

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA / CONTROLE E AUTOMAÇÃO**

**DANIEL PEREIRA FILHO
GUILHERME FARIA SCHMIDT**

**CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO CONSIDERANDO
TURBINAS TÉRMICAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CURITIBA
2015**

DANIEL PEREIRA FILHO
GUILHERME FARIA SCHMIDT

**CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO CONSIDERANDO
TURBINAS TÉRMICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC 2, do curso de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e Engenheiro de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito
Coorientador: Prof. Dr. Rafael Fontes Souto

**CURITIBA
2015**

Daniel Pereira Filho
Guilherme Faria Schmidt

Controle Automático de Geração Considerando Turbinas Térmicas

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e Engenheiro de Controle e Automação do curso de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 26 de novembro de 2015.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Prof. Paulo Sérgio Walenia, Esp.
Coordenador de Curso
Engenharia de Controle e Automação

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Rafael Fontes Souto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Coorientador

BANCA EXAMINADORA

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Rafael Fontes Souto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gustavo Oliveira, Dr.
Universidade Federal do Paraná

Roman Kuiava, Dr.
Universidade Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradecemos a força e a coragem concebida por Deus, essencial para o início, realização e conclusão de todas as etapas e metas presentes em nossas vidas.

Agradecemos e dedicamos ao professor Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito, por todos os seus ensinamentos, paciência, apoio, disponibilidades e dedicação em sua orientação, a qual foi de extrema importância para a realização deste Trabalho de Conclusão de Curso. Nestes agradecimentos, também gostaríamos de incluir os professores participantes da banca examinadora, pelas importantes considerações acerca da realização deste trabalho, em especial, a dedicação do professor Dr. Rafael Fontes Souto, o qual por meio de seu amplo conhecimento nos auxiliou no desenvolvimento deste trabalho.

Com relação aos nossos familiares, amigos e todos aqueles que participaram direta ou indiretamente de parte de nossa formação e de todos os acontecimentos de nossas vidas, são considerados por nós como a base para que tudo o que desejamos e nos dispusermos a fazer possa ser realizado.

RESUMO

FILHO, Daniel P.; SCHMIDT, Guilherme F. **Controle Automático de Geração Considerando Turbinas Térmicas**. 2015. 112 pp. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia de Controle e Automação e Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

Este trabalho de conclusão de curso apresenta um estudo teórico e resultados de simulações computacionais sobre o problema de estabilidade de frequência e controle automático de geração (CAG), envolvendo cenários como uma única máquina atendendo a variação de uma única carga, sistemas multimáquinas e duas áreas de controle interligadas. O desenvolvimento deste trabalho contempla a modelagem dinâmica dos elementos que participam da variação de frequência do sistema elétrico, para os diversos cenários considerados. Este estudo considera a utilização de turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento, abordando desta forma o problema e a atuação dos tipos de controladores envolvidos no controle da estabilidade de frequência, mediante entradas ou saídas de carga do sistema, variações estas que afetam o comportamento dinâmico das unidades geradoras. Para as simulações, utilizou-se a ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, na qual foi possível representar a malha de controle de carga-frequência por meio de diagrama de blocos, considerando diversos cenários a fim de realizar as análises pertinentes e as conclusões a respeito do assunto.

Palavras-chave: Controle Automático de Geração. Turbinas Térmicas a Vapor Sem Reaquecimento. Estabilidade de Frequência. Malha de Controle de Carga-Frequência.

ABSTRACT

FILHO, Daniel P.; SCHMIDT, Guilherme F. **Automatic Generation Control Considering Thermal Turbines**. 2015. 112 pp. Final dissertation (Bachelor Degree) – Control and Automation Engineering and Electrical Engineering. Federal Technological University of Paraná, Curitiba, 2015.

This document presents a theoretical study and results of computer simulations about the frequency stability problem and automatic generation control (CAG), involving scenarios as a single machine serving a single load variation, multi-machine systems and two interconnected control areas. The development of this document includes the dynamic modeling of the elements participating in the electrical system frequency variation for the different scenarios considered. This study considers the use of thermal steam turbine without reheating, addressing in this way the problem and the actions of the types of controllers involved in controlling frequency stability by inputs or system load outputs, which affect the dynamic behavior of the generating units. For the simulations, it was used the SIMULINK tool of MATLAB software, in which it was possible to represent the load-frequency control loop by means of block diagram, considering different scenarios in order to perform the relevant analyzes and conclusions about the subject.

Keywords: Automatic Generation Control. Thermal Steam Turbines Without Reheating. Frequency Stability. Load-Frequency Control Loop.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Exemplo típico de curva diária de carga.....	19
Figura 1.2: Curva de frequência do sistema elétrico brasileiro no dia 19/01/15, das 14h30 às 15h30.....	21
Figura 1.3: Variação da energia disponibilizada e consumo final entre os anos de 2012 e 2013.	22
Figura 1.4: Contribuição de fontes de energia na potência gerada pela matriz energética nacional entre os anos de 2012 e 2013, expressa em MW.....	23
Figura 2.1: Gerador e elementos básicos que atuam no controle de velocidade de uma máquina atendendo uma carga.....	26
Figura 2.2: Máquina Síncrona.....	27
Figura 2.3: Diagrama de blocos da interligação da máquina síncrona e o sistema de potência.	31
Figura 2.4: Turbina térmica com vários estágios de pressão em eixo único.....	32
Figura 2.5: Tubulação de vapor.....	34
Figura 2.6: Configuração básica de uma turbina a vapor com reaquecimento.....	36
Figura 2.7: Representação por diagrama de blocos de uma turbina a vapor com reaquecimento.	36
Figura 2.8: Regulador de Velocidade Isócrono.....	41
Figura 2.9: Diagrama de blocos de um Regulador de Velocidade Isócrono.....	41
Figura 2.10: Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.....	43
Figura 2.11: Diagrama de blocos de um Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.	43
Figura 2.12: Níveis de ajustes de referência de carga considerando $R=5\%$	45
Figura 2.13: Diagrama de blocos da regulação primária.....	47
Figura 2.14: Diagrama de blocos da regulação primária e funções de transferência.....	47
Figura 2.15: Diagrama de blocos simplificado da regulação primária.....	47
Figura 2.16: Diagrama de blocos do termo integrador responsável pela regulação secundária.	49
Figura 2.17: Diagrama de blocos de um sistema de potência com Controle Automático de Geração.....	50
Figura 3.1: Área de controle considerando a participação de N máquinas.....	53
Figura 3.2: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com regulação primária, considerando uma única máquina equivalente.....	53
Figura 3.3: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com regulação primária, considerando n máquinas.....	54
Figura 3.4: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com Controle Automático de Geração, considerando n máquinas e os fatores de participação α para cada regulação secundária.....	55
Figura 3.5: Sistema de potência com duas áreas de controle interligadas.....	57
Figura 3.6: Diagrama unifilar do sistema de potência com duas áreas de controle ...interligadas.	58
Figura 3.7: Diagrama de blocos do sistema de potência com duas áreas eminentemente térmicas interligadas e regulação primária.....	60
Figura 3.8: Diagrama de blocos do sistema de potência com duas áreas eminentemente térmicas interligadas e Controle Automático de Geração.....	63
Figura 4.1: Faixas de atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência, com base nos procedimentos de rede do ONS.....	65
Figura 4.2: Diagrama de blocos de um sistema de potência sem controle.....	66
Figura 4.3: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência sem controle.....	67

