ou redutores de tensão);
- Linhas de transmissão (*e.g.*, linhas de MAT, AT, MT BT);
- Carga (*e.g.*, consumidores industriais e domésticos, iluminação pública, *etc.*);
- Equipamentos de medida, controlo e protecção (*e.g.*, transformadores de medida de tensão e corrente, contadores, reguladores, autómatos, sensores, disjuntores, seccionadores, *etc.*);
- Elementos para melhorarem o factor de potência (*e.g.*, banco de condensadores, compensadores estáticos ou síncronos, *etc.*).

O conceito de regulação de velocidade é ilustrado, considerando uma unidade geradora isolada a alimentar uma carga local, na figura seguinte:



Adaptado de [Kundur, 1994, p.582].

**Figura 2.2** Diagrama esquemático do sistema de regulação de frequência.

Como o propósito deste trabalho é o controlo de frequência de sistemas de energia, será sobre estes componentes que se incidirá (*cf. Figura 2.2*). Basicamente, para controlo de frequência, os modelos das unidades geradoras são constituídos por quatro elementos principais. A saber: máquina síncrona; regulador de velocidade; turbina (que pode ser térmica ou hidráulica). Além das unidades geradoras, também se tem os elementos que ligam os centros consumidores unidos por linhas de transmissão de energia, onde se situam as cargas responsáveis pela necessidade de manter a frequência no seu valor nominal.

### ***Resposta do gerador a uma variação de potência na carga que se mantém:***

Quando há a variação da potência consumida pela carga, é refletida instantaneamente numa alteração no binário elétrico  $T_e$  do gerador. Isto causa uma diferença entre o binário mecânico  $T_m$  e o binário elétrico  $T_e$ , no qual resulta uma variação de velocidade angular  $\omega$ , demonstrado pela equação do movimento da máquina geradora. O regulador mede esta velocidade, compara-a com o valor de ref<sup>a</sup> e actua sobre a válvula de admissão de fluido à máquina de accionamento. Esta última operação permite variar  $T_m$  e, por conseguinte, a potência activa fornecida pelo gerador, restabelecendo assim a potência de demanda da carga [Kundur, 1994, p.582; Paiva, 2007, p.354].

O estudo a realizar em cada uma das secções seguintes é a apresentação e respectiva modelação matemática de cada elemento de controlo da frequência, considerando a integração destes elementos como um todo (*cf. Figura 2.2*). Os modelos matemáticos serão traduzidos por equações diferenciais lineares (a coeficientes constantes) e invariantes no tempo, pois considera-se que cada elemento que compõe a regulação de frequência é um sistema linear e invariante no tempo (SLIT), isto porque se ignoram as não-linearidades e a influência de parâmetros distribuídos.

Uma vez obtido o modelo matemático do sistema, hierarquiza-se o controlo-*Pf* em três níveis de controlo: controlo primário; controlo secundário; controlo terciário.

O controlo primário é associado às unidades produtoras, sendo assegurado pelos reguladores de frequência. Como a acção exclusiva destes é insuficiente com vista à manutenção da frequência no seu valor nominal, o controlo secundário permite ultrapassar as limitações do controlo primário. O controlo terciário, relacionado como o anterior com uma área de controlo da responsabilidade do operador do sistema, é activado de forma não automática pelo arranque de grupos geradores ou através da importação/exportação de energia de áreas vizinhas, com o objetivo de restabelecer níveis de reserva e de segurança, como também repartir as cargas consumidores pelos vários grupos geradores de modo a otimizar custos de produção.

Em capítulo posterior utilizar-se-á a ferramenta analítica computacional MATLAB/*Simulink* para fins de análise e síntese da problemática do controlo de frequência, abordando o controlo automático de geração (AGC) através do controlo integral (I) ou através do controlo preditivo (MPC).

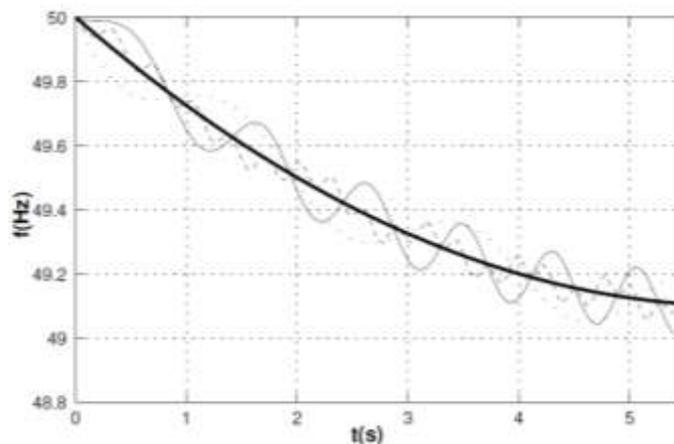
## 2.2 FT do sistema de potência

Na cadeia de controlo do sistema de regulação de velocidade é necessário estabelecer uma relação entre a diferença da potência mecânica à saída da turbina e a potência eléctrica gerada pelo grupo-gerador (igual em cada instante à potência na carga mais a potência de perdas) e a variação de frequência resultante.

Em regime estacionário tem-se que  $P_m^0 = P_e^0 + P_{perdas}^0$ . Considerando a potência de perdas nula, por ser muito inferior às restantes, então a igualdade anterior fica  $P_m^0 \approx P_e^0$ . De referir que, como habitualmente, o expoente "0" denota o regime estacionário anterior ou posterior à perturbação que provocou o desajuste de potência.

Admite-se que todos os grupos geradores ligados à rede constituem um conjunto coerente, *i.e.*, têm um comportamento dinâmico idêntico em face de perturbações, então podem ser modelados por um gerador único equivalente. Da mesma forma, a carga distribuída na rede por vários consumidores será modelada concentrando toda a potência consumida por um consumidor (carga equivalente) [Anderson, 2012, p.1; Ferreira, 1996, p.8; Paiva, 2007, p.364 ].

A repartição de frequência pelos grupos geradores, após uma perturbação do sistema, variará de forma semelhante ao exemplo ilustrado na *Figura 2.3*. As frequências das diferentes máquinas podem ser consideradas como variações relativamente pequenas que contribuem para a frequência média do grupo gerador equivalente. Esta frequência média é a chamada frequência do sistema.

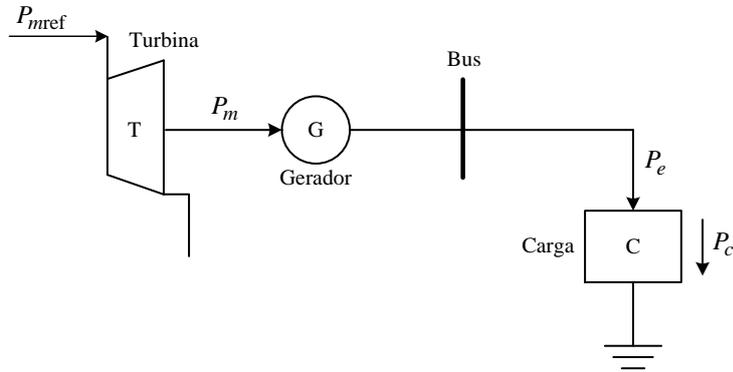


Adaptado de [Anderson, 2012, p.10].

**Figura 2.3** Contribuição individual de cada gerador para a variação da frequência após uma perturbação na rede.

Na figura anterior a curva mais espessa a cheio indica a frequência média do sistema. As restantes mostram a frequência individual imposta por cada gerador.

A Figura 2.4 representa simplificada o sistema de potência, que é composto pelo grupo gerador equivalente conectado ao mesmo barramento da carga equivalente.



**Figura 2.4** Gerador equivalente a alimentar uma carga isolada equivalente.

Ao verificar-se uma perturbação, o excesso ou déficit entre a variação da potência mecânica  $\Delta P_m$  e a variação da potência eléctrica  $\Delta P_e$  (igualando em cada instante a variação da potência na carga  $\Delta P_c$ ), manifesta-se de duas formas:

- i) Pelo aumento da energia cinética armazenada  $W_{cin}$  nos grupos em serviço, que dá origem a um aumento ou diminuição da frequência;
- ii) Pelo aumento ou diminuição da potência na carga, devido ao efeito de elasticidade da carga em relação à frequência  $\Delta P_D$ .

O modelo matemático, que comporta **i)** e **ii)**, exprime-se pela equação

$$\Delta P_m - \Delta P_c = \frac{dW_{cin}}{dt} + \Delta P_D. \quad (2.1)$$

A energia cinética é proporcional ao quadrado da velocidade de rotação dos grupos, ou seja, à frequência, que se assume uniforme ao longo de todo o sistema. Tem-se por conseguinte,

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \left( \frac{f}{f^0} \right)^2 = W_{cin}^0 \left( \frac{f^0 + \Delta f}{f^0} \right)^2. \quad (2.2)$$

Desenvolvendo a expressão quadrática, com o pressuposto que a variação de frequência se assume pequena face ao valor nominal, fica

$$W_{cin} = W_{cin}^0 \left( 1 + 2 \frac{\Delta f}{f^0} + \left( \frac{\Delta f}{f^0} \right)^2 \right) \approx W_{cin}^0 \left( 1 + 2 \frac{\Delta f}{f^0} \right). \quad (2.3)$$

A constante de inércia  $H$  dos grupos geradores define-se pelo quociente entre a energia cinética do sistema e a potência nominal  $P_n$  de todos os grupos em serviço, sendo dado por  $H = W_{cin}^0 / P_n$ . Substituindo a constante de inércia  $H$  em (2.3), fica

$$W_{cin} \approx H \frac{P_n}{f^0} (f^0 + 2\Delta f). \quad (2.4)$$

De notar que  $H$  assume valores típicos na ordem de 2 - 8 s.

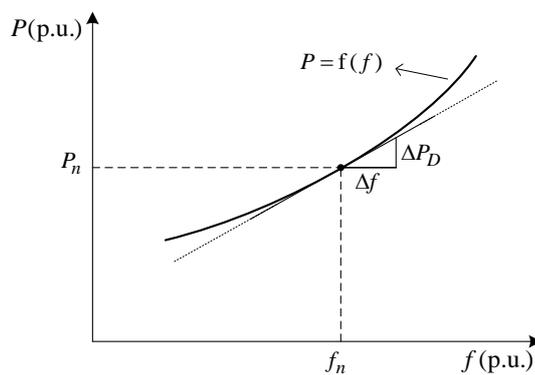
A elasticidade  $D$  define-se como a sensibilidade da potência activa na carga em relação ao desvio da frequência, *i.e.*, corresponde à variação gradual da potência activa pedida ou cedida pela rede em consequência da frequência variar.

Para ver como a carga varia com a variação de frequência tem-se o exemplo de uma carga constituída por uma impedância do tipo  $RL$  série [Gomes, 2003, p.6]. Numa carga deste tipo, a potência absorvida é dado por  $S = U^2 / Z^*$ , em que  $Z = R + j\omega L$ , pelo que se pode dar à potência complexa a forma seguinte

$$S = \frac{RU^2}{R^2 + (\omega L)^2} + j \frac{\omega LU^2}{R^2 + (\omega L)^2}, \quad (2.5)$$

tendo em atenção a componente activa da potência complexa da expressão anterior, conclui-se que a potência activa  $P$  aumenta com a diminuição da frequência  $\omega$  e *vice-versa*.

Em geral um sistema de potência é composto por uma variedade de cargas eléctricas. Para cargas resistivas, como sejam a iluminação ou o aquecimento, a potência eléctrica é independente da frequência. No caso de cargas indutivas, como sejam os motores, a potência eléctrica varia fortemente com a frequência [Kundur, 1994, p.584].



**Figura 2.5** Elasticidade da potência activa em relação à frequência.

Considerando a linearização em torno de um ponto de funcionamento da potência e da frequência nominais, para pequenas perturbações de frequência na carga corresponde uma variação da potência activa na carga dado por

$$\frac{dP_n}{df_n} \approx \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \Leftrightarrow \Delta P_D \approx \frac{dP_n}{df_n} \Delta f \Leftrightarrow \Delta P_D \approx D \Delta f. \quad (2.6)$$

A elasticidade da potência activa em relação à frequência é expressa como uma percentagem (em p.u.). Valores típicos de  $D$  estão compreendidos entre 1% e 2%. Um valor de  $D = 2$ , significa que por 1% na variação da frequência causará um desvio de 2% na variação da potência na carga.

Pode tomar-se  $D = 1$  para cargas típicas, com a seguinte composição: 60% de motores de indução, 20% de motores síncronos e 20% de outros componentes [Elgerd, 1976, p.62]. Na situação teórica em que  $D = 0$ , significa que se está perante uma carga resistiva pura.

Supondo um acréscimo de potência pedida pela carga  $\Delta P_c$ , para uma rede como a portuguesa, com cargas da ordem dos 8000 MW,  $D = 1$  equivale a 80 MW de potência libertada pela própria rede em consequência da frequência variar 1% do seu valor nominal. Caso se tivesse um decréscimo da potência na carga, e para as mesmas condições propostas, os 80 MW seriam também libertados pela própria rede.

Em última análise,  $D$  é uma característica inerente ao sistema de se auto regular, podendo ser denominada por *regulação própria do sistema*. Na situação teórica em que  $D = 0$ , significa que se está perante uma carga resistiva pura, o que faz com que não haja potência libertada pela própria rede em consequência da frequência variar.

Definidas a energia cinética armazenada  $W_{cin}$  nos grupos (cf. equação (2.4)) e a elasticidade da carga em relação à frequência  $\Delta P_D$  (cf. equação (2.6)), substituindo-as na equação (2.1), vem

$$\Delta P_m - \Delta P_c = \frac{d \left( H \frac{P_n}{f^0} (1 + 2\Delta f) \right)}{dt} + D \Delta f. \quad (2.7)$$

Desenvolvendo a expressão anterior, sabendo que  $\frac{d \left( H \frac{P_n}{f^0} \right)}{dt} = 0$  por ser uma constante, fica

$$\Delta P_m - \Delta P_c = 2H \frac{P_n}{f^0} \frac{d\Delta f}{dt} + D \Delta f. \quad (2.8)$$

Aplicando TL a esta equação, resulta

$$\Delta P_m(s) - \Delta P_c(s) = 2H \frac{P_n}{f^0} s \Delta f(s) + D \Delta f(s), \quad (2.9)$$

Definindo o momento angular do grupo gerador equivalente como

$$M = 2H \frac{P_n}{f^0}. \quad (2.10)$$

Expressando em p.u. a potência e a frequência nos respectivos valores de base nominais, a equação anterior escreve-se  $M = 2H$ . Substituindo em (2.9), daqui se retira o valor de  $\Delta f(s)$

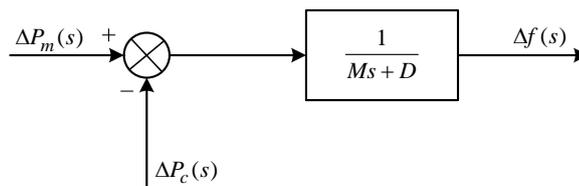
$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs + D} (\Delta P_m(s) - \Delta P_c(s)). \quad (2.11)$$

Substituindo e expressando a FT anterior em termos de ganho  $K_p$  e constante de tempo  $\tau_p$ ,

$$\Delta f(s) = \frac{K_p}{1 + s\tau_p} (\Delta P_m(s) - \Delta P_c(s)), \quad (2.12)$$

onde  $K_p = 1/D$  e  $\tau_p = M/D$ . A constante de tempo  $\tau_p$  assume valores típicos na ordem de 0,5 - 10 s.

O diagrama de blocos para o sistema de potência, representado pela FT da equação (2.12), será:



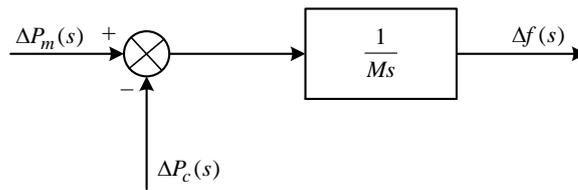
**Figura 2.6** DB do sistema de potência (gerador + carga).

Em regime estacionário, a potência eléctrica gerada é igual à potência mecânica fornecida pela turbina, uma vez que as perdas no gerador são consideradas desprezáveis. Em regime transitório, contudo, tal não sucede: a potência eléctrica gerada tem de igualar as variações da potência na carga em cada instante ( $\Delta P_c(s) = \Delta P_G(s)$ ), sendo o eventual desajuste entre a potência na carga e a potência mecânica suprimido pela energia cinética armazenada nas massas girantes do grupo gerador, como se verá com mais detalhe à frente na regulação primária.

Se considerar-se o efeito da elasticidade nulo ( $D = 0$ ), já que a variação de frequência devido ao efeito da elasticidade da carga é muito inferior às outras variáveis em jogo, tem-se, por simplificação da expressão obtida em (2.11), a seguinte FT

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs} (\Delta P_m(s) - \Delta P_c(s)). \quad (2.13)$$

Sabendo que  $M = 2H$ , resulta o diagrama de blocos simplificado para o sistema de potência:



**Figura 2.7** DB simplificado ( $D = 0$ ) do sistema de potência (gerador + carga).

## 2.3 FT do regulador de frequência

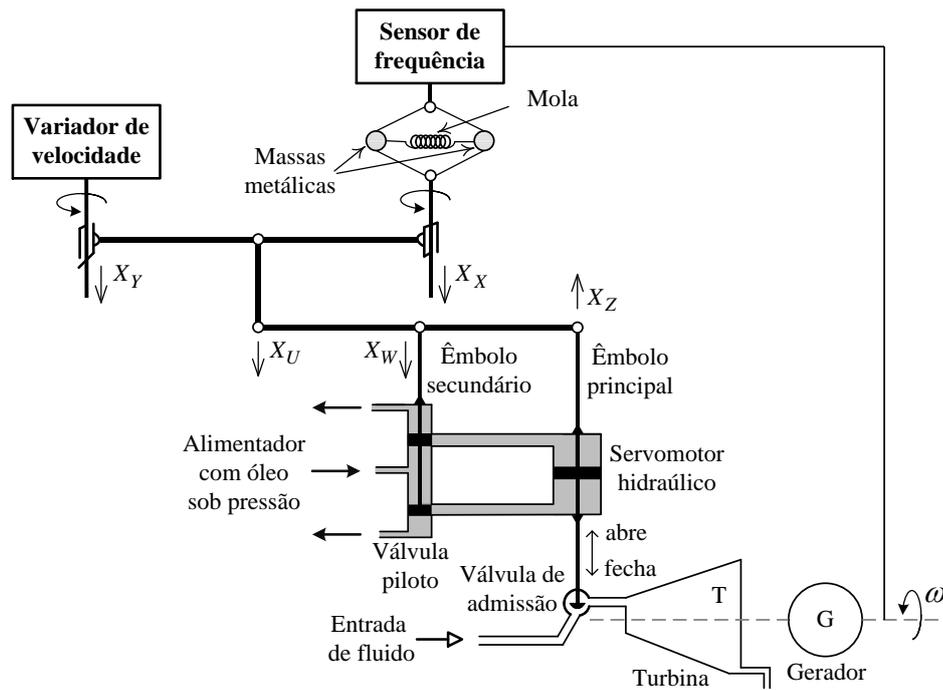
Cada grupo gerador é dotado de um regulador de frequência, também designado regulador de velocidade, que assegura o controlo primário e secundário de frequência. Resumidamente o funcionamento do regulador de frequência é o seguinte: o regulador mede a velocidade de rotação do grupo, compara-a com o valor de referência actua sobre a válvula de admissão de fluido à máquina de accionamento. Esta última operação permite variar a respectiva potência mecânica e, por conseguinte, a potência activa fornecida pelo gerador [Paiva, 2007, p.354].

É importante entender o seu funcionamento para determinar a FT do regulador. Um dos primeiros reguladores utilizados foi o *regulador centrífugo de Watt*, constituído por duas massas metálicas ligadas por uma mola e que rodam a uma velocidade proporcional à do grupo, afastando-se tanto mais quanto maior for aquela, devido à força centrífuga.

Embora os reguladores modernos utilizem dispositivos electrónicos como sensores da velocidade, combinados com dispositivos mecânicos e hidráulicos para regular a posição da válvula de admissão da turbina, o principio de funcionamento é semelhante ao *regulador mecano-hidráulico*, pelo que este pode ser estudado sem prejuízo de análise [Gomes, 2003, p.17; Paiva, 2007, p.355; ].

Considere-se o esquema simplificado de um regulador indicado na *Figura 2.8*. Neste esquema, apenas está representado um dos andares de um amplificador hidráulico (designado por servomotor hidráulico) destinado a produzir a elevada força necessária para mover a válvula de admissão da turbina. A energia necessária é fornecida pelo óleo sob pressão actuando sobre o êmbolo principal.

A entrada para esse amplificador hidráulico é a posição  $X_w$  da válvula piloto. A saída é a posição  $X_z$  do êmbolo principal. A posição  $X_v$  fornece uma medida da velocidade de rotação. A amplificação de força é muito grande porque o fluido a alta pressão exerce apenas uma pequena força diferencial sobre a válvula piloto.



Adaptado de [Gomes, 2003, p.17]

**Figura 2.8** Regulador de frequência mecano-hidráulico (de Watt).

A posição  $X_W$  da válvula piloto pode ser afectada pelo sistema de ligação de duas maneiras:

- i) Diretamente pelo operador da central, actuando no variador de frequência, provocando o deslocamento  $X_Y$ , o que permite regular a potência de referência.
- ii) Indiretamente por retroação:
  - Do amplificador hidráulico, por variação do deslocamento  $X_Z$  do êmbolo principal;
  - Do sensor de frequência, por variação do deslocamento  $X_X$ , devido à variação de velocidade do grupo gerador.

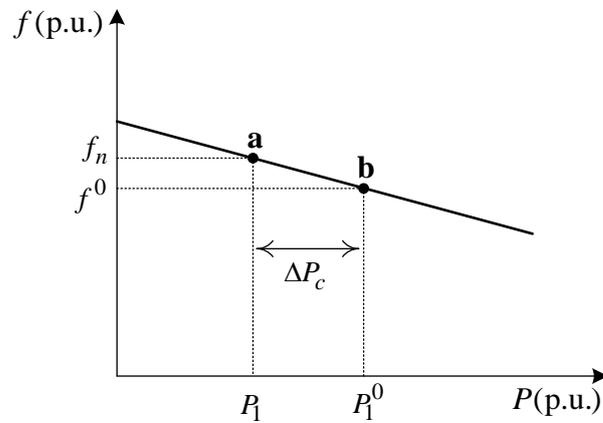
A partir do esquema verifica-se o seguinte funcionamento [Ferreira, 1996, pp.17, 18; Gomes, 2003, pp.17, 18; Elgerd, 1976, pp.354 a 356]:

- i) Actuando no sensor de frequência:

O grupo, suposto em paralelo com uma rede "infinita", passa a rodar a uma velocidade inferior, devido a uma diminuição de frequência  $f$  da rede:

$\Delta f \downarrow \Rightarrow \Delta X_X \uparrow \Rightarrow \Delta X_U \uparrow \Rightarrow \Delta X_W \uparrow \Rightarrow$  (alimentação de óleo ao cilindro principal no sentido de  $X_Z \uparrow$ )  $\Rightarrow$  (abertura da válvula de admissão de fluido à turbina)  $\Rightarrow \Delta f \uparrow \Rightarrow \Delta X_X \downarrow \Rightarrow \Delta X_U \downarrow \Rightarrow \Delta X_W \downarrow \Rightarrow$  (diminuição de alimentação de óleo ao cilindro principal até ao corte total).

Em regime estacionário tem-se a válvula da turbina mais aberta, *i.e.*, o grupo passa a fornecer mais potência activa (passa de **a** para **b**) porque  $\Delta X_Z \uparrow$ , o que faz com que  $f \uparrow$ .



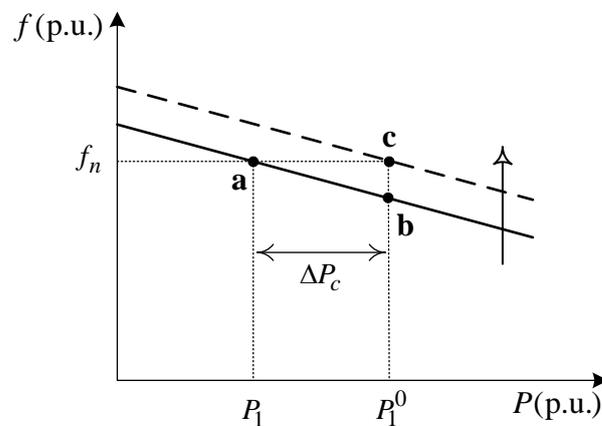
**Figura 2.9** Característica frequência-potência em regime estacionário do regulador frequência por actuação no sensor de frequência.

**ii)** Actuando no variador de velocidade:

Pretende-se que o grupo, inicialmente a fornecer uma determinada potência, passe a fornecer mais potência activa, mantendo a frequência no valor nominal:

$\Delta X_Y \uparrow \Rightarrow \Delta X_U \uparrow \Rightarrow \Delta X_W \uparrow \Rightarrow$  (alimentação de óleo ao cilindro principal no sentido de  $\Delta X_Z \uparrow$ )  
 $\Rightarrow$  (abertura da válvula de admissão de fluido à turbina)  $\Rightarrow \Delta f \uparrow \Rightarrow \Delta X_X \downarrow \Rightarrow \Delta X_U \downarrow \Rightarrow \Delta X_W \downarrow$   
 $\Rightarrow$  (diminuição de alimentação de óleo ao cilindro principal até ao corte total).

No final, a característica  $f$ - $P$  do regulador passou da posição **b** para a posição **c** devido à recta característica  $f$ - $P$  ter-se deslocado paralelamente no sentido ascendente.



**Figura 2.10** Característica frequência-potência em regime estacionário do regulador frequência por actuação no variador de velocidade.

Com vista a simplificar o estudo, admite-se que os braços das alavancas do regulador, entre os pontos de articulação, representam barras rígidas iguais e que os deslocamentos  $\Delta X_Y$ ,  $\Delta X_X$ ,  $\Delta X_U$ ,  $\Delta X_W$  e  $\Delta X_Z$  são positivos nos sentidos indicados.

Admite-se ainda que, pelo menos para pequenas variações, a variação  $\Delta X_Y$  de  $X_Y$ , é proporcional a variação  $\Delta P_{ref}$  da potência activa de referência  $P$ , e a variação  $\Delta X_X$  de  $X_X$ , é proporcional (embora de sinal contrário) à variação da frequência  $\Delta f$ , *i.e.*,

$$\begin{cases} \Delta X_Y = K_1 \Delta P_{ref}, \\ \Delta X_X = -K_2 \Delta f. \end{cases} \quad (2.14)$$

em que  $K_1$  e  $K_2$  dependem das características do variador de velocidade e do sensor de frequência, respetivamente.

Para os deslocamentos  $\Delta X_U$  e  $\Delta X_W$ , tendo em atenção o sentido dos deslocamentos parciais, tem-se

$$\begin{cases} \Delta X_U = \frac{1}{2} \Delta X_X + \frac{1}{2} \Delta X_Y \\ \Delta X_W = \frac{1}{2} \Delta X_U - \frac{1}{2} \Delta X_Z \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \Delta X_U = \frac{\Delta X_X + \Delta X_Y}{2}, \\ \Delta X_W = \frac{\Delta X_U - \Delta X_Z}{2}. \end{cases} \quad (2.15)$$

A velocidade de deslocamento do êmbolo do servomotor hidráulico é proporcional ao caudal de óleo que flui do alimentador com óleo sob pressão e este caudal é proporcional a  $\Delta X_W$ ,

$$\begin{cases} v = K' q_v, \\ q_v = K'' \Delta X_W. \end{cases} \quad (2.16)$$

Associando as duas expressões anteriores, resulta

$$v = K' K'' \Delta X_W \Leftrightarrow v = K_3 \Delta X_W, \quad (2.17)$$

com  $K_3 = K' K''$ . Sendo esta constante dependente da geometria do cilindro e da pressão de óleo.

Para a velocidade de deslocamento do êmbolo do servomotor hidráulico proporcional ao deslocamento  $\Delta X_Z$  em ordem ao tempo, obtém-se

$$\frac{d\Delta X_Z}{dt} = K_3 \Delta X_W. \quad (2.18)$$

Resolvendo a equação diferencial em ordem ao deslocamento  $\Delta X_Z$ , fica

$$\Delta X_Z = K_3 \int \Delta X_W dt. \quad (2.19)$$

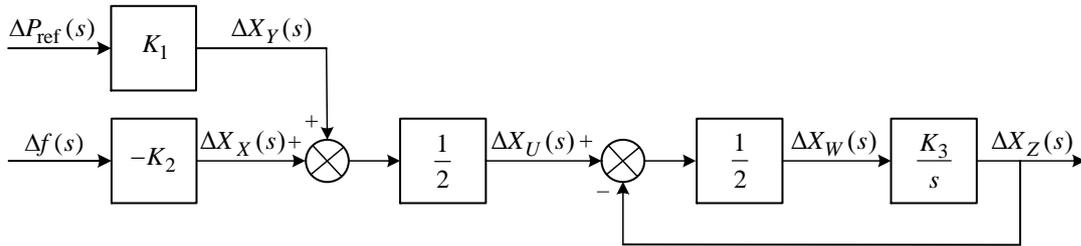
Aplicado TL às expressões (2.14), (2.15) e (2.19), respetivamente:

$$\begin{cases} \Delta X_Y(s) = K_1 \Delta P_{\text{ref}}(s); \\ \Delta X_X(s) = -K_2 \Delta f(s); \end{cases} \quad (2.20)$$

$$\begin{cases} \Delta X_U(s) = \frac{1}{2} [\Delta X_X(s) + \Delta X_Y(s)]; \\ \Delta X_W = \frac{1}{2} [\Delta X_U(s) - \Delta X_Z(s)]; \end{cases} \quad (2.21)$$

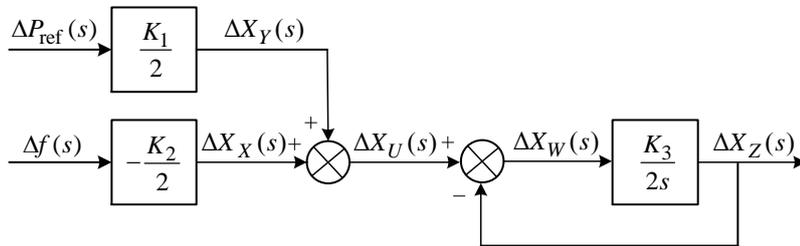
$$\Delta X_Z(s) = \frac{K_3}{s} \Delta X_W(s). \quad (2.22)$$

Obtém-se o diagrama de blocos da *Figura 2.11*:



**Figura 2.11** DB correspondente às expressões (2.20), (2.21) e (2.22).

Associando ambos os blocos de constante "1/2" da malha de controlo, vem:



**Figura 2.12** Simplificação do DB da *Figura 2.11*.

A saída do sistema  $\Delta X_Z(s)$  do diagrama de blocos da figura anterior, será

$$\Delta X_Z(s) = \frac{K_3}{2s} \left[ -\Delta X_Z(s) + \left( \frac{K_1}{2} \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{K_2}{2} \Delta f(s) \right) \right]. \quad (2.23)$$

Desenvolvendo a expressão anterior, explicitando a saída do sistema  $\Delta X_Z(s)$ , resulta

$$\Delta X_Z(s) = \frac{1}{1 + \frac{K_3}{2s}} \left( \frac{K_1}{2} \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{K_2}{2} \Delta f(s) \right). \quad (2.24)$$

Manipulando algebricamente a expressão anterior, vem

$$\Delta X_Z(s) = \frac{\frac{K_1}{2}}{1 + \frac{2s}{K_3}} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{\frac{K_1}{K_2}} \Delta f(s) \right). \quad (2.25)$$

Estabelecendo as relações:

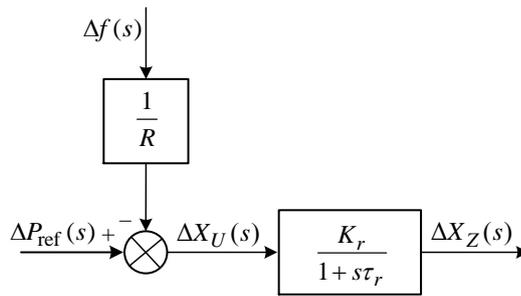
$$\frac{K_1}{2} = K_r; \quad \frac{K_1}{K_2} = R; \quad \frac{2}{K_3} = \tau_r. \quad (2.26)$$

Sendo, respetivamente,  $K_r$ ,  $R$  e  $\tau_r$  a constante, o estatismo e a constante de tempo do regulador.

Substituindo os termos de (2.25) em (2.26), obtém-se, assim, a FT do regulador de frequência,

$$\Delta X_Z(s) = \frac{K_r}{1 + \tau_r s} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right). \quad (2.27)$$

O diagrama de blocos correspondente à FT da equação (2.27) será o da figura junta:



**Figura 2.13** DB do regulador de frequência.

A retroacção representada pelo parâmetro  $R$  (estatismo) corresponde à regulação de frequência-potência em regime estacionário devido à acção do regulador (*cf.* *Figura 2.9* e *Figura 2.10*). Este tema será abordado mais à frente na secção dedicada à regulação primária de frequência.  $f$  é a frequência da tensão aos terminais do gerador proporcional à velocidade de rotação.  $\Delta P_{\text{ref}}$  é o valor de referência da potência eléctrica com vista a satisfazer a demanda de potência da carga.

A constante de tempo do regulador  $\tau_r$  é o tempo de resposta do servomotor hidráulico a uma variação da sua posição inercial. Este tempo assume valores na gama de 0,1 - 0,2 s.

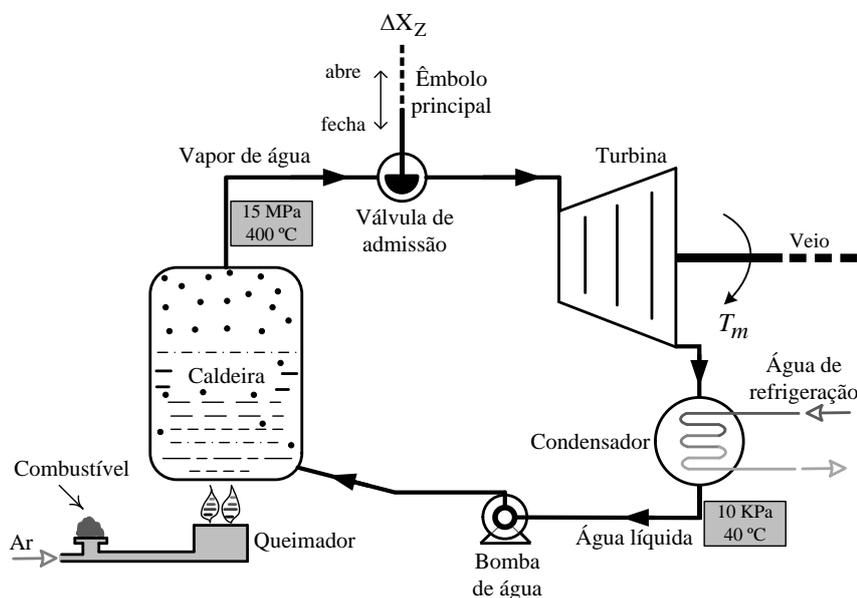
## 2.4 FT da turbina

A turbina acoplada ao gerador pode ser uma turbina a vapor ou hidráulica. Os modelos para a turbina devem ter em conta a energia do vapor a fornecer (turbina a vapor) ou as características da energia cinética da água através de condutas forçadas (turbina hidráulica). Ao longo do texto, apenas o modelo

mais simples da turbina sem reaquecimento será usada. Outros modelos, incluindo as turbinas a vapor com reaquecimento e hidráulicas, serão apenas apresentadas nesta secção, fazendo-se uma breve descrição sobre eles, pelo que somente se apresentam os modelos matemáticos usualmente utilizados.

### 2.4.1 Turbina a vapor sem reaquecimento

Uma turbina a vapor converte a energia armazenada a alta pressão e a alta temperatura do vapor em energia mecânica rotativa, a qual é convertida em energia eléctrica pelo gerador. As fontes de calor para a caldeira que fornece vapor podem ser de um reactor nuclear ou a queima de combustíveis fósseis (e.g., carvão, gás, biomassa ou derivados do petróleo), [Melo, 1997, p.259].



Adaptado de [Melo, 1997, p.140]; *Shin Nippon Machinery*.

**Figura 2.14** Configuração da turbina a vapor sem reaquecimento.

Para ilustrar o modelo de uma turbina a vapor sem reaquecimento, considera-se a configuração básica dos elementos que a compõem na *Figura 2.14*. A caldeira é um equipamento destinado à produção de vapor de água a partir da energia térmica contida nos combustíveis e libertada pela queima a que são sujeitos. Por sua vez, as turbinas a vapor aproveitam esta energia térmica contida no vapor de água, com determinadas características de pressão e temperatura, para disponibilizar no seu veio energia mecânica para accionamento do gerador, transformando esta energia em energia eléctrica. No final do processo tem-se o condensador que, refrigerado por água, promove a condensação do vapor no fim da sua expansão de aquecimento com a intenção de, através de uma bomba, repor água para novo ciclo de funcionamento. Este ciclo de funcionamento designa-se por *Rankine*, i.e., trata-se de um ciclo reversível que converte calor em trabalho.

Como se viu na secção precedente, no regulador de frequência, o deslocamento  $\Delta X_w$  é proporcional à velocidade do êmbolo do servomotor hidráulico (cf. (2.16)). Por sua vez, o deslocamento  $\Delta X_Z$  provoca a abertura ou fecho da válvula de admissão, situado entre a caldeira e a turbina, que regula a entrada de vapor. Sendo que a maior entrada de vapor faz aumentar o binário mecânico no veio da turbina (supondo um binário resistente muito inferior e constante).

Importa, pois, estabelecer um modelo matemático que relaciona a variação da potência mecânica fornecida pela turbina com a abertura/fecho da válvula de admissão de vapor de água [Murty, 2008, p.197]. Assim, haverá uma FT entre a variação no tempo da potência mecânica fornecida pela turbina a vapor sem reaquecimento ( $dP_m/dt$ ) e a variação no tempo do deslocamento do êmbolo principal do servomotor hidráulico ( $d\Delta X_Z/dt$ ), esta traduzida pela velocidade de deslocamento do êmbolo do cilindro principal.

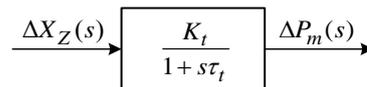
Genericamente, a FT da turbina é estabelecida entre a entrada  $\Delta X_Z$  e a saída  $\Delta P_m$ , sendo  $G_t(s)$  a FT da turbina. Assim,

$$\Delta P_m(s) = G_t(s) \Delta X_Z(s). \quad (2.28)$$

Na representação mais simples, pode-se modelar um gerador a turbina sem reaquecimento como uma FT de 1ª ordem, composto com um factor de ganho  $K_t$  e uma constante de tempo  $\tau_t$ , como se vê na expressão seguinte

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta X_Z(s)} = \frac{K_t}{1 + s\tau_t}. \quad (2.29)$$

A FT de  $G_t(s)$  corresponde o seguinte diagrama de blocos:



**Figura 2.15** DB da turbina a vapor sem sobreaquecimento.

Em geral,  $\tau_t$  varia entre 0,1 - 0,5 s para turbinas a vapor *não-reaquecidas*. Para determinar a constante  $K_t$  da turbina considera-se a associação das FT do regulador e da turbina associadas em cascata (cf. (2.27) e (2.29)), então

$$\Delta P_m(s) = \frac{K_t}{1 + s\tau_t} \frac{K_r}{1 + \tau_r s} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right). \quad (2.30)$$

Considerando a frequência constante, o que resulta que a sua variação seja nula ( $\Delta f = 0$ ), e a função em degrau da potência de referência, tal que  $\Delta P_{\text{ref}}(s) = \Delta P_{\text{ref}} / s$ . Aplicando o teorema do valor final,

$$\lim_{t \rightarrow \infty} [\Delta P_m(t)] = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta P_m(s)], \text{ obtém-se em regime estacionário [Elgerd, 1976, p.358]}$$

$$\Delta P_m^0(s) = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s \frac{K_t}{1 + s\tau_t} \frac{K_r}{1 + \tau_r s} \left( \frac{\Delta P_{\text{ref}}}{s} - \frac{1}{R} \cdot 0 \right) \right] \Leftrightarrow \Delta P_m^0 = K_t K_r \Delta P_{\text{ref}}. \quad (2.31)$$

Para um gerador funcionando a uma velocidade constante em regime forçado tem-se, portanto, uma proporcionalidade directa entre as variações da potência de refª e a potência mecânica fornecida pela turbina ao gerador. Para que a proporcionalidade seja unitária, de maneira que  $\Delta P_m^0 = \Delta P_{\text{ref}}$ , tem-se:  $K_t K_r = 1$ . Assim, as FT do regulador (cf. (2.27)) e da turbina (cf. (2.29)) redefinem-se como:

i) Regulador de velocidade

$$\Delta X_Z(s) = \frac{1}{1 + \tau_r s} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right); \quad (2.32)$$

ii) Turbina a vapor sem reaquecimento

$$\Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + s\tau_t} \Delta X_Z(s). \quad (2.33)$$

Desta forma, o diagrama de blocos do conjunto regulador de frequência e turbina (considerando uma turbina a vapor sem sobreaquecimento) é o que se apresenta na figura seguinte:

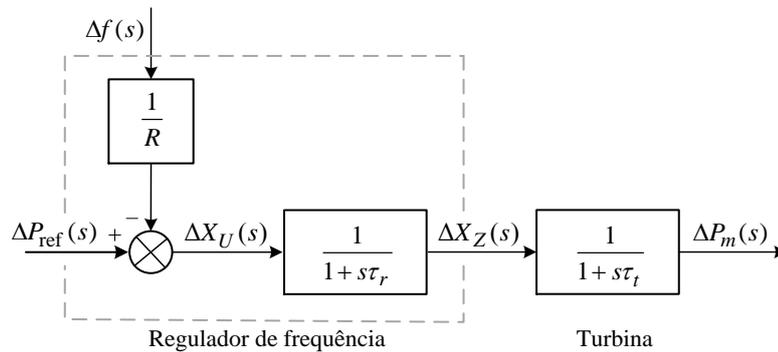


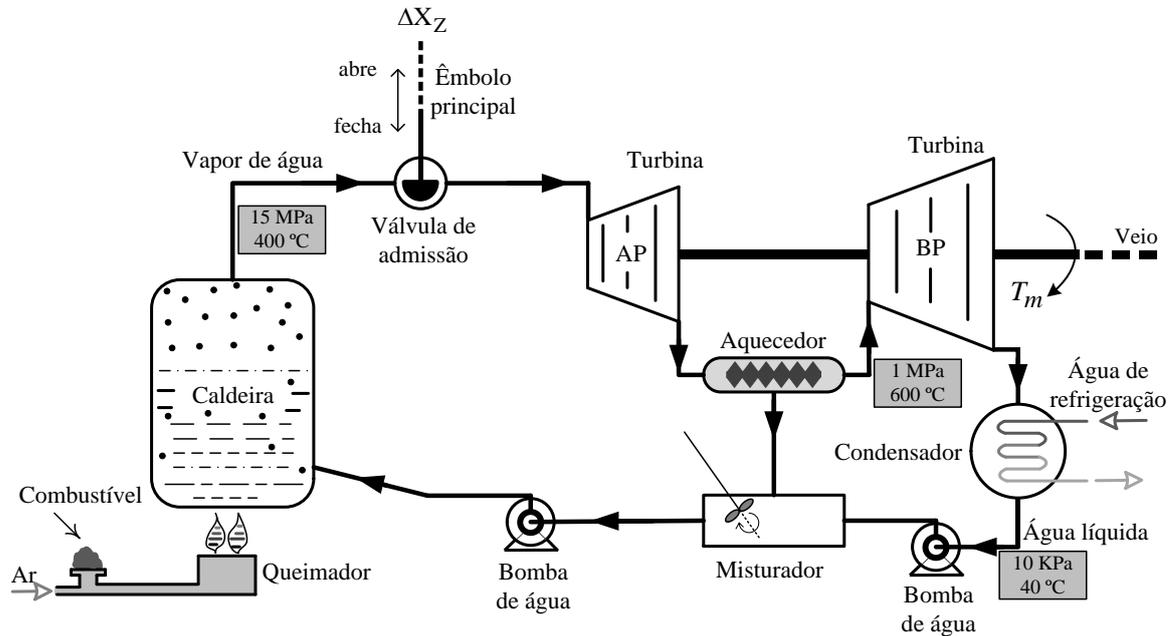
Figura 2.16 DB do regulador de frequência e da turbina a vapor sem reaquecimento.

## 2.4.2 Turbina a vapor com reaquecimento

O recurso ao reaquecimento do vapor de água tem a utilidade de aumentar a potência gerada no sistema. Outra das grandes vantagens deste ciclo, além de produzir mais potência, é a de evitar que o vapor saia da turbina com um título baixo, ou seja, com alto conteúdo de gotículas de água líquida, tendo como consequência o aumento do tempo de vida útil do equipamento.

A Figura 2.17 mostra uma configuração com reaquecimento na saída de uma turbina. Nesta configuração existem andares de reaquecimento, utilizando duas ou mais turbinas em série, podendo haver reaquecimento simples ou duplo. O reaquecimento simples ocorre entre uma turbina de alta

pressão (AP) e de baixa pressão (BP) ou de média pressão (MP). Para o reaquecimento duplo é necessário haver no mínimo três turbinas com reaquecimento entre cada uma delas.



Adaptado de [Paz, 2002, p.16] e *Thermal Power Plant*.

**Figura 2.17** Configuração da turbina a vapor com reaquecimento simples regenerativo.

O ciclo *Rankine* com reaquecimento funciona da seguinte maneira: a primeira turbina recebe o vapor da caldeira a alta pressão, liberando-o de tal maneira a evitar sua condensação, este vapor é então reaquecido, sendo depois utilizado para accionar uma segunda turbina de BP ou MP.

Na figura apresenta-se uma variante, entre outras existentes, do ciclo *Rankine*: reaquecimento com regeneração. É nomeado desta forma devido ao facto do fluido ser reaquecido após sair do condensador, aproveitando parte do calor contido no fluido libertado pela turbina de alta pressão. Isto aumenta a temperatura média do fluido em circulação, conseqüentemente aumentando a eficiência termodinâmica do ciclo.

Um turbina com reaquecimento pode ser adequadamente representado pela FT [Paiva, 2007, p.358]

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta X_Z(s)} = \frac{1}{(1 + s\tau_t)} \frac{1 + sK_{t1}\tau_{t1}}{(1 + s\tau_{t1})}. \quad (2.34)$$

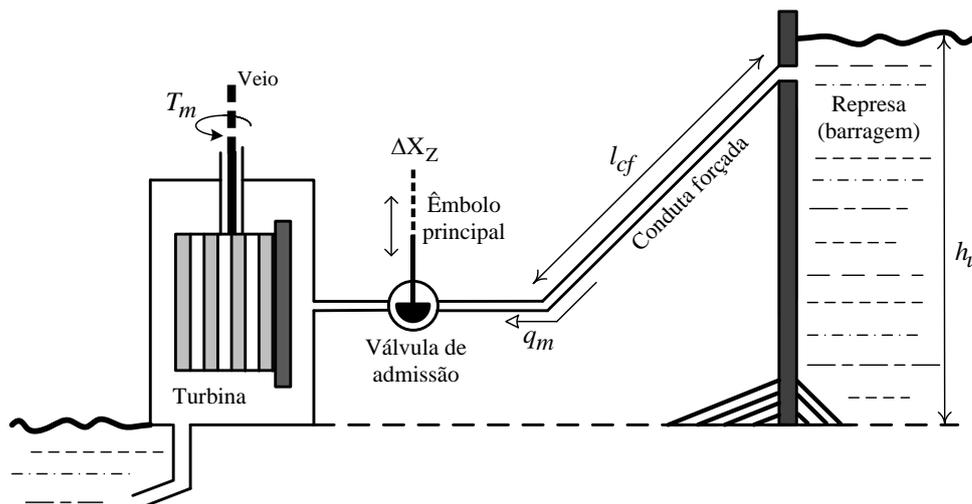
A constate de tempo  $\tau_{t1}$  representa o tempo necessário para carregar a secção de reaquecimento da turbina e assume valores da ordem 5 - 10 s; a constante  $K_{t1}$  representa um coeficiente de reaquecimento igual à proporção de conjugado desenvolvida na secção de alta pressão da turbina, que é aproximadamente igual a 1 menos a fração de vapor reaquecida [Elgerd, 1976, p.357], *i.e.*, representa a parcela da potência produzida no corpo de alta pressão, cujo valor típico é 0,3.

De notar, quando não há reaquecimento,  $\tau_{t1} = 0$  e  $K_{t1} = 0$ , então a FT (2.34) reduz-se à FT (2.33) (turbina a vapor sem reaquecimento).

### 2.4.3 Turbina hidráulica

Os aproveitamentos hidroeléctricos visam a produção de energia eléctrica a partir da energia potencial da água dos rios ou lagos que, devido à pluviosidade, se dissipa ao longo do leito. Os aproveitamentos hidroeléctricos podem funcionar como fios de água, *i.e.*, aproveitar a energia dos caudais fluviais em regime natural ou o que é armazenado em barragens. Estas barragens são uma represa situada estrategicamente no curso de um rio para reter as águas e aumentar o desnível entre a superfície livre da água e o leito do rio permitindo um adequado controlo da água em circulação [Melo, 1997, p.48].

As turbinas hidráulicas são instaladas num edifício na parte mais baixa da barragem, recebendo a água de uma conduta em pressão, designada por conduta forçada.



Adaptado de [Murty, 200, p.193].

**Figura 2.18** Configuração da turbina hidráulica com conduta forçada numa barragem.

As turbinas hidráulicas são máquinas que transformam a energia potencial de uma massa de água em energia cinética à entrada da turbina e tornam-na disponível em energia mecânica num eixo, ao qual é ligado o rotor do gerador, para produção de energia eléctrica.

As turbinas são constituídas essencialmente por duas partes: o distribuidor e o rotor. O primeiro conduz a água ao rotor; o segundo a direcção adequada a um melhor rendimento. As turbinas hidráulicas classificam-se em dois grupos, definidos pelas condições em que se realiza o escoamento da água nas máquinas [Kundur, 1994, p.378; Melo, 1997, p.53]:

- i) Grupo de turbinas de acção ou de impulso (*e.g.*, turbinas *Pelton*);
- ii) Grupo de turbinas de reacção (*e.g.*, turbinas *Francis* e *Kaplan*).

Em **i)** as turbinas transformam a energia cinética num dispositivo designado por injectores, actuando a água, com velocidade adquirida, directamente nas pás do rotor, processando-se toda a circulação pela máquina à velocidade atmosférica e acima do nível da água; em **ii)** o caudal disponibilizado pelo aproveitamento é entregue directamente à máquina entrando a água numa hélice metálica de secção decrescente, constituindo o corpo externo da turbina, sendo aí encaminhada para um dispositivo circular designado por distribuidor, onde passa o rotor do gerador, processando-se toda a circulação pela máquina a uma pressão superior à atmosférica e no seio da água turbinada.

A escolha da turbina é também crucial para o bom rendimento da central e deve ser feita de acordo com a interacção das seguintes grandezas: a altura útil da queda  $h_u$ , o caudal mássico de água  $q_m$  ou vazão e a potência hidráulica do aproveitamento.

Feita uma breve descrição sobre as turbinas hidráulicas, estabelece-se a seguir o modelo da correntemente utilizado para modelar turbinas hidráulicas, cuja FT é [Kundur, 1994, p.383]

$$G_t(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta X_Z(s)} = \frac{1 - s\tau_w}{1 + s\frac{\tau_w}{2}}, \quad (2.35)$$

onde  $\tau_w$  é o tempo de arranque da água na conduta forçada, *i.e.*, o tempo necessário para acelerar a água do repouso até à velocidade em regime estacionário e é dado pelo expressão

$$\tau_w = \frac{l_{cf} v}{g h_u}, \quad (2.36)$$

com  $l_{cf}$  o comprimento da conduta forçada;  $v$  é a velocidade da água;  $g$  é a aceleração da gravidade;  $h_u$  é a altura desde a represa até à turbina.  $\tau_w$  varia com a carga, tendo valores à plena carga entre 0,5 e 4,0 s.

A representação da turbina hidráulica e da coluna de água (*cf.* (2.35) e (2.36), respectivamente) foram baseados nas seguintes suposições:

- i) A resistência hidráulica pela conduta forçada é desprezável, como também a conduta forçada é inelástica e a água é incompressível;
- ii) A velocidade da água varia directamente com a abertura da válvula de admissão e ao quadrado da altura da água no reservatório;
- iv) A potência de saída da turbina é proporcional ao produto entre a altura da queda de água e ao volume de escoamento.

### 2.4.4 Resposta dinâmica da turbina

A partir das FT das turbinas a vapor sem reaquecimento, com reaquecimento e hídricas é possível estudar a dinâmica em cadeia aberta (sem o controlo do regulador de frequência), com vista a melhor compreender o impacto das turbinas no comportamento global do sistema, de acordo com os parâmetros típicos dados na *Tabela 2.1*.

Supondo que o gerador está ligado a um sistema de grande potência, a frequência é essencialmente constante ( $\Delta f = 0$ ). Considerando uma variação em degrau do valor de referência da potência mecânica à entrada da turbina,  $\Delta P_{mref}(s) = \Delta P_{mref}/s$ , vem

$$\Delta P_m(s) = G_t(s) \frac{\Delta P_{mref}}{s}. \tag{2.37}$$

De notar que para análise de estudo do comportamento da turbina se substituiu a entrada  $\Delta X_z(s)$  da equação (2.28), correspondente à abertura/fecho da válvula piloto do servomotor hidráulico que controla a entrada de admissão de fluido à turbina (fluido das turbinas térmicas: vapor de água; fluido das turbinas hidráulicas: água armazenada de caudais fluviais), pela potência mecânica de referência  $\Delta P_{mref}$ . Não existe qualquer inconveniente nesta análise, já que existe proporcionalidade entre a variação da válvula piloto e a variação de potência mecânica no veio da turbina.