Figura 4.4: Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário.....	68
Figura 4.5: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle primário.....	68
Figura 4.6: Curva de variação da frequência em Hz x tempo, de um sistema de potência com controle primário.....	69
Figura 4.7: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle primário, considerando perda de carga.....	70
Figura 4.8: Curva de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência com controle primário.....	71
Figura 4.9: Curva de variação da posição da válvula de admissão do fluido à turbina x tempo, de um sistema de potência com controle primário.....	71
Figura 4.10: Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle secundário.....	73
Figura 4.11: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário.....	73
Figura 4.12: Curva de variação da frequência em Hz x tempo, de um sistema de potência com controle secundário.....	74
Figura 4.13: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, considerando perda de carga.....	75
Figura 4.14: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valores de R diferentes.....	76
Figura 4.15: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor alto de R.....	76
Figura 4.16: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor baixo de R.....	77
Figura 4.17: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valores de K diferentes.....	78
Figura 4.18: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor alto de K.....	78
Figura 4.19: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário e entrada de carga de 0,1 pu.....	79
Figura 4.20: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência apenas com controle primário e de um sistema de potência com controle secundário.....	80
Figura 4.21: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário e secundário.....	81
Figura 4.22: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando apenas com controle primário (ganhos de CAG nulos).....	82
Figura 4.23: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (duas máquinas) e secundário (uma máquina), $K=10$	83
Figura 4.24: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (duas máquinas) e secundário (uma máquina), $K=30$	84
Figura 4.25: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, uma com 100% de CAG e as outras duas apenas com controle primário.....	85
Figura 4.26: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (uma máquina) e secundário (duas máquinas), $K=30$	86
Figura 4.27: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, uma apenas com controle primário e as outras duas com 30% e 70% de CAG.....	87

Figura 4.28: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, com valores de K diferentes.	88
Figura 4.29: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando duas áreas de controle interligadas.	90
Figura 4.30: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.	92
Figura 4.31: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.	93
Figura 4.32: Curva de variação da potência ativa de intercâmbio x tempo entre duas áreas interligadas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.	94
Figura 4.33: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.	95
Figura 4.34: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.	96
Figura 4.35: Curva de variação da potência ativa de intercâmbio x tempo entre duas áreas interligadas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.	97
Figura 4.36: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 0,5 pu na área 1 e 1 pu na área 2.	98
Figura 4.37: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando duas áreas de controle interligadas e várias unidades geradoras.	99
Figura 4.38: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1, considerando várias unidades geradoras.	101
Figura 4.39: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1, considerando várias unidades geradoras.	102
Figura 4.40: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2, considerando várias unidades geradoras.	103
Figura 4.41: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2, considerando várias unidades geradoras.	104

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Valores dos parâmetros utilizados na simulação para malha sem controle.....	66
Quadro 2: Valores dos parâmetros utilizados nas simulações da malha de regulação primária.	67
Quadro 3: Valores dos parâmetros utilizados nas simulações da malha de regulação secundária (CAG).....	72
Quadro 4: Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de sistemas multimáquinas.	81
Quadro 5: Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de áreas interligadas.	89
Quadro 6: Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de áreas interligadas para o sistema expandido.....	100

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CAG	Controle Automático de Geração
ECA	Erro de Controle de Área
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

LISTA DE SÍMBOLOS

- J = momento de inércia do conjunto gerador-turbina, [kg.m²];
- ω_m = velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad /s];
- T_a = torque acelerante, [N.m];
- t = tempo, [s];
- T_m = torque mecânico, [N.m];
- T_e = torque elétrico, [N.m];
- ω_{0m} = velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos, [rad/s];
- S_N = potência aparente nominal (base) da máquina, [VA];
- ω_r = velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s];
- ω_0 = velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos, [rad/s];
- $\bar{\omega}_r$ = velocidade angular elétrica do rotor, [pu];
- N_p = número de pares de polos;
- $\overline{\Delta P_m}$ = variação da potência mecânica total, [pu];
- $\overline{\Delta P_e}$ = variação de potência elétrica total, [pu];
- $\overline{\Delta P_c}$ = variação da carga não sensível à frequência, [pu];
- D = coeficiente de amortecimento da carga com a frequência;
- $\overline{T_m}$ = torque mecânico, [pu];
- H = constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina;
- $W = V\rho$ = peso do vapor na tubulação, [kg];
- V = volume da tubulação, [m³];
- ρ = densidade do vapor, [kg/m³];
- Q_{ENT} = fluxo de vapor de entrada, [kg/s];
- Q_S = fluxo de vapor de saída, [kg/s];
- t = tempo, [s];
- P = pressão do vapor na tubulação, [kPa];
- Q_0 = fluxo de saída correspondente à pressão P_0 , [kg/s];
- P_0 = pressão do vapor na tubulação em regime permanente, [kPa];
- T_{CH} = constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor e tubulação de entrada do estágio de alta pressão, [s];
- T_{RH} = constante de tempo associada ao reaquecedor, [s];

T_{CO} = constante de tempo associada à tubulação de vapor e à tubulação de entrada do estágio de baixa pressão, [s];

T_m = torque total da turbina em pu da máxima potência da turbina;

T_{mc} = torque mecânico total da turbina em pu da base MVA comum;

$P_{MÁX}$ = potência máxima da turbina em MW;

F_{AP} = fração da potência total da turbina gerada pelo estágio de alta pressão;

F_{PI} = fração da potência total da turbina gerada pelo estágio de pressão intermediária;

F_{BP} = fração da potência total da turbina gerada pelo estágio de baixa pressão;

MVA_{base} = base MVA comum;

VC = válvula de controle;

VI = válvula interceptadora;

R = estatismo do regulador de velocidade com queda de velocidade;

K = ganho do integrador do controle automático de geração;

ω_{nl} = velocidade em regime permanente com carga zero, [pu];

ω_{fl} = velocidade em regime permanente com 100% de carga, [pu];

ω_o = velocidade nominal, [pu];

T_G = constante de tempo do regulador de velocidade com queda de velocidade, [s];

α = fator de participação para o controle automático de geração em um sistema multimáquinas;

X_{int} = reatância da linha de interligação, [pu];

E = tensão interna gerada, [pu];

δ = ângulo do rotor, [pu];

T = coeficiente de torque sincronizante, [pu];

ΔT = transferência de potência entre áreas de controle, [pu];

B = *bias* de frequência ou ponderação da frequência, [pu];

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	TEMA	15
1.1.1	Delimitação do Tema.....	17
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	17
1.3	OBJETIVOS	19
1.3.1	Objetivo Geral	19
1.3.2	Objetivos Específicos	20
1.4	JUSTIFICATIVA	20
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	24
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2	MODELAGEM DINÂMICA DOS ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA	26
2.1	GERADOR ELÉTRICO	26
2.2	TURBINA TÉRMICA A VAPOR.....	31
2.2.1	Função de Transferência de uma Tubulação de Vapor	33
2.2.2	Modelo de Turbina Térmica a Vapor	36
2.3	REGULADOR DE VELOCIDADE	40
2.4	REGULAÇÃO PRIMÁRIA.....	46
2.5	CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO (CAG)	49
3	SISTEMAS INTERLIGADOS E MULTIMÁQUINAS	52
3.1	SISTEMAS MULTIMÁQUINAS.....	52
3.2	SISTEMAS INTERLIGADOS.....	56
3.2.1	Definição de Área de Controle.....	56
3.2.2	Modelo para Interligação de Áreas de Controle.....	57
3.2.3	Erro de Controle de Área (ECA)	61
4	SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES DOS RESULTADOS OBTIDOS	64
4.1	ANÁLISE DA MALHA SEM CONTROLE.....	66
4.2	ANÁLISE DA MALHA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA	67
4.3	ANÁLISE DA MALHA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA (CAG)	72
4.4	ANÁLISE EM SISTEMA MULTIMÁQUINAS	81
4.5	ANÁLISE EM ÁREAS INTERLIGADAS	88
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	105
5.1	CONCLUSÃO.....	105
5.2	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	106
	REFERÊNCIAS	108
	ANEXOS	110

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Os sistemas elétricos de potência são sistemas dinâmicos não lineares extremamente complexos, em que a cada instante observa-se uma variação nas cargas (impactos de carga) conectadas aos diversos barramentos existentes nesses sistemas, gerando um constante desequilíbrio entre geração e carga.

Considerando esse contexto, segundo Vieira Filho (1984), verifica-se a necessidade de um constante restabelecimento do estado de equilíbrio, o que pode ser obtido por meio da utilização de um sistema de controle adequado aplicado à geração. Este sistema de controle irá atuar no sentido de compensar os efeitos causados na frequência elétrica pelo desequilíbrio entre geração e carga, com o intuito de equilibrá-la a maior parte do tempo possível, sendo de extrema importância para a eficiência do sistema elétrico em questão.