**Tabela 2.1** Parâmetros de simulação para as turbinas.

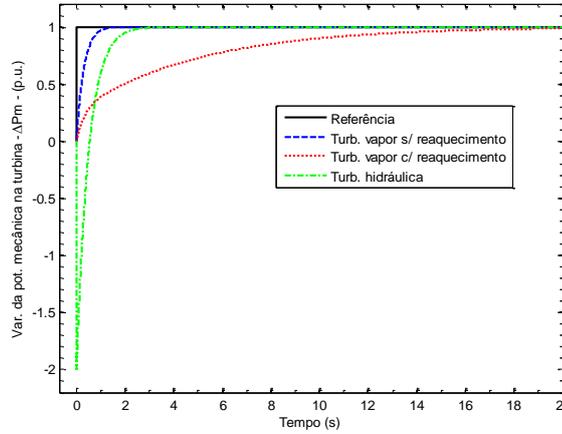
Turbina		
Vapor sem reaquecimento	Vapor com reaquecimento	Hidráulica
$\tau_t = 0,3 \text{ s}$	$K_{t1} = 0,3$ $\tau_t = 0,3 \text{ s}$ $\tau_{t1} = 5,0 \text{ s}$	$\tau_w = 1,0 \text{ s}$

Usando a função *step* do MATLAB/Simulink obteve-se a variação da potência mecânica gerada nas turbinas em função do tempo, como se apresenta na *Figura 2.19*. Observa-se da figura que o desenvolvimento da potência mecânica é altamente dependente do tipo de turbina utilizada.

A turbina a vapor com reaquecimento exige uma resposta mais lenta, devido à constante de tempo  $\tau_{t1}$  responsável por carregar a secção de reaquecimento da turbina do que a turbina a vapor sem reaquecimento. Por outro lado, a turbina hidráulica baixa inicialmente a potência, devido á redução de pressão provocada pela abertura da válvula de admissão, recuperando, contudo, muito rapidamente.

Estando relacionado a variação da potência mecânica no veio da turbina, que acciona o gerador, com a variação de frequência, com vista a compensar alguma variação de potência eléctrica solicitada pela rede, por si só, as turbinas a vapor sem reaquecimento fazem com que a frequência não decaia substancialmente, ao passo que nas turbinas a vapor com reaquecimento torna a resposta de frequência

mais lenta. A turbina hidráulica permite um decaimento mais acentuado da frequência, antes de o sistema regressar ao regime estacionário.



**Figura 2.19** Resposta dinâmica da potência das turbinas a vapor sem e com reaquecimento e hidráulica após variação de um escalão posição.

Analisando analiticamente a figura anterior tem-se, por aplicação do teorema do valor final, o comportamento em regime estacionário de cada uma das turbinas  $G_t(s)$  [Kundur, 1994, pp.384, 385]

$$\lim_{t \rightarrow \infty} [\Delta P_m(t)] = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta P_m(s)] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s G_t(s) \frac{\Delta P_{mref}}{s} \right] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s G_t(s) \frac{1}{s} \right], \text{ com } \Delta P_{mref} = 1 \text{ p.u..}$$

i) Turbina a vapor sem reaquecimento

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left[ s G_t(s) \frac{1}{s} \right] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s \frac{1}{1 + s\tau_t} \frac{1}{s} \right] = 1 \text{ p.u..} \quad (2.38)$$

ii) Turbina a vapor com reaquecimento

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left[ s G_t(s) \frac{1}{s} \right] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s \frac{1}{(1 + s\tau_t)} \frac{1 + sK_{t1}\tau_{t1}}{(1 + s\tau_{t1})} \frac{1}{s} \right] = 1 \text{ p.u..} \quad (2.39)$$

A presença de um zero ( $s = -1/K_{t1}\tau_{t1}$ ) no SPE próximo dos pólo dominante ( $s = -1/\tau_{t1}$ ) do sistema de 2ª ordem faz com que a sobrelevação seja muito acentuada. Verifica-se, pois, que decorridos 10 s ainda não tenha chegado ao valor final de 1 p.u..

iii) Turbina hidráulica

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left[ s G_t(s) \frac{1}{s} \right] = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ s \frac{1 - s\tau_w}{1 + s\frac{\tau_w}{2}} \frac{1}{s} \right] = 1 \text{ p.u..} \quad (2.40)$$

A presença de um zero ( $s = -1/\tau_w$ ) no SPD, implica que a resposta arranca no sentido oposto ao do valor a atingir, como a figura evidencia. Neste caso, diz-se que se está perante um *sistema de fase não-mínima*.

O teorema do valor inicial fornece o valor  $\Delta P_m(s)$  no instante ligeiramente superior a zero, então

$$\lim_{t \rightarrow 0} [\Delta P_m(t)] = \lim_{s \rightarrow \infty} [s \Delta P_m(s)] = \lim_{s \rightarrow \infty} \left[ s \frac{1 - s\tau_w}{1 + s \frac{\tau_w}{2}} \frac{1}{s} \right] = -2 \text{ p.u..} \quad (2.41)$$

Esta característica da turbina hidráulica exige um bloco estabilizador com estatismo transitório na cadeia de regulação de frequência, de forma a evitar o abaixamento inicial da potência. Pode ser implementado através de uma retroacção diferencial da posição do servomotor hidráulico do regulador de frequência.

### **Concluindo:**

O recurso ao reaquecimento do vapor de água faz aumentar a potência gerada, mas, por outro lado, estas turbinas são mais lentas a reagir a variações bruscas de cargas. Por esta razão, as turbinas com reaquecimento, são utilizadas para satisfazer a base do diagrama de cargas, trabalhando a potência constante [Gomes, 2003, p.28].

As turbinas a vapor sem reaquecimento são mais rápidas a responder a variações de carga, pelo que é sobre estas que no SEN têm a seu cargo manter a frequência constante e, em particular, satisfazer as pontas do diagrama de cargas. De realçar que os geradores accionados com turbinas hidráulicas também partilham o esforço de regulação de frequência, isto porque, além de terem uma regulação rápida, também produzem energia a preço mais baixo, como permitem uma tolerância maior ao desvio de frequência nominal do que as unidades térmicas, suportando mesmo variações na ordem dos  $\pm 5$  Hz [Anderson, 2012, p.18].

Habitualmente, a regulação de frequência é repartida por um número relativo das centrais térmicas sem reaquecimento e hídricas, cuja potência varia entre 10 a 25% da potência nominal [Paiva, 2007, p.373]. Ao longo deste texto os resultados de simulação vão recair unicamente sobre turbinas a vapor sem reaquecimento.

## **2.5 Controlo primário**

A frequência está intimamente relacionada com o equilíbrio das potências activas geradas e consumidas (incluindo as perdas na rede). Dado que não existe possibilidade de armazenar energia eléctrica, este equilíbrio tem de ser mantido continuamente [Paiva, 2007, p.352].

Se ocorrer um aumento de carga, a geração deve aumentar também, o que não ocorre instantaneamente. Enquanto o equilíbrio não é restabelecido, a carga adicional vai ser satisfeita à custa da diminuição da energia cinética armazenada nas massas girantes dos grupos geradores.

Considerando uma rede isolada composta por um grupo equivalente e admitindo que este tem um rendimento unitário, reescrevendo a equação de balanço energético, já referida anteriormente na secção 2.2 (cf. (2.1)), tem-se

$$\Delta P_m - \Delta P_c = \frac{dW_{\text{cin}}}{dt} + \Delta P_D, \quad (2.42)$$

onde  $W_{\text{cin}}$  é a energia cinética e  $\Delta P_D$  é a sensibilidade da potência activa na carga devido ao efeito de elasticidade em relação à frequência. Estas são expressas por:  $dW_{\text{cin}} = 1/2(I\omega^2)$ ;  $\Delta P_D = D\Delta f$ .

Tendo em mente que ( $\Delta P_D \ll dW_{\text{cin}} / dt$ ), *i.e.*, a capacidade do sistema de se auto-regular é desprezável ( $\Delta P_D \approx 0$ ) em relação à variação da energia cinética então, no caso de a potência fornecida pelo grupo gerador não ser igual à potência na carga, a energia cinética aumenta ou diminui consoante o sinal de diferença entre a variação da potência mecânica  $\Delta P_m$  e da potência na carga  $\Delta P_c$ , acarretando uma variação de velocidade angular  $\omega$  do gerador e consequentemente da frequência na rede ( $\omega = 2\pi f$ ).

Agora vai-se ver o que acontece quando há uma alteração da velocidade de rotação do grupo gerador. Voltando ao pressuposto que se está perante uma rede isolada e que o gerador equivalente alimenta uma carga equivalente puramente resistiva (isto para anular o efeito da elasticidade da frequência na carga) e que na carga se dá um súbito aumento da potência, embora pequeno, então como não ocorre uma variação imediata da potência na turbina, o gerador fica momentaneamente numa situação de deficiência de potência, fornecendo mais energia do que recebe, como se verifica pela equação de balanço energético (2.42), em que  $\Delta P_D = 0$  (carga resistiva pura). O gerador só poderá fazer isto *emprestando* energia de algum lado. A fonte dessa energia serão as massas rotativas, que fornecerão a sua energia cinética armazenada (faz-se o paralelismo com um volante de inércia). Como se vai libertar essa energia à taxa do aumento de potência consumida pela carga, a velocidade cairá.

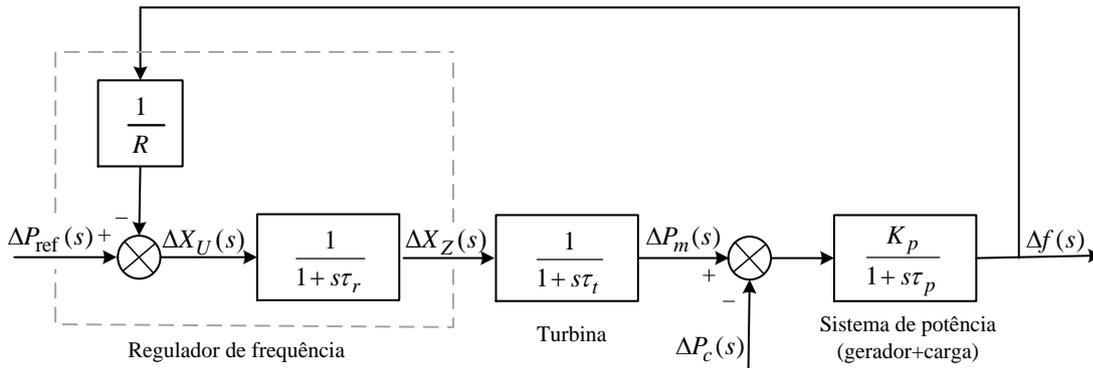
Com o passar do tempo e a diminuição da velocidade de rotação do gerador, o mecanismo do regulador de frequência da *Figura 2.8* passa a agir por detecção do abaixamento da frequência pelo sensor. O ponto de ligação  $X_x$  move-se para baixo, o mesmo acontecendo com a válvula piloto, resultando numa abertura da válvula de admissão de vapor e, portanto, num aumento da potência gerada.

Como mais potência está sendo gerada menos energia o gerador necessitará de *emprestar* e a velocidade cairá numa taxa decrescente. Com o tempo ocorrerá um nivelamento num novo regime permanente estático, caracterizado por uma velocidade menor e uma nova potência gerada, que cresceu da quantidade exacta para compensar o aumento de carga original [Elgerd, 1976, p.359].

### 2.5.1 Resposta em regime estacionário e transitório de uma rede isolada com controlo primário

A fim de analisar a resposta em regime estacionário e transitório do controlo primário de frequência examina-se o diagrama de blocos da *Figura 2.20*, representando uma rede isolada, com carga e grupo gerador equivalentes.

O diagrama de blocos da figura junta resulta dos modelos deduzidos para o sistema de potência (gerador + carga) e do conjunto regulador de frequência e turbina, estes visualizados na *Figura 2.6* e *Figura 2.16*, respetivamente. Combinando os diagramas de blocos, fica:



*Figura 2.20* DB de uma rede isolada com controlo primário.

Do diagrama de blocos é possível estudar o comportamento em regime estacionário da rede isolada com controlo primário [Murty, 2008, p.206; Wood, *et al.*, 1996, p.340]. Assim, a saída  $\Delta f(s)$ , será

$$\Delta f(s) = \frac{Kp}{1+s\tau_p} \left[ \frac{1}{1+s\tau_r} \frac{1}{1+s\tau_t} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right) - \Delta P_c(s) \right]. \quad (2.43)$$

Como  $\Delta P_{\text{ref}} = 0$ , *i.e.*, não se altera o valor de referência por actuação do variador de velocidade responsável pelo controlo secundário. Resolvendo em ordem a  $\Delta f(s)$

$$\Delta f(s) = -\Delta P_c(s) \frac{\frac{Kp}{1+s\tau_p}}{1 + \frac{1}{R} \left( \frac{Kp}{1+s\tau_p} \right) \left( \frac{1}{1+s\tau_r} \right) \left( \frac{1}{1+s\tau_t} \right)}. \quad (2.44)$$

Considerando uma variação em degrau da potência pedida pela rede,  $\Delta P_c(s) = \Delta P_c/s$ , a variação entre os regimes estacionário inicial, antes de se dar a perturbação, e final vem, por aplicação do teorema do valor final,  $\Delta f = \lim_{t \rightarrow \infty} [f(t)] = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta f(s)]$ ,

$$\Delta f = \lim_{s \rightarrow 0} \left[ -s \frac{\Delta P_c}{s} \frac{\frac{K_p}{1 + s\tau_p}}{1 + \frac{1}{R} \left( \frac{K_p}{1 + s\tau_p} \right) \left( \frac{1}{1 + s\tau_r} \right) \left( \frac{1}{1 + s\tau_t} \right)} \right] = -\Delta P_c \frac{\frac{K_p}{R}}{1 + \frac{K_p}{R}}. \quad (2.45)$$

Dividindo por  $K_p$  e sabendo que  $D = 1/K_p$  origina

$$\Delta f = -\Delta P_c \frac{1}{D + \frac{1}{R}}. \quad (2.46)$$

A quantidade  $D + 1/R$  é definido como *energia reguladora da rede* e é designado por  $\beta$  [Gomes, 2003, p.21; Kundur, 1994, p.596]. Esta grandeza está expressa em p.u. na base da potência girante e da frequência nominal. Pode, contudo, exprimir-se em MW/Hz (donde se depreende que dimensionalmente se trata de uma energia). Então o valor final da variação de frequência, devido a uma variação de carga, pode obter-se pelo quociente desta energia reguladora com o sinal trocado (quando a carga aumenta a frequência diminui e *vice-versa*),

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_c}{\beta}, \text{ com } \beta = D + \frac{1}{R}. \quad (2.47)$$

Desta equação, constata-se quanto maior for  $\beta$  menor será a variação de frequência resultante de variações de carga.

No valor da energia reguladora,  $R$  tem um peso muito superior a  $D$ , isto porque é muito reduzido o efeito da auto-regulação devido à elasticidade da carga em relação à frequência. Como  $1/R \gg D$ , então a equação (2.46) fica definido como

$$\Delta f \approx -\Delta P_c R, \quad (2.48)$$

onde  $\Delta f$  é a variação de frequência final (em regime estacionário) após a excitação do regime transitório. De notar que este resultado é válido para os outros tipos de turbinas modeladas pelas equações (2.34) ou (2.35).

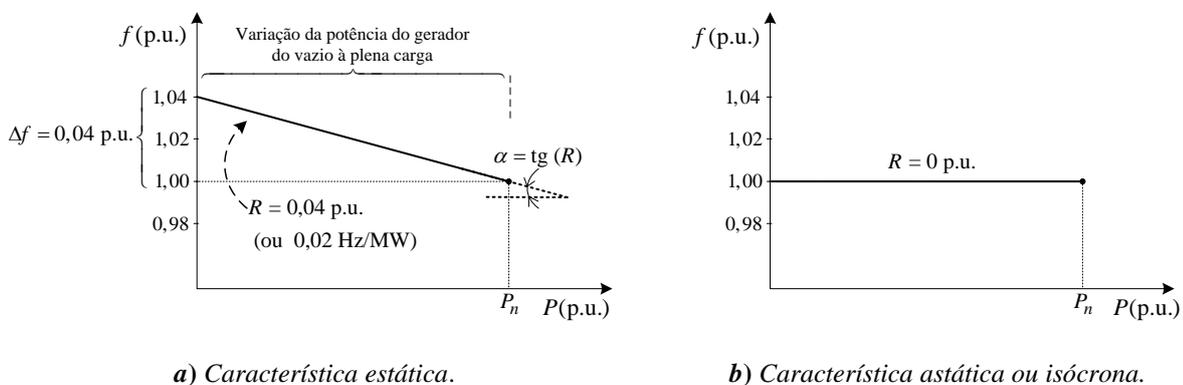
Este resultado indica o significado físico do parâmetro de realimentação  $R$ , a chamada *regulação de frequência* ou *estatismo*. Assim,  $R$  indica com que taxa a velocidade do gerador diminui ou aumenta, quando este *empresta* a sua energia devido às massas rotativas.

A unidade de  $R$  será Hz/MW, mas habitualmente é expresso em p.u. na base de potência e da frequência nominais da máquina. Assumindo valores típicos de 0,03 - 0,05 p.u. (ou 3% - 5%).

Na *Figura 2.21 a)* dá-se o exemplo de um regulador *estático* com  $R = 0,04$  p.u. (ou 4%) e uma potência nominal do gerador de 100 MW (1 p.u.). O seu significado indica que uma variação lenta da carga de 1 p.u. (ou 100%) da potência nominal da máquina geradora, origina uma variação de frequência de 0,04 p.u. (ou 4% em 50 Hz  $\rightarrow$  2,0 Hz), ou seja, como  $R$  indica a variação de frequência

por unidade de potência (1 p.u.) fornecida pelo grupo, então  $R$  é a variação de frequência quando o grupo passa do vazio à plena carga ( $R = 2,0 \text{ Hz}/100 \text{ MW} = 0,02 \text{ Hz}/\text{MW}$  (ou  $0,04 \text{ p.u.}$ )).

Seria possível construir um regulador com uma característica de frequência-potência horizontal, designado por regulador *astático* ou *isócrona*, *i.e.*, um regulador que assegurasse uma frequência constante para qualquer valor de potência fornecida pelo grupo, como se apresentado na *Figura 2.21 b)* [David, 2003, p.22]. Um gerador isolado funciona perfeitamente com um regulador isócrona. Contudo, dois geradores em paralelo dotados deste tipo de regulação não têm um funcionamento estável devido a imprecisões impossíveis de evitar. Criava-se uma situação em que um dos reguladores vê uma velocidade demasiado elevada e o outro uma velocidade demasiado baixa. Nesta situação o primeiro gerador tende a reduzir a sua potência e o outro a aumentá-la, resultando numa situação de instabilidade. No entanto, é possível que um dos reguladores seja isócrona [Paiva, 2007, pp.360, 361].



**Figura 2.21** Características de frequência-potência do regulador frequência em regime estacionário.

### 2.5.1.1 Um gerador a alimentar uma carga isolada

Para se compreender melhor a evolução da resposta dinâmica (regime transitório e estacionário) da frequência e da potência gerada, face a uma variação da potência na carga, considere-se o exemplo numérico proposto a seguir.

Com este exemplo também se pretende avaliar a resposta dinâmica da frequência com e sem a inclusão do regulador e da turbina e, simultaneamente, a sua variação com a alteração do estatismo do regulador. Depois ver-se-á qual a influência da potência gerada em função da elasticidade da carga.

**Exemplo numérico** Um grupo gerador de 100 MW alimenta uma carga de 60 MW; a carga, o gerador, o regulador e a turbina tem as características definidas na *Tabela 2.2*.

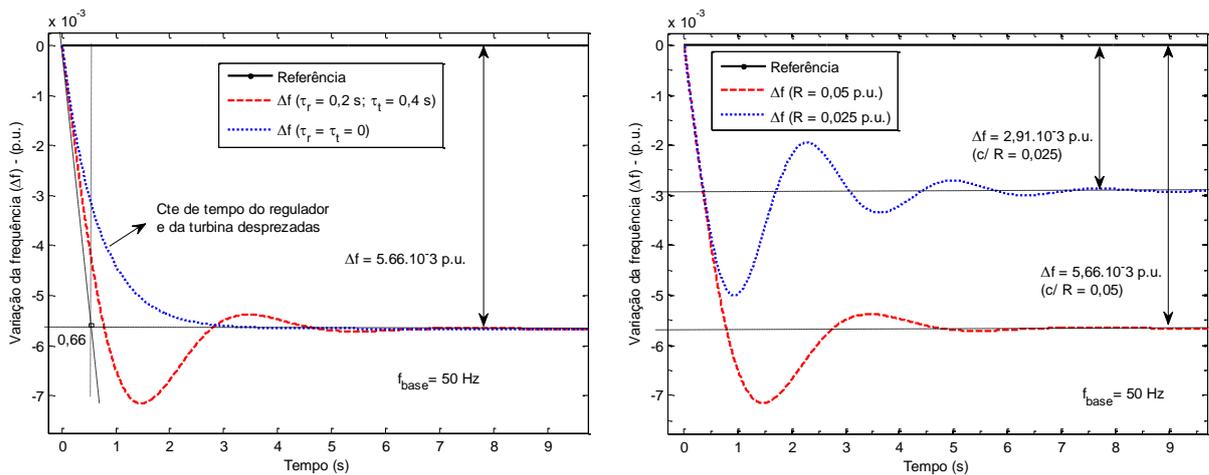
**Tabela 2.2** Parâmetros de simulação para um sistema isolado com um grupo gerador com controlo primário a alimentar uma carga isolada.

Regulador e turbina	
Cte de tempo do regulador	$\tau_r = 0,2$ s
Estatismo do regulador	$R = 0,05$ p.u.
Cte de tempo da turbina	$\tau_t = 0,4$ s
Sistema de potência (gerador + carga)	
Potência base	$P_{base} = 100$ MW
Frequência de base	$f_{base} = 50$ Hz
Potência nominal do gerador	$P_n = 100$ MW (1 p.u.)
Cte de inercia do gerador	$H = 7$ s
Potência activa na carga	$P_c = 60$ MW (0,6 p.u.)
Sensibilidade da carga em relação à frequência ( $D$ )	$D \Rightarrow 1\%$ em 50 Hz $\diamond 2\%$ em $P_c$ (carga fortemente indutiva)
Variação da potência na carga	$\Delta P_c = 20\%$ de $P_c$ (12 MW = 0,12 p.u.)

- A elasticidade será de acordo com o enunciado na tabela:

$$\left[ \begin{array}{l} 1\% \text{ em } 50 \text{ Hz } \diamond 0,5 \text{ Hz} = \Delta f \\ 2\% \text{ em } P_c = 60 \text{ MW } \diamond 1,2 \text{ MW} = \Delta P \end{array} \right] \Rightarrow D = \frac{\Delta P}{\Delta f} \frac{f_{base}}{P_{base}} = \frac{1,2}{0,5} \frac{50}{100} = 1,2 \text{ p.u.} \quad (2.49)$$

Simulando o esquema da *Figura 2.20* em MATLAB/Simulink, mostra-se a resposta dinâmica da frequência na figura seguinte:



a) Resposta dinâmica da frequência com e sem inclusão das constantes de tempo do regulador e da turbina.

b) Erro estático com a inclusão das constantes de tempo do regulador e da turbina, fazendo variar o estatismo do regulador.

**Figura 2.22** Variação da frequência resultante de um aumento de potência na carga com um gerador com regulação primária a alimentar uma carga isolada.

Analisando a *Figura 2.22 a*), a resposta da frequência no domínio do tempo pode ser obtida pela transformada inversa de *Laplace* da equação (2.44) com uma variação em degrau da potência consumida pela carga. No entanto, o cálculo analítico por meio de transformadas de *Laplace* torna-se bastante complexo, isto porque o polinómio denominador é do quarto grau. Assim, pode-se simplificar bastante a análise fazendo com que a acção do regulador e da turbina seja instantânea comparado com o resto do sistema de potência [Elgerd, 1976, p.368]. Pode-se fazer esta aproximação porque esta constante de tempo é substancialmente mais elevada do que as restantes:  $\tau_p = 2H / D = 11,67 \text{ s} \ll \tau_r$  e  $\tau_t$ . Da equação (2.44), com aproximações  $\tau_r = \tau_t = 0$ , tendo em atenção que  $\Delta P_c(s) = \Delta P_c/s$ , fica

$$\Delta f(s) = -\frac{\Delta P_c}{s} \frac{\frac{Kp}{1+s\tau_p}}{1 + \frac{1}{R} \left( \frac{Kp}{1+s\tau_p} \right)}. \quad (2.50)$$

Fazendo intervir a energia reguladora da rede ( $\beta = D + 1/R$ ), depois decompondo em frações parciais e, por último, aplicado a transformada inversa de *Laplace* à equação (2.50) [Paiva, 2007, p.368], resulta

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta P_c}{\beta} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_p/(\beta K_p)}} \right) \text{ p.u.} \quad (2.51)$$

Então a resposta dinâmica da frequência no tempo será, substituindo por valores numéricos ( $\tau_p = 2H / D = 11,67 \text{ s}$ ;  $K_p = 1 / D = 0,83 \text{ s}$ ;  $\beta = D + 1/R = 21,2 \text{ p.u.}$ ;  $\Delta P_c = 0,12 \text{ p.u.}$ ), uma função com aproximação exponencial dada por

$$\Delta f(t) = -5,66 \cdot 10^{-3} \left( 1 - e^{-\frac{t}{0,66}} \right) \text{ p.u..} \quad (2.52)$$

Daqui se tiram as seguintes conclusões:

- i)** A constante de tempo global do sistema vale 0,66 s, representando uma considerável redução tendo em vista o valor de  $\tau_p = 11,67 \text{ s}$  (característica do sistema de potência). Isto significa que o aumento da velocidade de resposta do sistema vem da realimentação proporcionada por  $R$ ;
- ii)** As aproximações introduzidas (constantes de tempo do regulador e da turbina desprezadas) apenas afectam a resposta transitória e não a estática;
- iii)** Com a redução de  $R$  reduz também o erro estático do sistema (*cf.* equação (2.46)). Aspecto visualizado na *Figura 2.22 b*). Desta forma, para dois estatismos diferentes, a frequência em regime estacionário será:

$$R = 0,05 \text{ p.u.} \Rightarrow f^0 = 1 - \Delta f = 1 - 5,66 \times 10^{-3} = 0,994 \text{ p.u.} (\approx 49,7 \text{ Hz});$$

$$R = 0,025 \text{ p.u.} \Rightarrow f^0 = 1 - \Delta f = 1 - \frac{\Delta P_c}{\beta} = 1 - 2,91 \times 10^{-3} = 0,997 \text{ p.u.} (\approx 49,85 \text{ Hz}). \quad (2.53)$$

Contudo, à medida que se diminui o ganho estático em cadeia fechada, as oscilações tornam-se mais pronunciadas e menos amortecidas, podendo levar o sistema à instabilidade. Fisicamente isto é resultado do aumento da taxa de velocidade com que esta diminui quando o gerador *empresta* a sua energia devido às massas rotativas.

Agora analisando o efeito da elasticidade  $D$  da carga. Ao verificar-se uma perturbação, a variação da potência mecânica  $\Delta P_m$  iguala a variação da potência elétrica  $\Delta P_e$  (igualando em cada instante a variação da potência na carga  $\Delta P_c$ ) mais a elasticidade da carga em relação à frequência  $\Delta P_D$ . Deduz-se da equação (2.1) que a variação da potência na carga é em regime estacionário, com ( $dW_{\text{cin}} / dt = 0$ ),

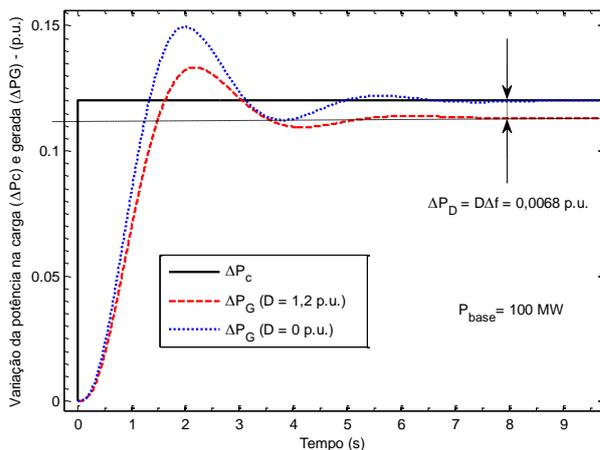
$$\Delta P_m = \Delta P_c + \Delta P_D. \quad (2.54)$$

Vai-se considerar duas situações para ver a evolução da potência gerada para fazer face à variação da potência solicitada pela carga: uma será com efeito da elasticidade da carga em relação à frequência e outra sem presença desse efeito.

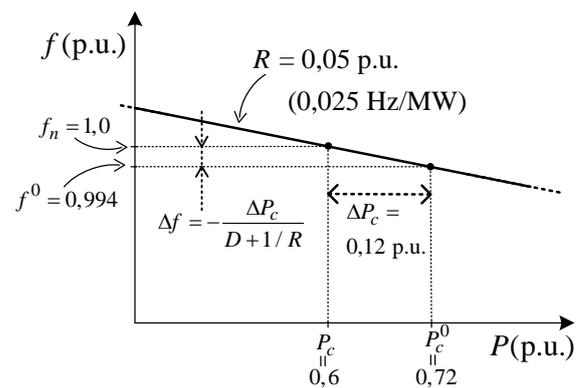
Como anteriormente visto pela equação (2.6), a variação da potência na carga devido ao efeito de elasticidade da carga em relação à frequência é dado por  $\Delta P_D = D\Delta f$ . Deste pressuposto,  $\Delta P_D$  resulta

$$\Delta P_D = D\Delta f = 1,2 \times (-5,66 \times 10^{-3}) = -0,0068 \text{ p.u.} (\approx -0,68 \text{ MW}). \quad (2.55)$$

Na figura seguinte visualiza-se a influência da elasticidade na potência gerada em regime estacionário, como também a característica frequência-potência com queda de frequência.



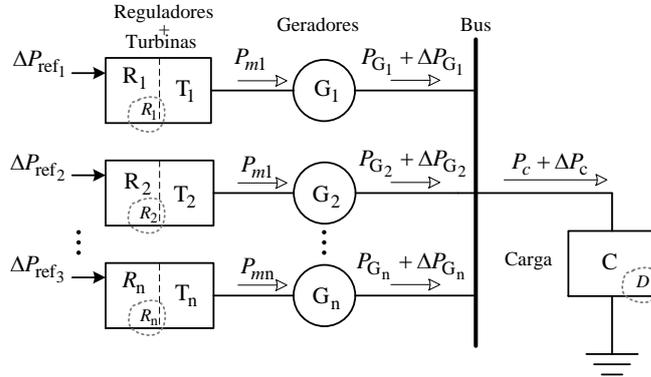
a) Resposta dinâmica da potência gerada com  $D = 0$  e  $D = 1,2 \text{ p.u.}$



b) Característica de frequência-potência.

**Figura 2.23** Variação da potência gerada resultante de um aumento de potência na carga com um gerador com regulação primária a alimentar uma carga isolada.

**2.5.1.2  $n$  geradores ligados em paralelo no mesmo barramento a alimentar uma carga isolada**



**Figura 2.24**  $n$  grupos geradores, com estatismos  $R_i$ , ligados em paralelo ao mesmo barramento.

Para a situação de  $n$  geradores ligados em paralelo ao mesmo barramento, com o seu conjunto turbina/regulador, obtém-se, por analogia, a variação final de frequência resultante da variação da carga [Kundur, 1994, p.595],

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_c}{\beta_{eq}}, \quad (2.56)$$

onde  $\beta_{eq}$  é a energia reguladora equivalente e é dado por

$$\beta_{eq} = D + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} = D + \frac{1}{R_{eq}}, \quad (2.57)$$

sendo  $R_{eq}$  o estatismo equivalente e que se traduz de forma compacta por

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} = \frac{R_1 + R_2 + \dots + R_n}{R_1 R_2 \dots R_n} \Leftrightarrow R_{eq} = \frac{\prod_i R_i}{\sum_i R_i}. \quad (2.58)$$

No caso mais simples, considere-se um sistema com dois geradores em paralelo:

Um aumento de carga provoca uma redução de frequência e conseqüentemente um aumento de geração em cada unidade. Pela expressão (2.56) a variação de frequência é

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_c}{\beta_{eq}} = -\frac{\Delta P_c}{D + \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} = -\frac{\Delta P_c}{D + \frac{1}{R_{eq}}}. \quad (2.59)$$

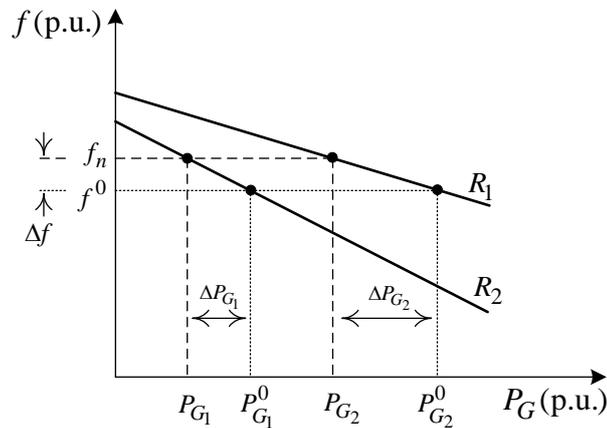
A contribuição de cada gerador para satisfazer as necessidades da carga será:

$$\Delta P_{G_1} = -\left(D + \frac{1}{R_1}\right)\Delta f; \quad \Delta P_{G_2} = -\left(D + \frac{1}{R_2}\right)\Delta f. \quad (2.60)$$

Antes da perturbação se ter dado, a potência na carga era fornecido por  $P_c = P_{G_1} + P_{G_2}$ . Depois da perturbação, em regime estacionário, a potência na carga será

$$P_c^0 = P_{G_1}^0 + P_{G_2}^0 = (P_{G_1} + \Delta P_{G_1}) + (P_{G_2} + \Delta P_{G_1}). \quad (2.61)$$

Na figura ilustrativa seguinte vê-se graficamente a distribuição da potência de cada gerador pela carga: o regulador que tem menor estatismo (no caso exemplificativo é o de estatismo  $R_1$ ) recai sobre este a maior parcela de potência a fornecer à carga após se ter dado uma perturbação [Wood, *et al.*, 1996, p.338; Gomes, 2003, p.23].



**Figura 2.25** Repartição da carga entre dois grupos geradores em paralelo com diferentes estatismos.

**Exemplo numérico** Dois grupos geradores com potências nominais de 200 MW e 100 MW alimentam uma carga isolada com 150 MW. Esta carga encontra-se repartida pelos grupos proporcionalmente à sua potência.

Com este exemplo pretende-se avaliar a resposta dinâmica da frequência e da potência gerada para suprimir a demanda de potência pela carga.

De notar que como se está perante dois geradores a alimentar uma carga, há a necessidade de determinar os valores equivalentes do estatismo e da constante de inercia, como também determinar a elasticidade. De notar que todas as grandezas definidas na tabela estão à potência do grupo gerador respectivo. Então todas elas têm de ser colocadas à mesma potência de base.

**Tabela 2.3** Parâmetros de simulação para um sistema isolado com dois grupos geradores com controlo primário a alimentar uma carga isolada.

Reguladores e Turbinas		
	Grupo gerador 1	Grupo gerador 2
Cte de tempo do regulador	$\tau_{r1} = 0,15$ s	$\tau_{r2} = 0,1$ s
Estatismo do regulador	$R_1 = 0,05$ p.u.	$R_2 = 0,04$ p.u.
Cte de tempo da turbina	$\tau_{t1} = 0,3$ s	$\tau_{t2} = 0,2$ s
Sistema de potência (geradores + carga)		
Potência base	$P_{base} = 100$ MW ♣	
Frequência de base	$f_{base} = 50$ Hz	
Potência nominal do gerador	$P_{1n} = 200$ MW (2 p.u.)	$P_{2n} = 100$ MW (1 p.u.)
Cte de inercia do gerador	$H_1 = 5$ s	$H_2 = 6,5$ s
Potência activa na carga	$P_c = 150$ MW (1,5 p.u.)	
Sensibilidade da carga em relação à frequência ( $D$ )	$D \Rightarrow 1\%$ em 50 Hz $\diamond 0,65\%$ em $P_c$ - (carga fracamente indutiva)	
Variação da potência na carga	$\Delta P_c = 20\%$ de $P_c$ (30 MW = 0,3 p.u.)	

♣ A escolha de uma potência de base é aleatória. No entanto escolheu-se 100 MW por simplicidade de cálculos.

- Estatismo equivalente dos reguladores:

$$R_{1(\text{base}2)} = R_{1(\text{base}1)} \frac{P_{(\text{base}1)}}{P_{(\text{base}2)}} = 0,05 \frac{100}{200} = 0,025 \text{ p.u.} \Rightarrow R_{eq} = \frac{\prod_i R_i}{\sum_i R_i} = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2} \approx 0,0154 \text{ p.u.} \quad (2.62)$$

- Constante de inércia dos geradores (com o objectivo de determinar a constante de tempo do sistema de potência  $\tau_p$  (gerador + carga)):

$$H_{eq} = \sum_i \frac{H_i P_{in}}{P_n} = \frac{5 \cdot 2 + 6,5 \cdot 1}{2 + 1} \approx 5,5 \text{ s.} \quad (2.63)$$

Daqui se tira o momento angular equivalente dos geradores:

$$M_{eq} = 2 \cdot H_{eq} \frac{P_n / P_{base}}{w_n / w_{base}} = 11 \frac{(P_{1n} + P_{2n}) / P_{base}}{w_n / w_{base}} = 11 \frac{300 / 100}{1} = 33 \text{ s} \quad (2.64)$$

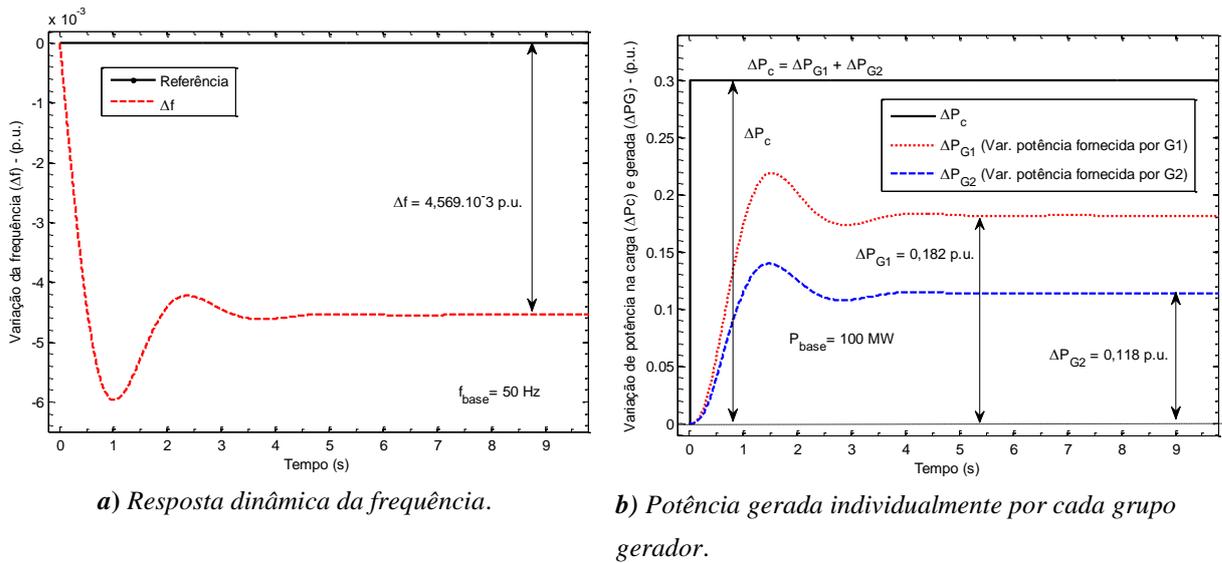
- A elasticidade será:

$$\left[ \begin{array}{l} 1\% \text{ em } 50 \text{ Hz} \diamond 0,5 \text{ Hz} = \Delta f \\ 0,65\% \text{ em } P_c = 150 \text{ MW} \diamond 0,975 \text{ MW} = \Delta P \end{array} \right] \Rightarrow D = \frac{\Delta P}{\Delta f} \frac{f_{base}}{P_{base}} = \frac{0,975}{0,5} \frac{50}{100} = 0,975 \text{ p.u.} \quad (2.65)$$

Pela expressão (2.57), a energia reguladora equivalente é

$$\beta_{eq} = D + \frac{1}{R_{eq}} = 0,975 + \frac{1}{0,0154} = 65,975 \text{ p.u.} \quad (2.66)$$

Partindo da simulação em MATLAB/Simulink, visualiza-se na figura seguinte a evolução temporal da frequência e da potência gerada por cada grupo gerador:



**Figura 2.26** Variação de frequência e da potência gerada resultante de um aumento de potência na carga para dois grupos geradores em paralelo apenas com regulação primária a alimentar uma carga isolada.

Analicamente, a variação de frequência em regime estacionário é de acordo com (2.56)

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_c}{\beta_{eq}} = -\frac{0,3}{65,975} = -4,569 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} = -0,227 \text{ Hz}, \quad (2.67)$$

cujo valor final de frequência será

$$f^0 = 1 - \Delta f = 0,995 \text{ p.u.} = 49,773 \text{ Hz}. \quad (2.68)$$

Por outro lado, de acordo com (2.60), a potência entregue por cada gerador é:

$$\begin{aligned} \Delta P_{G_1} &= -\left(D + \frac{1}{R_1}\right)\Delta f = -\left(0,975 + \frac{1}{0,025}\right)\left(-4,569 \cdot 10^{-3}\right) \approx 0,182 \text{ p.u.} = 18,2 \text{ MW}; \\ \Delta P_{G_2} &= -\left(D + \frac{1}{R_2}\right)\Delta f = -\left(0,975 + \frac{1}{0,04}\right)\left(-4,569 \cdot 10^{-3}\right) \approx 0,118 \text{ p.u.} = 11,8 \text{ MW}. \end{aligned} \quad (2.69)$$

## 2.6 Controlo secundário

O controlo primário de frequência basicamente monitoriza a velocidade de rotação do eixo do conjunto turbina/regulador e controla o binário mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência eléctrica gerada pelo grupo se adapte às sucessivas variações de carga.

Como a actuação do controlo primário resulta em desvios de frequência em regime estacionário, dependendo da característica estática do regulador e da sensibilidade à frequência da carga, é necessário que se conte com a actuação de um outro sistema de controlo para restabelecer a frequência ao seu valor nominal (50 Hz). Todas as unidades geradoras sob a acção de regulação de frequência irão contribuir para a alteração global na geração, independentemente da localização em que se dá a variação de carga. Daí que se diga que a frequência é uma variável de carácter global.

O sistema responsável por restabelecer a frequência ao seu valor nominal é designado por *controlo secundário* ou *controlo suplementar* ou ainda por *controlo automático de geração* (AGC), que no caso de sistemas interligados, tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre as redes vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente contratualizados. Trata-se de um sistema de controlo centralizado executado no centro de controlo e gestão do sistema eléctrico, ao contrário do controlo primário que é centralizado em cada unidade de produção e sem coordenação entre unidades de produção [Costa, 2009, p.2].

Algumas das razões pelas quais se deve manter as flutuações de frequência de um sistema dentro de limites rigorosos são [Costa, 2009, p.40; Elgerd, 1976, p.62]:

- i) Os bancos de condensadores conectados à rede, para melhorar o factor de potência, alteram a sua energia reactiva com a variação de frequência. Dá-se o exemplo de a frequência diminuir: neste caso os condensadores absorvem mais corrente, logo a carga reactiva global do sistema aumenta;
- ii) A maioria dos tipos de motores AC gira com velocidades directamente relacionadas com a frequência. Não o fazendo, aumenta a sua fadiga mecânica, provocando perda de vida útil;
- iii) É usado um grande número de relógios binários que operam directamente com o sincronismo de frequência da rede. Citam-se computadores com tolerâncias de  $\pm 0,5$  Hz, estações de TV a cores com fontes de no mínimo de 49,94 Hz, equipamento de radar em aeroportos com desvios de  $\pm 1,0$  Hz, estações de rádio, relógios eléctricos, etc.

O controlo secundário é um controlo muito mais lento do que a acção do controlo primário. Efectivamente, o controlo secundário só tem efeito depois do controlo primário actuar em todas as unidade de regulação. Assim, o controlo secundário reajusta a potência de referência na carga através das unidade seleccionadas para ultrapassar o efeito da regulação primária, pelo que restaura a geração à variação de carga mantendo a frequência no seu valor nominal [Kundur, 1994, p.601]. Este efeito é conseguido por actuação no comando do variador de velocidade do regulador de frequência, como visto na *Figura 2.8*.

De um modo geral, os geradores são divididos em dois grupos:

- i) Aqueles afectos ao controlo de frequência, com os quais se anula o desvio entre a carga (incluindo perdas) e a produção total;
- ii) Aqueles que são programados para debitar uma potência previamente fixada.

Em **i)**, como são grupos que têm a seu cargo manter a frequência constante, são estes que suportam as variações de potência pedida pela rede e, em particular, satisfazer as pontas dos diagrama de carga. São os chamados grupos de ponta. Em **ii)** têm a seu cargo satisfazer a base do diagrama de cargas trabalhando a potência constante, *i.e.*, são grupos geradores com estatismo infinito ( $R = \infty$  – característica vertical). A sua potência gerada é mantida independentemente da variação de frequência.

Em sistemas isolados de pequena dimensão é possível que todos os grupos trabalhem com uma potência constante, à excepção de um único (relativamente potente), que controla a frequência. Mas esta prática tem sido abandonada, pois implica que funcione em condições menos económicas e, por outro lado, abriga o grupo que controla a frequência a suportar variações de carga rápidas e de grande amplitude o que debela alguns órgãos da máquina. Usualmente, a regulação de frequência é repartida por um maior número de centrais geradoras [Paiva, 2007, p.373].

Para satisfazer estas especificações adiciona-se ao sistema não controlado o chamado controlo integral, o que consiste em deixar o variador de velocidade ser comandado por um sinal obtido pela amplificação e posterior integração do erro de frequência  $K_i$ .

$$\Delta P_{\text{ref}} = -K_i \int_0^t \Delta f \, dt \xrightarrow{\text{(TL)}} \Delta P_{\text{ref}}(s) = -\frac{K_i}{s} \Delta f(s). \quad (2.70)$$

Observa-se a polaridade negativa do controlador integral. Essa polaridade é escolhida para que um erro positivo de frequência dê origem a um comando negativo, o que provoca que o variador desencadeie uma ordem de diminuição da potência gerada.

O diagrama de blocos que corresponde ao controlo secundário de frequência é o que se apresenta na figura seguinte:

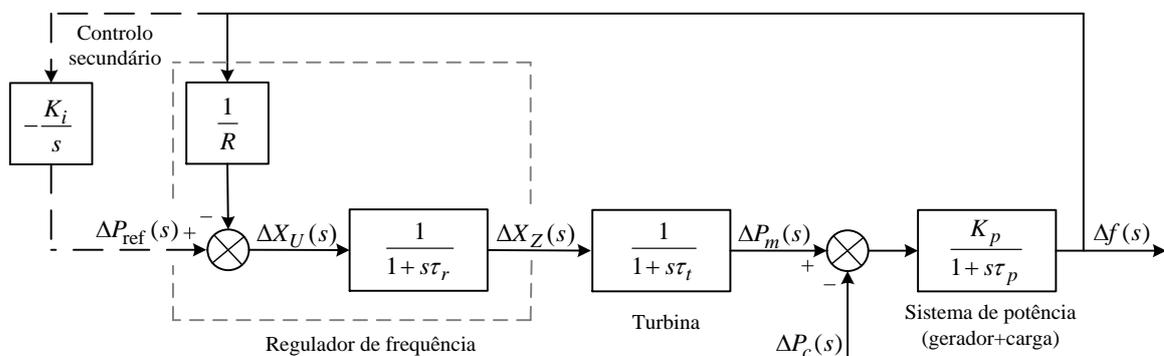


Figura 2.27 DB de uma rede isolada com controlo secundário.

Uma nota interessante sobre a obrigatoriedade de o controlo secundário ser centralizado e não implementado no próprio grupo gerador, é que caso se optasse por esta via os integradores de cada grupo que estivessem a regular a frequência começariam a *competir* entre si para as acções de produção de energia, o que provocaria uma distribuição imprevisível e irracional de geração de energia sobre as centrais disponíveis [Anderson, 2012, p.21].

O controlo secundário garante que o erro estático de frequência, após uma perturbação da carga em degrau, irá desaparecer. No entanto, nunca anula o *erro transitório de frequência* (cf. Figura 2.28). O integral deste desvio ao longo do tempo (em ciclos) traduz-se num erro nos relógios eléctricos alimentados pela rede (cada ciclo corresponde a 20 ms). Sendo, portanto, necessário limitar esse erro de tempo, dado pelo transitório de frequência. O erro transitório de frequência é dado por

$$\Delta t = \frac{1}{f^0} \int_0^t \Delta f \, dt \quad (2.71)$$

Por exemplo, admita-se que durante um longo período de carga elevada, a frequência valha em média 49,98 Hz. Iria-se ter uma acumulação de um erro de  $0,02 \cdot 3600 = 72$  Hz/h. Isso corresponde a um erro de tempo acumulado de  $-72/60 = -1,2$  s/h. O modo utilizado para lidar com este erro de tempo, que se acumula lentamente, é o seguinte definido pela UCTE (do inglês *Union for Coordination of the Transmission of Electricity*): quando for acumulado um erro de  $\pm 3$  s — mas nunca superior a 30 s — (pelo exemplo exposto corresponde aproximadamente a 2h 30min  $\Rightarrow 3s / 1,2s/h = 2,5h$ ), o variador de velocidade é ajustado intensionalmente (e.g., 0,02 Hz ou outro valor em função do valor do erro) durante um tempo suficiente para reduzir a zero esse erro de tempo. Em sistemas interligados, geralmente, um membro do grupo é designado para *vigiar* o erro de tempo acumulado e informar os outros da necessidade de reduzi-lo, realizando-o, posteriormente, em conjunto [Elgerd, 1976, p.372].

## 2.6.1 Resposta em regime estacionário e transitório de uma rede isolada com controlo secundário

Vejamos o que acontece à resposta do sistema de controlo a uma variação brusca de potência da carga. Para evitar análises numéricas fastidiosas vai-se, como dantes, desprezar as constantes de tempo do regulador e da turbina ( $\tau_r = \tau_t = 0$ ). Além disso, também se admite que seja instantânea a acção do variador de velocidade. Também se admite que não existem limites para a taxa de variação da potência de saída das turbinas, nem bandas mortas ou outras não-linearidades nos equipamentos. Estas aproximações tornarão mais simples a análise sem alterar as características essenciais da resposta [Elgerd, 1976, p.374; Paiva, 2007, p.374]. A partir do diagrama de blocos da Figura 2.27 obtém-se a seguinte FT

$$\Delta f(s) = -\Delta P_c(s) \frac{K_p}{\tau_p} \frac{s}{s^2 + \frac{1 + K_p/R}{\tau_p} s + \frac{K_i K_p}{\tau_p}} \quad (2.72)$$

Empregando a energia reguladora da rede ( $\beta = D + 1/R$ ) e considerando uma variação em degrau para a variação da potência na carga ( $\Delta P_c(s) = \Delta P_c/s$ ), a equação anterior fica

$$\Delta f(s) = -\frac{\Delta P_c}{s} \frac{K_p}{\tau_p} \frac{s}{s^2 + \frac{K_p \beta}{\tau_p} s + \frac{K_i K_p}{\tau_p}}. \quad (2.73)$$

Com a variação da carga, verifica-se que o desvio da frequência em regime estacionário é nulo

$$\Delta f = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta f(s)] = 0. \quad (2.74)$$

Substituindo (2.74) em (2.73), a resposta no domínio do tempo  $\Delta f(t)$  obtém-se pela transformação inversa dessa expressão. Como a resposta depende dos pólos da equação (2.73) deve-se fazer uma análise ao polinómio denominador, que pode ser escrito como

$$s^2 + \frac{K_p \beta}{\tau_p} s + \frac{K_i K_p}{\tau_p} = \left( s + \frac{K_p \beta}{2\tau_p} \right)^2 + \frac{K_p}{\tau_p} K_i - \left( \frac{K_p \beta}{2\tau_p} \right)^2 = 0. \quad (2.75)$$

Torna-se evidente que a natureza dos pólos depende do valor do ganho integral  $K_i$ :

i) Se: 
$$K_i = \frac{\tau_p}{K_p} \left( \frac{K_p \beta}{2\tau_p} \right)^2, \quad (2.76)$$

a variação de frequência corresponde ao regime aperiódico limite (amortecimento crítico).  
Corresponde a  $K_{ic}$ .

ii) Se: 
$$K_i > K_{ic}, \quad (2.77)$$

a variação de frequência tem um par de pólos complexos conjugados no plano  $s$  com parte real negativa (o que significa uma situação estável), que corresponde uma resposta no domínio do tempo oscilatória amortecida (sobre-amortecida).