Como o sistema elétrico necessita de uma ação contínua de controle, essa tarefa seria praticamente inexecutável, por parte dos operadores, caso tivessem que realizá-la manualmente. Dessa forma, para se alcançar a confiabilidade, continuidade e qualidade dos sistemas elétricos de potência, deve-se fazer o uso de um sistema de controle automático, que propicia, dentre outros (Vieira Filho, 1984):

- a manutenção da frequência do sistema de potência constante;
- a manutenção dos intercâmbios/transferências de potência;
- o auxílio de subsistemas que estejam em situação de carência de geração com relação às suas cargas (garantindo que tanto o sistema supridor quanto o receptor não tenham suas operações prejudicadas);
- e evitar a instabilidade do sistema através de ajustes indevidos.

Para atender os requisitos operativos dos sistemas elétricos de potência, normalmente são utilizadas duas malhas principais nos sistemas de controle

das máquinas síncronas (geração): uma malha de controle de potência reativa – tensão (conhecida como malha QV, ou malha de controle de tensão) e uma malha de controle de potência ativa-frequência (conhecida como malha Pf ou malha de controle de carga/frequência).

“No projeto e na operação de tais malhas, o problema da estabilidade dinâmica tem se mostrado de crucial importância e, neste sentido, os ajustes adequados dos parâmetros dos sistemas de controle permitem um melhor desempenho para o sistema de potência.” (Lora e Nascimento, 2004).

A malha Pf desempenha um papel fundamental no controle da frequência do sistema, no controle da potência ativa gerada pelas unidades geradoras e na transferência dessa potência entre os sistemas interligados. Divide-se em: regulação primária, regulação secundária e regulação terciária.

A regulação primária, segundo Lora e Nascimento (2004), representa a “tropa de frente” desses sistemas de controle, atuando no sentido de elevar ou reduzir a potência mecânica gerada quando a frequência se distancia da frequência de referência. Esta regulação representa grande importância na continuidade operativa do sistema de potência. Com ela, é possível obter de forma rápida o equilíbrio entre carga e geração, quando há ocorrência de impactos de carga nos sistemas elétricos. Porém, esta primeira regulação estabilizará o sistema em uma frequência diferente da originalmente programada (nominal).

A regulação secundária representa um ajuste/refinamento do controle, corrigindo o erro gerado pela regulação anterior através de ações de controle integral e estabilizando a frequência do sistema em seu valor nominal. Esta regulação é conhecida como Controle Automático de Geração (CAG). Já a regulação terciária está ligada ao problema de despacho econômico e não será considerada nesse estudo.

O escopo desse trabalho está no estudo do CAG considerando turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento, as quais apresentam considerável participação na matriz energética brasileira. Seu modelo matemático é mais simplificado que o modelo típico das turbinas hidráulicas.

Vale destacar que a malha QV também representa grande importância no comportamento dinâmico dos sistemas elétricos de potência, merecendo uma análise mais detalhada em outro estudo.

1.1.1 Delimitação do Tema

Assim como explanado, o foco deste Trabalho de Conclusão de Curso será o estudo do CAG considerando turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento através da regulação secundária de velocidade que atua na estabilização, no maior período de tempo possível, da frequência elétrica nominal.

Para este estudo serão contempladas simulações e análises envolvendo essa malha de controle utilizando o *software* MATLAB no qual, por meio da ferramenta SIMULINK, serão construídos diagramas de blocos representativos da malha de controle, os quais auxiliarão no entendimento e na conclusão dos resultados obtidos pelo controle automático implementado.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Para haver um desequilíbrio entre geração e carga, pode-se supor um aumento abrupto na carga do sistema. Nesse instante, a potência ativa consumida é maior que a potência ativa gerada pelas unidades geradoras, culminando em uma situação de déficit do sistema. Se os consumidores permanecerem conectados ao sistema (o que geralmente acontece), esse aumento do consumo é suprido por meio da utilização de parte da energia cinética do eixo da turbina, provocando a redução da velocidade das máquinas e, conseqüentemente, da frequência.

Esse fato ilustra uma característica inerente aos sistemas elétricos de potência, que é a capacidade de alcançar o equilíbrio por si só, também denominada de Regulação Própria do Sistema. Segundo Vieira Filho (1984), variações de frequência de grande porte (inadmissíveis) seriam experimentadas, caso o sistema dispusesse apenas de sua capacidade de regulação própria.

Exatamente por essa razão, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação automática de velocidade (regulação primária), denominados reguladores de velocidade, que atuam no sentido de fazer com que o sistema atinja um estado de equilíbrio mais adequado, elevando ou reduzindo a potência mecânica gerada pela unidade, quando a velocidade (frequência) se afasta de seu valor nominal. Assim, quando há uma redução da frequência do sistema, ocasionada por um aumento de carga, por exemplo, os reguladores atuam elevando a geração das unidades geradoras. Em contrapartida, no caso de um aumento da frequência, esses mesmos reguladores promovem uma redução da geração.

Contudo, a utilização dos reguladores de velocidade junto às turbinas produz um erro de frequência em regime permanente, quando da ocorrência de impactos de carga. Assim, a frequência se estabiliza em um valor diferente da original (frequência de pré-impacto). Esse erro é agravado em decorrência de impactos sucessivos de carga, indicando que o uso exclusivo da regulação primária pode conduzir e estabilizar o sistema em um ponto de operação com níveis inaceitáveis de frequência.

No sentido de recuperar o valor nominal da frequência elétrica do sistema, faz-se necessária a utilização de um controle suplementar ou Controle Automático de Geração (elemento de estudo desse trabalho), o qual, segundo Lora e Nascimento (2004), deve possuir as seguintes especificações:

- deve ser estável;
- deve fazer com que a frequência retorne ao valor nominal, após a ocorrência de impactos de carga;
- deve ser de fácil implementação e operação.

Outro ponto que merece destaque e que mostra as dificuldades na definição de um Controle Automático de Geração adequado diz respeito à variabilidade das próprias características da carga, tanto com relação aos aumentos (decréscimos) ao longo do tempo, quanto de sua dependência em relação à frequência. A Figura 1.1 mostra um exemplo típico de curva diária de carga.

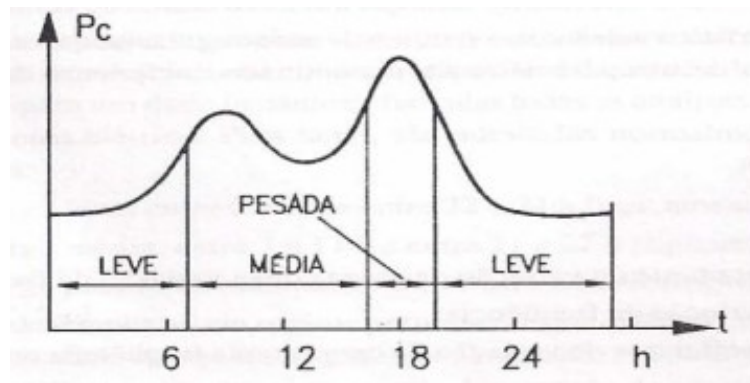


Figura 1.1: Exemplo típico de curva diária de carga.

Fonte: Lora e Nascimento, 2004.

A partir da Figura 1.1, observa-se que o sistema elétrico de potência é submetido a períodos com diferentes características de carga (leve, média ou pesada) e com variação quantitativa das mesmas ao longo de uma jornada, de forma que a variação de algumas cargas com a frequência ocorre de maneira inteiramente diversa ao longo do dia (Lora e Nascimento, 2004).

Com isso, o desenvolvimento de um sistema de controle eficiente e confiável deve levar em conta fatos dessa natureza e ser capaz de adaptar, a cada instante, o programa de geração ao comportamento da carga.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar o Controle Automático de Geração considerando turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento por meio da simulação de cenários utilizando o *software* MATLAB e a ferramenta SIMULINK, seguida da análise dos respectivos resultados.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar a representação matemática adequada dos elementos que compõem o sistema de controle de carga e frequência: os geradores elétricos, os reguladores de velocidade, as turbinas e o CAG.
- Estudar de forma detalhada a modelagem matemática (dinâmica) das turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento.
- Simular através do *software* MATLAB, por meio da ferramenta SIMULINK, cenários que mostrem a atuação do CAG em sistemas elétricos de potência.
- Efetuar simulações considerando unidades térmicas pertencentes à mesma área de controle e, também, a duas áreas de controle distintas (sistemas interligados).

1.4 JUSTIFICATIVA

Manter a frequência de um sistema elétrico de potência estável está intimamente ligado à qualidade do fornecimento da energia que é gerada no mesmo, destinada a atender todas as cargas conectadas ao sistema independentemente da variabilidade das mesmas durante um determinado período de tempo. De acordo com Kundur (1994), fatores como frequência constante, tensão constante e nível de confiabilidade são requisitos mínimos que um sistema deve possuir para apresentar qualidade de fornecimento de energia.

O problema de estabilidade de frequência é recorrente, como se pode observar no gráfico apresentado na Figura 1.2 elaborado pelo ONS, relacionado à ocorrência do dia 19 de Janeiro de 2015, em que se presenciou uma carga muito elevada de verão, saída de operação de diversas unidades geradoras, solicitação de cortes manuais de carga e grandes variações de frequência em relação à frequência nominal do sistema de 60 Hz.

Gráfico de frequência dia 19/01/2015, das 14h30 às 15h30.

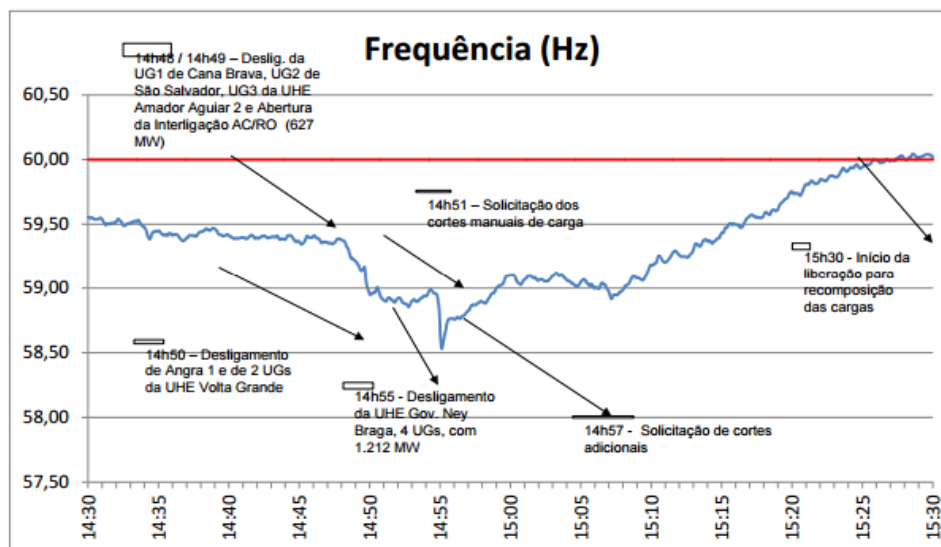


Figura 1.2: Curva de frequência do sistema elétrico brasileiro no dia 19/01/15, das 14h30 às 15h30.

Fonte: ONS, 2015.

Em meio ao cenário energético brasileiro atual, a necessidade de geração de energia elétrica proveniente de fontes distintas da energia hidráulica torna-se cada vez maior e mais presente nas pautas de discussões acerca desse assunto. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), fatores como o grande crescimento populacional, vinculado com a evolução da economia e com a expansão do setor industrial, acarretam considerável aumento do consumo de energia elétrica.

De acordo com dados da síntese do Balanço Energético Nacional 2014 (BEN 2014), tendo como base o ano de 2013, por meio de uma análise da Figura 1.3, pode-se observar que o crescimento da energia disponibilizada foi superior ao crescimento do consumo final entre os anos de 2012 e 2013. Este fato mostra a inserção de outras fontes de geração de energia elétrica, com o intuito de atender a demanda de potência nacional, na matriz energética brasileira, ainda predominantemente proveniente da energia hidráulica.

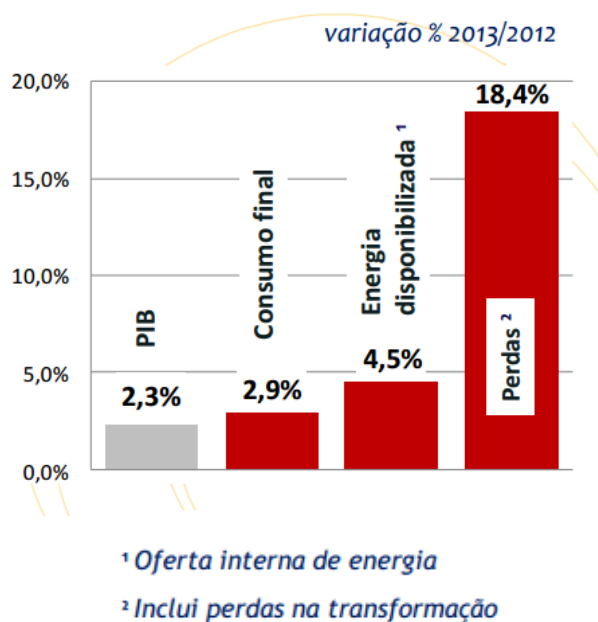


Figura 1.3: Variação da energia disponibilizada e consumo final entre os anos de 2012 e 2013.

Fonte: BEN 2014.

A geração de energia elétrica proveniente da energia hidráulica vem-se mostrando cada vez mais complementada por outras fontes de geração, devido a fatores como viabilidade de implantação das usinas hidrelétricas e pelo fato de ser uma fonte renovável, ou seja, dependente de fatores naturais, os quais se tornam cada vez mais instáveis e incertos.

Alterações climáticas implicando na escassez e irregularidade das chuvas, por exemplo, impactam diretamente no abastecimento dos reservatórios hidrelétricos nacionais, levando a uma redução de geração proveniente da principal fonte de energia do país, aumentando assim a utilização de fontes alternativas para suprir a demanda de potência nacional, como o aumento da inserção das usinas térmicas no cenário energético brasileiro.

A Figura 1.4 (BEN 2014) comprova o aumento da inserção das usinas térmicas na matriz energética nacional, a qual contempla os valores expressos em MW de capacidade instalada.

Fonte	2013	2012	Δ 13/12
Hidrelétrica	86.018	84.294	2,0%
Térmica ¹	36.528	32.778	11,4%
Nuclear	1.990	2.007	-0,8%
Eólica ²	2.207	1.894	16,5%
Capacidade disponível	126.743	120.973	4,8%

¹ Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão mineral

² Inclui solar

Figura 1.4: Contribuição de fontes de energia na potência gerada pela matriz energética nacional entre os anos de 2012 e 2013, expressa em MW.

Fonte: BEN 2014.

Retratado esse cenário, verifica-se uma importância ainda maior de um estudo relacionado à qualidade da frequência elétrica gerada a partir de unidades térmicas, por meio de um Controle Automático de Geração, observando as perspectivas e o contexto atual das fontes geradoras de eletricidade do Brasil.

De acordo com Vieira Filho (1984), existem algumas restrições à operação dos sistemas que trabalham com subfrequências devido a impactos sucessivos de carga.

A implementação de um Controle Automático de Geração através de uma regulação secundária de velocidade também pode evitar outros problemas, como:

- oscilações da energia na rede;
- interferências de áreas de geração interligadas, as quais causam fadiga nas máquinas;
- geração de harmônicos em sistemas interligados;
- frequências subsíncronas no gerador e consequências danosas para equipamentos eletrônicos suscetíveis a estas variações.

Estes pontos são ditos como outra motivação e justifica a realização deste estudo, sempre com o intuito de beneficiar os consumidores e aumentar a qualidade e eficiência do Sistema Elétrico de Potência em questão.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Com a bibliografia disponível, foi realizado um estudo inicial acerca da modelagem matemática dos elementos que compõem o sistema de controle de carga e frequência, apresentando-os sob a forma de diagramas de blocos. O estudo focou nas turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento.