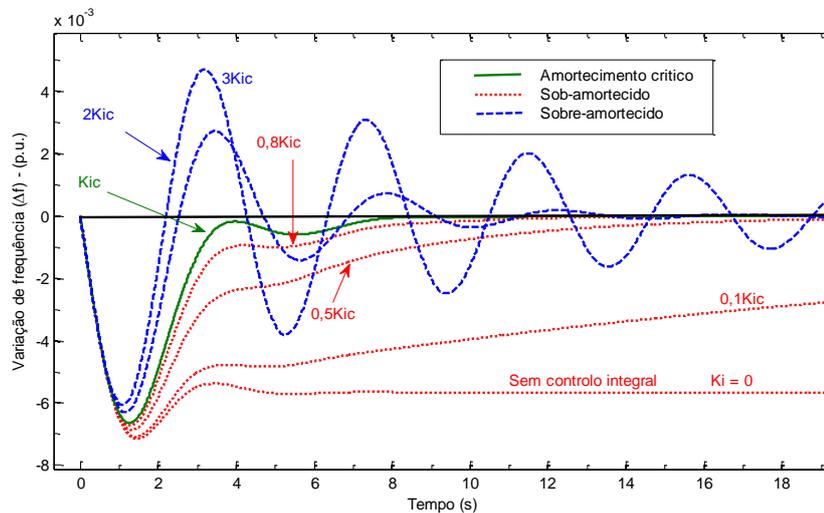
iii) Se: 
$$K_i < K_{ic}, \quad (2.78)$$

a variação de frequência tem um par de pólos reais negativos no plano  $s$ , que corresponde uma resposta no domínio do tempo não oscilatória amortecida (sob-amortecida).

Em qualquer dos casos anteriores — **i)**, **ii)** e **iii)** — a resposta em regime estacionário de  $\Delta f(t)$  irá sempre tender para zero, provando-se que se tem um controlo de frequência estável e *isócrono*.

**Exemplo numérico** Para o sistema proposto anteriormente na *Tabela 2.2* — sistema isolado com um grupo gerador a alimentar uma carga — pretende-se analisar a resposta dinâmica da frequência no domínio do tempo e conseqüente potência gerada à variação de um aumento da potência consumida pela carga, fazendo variar o ganho do controlador integral  $K_i$  da malha suplementar.

A Figura 2.28 mostra as oscilações dinâmicas de frequência que se seguem a uma perturbação em degrau da carga para uma rede isolada com controlo secundário. A resposta é apresentada para diferentes ganhos de  $K_i$ . As constantes de tempo do regulador  $\tau_r$  e da turbina  $\tau_t$  foram incluídas na figura.



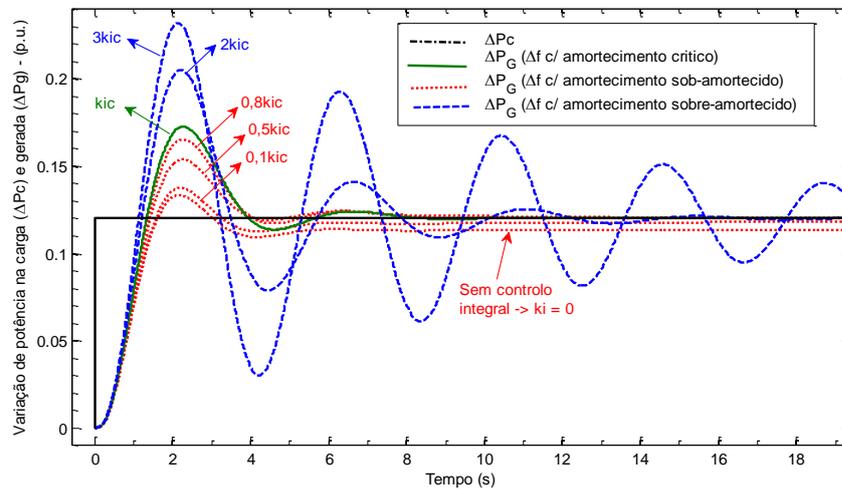
**Figura 2.28** Variação de frequência que se segue a uma perturbação em degrau na carga para uma rede isolada em função do ganho  $K_i$ .

Do exame da figura anterior, verifica-se que após o aumento da carga a frequência diminui com a mesma derivada (dada pelo estatismo  $R$  do regulador) independentemente do ganho  $K_i$  do controlador integral. Após um certo intervalo de tempo, tanto mais curto quanto maior  $K_i$ , o regulador integral entra em acção e anula o erro estático da variação de frequência.

Utilizando valores sob-amortecidos para  $K_i$  (inferior a 100%) obtém-se uma resposta não oscilatória da malha de controlo. Isso implica que o integral de  $\Delta f(t)$ , portanto, o erro transitório de frequência seja relativamente grande (*i.e.* o erro de tempo acumulado é maior). Se pretender-se acelerar a resposta, ter-se-á que aumentar o ganho  $K_i$ . Esta situação tem a vantagem de diminuir o erro de tempo acumulado, mas, por outro lado, o gerador acompanha desnecessariamente flutuações rápidas da carga, o que causará desgaste do equipamento. Esta é a penalização pela redução do erro de tempo acumulado. Para valores superiores a  $3K_{ic}$  (300%), o tempo de estabelecimento aumenta notavelmente, o que torna mesmo o sistema muito instável.

As curvas de frequência correspondem ao sistema proposto. Caso se tivessem estabelecido outros parâmetros para a rede ter-se-iam outras curvas diferentes destas. Isto implica que na prática o valor do ganho integral dimensionado numa rede é dependente das suas características intrínsecas. Para se poder atribuir um valor a  $K_i$  tem de se fazer uma análise previa de como reage o sistema a flutuações de carga. No entanto, a situação mais habitual, é adoptar valores de  $K_i$  que correspondem a respostas sob-amortecidas. Comumente utilizam-se valores na ordem de  $0,5K_{ic}$  (50%).

Na figura seguinte visualiza-se a variação da potência gerada a fornecer à carga. As curvas representadas correspondem às evoluções em função do ganho integral  $K_i$ , que por sua vez correspondem à variação de frequência. Tal como na figura anterior (evolução temporal da frequência), para  $K_i = 0$  (sem controlo integral, equivalente a ter-se apenas controlo primário), a evolução da curva da potência gerada é a mesma que na *Figura 2.23 a*).



**Figura 2.29** Variação da potência gerada que se segue a uma perturbação em degrau na carga para uma rede isolada em função do ganho  $K_i$ .

## 2.7 Controlo de sistemas interligados

Na grande maioria das situações, as redes de energia eléctrica não funcionam isoladas, mas em sistemas interligados (ou *pools*) a áreas vizinhas (*e.g.*, países como Portugal e Espanha). Neste caso, o problema do controlo de frequência da carga torna-se uma tarefa a ser realizada em conjunto. Intimamente associado ao controlo de frequência de sistemas interligados está o problema do fluxo de potência nas linhas de interligação, com o propósito de cumprir contratos de compra e venda preestabelecidos [Elgerd, 1976, p.379].

Do ponto de vista físico, o conjunto de áreas interligadas constitui uma única área síncrona com frequência comum, a qual não é, contudo, regulada por um organismo central. Nestas condições, o problema da regulação de frequência transforma-se numa tarefa partilhada entre os vários operadores de sistemas interligados correspondentes a cada área de controlo.

Aqui introduzimos o conceito de *área de controlo*. Considera-se como área de controlo uma parte de um sistema de energia eléctrica, na qual os grupos de unidades geradores são responsáveis pelo suprimento das variações da carga contida nesta parte do sistema. Em geral, as fronteiras de uma área de controlo coincidem com as fronteiras eléctricas de um operador do sistema que possua uma razoável capacidade de geração e carga significativa [Costa, 2009, p.81]. Para sistemas interligados é desejável que:

- i) As áreas de controlo sejam balanceadas em termos de carga-geração;
- ii) As linhas de interligação entre áreas devem trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência, *etc.*;
- iii) As unidades geradoras de uma área sejam tão coerentes, quanto possível, do ponto de vista dinâmico.

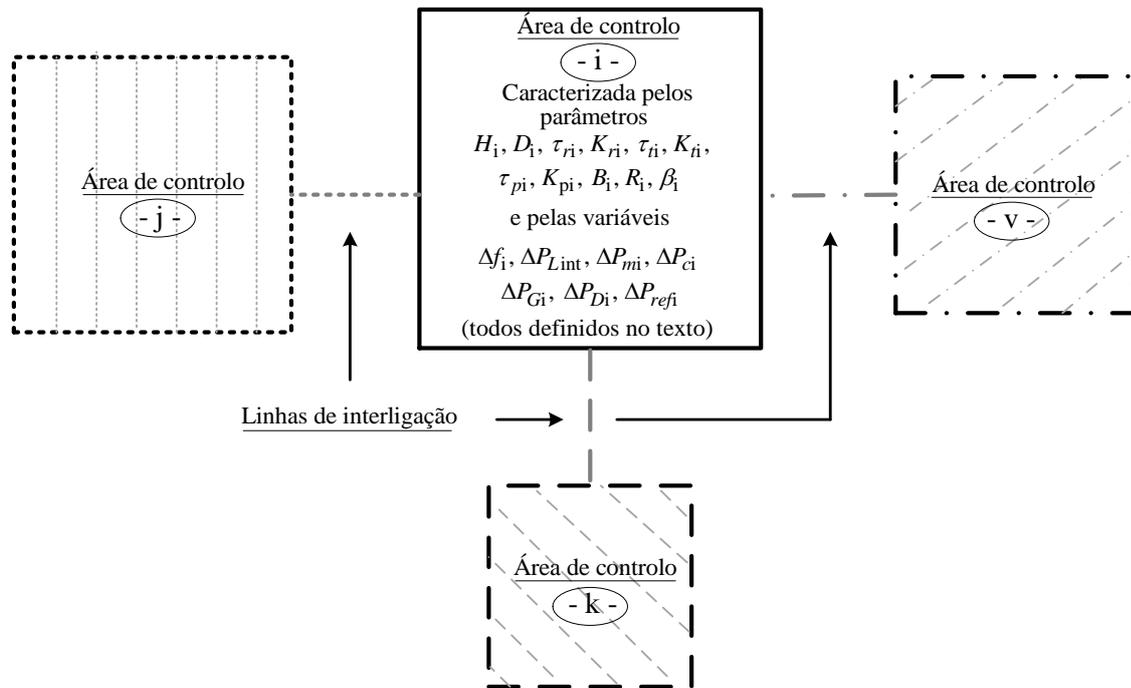


Figura 2.30 Áreas e controlo interligadas.

Em situação normal, cada área de controlo deve servir a carga a ela ligado com os próprios meios de geração, incluindo a potência importada que tenha sido contratada. No caso de haver exportação, esta será equivalente a uma ou várias cargas adicionais, que no seu conjunto perfazem a carga equivalente dessa área de controlo. Ao conjunto de todas as máquinas geradoras, o modelo de uma unidade geradora pode ser usado para uma área de controlo; para isso, representa-se as máquinas da área de controlo como uma máquina equivalente.

As vantagens da interligação são inestimáveis em situações de emergência — como se referiu anteriormente no item ii) —. Estas podem resultar da perda de geradores e/ou de linhas de transporte, o que provoca flutuações importantes de frequência. No caso de um desequilíbrio inesperado entre a geração e a carga, a variação de frequência resultante dá origem a uma variação do trânsito de potência nas linhas de interligação que compensa automaticamente aquele desequilíbrio.

A totalidade da geração em serviço nas áreas interligadas contribui para remediar o desequilíbrio (assumindo que as linhas de interligação têm folga suficiente de transporte) devendo o sistema em dificuldade tomar com a maior urgência as medidas necessárias para assegurar o equilíbrio entre a

geração e o consumo. Naturalmente, quanto maior a potência girante de cada área de controlo maior será a respectiva energia reguladora e, por conseguinte, melhor será a regulação de frequência [Paiva, 2007, p.377].

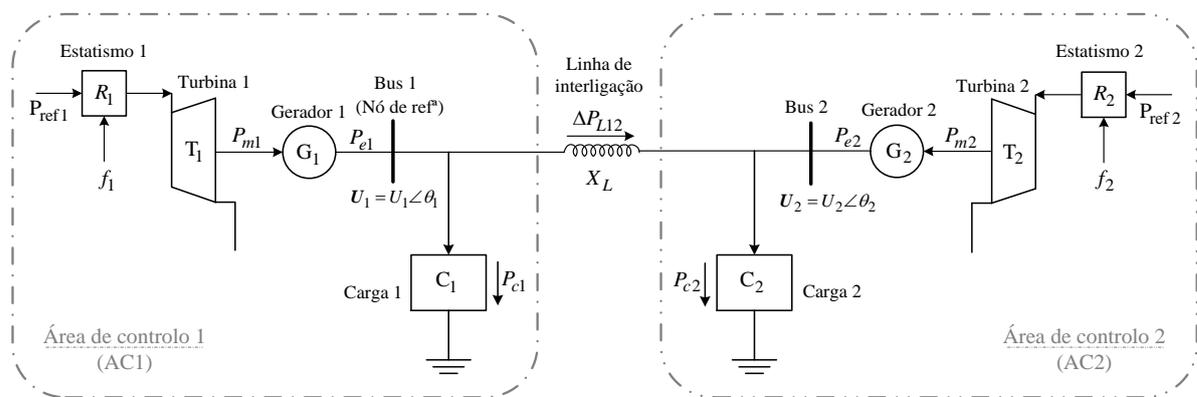
Supõe-se uma área de controlo isolada com uma capacidade de 1 000 MW. Se perder subitamente 300 MW de capacidade (o que representa 30%), isso representa um problema terrível. A sua frequência sofrerá um aumento bastante elevado e existe a probabilidade de que a redução de potência gerada (de forma a igualar a potência na carga) em regime transitório tenha uma sobrelevação muito elevada o que pode originar que os grupos geradores, responsáveis pelo controlo de frequência, disparem por actuação dos relés frequenciométricos, resultando num *blackout*.

Se a mesma área fizer parte de um sistema interligado com outras áreas de controlo, totalizando a sua potência girante 100 000 MW, a perda súbita dos mesmo 300 MW representará apenas 0,3% de capacidade. A frequência será *salva* e uma potência *de ajuda* de 300 MW fluirá instantaneamente para a área enfraquecida, por meio das linhas de interligação, até que o problema seja sanado.

Do exemplo anterior, também se pode concluir que outra vantagem dos sistemas interligados é a redução da necessidade de potência de reserva girante entre os seus membros. Estes são constituídos por grupos geradores que funcionam constantemente, mas que não fornecem potência ou se o fazem é parcialmente e que podem ser *solicitados* em poucos minutos como resultado dos picos de consumo que poderão ocorrer [Elgerd, 1976, p.380].

### 2.7.1 FT de duas áreas de controlo interligadas

Vai-se considerar um modelo simplificado de duas áreas de controlo interligadas por uma linha de transmissão de energia, como a *Figura 2.31* exemplifica. A frequência assume-se uniforme ao longo de cada uma das áreas de controlo, sendo cada uma das áreas representadas pelos seus modelos equivalentes.



**Figura 2.31** Duas áreas de controlo interligadas. (Todos os elementos de cada área de controlo estão representados pelos seus modelos equivalentes).

Considera-se o barramento 1 como o nó emissor (de referência), e o barramento 2 como o nó receptor, cujas tensões nos barramentos são em módulo  $U_1$  e  $U_2$  e argumento  $\theta_1$  e  $\theta_2$ , respectivamente. Convenciona-se o sentido positivo do trânsito de energia da área 1 para a área 2. Assim, a potência complexa será: para a  $S_{12} = -S_{21}$ , (igual em módulo, mas de sentido contrário).

Havendo um desajuste de potência gerada e consumida na área de controlo 2 (AC<sub>2</sub>), para além da variação da energia cinética armazenada nas massas girantes dos grupos em serviço e da variação da potência de carga devida à elasticidade em relação à frequência, manifesta-se ainda uma variação da potência trocada com a área de controlo 1 (AC<sub>1</sub>). Esta potência exprime-se por

$$S_{12} = -U_1 I_{12}^* = U_1 \frac{U_1^* - U_2^*}{Z_L^*} = \frac{|U_1|^2 - U_1 U_2^*}{Z_L^*} = \frac{|U_1|^2 - |U_1||U_2|e^{j(\theta_1 - \theta_2)}}{Z_L^*}. \quad (2.79)$$

Desenvolvendo a *identidade de Euler* para a forma complexa dos módulos das tensões e que na impedância da linha se considera que a sua reactância é muito superior à resistência e à sua admitância transversal, a equação (2.79) resulta em

$$S_{12} = \frac{U_1^2 - U_1 U_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) - j U_1 U_2 \sin(\theta_1 - \theta_2)}{-j X_L}. \quad (2.80)$$

Escrevendo a potência complexa sob a forma  $S = P + j Q$ , a expressão anterior fica

$$S_{12} = \frac{U_1 U_2 \sin(\theta_1 - \theta_2)}{X_L} + j \frac{U_1^2 - U_1 U_2 \cos(\theta_1 - \theta_2)}{X_L}. \quad (2.81)$$

De (2.81), a potência activa (parcela real) transitada entre AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub> será em regime permanente

$$P_{L12}^0 = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \sin(\theta_1^0 - \theta_2^0). \quad (2.82)$$

Em regime transitório, para pequenas variações da potência activa nas cargas, haverá consequentemente variações nos argumentos  $\theta_1^0$  e  $\theta_2^0$  [Murty, 2008, p.253], então

$$\begin{cases} P_{c1} = P_{c1}^0 + \Delta P_{c1} & \Rightarrow \theta_1 = \theta_1^0 + \Delta \theta_1, \\ P_{c2} = P_{c2}^0 + \Delta P_{c2} & \Rightarrow \theta_2 = \theta_2^0 + \Delta \theta_2. \end{cases} \quad (2.83)$$

Por substituição de (2.83) em (2.82), resulta a variação da potência activa transitada na linha:

$$P_{L12}^0 + \Delta P_{L12} = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \sin \left[ \left( \theta_1^0 + \Delta \theta_1 \right) - \left( \theta_2^0 + \Delta \theta_2 \right) \right]. \quad (2.84)$$

Desenvolvendo a expressão trigonométrica (2.84) como uma soma de ângulos, origina [David, 2003, pp.65 a 69]

$$P_{L12}^0 + \Delta P_{L12} = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \left[ \sin(\theta_1^0 - \theta_2^0) \cos(\Delta\theta_1^0 - \Delta\theta_2^0) + \sin(\Delta\theta_1^0 - \Delta\theta_2^0) \cos(\theta_1^0 - \theta_2^0) \right]. \quad (2.85)$$

Considerando para pequenas variações de potência que  $\sin(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \approx \Delta\theta_1 - \Delta\theta_2$  e  $\cos(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \approx 1$ . Substituindo-as na expressão anterior, obtém-se

$$P_{L12}^0 + \Delta P_{L12} = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \left[ \sin(\theta_1^0 - \theta_2^0) + (\Delta\theta_1^0 - \Delta\theta_2^0) \cos(\theta_1^0 - \theta_2^0) \right]. \quad (2.86)$$

Como em regime permanente interessa garantir desvios nulos de potência activa, é sobre a componente  $\Delta P_{L12}$  que recairá o estudo da potência transitada como consequência da potência nas cargas variar. Decompondo parcialmente a expressão anterior (2.86) em regime transitório ( $\Delta P_{L12}$ ) e em regime permanente ( $P_{L12}^0$ ), resulta para o regime transitório

$$\Delta P_{L12} = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \cos(\theta_1^0 - \theta_2^0) (\Delta\theta_1^0 - \Delta\theta_2^0). \quad (2.87)$$

Definindo  $P_S$  como o *coeficiente de sincronismo da linha*, tem-se

$$P_S = \frac{U_1^0 U_2^0}{X_L} \cos(\theta_1^0 - \theta_2^0). \quad (2.88)$$

Substituindo (2.88) em (2.87),

$$\Delta P_{L12} = P_S (\Delta\theta_1^0 - \Delta\theta_2^0). \quad (2.89)$$

Conclui-se que o coeficiente de sincronismo da linha  $P_S$  tem as unidades de MW. A potência máxima que transita na linha é dado por:  $P_{\max} = U_1^0 U_2^0 / X_L$ . Esta também é conhecida por *capacidade de transmissão estática da linha*.

Sabendo que a variação incremental da frequência está relacionada com a variação incremental dos ângulos de fase das tensões nos barramentos, genericamente pode escrever-se a seguinte relação

$$\Delta\theta = \int_0^t \Delta\omega dt \Rightarrow \Delta\theta = \int_0^t 2\pi\Delta f dt \xrightarrow{\text{(TL)}} \Delta\theta = \frac{1}{s} 2\pi\Delta f (s). \quad (2.90)$$

De (2.90), a variação incremental dos ângulos de fase das tensões nos barramentos 1 e 2, vem

$$\begin{cases} \Delta\theta_1 = \frac{1}{s} 2\pi\Delta f_1 (s), \\ \Delta\theta_2 = \frac{1}{s} 2\pi\Delta f_2 (s). \end{cases} \quad (2.91)$$

Substituindo (2.91) em (2.89), vem finalmente a FT da linha de interligação dada por

$$\Delta P_{L12} = \frac{2\pi P_S}{s} [\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)]. \quad (2.92)$$

Representando esta equação em diagrama de blocos:

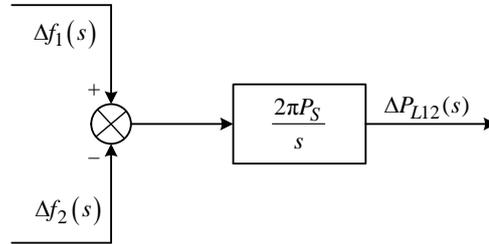


Figura 2.32 DB da linha de interligação.

Cada área de controlo é descrita pelo diagrama da Figura 2.20 — apenas com controlo primário — ou o da Figura 2.27 — com controlo secundário —, pelo que o diagrama conjunto das duas áreas de controlo é o que se apresenta na Figura 2.33.

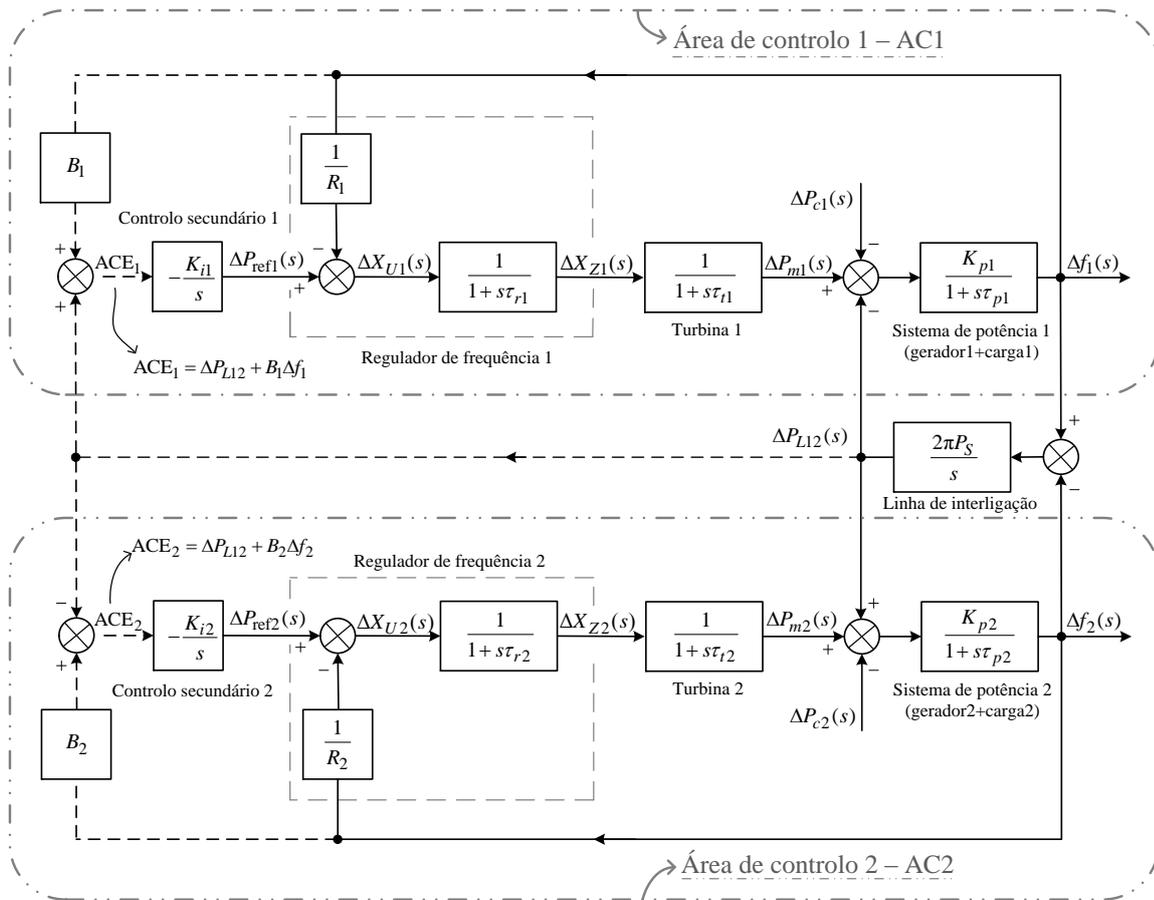


Figura 2.33 DB para duas áreas de controlo interligadas. (As ligações a tracejados referem-se ao caso controlado - controlo secundário).

Uma variação positiva  $\Delta P_{L12}$  representa um aumento da potência transferida de AC<sub>1</sub> para AC<sub>2</sub>, o que é equivalente a um aumento da carga em AC<sub>2</sub> em relação a AC<sub>1</sub>. Note-se que a potência de base tem de ser comum às áreas de controlo interligadas.

## 2.7.2 Resposta em regime estacionário e transitório com duas áreas interligadas apenas com regulação primária

Inicialmente vai-se estudar a resposta de um sistema com duas áreas sob condições não controladas, *i.e.*, com posições fixas no variador de velocidade ( $\Delta P_{ref1} = \Delta P_{ref2} = 0$ ) — controlo primário — e considerando variações simultâneas de carga  $\Delta P_{c1}$  e  $\Delta P_{c2}$  em AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub>, respectivamente.

Usando o teorema do valor final podem-se obter as variações em regime estacionário da frequência e da potência na linha de interligação. Fazendo  $s \rightarrow 0$ , obtém-se da *Figura 2.33* (controlo primário com ligações a cheio) as seguintes relações [Wood, 1996, p.342]

$$\begin{cases} \left( -\frac{1}{R_1} \Delta f_1^0 - \Delta P_{c1} - \Delta P_{L12}^0 \right) K_{p1} = \Delta f_1^0, \\ \left( -\frac{1}{R_2} \Delta f_2^0 - \Delta P_{c2} + \Delta P_{L12}^0 \right) K_{p2} = \Delta f_2^0. \end{cases} \quad (2.93)$$

Em regime estacionário a frequência será constante e igual em ambas as áreas, então

$$\Delta f_1^0 = \Delta f_2^0 = \Delta f^0 \Rightarrow \frac{d(\Delta f_1^0)}{dt} = \frac{d(\Delta f_2^0)}{dt} = 0. \quad (2.94)$$

Donde, substituído (2.94) em (2.93), fica

$$\begin{cases} 1 + \frac{K_{p1}}{R_1} \Delta f^0 = -\Delta P_{c1} - \Delta P_{L12}^0, \\ 1 + \frac{K_{p2}}{R_2} \Delta f^0 = -\Delta P_{c2} + \Delta P_{L12}^0. \end{cases} \quad (2.95)$$

Fazendo intervir as energias reguladoras (*cf.* (2.47)) para cada área de controlo [Paiva, 1997, p.379]: em AC<sub>1</sub>  $\Rightarrow \beta_1 = D_1 + 1/R_1$  e em AC<sub>2</sub>  $\Rightarrow \beta_2 = D_2 + 1/R_2$ . As equações (2.95) resultam em

$$\begin{cases} \beta_1 \Delta f^0 = -\Delta P_{c1} - \Delta P_{L12}^0, \\ \beta_2 \Delta f^0 = -\Delta P_{c2} + \Delta P_{L12}^0. \end{cases} \quad (2.96)$$

Explicitando  $\Delta f^0$  e  $\Delta P_{L12}^0$  no sistema de equações anterior, obtém-se

$$\begin{cases} \Delta f^0 = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2}, \\ \Delta P_{L12}^0 = \frac{\beta_1 \Delta P_{c2} - \beta_2 \Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2}. \end{cases} \quad (2.97)$$

Por outro lado, a variação da potência gerada — que será a potência mecânica ao veio da turbina (considerando a potência mecânica de perdas nula) — em regime estacionário é determinado apenas pelos ganhos da malha estática. Novamente, usando o teorema do valor final, fazendo  $s \rightarrow 0$ , obtém-se da *Figura 2.33* a potência gerada por cada uma das áreas de controlo

$$\begin{cases} \Delta P_{G1} \approx \Delta P_{m1} = -\frac{\Delta f^0}{R_1}, \\ \Delta P_{G2} \approx \Delta P_{m2} = -\frac{\Delta f^0}{R_2}. \end{cases} \quad (2.98)$$

Vai-se supor que existe uma variação positiva da potência na carga numa das áreas de controlo, *e.g.* em AC<sub>2</sub>, conclui-se que:

- i)** A variação da potência gerada por cada área de controlo será dada por (2.98), independentemente da área de controlo onde se dê a variação de carga;
- ii)** As variações da frequência e da potência na linha de interligação são estabelecidas de acordo com (2.97) [Murty, 2008, p.256; Wood, 1996, p.343]. Reescrevendo-as tem-se

$$\begin{cases} \Delta f^0 = -\frac{\Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2}, \\ \Delta P_{L12}^0 = -\Delta P_{L21}^0 = -\frac{\beta_1 \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2}. \end{cases} \quad (2.99)$$

Estas últimas equações — (2.98) e (2.99) — mostram resumidamente algumas das vantagens de um sistema com áreas interligadas:

- i)** A parte da carga adicionada à área 2 será fornecida pela área 1 por meio da interligação;
- ii)** A queda de frequência será inferior à que ocorreria se a área 2 estivesse isolada. Isto resulta devido à soma das energias reguladoras das duas áreas de controlo;
- iii)** A potência que transita da área 1 para área 2 é tanto maior quanto for a energia reguladora da área 1, o que pressupõe a menor necessidade de potência girante de reserva na área 2 e, conseqüentemente, em sistemas interligados.

Para estudar o regime transitório de duas áreas interligadas com regulação primária vão-se colocar algumas hipóteses de simplificação, mas não muito restritivas, para se obter uma expressão global de potência de interligação [Elgerd, 1976, p.386].

As hipóteses simplificativas são: considerar as duas áreas iguais, o que traduz em se ter estatismos iguais ( $R_1 = R_2 = R$ ) e ter as constantes de inércia dos grupos iguais ( $H_1 = H_2 = H \Rightarrow M = 2H$ ); considerar que a resposta do regulador e da turbina em relação ao resto do sistema é muito mais rápido, de modo que se pode concluir que  $\tau_{ri} = \tau_{fi} = 0$ , com  $i \in \{1, 2\}$ , o que implica que os blocos dos reguladores e das turbinas são unitários; desprezar a variação das cargas com a frequência ( $D_1 = D_2 = D \approx 0$ ), o que implica ter de se usar a equação (2.13) para representar o sistema de potência. Com base nestas hipótese, obtêm-se as seguintes equações para a variação de frequência em regime transitório:

$$\begin{cases} \left( \Delta P_{m1}(s) - \Delta P_{c1}(s) - \Delta P_{L12}^0(s) \right) \frac{1}{Ms} = \Delta f_1(s); \\ \left( \Delta P_{m2}(s) - \Delta P_{c2}(s) + \Delta P_{L12}^0(s) \right) \frac{1}{Ms} = \Delta f_2(s). \end{cases} \quad (2.100)$$

Substituindo (2.98) em (2.100) e, por sua vez, esta em (2.92), resulta, por desenvolvimento algébrico, a seguinte expressão simplificada para a variação de potência na linha de interligação em regime transitório para uma variação brusca de potência nas cargas:

$$\frac{\Delta P_{L12}(s)}{\Delta P_{c2}(s) - \Delta P_{c1}(s)} = \frac{0,25 \cdot 4\pi P_S / M}{s^2 + (1/(MR))s + 4\pi P_S / M}. \quad (2.101)$$

Se não se fizessem estas hipótese simplificativas, obter-se-ia um sistema de sétima ordem.

### 2.7.3 Resposta em regime estacionário e transitório com duas áreas interligadas com regulação secundária

O objectivo do controlo secundário é restaurar o equilíbrio entre a produção e o consumo após uma variação de carga, anulando o erro de frequência e mantendo a potência transitada nas linhas de interligação no valor especificado. Isto garante que cada área, em regime permanente, absorva a sua própria carga, sem afectar a(s) área(s) vizinha(s) — princípio básico do funcionamento interligado —.

Para cumprir estes requisitos, torna-se necessário o uso de uma estratégia de controlo integral, mas ligeiramente diferente em relação à situação de uma rede isolada, como se pode ver pela diferença entre os diagramas de blocos da *Figura 2.27* e da *Figura 2.33*. Desta forma, aplicam-se aos valores de referência dos geradores — actuando nos variadores de velocidade — os sinais dados por [Elgerd, 1976, p.388]

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{ref}1} = -K_{i1} \int_0^t (\Delta P_{L12} + B_1 \Delta f_1) dt, \\ \Delta P_{\text{ref}2} = -K_{i2} \int_0^t (\Delta P_{L21} + B_2 \Delta f_2) dt. \end{cases} \quad (2.102)$$

As constantes  $K_{i1}$  e  $K_{i2}$  são os ganhos do integrador das áreas de controlo 1 e 2, respectivamente, e as constantes  $B_1$  e  $B_2$  são os seus *coeficientes de polarização da frequência* [Costa, 2009, p.99].

Como agora se deve usar uma estratégia que faça desaparecer os desvios de potência na linha de interligação e na frequência, adopta-se uma medida de grandeza que contempla estes dois factores que é referida por *erro de controlo de área* (ACE). Essa estratégia foi indicada na *Figura 2.33* pelas ligações a traço interrompido.

Respectivamente, os erros de controlo de cada área são [Paiva, 2007, p.384]

$$\begin{cases} ACE_1 = \Delta P_{L12} + B_1 \Delta f_1, \\ ACE_2 = \Delta P_{L21} + B_2 \Delta f_2. \end{cases} \quad (2.103)$$

No seguimento de uma variação de carga em qualquer das áreas, só se atinge um estado estacionário quando as variações dos sinais de comando atingem valores constantes, o que exige que os erros de controlo em ambas as áreas sejam nulos

$$\begin{cases} \Delta P_{L12}^0 + B_1 \Delta f_1^0 = 0, \\ \Delta P_{L21}^0 + B_2 \Delta f_2^0 = 0. \end{cases} \quad (2.104)$$

As expressões de (2.104) só serão nulas se as condições  $\Delta f^0 = \Delta P_{L12}^0 = \Delta P_{L21}^0 = 0$  forem satisfeitas. Anulam-se, portanto, os desvios da frequência e da potência transitada na linha, como se pretende.

Note-se que este resultado é independente dos coeficientes de polarização  $B_1$  e  $B_2$ . De facto, um dos parâmetros (mas não ambos) pode ser nulo e ainda assim ter-se-á a garantia de que a equação (2.104) é satisfeita. Classicamente, o ajuste dos coeficientes de polarização  $B_i$  baseia-se no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controlo suplementar numa dada área deve corrigir somente variações de carga nessa área, sem ocasionar variações de geração noutras áreas. Por outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 2, não haja acção de controle na área 1, mas apenas na área 2. Baseando-se neste princípio, a escolha para os coeficientes de polarização é o de considerar as suas energias reguladoras como

$$B_i = \beta_i, \quad i=1, 2, \dots, n. \quad (2.105)$$

Assim, o coeficientes de polarização  $B$  da área  $i$  deve ser igual à energia reguladora  $\beta$  da área  $i$ . Sendo  $n$  o número de áreas de controlo.

Considere-se o seguinte exemplo de duas áreas interligadas, em que se dá um aumento de carga na área 2 [wood, 1996, p.349]. Para verificar a acção do controlo secundário calculam-se os ACE de cada área. Sabendo que:  $\Delta f_1^0 = \Delta f_2^0 = \Delta f^0$ ;  $\Delta P_{L12}^0 = -\Delta P_{L21}^0$ ;  $B_1 = \beta_1$ ;  $B_2 = \beta_2$ . Substituindo (2.99) em (2.103), resulta

$$\begin{cases} ACE_1 = \Delta P_{L12} + B_1 \Delta f_1, \\ ACE_2 = \Delta P_{L21} + B_2 \Delta f_2. \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \frac{\beta_1 \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} - \beta_1 \frac{\Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_{21}} = 0, \\ -\frac{\beta_1 \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} + B_2 \frac{\Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_{21}} = -\Delta P_{c2}, \end{cases} \quad (2.106)$$

Deste modo, na área 1, onde não há variação de carga, não há nenhuma acção suplementar, mantendo-se apenas o acréscimo de carga  $\Delta P_{G1}$  da regulação primária de modo a garantir a assistência à área 2 enquanto sua regulação secundária não agir. Na área 2, como  $ACE_2 < 0$ , a acção de controlo irá actuar de forma a elevar sua geração para absorver sua própria variação de carga.

Em conclusão, verifica-se que, para  $B_i = \beta_i$ , a tendência é não haver elevação de geração numa determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre noutra área. Esta estratégia é chamada *controlo com polarização de frequência* (do inglês *tie line bias control*). Esta estratégia é a comumente utilizada num SEE.

Da mesma forma, poder-se-ia mostrar que [Costa, 2009, p.100]:

- i)** Se  $B_i < \beta_i$ , haverá redução de geração na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorrer na outra área, *i.e.*  $ACE_i > 0$ . Este ajuste para o coeficiente de polarização é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração em face à própria carga;
- ii)** Se  $B_i \rightarrow 0$ , o que significa que ela deixa de participar na regulação de frequência: é o controlo de potência pura, em que apenas a potência trocada é controlada. Este tipo de controlo apenas pode ser aceitável para um sistema de pouca disponibilidade de geração, mas ligado(s) a outro(s) de maior dimensões que asseguram o controlo de frequência;
- iii)** Se  $B_i > \beta_i$ , haverá aumento de geração na fase de regulação secundária, mesmo quando o aumento de carga se dá na outra área, *i.e.*  $ACE_i < 0$ . Este ajuste para o coeficiente de polarização pode ser usado para áreas com excesso de geração com respeito à própria carga, garantindo desta forma maior auxílio às áreas vizinhas com carência de geração;
- iv)** Se  $B_i \rightarrow \infty$ , está-se perante uma área com controlo de frequência pura. Neste caso, o sistema de controlo apenas reage a variações de frequência, não sendo sensível a variações de potência trocadas com áreas vizinhas.

Nas situações anteriores **ii)** e **iv)** seria impossível que todos os sistemas trabalhassem individualmente numa destas condições. Cair-se-ia numa situação de instabilidade semelhante à que se verifica com dois geradores em paralelo dotados de reguladores isócronos (*cf. Figura 2.21 b*). No entanto, poderia ser possível que trabalhassem nas condições **ii)** e **iv)** áreas de controlo distintas, mas interligadas com outras, cujas as características fossem **i)** ou **iii)**.

A abordagem que se irá ter neste texto é tomarem-se para os coeficientes de polarização os valores das energias reguladoras (método por *controlo com polarização de frequência*), em que cada área de controlo participa no esforço conjunto na regulação de frequência e da potência transitada nas linhas.

Quanto ao valor dos ganhos integradores  $K_{ii}$ , estes têm uma influência significativa na resposta transitória e na sua estabilidade. Para certos valores de ganhos as oscilações crescerão bastante. Nota-se que a sintonização dos ganhos dos controladores revela maior dificuldade do que no caso de uma área isolada, isto é devido à influência que os integradores têm uns sobre os outros. De realçar que o sistema que se obteria com os integradores seria de nona ordem [Elgerd, 1976, p.389].

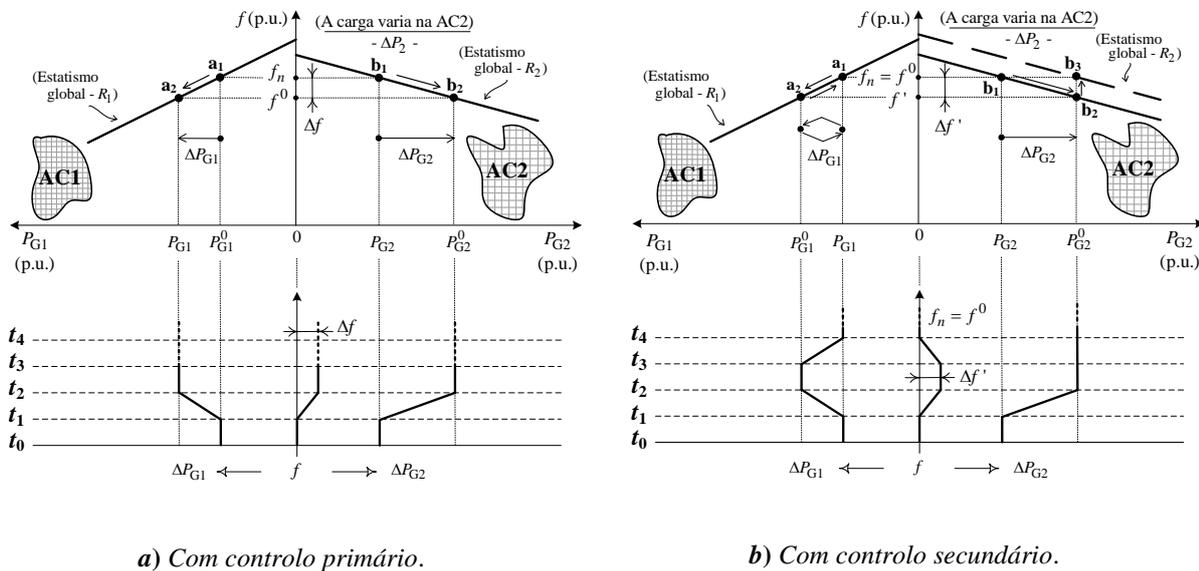
No *Capítulo 4*, far-se-á a análise e simulação em MATLAB/Simulink de duas áreas de controlo interligadas, tendo em conta alguns cenários de exploração dos sistemas a controlar. Evidencia-se o regime transitório e forçado das várias grandezas em jogo com controlo primário e secundário, como também a exploração destas áreas num contexto isolado.

### 2.7.4 Característica de frequência-potência com duas áreas interligadas

Vai-se considerar um incremento positivo na carga apenas na AC<sub>2</sub>. A *Figura 2.34* descreve a sequência de controlo em ambas as áreas em função da característica estática global de cada uma das áreas para satisfazer o aumento de potência consumida apenas a na área de controlo 2.

Assume-se que a característica frequência-potência (estatismo do conjunto dos reguladores:  $R_1$  para a área 1 e  $R_2$  para a área 2) é linear e que os reguladores actuam ao mesmo tempo em ambas as áreas de controlo.

A partir da *Figura 2.34 b)* — controlo secundário em ambas a áreas — definem-se os instantes de tempo em função das sequências de controlo [Murty, 2008, p.243], depois de se ter dado uma variação da potência na carga  $\Delta P_{C2}$ , com o objectivo da potência gerada equilibrar a potência consumida.



**Figura 2.34** Característica de frequência-potência das áreas de controlo. (Sequência das acções de controlo após a variação positiva da carga na área 2).

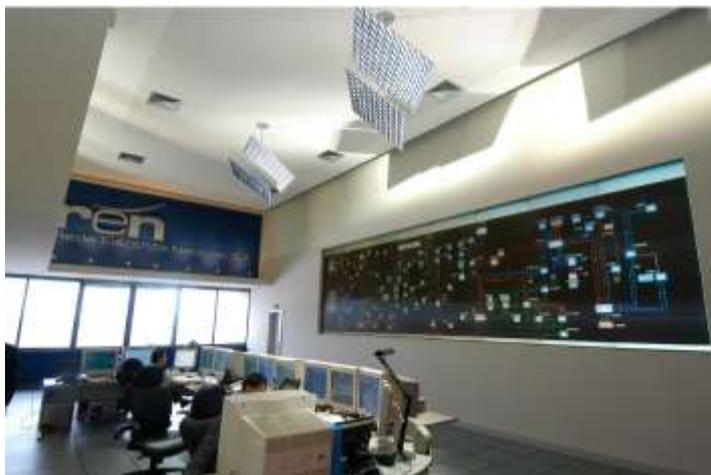
**Sucessão das acções de controlo secundário, após aumento da variação da carga apenas na AC<sub>2</sub>:**

- $t_0$**  ⇒ Instante em que ambas as variáveis de controlo estão dentro dos seus valores especificados de frequência e de potência na linha de interligação. Dá-se um aumento da potência na carga em AC<sub>2</sub>;
- $t_1$**  ⇒ Instante em que os reguladores de frequência iniciam a sua acção de regulação primária simultaneamente em ambas as áreas de controlo e conseqüentemente a potência começa a transitar na linha de interligação de AC<sub>1</sub> para AC<sub>2</sub> para compensar a carga desta. Os pontos de funcionamento passam de  **$a_1$**  para  **$a_2$**  em AC<sub>1</sub> e de  **$b_1$**  para  **$b_2$**  em AC<sub>2</sub>;
- $t_2$**  ⇒ Instante em que a variação de potência em AC<sub>2</sub> fica satisfeita pelo desvio de frequência (controlo primário) em ambas as áreas. Sendo que a potência gerada por cada área é função da característica estática global dos regulares para cada área: a menor inclinação de  $R$  ( $R_2 < R_1$ ), recai sobre este a maior parcela de potência gerada a fornecer;
- $t_3$**  ⇒ Instante em que se inicia a regulação secundária em AC<sub>2</sub>. Ponto de funcionamento passa de  **$b_2$**  para  **$b_3$**  por actuação no variador de velocidade, com vista a restabelecer a frequência ao seu valor nominal. Conjuntamente, desencadeia-se a diminuição da regulação primária em AC<sub>1</sub>. O ponto de funcionamento passa de  **$a_2$**  para  **$a_1$** ;
- $t_4$**  ⇒ Instante em que cessa a regulação primária em AC<sub>1</sub> e a secundária em AC<sub>2</sub> e a potência gerada nesta alimenta por si só a sua carga. A frequência está no seu valor nominal e variação de potência em trânsito na linha é nula, regressando ao seu valor nominal. De notar que na presença de áreas apenas com controlo primário — uma abordagem meramente teórica —, independentemente da área onde se dê a perturbação, o desvio de potência na linha nunca se anula enquanto se mantiver a perturbação (cf. Figura 2.34 a)).

## 2.8 Controlo terciário

Nesta secção aborda-se resumidamente uma outra função essencial do controlo automático de geração (AGC), que é a que corresponde ao *despacho económico* (ou *despacho óptimo*). Podendo ser apelidado como *controlo terciário* [Paiva, 2007, p.390].

O controlo terciário é executado centralmente, de forma automática ou manual, a partir da sala de operações do Centro de Supervisão e Controlo do Sistema (*despacho nacional*). Na Figura 2.35 visualiza-se a sala de comando e operações situado em Sacavém, Lisboa.



Adaptado da REN.

**Figura 2.35** Despacho nacional em Sacavém.

O controlo terciário é responsável por [Lopes, 2003, pp.2, 4; AEMO, 2010, p.8]:

- i)** Controlar a frequência na sua área de controlo e, em casos de sistemas interligados, manter os níveis de potência transitada nas linhas nos valores previamente estabelecidos entre os vários operadores de cada área de controlo;
- ii)** Repor a reserva primária e secundária solicitada de modo a manter os seus níveis de reserva de acordo com o valor estabelecido pelo operador de sistema da área de controlo;
- iii)** Gestão da potência girante para satisfazer a carga (*despacho económico*) e da sua reserva (*comissionamento de grupos*) ou através de programas de importação de energia;
- iv)** Gestão da potência na carga em caso de geração insuficiente, *i.e.*, ter um plano de deslastre automático de frequência;
- v)** Esquemas especiais de proteção em condições de emergência (*e.g.*, perda de grupos geradores, insuficiência de queda de água nas hídricas, linhas interrompidas, variação não previsível do consumo, *etc.*).

### **2.8.1 Despacho económico vs. comissionamento de grupos**

O *despacho económico* visa a repartição da carga pelos vários grupos geradores em serviço de modo a otimizar o custo económico de produção global do SEE, tendo em consideração a satisfação do consumo, as perdas na rede e os limites técnicos de operação dos grupos (potências máxima e mínima a fornecer pelos grupos). Do ponto de vista económico, caracteriza-se por uma *função de custo* (ou *função objectivo*) que interessa minimizar [Paiva, 2007, pp.390, 653; Sousa, 2010, p.3].

A solução deste problema requer a utilização de técnicas de programação não linear com restrições. O *teorema de Kuhn-Tucker*, baseado no método dos *multiplicadores de Lagrange*, surge como uma solução clássica para determinar o ponto de operação óptimo de  $n$  grupos a satisfazer a carga ao custo mínimo [Wood, 1996, p.29].

O problema do despacho económico, resumidamente descrito anteriormente, pretende responder à questão: Quanto é que cada grupo, ligado ao sistema, deverá produzir por forma a satisfazer uma dada carga ao mais baixo custo. Mas outro problema se deve colocar antes do despacho económico e que pretende responde á questão: Que grupos deverão ser colocados a funcionar em cada momento por forma a satisfazer uma dada carga que varia ao longo do tempo.

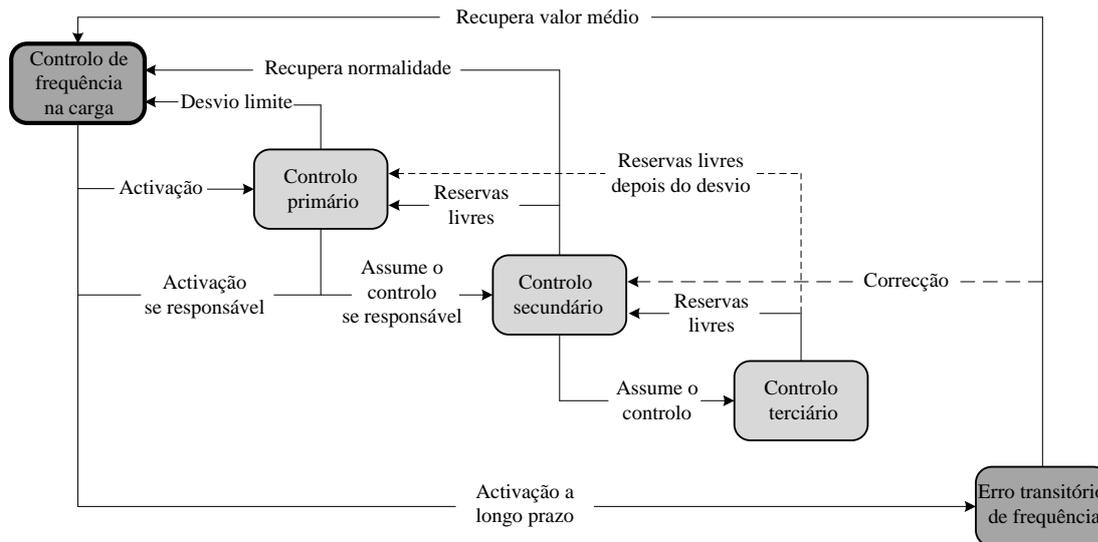
A selecção dos grupos a colocar em serviço é designada por *pré-despacho* (ou *comissionamento de grupos*), também resolvido com recurso às técnicas de optimização. Uma forma tradicional simples para a solução do comissionamento, entre outros existentes, como a *programação dinâmica* ou *programação inteira mista* para citar alguns exemplos, é o recurso ao método da *lista prioritária*. Este consiste em estabelecer uma ordem de mérito entre os grupos electroprodutores de maneira que sejam comissionados/descomissionados de acordo com essa ordem de mérito [Sousa, 2010, pp.14, 15].

Um critério bastante utilizado na lista prioritária é o *custo médio à potência máxima*. De acordo com este critério a ordem de mérito de cada grupo é tanto maior quanto menor for o seu custo médio calculado no ponto de potência máxima. Assim, na base do diagrama despacham-se os grupos com custos mais baixos e à medida que a carga vai crescendo ligam-se à rede os grupos com custos de produção crescentes. A retirada de grupos (descomissionamento) será feita por ordem inversa — dos de custo mais alto para os de custo mais baixo —. De notar que o problema do comissionamento de grupos contém mais elementos de entrada, além do critério económico, tais como as restrições técnicas de tempo mínimo de paragem, tempo mínimo de funcionamento, tempo de arranque, custos de arranque, restrições de combustível e reserva girante.

Outra forma de otimizar os custos de operação consiste na *coordenação hidro-térmica*. Esta traduz-se na produção da energia eléctrica a partir dos recursos hídricos que minimiza os custos de produção das centrais térmicas, tendo em consideração as diversas restrições do sistema (*e.g.*, cotas mínimas e máximas, gestão de outros usos da água, *etc.*). Alguns sistemas hidroeléctricos, chamados reversíveis, são dotados da possibilidade de efectuarem *bombagem* que consiste na passagem de água de jusante para montante. Esta possibilidade permite otimizar a operação do sistema eléctrico no seu conjunto ao transferir produção térmica de certas horas onde estariam a funcionar grupos mais caros para outras horas onde existem grupos com menor custo de produção disponíveis [Sousa, 2010, p.3].

## 2.8.2 AGC como um controlo multinível

O AGC é um excelente exemplo de um sistema de controlo multinível, cuja estrutura global é mostrada na figura seguinte, em que se representa sequencialmente as acções do controlo primário, secundário e terciário:



Adaptado de [UCTE, 2004, pp. 4 a 25; Lucus *et al.*, 2005, p.3].

**Figura 2.36** Diagrama sequencial por níveis do controlo de frequência na carga de um AGC.

Na tabela seguinte definem-se os objectivos de execução de controlo para cada nível, como sejam as escalas de potências de reserva, o tempo e frequência de actuação. Estas ordens de grandeza são os recomendadas pela UCTE na Europa.

**Tabela 2.4** Algumas características de escalas de potência, tempo e frequência para os diferentes níveis de controlo num sistema de energia.

Caracte rísticas Nível de controlo	Potência de reserva girante	Tempo amostragem dos sinais de controlo	Frequência de actuação (banda morta)	Tempo de actuação p/ eliminação dos desvios	Limites de frequência
<b>Primário</b>	20% de $P_c$	< 2 s	$\pm 0,02$ Hz	5 - 30 s	(Ver comentários)
<b>Secundário</b>	3% p/ $P_c = 3$ GW 2% p/ $P_c = 10$ GW 1% p/ $P_c = 60$ GW	2 - 5 s	---	30 s - 15 min	
<b>Terciário</b>	20% de $P_c$	$\pm 5$ min	---	15 min - 5 h	

**Comentários a tecer acerca dos valores listados na Tabela 2.4:**

Estes valores são os recomendados pela UCTE, no entanto, é decisão do operador do sistema de cada área de controlo definir os seus valores, nunca comprometendo as regras de segurança de abastecimento dos consumos. Depois de se observar este critério, o operador do sistema faz a gestão do abastecimento de forma a fazê-lo ao mais baixo custo (optimização). Em Portugal, o documento

que é adaptado da UCTE, que especifica o uso e recomendações técnicas para a gestão do SEE, é o *Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema* elaborado pela REN [Lucus *et al.*, 2010, p.26].

A regulação primária dos grupos geradores é activada para bandas superiores a 0,02 Hz. Assim, o grupo evita desnecessariamente o acompanhamento de variações muito pequenas e bruscas da carga, que causaria desgaste do equipamento. Quando activada, a regulação primária e secundária devem ser capazes de resolver problemas até desvios de  $\pm 0,1$  Hz no intervalo de tempo de 5 a 30 s para a regulação primária e de 30 a 15 min para a regulação secundária.

A partir do patamar dos desvios de frequência de  $\pm 0,1$  Hz está acordado entre os membros da UCTE proceder a um primeiro nível de deslastre de consumos (de 10 a 20 % a abaixo dos 49Hz). O objectivo da reacção a este tipo de ocorrências é a minimização das suas consequências para o sistema eléctrico, reduzindo ao máximo a zona afectada e repondo o mais rapidamente possível os consumos eventualmente interrompidos e também as condições de segurança da rede [Pestana, 2006, p.7]. Para valores de 51 Hz o procedimento é recorrer ao aumento de carga.

O deslastre de cargas por actuação de dispositivos automáticos tem como objectivo evitar o abaixamento da frequência para valores abaixo do limite mínimo predefinido pelo operador de sistema (*e.g.*, limiar do deslastre de cargas: 49,5 Hz – bombas; 49 Hz – 1º escalão; 48,5 Hz – 2º escalão; 48 Hz - 3º escalão). As cargas a nomear por escalões são definidas pelo operador da rede e são ordenadas por ordem de *importância*. Os grupos geradores disparam quando a frequência atinge os 47,5 Hz.

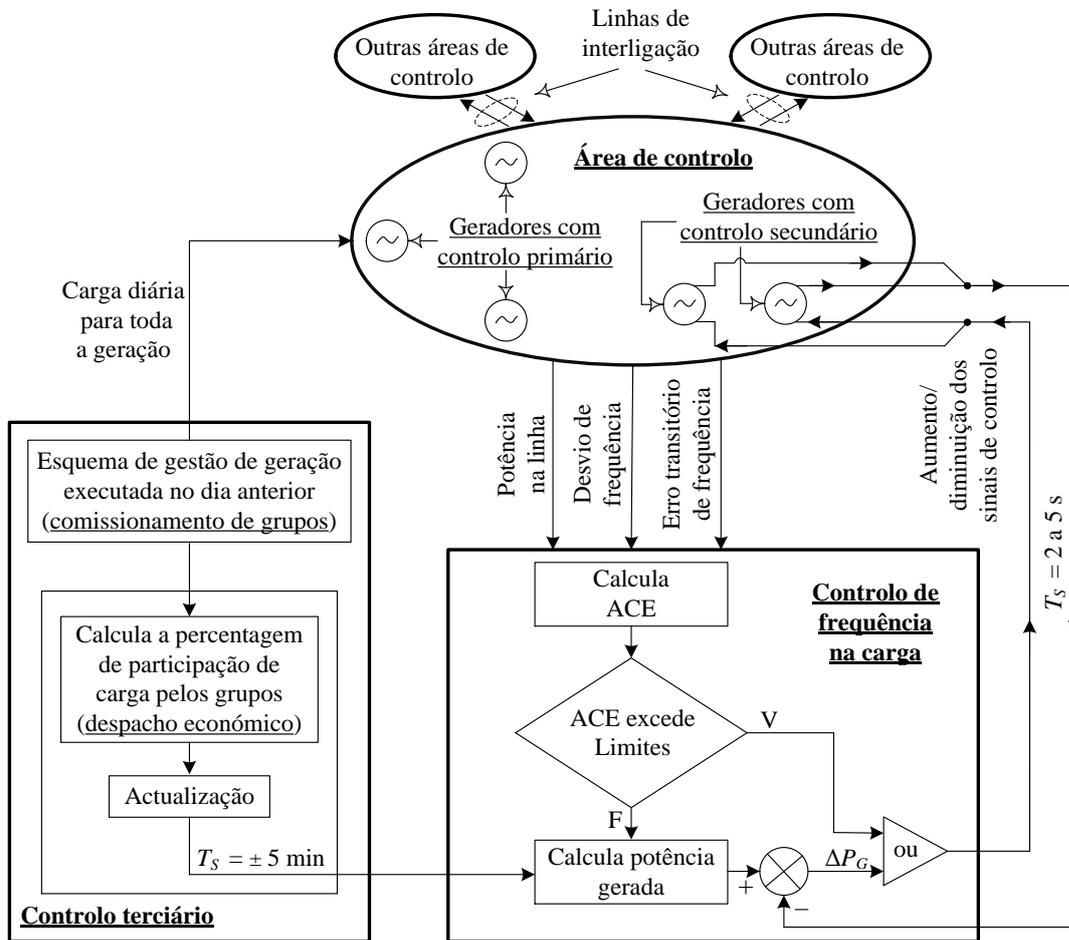
O controlo dos sinais são transmitidos digitalmente por canais de telemetria para as unidades de geração no AGC, como se mostra na *Figura 2.37*. A prática normal é transmitir sinais pulsados por variação do *duty-cycle*. Os equipamentos de controlo das unidades geradoras alteram os seus valores de referência para *cima* ou para *baixo* em função da proporção do comprimento do ciclo dos sinais de controlo [Kundur, 1994, p.617]. Os sinais são enviados/recebidos a cada 2 a 5 segundos no controlo secundário e aproximadamente a cada 5 min no controlo terciário.

As soluções modernas para executar níveis de controlo de frequência na rede, energia consumida/gerada, trânsito nas linhas de interligação, entre outras variáveis a controlar é a utilização de algoritmos de controlo no SCADA-SEM (*Energy Management System*), ajudando, desta forma, o operador do sistema a visualizar o que se passa na sua rede.

Na estrutura hierárquica de um sistema de controlo de frequência também existe um bloco responsável pela sincronização do tempo da rede — baseado na frequência — com o padrão de tempo UTC (do inglês *Universal Time Coordinator*), cujo o centro é em Laufenberg, Suíça [Machowski, 2008, p.347].

Assim, como foi referido anteriormente na *Secção 2.6*, a frequência num sistema de potência varia continuamente, então os relógios sincronizados com a rede tendem a ter um erro proporcional ao integral do *erro transitório de frequência*. Este erro não deverá exceder os 30 s e terá de ser eliminado ocasionalmente por comparação com o tempo UTC por períodos que nunca excedam as 24 horas [Lucus *et al.*, 2010, p.21; UCTE, 2004, p.25].

O erro de controlo de área (ACE) deve regressar a zero num período de 10 min. A violação deste critério conta para o subsequente período de 10 min para colocar o ACE a zero [Kundur, 1994, p.618].



Adaptado de [Kundur, 1994, p.620].

**Figura 2.37** Diagrama funcional de um AGC típico.

# Capítulo

# 3

## Controlo de frequência utilizando MPC

---

---

Neste terceiro capítulo faz-se uma perspetiva histórica sobre as técnicas de controlo preditivo, suas aplicações, vantagens e inconvenientes na sua utilização. Apresentação do algoritmo com vista a implementá-lo computacionalmente. Interpretação gráfica do controlo preditivo num contexto de horizonte recidivo (antecipando o futuro quando este é conhecido *à priori*).

Utilização do modelo no espaço de estados como modelo de predição do MPC. Determinação das equações matriciais de estado e de saída do modelo de estado para as áreas de controlo.

Definição das topologias do MPC na estrutura de controlo. Agentes de controlo. MPC centralizado, MPC descentralizado e MPC distribuído. Formulação matemática destes controladores e algoritmo a implementar no AGC.

### Conteúdo do capítulo

---

3.1	Introdução	72
3.2	Modelo no espaço de estados	76
3.3	Topologias da estrutura de controlo	82
3.4	Algoritmo do MPC centralizado	85
3.5	Algoritmo do MPC distribuído	92

---

## 3.1 Introdução

O modelo de controlo preditivo (do inglês *Model Predictive Control* — MPC), também referido como controlo de horizonte recidivo ou controlo de horizonte móvel, tornou-se uma estratégia de controlo em malha fechada bastante atractiva na indústria de processos, no campo aeroespacial ou na robótica. O principal impulsionador deste método de controlo foi a indústria do sector do petróleo nos anos de 1970. Recentemente, umas das aplicações onde se tem investigado mais é no domínio das redes de transporte ou infraestruturas, como sejam o tráfego rodoviário e ferroviário, redes de distribuição de água, redes logísticas, redes de distribuição de energia, *etc.* [Negenborg, 2007, p.1].

O MPC não designa uma estratégia de controlo específica, mas uma ampla gama de métodos de controlo preditivo, no qual é utilizado o modelo do processo com a finalidade de obter o sinal de controlo pela minimização de uma função objectivo, também denominada por função custo. Citando alguns destes métodos, tem-se: o DMC; o GPC; o MUSMAR; o NPC; o SIHORC; o EPSAC; o PFC; o UPC; entre outros [Moreira, 2002, p.7; Peixoto, 2008, p.85; Scherer, 2009, p.15 ].

Na prática industrial é reconhecida a capacidade dos métodos clássicos de controlo (controladores PID de parâmetros fixos), demonstrando ser um boa solução na resolução de problemas de controlo. No entanto, quando passamos a processos mais complexos, caso de sistemas de fase não mínima, ou sistemas de malha aberta instáveis, com tempos mortos, sistemas MIMO ou não lineares, a sua eficiência é drasticamente reduzida, sendo precisamente aqui que o controlo preditivo demonstra todas as suas qualidades [Peixoto, 2008, p.82].

Sendo assim, o MPC pode lidar com problemas de controlo multivariáveis, tendo em linha de conta as restrições da dinâmica de um sistema que, no caso das redes de energia, podem ser o congestionamento das linhas, bandas mortas dos reguladores, falhas nos equipamentos, perturbações produção/consumo, limites de operação dos geradores, geração descentralizada, emissões de gases de efeito de estufa, entre outras.

O MPC apresenta uma série de vantagens sobre os outros métodos, entre os quais destacam-se [Fambrini, 2009, p.9; Moreira, 2002, pp. 7, 8; Negenborg, 2007, pp.10, 11]:

- A ideia subjacente é de fácil compreensão, isto porque os conceitos são muito intuitivos e ao mesmo tempo a sintonização deste tipo de controladores é relativamente fácil;
- Pode ser utilizado numa grande variedade de processos, desde os que possuem dinâmicas mais simples até aos mais complexos;
- A sua formulação base é extensível a sistemas MIMO sem ser necessário recorrer a modificações proibitivas e complexas na estrutura base do controlador;
- Introduce o controlo por antecipação "*feed-forward*" de uma forma natural para compensar as restrições do processo a controlar. Sendo formalmente simples inclui-las sistematicamente durante o processo. Este é de facto um dos aspectos mais atraentes dos controladores preditivos;

- É muito útil quando as referências futuras são conhecidas (e.g. perturbações futuras conhecidas), podendo ser incluídas na previsão efectuada pelo controlador, melhorando, desta forma, o desempenho do sistema;
- Recentemente, com o aparecimento e desenvolvimento de versões distribuídas, obvia-se o problema de sistemas em larga escala ou geograficamente dispersos de concentrarem apenas num agente de controlo toda a informação.

Esta estratégia de controlo também tem inconvenientes. Destes, destacam-se:

- Devido ao tipo de metodologia aberta, propiciou o fácil aparecimento de numerosas variantes de controladores preditivos, cada qual com o seu pequeno pormenor diferente dos restantes. Embora essas diferenças pareçam ser mínimas, podem conduzir a desempenhos do sistema em malha fechada bastante distintos, o que pode confundir o utilizador, colocando-o indeciso face ao controlador a aplicar a uma dada situação;
- Conforme o número de restrições aumenta, implica um crescente esforço computacional. Se bem que actualmente isto não seja um obstáculo face à cada vez maior capacidade de processamento dos CPU;
- Tal como todos os controladores baseados em modelos, se o modelo for desadequado ao processo ou simplesmente mal conhecido o resultado poderá ser não ser satisfatório. Este talvez seja o grande inconveniente, isto pela dificuldade que se tem em disponibilizar um modelo do processo o mais adequado possível à realidade.

Não obstante estes inconvenientes, o saldo final é bastante positivo. Sendo este facto claramente demonstrado pelo sucesso de inúmeras aplicações industriais do controlo preditivo.

### 3.1.1 Conceção computacional do MPC

Visando facilitar o entendimento do que é proposto neste capítulo, a seguir serão descritos alguns dos elementos de base computacional inerentes ao controlador preditivo a ser aplicado ao controlo de frequência em sistemas de energia eléctrica [Scherer, 2009, p.14]:

**i) Função Objectivo:** Define o critério de desempenho utilizado e as acções desejadas segundo a minimização de um funcional de custo num horizonte finito de instantes de tempo futuros, chamado de horizonte de predição ou janela de controlo. De uma forma geral, a função objectivo, é uma expressão matemática que penaliza os desvios entre as saídas estimadas e a trajectória de referência. A função objectivo tem em consideração a penalização de mais do que um termo e permite a indexação *multi-objectivo* ao sistema em estudo;

**ii) Modelo de Predição:** Os controladores preditivos baseiam-se todos na predição do comportamento futuro do processo com base num modelo quer da sua própria dinâmica quer da

dinâmica do ruído ou das perturbações. Este modelo é o elemento principal do MPC, podendo assumir qualquer forma matemática. Para sistemas SISO utilizam-se frequentemente modelos de resposta impulsional finita (FIR), modelos de resposta ao degrau finita (FSR) ou modelos de resposta impulsional infinita (IIR). Estes últimos abrangem um maior leque de processos, incluindo processos instáveis, e requerem um menor número de parâmetros. Os modelos no espaço de estados (MEE) são adequados para sistemas MIMO. Outros modelos podem ser utilizados, nomeadamente modelos não lineares, redes neuronais e de lógica difusa [Moreira, 2002, p.11];

**iii) Restrições:** São elementos utilizados para representar as limitações do processo (*e.g.*, bandas mortas, tempos de atraso, congestionamentos, perturbações, *etc.*). As restrições de operação nos actuadores e nas variáveis de estado podem ser de igualdade e/ou desigualdade, relacionando quaisquer elementos do problema, tais como entrada, saída e controlo. São adicionadas à função objectivo e é comum serem colocadas numa matriz de desigualdades envolvendo o vector de entrada. Assim, o problema toma a forma padrão de um problema de programação quadrática;

**iv) Algoritmo de Controlo:** Sinteticamente, o algoritmo de controlo resulta iterativamente entre os itens **i)**, **ii)** e **iii)**, descritos anteriormente, os quais são executados a cada ciclo de controlo (período de amostragem) da seguinte forma [Negenborg, 2007, p.10; Findeisen, 2002, p.5]:

**Passo a.** Avaliação do estado actual do sistema — dado pelo vector de entradas futuras, pelo vector de saídas estimadas e pela trajetória de referência.

**Passo b.** Determinação das acções a serem executadas no horizonte de predição pela resolução do seguinte problema de optimização:

minimização : - função objectivo ao longo do horizonte de predição — dado por **i)**.

sujeito a : - dinâmica do sistema — dado por **ii)**;

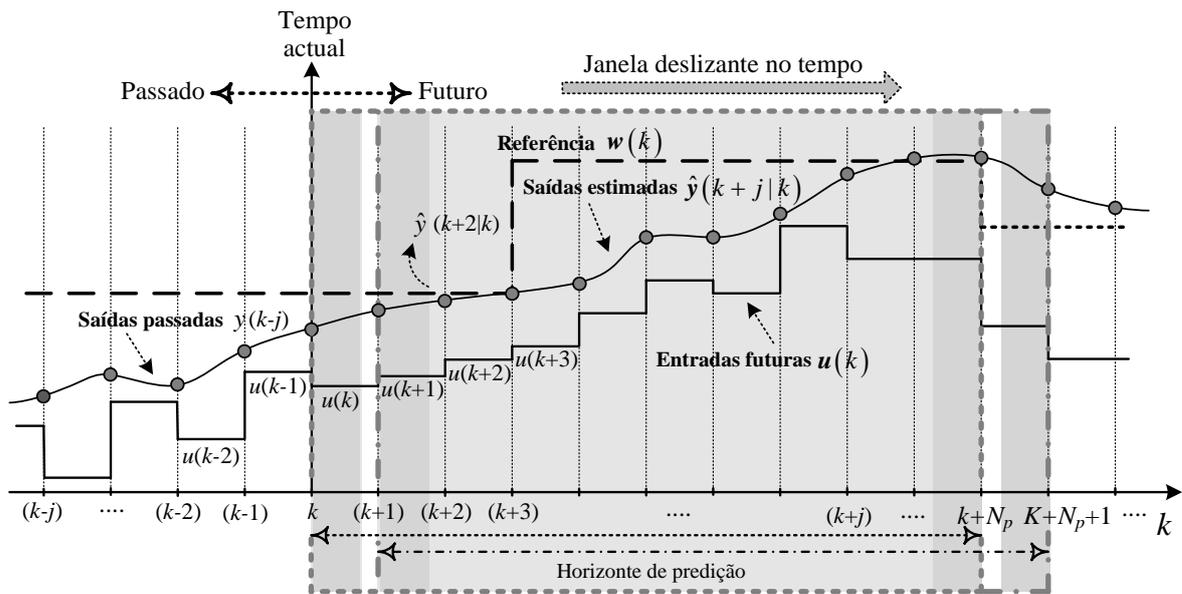
- restrições — dado por **iii)**;

- avaliação do estado do sistema no início do actual ciclo de controlo.

**Passo c.** Implementação das acções calculadas no **Passo a.** e no **Passo b.** até ao ciclo de amostragem seguinte.

**Passo d.** Regresso ao **Passo a.**

Concluindo dos pressupostos anteriores, resulta que o MPC resolve um problema de optimização, através de um funcional de custo, num horizonte predição finito a cada instante de amostragem. Contudo, apenas as acções de controlo actuais são aplicadas ao processo. No instante de tempo seguinte o mesmo tipo de optimização é repetido com novos cálculos e uma nova sequência de controlo é calculada e aplicada ao processo. Neste contexto, a formulação do problema é encarada num contexto de horizonte recidivo ou janela deslizante segundo o futuro, daí a designação de controlo de horizonte móvel [Fambrini, 2009, p.10; Ding, 2010, p.VII]. A *Figura 3.1*, ilustra o conceito do MPC no horizonte de predição.



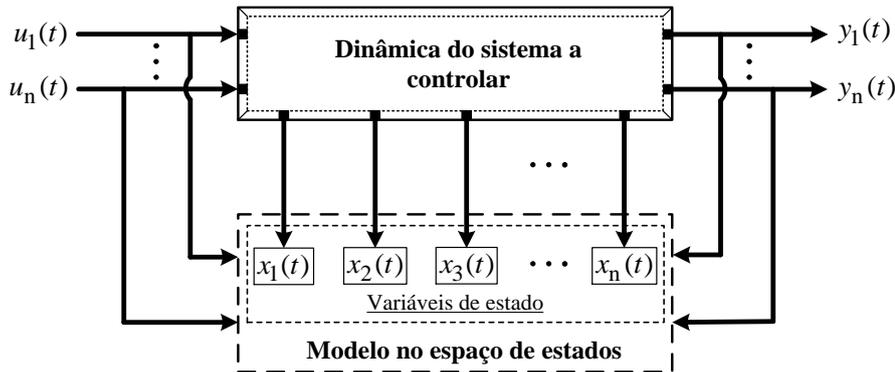
**Figura 3.1** Interpretação gráfica do controlo preditivo com horizonte (janela) de predição.

Analisando a figura anterior tem-se:

- As saídas futuras estimadas  $\hat{y}(k)$  para um determinado horizonte de predição  $N_p$ , são previstas a cada instante de amostragem  $k$  através do modelo do processo. Estes valores  $\hat{y}(k+j|k)$  com  $j=1, \dots, N_p$  dependem dos valores conhecidos até ao instante  $k$ , tanto entradas passadas  $u(k-j)$  como saídas passadas  $y(k-j)$ , incluindo a saída actual  $y(k)$  e dos sinais de entrada futuros  $u(k+j|k)$  a serem calculados [Grune, 2010, p.3; Holkar, 2010, pp.48, 49; Peixoto, 2008, p.83].
- O conjunto dos sinais de entrada futuros  $u(k)$  é calculado através da optimização de um funcional de custo  $J(k)$ , de maneira a aproximar a saída  $y(k)$  da trajectória de referência  $w(k)$ .
- Por exemplo, para o instante inicial é recolhida a informação da dinâmica do processo: trajectória de referência  $w(k)$ ; saídas passadas  $y(k-j)$ ; entrada passadas  $u(k-j)$ . Depois, pela minimização de um funcional de custo  $J(k)$ , são calculadas as entradas futuras óptima  $u(k+j|k)$  estabelecendo-se, assim, a saída estimada  $\hat{y}(k+j|k)$  que se aproxime da trajectória de referência  $w(k+j)$  dentro desse horizonte de predição. Ao sistema apenas é aplicada a primeira entrada futura calculada (que será o valor óptimo  $u^*(k|k)$ ). No instante seguinte  $k+1$ , dentro do horizonte de predição  $k+1, \dots, N_p+1$ , todos os cálculos são efectuados novamente, obtendo-se o valor óptimo para a entrada que dê a saída que melhor se aproxima da referência. Assim sucessivamente num contexto de janela deslizante para o futuro.

## 3.2 Modelo no espaço de estados

No sistema de controlo frequência-potência activa (controlo-*Pf* ou AGC) vai-se utilizar o modelo no espaço de estados (MEE) no modelo de predição do MPC. Tratando-se de um sistema MIMO é a forma mais adequada e fácil de traduzir a dinâmica deste sistema. O MEE fundamenta-se na descrição por meio de um sistema de  $n$  equações diferenciais simultâneas de primeira ordem que podem ser combinadas numa equação diferencial vector-matricial de primeira ordem.



**Figura 3.2** Representação esquemática do modelo no espaço de estados.

A utilização desta notação simplifica grandemente a representação matemática de sistemas de equações contendo um conjunto de  $n$  variáveis  $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$  — tantas quantas o número de equações diferenciais de primeira ordem — chamadas de *variáveis de estado* (VE), tal que os valores iniciais  $x_i(t_0)$  deste conjunto e as entradas  $u_i(t)$  do sistema são suficientes para descrever de uma forma única a saída futura  $y_i(t)$  do sistema, *i.e.* para  $t \geq t_0$ , quando solicitado a um estímulo.

O aumento do número de variáveis de estado, do número de variáveis de entrada ou do número de variáveis de saída facilmente é inserido no MEE, daí que sob o ponto de vista de análise de sistemas e sua implementação computacional seja preferível às restantes [Ogata, 1997, p.576].

A saída do sistema é afectada pelas variáveis de estado e, por vezes, directamente pelas entradas. A saída pode ser um estado ou função de um estado. A variação do estado é afectada pela variação das entradas. De maneira a enfatizar o *estado* de um sistema — podendo ser sistemas não lineares e/ou variáveis no tempo e multivariáveis —, a formulação matemática genérica no espaço de estados é representado da seguinte forma [Hendricks, 2008, p.12]:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}}(t) &= \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t); \\ \mathbf{y}(t) &= \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t). \end{aligned} \tag{3.1}$$

A primeira das equações de (3.1) é designada por *equação matricial de estado* e a segunda designa-se por *equação matricial de saída*.

Nesta formulação do MEE, a notação convencionada utilizada é:  $\mathbf{x}(t)$  é o vector de estado de dimensão  $n$ , com  $\mathbf{x}(t) \in \mathbb{R}^n$ ;  $\dot{\mathbf{x}}(t)$  é a derivação no tempo do vector de estado ou variáveis de estado, com  $\dot{\mathbf{x}}(t) = dx/dt \in \mathbb{R}^n$ ;  $\mathbf{u}(t)$  é o vector de entrada, com  $\mathbf{u}(t) \in \mathbb{R}^m$ ;  $\mathbf{y}(t)$  é o vector de saída, com  $\mathbf{y}(t) \in \mathbb{R}^r$ .

As funções  $\mathbf{f}$  e  $\mathbf{g}$  são funções vectoriais expressas respectivamente por [Ding, 2010, p.6]:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) = \begin{bmatrix} f_1(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \\ f_2(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \\ \vdots \\ f_n(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) = \begin{bmatrix} g_1(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \\ g_2(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \\ \vdots \\ g_n(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t), t) \end{bmatrix}. \quad (3.2)$$

Onde as funções  $f_i$  e  $g_i$  são funções escalares dos vectores  $\mathbf{x}(t)$ ,  $\mathbf{u}(t)$  e  $\mathbf{y}(t)$ . Se o sistema for linearizado e de parâmetros concentrados, as equações (3.1) podem ser descritas por equações diferenciais lineares invariantes no tempo a coeficientes constantes (SLIT), ficando

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}}(t) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t), \\ \mathbf{y}(t) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t). \end{aligned} \quad (3.3)$$

Sendo:  $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{n \times n}$  a matriz do sistema ou da dinâmica do sistema que estabelece como o sistema vai naturalmente evoluir no tempo de um estado para o outro;  $\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{n \times m}$  é a matriz de entrada do sistema ou matriz de controlo e reflecte a variação do estado para uma entrada particular  $\mathbf{u}(k)$ ;  $\mathbf{C} \in \mathbb{R}^{r \times n}$  é a matriz de saída do sistema, a qual, através das variáveis de estado  $\mathbf{x}(k)$ , se vê como a saída do sistema  $\mathbf{y}(k)$  progride;  $\mathbf{D} \in \mathbb{R}^{r \times m}$  é a matriz de transmissão directa que relaciona directamente a entrada com a saída (caso existam).

Genericamente, dispondo matricialmente os elementos do MEE apresentado em (3.21), tem-se [Venkat *et al.*, 2006, p.4]:

$$\begin{aligned} \mathbf{A} &= \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & \cdots & A_{1n} \\ A_{21} & A_{22} & \cdots & A_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{n1} & A_{n2} & \cdots & A_{nn} \end{bmatrix}_{n \times n}; \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1m} \\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nm} \end{bmatrix}_{n \times m}; \quad \mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \cdots & C_{1n} \\ C_{21} & C_{22} & \cdots & C_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{r1} & C_{r2} & \cdots & C_{rn} \end{bmatrix}_{r \times n}; \\ \mathbf{D} &= \begin{bmatrix} D_{11} & D_{12} & \cdots & D_{1m} \\ D_{21} & D_{22} & \cdots & D_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ D_{r1} & D_{r2} & \cdots & D_{rm} \end{bmatrix}_{r \times m}; \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1^T & x_2^T & \cdots & x_n^T \end{bmatrix}_{n \times 1}^T; \\ & \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1^T & u_2^T & \cdots & u_m^T \end{bmatrix}_{m \times 1}^T; \\ & \quad \mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1^T & y_2^T & \cdots & y_r^T \end{bmatrix}_{r \times 1}^T. \end{aligned} \quad (3.4)$$

No *Capítulo 2* deduziram-se os modelos matemáticos dos elementos relacionados com o controlo de frequência através de funções de transferência. Para representar a relação causa-efeito entre a entrada e

a saída destes elementos utilizaram-se diagramas de blocos, indicando as suas funções de transferência. As função de transferência determinadas são caracterizadas por equações diferenciais lineares e invariantes no tempo (sistemas SLIT). Assim sendo, existe uma relação entre a sua transformada de *Laplace* e o modelo no espaço de estados. Para este efeito, basta converter a ordem das funções de transferência (caso sejam  $n \geq 2$ ) em equações diferenciais de primeira ordem.

De (3.3), a equação matricial de estado — com condições iniciais nulas  $x_i(t_0) = 0$  —, resulta

$$\begin{aligned}\dot{x}_1(t) &= a_{11}x_1(t) + a_{12}x_2(t) + \dots + a_{1n}x_n(t) + b_{11}u_1(t) + \dots + b_{1m}u_m(t), \\ \dot{x}_2(t) &= a_{21}x_1(t) + a_{22}x_2(t) + \dots + a_{2n}x_n(t) + b_{21}u_1(t) + \dots + b_{2m}u_m(t), \\ &\vdots \\ \dot{x}_n(t) &= a_{n1}x_1(t) + a_{n2}x_2(t) + \dots + a_{nn}x_n(t) + b_{n1}u_1(t) + \dots + b_{nm}u_m(t),\end{aligned}\tag{3.5}$$

com

$$\dot{x}_n(t) = \frac{dx_n(t)}{dt} \xrightarrow{\text{TL}} sx_n(s).\tag{3.6}$$

Finalizando, para se obter o modelo de predição do MPC, com base no MEE, será através das inter-relações existentes entre os diagramas de blocos de cada componente do sistema de controlo de frequência — representados pelas respectivas funções de transferência estudadas no *Capítulo 2* — em concordância com os pressupostos enunciados em (3.5) e (3.6).

### 3.2.1 Modelo de estado do AGC de uma área de controlo isolada

A partir do diagrama de bloco da *Figura 2.27*, e tendo em atenção a substituição do controlador integral  $K_i$  pelo controlador MPC (acessando a este todas as variáveis de estado) o MEE fica definido.

As variáveis de estado  $\mathbf{x}(t)$ , de entrada  $\mathbf{u}(t)$  e de saída  $\mathbf{y}(t)$  são, respectivamente:

$$\mathbf{x}(t) = [\Delta f(t) \quad \Delta P_m(t) \quad \Delta X_Z(t)]^T; \quad \mathbf{u}(t) = [\Delta P_{\text{ref}}(t) \quad \Delta P_c(t)]^T; \quad \mathbf{y}(t) = [\Delta f(t)]^T.\tag{3.7}$$

Equações diferenciais que regem o funcionamento do sistema:

$$\begin{cases} \Delta f(s) = \frac{K_p}{1 + s\tau_p} (\Delta P_m(s) - \Delta P_c(s)); \\ \Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + s\tau_t} \Delta X_Z(s); \\ \Delta X_Z(s) = \frac{1}{1 + s\tau_r} \left( \Delta P_{\text{ref}}(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right). \end{cases}\tag{3.8}$$

Aplicando  $TL^{-1}$  às expressões (3.8) e explicitando-as em ordem às VE, resulta o sistema de equações

$$\begin{cases} \Delta \dot{f}(t) = -\frac{1}{\tau_p} \Delta f(t) + \frac{K_p}{\tau_p} \Delta P_m(t) - \frac{K_p}{\tau_p} K_p \Delta P_c(t); \\ \Delta \dot{P}_m(t) = -\frac{1}{\tau_t} \Delta P_m(t) + \frac{1}{\tau_t} \Delta X_Z(t); \\ \Delta \dot{X}_Z(t) = -\frac{1}{R\tau_r} \Delta f(t) - \frac{1}{\tau_r} \Delta X_Z(t) + \frac{1}{\tau_r} \Delta P_{ref}(t). \end{cases} \quad (3.9)$$

• Equação matricial de estado —  $\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{Ax}(t) + \mathbf{Bu}(t)$ :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{f} \\ \Delta \dot{P}_m \\ \Delta \dot{X}_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\tau_p} & \frac{K_p}{\tau_p} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\tau_t} & \frac{1}{\tau_t} \\ -\frac{1}{R\tau_r} & 0 & -\frac{1}{\tau_r} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta P_m \\ \Delta X_Z \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{K_p}{\tau_p} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\tau_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_c \\ \Delta P_{ref} \end{bmatrix}. \quad (3.10)$$

• Equação matricial de saída —  $\mathbf{y}(t) = \mathbf{Cx}(t) + \mathbf{Du}(t)$ :

$$\mathbf{y} = [1 \quad 0 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} \Delta f \\ \Delta P_m \\ \Delta X_Z \end{bmatrix} + [0 \quad 0] \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_c \\ \Delta P_{ref} \end{bmatrix}. \quad (3.11)$$

### 3.2.2 Modelo de estado do AGC para duas áreas de controlo interligadas

O procedimento a utilizar para determinar o MEE para duas áreas de controlo interligadas é o mesmo que foi feito anteriormente para uma área isolada. Partindo da *Figura 2.33*, as VE são as que se representam em (3.12), e em (3.13) representam-se as variáveis de entrada:

$$\mathbf{x}(t) = [\Delta f_1(t) \quad \Delta f_2(t) \quad \Delta P_{m1}(t) \quad \Delta P_{m2}(t) \quad \Delta X_{Z1}(t) \quad \Delta X_{Z2}(t) \quad \Delta P_{L12}(t)]^T; \quad (3.12)$$

$$\mathbf{u}(t) = [\Delta P_{c1}(t) \quad \Delta P_{c2}(t) \quad \Delta P_{ref1}(t) \quad \Delta P_{ref2}(t)]^T. \quad (3.13)$$

Na escolha das variáveis de saída, no caso de uma área isolada, adoptou-se uma medida de grandeza que contemplasse apenas o desvio de frequência. Mas na situação de áreas de controlo interligadas não só interessa o desvio de frequência como também o desvio de potência de interligação na linha de transmissão. A medida de grandeza que contempla estes dois factores é o erro de controlo de área (ACE), como foi estudado na *Secção 2.7.3*. Da equação (2.103), os erros de controlo de cada área são

$$\begin{aligned} \text{Área 1} &\rightarrow \text{ACE}_1 = \Delta P_{L12} + B_1 \Delta f_1, \\ \text{Área 2} &\rightarrow \text{ACE}_2 = \Delta P_{L21} + B_2 \Delta f_2. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Então as variáveis de saída são

$$\mathbf{y}(t) = [\text{ACE}_1 \quad \text{ACE}_2]^T. \quad (3.15)$$

Equações diferenciais que governam o sistema:

$$\left\{ \begin{aligned} \Delta f_1(s) &= \frac{K_{p1}}{1+s\tau_{p1}} (\Delta P_{m1}(s) - \Delta P_{c1}(s) - \Delta P_{L12}(s)); \\ \Delta f_2(s) &= \frac{K_{p2}}{1+s\tau_{p2}} (\Delta P_{m2}(s) - \Delta P_{c2}(s) + \Delta P_{L12}(s)); \\ \Delta P_{m1}(s) &= \frac{1}{1+s\tau_{t1}} \Delta X_{Z1}(s); \\ \Delta P_{m2}(s) &= \frac{1}{1+s\tau_{t2}} \Delta X_{Z2}(s); \\ \Delta X_{Z1}(s) &= \frac{1}{1+s\tau_{r1}} \left( \Delta P_{\text{ref1}}(s) - \frac{1}{R_1} \Delta f_1(s) \right); \\ \Delta X_{Z2}(s) &= \frac{1}{1+s\tau_{r2}} \left( \Delta P_{\text{ref2}}(s) - \frac{1}{R_2} \Delta f_2(s) \right); \\ \Delta P_{L12}(s) &= \frac{2\pi P_S}{s} (\Delta f_1(s) - \Delta f_2(s)). \end{aligned} \right. \quad (3.16)$$

Aplicando  $\text{TL}^{-1}$  às expressões anteriores e colocando em evidência as VE, o sistema de equações de estado fica representado como:

$$\left\{ \begin{aligned} \Delta \dot{f}_1(t) &= -\frac{1}{\tau_{p1}} \Delta f_1(t) + \frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} \Delta P_{m1}(t) - \frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} \Delta P_{L12}(t) - \frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} \Delta P_{c1}(t); \\ \Delta \dot{f}_2(t) &= -\frac{1}{\tau_{p2}} \Delta f_2(t) + \frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} \Delta P_{m2}(t) + \frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} \Delta P_{L12}(t) - \frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} \Delta P_{c2}(t); \\ \Delta \dot{P}_{m1}(t) &= -\frac{1}{\tau_{t1}} \Delta P_{m1}(t) + \frac{1}{\tau_{t1}} \Delta X_{Z1}(t); \\ \Delta \dot{P}_{m2}(t) &= -\frac{1}{\tau_{t2}} \Delta P_{m2}(t) + \frac{1}{\tau_{t2}} \Delta X_{Z2}(t); \\ \Delta \dot{X}_{Z1}(t) &= -\frac{1}{R_1 \tau_{r1}} \Delta f_1(t) - \frac{1}{\tau_{r1}} \Delta X_{Z1}(t) + \frac{1}{\tau_{r1}} \Delta P_{\text{ref1}}(t); \\ \Delta \dot{X}_{Z2}(t) &= -\frac{1}{R_2 \tau_{r2}} \Delta f_2(t) - \frac{1}{\tau_{r2}} \Delta X_{Z2}(t) + \frac{1}{\tau_{r2}} \Delta P_{\text{ref2}}(t); \\ \Delta \dot{P}_{L12}(t) &= 2\pi P_S \Delta f_1(t) - 2\pi P_S \Delta f_2(t). \end{aligned} \right. \quad (3.17)$$

• Equação matricial de estado —  $\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{Ax}(t) + \mathbf{Bu}(t)$ :

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \Delta \dot{f}_1 \\ \Delta \dot{f}_2 \\ \Delta \dot{P}_{m1} \\ \Delta \dot{P}_{m2} \\ \Delta \dot{X}_{Z1} \\ \Delta \dot{X}_{Z2} \\ \Delta \dot{P}_{L12} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} -\frac{1}{\tau_{p1}} & 0 & \frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} \\ 0 & -\frac{1}{\tau_{p2}} & 0 & \frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} & 0 & 0 & \frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_{t1}} & 0 & \frac{1}{\tau_{t1}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_{t2}} & 0 & \frac{1}{\tau_{t2}} & 0 \\ -\frac{1}{R_1 \tau_{r1}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_{r1}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{R_2 \tau_{r2}} & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau_{r2}} & 0 \\ 2\pi P_S & -2\pi P_S & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta P_{m1} \\ \Delta P_{m2} \\ \Delta X_{Z1} \\ \Delta X_{Z2} \\ \Delta P_{L12} \end{bmatrix} + \\
 &+ \begin{bmatrix} -\frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_{p2}}{\tau_{p2}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\tau_{r1}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{\tau_{r2}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{c1} \\ \Delta P_{c2} \\ \Delta P_{ref1} \\ \Delta P_{ref2} \end{bmatrix}. \tag{3.18}
 \end{aligned}$$

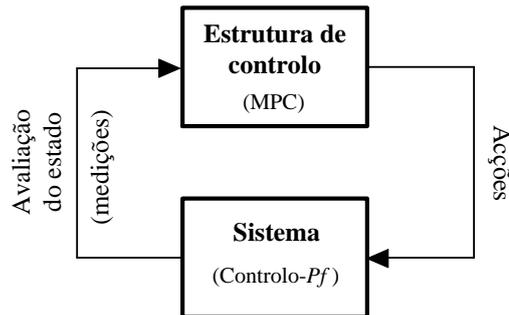
• Equação matricial de saída —  $\mathbf{y}(t) = \mathbf{Cx}(t) + \mathbf{Du}(t)$ :

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} B_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & B_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta P_{m1} \\ \Delta P_{m2} \\ \Delta X_{Z1} \\ \Delta X_{Z2} \\ \Delta P_{L12} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_{c1} \\ \Delta P_{c2} \\ \Delta P_{ref1} \\ \Delta P_{ref2} \end{bmatrix}. \tag{3.19}$$

### 3.3 Topologias da estrutura de controlo

Antes de formalizar matematicamente o MPC para o AGC, estabelecem-se algumas noções básicas sobre a estrutura do MPC.

A *Figura 3.3* ilustra globalmente o *sistema a controlar* (frequência-potência activa do sistema de energia) e a *estrutura de controlo*. O sistema é a entidade que está sob controlo e a estrutura de controlo é a entidade que controla o sistema.



**Figura 3.3** Relação geral entre a estrutura de controlo e os sistema a controlar.

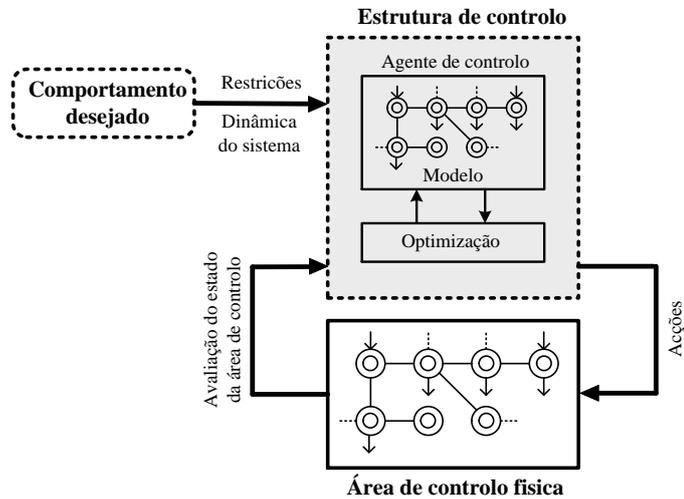
A estrutura de controlo é o conceito usado para indicar a estrutura que produz a alteração dos parâmetros por acção nos actuadores, *i.e.*, monitoriza o sistema fazendo medições do seu estado e, baseado nestas, são escolhidas acções que são implementadas no sistema. O sistema evolui sujeito a estas acções para um novo estado, o qual é novamente medido pela estrutura de controlo.

Conceptualmente, a estrutura de controlo consiste em um ou em vários elementos, chamados de *agentes de controlo* [Negenborg, 2007, p.4]. Estes agentes de controlo determinam as decisões para os actuadores dentro do sistema, de tal forma que se cumpram os objectivos globais do sistema e a satisfação das suas restrições. No caso dos sistemas de energia, a estrutura de controlo compreende todos os utilizadores, controladores, actuadores, sensores, protocolos de comunicação, operadores, *etc.*. Sempre que o agente de controlo tenha acesso global à estrutura de controlo, quer seja activa ou passivamente dentro da estrutura de controlo, é referido genericamente como *agente de controlo da área de controlo*. Neste trabalho, o agente de controlo do AGC é a que corresponde ao de hierarquia mais elevada que é o controlo terciário (*cf. Secção 2.8*). Este é executada centralmente a partir da sala de operações do Centro de Supervisão e Controlo do Sistema (também conhecido por *despacho económico*).

Uma distinção importante das características entre estruturas de controlo com MPC consiste no número de agentes de controlo envolvidos. Uma estrutura de controlo pode constituir-se num único agente ou por múltiplos agentes de controlo.

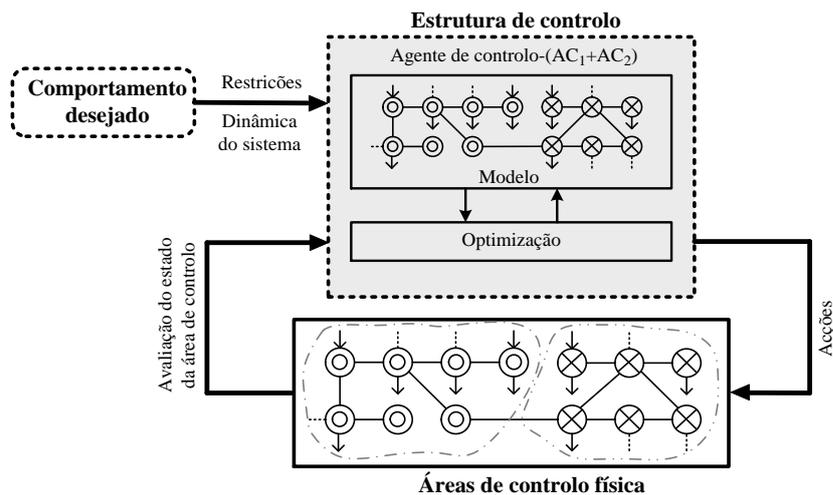
Quando existe apenas um agente de controlo está-se perante uma abordagem com MPC centralizado, onde todas as informações dos sensores e actuadores são levadas a uma única unidade de processamento de dados da área de controlo. Esta unidade de processamento determina as acções de

controlo óptimas em função do estado da área de controlo e do comportamento desejado, este sujeito a restrições e á dinâmica do sistema. A *Figura 3.4* representa esquematicamente uma estrutura de controlo com MPC centralizado para uma área de controlo isolada.



*Figura 3.4* MPC centralizado para uma área de controlo isolada.

Por outro lado, na figura seguinte ilustra-se o MPC concentrando toda a informação de duas áreas de controlo interligadas, *i.e.*, o MPC centralizado controla simultaneamente as duas áreas de controlo numa mesma unidade de processamento de dados. De notar que o exemplo ilustrado é apenas de duas áreas de controlo, mas podiam ser  $n$  áreas de controlo interligadas.



*Figura 3.5* MPC centralizado para duas áreas de controlo interligadas.

Para a situação de múltiplos agentes, cada um representando a sua área de controlo, onde as informações são processadas individualmente por cada agente na sua unidade de processamento

(despacho económico) e em que os agentes não comunicam entre si, a estrutura de controlo diz-se MPC descentralizado. A Figura 3.6 ilustra este facto

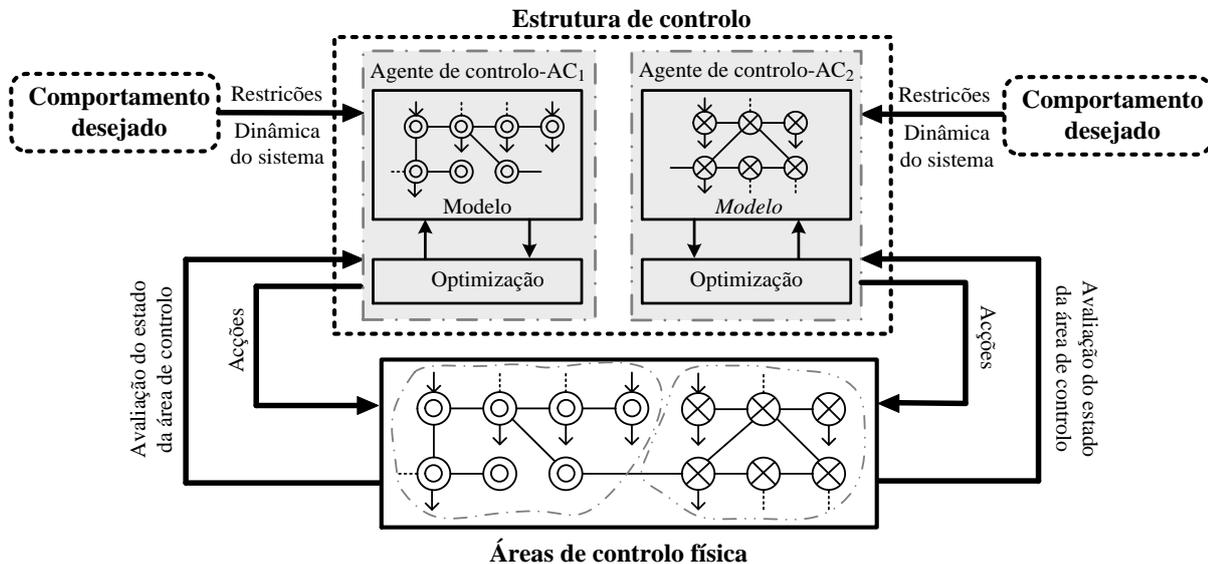


Figura 3.6 MPC descentralizado para duas áreas de controlo interligadas.

Quando as informações da(s) área(s) de controlo são processadas localmente, como no caso de uma estrutura de controlo com um único agente de controlo (MPC centralizado) ou múltiplos agentes de controlo (MPC descentralizado), as vantagens inerentes destes controladores advêm, em geral, de poderem proporcionar o melhor desempenho possível, particularmente em sistemas de pequena escala.

O método de controlo com MPC descentralizado para sistemas de larga escala podem resultar em pobres desempenhos se os sistema interagem significativamente. O MPC centralizado, por outro lado, é impraticável para sistemas de larga escala, geograficamente espalhados, como é o caso dos sistemas de energia. O enquadramento com uma estrutura de controlo com MPC Distribuído aparece neste contexto [Venkat, *et al.*, 2006, p.2]. Algumas das razões que motivam a utilização de múltiplos agentes de controlo numa estrutura MPC distribuído são [Negenborg, 2007, p.6]:

- A necessidade de os agentes comunicarem entre si, trocando assim informações, com vista a um desempenho global;
- Melhor capacidade de resposta perante alterações que ocorram. Isto é relevante em situações de escalabilidade de sistemas geograficamente espalhados, em que os múltiplos agentes comunicam entre si;
- Melhoram a robustez e a fiabilidade, pois se um dos agentes falhar, outro toma o seu lugar (pelo menos parcialmente);

De notar que o MPC distribuído é um meio termo entre o de natureza centralizada e descentralizada: os agentes controlam o seu subsistema (área de controlo) ao mesmo tempo que existe

comunicação/cooperação entre os agentes envolvidos. No MPC distribuído, com múltiplos agentes na estrutura de controlo, primeiro avaliam o estado da sua área de controlo, depois, interagindo/comunicando com os *agentes vizinhos* com os quais comunicam, determinam as melhores acções e em seguida implementam estas de acordo com o melhor desempenho global.

A figura seguinte mostra esquematicamente a estrutura de controlo para duas áreas de controlo interligadas com MPC distribuído.

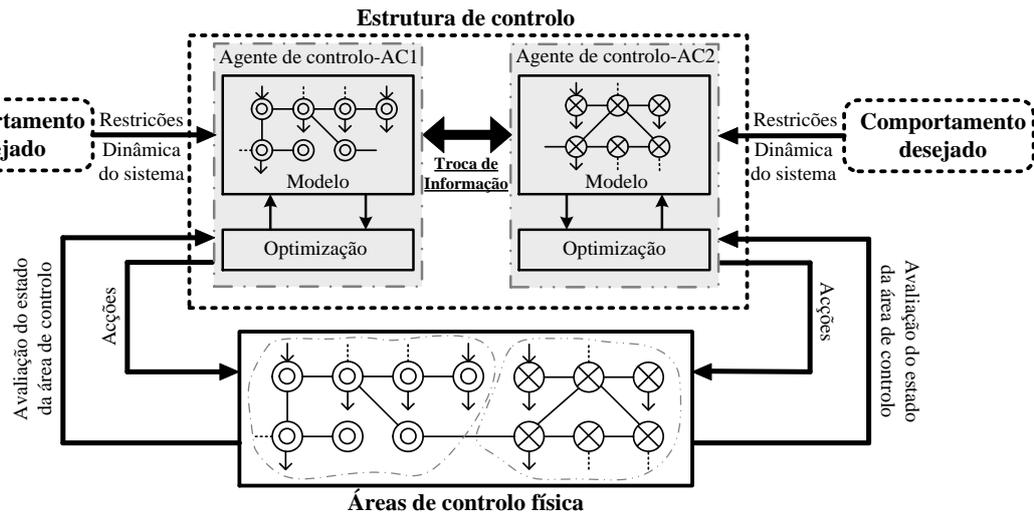


Figura 3.7 MPC distribuído para duas áreas de controlo.

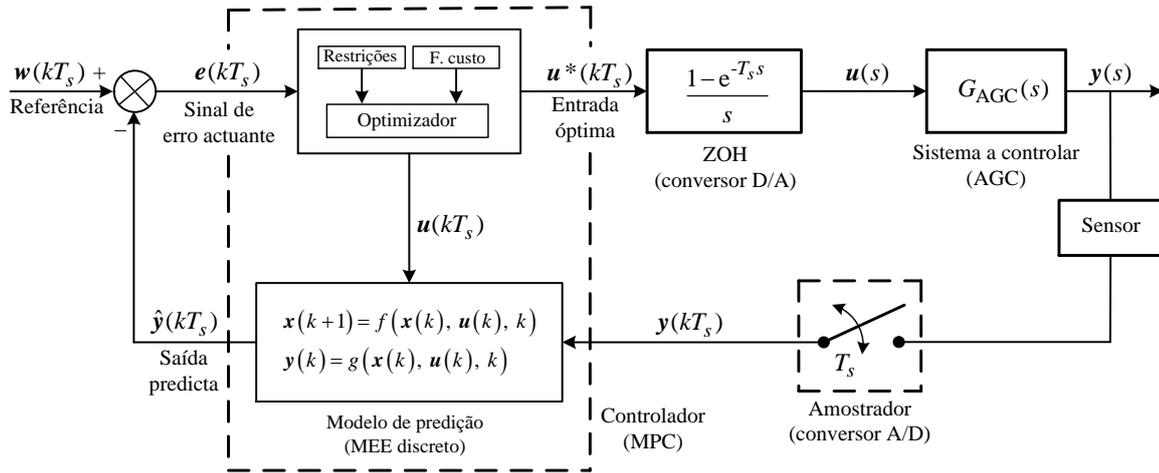
Realça-se que no MPC distribuído a troca de informação entre agentes de controlo pode ser parcial, *i.e.*, os agentes de controlo cooperam entre si apenas cruzando as informações que estão disponíveis fornecer. Um caso particular do MPC distribuído é o MPC descentralizado, em que nenhuma informação é trocada entre agentes de controlo.