Com os modelos devidamente definidos e com o objetivo de mostrar a atuação do CAG em sistemas elétricos de potência, foram realizadas simulações utilizando a ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB considerando diversos cenários como a aplicação de impactos de carga tipo degrau, unidades térmicas pertencentes a uma mesma área de controle e posteriormente expandindo para um sistema interligado envolvendo duas áreas de controle distintas.

Ao final das simulações, procedeu-se uma análise dos resultados obtidos, procurando mostrar a importância de evitar ou ao menos amenizar os problemas relacionados com a variação de frequência em sistemas de potência.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de conclusão de curso (TCC) foi desenvolvido considerando as seguintes etapas e divisão de capítulos:

- Metodologia Aplicada ao TCC: Capítulo 1;
- Trabalho de Conclusão de Curso 1: Capítulos 2 e 3;
- Trabalho de Conclusão de Curso 2: Capítulos 4 e 5.

Capítulo 1: Introdução

Contém a apresentação do trabalho, tema, delimitação do tema, problemas e premissas, objetivos gerais e específicos, justificativas e os procedimentos metodológicos necessários para o seu desenvolvimento.

Capítulo 2: Modelagem Dinâmica dos Elementos do Sistema de Controle de Carga e Frequência

Desenvolvimento da representação matemática sob a forma de diagramas de blocos dos diversos componentes do sistema de controle de carga e frequência: o gerador elétrico, o regulador de velocidade, a turbina e o CAG.

Capítulo 3: Sistemas Interligados e Multimáquinas

Desenvolvimento da representação matemática sob a forma de diagramas de blocos de sistemas interligados e Sistemas Multimáquinas.

Capítulo 4: Simulações e Discussões dos Resultados Obtidos

Desenvolvimento de simulações considerando cenários envolvendo unidades térmicas pertencentes a uma mesma área de controle e a duas áreas de controle distintas e também impactos de carga do tipo degrau, realizando, por fim, uma análise dos respectivos resultados.

Capítulo 5: Conclusões

Considerações finais acerca do trabalho realizado.

2 MODELAGEM DINÂMICA DOS ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLE DE CARGA E FREQUÊNCIA

Neste capítulo será apresentada a representação matemática sob a forma de diagramas de blocos dos diversos componentes do sistema de controle de carga e frequência: o gerador elétrico, o regulador de velocidade, a turbina e o CAG. Através dessas representações será possível analisar, por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, o comportamento dinâmico do sistema de controle de carga e frequência submetido a diferentes cenários de desequilíbrio entre geração e carga.

Os elementos básicos do controle de velocidade podem ser simplificados através do modelo de uma máquina suprindo uma carga, conforme a Figura 2.1.

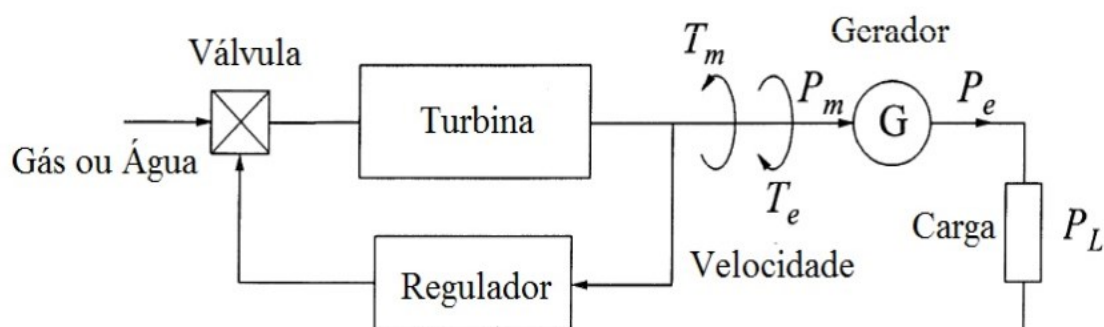


Figura 2.1: Gerador e elementos básicos que atuam no controle de velocidade de uma máquina atendendo uma carga.

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

2.1 GERADOR ELÉTRICO

Como os controladores estudados neste trabalho atuam diretamente sobre a máquina síncrona, sua representação matemática faz-se necessária na análise do comportamento dinâmico do sistema de controle de carga e frequência. A Figura 2.2 ilustra de forma simplificada o esquema da máquina síncrona.

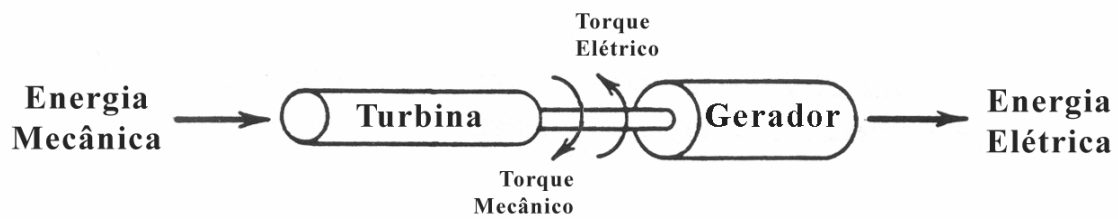


Figura 2.2: Máquina Síncrona.
Fonte: Almeida, 2004.

A 2ª Lei de Newton aplicada a sistemas mecânicos rotacionais produz:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (2.1)$$

em que:

J = momento de inércia do conjunto gerador-turbina, [kg.m²];

ω_m = velocidade angular do rotor em radianos mecânicos, [rad /s];

T_a = torque acelerante, [N.m];

t = tempo, [s].

O torque acelerante (T_a) corresponde à diferença entre o torque mecânico (T_m) e o torque elétrico (T_e), ou seja:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Em regime permanente, T_a é nulo. Na ocorrência de perturbações é diferente de zero.

A constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina (H) corresponde à razão entre a energia cinética armazenada no rotor à velocidade síncrona e a potência base da máquina, sendo definida da seguinte forma:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_N} \quad (2.3)$$

sendo:

ω_{0m} =velocidade angular nominal do rotor em radianos mecânicos, [rad/s];

S_N =potência aparente nominal (base) da máquina, [VA].

Isolando-se o momento de inércia (J) na Equação (2.3), tem-se:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} S_N \quad (2.4)$$

Substituindo as Equações (2.2) e (2.4) na Equação (2.1) e manipulando algebricamente, chega-se a:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{\frac{S_N}{\omega_{0m}}} \quad (2.5)$$

Em sistemas elétricos, é usual se trabalhar com valores em pu. Dessa forma, observando-se a Equação (2.5), tem-se que:

$$T_N = \frac{S_N}{\omega_{0m}} \quad (2.6)$$

é o torque nominal (base) da máquina em N.m. Além disso,

$$\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\frac{\omega_r}{np}}{\frac{\omega_0}{np}} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \bar{\omega}_r \quad (2.7)$$

em que:

ω_r =velocidade angular do rotor em radianos elétricos, [rad/s];

ω_0 =velocidade angular nominal do rotor em radianos elétricos, [rad/s];

$\bar{\omega}_r$ =velocidade angular elétrica do rotor, [pu];

np = número de pares de pólos.

Substituindo as Equações (2.6) e (2.7) na Equação (2.5), obtém-se:

$$2 H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.8)$$

A barra indica valores em pu, ou seja,

\bar{T}_m =Torque mecânico, [pu];

\bar{T}_e =Torque elétrico, [pu].

De acordo com Mello (1983), a Equação (2.8) pode ser definida em termos de variação de velocidade ou frequência ($\Delta\bar{\omega}_r$) e variações de torque ($\Delta\bar{T}_m$, $\Delta\bar{T}_e$):

$$2 H \frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} = \Delta\bar{T}_m - \Delta\bar{T}_e \quad (2.9)$$

A Equação (2.9) é melhor representada em termos de variações de potência mecânica ($\Delta\bar{P}_m$) e potência elétrica ($\Delta\bar{P}_e$). Segundo Mello (1983):

$$\Delta\bar{P}_m - \Delta\bar{P}_e = \Delta\bar{T}_m - \Delta\bar{T}_e \quad (2.10)$$

O que conduz a:

$$2 H \frac{d\Delta\bar{\omega}_r}{dt} = \Delta\bar{P}_m - \Delta\bar{P}_e \quad (2.11)$$

Ainda de acordo com Mello (1983), a variação de potência mecânica do eixo da turbina, dentro de uma determinada faixa de variações de velocidade, é essencialmente uma função da posição da válvula e independente da frequência (exceto em alguns tipos de turbinas hidráulicas em que variações de velocidade podem afetar a potência desenvolvida a despeito da posição constante da válvula).

Em geral, as cargas do sistema são compostas por uma variedade de equipamentos elétricos tais como motores com várias características de velocidade-torque, iluminação e aquecimento. Dessa forma, a variação de potência elétrica, dependendo das características particulares da carga, pode ser afetada pela frequência e pode ser expressa da seguinte forma:

$$\Delta\overline{P_e} = \Delta\overline{P_c} + D\Delta\overline{\omega_r} \quad (2.12)$$

sendo:

$\Delta\overline{P_e}$ = variação de potência elétrica total, [pu];

$\Delta\overline{P_c}$ = variação da carga não sensível à frequência, [pu];

D = coeficiente de amortecimento da carga com a frequência;

$D\Delta\overline{\omega_r}$ = variação da carga sensível à frequência, [pu];

O coeficiente D é expresso como um percentual de variação na carga para uma variação na frequência. Valores típicos de D são de 1% a 2% e para cargas puramente resistivas D é nulo.

Com base nas Equações (2.11) e (2.12) e acrescentando o efeito da variação da potência ativa de intercâmbio em pu ($\Delta\overline{T}$), tem-se, segundo Lora e Nascimento (2004), o modelo matemático de interligação entre uma máquina síncrona e o sistema de potência:

$$2H \frac{d\Delta\overline{\omega_r}}{dt} = \Delta\overline{P_m} - \Delta\overline{P_c} - \Delta\overline{T} - D\Delta\overline{\omega_r} \quad (2.13)$$

Aplicando a Transformada de Laplace na Equação (2.13) e supondo condições iniciais nulas, tem-se:

$$2Hs \Delta\overline{\omega_r}(s) = \Delta\overline{P_m}(s) - \Delta\overline{P_c}(s) - \Delta\overline{T}(s) - D\Delta\overline{\omega_r}(s) \quad (2.14)$$

$$2 H s \Delta \bar{\omega}_r(s) + D \Delta \bar{\omega}_r(s) = \Delta \bar{P}_m(s) - \Delta \bar{P}_c(s) - \Delta \bar{T}(s) \quad (2.15)$$

$$\frac{\Delta \bar{\omega}_r(s)}{\Delta \bar{P}_m(s) - \Delta \bar{P}_c(s) - \Delta \bar{T}(s)} = \frac{1}{2 H s + D} \quad (2.16)$$

A partir da Equação (2.16), pode-se obter o diagrama de blocos representado na Figura 2.3.

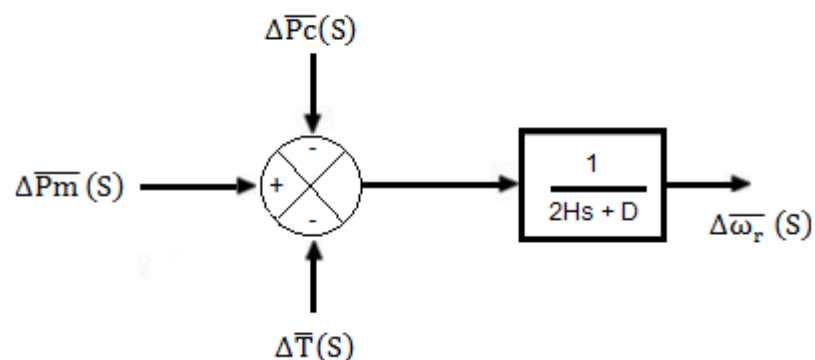


Figura 2.3: Diagrama de blocos da interligação da máquina síncrona e o sistema de potência.

Fonte: Autoria própria.

A variável $\Delta \bar{P}_c$ corresponde ao impacto de carga ocorrido no sistema considerado. Já a variável $\Delta \bar{P}_m$, que corresponde à variação da potência mecânica gerada, é obtida através da atuação do regulador de velocidade sobre a turbina, que eleva ou reduz a referida potência, conforme a variação de velocidade. Por fim, a variável $\Delta \bar{T}$ corresponde às potências ativas líquidas transferidas para as barras adjacentes do sistema.

2.2 TURBINA TÉRMICA A VAPOR

Segundo Kundur (1994), uma turbina térmica a vapor converte a energia armazenada no vapor a alta pressão e temperatura em energia mecânica, acionando o eixo que a acopla ao gerador síncrono. O gerador, por sua vez, produz energia elétrica, alimentando o sistema de potência. A energia

necessária para a produção desse vapor na caldeira ou *boiler* é obtida pela queima de carvão, óleo, gás, bem como por fissão nuclear.

Existem diversos tipos e configurações de turbinas térmicas a vapor. Normalmente, estas turbinas são divididas em dois ou mais estágios, em função do nível da pressão de vapor, os quais podem estar conectados a um ou dois eixos. Cada um desses estágios é constituído de certo número de partes móveis, conectadas ao rotor, e de partes fixas.

A Figura 2.4 apresenta uma turbina térmica com vários estágios de pressão conectados em eixo único.



Figura 2.4: Turbina térmica com vários estágios de pressão em eixo único.
Fonte: Autoria própria.

O vapor a alta pressão e temperatura proveniente da caldeira entra nas partes fixas e é acelerado, ganhando energia cinética à medida que se expande para pressões mais baixas. O fluxo de vapor é então direcionado para as partes móveis da turbina, exercendo uma força tangencial e, conseqüentemente, um conjugado no eixo.

Segundo Lora e Nascimento (2004), a divisão da turbina em estágios possibilita o reaquecimento do vapor, elevando sua entalpia e conseqüentemente aumentando a eficiência do ciclo.

As turbinas térmicas com seus múltiplos estágios podem ser de dois tipos: *tandem-compound* ou *cross-compound*. Na configuração *tandem-compound*, os estágios são conectados em série e acoplados a um único gerador, tudo em um mesmo eixo. Já na configuração *cross-compound*, a turbina apresenta dois

eixos separados, cada qual acoplado a um gerador e acionado por um ou mais estágios da turbina. A configuração *cross-compound* apresenta maior capacidade e permite aumentar a eficiência, entretanto o seu custo é mais elevado.

De modo geral, considerando uma frequência de 60 Hz, as turbinas do tipo *tandem-compound* giram a 3600 rpm, enquanto que as do tipo *cross-compound* possuem velocidade angular de 3600 rpm em seus dois eixos, ou mais comumente, 3600 rpm em um eixo e 1800 rpm no outro eixo (Kundur, 1994).

Dentro da configuração *tandem-compound*, tem-se as turbinas com reaquecimento e sem reaquecimento. No caso geral, esses tipos de turbina apresentam três estágios: alta pressão (AP), pressão intermediária (PI) e baixa pressão (BP).

Em turbinas com reaquecimento, o vapor que sai do estágio de alta pressão é levado de volta à caldeira para ter a sua energia térmica aumentada por um reaquecedor antes de ser introduzido no estágio seguinte (pressão intermediária ou baixa pressão). O objetivo é aumentar a eficiência da turbina.

Em turbinas sem reaquecimento, não há o estágio de pressão intermediária, sendo o vapor proveniente do estágio de alta pressão lançado diretamente ao estágio de baixa pressão ou ao condensador (Kundur, 1994).

2.2.1 Função de Transferência de uma Tubulação de Vapor

As turbinas a vapor utilizam válvulas controladas pelo regulador de velocidade para controlar o fluxo de vapor para a turbina. Retardos na resposta do fluxo de vapor ao movimento das válvulas são introduzidos pela entrada e saída do vapor nos estágios da turbina, pelos reaquecedores e outras tubulações.

Convém demonstrar aqui o desenvolvimento da função de transferência de uma tubulação de vapor, a qual é considerada no modelo da turbina e leva em conta esses retardos associados à determinada tubulação.

A Figura 2.5 apresenta um esquema de uma tubulação de vapor.