Neste trabalho, a implementação controladores MPC para controlar as áreas de controlo vai ser realizado com MPC centralizado e com MPC distribuído. Nas secções seguintes formulam-se algebricamente estes controladores bem como o algoritmo proposto.

### 3.4 Algoritmo do MPC centralizado

Na Secção 3.2 definiu-se o MEE que traduz a dinâmica do AGC no tempo contínuo, isto porque o MEE foi determinado directamente das funções de transferência deduzidas no Capítulo 2. No entanto, o controlo com base em controladores preditivos é digital e implementado computacionalmente. Por esta razão tem de se discretizar o MEE, *i.e.*, ter-se-á de transformar o modelo do tempo contínuo para tempo discreto [Ding, 2010, pp.9, 10].

Na *Figura 3.8* representa-se esquematicamente o conceito de controlo MPC integrado no sistema que se pretende controlar, bem como o seu modelo de predição discretizado e do optimizador [Yousuf, 2010, p.680; Igreja, 2010, p.8]. Também se realça a aplicação em malha fechada do bloco que discretiza o sinal  $y(s)$  à saída do sistema (amostrador ou conversor A/D) e do bloco de *interface* (retentor de ordem zero — do inglês *zero-order holders* — ZOH — ou conversor D/A) que converte o sinal discreto  $u^*(kT_s)$  à saída do MPC no sinal  $u(s)$  a aplicar ao sistema.



**Figura 3.8** Estrutura básica em malha fechada do controlador MPC no sistema a controlar.

A discretização do modelo de predição, com base no MEE, é o que apresenta em (3.20). Este modelo permite antecipar o futuro, sendo este conhecido, e também reagir adequadamente a estímulos futuros. Considerando o MEE com um período de amostragem  $(0, T_s, 2T_s, \dots, kT_s)$ , as entradas e as saídas neste espaço são caracterizadas por  $\mathbf{u}[k] := \mathbf{u}[kT_s]$  e  $\mathbf{y}[k] := \mathbf{y}[kT_s]$ , respectivamente, onde  $k \in \mathbb{Z}$ . Qualquer sistema não-linear representado por um MEE no domínio discreto é definido pelas seguintes equações [Yousuf *et al.*, 2010, p.679]:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{f}(\mathbf{x}(k), \mathbf{u}(k), k); \\ \mathbf{y}(k) &= \mathbf{g}(\mathbf{x}(k), \mathbf{u}(k), k). \end{aligned} \quad (3.20)$$

Onde  $\mathbf{f}(0,0,0) = 0$  e  $\mathbf{g}(0,0,0) = 0$ . Sendo  $\mathbf{f}$  e  $\mathbf{g}$  funções escalares não lineares, no instante  $k$ , dos vectores de entradas de controlo  $\mathbf{u}(k) \in \mathbb{R}^m$ , das variáveis de estado  $\mathbf{x}(k) \in \mathbb{R}^n$  e das saídas  $\mathbf{y}(k) \in \mathbb{R}^r$ .

Tratando-se de um sistema SLIT a parâmetros concentrados, como foi o caso dos sistemas modelizados para controlo de frequência em sistemas de energia, as equações (3.20) reescrevem-se no formato convencionado:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k); \\ \mathbf{y}(k) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k) + \mathbf{D}\mathbf{u}(k). \end{aligned} \quad (3.21)$$

No MPC, a nomenclatura  $\mathbf{x}(k+j|k)$  é utilizado para mencionar a predição de  $\mathbf{x}$  no instante futuro  $k+j$  predicto no tempo  $k$ . Desta forma, resulta:  $\mathbf{x}(k+j|k) = \mathbf{x}(k+j)$ , com  $j \leq 0$  (designando valores passados);  $\hat{\mathbf{x}}(k+j|k)$ , com  $j \geq 0$  (designando valores futuros), utiliza-se para indicar o estado estimado óptimo (*i.e.*, predições utilizando a solução óptima do MPC através da minimização de um funcional de custo).

A seguinte notação representa sinteticamente o vector de estado estimado (*cf.* (3.22)) e o vector de entradas futuras (*cf.* (3.23)), definidos para o horizonte de predição  $j=1, \dots, N_p$ :

$$\hat{\mathbf{x}} = \left[ \hat{\mathbf{x}}(k+1|k)^T \quad \hat{\mathbf{x}}(k+2|k)^T \quad \dots \quad \hat{\mathbf{x}}(k+j|k)^T \quad \dots \quad \hat{\mathbf{x}}(k+N_p|k)^T \right]^T; \quad (3.22)$$

$$\mathbf{u} = \left[ \mathbf{u}(k|k)^T \quad \mathbf{u}(k+1|k)^T \quad \dots \quad \mathbf{u}(k+j-1|k)^T \quad \dots \quad \mathbf{u}(k+N_p-1|k)^T \right]^T. \quad (3.23)$$

Baseado na aplicação recursiva da equação matricial de estado (*cf.* (3.21)), pode-se prever o comportamento e a dinâmica futura do sistema utilizando a informação actual do sistema e o incremento de controlo imposto a cada instante de amostragem  $k$ .

Seja a equação matricial de estado estimado:

$$\hat{\mathbf{x}}(k+j+1|k) = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}(k+j|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+j|k), \text{ com } j \geq 0. \quad (3.24)$$

Recursivamente, a partir de (3.24), pode-se calcular o vector de estado estimado, como enunciado em (3.22). Para os quatro instantes iniciais o seu cálculo é:

- $j=0$  — estado estimado para o instante  $k+1$ :

$$\hat{\mathbf{x}}(k+1|k) = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}(k|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k|k). \quad (3.25)$$

- $j=1$  — estado estimado para o instante  $k+2$ :

$$\hat{\mathbf{x}}(k+2|k) = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}(k+1|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+1|k), \quad (3.26)$$

substituindo (3.25) em (3.26),

$$\hat{\mathbf{x}}(k+2|k) = \mathbf{A}^2\hat{\mathbf{x}}(k|k) + \mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{u}(k|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+1|k). \quad (3.27)$$

- $j=2$  — estado estimado para o instante  $k+3$ :

$$\hat{\mathbf{x}}(k+3|k) = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}(k+2|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+2|k), \quad (3.28)$$

substituindo (3.27) em (3.28),

$$\mathbf{x}(k+3|k) = \mathbf{A}^3\mathbf{x}(k|k) + \mathbf{A}^2\mathbf{B}\mathbf{u}(k|k) + \mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{u}(k+1|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+2|k). \quad (3.29)$$

- $j=3$  — estado estimado para o instante  $k+4$ :

$$\hat{\mathbf{x}}(k+4|k) = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}(k+3|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+3|k), \quad (3.30)$$

substituindo (3.29) em (3.30),

$$\hat{\mathbf{x}}(k+4|k) = \mathbf{A}^4\hat{\mathbf{x}}(k|k) + \mathbf{A}^3\mathbf{B}\mathbf{u}(k|k) + \mathbf{A}^2\mathbf{B}\mathbf{u}(k+1|k) + \mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{u}(k+2|k) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+3|k). \quad (3.31)$$

- Generalizando — estado estimado para o horizonte de predição  $k+N_p$ :

Agrupando (3.27), (3.29) e (3.31) até ao horizonte de predição  $N_p$ ,

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{x}}(k+N_p|k) = & \mathbf{A}^{N_p}\hat{\mathbf{x}}(k|k) + \mathbf{A}^{N_p-1}\mathbf{B}\mathbf{u}(k|k) + \mathbf{A}^{N_p-2}\mathbf{B}\mathbf{u}(k+1|k) + \\ & + \mathbf{A}^{N_p-3}\mathbf{B}\mathbf{u}(k+2|k) + \dots + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+N_p-1|k), \end{aligned} \quad (3.32)$$

apresentado de forma compacta (3.32):

$$\hat{\mathbf{x}}(k+N_p|k) = \mathbf{A}^{N_p}\hat{\mathbf{x}}(k|k) + \sum_{j=0}^{N_p-1} \mathbf{A}^{N_p-1-j}\mathbf{B}\mathbf{u}(k+j|k). \quad (3.33)$$

Depois do cálculo recursivo anterior para determinação dos estados estimados, estabelece-se matricialmente a seguinte equação matricial de estados

$$\begin{bmatrix} \hat{\mathbf{x}}(k+1|k) \\ \hat{\mathbf{x}}(k+2|k) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}(k+N_p-1|k) \\ \hat{\mathbf{x}}(k+N_p|k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} \\ \mathbf{A}^2 \\ \cdots \\ \mathbf{A}^{N_p-1} \\ \mathbf{A}^{N_p} \end{bmatrix} \mathbf{x}(k|k) + \begin{bmatrix} \mathbf{B} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}\mathbf{B} & \mathbf{B} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{A}^{N_p-2}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{N_p-3}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{N_p-4}\mathbf{B} & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}^{N_p-1}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{N_p-2}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{N_p-3}\mathbf{B} & \cdots & \mathbf{B} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}(k|k) \\ \mathbf{u}(k+1|k) \\ \mathbf{u}(k+2|k) \\ \vdots \\ \mathbf{u}(k+N_p-1|k) \end{bmatrix}. \quad (3.34)$$

Assim, através de (3.34), pode-se prever a dinâmica do sistema para o horizonte de predição  $N_p$  (e.g.,  $N_p=20$ ), encontrando-se o sistema em repouso (i.e. estado inicial —  $k=0$ ). Considerando  $\hat{\mathbf{x}}(k|k) = \hat{\mathbf{x}}(k)$ , fica

$$\begin{bmatrix} \hat{\mathbf{x}}(1) \\ \hat{\mathbf{x}}(2) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}(19) \\ \hat{\mathbf{x}}(20) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} \\ \mathbf{A}^2 \\ \cdots \\ \mathbf{A}^{19} \\ \mathbf{A}^{20} \end{bmatrix} \mathbf{x}(0) + \begin{bmatrix} \mathbf{B} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}\mathbf{B} & \mathbf{B} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{A}^{18}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{17}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{16}\mathbf{B} & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}^{19}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{18}\mathbf{B} & \mathbf{A}^{17}\mathbf{B} & \cdots & \mathbf{B} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}(0) \\ \mathbf{u}(1) \\ \mathbf{u}(2) \\ \vdots \\ \mathbf{u}(19) \end{bmatrix}. \quad (3.35)$$

Apresentando a equação matricial de estados (cf. (3.34)) na forma compacta

$$\hat{\mathbf{x}} = \Phi\mathbf{x}(k|k) + \Gamma\mathbf{u}, \quad (3.36)$$

sendo  $\Phi$  a matriz de transição dinâmica para o instante de tempo actual,  $\Gamma$  é a matriz de transição das entradas futuras, e, como se referiu anteriormente,  $u$  e  $\hat{x}$  são os vectores de entradas futuras e estados estimados, respectivamente.

Multiplicando ambos os membros de (3.36) pela matriz de saída do sistema  $C$ , tem-se

$$C\hat{x} = C\Phi x(k|k) + C\Gamma u, \quad (3.37)$$

o qual resulta a saída predicta:

$$\hat{y} = \hat{y}_0 + Gu, \quad (3.38)$$

sendo  $\hat{y} = C\hat{x}$  o vector de saídas estimadas no horizonte de predição,  $\hat{y}_0 = C\Phi x(k|k)$  é o vector de saídas predictas no instante inicial ( $u = 0$ , *i.e.* quando na ausência de acção de controlo ou o equivalente a uma condição inercial a cada instante de tempo) e  $G = C\Gamma$  é a matriz dinâmica de saída do sistema.

Ao vector de saídas estimada  $\hat{y}$  há que lhe juntar o efeito combinado de perturbações, ruído e incerteza não modelada na saída, colecionando-os num vector designado por  $\Theta$  [Igreja, 2005, p.28]. Adicionando este vector a (3.38), resulta

$$\hat{y} = \hat{y}_0 + Gu + \Theta. \quad (3.39)$$

**Observação:** A matriz  $\Theta$  (*i.e.*, perturbações, ruído e incerteza não modelada na saída), representa o erro entre o valor mensurável  $y(k+j)$  e o seu valor de predição no mesmo instante  $\hat{y}(k+j)$  [Paim, 2009, p.14]. Porém, ainda não se possuem informações sobre as variáveis medidas nesse instante de tempo, nem de tempos futuros, só unicamente informações de instantes passados. Desta forma, não se sabe como  $\Theta$  actua sobre as entradas e as saídas e também não há razões para que permaneça constante ao longo do horizonte de predição. Logo, o termo  $\Theta$  só pode ser estimado (*i.e.*,  $\Theta \cong \hat{\Theta}$ ). Sem perda de rigor, assume-se que esta matriz de retroação tem um decaimento exponencial dentro do horizonte de predição dado por [Paim, 2005, p.15 *apud* Maciejowsky, 2000]

$$\hat{\Theta}(k+j|k) = \alpha^j \hat{\Theta}(k|k), \text{ com } j=1, \dots, N_p \text{ e } 0 < \alpha < 1. \quad (3.40)$$

Para um horizonte de predição suficientemente longo e/ou um factor de decaimento  $\alpha$  bastante pequeno, pode considerar-se nulo este vector de perturbações futuras,  $\hat{\Theta}(k+j|k) \cong 0$ , permanecendo o vector de saídas predictas como o que se deduziu em (3.38).

### 3.4.1 Solução óptima

Para uma dada referência  $w(k+j)$ , discretizada a cada instante de amostragem  $T_s$ , dentro de um horizonte de predição  $N_p$ , o objectivo do sistema de controlo predictivo é conduzir tão próximo quanto

possível a saída predicta  $\hat{y}(k+j|k)$  à referência. Este objectivo é então traduzido de forma a encontrar a melhor sequência para as entradas futuras  $\mathbf{u}(k+j|k)$ , tal que uma função de erro  $e(k+j|k)$  entre a referência e a saída predicta é minimizada [Wang, 2009, p.9].

Assumido que um vector contém toda a informação acerca da referência no horizonte de predição, *i.e.*  $\mathbf{w} = [1 \dots 1 \dots N_p]^T w(k+j)$ , define-se o funcional de custo quadrático  $J(\cdot)$ , reflectindo o objectivo do controlo. De uma forma geral, este funcional de custo ou função, é uma expressão que penaliza os desvios entre as saídas estimadas e a trajectória de referência [Igreja, 2005, p.26; Oliveira, 2008, p.21].

Indexado à função objectivo estão as restrições que o sistema impõe. O problema de optimização, considerando as restrições, pode ser descrito da seguinte forma [Ding, 2010, pp.19, 21; Paim, 2009, p.10; Holkar & Waghmare, 2010, p.49]:

• Função objectivo

$$\begin{aligned}
 J(k) = & \overbrace{\sum_{j=1}^{N_p} [\mathbf{w}(k+j) - \hat{\mathbf{y}}(k+j|k)]^T \mathbf{Q}(j) [\mathbf{w}(k+j) - \hat{\mathbf{y}}(k+j|k)]}^{\text{erro quadrático}} + \\
 & \overbrace{\sum_{j=0}^{N_p-1} [\mathbf{u}(k+j|k)]^T \mathbf{R}(j) [\mathbf{u}(k+j|k)]}^{\text{esforço de controlo}} \quad (3.41)
 \end{aligned}$$

• Restrições

sujeito a:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{x}(k+j+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k+j) + \mathbf{B}\mathbf{u}(k+j), & \text{com: } \begin{cases} j \in \{1, \dots, N_p\} \\ x(k|k) = x(k) \end{cases} & \text{(modelo de estado);} \\
 \mathbf{y}(k+j) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k+j) + \mathbf{D}\mathbf{u}(k+j), \\
 \mathbf{x}(k+j+1), & & \text{com: } \{0\} \subset \mathcal{X} \in \mathbf{x} \subseteq \mathbb{R}^n & \text{(restrições nas VE);} \\
 \mathbf{u}(k+j), & & \text{com: } \{0\} \subset \mathcal{U} \in \mathbf{u} \subseteq \mathbb{R}^m & \text{(restrições nas estradas);} \\
 \mathbf{y}(k+j), & & \text{com: } \{0\} \subset \mathcal{Y} \in \mathbf{y} \subseteq \mathbb{R}^r & \text{(restrições nas saídas).}
 \end{aligned}$$

Em que  $\mathcal{X}$ ,  $\mathcal{U}$  e  $\mathcal{Y}$  são respectivamente o conjunto dos estados das VE, das entradas e das saídas [Venkat, *et al.*, 2006, p.5; Ding, 2010, pp.19, 20 ].

**Observação 1:** Função objectivo — O primeiro termo, pesado por  $\mathbf{Q}$ , penaliza o *erro quadrático*, *i.e.* penaliza o erro entre o valor de referência  $\mathbf{w}(k+j)$  e o valor predicto  $\hat{\mathbf{y}}(k+j|k)$  para a saída no intervalo  $k+1$  a  $k+N_p$ . Assim, em função do valor  $\mathbf{Q}$ , tem-se uma maior ou menor convergência, em diferentes escalas ou *pesos*, das VE em relação à referência. O segundo termo, pesado por  $\mathbf{R}$ , minimiza o *esforço de controlo*  $\mathbf{u}(k+j|k)$ , no intervalo  $k$  a  $k+N_p-1$ , de forma a garantir

amplitudes compatíveis com a gama do sinal de entrada do sistema em causa [Igreja, 2005, p.26]: se  $R$  for grande a penalização da amplitude de  $\mathbf{u}(k+j|k)$  é maior ( $\mathbf{u}$  varia menos), o que tem como consequência a convergência para a referência ser mais lenta e uma resposta menos oscilatória; se  $R$  for pequeno o oposto verifica-se.

**Observação 2: Restrições** — Na prática todos os processos são sujeitos a limitações que derivam de razões construtivas, de segurança ou ambientais e que determinam os limites de funcionamento de materiais e equipamentos. Isto faz com que as restrições constem na função objectivo, tal como o modelo de estado da dinâmica do sistema [Peixoto, 2008, p.93].

Existem dois tipos de restrições, as *hard constraints* e as *soft constraints*. As primeiras, são assim designadas por se encontrarem associadas às limitações físicas dos actuadores. As segundas referem-se a restrições com saídas e entradas reguladas. Estas são consideradas *soft*, porque em determinadas condições de operação, a restrição impostas à(s) entrada(s) e/ou saída(s) podem ser violadas [Wang, 2009, pp.47 a 49].

Os modelos matemáticos relacionados com o controlo de frequência, deduzidos no *Capítulo 2*, tiveram em conta que eram SLIT a parâmetros concentrados, *i.e.* nas restrições às VE ignoraram-se a variação dos parâmetros em relação aos seus valores nominais, bandas mortas dos reguladores, tempos de atraso, *etc.*. Também não se teve em conta as restrições nas entradas (*i.e.* limites impostos pela potência gerada — *e.g.*, emissões de CO<sub>2</sub>, potências limite de geração dos grupos, combustível, *etc.* — e limites impostos pela variação brusca de potência consumida pela carga. Apenas se teve em atenção que a variação da potência gerada  $\Delta P_G$  iguala em cada instante a variação da potência na carga  $\Delta P_c$ ). Quanto às restrições na saída (*i.e.* variação de frequência e congestionamentos das linhas de sistemas interligados devido ao trânsito de potência activa entre áreas de controlo) também não se impôs qualquer limite.

A solução óptima consiste em minimizar o funcional de custo quadrático, de modo que as saídas predictas se aproximem o quão próximo do valor de referência. Para que isto aconteça tem de se obter uma sequências de entradas óptimas, arrastando consigo uma sequênciã de saídas predictas também óptimas. Sabendo que o erro de controlo é a diferença entre a referência e a saída predicta, tem-se

$$\mathbf{e}(k+j|k) = \mathbf{w}(k+j) - \hat{\mathbf{y}}(k+j|k). \quad (3.42)$$

Para simplificar a notação, retira-se a dependência do tempo da expressão do erro. Ficado (3.42) com a seguinte disposição:  $\mathbf{e} = \mathbf{w} - \hat{\mathbf{y}}$ . Aqui o erro colige os erros por instante de amostragem ao longo do horizonte de predição, *i.e.* trata-se de um vector de erros por instante de tempo.

Dada a função de custo — sem restrições (*cf.* (3.41)) — e substituindo nesta a equação (3.42), origina, por desenvolvimento do termo quadrático, a seguinte expressão da função de custo [Holkar & Waghmare, 2010, p.51; Wang, 2009, p.9; Igreja, 2010, p.14]:

$$J = \mathbf{e}^T \mathbf{Q} \mathbf{e} + \mathbf{u}^T \mathbf{R} \mathbf{u}. \quad (3.43)$$

As matrizes  $\mathbf{Q}$  e  $\mathbf{R}$  são diagonais [Venkat *et al.*, 2006, p.10], ou seja são matrizes quadradas em que são nulos todos os elementos não principais:

$$\begin{aligned} \mathbf{Q} &= \text{diag} \left[ Q_{11}, Q_{22}, \dots, Q_{N_p N_p} \right]; \\ \mathbf{R} &= \text{diag} \left[ R_{11}, R_{22}, \dots, R_{N_p N_p} \right]. \end{aligned} \quad (3.44)$$

Fazendo com que a penalização do erro quadrático seja unitária, o que é equivalente em transformar  $\mathbf{Q}$  numa matriz identidade —  $\mathbf{Q} = [\mathbf{I}] = \text{diag}[1_{11}; 1_{22}; \dots; 1_{N_p N_p}]$  —, a solução para determinar  $\mathbf{u}$  ótimo que minimiza  $J(\cdot)$  será

$$\min_{\mathbf{u} = \mathbf{u}(k), \dots, \mathbf{u}(k+N_p-1)} J = \min_{\mathbf{U}} \left\{ \mathbf{e}^T \mathbf{e} + \mathbf{u}^T \mathbf{R} \mathbf{u} \right\}. \quad (3.45)$$

Substituindo (3.38) em (3.45) e desenvolvendo, sabendo que  $\mathbf{e} = \mathbf{w} - \hat{\mathbf{y}}$ , resulta

$$\min_{\mathbf{u} = \mathbf{u}(k), \dots, \mathbf{u}(k+N_p-1)} J = \min_{\mathbf{u}} \left\{ (\mathbf{w} - \mathbf{y}_0)^T (\mathbf{w} - \mathbf{y}_0) - 2\mathbf{u}^T \mathbf{G}^T (\mathbf{w} - \mathbf{y}_0) + \mathbf{u}^T (\mathbf{G}^T \mathbf{G} + \mathbf{R}) \mathbf{u} \right\}. \quad (3.46)$$

Calculando a primeira derivada de (3.46), ou seja, derivando  $J$  em função de  $\mathbf{u}$ , fica

$$\frac{\partial J(\cdot)}{\partial \mathbf{u}} = -2\mathbf{G}^T (\mathbf{w} - \mathbf{y}_0) + 2(\mathbf{G}^T \mathbf{G} + \mathbf{R}). \quad (3.47)$$

A condição necessária que minimiza  $J(\cdot)$  é obtida com  $\partial J / \partial \mathbf{u} = 0$ . Explicitando  $\mathbf{u}$ , obtém-se

$$\mathbf{u}^* = (\mathbf{G}^T \mathbf{G} + \mathbf{R})^{-1} \mathbf{G}^T (\mathbf{w} - \mathbf{y}_0), \quad (3.48)$$

sendo  $\mathbf{u}^*$  o vector de sequência de entradas ótimas que minimiza a função de custo dentro do horizonte de predição  $N_p$ .

De acordo com a estratégia de horizonte de predição recidivo, apenas a primeira entrada de  $\mathbf{u}^*$  é aplicado ao sistema. As restantes sequências de entrada de  $\mathbf{u}^*$  são descartadas e um novo problema de controlo de optimização é repetido no instante  $k+1$ .

## 3.5 Algoritmo do MPC distribuído

Anteriormente, formalizou-se um controlador MPC em que apenas um agente de controlo processa toda a informação da(s) área(s) de controlo, *i.e.*, todas as medidas dos sensores convergem para um único local de processamento e daqui são enviadas acções de controlo ótimas aos reguladores, após a minimização de um funcional de custo quadrático.

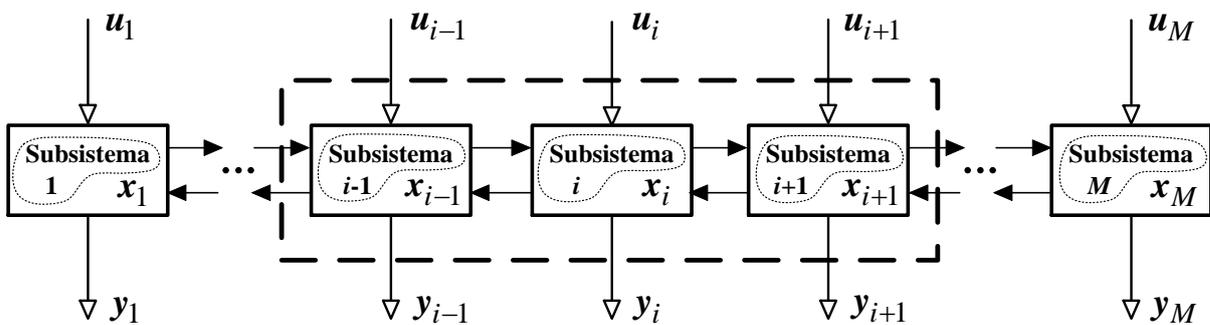
Nesta secção vai-se tratar do mesmo problema de controlo, mas baseado numa abordagem distribuída, onde os agentes são responsáveis por controlos locais, respeitantes a cada área de controlo, trocando apenas informações com os agentes vizinhos interligados.

Esta metodologia surge da necessidade do MPC centralizado ser impraticável para o controlo de sistemas em larga escala (como é o caso dos sistemas de energia, que por inerência são esparsos geograficamente), tornando muitas vezes inexecutável resolver o problema de optimização de toda a dinâmica global destes sistemas num período de amostragem.

Não obstante existirem vantagens em distribuir o controlo por vários locais (ou agentes de controlo), conseqüentemente mais simples e menos dispendiosas, tem como inconveniente, inevitavelmente, uma perda de desempenho global face ao controlo centralizado [Fambrini, 2009, pp.11, 12].

A ideia do controlo distribuído é dividir o sistema global em subsistemas interconectados, onde cada subsistema, correspondente a um agente de controlo, é afectado apenas pelo seu vizinho (o antecedente e o precedente). A cada intervalo de amostragem, os agentes de controlo trocam iterativamente informações com os seus vizinhos sobre os valores de saída e acções a implementar no sistema, até alcançarem um consenso do valor das variáveis manipuladas que satisfaça o desempenho global do sistema [Scherer, 2009, pp.27, 28].

Como mostrado na *Figura 3.9*, o sistema global do AGC é dividido em  $M$  subsistemas interconectados (*i.e.* em áreas de controlo —  $AC_i$ , com  $i = 1, \dots, M$ , em que  $M \in \mathbb{N}$  — ligadas em série). Para cada uma das áreas de controlo  $i = 1, \dots, M$ , o triploto  $(u_i, x_i, y_i)$  representam os vectores de entrada, de estado e de saída do subsistema, respectivamente.



Adaptado de [Zhang & Li, 2006:39].

**Figura 3.9** Diagrama de uma rede de agentes de controlo distribuídos sequencialmente em série.

Nesta disposição, de áreas de controlo em série, a área de controlo  $AC_i$  interage apenas com os seus vizinhos:  $AC_{i-1}$  e  $AC_{i+1}$ . Esta interacção é realizada apenas através da manipulação do vector de entrada de cada área [cadete, 2011, pp.29, 30].

O MEE de cada uma das áreas de controlo é representado por [Zhang, 2006, p.39]:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}_i(k+1) &= \mathbf{A}_{ii}\mathbf{x}_i(k) + \sum_{h=i-1}^{i+1} \mathbf{B}_{ih}\mathbf{u}_i(k); \text{ com } h = \{i-1, i, i+1\} \text{ e } i = \{1, \dots, M\} \in \mathbb{N}. \\ \mathbf{y}_i(k) &= \mathbf{C}_{ii}\mathbf{x}_i(k) + \mathbf{D}_{ii}\mathbf{u}_i(k). \end{aligned} \quad (3.49)$$

As matrizes  $\mathbf{A}_{ii} \ n \times n$ ,  $\mathbf{C}_{ii} \ r \times n$ ,  $\mathbf{D}_{ii} \ r \times m$ , que compõem o MEE do controlo distribuído, são constituídas por submatrizes correspondentes a cada um dos subsistemas, cujas dimensões dependem da área de controlo que dizem respeito. Para a matriz  $\mathbf{B}_{ih} \ n \times m$ , com  $h \in \{i-1, i, i+1\}$ : quando  $h = \{i\}$  a matriz  $\mathbf{B}_{ii}$  reflecte a variação das VE sujeitas às entradas ( $\mathbf{u}_i$ ) da área de controlo  $i$ ; quando  $h = \{i-1, i+1\}$  a matriz  $\mathbf{B}_{ih}$  reflecte a variação das VE sujeitas às entradas da área de controlo vizinhos ( $\mathbf{u}_{i-1}$  e  $\mathbf{u}_{i+1}$ ).

Da equação matricial de estado de (3.49) obtêm-se os vectores de estado estimado  $\hat{\mathbf{x}}_i$  para o instante inicial  $(k+1|k)$  para cada uma das áreas de controlo, com  $i = \{1, \dots, M\}$ :

- Vector de estados estimados para  $AC_1$ :

$$\hat{\mathbf{x}}_1(k+1|x) = \mathbf{A}_{11}\hat{\mathbf{x}}_1(k|k) + \mathbf{B}_{11}\mathbf{u}_1(k|k) + \mathbf{B}_{12}\mathbf{u}_2(k|k). \quad (3.50)$$

- Vector de estados estimados para  $AC_2$ :

$$\hat{\mathbf{x}}_2(k+1|k) = \mathbf{A}_{22}\hat{\mathbf{x}}_2(k|k) + \mathbf{B}_{21}\mathbf{u}_1(k|k) + \mathbf{B}_{22}\mathbf{u}_2(k|k) + \mathbf{B}_{23}\mathbf{u}_3(k|k). \quad (3.51)$$

- Vector de estados estimados para  $AC_i$  (generalizando):

$$\hat{\mathbf{x}}_i(k+1|k) = \mathbf{A}_{ii}\hat{\mathbf{x}}_i(k|k) + \mathbf{B}_{i,i-1}\mathbf{u}_{i-1}(k|k) + \mathbf{B}_{ii}\mathbf{u}_i(k|k) + \mathbf{B}_{i,i+1}\mathbf{u}_{i+1}(k|k). \quad (3.52)$$

- Vector de estados estimados para  $AC_M$ :

$$\hat{\mathbf{x}}_M(k+1|k) = \mathbf{A}_{MM}\hat{\mathbf{x}}_M(k|k) + \mathbf{B}_{M,M-1}\mathbf{u}_{M-1}(k|k) + \mathbf{B}_{MM}\mathbf{u}_M(k|k). \quad (3.53)$$

Por composição das expressões (3.50) a (3.53), pode-se apresentar matricialmente os vectores de estado estimado para cada uma das áreas de controlo:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{x}}_1(k+1|k) \\ \hat{\mathbf{x}}_2(k+1|k) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}_i(k+1|k) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}_M(k+1|k) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{11} & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{22} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mathbf{A}_{ii} & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{A}_{MM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{x}}_1(k|k) \\ \hat{\mathbf{x}}_2(k|k) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}_i(k|k) \\ \vdots \\ \hat{\mathbf{x}}_M(k|k) \end{bmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{11} & \mathbf{B}_{12} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{B}_{21} & \mathbf{B}_{22} & \mathbf{B}_{23} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \vdots & \ddots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{B}_{i,i-1} & \mathbf{B}_{ii} & \mathbf{B}_{i,i+1} & 0 \\ \vdots & \vdots & 0 & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{B}_{M,M-1} & \mathbf{B}_{MM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{u}_1(k|k) \\ \mathbf{u}_2(k|k) \\ \vdots \\ \mathbf{u}_i(k|k) \\ \vdots \\ \mathbf{u}_M(k|k) \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.54)$$

Multiplicando ambos os membros da equação matricial de estado estimado — exposto matricialmente em (3.54) — pela matriz de saída  $C_{ii}$ , vem

$$C_{ii}\hat{x}_i(k+1|k) = C_{ii}A_{ii}\hat{x}_i(k) + \sum_{h=i-1}^{i+1} C_{ii}B_{ih}u_i(k|k). \quad (3.55)$$

Resultando desta equação a saída predicta  $\hat{y}_i(k+1|k)$ :

$$\hat{y}_i(k+1|k) = C_{ii}A_{ii}\hat{x}_i(k|k) + \sum_{h=i-1}^{i+1} C_{ii}B_{ih}u_i(k|k). \quad (3.56)$$

Retirando a dependência do tempo de (3.56), com o objectivo de simplificar a notação, e sabendo que  $Y_i = C_{ii}A_{ii}$  e  $G_{ih} = C_{ii}B_{ih}$ , tem-se

$$\hat{y}_i = Y_i\hat{x}_i + \sum_{h=i-1}^{i+1} G_{ih}u_i, \quad (3.57)$$

sendo  $G_{ih}$  a matriz dinâmica do subsistema  $i$ , considerando as interações com os subsistemas vizinhos interconectados. Fazendo  $\hat{y}_{i0} = Y_i\hat{x}_i$ , (3.57) fica

$$\hat{y}_i = \hat{y}_{i0} + \sum_{h=i-1}^{i+1} G_{ih}u_i, \quad (3.58)$$

em que  $\hat{y}_{i0}$  representa o vector de saídas predictas para o subsistema  $i$  sem movimentos de controlo (*i.e.* o sistema em *resposta livre*).

Para situação em estudo do AGC com duas áreas de controlo interligadas (existência apenas de dois subsistemas internectados —  $i = \{1, 2\}$ ), o vector de saída predicta para AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub> será:

- Vector de saída predicta para AC<sub>1</sub>:

$$\hat{y}_1 = \hat{y}_{10} + G_{11}u_1 + G_{12}u_2. \quad (3.59)$$

- Vector de saída predicta para AC<sub>2</sub>:

$$\hat{y}_2 = \hat{y}_{20} + G_{21}u_1 + G_{22}u_2. \quad (3.60)$$

### 3.5.1 Solução óptima

A solução óptima do controlo centralizado, estudado na *Subsecção* 3.4.1, era conduzida pelo cálculo da minimização do erro  $e$  entre a trajectória referência  $w$  e a saída predicta  $\hat{y}$  (com  $e = w - \hat{y}$ ), sendo este erro minimizado por um funcional de custo  $J(k)$ , o qual determina a melhor sequência de entradas futuras óptimas  $u^*$  dentro do horizonte de predição  $N_p$ .

No controlo distribuído, a solução do problema de optimização é decomposto por agentes de controlo, onde cada um destes agentes é responsável por um subproblema de optimização local  $J_i(k)$  (com  $i = \{1, \dots, M\} \in \mathbb{N}$ , correspondente a um dos subsistemas). Os agentes trocam informações localmente com os que lhes estão interconectados na sua vizinhança, sincronizam os seus cálculos e iteram até à convergência da solução óptima global. A solução obtida para a sequência de entradas futuras óptimas de cada um dos subsistemas é:

$$\mathbf{u}_i^{*(r)} = \left[ \mathbf{u}_1^{*(r)}(k+j|k)^T, \mathbf{u}_2^{*(r)}(k+j|k)^T, \dots, \mathbf{u}_i^{*(r)}(k+j|k)^T \right]^T, \quad (3.61)$$

com  $j = \{1, \dots, N_p\}$  indicando o instante de tempo, dentro do horizonte de predição, para o qual a solução de  $\mathbf{u}_i^*$  é obtida, com  $i = \{1, \dots, M\}$  corresponde à totalidade dos subsistemas interconectados e  $(r)$  corresponde ao número de iterações até obter a sequência de entradas óptimas dentro de cada período de amostragem [Oliveira, 2008, p.36; Scherer, 2009, p.32].

Genericamente, o funcional de custo local (*i.e.*, de cada um dos agentes de controlo) é definido por

$$J_i(k) = \overbrace{\left\| \mathbf{w}_{i-1} - \hat{\mathbf{y}}_{i-1} \right\|_{\mathbf{Q}_{i-1}}^2}^{\text{vizinhos}} + \overbrace{\left\| \mathbf{w}_i - \hat{\mathbf{y}}_i \right\|_{\mathbf{Q}_i}^2}^{\text{erro quadrático}} + \overbrace{\left\| \mathbf{w}_{i+1} - \hat{\mathbf{y}}_{i+1} \right\|_{\mathbf{Q}_{i+1}}^2}^{\text{vizinhos}} + \overbrace{\left\| \mathbf{u}_i \right\|_{\mathbf{R}_i}^2}^{\text{esforço de controlo}}. \quad (3.62)$$

De maneira equivalente, a minimização de  $J_i(k)$ , dentro do horizonte de predição  $N_p$  (*i.e.*, para cada instante de amostragem  $j$ ), pode ser reescrito da seguinte forma

$$\min_{\mathbf{u}_i \equiv \mathbf{u}_i(k), \dots, \mathbf{u}_i(k+N_p-1)} J_i(k) = \min_{\mathbf{u}_i} \left\{ \sum_{j=1}^{N_p} \left( \mathbf{e}_{i-1}(k+j|k)^T \mathbf{Q}_{i-1} \mathbf{e}_{i-1}(k+j|k) + \mathbf{e}_i(k+j|k)^T \mathbf{Q}_i \mathbf{e}_i(k+j|k) + \mathbf{e}_{i+1}(k+j|k)^T \mathbf{Q}_{i+1} \mathbf{e}_{i+1}(k+j|k) \right) + \sum_{j=0}^{N_p-1} \mathbf{u}_i(k+j|k)^T \mathbf{R}_i(j) \mathbf{u}_i(k+j|k) \right\}. \quad (3.63)$$

Retirando a dependência da expressão anterior em relação ao tempo, fica

$$\min_{\mathbf{u}_i} J_i = \min_{\mathbf{u}_i} \left\{ \mathbf{e}_{i-1}^T \mathbf{Q}_{i-1} \mathbf{e}_{i-1} + \mathbf{e}_i^T \mathbf{Q}_i \mathbf{e}_i + \mathbf{e}_{i+1}^T \mathbf{Q}_{i+1} \mathbf{e}_{i+1} + \mathbf{u}_i^T \mathbf{R}_i \mathbf{u}_i \right\}. \quad (3.64)$$

Sabendo que o erro é definido como  $\mathbf{e} = \mathbf{w} - \hat{\mathbf{y}}$  e que a saída predicta  $\hat{\mathbf{y}}$  é caracterizada pela expressão (3.58), então o sinal de erro actuante do subsistema  $i$  e seus vizinhos será dado por

$$\left[ \mathbf{e}_{i-1}^T = \dots; \quad \mathbf{e}_i^T = \mathbf{w}_i - \left( \hat{\mathbf{y}}_{i0} + \sum_{h=i-1}^{i+1} \mathbf{G}_{ih} \mathbf{u}_i \right); \quad \mathbf{e}_{i+1}^T = \dots \right]^T \quad (3.65)$$

Substituindo (3.65) em (3.64) e considerando a matriz de penalização do erro quadrático unitária, ou seja,  $\mathbf{Q}_{i-1} = \mathbf{Q}_i = \mathbf{Q}_{i+1} = [\mathbf{I}] = \text{diag}[1_{11}; 1_{12}; \dots; 1_{NpNp}]$ , e derivando  $J_i$  em função de  $\mathbf{u}_i$ , resulta por simplificação

$$\begin{aligned} \frac{\partial J_i}{\partial \mathbf{u}_i} = & -2\mathbf{G}_{i-1,i}(\mathbf{w}_{i-1} - \hat{\mathbf{y}}_{i-1,0} - \mathbf{G}_{i-1,i-2}\mathbf{u}_{i-2} - \mathbf{G}_{i-1,i-1}\mathbf{u}_{i-1} - \mathbf{G}_{i-1,i}\mathbf{u}_i) - \\ & -2\mathbf{G}_{ii}(\mathbf{w}_i - \hat{\mathbf{y}}_{i0} - \mathbf{G}_{i,i-1}\mathbf{u}_{i-1} - \mathbf{G}_{ii}\mathbf{u}_i - \mathbf{G}_{i,i+1}\mathbf{u}_{i+1}) - \\ & -2\mathbf{G}_{i+1,i}(\mathbf{w}_{i+1} - \hat{\mathbf{y}}_{i+1,0} - \mathbf{G}_{i+1,i}\mathbf{u}_i - \mathbf{G}_{i+1,i+1}\mathbf{u}_{i+1} - \mathbf{G}_{i+1,i+2}\mathbf{u}_{i+2}) + 2\mathbf{R}_i\mathbf{u}_i. \end{aligned} \quad (3.66)$$

Igualando (3.66) a zero ( $\partial J_i / \partial \mathbf{u}_i = 0$ ), obtém-se, desta forma, o vector de entradas óptimo que minimiza o erro entre a referência e a saída predicta:

$$\begin{aligned} & \mathbf{G}_{i-1,i}^T \mathbf{G}_{i-1,i-2} \mathbf{u}_{i-2}^* + (\mathbf{G}_{i-1,i}^T \mathbf{G}_{i-1,i-1} + \mathbf{G}_{ii}^T \mathbf{G}_{i,i-1}) \mathbf{u}_{i-1}^* + \\ & + (\mathbf{G}_{i-1,i}^T \mathbf{G}_{i,i-1} + \mathbf{G}_{ii}^T \mathbf{G}_{ii} + \mathbf{G}_{i+1,i}^T \mathbf{G}_{i+1,i+1} + \mathbf{R}_i) \mathbf{u}_i^* + \\ & + (\mathbf{G}_{i,i}^T \mathbf{G}_{i,i+1} + \mathbf{G}_{i+1,i}^T \mathbf{G}_{i+1,i+1}) \mathbf{u}_{i+1}^* + \mathbf{G}_{i+1,i}^T \mathbf{G}_{i+1,i+2} \mathbf{u}_{i+2}^* = \\ & = \mathbf{G}_{i-1,i}^T (\mathbf{w}_{i-1} - \hat{\mathbf{y}}_{i-1,0}) + \mathbf{G}_{ii}^T (\mathbf{w}_i - \hat{\mathbf{y}}_{i0}) + \mathbf{G}_{i+1,i}^T (\mathbf{w}_{i+1} - \hat{\mathbf{y}}_{i+1,0}). \end{aligned} \quad (3.67)$$

Construindo os blocos de matrizes a partir de (3.67), tem-se

$$\mathbf{\Omega}_{i,i-2} \mathbf{u}_{i-2}^* + \mathbf{\Omega}_{i,i-1} \mathbf{u}_{i-1}^* + \mathbf{\Omega}_{ii} \mathbf{u}_i^* + \mathbf{\Omega}_{i,i+1} \mathbf{u}_{i+1}^* + \mathbf{\Omega}_{i,i+2} \mathbf{u}_{i+2}^* = \boldsymbol{\psi}_{i-1} + \boldsymbol{\psi}_i + \boldsymbol{\psi}_{i+1}. \quad (3.68)$$

De (3.68), resulta a notação matricial condensada:  $\mathbf{\Omega}_i \mathbf{u}_i = \boldsymbol{\psi}_i$ . A qual é escrita como

$$\begin{bmatrix} \mathbf{\Omega}_{11} & \mathbf{\Omega}_{12} & \mathbf{\Omega}_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \mathbf{\Omega}_{21} & \mathbf{\Omega}_{22} & \mathbf{\Omega}_{23} & \mathbf{\Omega}_{24} & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \vdots & \ddots & \dots & \ddots & \dots & \ddots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \mathbf{\Omega}_{i,i-2} & \mathbf{\Omega}_{i,i-1} & \mathbf{\Omega}_{ii} & \mathbf{\Omega}_{i,i+1} & \mathbf{\Omega}_{i,i+2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \mathbf{\Omega}_{i+1,i-1} & \mathbf{\Omega}_{i+1,i} & \mathbf{\Omega}_{i+1,i+1} & \mathbf{\Omega}_{i+1,i+2} & \mathbf{\Omega}_{i+1,i+3} & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{\Omega}_{i+2,i} & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & \vdots & \ddots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{\Omega}_{M,M-2} & \mathbf{\Omega}_{M,M-1} & \mathbf{\Omega}_{MM} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}_1^* \\ \mathbf{u}_2^* \\ \vdots \\ \mathbf{u}_{i-2}^* \\ \mathbf{u}_{i-1}^* \\ \mathbf{u}_i^* \\ \mathbf{u}_{i+1}^* \\ \mathbf{u}_{i+2}^* \\ \vdots \\ \mathbf{u}_M^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\psi}_1^T & \boldsymbol{\psi}_2^T & \dots & \boldsymbol{\psi}_{i-2}^T & \boldsymbol{\psi}_{i-1}^T & \boldsymbol{\psi}_i^T & \boldsymbol{\psi}_{i+1}^T & \boldsymbol{\psi}_{i+2}^T & \dots & \boldsymbol{\psi}_M^T \end{bmatrix}^T, \quad (3.69)$$

sendo  $\mathbf{\Omega}_i$  a matriz de coeficientes dependentes e  $\boldsymbol{\psi}_i$  o vector dos termos independentes.

### Capítulo 3

Atendendo a (3.69), no caso da existência de dois subsistemas, como é a situação da interligação de duas áreas de controlo em estudo, o vector de sequências de entradas óptimas  $u_i^*$ , com  $i = \{1, 2\}$ , define-se como:

$$\begin{bmatrix} \Omega_{11} & \Omega_{12} \\ \Omega_{21} & \Omega_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_1^* \\ u_2^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_1 \\ \psi_2 \end{bmatrix}. \quad (3.70)$$

Onde os elementos da matriz  $\Omega_i$  são dados por:

$$\begin{cases} \Omega_{11} = G_{11}^T G_{11} + G_{21}^T G_{22} + R_1; \\ \Omega_{12} = G_{11}^T G_{12} + G_{21}^T G_{22}; \\ \Omega_{21} = G_{12}^T G_{11} + G_{22}^T G_{21}; \\ \Omega_{22} = G_{12}^T G_{12} + G_{22}^T G_{22} + R_2. \end{cases} \quad (3.71)$$

e os elementos da matriz  $\psi_i$  são dados por:

$$\begin{cases} \psi_1 = G_{11}^T (w_1 - \hat{y}_{10}) + G_{21}^T (w_2 - \hat{y}_{20}); \\ \psi_2 = G_{12}^T (w_1 - \hat{y}_{10}) + G_{22}^T (w_2 - \hat{y}_{20}). \end{cases} \quad (3.72)$$

De notar que os coeficientes da matriz  $\Omega_i$  e do vector  $\psi_i$  foram calculados substituindo a área de controlo considerada, com  $i = \{1, 2\}$ , na expressão (3.67).

O fluxograma da figura seguinte descreve o princípio geral da implementação do MPC, qualquer que seja a topologia, no MATLAB/Simulink. Trata-se apenas de uma ideia base de como progride o controlo do AGC com utilização da *toolbox* programável "MPC controller" do MATLAB/Simulink. Nos anexos apresentam-se os esquemas implementados para realização das simulações.

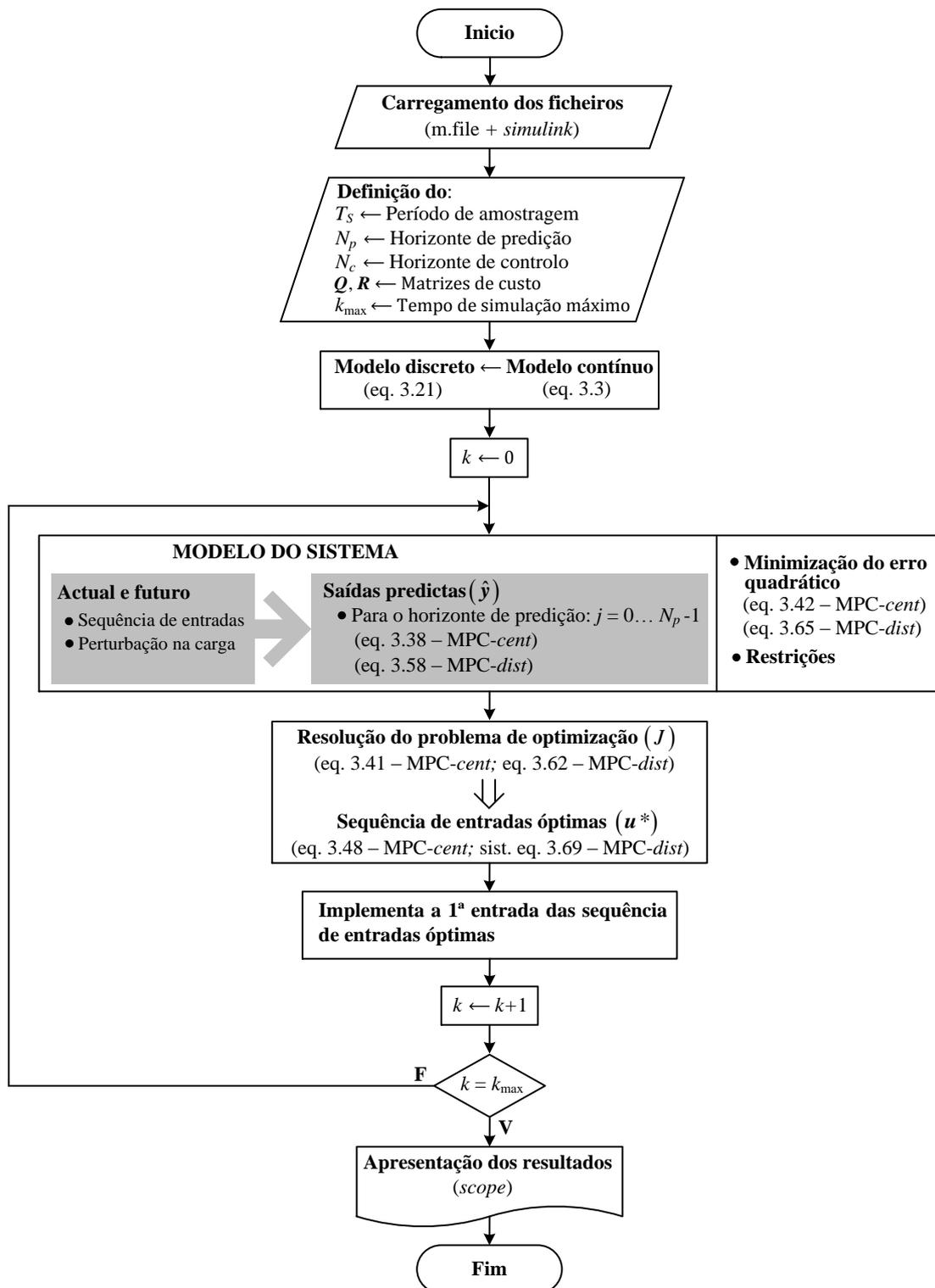


Figura 3.10 Fluxograma do MPC em MATLAB/Simulink.



# Capítulo

# 4

## Simulação e análise de duas áreas de controlo interligadas

---

---

Neste quarto capítulo implementa-se e simula-se numericamente um sistema de energia com duas áreas de controlo interligadas através do *software* MATLAB/Simulink, analisando os resultados obtidos com os métodos de controlo de frequência convencionais estudados no *Capítulo 2* e com o controlo preditivo centralizado e distribuído estudados no *Capítulo 3*. Procura-se esclarecer os pontos positivos e/ou negativos destes controladores. Inicialmente simulam-se as áreas de controlo isoladamente (independentes uma da outra), depois interligadas. Nesta situação concebem-se cenários de exploração, variando, por combinação, a potência consumida pela carga com a distância entre as áreas de controlo (comprimento da linha de interligação).

### Conteúdo do capítulo

---

4.1	Introdução	102
4.2	Parâmetros de simulação	102
4.3	Áreas de controlo isoladas	107
4.4	Áreas de controlo interligadas	117

---

## 4.1 Introdução

Um sistema composto pela interligação de duas áreas de controlo — com características distintas — é usado para ilustrar o comportamento dinâmico dos modelos propostos nos *Capítulos 2 e 3*, relacionando-os e analisando os resultados obtidos através do *software* de simulação numérica MATLAB/*Simulink*.

Expõem-se algumas variantes para a simulação das grandezas em jogo das áreas de controlo interligadas: desvio da potência activa consumida pela carga ( $\Delta P_c$ ) para diferentes valores em cada uma das áreas de controlo e, destas, com a distância entre as áreas de controlo ( $l_L$  - comprimento da linha de interligação). A combinação destas variáveis vai-se designar por *cenários*. O objectivo destes cenários é analisar o comportamento dos desvios de frequência ( $\Delta f$ ), potência gerada ( $\Delta P_G$ ), potência que transita na linha de interligação ( $\Delta P_{L12}$ ) e a variação do erro de controlo de área ( $\Delta ACE$ ).

Considera-se que cada área é constituída por  $n$  grupos geradores em paralelo a alimentar cargas em paralelo divididas por zonas: instalações fabris, áreas residências, áreas do sector público, *etc.* Se admitir-se que os grupos geradores têm um comportamento perfeitamente síncrono, o que só se verifica, em rigor, em regime quase estacionário, podem-se representar por um único gerador chamado *grupo gerador equivalente*, cuja potência é igual à soma das potências de todos os grupos em paralelo. Da mesma forma, consideram-se as cargas como uma *carga equivalente*, cuja potência é igual à soma das potências de todas as cargas. Para a energia que transita entre as áreas de controlo, por meio de linhas de interligação, é representada uma única *linha de interligação equivalente*.

## 4.2 Parâmetros de simulação

Na *Tabela 4.1* apresentam-se os parâmetros de simulação das áreas de controlo. Estes valores tiveram em conta valores típicos de exploração dos sistemas de energia.

Para facilitar o estudo das duas áreas interligadas vão-se colocar os parâmetros de ambas as áreas de controlo sob a mesma potência de base. Não é imperativo esta imposição. Poder-se-iam fazer os cálculos em unidades S.I., assim como as simulações realizadas. Nesta situação ter-se-ia de converter previamente todas as grandezas que estivessem em p.u. para unidades S.I.. Mas este procedimento não é prático por gerar maior complexidade nos cálculos.

O valor de base para a potência vai-se escolher:  $P_{\text{base}} = 1000 \text{ MW}$ . Para a frequência vai-se escolher a frequência nominal da rede:  $f_{\text{base}} = 50 \text{ Hz}$ .

Todas as grandezas definidas na *Tabela 4.1* estão à potência girante nominal da área de controlo respectiva. A mudança de potência de base recairá sobre os elementos de  $AC_2$ , isto porque a potência de base escolhida é a mesma que a potência girante nominal de  $AC_1$ .

Tabela 4.1 Parâmetros de simulação para a área de controlo 1 e 2.

Reguladores e Turbinas		
	Área de controlo (AC <sub>1</sub> )	Área de controlo (AC <sub>2</sub> )
Cte de tempo do regulador	$\tau_{r1} = 0,1$ s	$\tau_{r2} = 0,075$ s
Estatismo do regulador	$R_1 = 0,04$ p.u.	$R_2 = 0,05$ p.u.
Cte de tempo da turbina	$\tau_{t1} = 0,3$ s	$\tau_{t2} = 0,25$ s
Sistema de potência (geradores + carga)		
Potência base	$P_{base} = 1000$ MW	
Frequência de base	$f_{base} = 50$ Hz (1 p.u.)	
Potência girante nominal	$P_{n1} = 1000$ MW (1 p.u.)	$P_{n2} = 500$ MW (0,5 p.u.)
Potência activa na carga	$P_{c1} = 600$ MW (0,6 p.u.)	$P_{c2} = 300$ MW (0,3 p.u.)
Cte de inércia do gerador	$H_1 = 4,0$ s	$H_2 = 3,0$ s
Sensibilidade da carga em relação à frequência ( $D$ )	$D_1 \Rightarrow 1\%$ em $f \ll 2\%$ em $P_c$ (carga muito indutiva)	$D_2 \Rightarrow 1\%$ em $f \ll 1\%$ em $P_c$ (carga pouco indutiva)
Linha interligação	Reactância $\ll X_L = 0,5 \Omega \cdot \text{Km}^{-1}$	
	Resistência $\ll R_L = 0,05 \Omega \cdot \text{Km}^{-1}$	

- Estatismo equivalente do regulador em AC<sub>2</sub> (cf. equação (2.48) e Secção 2.3). Regra para mudar de potência de base para o estatismo:  $R_{base2} = R_{base1} P_{base2} / P_{base1}$ .

$$R_{2(base2)} = R_{2(base1)} \frac{P_{(base2)}}{P_{(base1)}} = 0,05 \frac{1000}{500} = 0,1 \text{ p.u.} = 0,005 \text{ Hz/MW} \quad (4.1)$$

- Constante de inércia do gerador equivalente em AC<sub>2</sub> (cf. equações (2.3) e (2.4)). Regra para mudar de potência de base para a constante de inércia:  $H_{base2} = H_{base1} [(P_{base1} / P_{base2}) / (\omega_n / \omega_{base})]$ .

$$H_{2(base2)} = H_{2(base1)} \frac{P_{(base1)} / P_{(base2)}}{w_n / w_{base}} = 3 \frac{500 / 1000}{1} = 1,5 \text{ s.} \quad (4.2)$$

- Momento angular equivalente do gerador em AC<sub>2</sub> (cf. equação (2.10)):

$$M_2 = 2H_2 = 2 \cdot 1,5 = 3,0 \text{ s.} \quad (4.3)$$

- Elasticidade da potência activa da em relação à frequência ( $D = \Delta P / \Delta f$ ) (cf. equação (2.6)):

Para AC<sub>1</sub>:

$$\left[ \begin{array}{l} 1\% \text{ em } 50 \text{ Hz} \ll 0,5 \text{ Hz} = \Delta f \\ 2\% \text{ em } P_c = 600 \text{ MW} \ll 12 \text{ MW} = \Delta P \end{array} \right] \Rightarrow D_1 = \frac{\Delta P}{\Delta f} \frac{f_{base}}{P_{base}} = \frac{12}{0,5} \frac{50}{1000} = 1,2 \text{ p.u.} \quad (4.4)$$

$D_1 = 24 \text{ MW/Hz}$ : carga muito indutiva.

Para AC<sub>2</sub>:

$$\left[ \begin{array}{l} 1\% \text{ em } 50 \text{ Hz} \Leftrightarrow 0,5 \text{ Hz} = \Delta f \\ 1\% \text{ em } P_c = 300 \text{ MW} \Leftrightarrow 3 \text{ MW} = \Delta P \end{array} \right] \Rightarrow D_2 = \frac{\Delta P}{\Delta f} \frac{f_{\text{base}}}{P_{\text{base}}} = \frac{3}{0,5} \frac{50}{1000} = 0,3 \text{ p.u.} \quad (4.5)$$

$D_2 = 6 \text{ MW/Hz}$ : carga pouco indutiva.

- Ganho estático equivalente ( $K_p = 1/D$ ) e constante de tempo equivalente ( $\tau_p = M/D$ ) do sistema de potência — carga + gerador — (cf. equação (2.12)):

Para AC <sub>1</sub> : $K_{p1} = 1/D_1 = 0,83$ $\tau_{p1} = M_1/D_1 = 6,67 \text{ s}$	Para AC <sub>2</sub> : $K_{p2} = 1/D_2 = 3,33$ $\tau_{p2} = M_2/D_2 = 14 \text{ s}$
---	---

(4.6)

- Energia reguladora equivalente ( $\beta = D + 1/R$ ) (cf. equação (2.47)) e o coeficiente de polarização ( $B$ ) (cf. equação (2.105)):

Para AC <sub>1</sub> : $\beta_1 = D_1 + 1/R_1 = 26,2 \text{ p.u.}$ $= 524 \text{ MW/Hz}$	Para AC <sub>2</sub> : $\beta_2 = D_2 + 1/R_2 = 10,3 \text{ p.u.}$ $= 206 \text{ MW/Hz}$
--	--

(4.7)

Para os coeficientes de polarização consideraram-se as suas energias reguladoras, *i.e.*, o coeficiente de polarização  $B$  da área  $i$  deve ser igual à energia reguladora  $\beta$  da área  $i$ :  $B_i = \beta_i$ , com  $i = \{1, 2\}$ .

Para AC <sub>1</sub> : $B_1 = \beta_1 = 26,2 \text{ p.u.}$	Para AC <sub>2</sub> : $B_2 = \beta_2 = 10,3 \text{ p.u.}$
---	---

(4.8)

- Ganho do controlador integral:

Resposta dinâmica que corresponde ao regime aperiódico limite — amortecimento crítico — (cf. equação (2.76)):  $K_{ic} = \tau_p / K_p [K_p \beta / (2\tau_p)]^2$ .

Para AC <sub>1</sub> : $K_{ic1} = 21,45$	Para AC <sub>2</sub> : $K_{ic2} = 8,84$
---	--

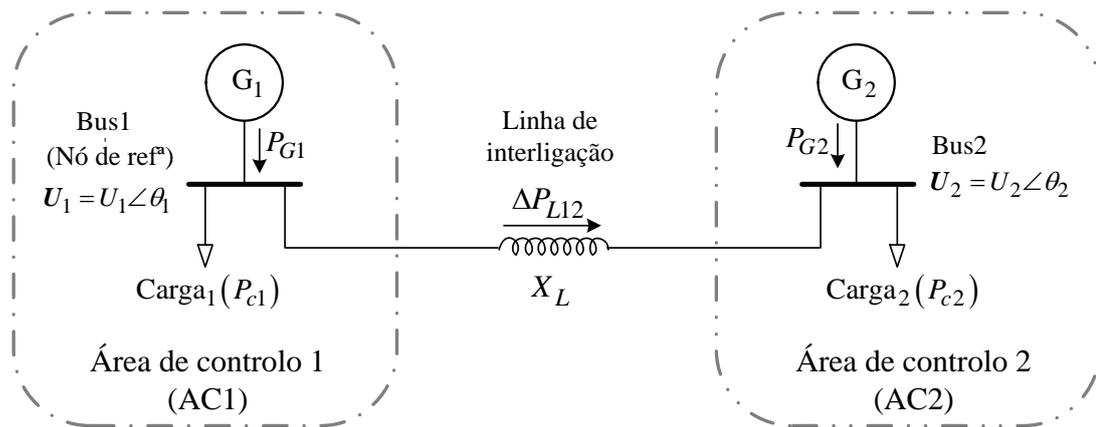
(4.9)

Considera-se um valor para  $K_i$  que dê origem a uma variação dinâmica de frequência não oscilatória amortecida — sob-amortecida —, isto porque, na prática, se trata da situação vulgarmente utilizada (cf. Subsecção 2.6.1):  $K_i = 0,6K_{ic}$ .

### 4.2.1 Cenários de exploração para as áreas de controlo

O modelo simplificado para as duas áreas interligadas é o que se exemplifica na *Figura 4.1*. Desta figura, depende-se que o barramento 1 — Bus1 — é o nó emissor ou de referência, enquanto que o barramento 2 — Bus2 — é o nó receptor.

As tensões nos barramentos (Bus1 e Bus2) são em módulo  $U_1$  e  $U_2$  e argumento  $\theta_1$  e  $\theta_2$ , respectivamente para AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub>.



**Figura 4.1** Interligação das duas áreas de controlo propostas.

Na *Tabela 4.2* propõem-se diversos cenários de exploração para as áreas de controlo. A decisão de se terem áreas com potências girantes significativamente diferentes (o dobro uma da outra) tem como propósito compreender o papel da energia reguladora de cada área no fluxo de energia do sistema interligado, como também verificar o comportamento de cada área em suprir a sua carga pelos meios de geração à sua disposição (meios próprios e da área interligada).

A variação da potência consumida pela carga tem vários escalões: 0%; 5%; 20%. Alerta-se o facto que uma variação de carga na ordem dos 20% nunca acontecer na realidade (o que provocaria um *blackout*). A situação normal é a carga ir variando lentamente alguns décimos por cento da potência que se regista na carga consumida. Esta situação trata-se meramente de um caso teórico que se pretende analisar quando há uma grande variação de carga.

Também é intensa destas simulações observar que influência tem a distância entre as áreas de controlo e qual o comportamento da linha nesta situação. Para isto tem-se a situação de duas áreas de controlo mais próximas (120 km) e mais afastadas (350 km).

**Tabela 4.2** Cenários para simulação das duas áreas de controlo interligadas.

		Cenários de exploração	Comprimento da linha de interligação ( $l_L$ )
Perturbação da potência na carga ( $\Delta P_c$ )		<b>Cenário1</b>	120 km
	$\Delta P_{c1}$	$20\% \cdot P_{c1} = 0,12$ p.u.	
	$\Delta P_{c2}$	$0\% \cdot P_{c2} = 0,0$ p.u.	
		<b>Cenário2</b>	
	$\Delta P_{c1}$	$0\% \cdot P_{c1} = 0,0$ p.u.	
	$\Delta P_{c2}$	$5\% \cdot P_{c2} = 0,03$ p.u.	
		<b>Cenário3</b>	350 km
	$\Delta P_{c1}$	$20\% \cdot P_{c1} = 0,12$ p.u.	
	$\Delta P_{c2}$	$5\% \cdot P_{c2} = 0,03$ p.u.	
		<b>Cenário4</b>	
	$\Delta P_{c1}$	$20\% \cdot P_{c1} = 0,12$ p.u.	
	$\Delta P_{c2}$	$5\% \cdot P_{c2} = 0,03$ p.u.	

Nota: A potência activa na carga 1 e 2 ( $P_{c1}$  e  $P_{c2}$ ) defiram-se na Tabela 4.1.

- Tensão nos barramentos:

O nível de tensão utilizada é função da distância que se quer transportar a carga, *i.e.*, da distância entre as áreas de controlo. Assim, a tensão nominal nos barramentos terá um nível imediatamente superior ao comprimento da linha:  $l_L = 120$  km  $\rightarrow U \approx 150$  kV;  $l_L = 350$  km  $\rightarrow U \approx 400$  kV.

**Tabela 4.3** Tensão nos barramentos (*bus1* e *bus2*) em função da distância entre as áreas de controlo.

Comprimento da linha de interligação ( $l_L$ )		
	120 km	350 km
Ângulo de fase	$\theta_1 = 0^\circ = 0$ rad	$\theta_1 = 0^\circ = 0$ rad
	$\theta_2 = 10^\circ = 0,175$ rad	$\theta_2 = 20^\circ = 0,349$ rad
Tensão base	$U_{base} = 150$ kV	$U_{base} = 400$ kV
Tensão medida nos barramentos	$U_1 = 150$ kV = 1 p.u.	$U_1 = 400$ kV = 1 p.u.
	$U_2 = 154,5$ kV = 1,03 p.u.	$U_2 = 404,5$ kV = 1,011 p.u.

Para  $l_L = 120$  km:

$$U_1 = 1,0 \cdot e^{j0}$$

$$U_2 = 1,03 \cdot e^{j0,175}$$

Para  $l_L = 350$  km:

$$U_1 = 1,0 \cdot e^{j0}$$

$$U_2 = 1,011 \cdot e^{j0,349}$$

(4.10)

- Linha de interligação:

De acordo com a *Tabela 4.1* a reactância da linha por quilómetro é:  $X_L = 0,5 \Omega \cdot \text{Km}^{-1}$ . Considerando que a reactância da linha é muito superior à resistência  $R_L$  e à sua admitância transversal  $Y_L$ , então:  $Z_L \approx X_L$ . Por conseguinte, a reactância da linha em p.u. é:  $X_L (\text{p.u.}) = X_L (\Omega) P_{\text{base}} / (U_{\text{base}})^2$ .

Reactância da linha:  $X_L = X_L (\Omega \text{ km}^{-1}) l_L (\text{km})$

Para $l_L = 120 \text{ km}$ : $X_L = 60 \Omega = 2,67 \text{ p.u.}$	Para $l_L = 350 \text{ km}$ : $X_L = 175 \Omega = 1,09 \text{ p.u.}$
--	---

(4.11)

Coefficiente de sincronismo da linha (cf. equação (2.88)):  $P_S = (U_1 U_2) \cos(\theta_1 - \theta_2) / X_L$  [MW]. Em valores p.u. será:  $P_S (\text{p.u.}) = P_S / P_{\text{base}}$ .

Para $l_L = 120 \text{ km}$ : $P_S \approx 380 \text{ MW} = 0,380 \text{ p.u.}$	Para $l_L = 350 \text{ km}$ : $P_S \approx 869 \text{ MW} = 0,869 \text{ p.u.}$
--	--

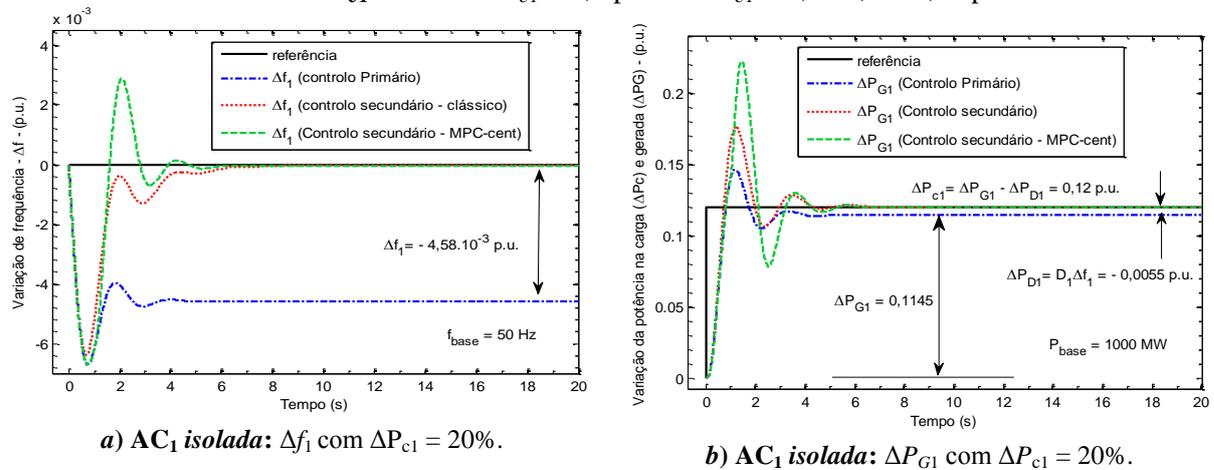
(4.12)

### 4.3 Áreas de controlo isoladas

Antes de se fazer a simulação das áreas interligadas, simulam-se estas num contexto isolado. Nesta situação, têm-se dois cenários que correspondem a variações da potência na carga de 5% e 20%.

#### 4.3.1 Variação de frequência e da potência gerada

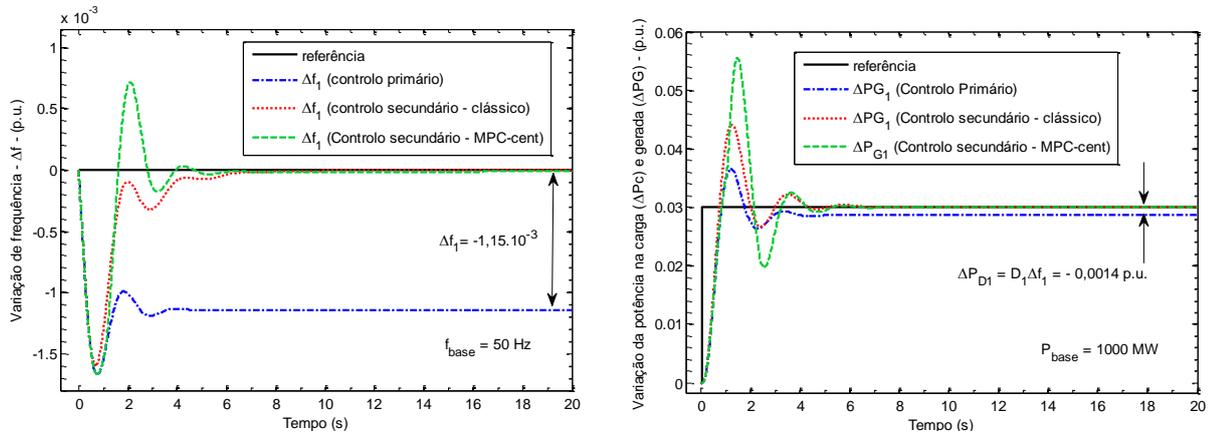
- **AC<sub>1</sub> ISOLADA**      Dados para simulação:  $P_{\text{base}}=1000\text{MW}$ ;  $f_{\text{base}}=50\text{Hz}$ ;  
 $\Delta P_{c1} = 20\%$  de  $P_{c1} = 0,6 \text{ p.u.} \Rightarrow \Delta P_{c1} = 0,20 \cdot 0,6 = 0,12 \text{ p.u.}$



**Figura 4.2** Variação de frequência e potência gerada para 20% da variação da potência da carga na AC<sub>1</sub> isolada.

Dados para simulação:  $P_{base}=1000\text{MW}$ ;  $f_{base}=50\text{Hz}$ ;

$\Delta P_{c1} = 5\%$  de  $P_{c1} = 0,6$  p.u.  $\Rightarrow \Delta P_{c1} = 0,05 \cdot 0,6 = 0,03$  p.u. .



a)  $AC_1$  isolada:  $\Delta f_1$  com  $\Delta P_{c1} = 5\%$ .

b)  $AC_1$  isolada:  $\Delta P_{G1}$  com  $\Delta P_{c1} = 5\%$ .

**Figura 4.3** Variação de frequência e potência gerada para 5% da variação da potência da carga na  $AC_1$  isolada.

As figuras anteriores, a) e b), representam, respectivamente, a resposta transitória do desvio de frequência em relação ao valor nominal e a potência eléctrica gerada pelo grupo (que é igual à potência mecânica à saída da turbina, desprezando as suas perdas mecânicas:  $\Delta P_G \approx \Delta P_m$ ) quando ocorre uma variação positiva da potência na carga de 20% (acréscimo de 0,12 p.u. (cf. Figura 4.2)) e de 5% (acréscimo de 0,03 p.u (cf. Figura 4.3)).

Como exemplo de cálculo vai-se analisar a  $AC_1$  isolada para uma variação de carga de 20%. O estudo que a seguir se vai fazer será feito individualmente para cada um dos níveis de controlo: primário e secundário. Deste último, com controlo clássico e preditivo.

Note-se quando se dá uma variação de carga de 5%, as respostas são em tudo idênticas às que se tem para uma variação de carga de 20%, bem entendido com diferentes valores das grandezas em jogo, mas o comportamento dinâmico é praticamente igual.

• **Controlo primário:**

Verifica-se pelas simulações digitais que a realimentação do estatismo do regulador de frequência, por si só, não é suficiente para evitar um erro estático de frequência em regime forçado, quando uma alteração da potência da carga ocorre. Esta acção de controlo primário depende do estatismo do regulador ( $R$ ) e da sensibilidade da carga em relação à variação de frequência ( $D$ ), que no seu conjunto traduzem a energia reguladora da rede ( $\beta = D + 1/R$ ), como se verifica pela expressão (2.47) e que aqui se reproduz:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_c}{\beta}, \text{ com } \beta = D + \frac{1}{R}. \quad (4.13)$$

Como visto em (4.7), a sua energia reguladora de AC<sub>1</sub> é:

$$\beta_1 = D_1 + \frac{1}{R_1} = 1,2 + \frac{1}{0,04} = 26,2 \text{ p.u.} . \quad (4.14)$$

Substituindo (4.14) em (4.13), estabelece-se a variação de frequência em relação ao valor nominal,

$$\Delta f_1 = -\frac{\Delta P_{c1}}{\beta_1} = -\frac{0,12}{26,2} = -4,58 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} \approx -0,229 \text{ Hz}, \quad (4.15)$$

logo a frequência em regime estacionário resulta em

$$f_1^0 = 1 - \Delta f_1 = 1 - 4,58 \cdot 10^{-3} = 0,995 \text{ p.u.} \approx 49,77 \text{ Hz}. \quad (4.16)$$

Pela expressão da energia reguladora  $\beta_1$  (cf. (4.14)), constata-se que quanto esta maior for menor será o desvio de frequência em estado estacionário. Sendo  $1/R_1$  a parcela que mais contribui para a variação de  $\beta_1$  (porque  $1/R_1 \gg D_1$ ), implica que quanto menor for o estatismo equivalente da rede, consequentemente menor desvio de frequência se terá. Porém, conforme se diminui o desvio de frequência em função do decréscimo do estatismo equivalente  $R_1$ , a resposta torna-se mais oscilatória e menos amortecida, levando facilmente o sistema à instabilidade. Este tema estudou-se com algum detalhe na *Subsecção 2.5.1.1*. Nesta subsecção, em particular, ver a *Figura 2.22 b*), onde se visualiza a resposta dinâmica da frequência com a alteração do estatismo de regulador.

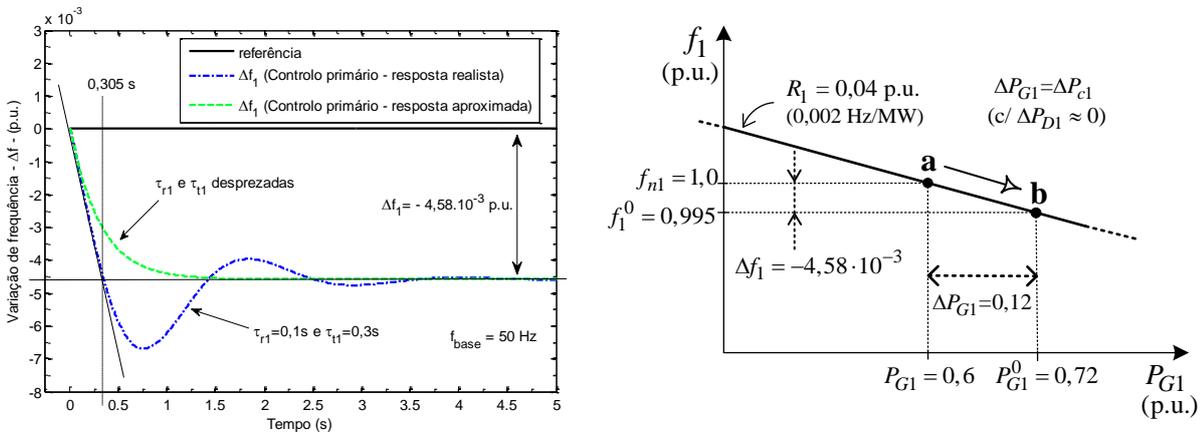
Até aqui analisou-se a resposta em regime estacionário, mas também se pode estabelecer a resposta aproximada da variação de frequência no domínio do tempo com controlo primário. A expressão deduzida em (2.51) traduz a resposta aproximada da variação de frequência no domínio do tempo. Esta aproximação deve-se ao facto de se ter desprezado as constantes de tempo do regulador e da turbina face à constante de tempo do sistema de potência: ( $\tau_{r1}=0,1$  s e  $\tau_{t1}=0,3$  s)  $\ll \tau_{p1}=6,67$  s. Substituindo valores de AC<sub>1</sub> em (2.51), tem-se

$$\Delta f_1(t) = -\frac{\Delta P_{c1}}{\beta_1} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau_{p1}/(\beta_1 K_{p1})}} \right) = -4,58 \cdot 10^{-3} \left( 1 - e^{-\frac{t}{0,305}} \right) \text{ p.u.} \quad (4.17)$$

De (4.17) verifica-se que a constante de tempo global de AC<sub>1</sub> é 0,305 s. Sendo a constante de tempo do sistema de potência — carga + gerador — de 6,67 s, o aumento da velocidade de resposta deve-se à realimentação proporcionada pelo estatismo  $R_1$ .

A *Figura 4.4 a*) apresenta o comportamento do desvio de frequência em AC<sub>1</sub> apenas com regulação primária, desprezando as constantes do regulador e da turbina (resposta aproximada). Na mesma figura sobrepõe-se este comportamento com o que se obteve na *Figura 4.2 a*), considerando as

dinâmicas realísticas do regulador e da turbina. A *Figura 4.4 b)* representa a característica frequência-potência em regime estacionário do regulador apenas com realimentação primária.



a) Resposta dinâmica da frequência.

b) Característica de frequência-potência.

**Figura 4.4** Resposta aproximada da variação de frequência em AC<sub>1</sub> com controlo primário para uma variação de carga de 20%.

Interpretando fisicamente a figura anterior, vê-se que após a aplicação do incremento de carga, a energia para satisfazê-la é retirada das únicas fontes de armazenamento de energia do sistema, que são as massas girantes dos sistema (aquelas que armazenam energia cinética). A taxa de desaceleração do grupo é dado por

$$\frac{\Delta f_1^0}{\tau_{p1} / (\beta_1 K_{p1})} = \frac{4,58 \cdot 10^{-3}}{0,305} \approx 1,493 \cdot 10^{-2} \text{ p.u./s} = 0,747 \text{ Hz/s.} \quad (4.18)$$

Assim, com a queda de velocidade ocorrem os seguintes fenómenos:

- i) Inicialmente, a energia cinética das massas girantes do sistema *empresta* a sua energia à energia consumida pela carga;
- ii) O mecanismo do regulador entra em acção por detecção do abaixamento da frequência e age no sentido de aumentar a potência gerada (abertura da válvula de admissão de vapor da turbina);
- iii) Devido à variação de frequência, o sistema também se auto regula, por causa do efeito da elasticidade da carga em relação à frequência ( $D_1$ ). Será, pois, energia libertada pela própria rede.

Através de **i)** e **ii)** está-se perante um novo regime permanente estático (aproximadamente aos 5 s passa-se do ponto de funcionamento **a** para **b**, como a *Figura 4.4 b)* demonstra). Sendo caracterizado por uma velocidade de rotação do grupo menor e uma nova potência gerada, que tem a quantidade exacta da potência solicitada pela carga.

Agora analisando o efeito a elasticidade  $D_1$  da carga, *i.e.* da sensibilidade da carga em relação à frequência, pretende-se determinar qual a influência que  $D_1$  tem sobre o valor final da variação de frequência. De acordo com (2.48), a variação de frequência sem o efeito da elasticidade da carga em relação à frequência é

$$\Delta f_1 \approx -\Delta P_{c1} R_1 = -0,12 \cdot 0,04 = -4,8 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} \approx -0,24 \text{ Hz} \quad (4.19)$$

Comparando (4.15) — inclusão de  $D_1$  — com (4.19) — sem a inclusão de  $D_1$  — verifica-se que a variação de frequência é maior quando não se considera a elasticidade da carga. Neste caso, quanto menor for a elasticidade da carga, *i.e.* para cargas menos indutivas, a variação de frequência em regime estacionário tende a ser maior.

A variação da potência na carga (*cf.* Figura 4.2 b)) devido ao efeito da elasticidade é, de acordo com a expressão (2.6), a seguinte

$$\Delta P_{D1} = D_1 \Delta f_1 = 1,2 \times (-4,58 \times 10^{-3}) \approx -0,0055 \text{ p.u.} = -5,5 \text{ MW.} \quad (4.20)$$

Em regime estacionário, a potência gerada — considerando a potência de perdas mecânicas nulas no sistema — será dada pela expressão estabelecida em (2.1), com  $dW_{\text{cin}} / dt = 0$ ,

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{D1}. \quad (4.21)$$

Substituindo valores em (4.21), fica

$$\Delta P_{G1} = 0,12 - 0,0055 \approx 0,1145 \text{ p.u.} = 114,5 \text{ MW.} \quad (4.22)$$

Através do conhecimento do desvio de frequência em regime estacionário, com o influência da elasticidade, também se poderia chegar ao mesmo resultado por manipulação de (4.15), fazendo a seguinte alteração:  $\beta_1 = 1/R_1$ . Desta forma, tem-se

$$\Delta P_{G1} = -\Delta f_1 \frac{1}{R_1} = -4,58 \cdot 10^{-3} \frac{1}{0,04} \approx 0,1145 \text{ p.u.} = 114,5 \text{ MW.} \quad (4.23)$$

De (4.22) (ou (4.23)), deduz-se que uma variação de potência na carga de 0,12 p.u. (120 MW), 0,1145 MW é gerado pelo grupo gerador. A restante potência (5,5 MW) é a potência *libertada* pela carga em resultado da frequência variar, *i.e.*, será potência que deixa de ser gerada para perfazer a potência pedida pela carga.

Conclui-se que a elasticidade da carga em relação à frequência denota a capacidade que a rede tem em auto regular-se. Caso se estivesse na presença de uma carga puramente resistiva ( $D_1 = 0$ ), a potência eléctrica gerada igualaria a variação da potência na carga ( $\Delta P_{G1} = \Delta P_{c1}$ ).

• **Controlo secundário - clássico:**

No seu conjunto, um sistema apenas com regulação primária não existe, mas o seu estudo é importante porque é o que controla o binário mecânico do grupo gerador para que a potência eléctrica gerada se adapte às sucessivas variações de carga e consequentemente dar uma medida de grandeza da taxa de variação de velocidade do gerador quando disponibiliza a energia cinética armazenada nas suas massas rotativas (cf. expressões (2.1) e (2.42))

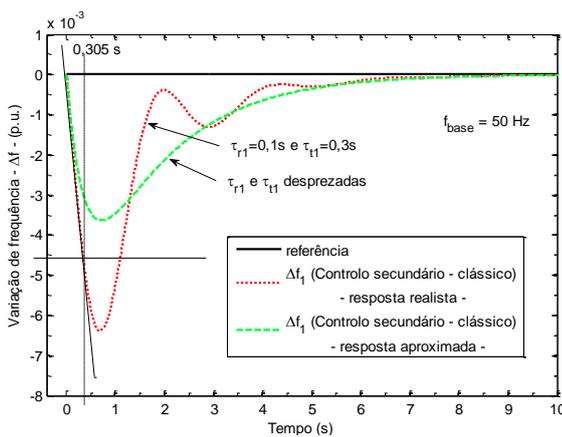
Na realidade o que se passa no AGC é a existência conjunta de grupo geradores com regulação primária com grupo geradores que fazem a regulação secundária. Este controlo secundário representa 10 a 25% da potência de ponta, tudo depende das decisões do operador do sistema. Neste aspecto, ver a Tabela 2.4 e as conclusões da Subsecção 2.4.4.

O objectivo do controlo secundário é restabelecer a frequência ao seu valor nominal, eliminando assim o desvio de frequência em regime forçado. Para satisfazer este requisito adiciona-se ao sistema com controlo primário uma realimentação com um controlador integral (cf. Figura 2.27).

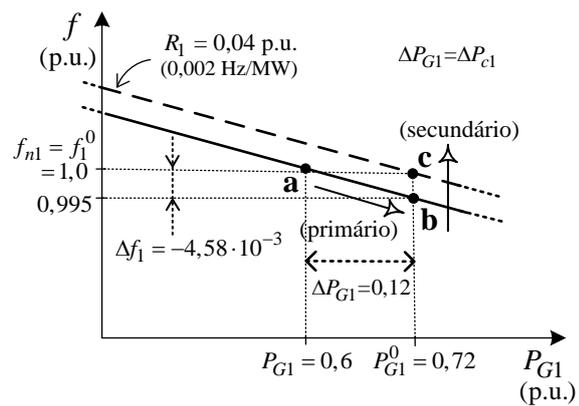
A resposta da variação de frequência de um sistema de energia com regulação secundária é a exposta na expressão (2.73). Tal como aconteceu com (4.17), as constantes de tempo do regulador e da turbina desprezaram-se. Substituindo as grandezas dos parâmetros de AC<sub>1</sub> em (2.73), estabelece-se o regime transitório da variação da frequência com controlo secundário:

$$\Delta f_1(s) = -\frac{\Delta P_{c1}}{s} \frac{K_{p1}}{\tau_{p1}} \frac{s}{s^2 + \frac{K_{p1}\beta_1}{\tau_{p1}}s + \frac{K_{i1}K_{p1}}{\tau_{p1}}} = -\frac{0,015}{s^2 + 3,275s + 1,609} \text{ p.u.} \quad (4.24)$$

Da simulação de (4.24) resulta a figura seguinte:



a) Resposta dinâmica da frequência.



b) Característica de frequência-potência.

**Figura 4.5** Resposta aproximada da variação de frequência em AC<sub>1</sub> com controlo secundário para uma variação de carga de 20%.

A *Figura 4.5* representa a resposta dinâmica do desvio de frequência em  $AC_1$  com regulação secundária pelo método clássico, caso se desprezassem as constantes do regulador e da turbina (resposta aproximada), juntamente com a que se obteve na *Figura 4.2 a)*, quando se consideram as dinâmicas do regulador e da turbina. A *Figura 4.5 b)* representa a característica frequência-potência em regime estacionário da  $AC_1$  com regulação secundária.

De destacar que a resposta aproximada de  $\Delta f_1(t)$  apenas afecta a resposta transitória, mas não a estática. O mesmo aconteceu com (4.17), quando se abordou o controlo primário. Em ambas as situações, o que se nota é uma resposta menos oscilatória até atingir a referência e uma *sobrelevação* máxima menos pronunciada.

Por análise da *Figura 4.5 a)*, verifica-se que a frequência com controlo secundário diminui com a mesma derivada dada pelo estatismo  $R_1$  do regulador. Isto acontece sempre, independentemente do ganho do controlador integral  $K_i$  (cf. *Figura 2.28*, onde se visualiza as oscilações dinâmicas de frequência de um sistema isolado composto por um único grupo gerador a alimentar uma carga).

Na *Figura 4.5 b)* estabelece-se a característica de frequência-potência já com controlo secundário. Sendo a resposta do controlo primário imediata, esta fixa-se aproximadamente até aos 1,5 s (passa do ponto de funcionamento **a** para **b**). Logo após este tempo, o controlo secundário actua com vista a restabelecer a frequência ao seu valor nominal (existe um deslocamento da característica frequência-potência paralelamente em sentido ascendente — o ponto de funcionamento passa **b** para **c**).

Aproximadamente aos 10 s, com a cessação da regulação secundária, e consequentemente primária, atinge-se a resposta em regime permanente, que se descreve por uma velocidade de rotação do grupo igual à que se tinha antes de se ter dado a perturbação (frequência nominal), mas com mais potência gerada com vista a igualar a potência na carga.

Quanto ao ganho do integrador  $K_{i1}$  escolheu-se o valor de  $0,6K_{ic1}$ . Esta escolha resulta de se adoptarem na prática valores nesta ordem de grandeza em redes isoladas.

#### • **Controlo secundário - MPC:**

Sendo impraticável uma análise quantitativa, far-se-á uma análise qualitativa da resposta com controlo secundário com recurso ao MPC. Pela *Figura 4.2 a)* verifica-se:

- i) No controlo clássico tem-se uma resposta sob-amortecida. No MPC tem-se uma resposta sobre-amortecida, isto porque é a resposta que o bloco do controlador MPC do MATLAB/*Simulink* seleccionou (*i.e.* deixou-se que a sintonização do controlador fosse definido por defeito pelo MATLAB/*Simulink*). Todavia, forçaram-se outros valores para a sintonização do MPC, umas vezes a resposta em frequência tinha um erro em regime forçado, doutras demasiado oscilatórias.

A sintonização do controlador MPC do MATLAB/*Simulink* é a que corresponde à tabela seguinte:

**Tabela 4.4** Sintonização dos parâmetros no bloco MPC do MATLAB/Simulink.

<b>Horizonte de predição</b>	$N_p = 10$ instantes de tempo
<b>Horizonte de controlo</b>	$N_c = 2$ instantes de tempo
<b>Período de amostragem</b>	$T_s =$ Passo de cálculo introduzido no MATLAB/Simulink que é 0,001
<b>Coefficiente de penalização do erro quadrático</b>	$Q = 1$
<b>Coefficiente do esforço de controlo</b>	$R = 0,1$
<b>Coefficiente de robustez/rapidez de resposta</b>	0,8

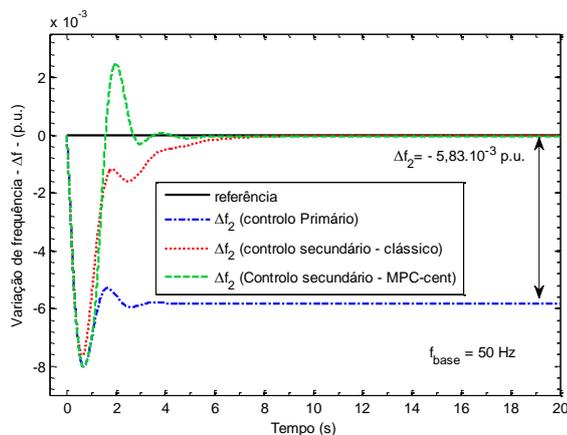
ii) O tempo de crescimento (tempo necessário para que a resposta atinja a primeira vez o seu valor final) é mais rápida no MPC ( $\approx 1,6$  s) do que o que se verifica com o controlo clássico ( $\approx 7$  s);

iii) A sobrelevação máxima (valor mais afastado da referência que a resposta atinge entre os regimes transitório e estacionário) tem o valor praticamente idêntico: no MPC é  $\approx -6,7 \cdot 10^{-3}$  p.u. e no clássico tem o valor de  $\approx -6,4 \cdot 10^{-3}$  p.u.;

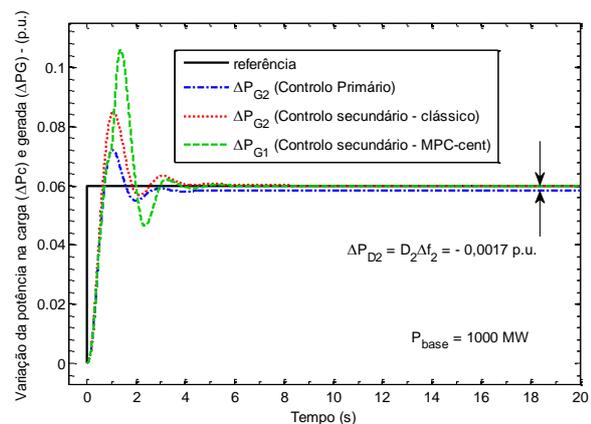
iv) O tempo de estabelecimento (tempo necessário para que a resposta alcance e se mantenha dentro da faixa de  $\pm 5\%$  do seu valor final) ocorre mais cedo no MPC que no clássico, não obstante o carácter inicial pronunciadamente mais oscilatório no MPC.

v) Quanto á potência gerada para suprir as necessidades da carga (cf. Figura 4.2 b)) nota-se que tanto no MPC como no controlo clássico a resposta é sobre-amortecida. No entanto, a sobrelevação é mais elevada no MPC (0,22 p.u.) do que no controlo secundário clássico (0,17 p.u.). O tempo de estabelecimento é praticamente igual, apesar da mais acentuada oscilação inicial do MPC.

- **AC<sub>2</sub> ISOLADA**      Dados para simulação:  $P_{base} = 1000\text{MW}$ ;  $f_{base} = 50\text{Hz}$ ;  
 $\Delta P_{c2} = 20\%$  de  $P_{c2} = 0,3$  p.u.  $\Rightarrow \Delta P_{c2} = 0,20 \cdot 0,3 = 0,06$  p.u. .



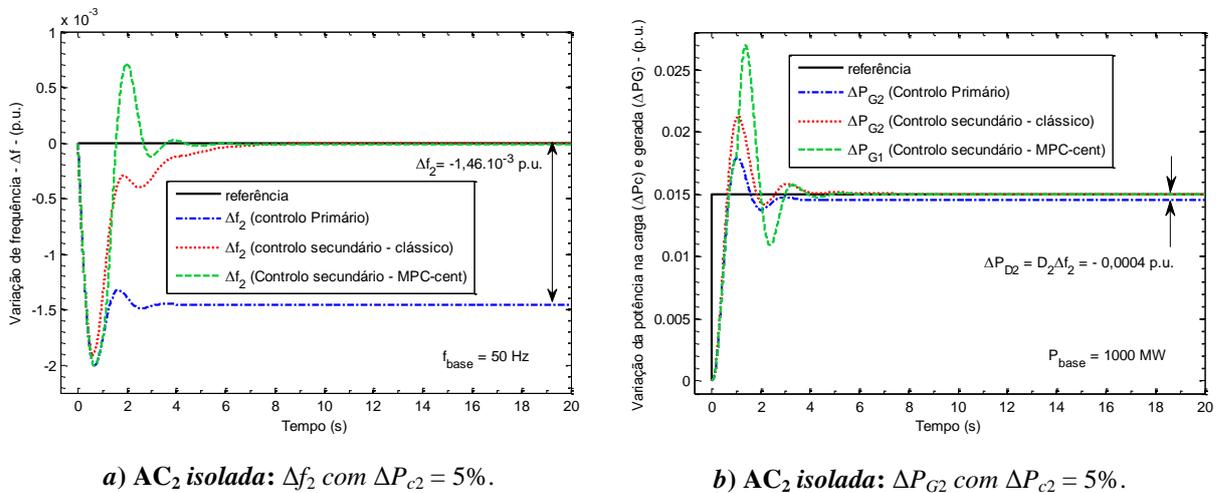
a) AC<sub>2</sub> isolada:  $\Delta f_2$  com  $\Delta P_{c2} = 20\%$ .



b) AC<sub>2</sub> isolada:  $\Delta P_{G2}$  com  $\Delta P_{c2} = 20\%$ .

**Figura 4.6** Variação de frequência e potência gerada para 20% da variação da potência da carga na AC<sub>2</sub> isolada.

Dados para simulação:  $P_{base} = 1000\text{MW}$ ;  $f_{base} = 50\text{Hz}$ ;  
 $\Delta P_{c2} = 5\%$  de  $P_{c2} = 0,3$  p.u.  $\Rightarrow \Delta P_{c2} = 0,05 \cdot 0,3 = 0,015$  p.u. .



**Figura 4.7** Variação de frequência e potência gerada para 5% da variação da potência da carga na AC<sub>2</sub> isolada.

Nas figuras respeitantes à AC<sub>2</sub> isolada (cf. Figura 4.6 e Figura 4.7), o comportamento é um pouco semelhante ao que se verifica para a AC<sub>1</sub> isolada. Para AC<sub>2</sub> isolada verifica-se o seguinte:

- i)** A influência da elasticidade da carga em AC<sub>2</sub> é inferior ao que se nota em AC<sub>1</sub>. Isto é devido à carga de AC<sub>2</sub> ser menos indutiva que a de AC<sub>1</sub>. Consequentemente há um menor predomínio da elasticidade na variação de frequência e na potência gerada. Como seria de esperar, o controlo secundário anula o efeito da elasticidade;
- ii)** Pela expressão (4.13) ou pela expressão (4.19) (sem a influência de  $D$ ) quanto maior a variação de potência na carga maior o desvio de frequência. Contudo, para o mesmo valor percentual de potência a variar na carga (sendo em AC<sub>2</sub> a potência girante metade da de AC<sub>1</sub>) se estivesse na presença do mesmo valor de estatismo em ambas as redes (recorde-se que  $R_1 = 4\%$  e  $R_1 = 5\%$ ) os valores de variação de frequência seriam idênticos;
- iii)** Verifica-se que o que se referiu anteriormente para o MPC (quando se analisou a AC<sub>1</sub>) permanece válido para a AC<sub>2</sub>.

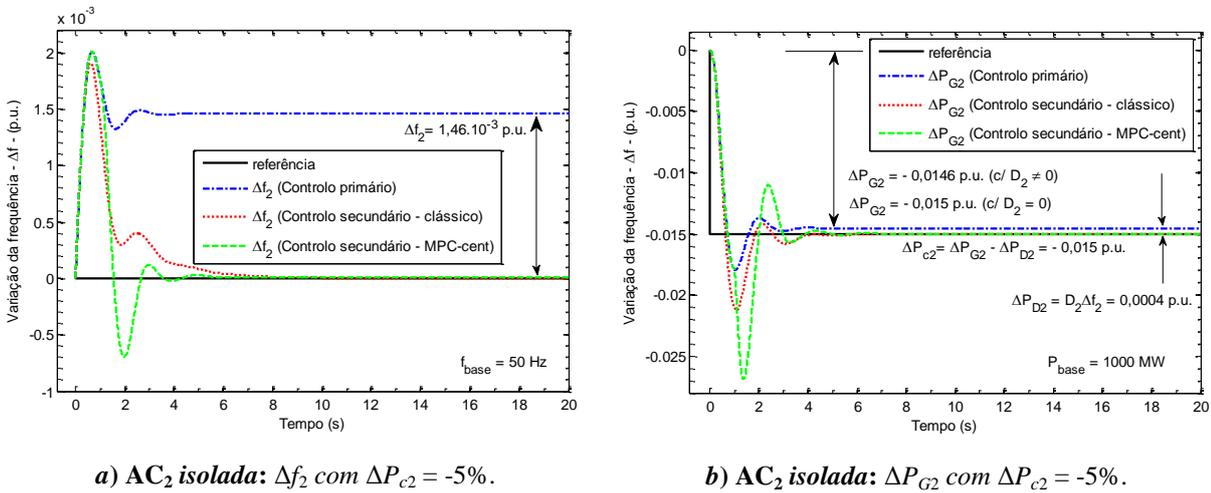
Uma situação interessante de se analisar é ter na carga uma variação negativa da sua potência consumida. A Figura 4.8 apresenta o caso de um decréscimo de potência na carga em AC<sub>2</sub> de -5% em relação à que estava a consumir.

Nota-se pela figura que esta é uma imagem *espelhada (invertida)* da que se tem na Figura 4.7. Pela equação do balanço energético (cf. (2.42)), quando há um desequilíbrio entre a potência fornecida pelo grupo e a potência na carga (neste caso um abaixamento da potência consumida), o grupo gerador terá

de aumentar a sua energia cinética, causando o aumento da sua velocidade angular e consequentemente da frequência da rede.

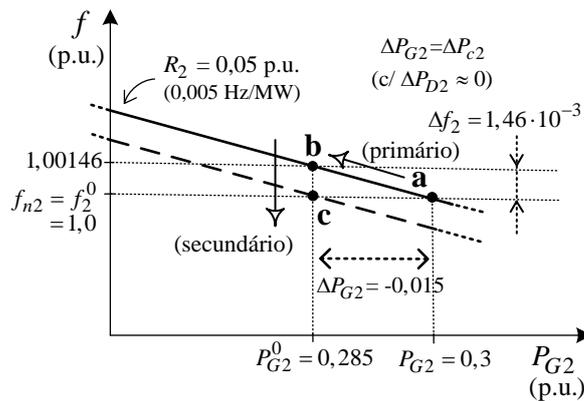
Dados para simulação:  $P_{base} = 1000\text{MW}$ ;  $f_{base} = 50\text{Hz}$ ;

$\Delta P_{c2} = -5\%$  de  $P_{c2} = 0,3 \text{ p.u.} \Rightarrow \Delta P_{c2} = -0,05 \cdot 0,3 = -0,015 \text{ p.u.}$  .



**Figura 4.8** Variação de frequência e potência gerada para -5% da variação da potência da carga na  $AC_2$  isolada.

Em regime permanente, tanto no controlo primário como no secundário, há um equilíbrio energético entre o binário mecânico fornecido pela turbina e a potência eléctrica consumida pela carga: com regulação primária há aumento de velocidade de rotação (frequência aumenta); com regulação secundária há uma diminuição da potência de referência, mas com o regulador a manter a velocidade nominal de rotação através da acção do controlador integral (regulação clássica) ou pelo MPC.



**Figura 4.9** Característica frequência-potência em regime estacionário com regulação primária e secundária em  $AC_2$  variando -5% da potência na carga.

A *Figura 4.9* mostra a característica frequência-potência. Na regulação primária há o deslocamento do ponto de funcionamento **a** para **b** (situação em que a frequência aumenta para fazer face ao menor consumo de potência na carga). Para repor o valor nominal de frequência (50 Hz), desencadeia-se a regulação secundária (o ponto de funcionamento passa de **b** para **c**), traduzindo-se num deslocamento da característica  $f-P$  paralelamente no sentido descendente à que se tinha antes da perturbação.

## 4.4 Áreas de controlo interligadas

Nesta secção vai-se fazer a simulação e estudo de  $AC_1$  e  $AC_2$  interligadas, cuja análise na secção precedente foram examinadas como sistemas separados com perfis de geração e cargas autónomos.

No caso de sistemas interligados, exige-se, além dos requisitos em termos da resposta em regime permanente e transitória da frequência, que o desvio de potência na linha de interligação seja nulo. Isto basicamente requer que cada área procure cumprir os valores acordados de intercâmbio de potência. Portanto, o erro de controlo de área ( $ACE$ ) faz desaparecer simultaneamente os desvios de frequência e da potência na linha.

Do ponto de vista do sistema de controlo, o  $ACE$  é o sinal de erro actuante que se pretende anular pela acção do controlo integral (controlo secundário - clássico) ou pela acção do controlador MPC. O  $ACE$  definiu-se anteriormente em (2.103) para o controlo clássico e em (3.14) para o controlo MPC.

Para os coeficientes de polarização  $B_1$  e  $B_2$  das áreas de controlo 1 e 2, respectivamente, a sua sintonização é baseado no princípio de que cada área tem de suprir as necessidades da sua própria carga. Sendo assim, o controlo suplementar numa determinada área deve corrigir somente variações de carga nessa área, sem ocasionar variações de geração noutras áreas. Por outras palavras, é desejável que havendo uma alteração de carga na área 1 não haja acção de controlo na área 2 e *vice-versa*.

Baseando-se neste princípio, o procedimento que se vai tomar é o de *controlo com polarização de frequência*, que consiste em considerar para os coeficientes de polarização as suas energias reguladoras ( $B_1 = \beta_1$  e  $B_2 = \beta_2$ ). Desta forma, verifica-se para  $B_i = \beta_i$  que não há elevação de geração numa área quando ocorre aumento de carga na outra área. Sobre esta temática rever a *Subsecção 2.7.3*.

Comparada com o caso de uma área isolada com controlo suplementar, a estabilidade do sistema com duas áreas interligadas é mais crítica. Isto deve-se ao aumento da complexidade do sistema com a introdução dos controladores. A diminuição da margem de estabilidade manifesta-se na natureza mais oscilatória das respostas.

Para o caso do controlo clássico a sintonização do ganho dos controladores tem uma banda de ganhos mais estreita para se obter uma resposta transitória aceitável. Ao invés de se tomar um ganho em função de  $K_{ic}$ , que corresponda a uma resposta em frequência com regime sob-amortecido, como foi o caso das áreas de controlo isoladas, a determinação do ganho dos controladores das áreas de controlo foi através de um processo de *tentativa-erro*.

## Capítulo 4

O valor do ganho de ambos os controladores foi:  $K_{i1} = K_{i2} = 0,3$ , dentro de uma gama de valores aceitável de  $K_{ii} \in \{0,1 \dots 0,5\}$ , com  $i = 1, 2$ . Outros valores que saíssem deste intervalo obter-se-iam ou respostas demasiado lentas ( $K_{ii} < 0,1$ ), ou com erro em regime permanente ( $K_{ii} \ll 0,1$ ), ou então obter-se-iam respostas demasiado oscilatórias ( $K_{ii} > 0,5$ ), ou o sinal de controlo saturava ( $K_{ii} \gg 0,5$ ).