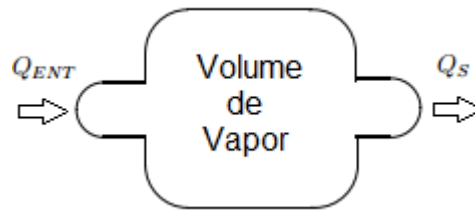


Figura 2.5: Tubulação de vapor.
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

De acordo com Kundur (1994), a equação de continuidade da tubulação pode ser escrita como:

$$\frac{dW}{dt} = V \frac{d\rho}{dt} = Q_{ENT} - Q_S \quad (2.17)$$

em que,

$W = V\rho$ = peso do vapor na tubulação, [kg];

V = volume da tubulação, [m³];

ρ = densidade do vapor, [kg/m³];

Q_{ENT} = fluxo de vapor de entrada, [kg/s];

Q_S = fluxo de vapor de saída, [kg/s];

t = tempo, [s].

Supondo que o fluxo de vapor saindo da tubulação é proporcional à pressão na tubulação,

$$Q_S = P \frac{Q_0}{P_0} \quad (2.18)$$

sendo,

P = pressão do vapor na tubulação, [kPa];

Q_0 = fluxo de saída correspondente à pressão P_0 , [kg/s];

P_0 = pressão do vapor na tubulação em regime permanente, [kPa].

Considerando-se que a temperatura na tubulação seja constante, a variação da densidade do vapor na tubulação será função apenas da pressão, ou seja:

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{\partial\rho}{\partial P} \frac{dP}{dt} \quad (2.19)$$

A partir das Equações (2.17), (2.18) e (2.19), tem-se que:

$$Q_{ENT} - Q_S = V \frac{\partial\rho}{\partial P} \frac{dP}{dt} = V \frac{\partial\rho}{\partial P} \frac{P_0}{Q_0} \frac{dQ_S}{dt} \quad (2.20)$$

Definindo,

$$T_{TUB} = V \frac{\partial\rho}{\partial P} \frac{P_0}{Q_0}, \quad (2.21)$$

Sendo T_{TUB} a constante de tempo de uma tubulação de vapor,

Tem-se que:

$$Q_{ENT} - Q_S = T_{TUB} \frac{dQ_S}{dt} \quad (2.22)$$

Na forma de Laplace, a Equação (2.22), pode ser escrita como;

$$Q_{ENT} - Q_S = T_{TUB} \cdot s \cdot Q_S \quad (2.23)$$

Ou,

$$\frac{Q_S}{Q_{ENT}} = \frac{1}{1 + sT_{TUB}} \quad (2.24)$$

A Equação (2.24) representa a função de transferência de uma tubulação de vapor.

2.2.2 Modelo de Turbina Térmica a Vapor

Com base no modelo de turbina com reaquecimento, será obtida nesta seção a função de transferência do modelo de turbina sem reaquecimento (modelo utilizado nesse trabalho).

Segundo Kundur (1994), as Figuras 2.6 e 2.7 ilustram, respectivamente, a configuração básica e a representação por diagrama de blocos de uma turbina a vapor com reaquecimento.

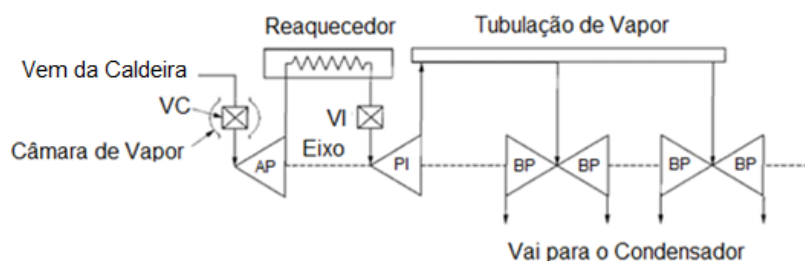


Figura 2.6: Configuração básica de uma turbina a vapor com reaquecimento.
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

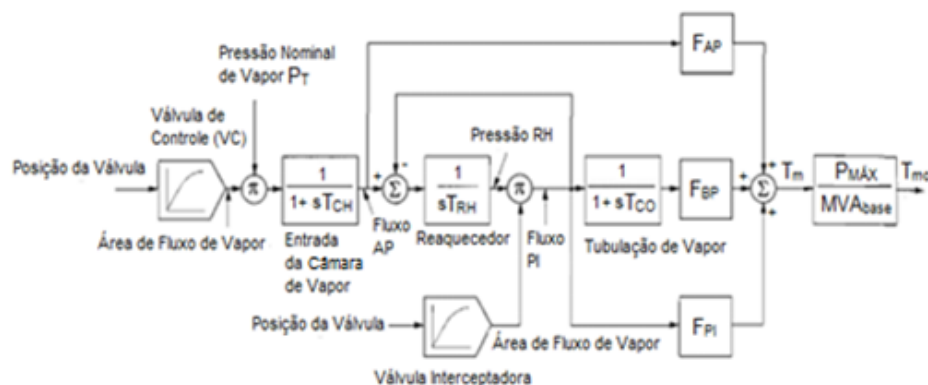


Figura 2.7: Representação por diagrama de blocos de uma turbina a vapor com reaquecimento.
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Considerando a Figura 2.7, tem-se os seguintes parâmetros:

T_{CH} – Constante de tempo associada aos volumes da câmara de vapor e tubulação de entrada do estágio de alta pressão.

T_{RH} – Constante de tempo associada ao reaquecedor.

T_{CO} – Constante de tempo associada à tubulação de vapor e à tubulação de entrada do estágio de baixa pressão.

T_m – Torque total da turbina em pu da máxima potência da turbina.

T_{mc} – Torque mecânico total da turbina em pu da base MVA comum.

$P_{MÁX}$ – Potência máxima da turbina em MW.

F_{AP} , F_{PI} , F_{BP} – Fração da potência total da turbina gerada, respectivamente, pelos estágios AP, PI e BP.

MVA_{base} – Base MVA comum.

De acordo com a figura 2.6, o vapor a alta temperatura e pressão que sai da caldeira entra no estágio de alta pressão (AP) através da válvula de controle (VC) e a tubulação de entrada do estágio. A válvula de controle está localizada dentro da câmara de vapor.

Após uma expansão parcial, o vapor proveniente do estágio de alta pressão passa pelo reaquecedor e em seguida é direcionado ao estágio de pressão intermediária (PI) por meio de sua tubulação de entrada e a válvula interceptadora (VI).

Após expansão no estágio de pressão intermediária, por meio de outra tubulação, o vapor é direcionado ao estágio de baixa pressão (BP), havendo expansão final. Deste ponto, o vapor é levado aos condensadores, para completar o ciclo.

Segundo Lora e Nascimento (2004), a contribuição individual de cada estágio, no conjugado desenvolvido no eixo, dá-se tipicamente na relação de 30% para o estágio AP, 40% para o PI e 30% para o BP.

As ações de controle exercidas nas turbinas térmicas são realizadas fundamentalmente através das válvulas dispostas nas entradas dos diversos estágios da turbina. No caso descrito aqui, tem-se as válvulas VC e VI.

Em condições normais de operação, os reguladores de velocidade atuam no posicionamento da válvula VC para controlar o fluxo de vapor. Já em condições de sobrevelocidade, causadas por súbita rejeição de carga no sistema elétrico de potência, os reguladores de velocidade atuam tanto nas válvulas VC, quanto nas válvulas VI. A atuação do regulador de velocidade

nessas válvulas é feita com base na velocidade do eixo obtida por um sensor de velocidade (Lora e Nascimento, 2004).

Existem também válvulas que atuam na partida da turbina e em situações de emergência para parar o gerador mas, de acordo com Kundur (1994), não precisam ser consideradas no modelo aqui descrito.

Segundo Kundur (1994), a resposta do fluxo de vapor a uma mudança na abertura da válvula VC possui uma constante de tempo associada (T_{CH}), devido ao tempo de carregamento da câmara de vapor e da tubulação de entrada do estágio de alta pressão. Essa constante de tempo assume valores na ordem de 0,2s a 0,3s.

Em relação ao reaquecedor, grande quantidade de vapor deve passar através dele antes que as novas condições ditadas pelo controle sejam estabelecidas. A constante de tempo associada a ele (T_{RH}) assume valores na ordem de 5s a 10s.