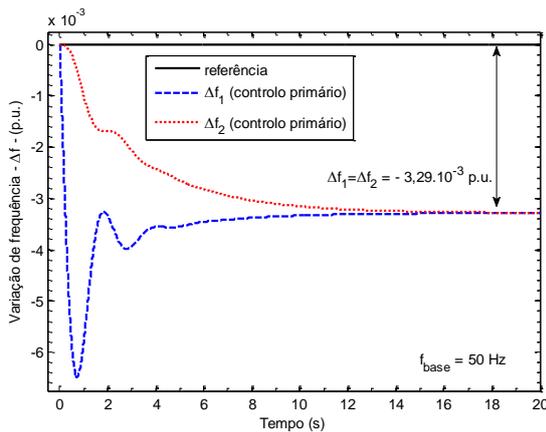
A sintonização do controlador MPC teve os mesmos princípios enunciados quando se abordou o MPC com controlo secundário das áreas isoladas (cf. *Tabela 4.4*). O valor dos parâmetros que então se obtiveram são os mesmos que o controlador MPC do MATLAB/Simulink seleccionou.

A apresentação e comentário das figuras seguintes vai ter em consideração os cenários de exploração referidos na *Subsecção 4.2.1*. Estes cenários contemplam a influência da distância entre as áreas de controlo (i.e. o comprimento da linha de interligação) e a influência da variação da potência consumida pelas cargas ( $\Delta P_{ci} \in \{0\%, 5\%, 20\%\}$ , com  $i = 1, 2$ ).

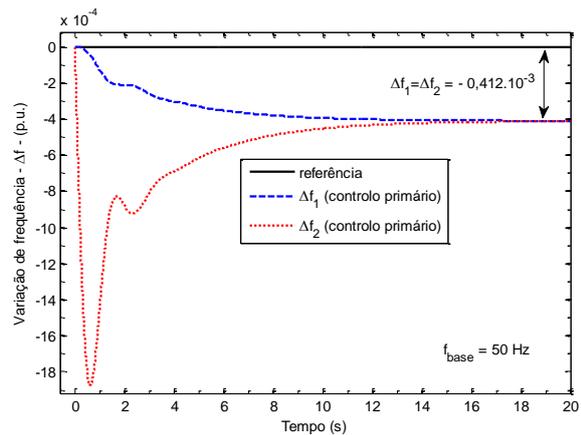
Por *itens*, a ordem das próximas figuras é: variação de frequência; variação da potência gerada e na carga; variação da potência de interligação na linha; variação do erro de controlo de área. Destas faz-se primeiro o estudo sem regulação (áreas de controlo interligadas apenas com controlo primário) e depois o estudo de ambas as áreas com regulação secundária. Na mesma figura com regulação secundária representam-se as evoluções temporais do controlo clássico e do MPC. Acerca do MPC distinguiram-se as topologias desta estrutura de controlo estudadas no *Capítulo 3*: o MPC-*cent* refere-se ao controlo preditivo centralizado e o MPC-*dist* refere-se ao controlo preditivo distribuído.

### 4.4.1 Variação de frequência

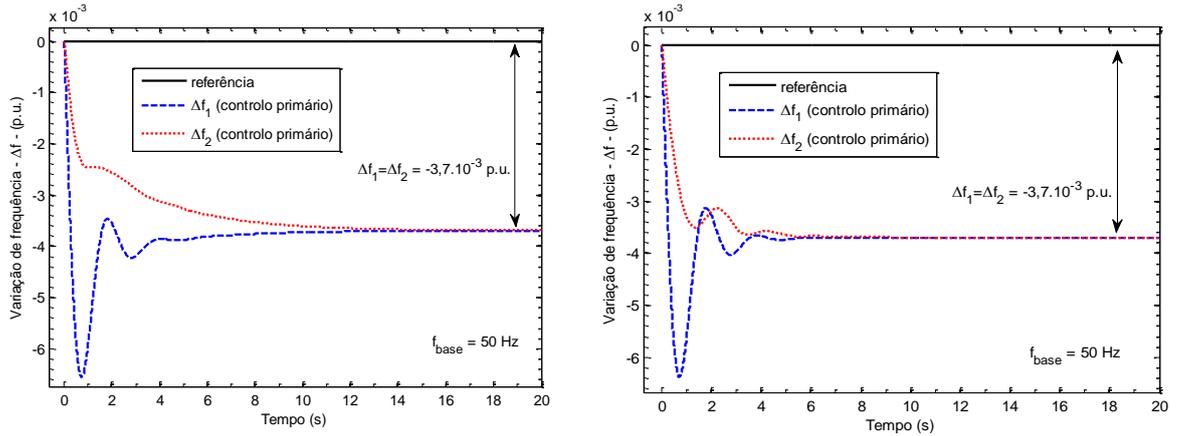
#### • APENAS COM CONTROLO PRIMÁRIO



a) *Cenário1*:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=0\%$ ;  $l_L=120$  km.



b) *Cenário2*:  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



c) **Cenário3:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.

d) **Cenário4:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

**Figura 4.10** Variação de frequência para as áreas de controlo interligadas com controlo primário.

Depara-se pelas figuras anteriores, que traduzem a resposta da variação de frequência para as áreas de controlo apenas com regulação primaria em regime estacionário, que a frequência é constante e igual em ambas as áreas ( $\Delta f_1^0 = \Delta f_2^0 = \Delta f^0$ ). Daqui se deprende a natureza global da frequência pela manutenção do sincronismo entre os grupos das áreas de controlo.

Rescrevendo a expressão deduzida em (2.97), resulta a variação de frequência em regime permanente em ambas as áreas de controlo:

$$\Delta f^0 = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2}. \quad (4.25)$$

Como exemplo de cálculo vai-se observar o *cenário1* (Figura 4.10 a) — apenas numa área varia a carga — e o *cenário3* (Figura 4.10 c) — em ambas as áreas há variação de carga —.

$$\text{cenário1: } \Delta f^0 = -\frac{\Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{0,12}{26,2 + 10,3} \approx -3,29 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} = -0,165 \text{ Hz} \quad (4.26)$$

$$\text{cenário3: } \Delta f^0 = -\frac{\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{0,12 + 0,015}{26,2 + 10,3} \approx -3,7 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} = -0,185 \text{ Hz}$$

Por exemplo, a frequência em regime estacionário para o *cenário3* resulta

$$f^0 = 1 - \Delta f^0 = 1 - 3,7 \cdot 10^{-3} = 0,9963 \text{ p.u.} = 49,815 \text{ Hz.} \quad (4.27)$$

Dos resultados obtidos em (4.26), deprende-se o seguinte:

i) Para a mesma variação da potência consumida pela carga, se comparar-se com o desempenho das áreas isoladas, há menor desvio de frequência (e.g., comparar Figura 4.10 a) com Figura 4.2 a) ou comparar Figura 4.10 b) com Figura 4.7 a)). Isto deve-se ao facto de na presença de um

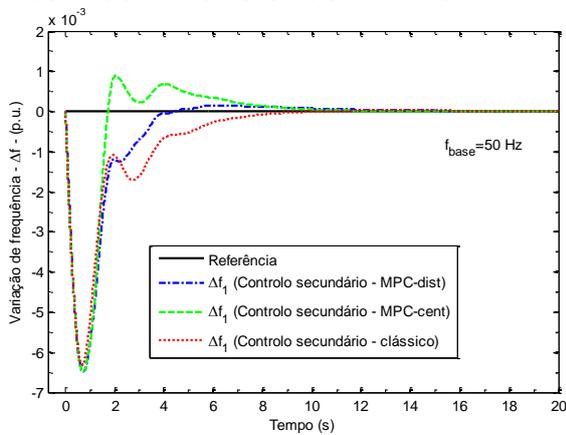
desequilíbrio potência gerada/potência consumida, a variação de frequência resultante dá origem a uma variação do trânsito de potência na linha de interligação que compensa este desequilíbrio. Assim, o sistema em dificuldade toma energia *emprestada* ao outro sistema para assegurar o equilíbrio global entre geração e consumo através da linha de interligação;

**ii)** Analiticamente, através das expressões (4.15) — variação de frequência de sistemas isolados — e (4.25) — variação de frequência de sistemas interligados —, a variação de frequência em sistemas interligados resulta inferior devido á soma das energia reguladoras das áreas de controlo;

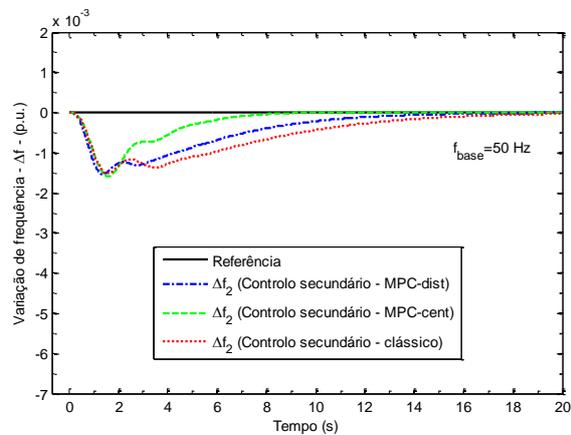
**iii)** Através da expressão das energias reguladoras de cada área de controlo, verifica-se quanto maior for a energia reguladora de uma determinada área (neste caso  $\beta_1 > \beta_2$ ) maior será a contribuição para a variação de frequência. Para o aumento da energia reguladora contribui uma maior dependência da carga em relação à frequência (dado pelo elasticidade  $D_1 > D_2$ ) e um menor estatismo, *i.e.*  $1/R_1 > 1/R_2$ . Este ponto vai ser visto com maior detalhe na *Subsecção* 4.4.2, quando se analisar a variação da potência gerada para perfazer as necessidades da carga;

**iv)** Nota-se a natureza mais oscilatória da variação de frequência com a distância que as áreas de controlo se encontram. Sobre a natureza mais oscilatória das respostas em função do aumento da distância entre as áreas de controlo far-se-á uma análise analítica na *Subsecção* 4.4.3, a quando da apresentação dos resultados para a variação de potência na linha de interligação.

• **COM CONTROLO SECUNDÁRIO**

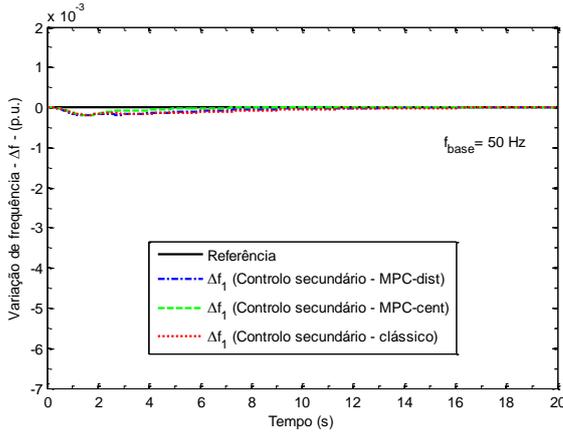


**a.1)** Frequência em AC<sub>1</sub>.

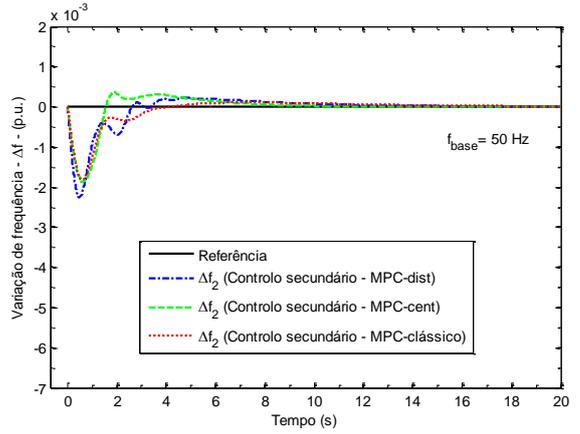


**a.2)** Frequência em AC<sub>2</sub>.

**a) Cenário1:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=0\%$ ;  $l_L=120$  km.

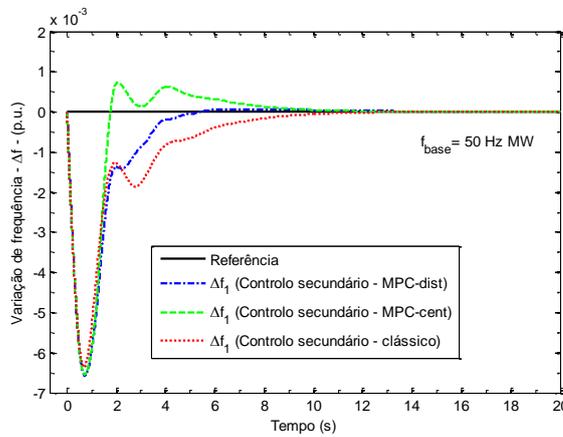


**b.1) Frequência em AC<sub>1</sub>.**

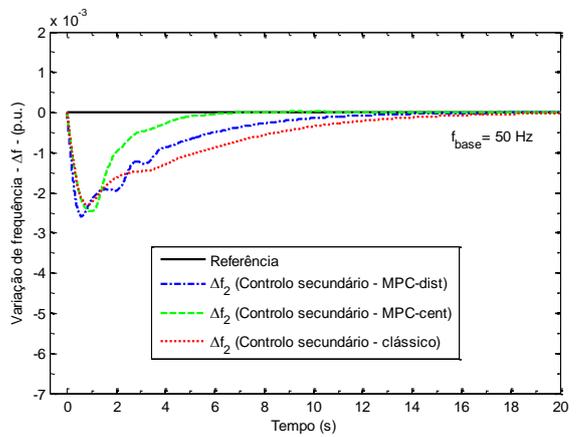


**b.2) Frequência em AC<sub>2</sub>.**

**b) Cenário2:**  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=2\%$ ;  $l_L=120$  km.

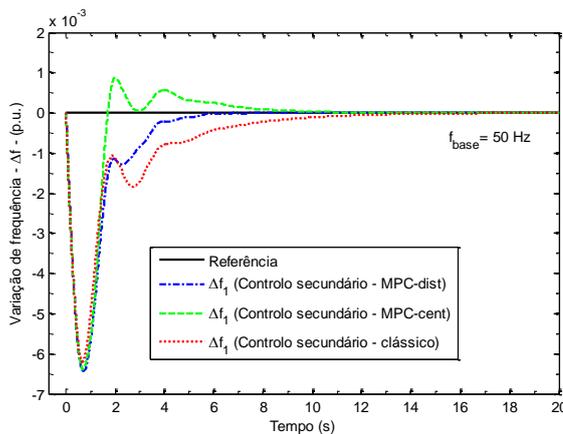


**c.1) Frequência em AC<sub>1</sub>.**

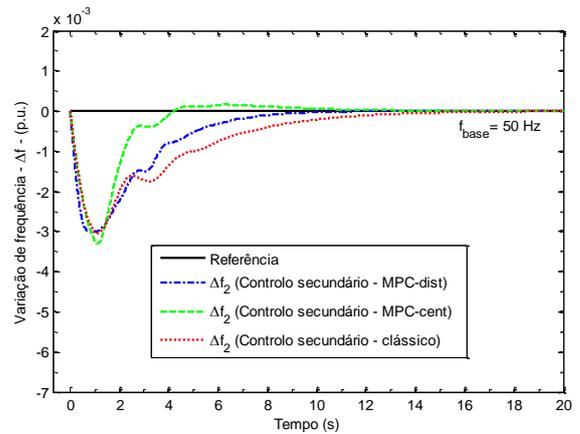


**c.2) Frequência em AC<sub>2</sub>.**

**c) Cenário3:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



**d.1) Frequência em AC<sub>1</sub>.**



**d.2) Frequência em AC<sub>2</sub>.**

**d) Cenário4:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

**Figura 4.11** Variação de frequência para as áreas de controlo interligadas com controlo secundário.

Em sistemas interligados, o controlo secundário visa recuperar o equilíbrio produção/consumo após uma variação de carga (ou perda de geração), restabelecendo a frequência ao seu valor nominal e mantendo a potência transitada nas linhas de interligação no valor contratualizado entre sistemas.

Posto isto, garante-se, em regime permanente, que cada área de controlo absorva a sua própria carga e, caso havendo potência contratualizada de intercâmbio, a potência gerada para satisfazer contratos de energia com outra(s) área(a), sem haver necessidade de exceder esta potência de intercâmbio previamente contratada.

Fazendo uma análise qualitativa das respostas de frequência com controlo secundário da *Figura 4.11*:

**i)** Como seria de esperar, para cada cenário, independentemente da distância que se encontram as áreas de controlo, a variação de frequência em regime forçado é nula. À primeira vista, em todos os cenários o controlo clássico tem o pior desempenho. Isto porque tem um tempo de estabelecimento superior às outras opções de controlo;

**ii)** O MPC-*cent* tem um comportamento sobre-amortecido, com excepção dos cenários cuja área de controlo não existe variação de carga. Devido a este comportamento sobre-amortecido, existe um tempo de crescimento superior aos restantes;

**iii)** A sobrelevação máxima (valor mais afastado da referência) é igual, independentemente do tipo de controlo utilizado (*e.g. Figura 4.11 d.1*): sobrelevação máxima  $\approx -6.5$  p.u.). Isto porque esta sobrelevação é dependente do controlo primário e atinge-se quando esta acaba e começa a regulação secundária;

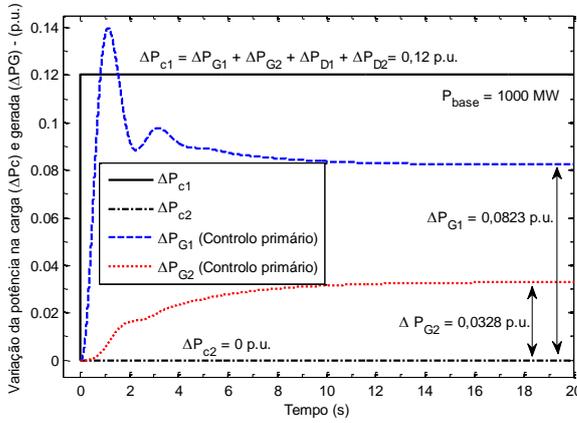
**iv)** Na situação em que apenas uma das áreas de controlo tem variação de carga (*cenário1 e cenário2*), a área que não é afectada é maior a variação de frequência quanto maior for a variação de potência na carga. Evidentemente, isto explica-se pelo facto de na área que não é afectada ter de auxiliar a outra área com potência superior, o que faz com que varie mais acentuadamente a sua frequência (facto explicado pelo controlo primário). Quando estes cenários acontecem (apenas umas das áreas varia a carga), o MPC-*dist* e o clássico apresentam um comportamento quase semelhante no desempenho em atenuar as variações de frequência na área que não é afectada;

**v)** Com o crescimento da distância entre as áreas de controlo, a resposta de frequência é mais oscilatória até estacionar no valor de referência. Não obstante este facto, o tempo de estabelecimento com o MPC-*dist* e controlo clássico mantém-se praticamente inalterável, o mesmo não sucedendo com o MPC-*cent*, que até diminuiu o seu tempo de estabelecimento. Também se nota um ligeiro aumento da sobrelevação máxima com o MPC-*cent*.

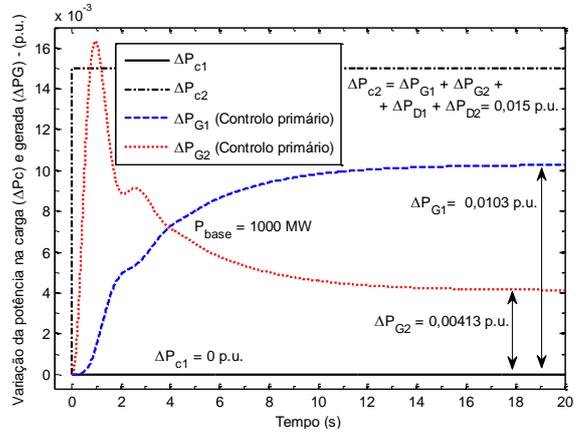
Resumindo, independentemente dos esquemas de controlo simulados para as áreas interligadas, a sobrelevação máxima tem praticamente o mesmo valor. O tempo de crescimento é claramente inferior no MPC-*cent*. O tempo de estabelecimento varia muito com o escalão de carga aplicada: para maiores variações de potência na carga numa determinada área, o MPC-*dist* tem um tempo de estabelecimento inferior que os restantes, ao passo que para menores variações de carga o MPC-*cent* tem um tempo de estabelecimento inferior.

## 4.4.2 Variação da potência gerada e na carga

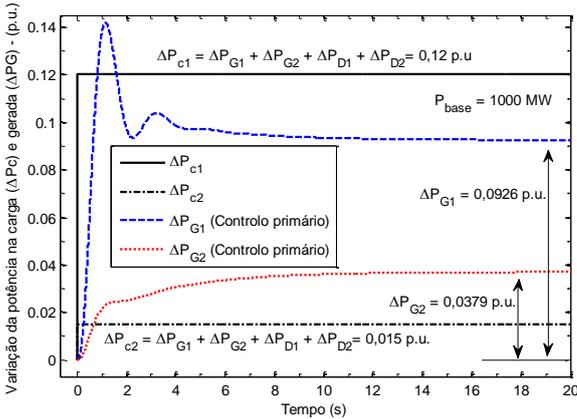
### • APENAS COM CONTROLO PRIMÁRIO



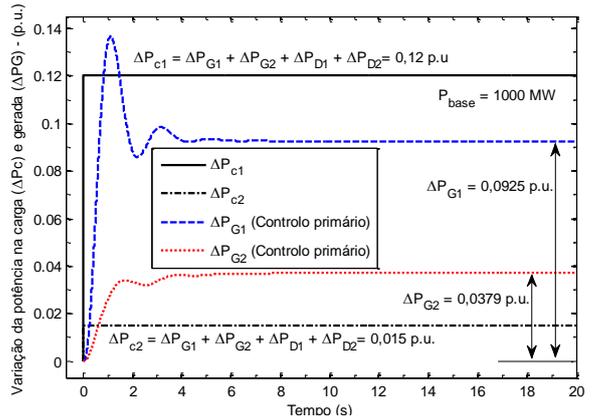
a) *Cenário1*:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=0\%$ ;  $l_L=120$  km.



b) *Cenário2*:  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



c) *Cenário3*:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



d) *Cenário4*:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

**Figura 4.12** Variação da potência gerada e na carga para as áreas de controlo interligadas com controlo primário.

Novamente, como exemplo de cálculo, vai-se analisar a *cenário3*. Em regime estacionário, a potência gerada por duas áreas de controlo interligadas apenas com controlo primário é:

$$\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{c2} + \Delta P_{D1} + \Delta P_{D2}. \quad (4.28)$$

A variação da potência de cada uma das áreas de controlo, devido ao efeito da elasticidade, é:

$$\begin{aligned} AC_1: \quad \Delta P_{D1} &= D_1 \Delta f_1 = 1,2 \times (-3,7 \times 10^{-3}) \approx -4,4 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} = -4,4 \text{ MW.} \\ AC_2: \quad \Delta P_{D2} &= D_2 \Delta f_2 = 0,3 \times (-3,7 \times 10^{-3}) \approx -1,1 \cdot 10^{-3} \text{ p.u.} = -1,1 \text{ MW.} \end{aligned} \quad (4.29)$$

De (4.29), a variação total do efeito da elasticidade das cargas de AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub> sobre a potência gerada é dado por:  $\Delta P_{D1} + \Delta P_{D2} = -4,4 \cdot 10^{-3} - 1,1 \cdot 10^{-3} = -4,5 \cdot 10^{-3}$  p.u.. Sabendo que a variação total da potência na carga é:  $\Delta P_{c1} + \Delta P_{c2} = 0,12 + 0,015 = 0,135$  p.u.. Então, de acordo com (4.28), a potência gerada total pelas áreas de controlo é:  $\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} = 0,135 - 4,5 \cdot 10^{-3} = 0,1305$  p.u..

Individualmente, a potência gerada por cada uma das áreas de controlo, será:

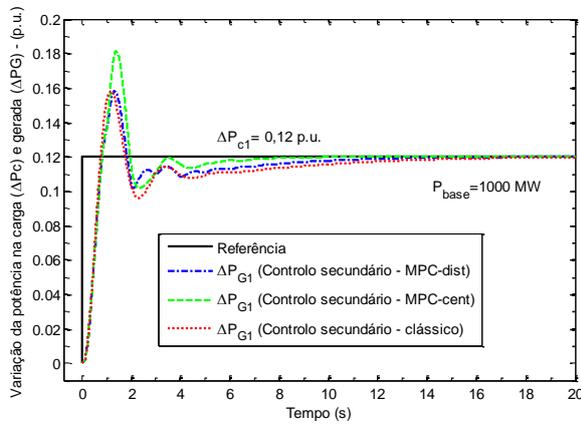
$$AC_1: \quad \Delta P_{G1} = -\Delta f_1 \frac{1}{R_1} = -3,7 \cdot 10^{-3} \frac{1}{0,04} = 0,0926 \text{ p.u.} = 92,6 \text{ MW.} \quad (4.30)$$

$$AC_2: \quad \Delta P_{G2} = -\Delta f_2 \frac{1}{R_2} = -3,7 \cdot 10^{-3} \frac{1}{0,1} = 0,0379 \text{ p.u.} = 37,9 \text{ MW.}$$

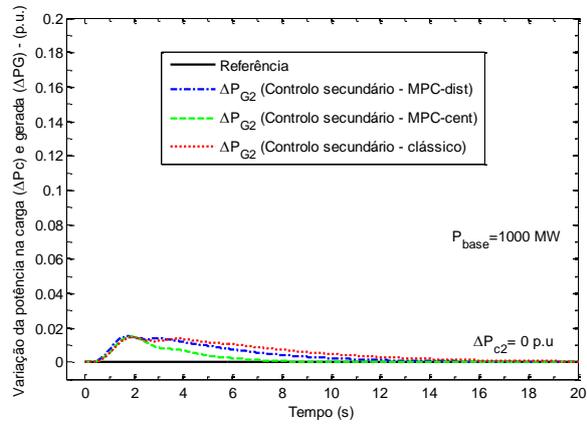
Comparando os resultados para as mesmas variações de carga com AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub> isoladas, respectivamente, na *Figura 4.2 b)* —  $\Delta P_{G1} = 0,1145$  p.u. — e na *Figura 4.7 b)* —  $\Delta P_{G2} = 0,0146$  p.u. —, verifica-se que no contexto interligado a potência gerada em AC<sub>2</sub> é superior às necessidades que a sua carga tem ( $\Delta P_{c2} = 0,015$  p.u.). Isto tem a ver com a maior necessidade de AC<sub>1</sub> compensar a variação da sua carga (variação de carga em AC<sub>1</sub> é de 20%, enquanto que a variação de carga em AC<sub>2</sub> é de 5%). Então vai-se gerar uma potência adicional em AC<sub>2</sub> para fornecer a AC<sub>1</sub>. Este acréscimo de potência dá origem a uma variação de potência na linha de interligação no sentido de AC<sub>2</sub> para AC<sub>1</sub>.

Apesar do que se referiu no parágrafo anterior, a AC<sub>1</sub> é a que contribui com a maior parcela de regulação primária no sistema interligado global. Isto acontece porque a energia reguladora é superior em AC<sub>1</sub> pela sua maior capacidade de geração (note-se que  $1/R_1 > 1/R_2$ , considerando o efeito da elasticidade praticamente desprezável em relação a estes valores). Mesmo que ocorra variação de carga numa das áreas de controlo (*cenário1* ou *cenário2*), na outra área existe sempre variação da sua geração e é tanto maior quanto a sua energia reguladora for.

• **COM CONTROLO SECUNDÁRIO**

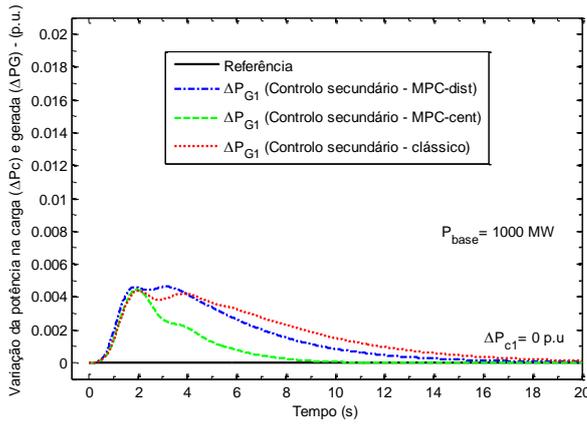


a.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.

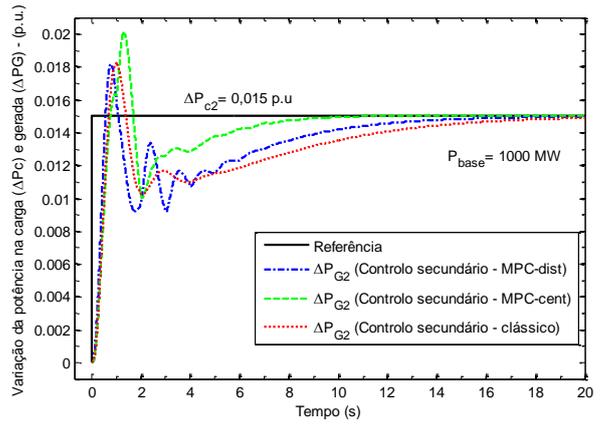


a.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.

a) **Cenário1:**  $\Delta P_{c1} = 20\%$ ;  $\Delta P_{c2} = 0\%$ ;  $l_L = 120$  km.

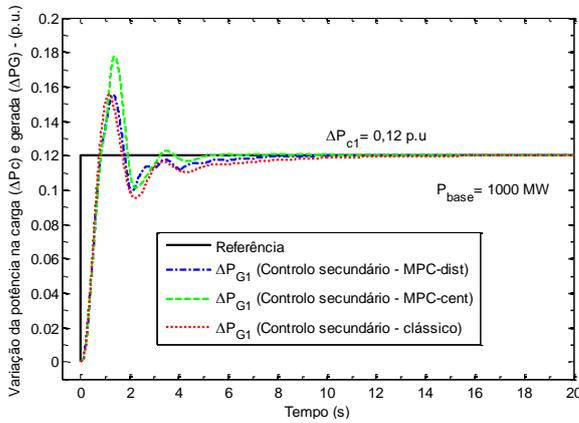


**b.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.**

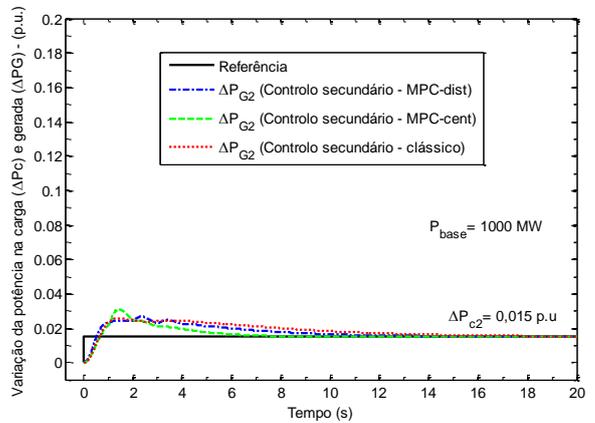


**b.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.**

**b) Cenário2:**  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.

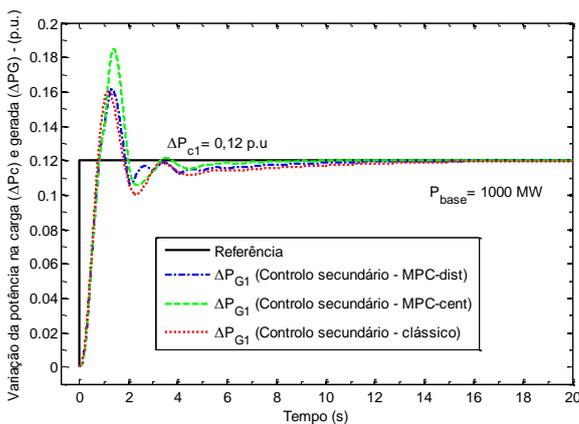


**c.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.**

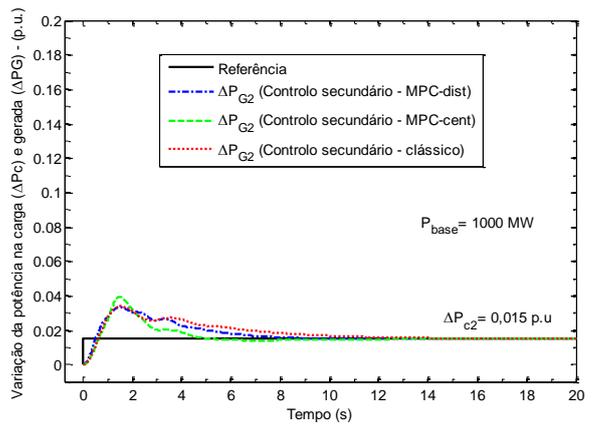


**c.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.**

**c) Cenário3:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



**d.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.**

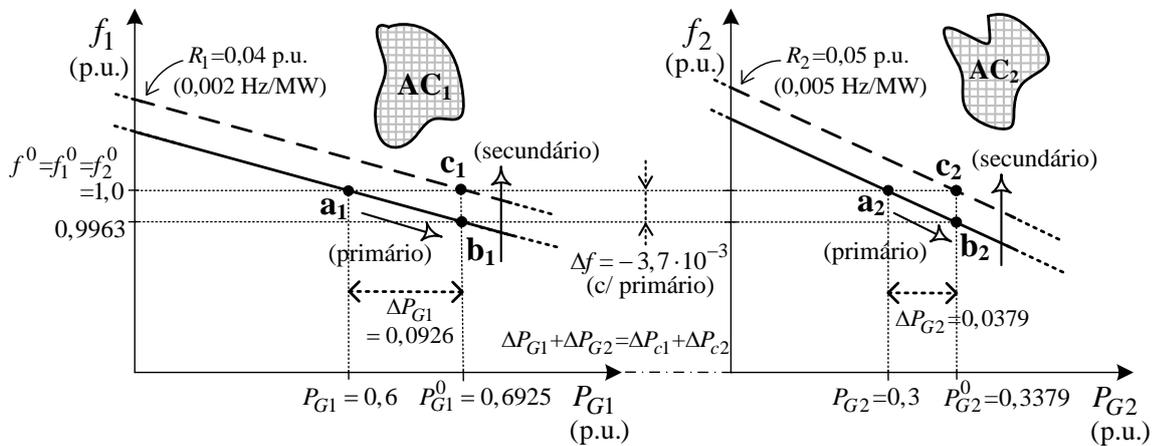


**d.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.**

**d) Cenário4:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

**Figura 4.13** Variação da potência gerada e na carga para as áreas de controlo interligadas com controlo secundário.

Independentemente do tipo de controlo secundário realizado, a melhor forma de descrever a sequência de controlo que existe após um desequilíbrio de potência na carga é através da característica frequência-potência para as duas áreas interligadas. Como exemplo, vai-se fazer a característica frequência-potência para o *cenário3* (ver as figuras afectas a este cenário para sua compreensão).



**Figura 4.14** Característica frequência-potência em regime estacionário com regulação primária e secundária para o *cenário3* de áreas interligadas ( $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km).

A sequência de controlo, com repartição de cargas entre as áreas, apresentado na *Figura 4.13* é:

- i) Quando se dá um aumento de potência na carga em  $AC_1$  ( $\Delta P_{c1}=20\%$ ) e em  $AC_2$  ( $\Delta P_{c2}=5\%$ ), os regulares iniciam a sua acção primária simultaneamente em ambas as áreas. Como existe um excesso de geração em  $AC_2$  para as suas necessidades de carga, com vista a auxiliar a outra área, começa a transitar potência na linha de interligação no sentido de  $AC_2$  para  $AC_1$  (cf. (4.30) e *Figura 4.15 c*) mais à frente). O ponto de funcionamento passa de  $a_1$  para  $b_1$  em  $AC_1$  e de  $a_2$  para  $b_2$  em  $AC_2$ , fixando-se aproximadamente aos 1,5 s. Nesta situação a frequência apresenta um erro estático igual em ambas as áreas de forma a compensar a variação das cargas;
- ii) Quando se fixa a acção primária, desenvolve-se a regulação secundária em ambas as áreas com o objectivo de restabelecer a frequência ao seu valor nominal. Os pontos de funcionamento passam de  $b_1$  para  $c_1$  em  $AC_1$  e de  $b_2$  para  $c_2$  em  $AC_2$  e a regulação secundária cessa. A partir daqui, a potência gerada em cada área alimenta a sua própria carga, a variação de potência na linha é nula e a frequência está no seu valor nominal.

Quanto ao desempenho dos vários tipos de controladores nos cenários para a potência gerada, o mesmo que foi comentado anteriormente para a variação de frequência com controlo secundário é válido para a potência gerada, porque quando esta varia, para suprir as necessidades das cargas, há uma variação de frequência correspondente. Assim, para maiores variações de potência na carga, a geração é consentânea com esta variação e por conseguinte com a variação de frequência.

- i) Nos cenários em que existe variação de carga apenas numa das áreas, o MPC-cent tem uma sobrelevação máxima superior aos restantes controladores, apesar de ter um tempo de estabelecimento inferior, mas é o *preço a pagar* por se ter um melhor desempenho em frequência (resposta mais rápida, tempo de estabelecimento inferior e consequente menor erro transitório de frequência). Nas áreas que não existe variação de carga, o MPC-cent revela melhor desempenho;
- ii) Também se verifica que o MPC-dist tem um comportamento mais oscilatório até atingir a referência quando a variação de carga é menor (cf. cenário2 b.2) como exemplo);
- iii) O tempo de estabelecimento é superior no controlo clássico em relação aos controladores MPC, no entanto, menos irregular até atingir a referência.

### 4.4.3 Variação da potência de interligação na linha

• APENAS COM CONTROLO PRIMÁRIO

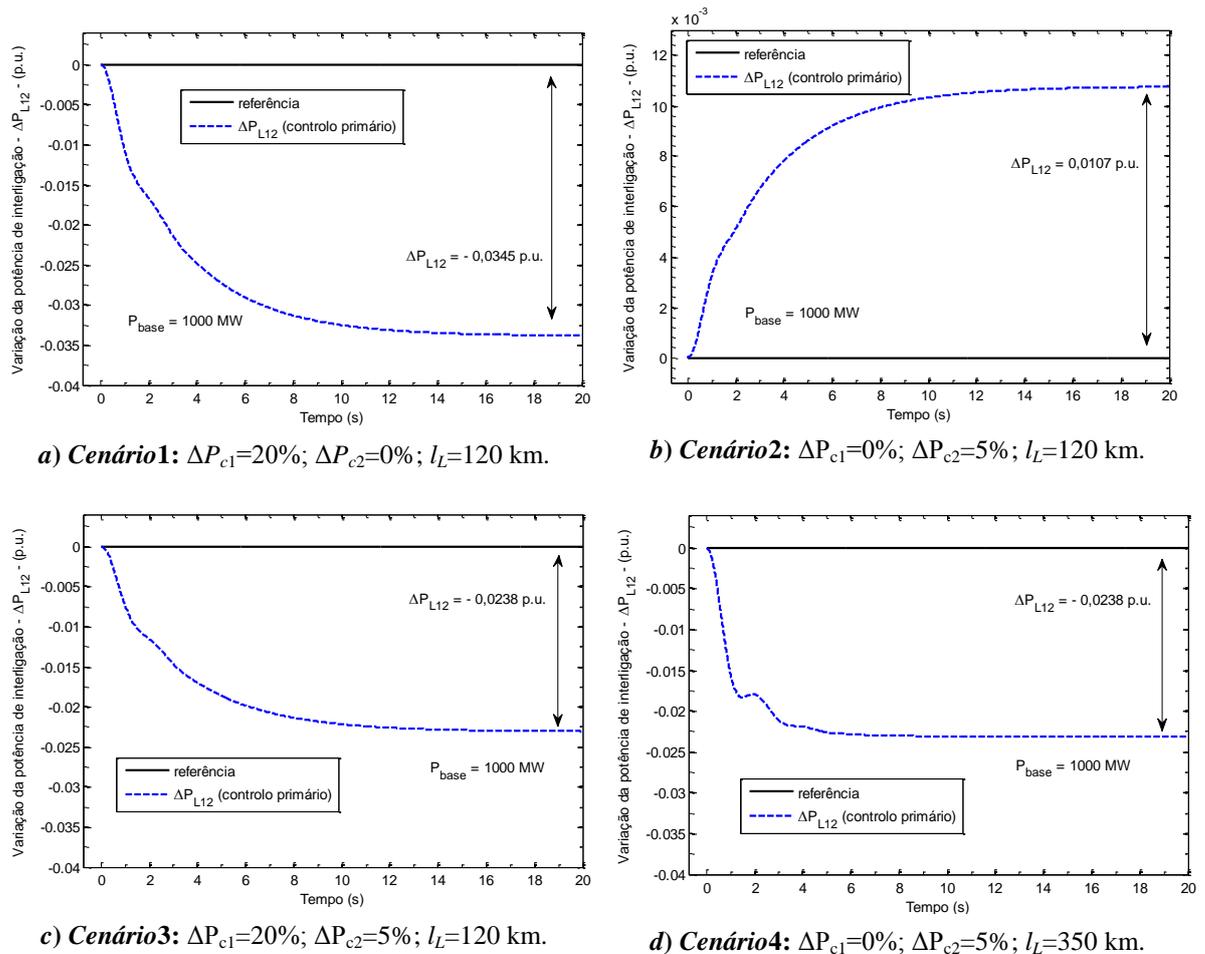


Figura 4.15 Variação da potência de interligação na linha de transmissão que conecta as áreas de controlo apenas com controlo primário.

A expressão que traduz a variação de potência na linha de interligação entre as duas áreas de controlo, apenas com regulação primária, é a que foi estabelecida em (2.97), a qual se escreve

$$\Delta P_{L12}^0 = \frac{\beta_1 \Delta P_{c2} - \beta_2 \Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2}. \quad (4.31)$$

Por exemplo, para o *cenário2* (Figura 4.15 b)) e *cenário3* (Figura 4.15 c)), a variação de potência que transita na linha em regime permanente, é:

$$\text{Cenário2:} \quad \Delta P_{L12}^0 = \frac{\beta_1 \Delta P_{c2}}{\beta_1 + \beta_2} = \frac{26,2 \cdot 0,015}{26,2 + 10,3} \approx 0,0107 \text{ p.u.} = 10,7 \text{ MW} \quad (4.32)$$

$$\text{Cenário3:} \quad \Delta P_{L12}^0 = \frac{\beta_1 \Delta P_{c2} - \beta_2 \Delta P_{c1}}{\beta_1 + \beta_2} = \frac{26,2 \cdot 0,015 - 10,5 \cdot 0,12}{26,2 + 10,3} \approx -0,0238 \text{ p.u.} = -23,8 \text{ MW}$$

No *cenário2* (apenas com variação da carga na AC<sub>2</sub>) existe uma potência gerada de auxílio por parte de AC<sub>1</sub>, desta maneira vai surgir uma potência em trânsito na linha de AC<sub>1</sub> para AC<sub>2</sub>. Pela expressão verifica-se, mais uma vez, quanto maior for  $\beta_1$  (*i.e.* maior capacidade de geração) maior será a energia que transita de AC<sub>1</sub> para AC<sub>2</sub>. Por aqui também se conclui uma das vantagens de sistemas interligados, que é a menor necessidade de potência de reserva para anular desvios de frequência em consequência de desvios de carga ou perda de linha ou de geração, para citar exemplos.

No *cenário3* (com variação simultânea da carga na AC<sub>1</sub> e AC<sub>2</sub>) há uma variação negativa de potência em trânsito na linha, ou seja, a energia transita de AC<sub>2</sub> para AC<sub>1</sub> (de notar que:  $\Delta P_{L21}^0 = -\Delta P_{L12}^0$ ). Apesar da energia reguladora ser maior em AC<sub>1</sub>, este trânsito de energia AC<sub>2</sub> para AC<sub>1</sub> tem a ver com a variação de potência significativamente maior em AC<sub>1</sub> do que em AC<sub>2</sub>.

De (4.31) observa-se que se a diferença entre as energias reguladoras ( $\beta_1 - \beta_2$ ) fosse maior, então ter-se-ia maior trânsito de potência na linha. Por outro lado, se as energias reguladoras fossem iguais ( $\beta_1 = \beta_2$ ), então o trânsito de energia era dado pela metade da diferença de variação entre cargas:  $\Delta P_{L12}^0 = (\Delta P_{c2} - \Delta P_{c1})/2$ .

A distância que se encontram as áreas de controlo (*cenário3*:  $l_L=120$  km e *cenário4*:  $l_L=350$  km) tem influência no desempenho das respostas analisadas. Esta diferença é mais notória quando a regulação apenas é primária, se bem que se note ligeiras diferenças quando a regulação é secundária.

As diferenças que se notam com o aumento da distância entre as áreas, independentemente das variáveis analisadas, são as seguintes:

- i) Maior oscilação até se atingir o regime estacionário;
- ii) Menor tempo de estabelecimento;
- iii) A sobrelevação máxima é superior;
- iv) Tempo de crescimento é superior.

A explicação para esta ocorrência pode ser vista pela expressão ((2.101), vista na *Subsecção 2.7.2*:

$$\frac{\Delta P_{L12}(s)}{\Delta P_{c2}(s) - \Delta P_{c1}(s)} = \frac{0,25 \cdot 4\pi P_S / M}{s^2 + (1/(MR))s + 4\pi P_S / M}. \quad (4.33)$$

Mais uma vez se salienta que se tiverem em conta algumas hipóteses restritivas para chegar a esta expressão. Dado que se têm duas áreas de controlo com diferentes parâmetros para as constantes de inércia dos grupos e para o estatismo dos reguladores, para que (4.33) seja válida, vão-se considerar a constante de inércia e o estatismo com os parâmetros da área de controlo com maior potência girante, neste caso AC<sub>1</sub>. Assim,  $M = 2H = 8,0$  s e  $R = 0.04$  p.u. (cf. *Tabela 4.1*).

Sendo um sistema de segunda ordem, a expressão (4.33), representa-se na forma compacta:

$$\frac{\Delta P_{L12}(s)}{\Delta P_{c2}(s) - \Delta P_{c1}(s)} = \frac{K_0 \cdot \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}. \quad (4.34)$$

Substituindo valores, definem-se as seguintes grandezas para o sistema de segunda ordem (por comparação entre (4.33) e (4.34)), para o *cenário3* e *cenário4*:

**i) Ganho do sistema:**

$$K_0 = 0,25 \text{ p.u.} . \quad (4.35)$$

**ii) Frequência natural não amortecida:**

$$\omega_n = 2 \cdot \sqrt{\frac{\pi P_S}{M}} \Rightarrow \begin{cases} l_L = 120 \text{ km} \rightarrow \omega_n = 2 \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot 0,380}{8,0}} \approx 0,773 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}; \\ l_L = 350 \text{ km} \rightarrow \omega_n = 2 \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot 0,865}{8,0}} \approx 1,166 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}. \end{cases} \quad (4.36)$$

**iii) Coeficiente de amortecimento:**

$$\zeta = \frac{0,5}{MR\omega_n} \Rightarrow \begin{cases} l_L = 120 \text{ km} \rightarrow \zeta = \frac{0,5}{8 \cdot 0,04 \cdot 0,773} \approx 2,202 \text{ p.u.}; \\ l_L = 350 \text{ km} \rightarrow \zeta = \frac{0,5}{8 \cdot 0,04 \cdot 1,166} \approx 1,341 \text{ p.u.} . \end{cases} \quad (4.37)$$

**iv) Frequência natural amortecida:**

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \Rightarrow \begin{cases} l_L = 120 \text{ km} \rightarrow \omega_d = 0,773 \sqrt{1 - 2,023^2} = j1,358 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}; \\ l_L = 350 \text{ km} \rightarrow \omega_d = 1,166 \sqrt{1 - 1,341^2} = j1,041 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1} . \end{cases} \quad (4.38)$$

Uma análise prévia que pode ser feita é comparar (4.36) com (4.37). Mantendo-se constantes os momentos angulares dos grupos e o estatismo dos reguladores, o que se altera é o coeficiente de sincronismo da linha em função do comprimento ( $P_S(120 \text{ km}) = 0,380 \text{ p.u.}$ ;  $P_S(350 \text{ km}) = 0,869 \text{ p.u.}$ ).

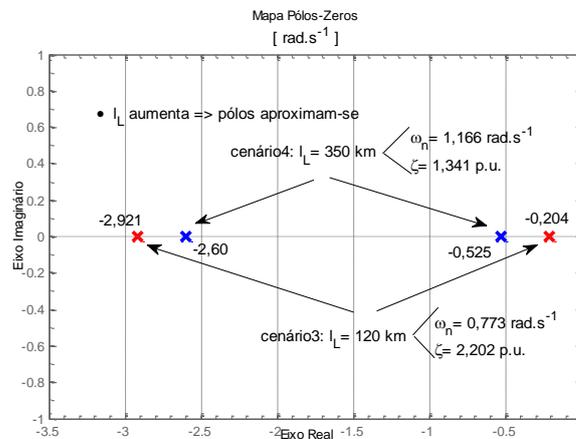
A sequência que resulta do aumento do comprimento da linha é: aumentando  $P_S \rightarrow$  aumenta a frequência natural não amortecida  $\rightarrow$  diminui o coeficiente de amortecimento  $\rightarrow$  aumenta a frequência natural amortecida  $\rightarrow$  como  $\zeta$  e  $\omega_n$  são positivos, então o sistema é estável e sub-amortecido (porque  $\zeta > 1$ ).

Substituindo os valores de (4.35), (4.36) e (4.37) em (4.34), obtêm-se as funções de transferência simplificadas para a variação de potência na linha, quando sujeita a uma variação de potência nas cargas de ambas as áreas de controlo:

$$\text{Cenário3: } \frac{\Delta P_{L12}(s)}{\Delta P_{c2}(s) - \Delta P_{c1}(s)} = \frac{K_0 \cdot \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \approx \frac{0,149}{s^2 + 2,632s + 0,598} \text{ p.u.} \quad (4.39)$$

$$\text{Cenário4: } \frac{\Delta P_{L12}(s)}{\Delta P_{c2}(s) - \Delta P_{c1}(s)} = \frac{K_0 \cdot \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \approx \frac{0,339}{s^2 + 3,127s + 1,359} \text{ p.u.}$$

Resulta de (4.39) a localização dos pólos:



**Figura 4.16** Localização dos pólos no plano  $s$  para  $\Delta P_{L12}(s)$  em função da distância entre áreas.

Pelo mapa pólos-zeros da figura anterior, observa-se que o aumento do comprimento da linha (*i.e.* com  $P_S$  crescente) faz com que os pólos se aproximem horizontalmente sob o eixo real (diminuição de  $\zeta$ ), permanecendo a parte imaginária nula. Sob estas condições, a resposta mantém a sobrelevação máxima, aumenta o tempo de crescimento e conseqüentemente diminui o tempo de estabelecimento.

A figura seguinte representa a resposta da variação de potência de interligação após uma variação de potência nas cargas, considerando as funções de transferência de 2ª ordem estabelecidas em (4.39):

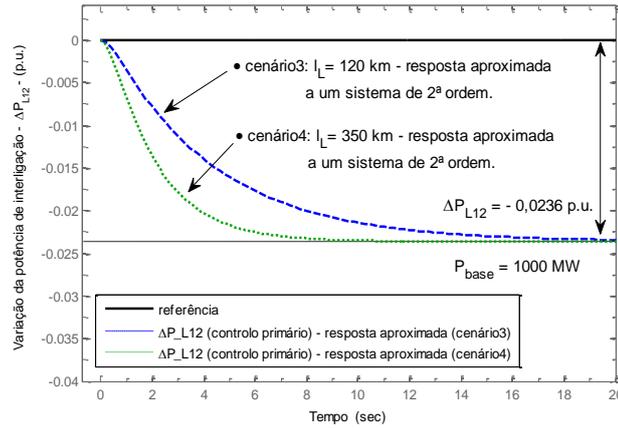
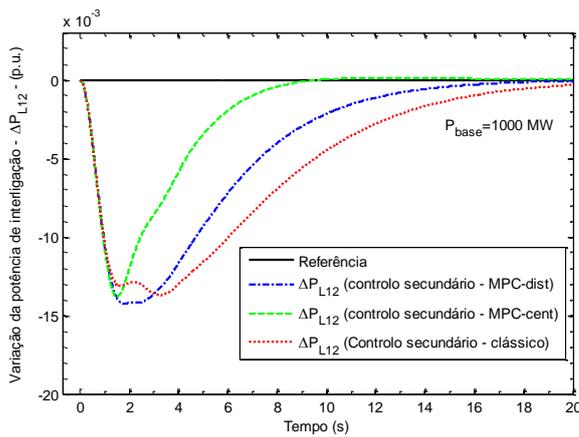
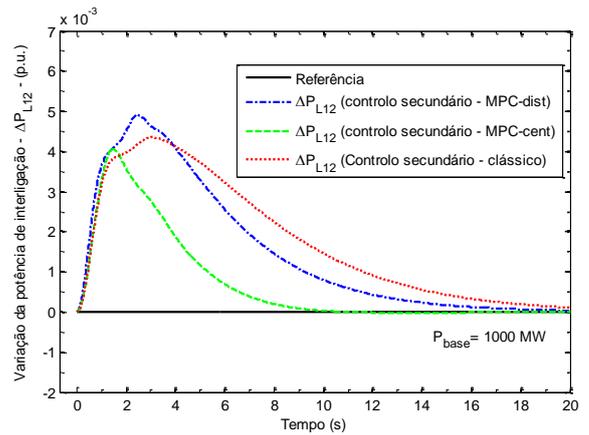


Figura 4.17 Variação aproximada da potência de interligação com controlo primário para o cenário3 (cf. Figura 4.15 c) e cenário4 (cf. Figura 4.15 d).

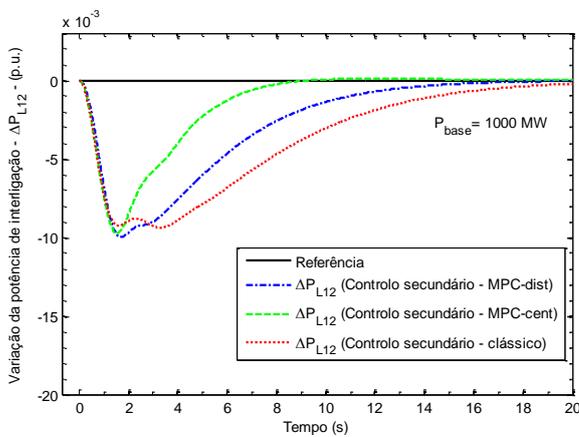
• COM CONTROLO SECUNDÁRIO



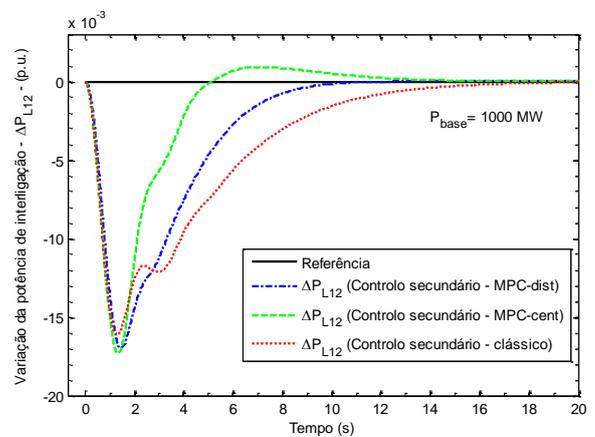
a) Cenário1:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=0\%$ ;  $l_L=120$  km.



b) Cenário2:  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



c) Cenário3:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



d) Cenário4:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

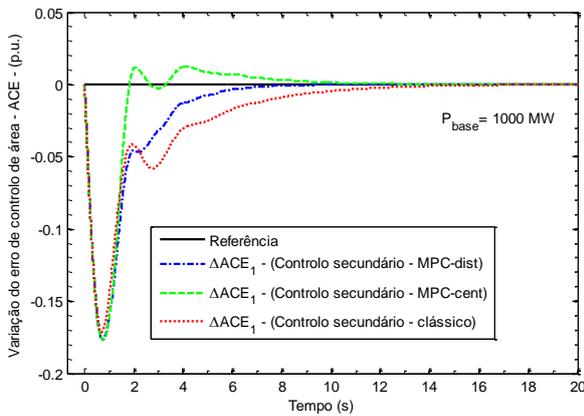
Figura 4.18 Variação da potência de interligação na linha de transmissão que conecta as áreas com controlo secundário.

No instante em que se dá uma variação de carga, apenas numa ou simultaneamente em ambas as áreas de controlo, a regulação primária actua antes da secundária. É nesta fase inicial que começa a transitar energia na linha, compensando a potência entre as áreas.

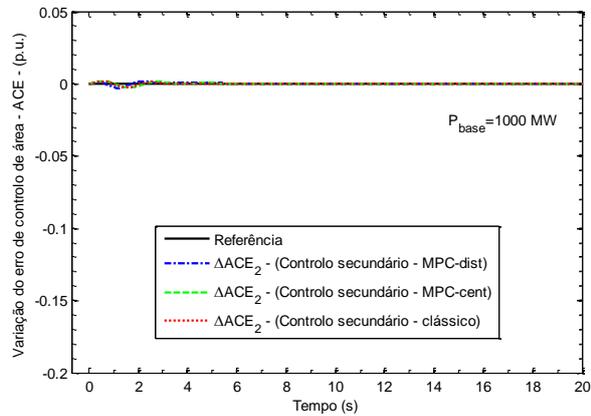
Aproximadamente aos 1,5 s inicia-se a regulação secundária em cada uma das áreas de controlo, com o objectivo de colocar a frequência no seu regime nominal, traduzindo-se numa potência gerada que alimenta a própria carga.

Em regime forçado a potência de intercâmbio entre as áreas é nula, a menos que existam contratos de intercâmbio de potência pré-acordados (nas simulações, não se considerou a potência que transita na linha sob contrato entre os agentes de cada área).

### 4.4.4 Variação do erro de controlo de área

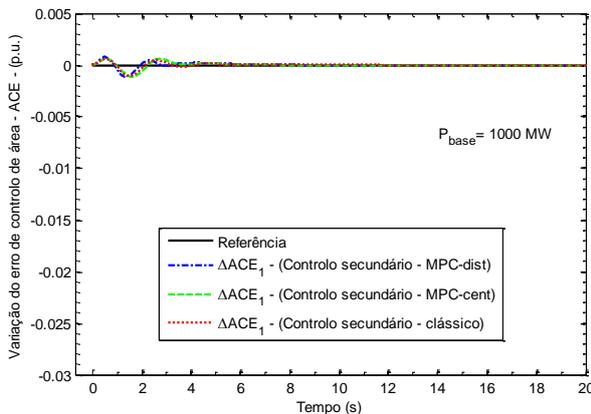


a.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.

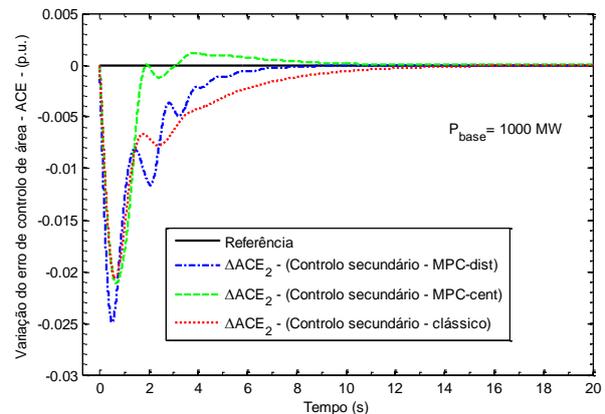


a.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.

a) **Cenário1:**  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=0\%$ ;  $l_L=120$  km.

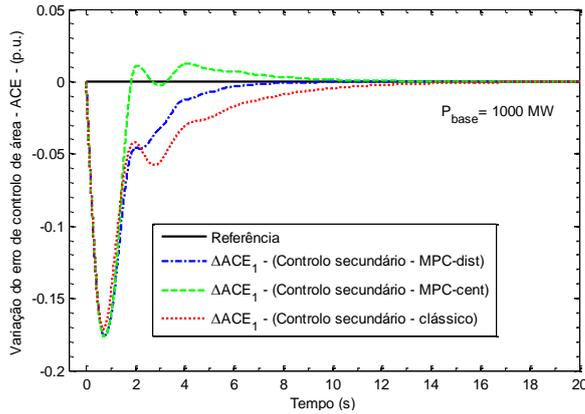


b.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.

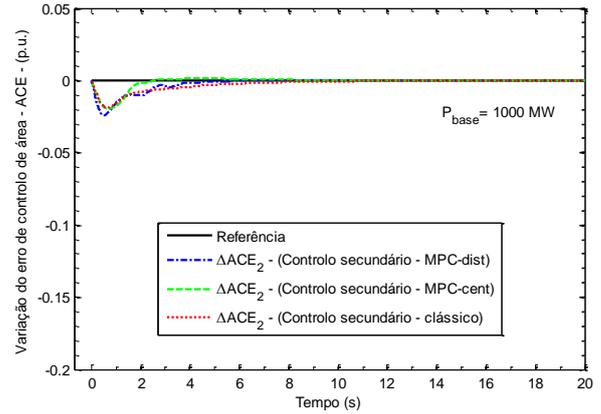


b.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.

b) **Cenário2:**  $\Delta P_{c1}=0\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.

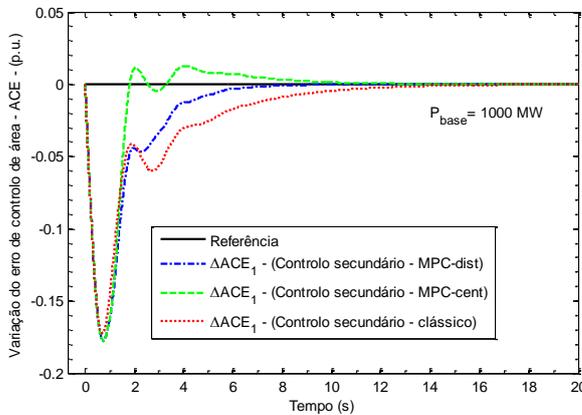


c.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.

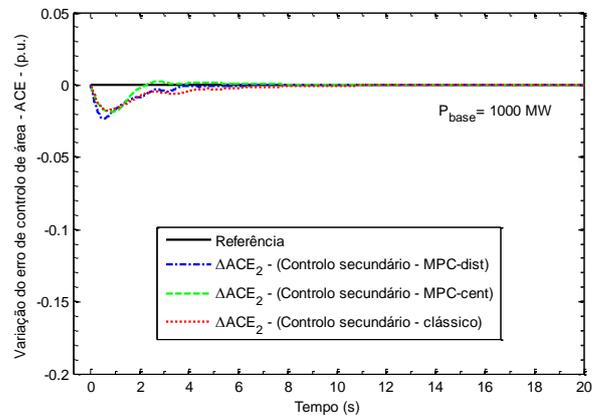


c.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.

c) Cenário3:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=120$  km.



d.1) Potência gerada e na carga em AC<sub>1</sub>.



d.2) Potência gerada e na carga em AC<sub>2</sub>.

d) Cenário4:  $\Delta P_{c1}=20\%$ ;  $\Delta P_{c2}=5\%$ ;  $l_L=350$  km.

Figura 4.19 Variação do erro de controlo de área ( $\Delta ACE$ ).

O erro de controlo de área ( $ACE$ ) é a variável a controlar neste sistema de controlo em particular. Ele estabelece, para a regulação secundária de sistemas interligados, que o desvio de frequência e a potência de interligação da linha se mantenham nos valores nominais após uma perturbação de carga(s). A expressão deduzida em (2.103) perfaz analiticamente estas condições.

Como visto anteriormente pela Figura 4.11 e Figura 4.18, onde se representou, respectivamente, a evolução do desvio de frequência e o desvio de potência na linha, em regime estacionário, tenderam para o seu valor nominal. Satisfeitas a anulação dos desvios de frequência e da potência de interligação, consequentemente o  $ACE$  também é anulado (cf. Figura 4.19).

O MPC-cent tem um tempo de crescimento inferior e com uma ligeira sobrelevação. O MPC-dist revela um tempo de estabelecimento menor. No caso do controlo integral, este é mais lento em restabelecer o  $ACE$  de cada área e a par com o MPC-dist tem uma resposta sob-amortecida.

A tabela seguinte indica os valores da resposta transitória em termos de grandezas no domínio do tempo da  $\Delta ACE$ , dando como exemplo o *cenário3*.

**Tabela 4.5** Valor os dos parâmetros em regime transitório do ACE para o *cenário3*.

Controladores Parâmetros	Controlador integral		Controlador MPC distribuído		Controlador MPC centralizado	
	AC <sub>1</sub>	AC <sub>2</sub>	AC <sub>1</sub>	AC <sub>2</sub>	AC <sub>1</sub>	AC <sub>2</sub>
Área de controlo						
Tempo de estabelecimento (s)	15,80	8,80	9,90	5,70	12,50	7,60
Tempo de crescimento (s)	18,60	13,70	13,50	11,50	1,85	10,30
Tempo de sobrelevação (s)	0,70	0,65	0,75	0,55	0,75	0,73
Sobrelevação máxima (p.u.) ♣	- 0,171	- 0,0242	- 0,175	- 0,0242	- 0,175	- 0,0195

♣ A sobrelevação máxima é o valor mais afastado que a resposta atinge entre o instante inicial e o instante em que a resposta atinge o regime estacionário. Pelas figuras vê-se que existe uma sobrelevação no sentido descendente aquando do transitório inicial, daí o seu valor negativo.

# Capítulo

# 5

# Conclusões

---

---

Neste quinto capítulo começa-se por fazer um sumário do trabalho realizado, realçando as conclusões mais importantes com base nos resultados obtidos nas simulações, descrevendo por mérito a escolha dos controladores que se pretende adoptar. Finaliza-se com a indicação de trabalhos de investigação futuros.

## Conteúdo do capítulo

---

5.1	Conclusões gerais	136
5.2	Perspectivas de trabalho futuro	140

---

## 5.1 Conclusões gerais

Com a realização desta dissertação, foi possível compreender a importância do AGC no equilíbrio da potência gerada/potência activa consumida com o objetivo de manter a frequência numa faixa de valores aceitáveis de exploração do sistema. Sendo o controlo-*Pf* uma parte integrante da garantia de uma boa QEE, esta torna-se mais premente dada a crescente complexidade da natureza distribuída da produção, transporte e consumo de energia, levando, com mais assiduidade, à imprevisibilidade do equilíbrio da potência gerada/potência consumida, e, conseqüentemente, à variação de frequência.

No *Capítulo 2* realizou-se a modelação matemática dos componentes que compõem um SEE na operação do controlo-*Pf*: gerador; carga; turbina; regulador; linha de transporte. Também se estudou e modelou o AGC para cada um dos níveis de controlo: controlo primário e controlo secundário, como se fez uma ligeira abordagem ao controlo terciário. Neste capítulo, o controlo secundário baseou-se no método clássico (ou controlo integral) para restituir as variáveis a controlar ao seu valor nominal sempre que existe uma variação de carga. As variáveis a controlar são a frequência em sistemas isolados e o *ACE* (frequência mais a potência de interligação) em sistemas interligados, tendo a noção que a geração deve sempre acompanhar o consumo de carga.

No *Capítulo 3* passou-se do controlo integral para o controlo preditivo. Esta estrutura de controlo, baseada em modelos preditivos, é encarada como uma *antecipação* de horizonte recidivo e não como um controlo de reacção, como acontece com o controlo clássico. O MPC, tratando-se de um método discreto de controlo, resolve um problema de optimização através de um funcional de custo quadrático a cada instante de amostragem ao longo de uma janela deslizante para o futuro, sendo depois aplicada um vector de sequências de entrada óptimas para o sistema, minimizando este funcional de custo.

Neste capítulo modelou-se o controlo secundário de regulação de frequência com dois esquemas de controlo preditivo: o MPC centralizado e o MPC distribuído. Para áreas interligadas, o MPC centralizado concentra toda a informação das áreas existentes apenas neste controlador. Por sua vez, no MPC distribuído existe um controlador para cada uma das áreas existentes trocando informações entre si a cada instante de amostragem, de maneira a obterem uma sequência de entradas óptimas para cada um das áreas de controlo.

No *Capítulo 4* simulam-se os diferentes esquemas de controlo, vistos nos capítulos anteriores, sob as mesmas condições de exploração, ou cenários, de duas áreas de controlo distintas para que se pudesse fazer uma análise comparativa. Para a simulação utiliza-se o *software* de simulação MATLAB/*Simulink*.

Inicialmente consideraram-se as áreas de controlo num contexto isolado e posteriormente interligadas. Com este propósito, pretende-se ver qual o comportamento de uma área quando está isolada ou interligada, quando solicitada às mesmas exigências de variação da sua potência de carga consumida.

Fizeram-se algumas deduções analíticas para as simulações obtidas, dando como exemplo alguns dos cenários. As conclusões gerais, que a seguir se apresentam, são retiradas das figuras que resultaram das simulações, e do qual se pretende fazer um critério de valor qualitativo das topologias de controlo

implementadas: controlo clássico; controlo preditivo centralizado (MPC-*cent*); controlo preditivo descentralizado (MPC-*dist*).

A quando da apresentação das simulações no *Capítulo 4*, dissecou-se com bastante acuidade cada uma das grandezas em jogo nas áreas de controlo: variação de frequência, variação de potência na carga e gerada, acrescido da potência de interligação e variação do erro de controlo de área para as áreas de controlo interligadas. Não pretendendo ser redundante nestas análises, genericamente, os resultados das simulações mostram que:

**i) Variação de frequência:  $\Delta f$**

No controlo primário, para a mesma variação de potência consumida pela carga numa das áreas de controlo, existe menor desvio de frequência quando as áreas de controlo estão interligadas do que quando estão isoladas, isto é devido à potência de auxílio de interligação que a outra área disponibiliza. Quanto maior for a energia reguladora de uma determinada área (*i.e.* maior potência girante) maior será a contribuição para fornecer potência à sua própria área e/ou à área interligada.

No controlo secundário para as áreas isoladas a opção recai sobre o controlo clássico, pois, não é tão oscilatória até atingir a referência, além de que, nos instantes iniciais, se atingem valores de frequência mais distantes da referência no MPC-*cent* para um tempo de estabelecimento praticamente igual ao controlador clássico.

No controlo secundário para as áreas interligadas o MPC-*dist* é o controlo clássico têm um comportamento sob-amortecido e com boa estabilidade estática, se bem que o MPC-*cent* tenha globalmente um comportamento superior: menor tempo de crescimento e menor tempo de estabelecimento. Outro facto não menos importante é o MPC-*cent* apresentar um menor erro transitório de frequência, o que faz com que diminua o erro dos relógios sincronizados com a rede eléctrica (sobre este tema ver *Secção 2.6*).

**ii) Variação da potência gerada e na carga:  $\Delta P_G$  e  $\Delta P_c$**

Sendo a variação de frequência proporcional à variação da potência gerada para colmatar as necessidades de consumo da carga, resulta, deste pressuposto, que se a frequência atinge mais rapidamente a referência então significa que se teve uma maior variação de potência gerada.

Para as áreas interligadas com controlo secundário, o MPC-*cent* tem uma sobrelevação máxima superior ao MPC-*dist* e ao controlo clássico, como também tem um tempo de crescimento inferior e, na generalidade das vezes, até tem ligeiramente um tempo de estabelecimento inferior.

Contudo, o MPC-*cent* é o tipo de controlo que se torna mais severo para os grupos porque acompanha mais rapidamente as oscilações da carga, já que esta tendo variações consecutivas em segundos (como acontece na realidade com alterações no sentido positivo ou negativo da potência consumida pela carga), o MPC-*cent* poderá acompanhar sem necessidade estas variações bruscas.

Por outro lado, o controlador clássico é o mais benéfico para os grupos por se tratar do tipo de controlador com menor transitório inicial e com resposta mais amortecida. Só que tem consequências ao nível da reposição da frequência no seu valor nominal, tornando-a mais lenta.

Conclui-se que o MPC-*dist* é a escolha acertada para o controlador a utilizar, pois tem menor sobrelevação e não é tão oscilatória quanto o MPC-*cent*, o que faz com que seja menos exigente para os grupos geradores. Neste caso, há um compromisso entre um menor erro transitório de frequência em relação ao controlo clássico e, ao mesmo tempo, sem as flutuações demasiado pronunciadas do MPC-*cent*.

No contexto de redes isoladas, verifica-se que o que foi exposto anteriormente para as áreas interligadas permanece válido quando as áreas estão isoladas.

### **iii) Variação da potência de interligação na linha: $\Delta P_{L12}$**

Sendo o transitório inicial da potência de interligação dado pela regulação primária aproximadamente até aos 1,5 s, este transitório resulta maior quanto maior for a diferença de variação da potência gerada entre áreas associadas às energias reguladoras de cada uma. Após o controlo primário desencadeia-se o controlo secundário com o objectivo de eliminar esta variação inicial da potência de interligação.

Praticamente com todos os tipos de controladores a resposta da variação de potência na linha tem um carácter sob-amortecido. Porém, o MPC-*cent* é o que tem melhor desempenho, denotando melhor tempo de crescimento e menor estabelecimento em atingir a referência. Se se quiser elencar por ordem de mérito os controladores, o MPC-*dist* é o que tem um desempenho intermédio, seguido do controlo integral, que é o que manifesta uma resposta mais lenta.

### **iv) Variação do erro de controlo de área: $\Delta ACE$**

O ACE é a variável controlada na regulação secundária do controlo-*Pf* de áreas interligadas. Estabelece que o desvio de frequência, conjuntamente com o desvio de potência na linha sejam nulas após uma perturbação de consumo na carga.

Para a frequência e para a potência na linha, o MPC-*cent* é o controlador que tem um melhor desempenho global, resultando deste pressuposto para o  $\Delta ACE$  o MPC-*cent* é o controlador que tem também um melhor desempenho dinâmico, isto porque apresenta menor tempo de crescimento, atingindo mais rapidamente a referência, não obstante ter-se um tempo de estabelecimento praticamente igual em todos os controladores e maior sobrelevação no MPC-*cent*.

Dos pontos anteriores — **i)**, **ii)**, **iii)** e **iv)** — conclui-se que, no caso de sistemas isolados, o controlo-*Pf* tem melhor desempenho quando o controlador utilizado é o clássico. Trata-se de um controlador que apresenta um erro transitório de frequência inferior, com um tempo de estabelecimento praticamente igual ao MPC-*cent* e com uma resposta sem sobrelevação.

Se pretendesse uma resposta mais rápida do controlador clássico, quer seja para as áreas isoladas ou interligadas, alterava-se o ganho do controlador  $K_i$  para um valor superior. Todavia, obter-se-iam respostas mais oscilatórias. O procedimento tomado foi sintonizar este controlador tendo um compromisso entre uma resposta rápida e ao mesmo tempo sem sobrelevação e evitando oscilações.

O controlador MPC-*cent* do bloco '*MPC Controller*' do MATLAB/*Simulink* foi sintonizado para se obter o melhor desempenho possível da variação de frequência. Fizeram-se várias simulações, variando os parâmetros consignados na *Tabela 4.4*, mas os resultados não foram melhorados.

Para as áreas de controlo interligadas, do ponto de vista de desempenho dinâmico, a melhor opção recai sobre os controladores preditivos, nomeadamente o MPC-*cent*, porque é o que apresenta melhores resultados na variável que se quer controlar (*ACE*), e por conseguinte para a frequência e para a potência de interligação. Embora MPC-*cent* seja mais exigente para os grupos geradores em acompanhar as variações da carga.

O controlador integral revela também ser um método bastante viável para pequenas variações de carga, tendo um comportamento quase idêntico ao MPC-*dist*. Porém, para grandes variações de carga não se comporta tão bem como os controladores preditivos, agindo mais lentamente no restabelecimento do valor nominal das variáveis do sistema.

A análise dinâmica da resposta dos controladores para sistemas interligados revela que o MPC-*cent* tem melhor desempenho, contudo a implementação física deste tipo de controlador pode ser inviável, dado que em sistemas de larga escala e geograficamente bastante dispersos, como é o caso dos sistemas de energia, resulta na dificuldade de concentrar apenas num agente de controlo toda a informação da estrutura dos sistemas de controlo de energia. Neste aspecto, o MPC-*dist* torna-se o controlador mais adequado face ao de natureza centralizada.

Outro factor que convém mencionar é a menor flexibilidade do controlo integral, pois, ao contrário do controlo preditivo, não incorpora as restrições da dinâmica dos SEE, não lida tão bem com situações de contingência de exploração do sistema e a maior dificuldade em se adaptar à crescente complexidade de distribuição de carga e geração. Esta situação é relevante porque o ganho do controlador integral é parametrizado para um determinado nível de actividade de uma rede, podendo não ser o mais adequado para outro nível (*e.g.* a crescente procura de energia numa sociedade cada vez mais industrializada, entre outras razões). Neste caso há sempre a necessidade de um ajustamento do controlador integral, o mesmo não sucedendo com o controlo preditivo.

Com o advento das *Smart Grids* novas redes serão automatizadas com medidores de qualidade e de consumo de energia em tempo real, de forma a aumentar a eficiência energética, em que cada pólo de consumo de energia (*e.g.* residências, fábricas, locais públicos, *etc.*) vai ser um agente de controlo que *dialoga* entre si ou com as empresas fornecedoras de energia e, ao mesmo tempo, estes consumidores também poderão ser produtores de energia. Por estas razões, é inevitável a presença de um novo paradigma e estratégia de controlo das redes de energia, surgindo o MPC como umas das técnicas mais avançadas para o desenvolvimento das *Smart Grids*.

## 5.2 Perspectivas de trabalho futuro

No decorrer deste trabalho surgiram algumas ideias que poderão, eventualmente, vir a suscitar algum interesse ou a servir de ideias base para futura investigação. De entre estas destacam-se:

- O trabalho desenvolvido assenta essencialmente em simulações computacionais, pelo que a sua transposição para um processo real constituiria um aspecto importante a desenvolver no futuro, contudo, difícil de o conseguir. Por outro lado, a obtenção de dados reais relativos à evolução das grandezas associadas ao AGC seria um contributo relevante para a obtenção de um modelo mais próximo da realidade e mais eficaz na sua modelação;
- As simulações efectuadas neste trabalho apenas tiveram em linha de conta as perturbações de carga. Seria interessante também verificar como se comportaria o AGC noutros tipos de contingência, como sejam a perda total ou parcial de interligação entre áreas de controlo ou, mesmo dentro de uma área de controlo, com falhas na distribuição, perda de geração, *etc.*. Estas contingências são difíceis de ocorrer, mas ficam como uma possibilidade de análise.
- No modelo do MPC não se consideraram restrições do processo. Antes se supôs que as variáveis de estado, de saída e de entrada poderiam actuar sem qualquer limitação. Evidentemente, isto não viola em muito as estudo efectuado, porque teve-se especial cuidado na parametrização das redes com valores vulgarmente utilizados na prática. No entanto, salvaguarda-se que é perante as restrições que o MPC revela toda a sua potencialidade. Acerca do género de restrições que se poderiam empregar ver a *Subsecção* 3.4.1 em observação 2;
- Não se pretende confinar o estudo do AGC unicamente com estes de controladores estudados, outras abordagens de controlo com técnicas de aprendizagem automática seriam úteis para completar o MPC.

De notar que esta lista de tópicos pretende apenas materializar algumas das ideias que foram surgindo no decorrer da implementação da presente dissertação, constituindo apenas uma base de trabalho, ou ponto de partida, para futuros trabalhos de investigação e desenvolvimento envolvidos na monitorização e controlo de frequência/potência activa das REE.

# Anexos

---

---

Nos anexos apresentam-se as simulações computacionais dos modelos desenvolvidos nos *Capítulos* 2 e 3 em MATLAB/*Simulink*. Primeiro expõem-se os diagramas de blocos implementados no *Simulink*, depois os *m-files* que parametrizam as áreas de controlo.

## Conteúdo dos anexos

---

Anexo 1	142
Diagrama de blocos das simulações no <i>Simulink</i>	142
Anexo 2	146
Código MATLAB	146

---

# Anexo 1

## Diagrama de blocos das simulações no *Simulink*

### Área de controlo isolada apenas com controlo primário

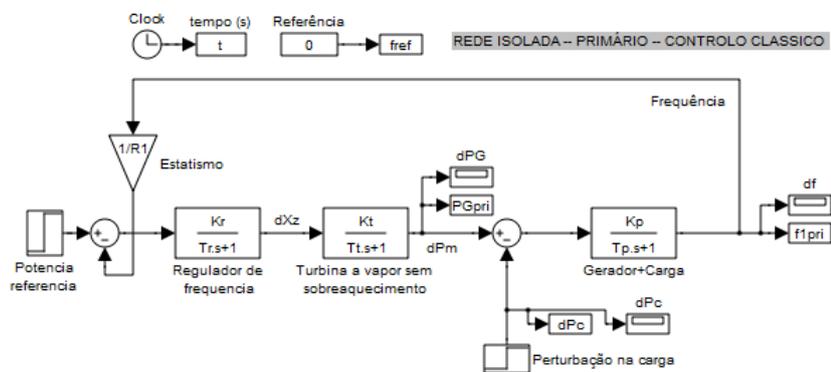


Figura A1.1 MATLAB/Simulink de uma área isolada apenas com controlo primário.

### Área de controlo isolada com controlo secundário integral

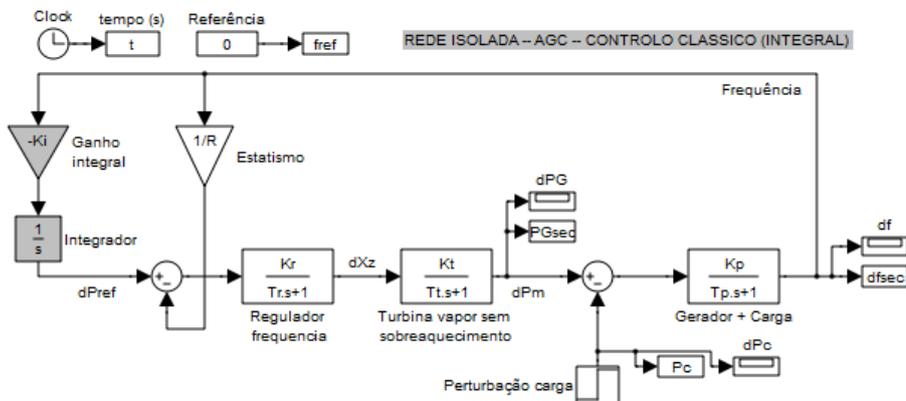


Figura A1.2 MATLAB/Simulink de uma área isolada com controlo secundário integral.

## Área de controlo isolada com controlo secundário preditivo

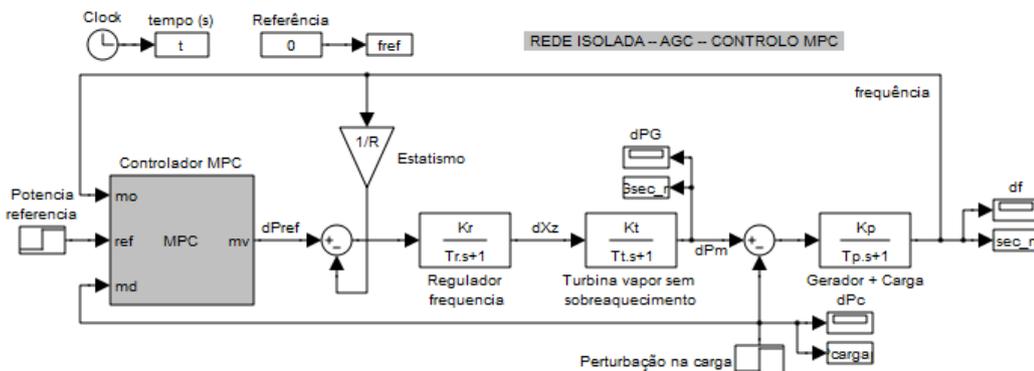


Figura A1.3 MATLAB/Simulink de uma área isolada com controlo secundário preditivo.

## Áreas de controlo interligadas apenas com controlo primário

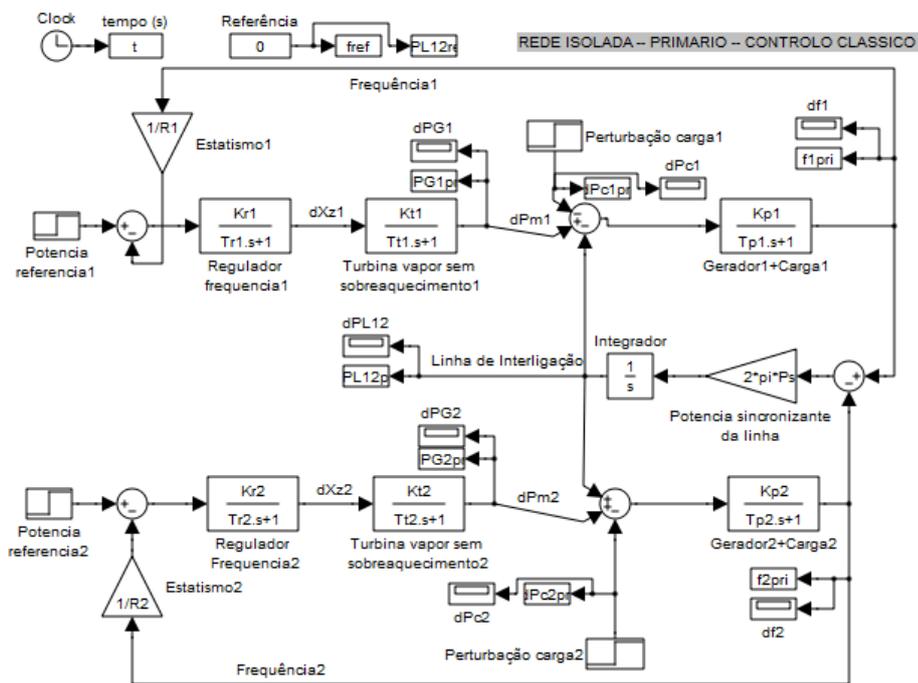


Figura A1.4 MATLAB/Simulink de duas áreas interligadas apenas com controlo primário.

## Áreas de controlo interligadas com controlo secundário integral

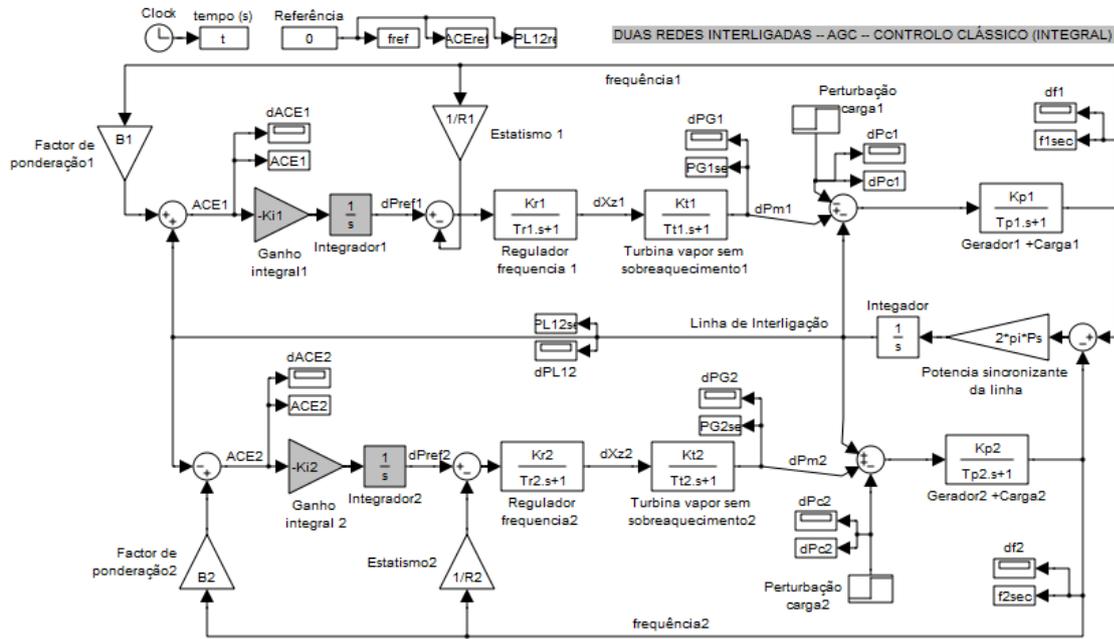


Figura A1.5 MATLAB/Simulink de duas áreas interligadas com controlo secundário integral.

## Áreas de controlo interligadas com controlo secundário MPC centralizado

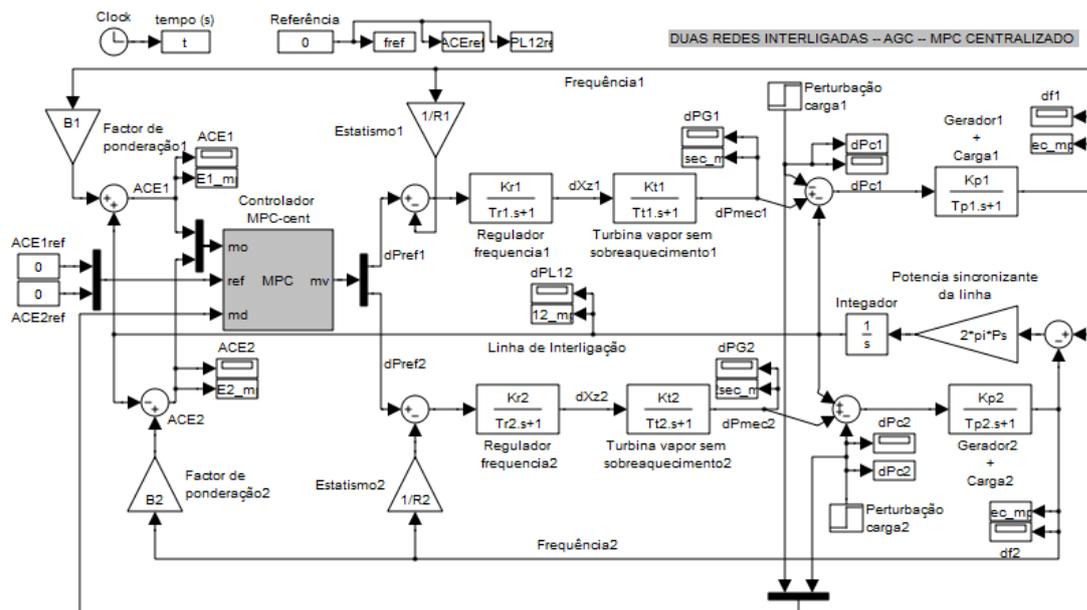


Figura A1.6 MATLAB/Simulink de duas áreas interligadas com controlo secundário MPC centralizado.



# Anexo

# 2

## Código MATLAB

### *M-file* da parametrização de uma área de controlo isolada

```

% =====
%                               PARAMETROS DE SIMULACAO
%                               DE UMA AREA ISOLADA
% =====

% ===== PARÂMETROS DA AREA DE CONTROLO =====

% DESFRAGMENTAR MEMÓRIA:

clear all
pack
clc

% ----- VALORES DE BASE:

Pbase = 1000e6;      % -> -> -> potência de base [Watt]
fbase = 50;         % Frequência de base [Hz]
wbase = 2*pi*50;    % Velocidade angular de base [rad/seg]

% -----
%                               %
fn = 50;            % Frequência nominal da area [Hz]
wn = 2*pi*50;      % Velocidade angular [rad/seg]

fpu = fn/fbase;    % frequencia em (p.u.)
wpu = wn/wbase;    % velocidade angular em (p.u.)

% ----- VALORES NOMINAIS DO SISTEMA DE POTÊNCIA
% (CARGA EQUIVALENTE + GERADOR EQUIVALENTE):

% GERADOR

Pn = 1000e6;        % -> -> -> Potência nominal do gerador [Watt]
Pcarga = 600e6;    % -> -> -> Potência activa fornecida pelo gerador [Watt]

% VALORES NOMINAIS (p.u.):

Pnpu = Pn/Pbase;
Pcargapu = Pcarga/Pbase;

% VARIAÇÃO DA POTÊNCIA DE ENTRADA DE REFa PARA O GERADOR

dPref_perc = 0/100;      % -> -> ->

% VALORES NOMINAIS (p.u.):

dPrefpu = dPref1perc*Pcargapu; % dPref - Potência de referência
%                               % fornecida à carga

```

```

% VARIAÇÃO DA POTÊNCIA NA CARGA (PERTURBAÇÃO)

dPcarga_perc = 5/100;          % -> -> ->

% VALORES NOMINAIS (p.u.):

dPcargapu = dPcarga_perc*Pcargapu;    % dPcarga - Variação
                                        % (perturbação)da potência
                                        % na carga

% ELASTICIDADE DA POTÊNCIA ACTIVA Vs FREQUÊNCIA NA CARGA:

Var_fcarga_perc = 1/100;          %
df = fn*Var_fcarga_perc;          % 1% variação da freq. (fn=50Hz)
                                        % provoca uma variação de 2% na pot.
                                        % na carga
Var_Pcarga_perc = 2/100;          %
dP = Var_Pcarga_perc*Pcarga;      % dP - Variação da Potência na carga
                                        % df - Variação da frequência na carga
D = (dP/df)*(fbase/Pbase);        % D - Elasticidade P_f da carga (p.u.)
                                        %

% GANHO E CONSTANTE DE TEMPO DA CARGA E GERADOR:

% CONSTANTE DE INERCIA DO GERADOR

H = 4;                              % H - Cte de inercia (segundos)
M = 2*H*(Pn/Pbase)/(wn/wbase);      %
                                        % M - Momento angular (p.u.)
                                        %

% CONSTANTES DA CARGA

Kp = 1/D;                            % Kp - Ganho da carga + gerador
Tp = M/D;                            % Tp - Cte tempo da carga + gerador

% ----- REGULADOR DE FREQUÊNCIA:

% ESTATISMO

R = 0.04;                            % R - Estatismo (p.u.)
                                        % (Mudança de pot. de base do regulador)
R = R*Pbase/Pn1;                    % Pbase - nova pot. de base;
                                        % Pn - Pot. de base em que se encontrava. Será a
                                        % pot. nominal do grupo gerador
                                        %

% GANHO E CONSTANTE DE TEMPO DO REGULADOR

Kr = 1;                              % Kr - Ganho do regulador de freq.
Tr = 0.1;                            % Tr - Cte tempo do regulador de freq.

% ----- TURBINA A VAPOR SEM SOBREAQUECIMENTO:

% GANHO E CONSTANTE DE TEMPO DA TURBINA

Kt = 1;                              % Kt - Ganho da turbina a vapor
Tt = 0.3;                            % Tt - Cte tempo da turbina a vapor

% ----- ENERGIA REGULADORA DA REDE E GANHO DO CONTROLADOR INTEGRAL

Er = D + 1/R;                        %
                                        % Kicrit - será o amortecimento critico
                                        % da resposta da frequência em função
                                        % da variação do controlo integral Ki

Ki_crit = Tp/Kp*(Kp/(2*Tp)*Er)^2;

                                        % Ki - Ganho integral
                                        %
                                        % Ki = 0.6*Ki_crit;
                                        % Kc - Ganho carga+gerador
                                        % Tc - Cte Tempo carga+gerador

```

**M-file da parametrização de duas áreas de controlo interligadas**

```

% =====
%                               PARAMETROS DE SIMULACAO DE
%                               DUAS AREAS DE CONTROLO INTERLIGADAS
%                               =====
% ===== PARAMETROS DAS AREAS DE CONTROLO ===== %
% DESFRAGMENTAR MEMORIA:

clear all
pack
clc

% ----- VALORES DE BASE:

Pbase = 1000e6;    % potência de base [Watt]
Ubase = 150e3;    % -> -> -> Tensão base nas barramentos [volt]
fbase = 50;      % Frequência de base [Hz]
wbase = 2*pi*50; % Velocidade angular de base [rad/seg]

% ----- VALORES NOMINAIS EM AMBAS AS AREAS DE CONTROLO:
% AC1:

Pn1 = 1000e6;    % Potencia nominal gerada por AC1 [Watt]
Un1 = 150e3;    % -> -> -> Un1 = |Un1|e^(jteta1) [Volt]
teta1 = 0*pi/180; % Angulo de defasagem da tensao no Bus1 (AC1) [rad]

% AC2:

Pn2 = 500e6;    % Potencia nominal gerada por AC2 [Watt]
Un2 = 154.5e3;  % -> -> -> Un2 = |Un2|e^(jteta2) [Volt]
teta2 = 10*pi/180; % Ângulo de defasagem da tensao no Bus2 (AC2) [rad]

% Frequencia e velocidade angular em ambas as areas

fn = 50;        % Frequência nominal nas areas [Hz]
wn = 2*pi*50;   % Velocidade angular [rad/seg]

% Potencia activa consumida pelas cargas

Pcarga1 = 600e6; % -> -> -> Pot. activa da carga consumida por AC1
Pcarga2 = 300e6; % -> -> -> Pot. activa da carga consumida por AC2

% ----- VALORES NOMINAIS (p.u.):

P1pu = Pn1/Pbase;
U1pu = Un1/Ubase;
P2pu = Pn2/Pbase;
U2pu = Un2/Ubase;

fpu = fn/fbase;
wpu = wn/wbase;

Pcarga1pu = Pcarga1/Pbase;
Pcarga2pu = Pcarga2/Pbase;

% Variacao da potencia de referencia e da carga

dPref1_perc = 0/100; %
dPref1pu = dPref1_perc*Pcarga1pu; %
% dPref - Potência de referência
% fornecida à carga
dPref2_perc = 0/100; %
dPref2pu = dPref2_perc*Pcarga2pu; %

```

```

dPcarga1_perc = 20/100;
dPcarga1pu = dPcarga1_perc*Pcarga1pu;
dPcarga2_perc = 5/100;
dPcarga2pu = dPcarga2_perc*Pcarga2pu;

% ----- ELASTICIDADE DA POTÊNCIA ACTIVA Vs FREQUÊNCIA NA CARGA:

% AC1:

Var_fcarga1_perc = 1/100;
df1 = fn*Var_fcarga1_perc;

Var_Pcarga1_perc = 2/100;
dP1 = Var_Pcarga1_perc*Pcarga1;

D1 = (dP1/df1)*(fbase/Pbase);

% AC2:

Var_fcarga2_perc = 1/100;
df2 = fn*Var_fcarga2_perc;

Var_Pcarga2_perc = 1/100;
dP2 = Var_Pcarga2_perc*Pcarga2;

D2 = (dP2/df2)*(fbase/Pbase);

% ---GANHO E CONSTANTE DE TEMPO DA CARGA EQUIVALENTE E GERADOR EQUIVALENTE:

% AC1:

H1 = 4.0;
M1 = 2*H1*(Pn1/Pbase)/(wn/wbase);

Kp1 = 1/D1;
Tp1 = M1/D1;

% AC2:

H2 = 3.0;
M2 = 2*H2*(Pn2/Pbase)/(wn/wbase);

Kp2 = 1/D2;
Tp2 = M2/D2;

% ----- REGULADOR DE FREQUÊNCIA:

% AC1:

R1 = 0.04;
R1 = R1*Pbase/Pn1;

Kr1 = 1;
Tr1 = 0.1;

% AC2:

R2 = 0.05;
R2 = R2*Pbase/Pn2;

Kr2 = 1;
Tr2 = 0.075;

% ----- TURBINA A VAPOR SEM SOBREAQUECIMENTO:

```



# Bibliografia

---

---

AEMO (2010). "*An Introduction to Australia's National Electricity*", Australia.

ANDERSON, Goran (2012). "*Dynamics and Control of Electric Power Systems*", Lectures, ETH/SFITZ, Zurich, Switzerland.

BARBOSA, F. Maciel (2008). "*Controlo Automático de Geração - AGC -*", *Power Point*, Supervisão e Controlo de sistemas Eléctricos, MIEEC, FEUP, Porto.

CADETE, Filipe (2011). "*Distributed Predictive Control of a Water Delivery Canal*", Tese de Mestrado, MEEC, IST, Lisboa.

COSTA, Andréa L. (2004). "*Alocação Ótima Conjunta de Energia e Reservas Operativas Baseada em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico*", Tese de Doutoramento, UFSC, Santa Catarina, Brasil.

COSTA, A. Simão (2009). "*Operação Interligada de Sistemas Eléctricos - Cap. 4 & Cap. 6*", Sebenta, UFSC, Santa Catarina, Brasil.

DAS, Debapriya (2006). "*Electrical Power Systems*", New Age International Publishers, New Delhi, India.

DAVID, Fabri (2003). "*Características Operativas do Controlo Automático de Geração em um Cenário Competitivo*", Tese de Mestrado, UNIFEI, Itajubá, Brasil.

DING, Bao-Cang (2010). "*Modern Predictive Control*", CRS Press, New York, USA.

ELGERD, Olle L. (1976). "*introdução à teoria de sistemas de energia electrica*", McGraw-Hill, Electric Energy Systems Theory, Brasil.

FAMBRINI, Valentina & MARTINEZ, C. Ocampo (2009). "*Modelling and Decentralized Model Predictive Control of Drinking Water Networks — The Barcelona Case Study*", Technical Report, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, Spain.

FERREIRA, J. André (1996). "*Comportamento de uma Rede Eléctrica perante perturbações do equilíbrio Produção-Consumo, Regulação de Frequência-Potência*", REN, Sacavém.

FERREIRA, Carlos (2005). "*Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas Eléctricos de Energia Utilizando Formulações Híbridas*", Tese de Doutoramento, FEUP, Porto.

FINDEISEN, Rolf & ALLGOWER, Frank (2002). "*An Introduction to Linear Model Predictive Control*", paper, University of Stuttgart, Stuttgart, Germany.

## Bibliografia

- GOMES, F. Chagas (2003). "*Produção e Transporte de Energia*", Sebenta, DEEA, ISEL, Lisboa.
- GRUNE, Lars & PANNEK, Jurgen (2011). "*Nonlinear Model Predictive Control — Theory and Algorithms*", Springer, Communications and Control Engineering, London, England.
- HENDRICKS, Elbert *et al.* (2008). "*Linear Systems Control — Deterministic and Stochastic Methods*", Springer, Germany.
- HOLKAR, K. S. & WAGHMARE, L. M. (2010). "*An Overview of Model Predictive Control*", International Journal of Control and Automation, vol. 3, nº 4, India.
- IGREJA, José M. (2005). "*Tecnologias Avançadas para Controlo de Processos Químicos*", Dissertação à vaga de professor-coordenador, DEQ, ISEL, Lisboa.
- IGREJA, José M. (2010). "*Seminário em Controlo Preditivo*", Power Point, DEEA, ISEL, Lisboa.
- KUNDUR, Prabha (1994). "*Power System Stability and Control*", McGraw-Hill, Electric Power Research Institute, New York, USA.
- LEMONS, J. M. & BERNARDINO A. (2007). "*Modelos em Controlo por Computador*", sebenta de Modelação, Identificação e Controlo Digital, MEEC, IST, Lisboa.
- LOPES, J. A. Peças (2003). "*Gestão dos Serviços do Sistema*", Power Point, Produção e Transporte de Energia 2, MIEEC, FEUP, Porto.
- LUCUS, Bogdan *et al.* (2005). "*Load-Frequency Control - UCTE Operations Handbook*", Sebenta, MEEC, FEUP, Porto.
- MACHADO, J. A. (2007). "*Modelação e Controlo de Sistemas dinâmicos*" - Guião do trabalho laboratorial nº 4, MEEC, ISEP, Porto.
- MACHOWSKI, Jan *et al.* (2008). "*Power System Dynamics: Stability and Control*", John Wiley & Sons Publications, 2<sup>nd</sup> ed., New York, USA.
- MELO, Zagalo (1997). "*Máquinas Térmicas e Hidráulicas*", Sebenta, DEEA, ISEL, Lisboa.
- MIRAGAIA, Rolando *et al.* (2008). "*Sistema de controlo de posição de um veículo*", Projecto de Sistemas de Processamento e Controlo Digital, INESQ.
- MOREIRA, António (2002). "*Controlo Preditivo*", Sebenta, MIEEC, FEUP, Porto.
- MURTY, P. S. R. (2008). "*Operation and Control in Power Systems*", BS Publications, Hydedad, India.
- NEGENBORG, R. R. (2007). "*Multi-Agente Preditive Control with Applications to Power Network*", PhD Thesis, Delft University of Technology, Netherland.

- OGATA, katsuhiko (1997). "*Engenharia de Controlo Moderno*", Prentice-Hall do Brasil, 3<sup>rd</sup> ed., Rio de Janeiro, Brasil.
- OLIVEIRA, Lucas B. (2008). "*Otimização e Controlo Distribuído de Fracções de Verde em Malhas Viárias Urbanas*", Tese de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Brasil.
- PAULO, Alexandre R. (2010). "*Controlo Preditivo Sobre Redes de Sensores e Actuadores Sem Fios com Tolerância a Falhas de Comunicação*". Tese de Mestrado, UNL, FCT, Lisboa.
- PAIM, Anderson (2009). "*Controlo Preditivo Realimentado por Estados Estimados, Aplicado a uma Planta Laboratorial* ", Tese de Mestrado, UFRGS, Porto Alegre, Brasil.
- PAIVA, Sucena (2007). "*Redes de energia eléctrica , uma análise sistémica* ", IST Press, 2<sup>a</sup> ed., Lisboa.
- PEIXOTO, Getúlio P. (2008). "*Identificação Difusa e Controlo Preditivo do Processo de Fermentação Alcoólica*", Tese de Mestrado, Universidade do Minho, Escola de Engenharia, Braga.
- PESTANA, Rui (2006). "*Incidente na rede UCTE - Consequências em Portugal*", artigo, REN, Divisão Gestor do Sistema, Lisboa.
- SCHERER, Helton F. (2009). "*Controlo Preditivo com Optimização Distribuída Aplicado a Colunas de Destilação*", Tese de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Brasil.
- SOUSA, Jorge A. M. (2010). "*Despacho Económico; Comissionamento de Grupos; Bombagem*", Sebenta à disciplina de Mercados de Energia, DEEA, ISEL, Lisboa.
- TORRES, Pedro M. C. (2004). "*Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Eletricidade*", Tese de Mestrado, MEEC, IST, Lisboa.
- UCTE (2004). "A1- Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance"
- VASCONCELOS, Maria (2007). "*Avaliação e Controlo de Segurança de Redes Interligadas com Grande Penetração Eólica com base em Métodos de Aprendizagem Automática* ", Tese de Doutoramento, DEEC, FEUP, Porto.
- VENKAT, Aswin N. *et al.* (2006). "*Distribute MPC Strategies With Applications to Power Systems Automatic Generation and Control* ", TWMCC Technical report number 2006-05, Wisconsin, USA.
- VENKAT, Aswin N. *et al.* (2008). "*Distribute MPC Strategies With Applications to Power Systems Automatic Generation and Control* ", IEEE Transactions on Control Systems Technology, vol. 16, nº 6.
- VOURINEM, Asko (2007). "*Frequency Control and Regulating Reserves*", *Power Point*, Finland.
- WANG, Liuping (2009). "*Model Predictive Control System Design and Implementation Using MATLAB*", Springer Publications, London, England.

## *Bibliografia*

WOOD, Allen J. *et al.* (1996). "*Power Generation, Operation, and Control* ", Jonh Wiley & Sons Publications, 2<sup>nd</sup> ed., New York, USA.

YOUSUF, Muhammad S. *et al.* (2010). "*PSO based Single and Two Interconnected Area Predictive Automatic Generation Control*", WSEAS TRANSACTIONS on SYSTEMS and CONTROL, Kingdom of Saudi Arabia.

ZHANG, Yan & LI, Shaoyuan (2006). "*Networked model preditive control based on neighborhood optimization for serially connected large-scale process*", ELSEVIER, Journal of Process Control, n° 17.