No que concerne ao fluxo de vapor direcionado ao estágio de baixa pressão, este experimenta uma constante de tempo adicional (T_{CO}) na ordem de 0,5s.

Considerando a Figura 2.7, o diagrama de blocos representado considera os efeitos das tubulações de vapor, do reaquecedor e as características não lineares de atuação da válvula de controle e da válvula interceptadora. Pode-se verificar também que o torque desenvolvido por um estágio da turbina é proporcional ao fluxo de vapor que passa por ele.

Foi selecionado um sistema por unidade conveniente para especificar os parâmetros e variáveis do modelo, em que a potência base é igual à potência máxima desenvolvida pela turbina com as válvulas de controle completamente abertas. Nesse sistema, a posição da válvula VC é 1 pu, quando completamente aberta, e a soma das frações de potência dos estágios da turbina ($F_{AP} + F_{PI} + F_{BP}$) é igual a 1.

Observando os valores de constantes de tempo descritos anteriormente, vê-se que a maior parte do atraso ocorre no reaquecedor, sendo a constante de tempo associada a ele a mais significativa. Dessa forma, as respostas de turbinas com reaquecimento são significativamente mais lentas que as respostas encontradas em turbinas sem reaquecimento.

Considerando o diagrama de blocos representado na Figura 2.7, obtém-se, segundo Kundur (1994), uma função de transferência simplificada, desconsiderando o estágio de baixa pressão ($F_{BP} = 0$), que relaciona a variação do torque mecânico da turbina em pu ($\Delta\overline{T_m}$) e a variação da posição da válvula de controle em pu ($\Delta\overline{A}$):

$$\frac{\Delta\overline{T_m}}{\Delta\overline{A}} = \frac{F_{AP}}{1 + sT_{CH}} + \frac{1 - F_{AP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (2.25)$$

Ou seja,

$$\frac{\Delta\overline{T_m}}{\Delta\overline{A}} = \frac{1 + sF_{AP}T_{RH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (2.26)$$

Na definição da função de transferência expressa na Equação (2.25), foi desprezada a constante de tempo T_{CO} , já que é muito pequena se comparada com a constante de tempo T_{RH} , e a característica de atuação da válvula de controle foi assumida linear.

A partir da Equação (2.26), pode-se obter a função de transferência do modelo de turbina considerado nesse trabalho, ou seja, sem reaquecimento, fazendo $T_{RH} = 0$:

$$\frac{\Delta\overline{T_m}}{\Delta\overline{A}} = \frac{1}{1 + sT_{CH}} \quad (2.27)$$

Ainda de acordo com Kundur (1994), em regime permanente, a variação do torque mecânico da turbina em pu ($\Delta\overline{T_m}$) é igual à variação de sua potência mecânica em pu ($\Delta\overline{P_m}$), com isso:

$$\frac{\Delta\overline{P_m}}{\Delta\overline{A}} = \frac{1}{1 + sT_{CH}} \quad (2.28)$$

A Equação (2.28) será considerada como o modelo de turbina no decorrer desse trabalho.

Como consideração final, pode-se destacar que o número de estágios existentes em uma turbina térmica, bem como a presença de reaquecimento e a disposição em um ou dois eixos, tem grandes implicações na dinâmica e no controle de sistemas elétricos de potência, assim como os tipos de reguladores de velocidade e as várias válvulas de controle do fluxo de vapor. Podem ser citados como exemplos as possibilidades de obtenção de respostas rápidas ou lentas, de verificação de comportamento oscilatório pouco amortecido, de ocorrência de instabilidade angular (perda de sincronismo), de ocorrência de ressonância subsíncrona (com tendência de danificação das palhetas das turbinas e de forte efeito torsional no eixo da máquina) (Lora e Nascimento, 2004).

2.3 REGULADOR DE VELOCIDADE

De modo geral, a atuação do regulador de velocidade, segundo Mello (1983), fundamenta-se em um sensor de velocidade, ilustrado na Figura 2.8, conectado mecanicamente aos órgãos de admissão da turbina. Ao detectar um desvio de velocidade (ou frequência) em relação a um valor de referência, por meio desse sensor, o regulador realiza determinada ação sobre a variação de admissão do fluido à turbina e altera, conseqüentemente, a potência mecânica fornecida pela mesma, controlando-a da forma desejada.

Existem diferentes tipos de reguladores de velocidade, cada qual com suas vantagens e desvantagens. Para a compreensão da escolha do regulador mais adequado a este trabalho, será feita uma breve descrição dos principais:

- Regulador de Velocidade Isócrono;
- Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade;
- Regulador de Velocidade com Compensação de Queda Transitória.

O **Regulador de Velocidade Isócrono**, ilustrado na Figura 2.8, envolve um mecanismo simplista de regulação, o qual leva em conta apenas os desvios de velocidade captados pelo sensor e suas conseqüentes variações diretas na válvula piloto. Analisando a Figura 2.8, verifica-se que um deslocamento ΔX da

válvula piloto implica em uma variação direta no servo pistão que, por sua vez, leva a uma variação $\Delta\bar{A}$ da válvula de admissão da turbina.

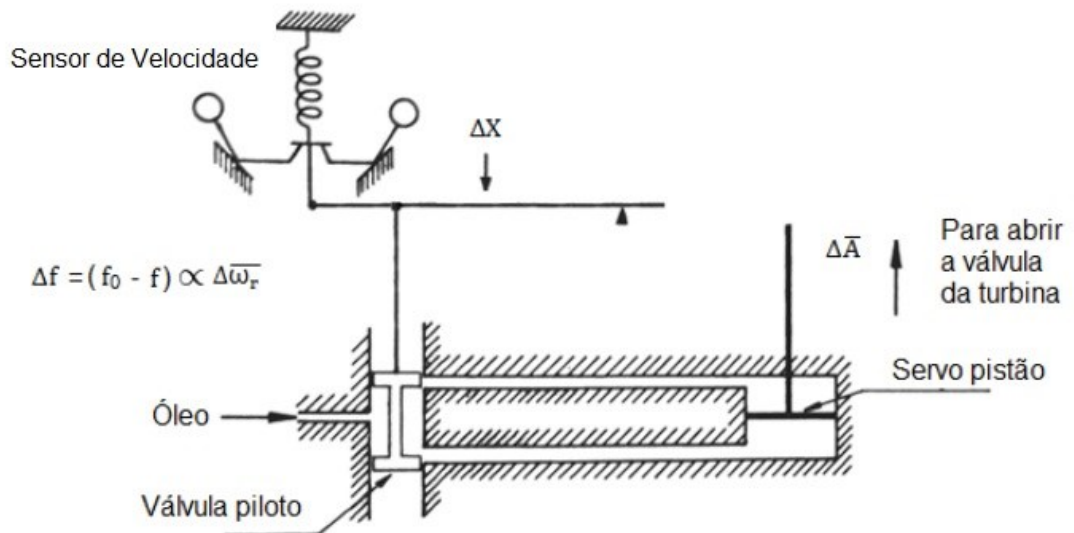


Figura 2.8: Regulador de Velocidade Isócrono.
Fonte: Adaptado de Mello (1983).

Para este tipo de regulador, observa-se que, após uma ação de controle, o equilíbrio é atingido quando for estabelecida uma igualdade na pressão de ambos os lados do servo pistão, o que ocorre apenas quando a variação de frequência $\Delta\bar{\omega}_r$ se anula.

A Figura 2.9 apresenta o diagrama de blocos representativo para este tipo de regulador, em que $\Delta\bar{\omega}_r$ representa a variação de frequência em pu e $\Delta\bar{A}$ a variação da abertura da válvula de admissão, também expressa em pu.

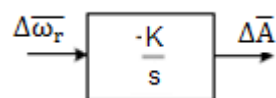


Figura 2.9: Diagrama de blocos de um Regulador de Velocidade Isócrono.
Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

Reguladores de Velocidade Isócronos possuem algumas desvantagens que tornam o seu uso inadequado em sistemas de potência. O processo de estabelecimento do equilíbrio, ao fazer-se uso deste regulador, leva um tempo considerável para realizar-se e ainda, segundo Vieira Filho (1984), estes

reguladores podem operar corretamente somente em um único caso, sem prejuízos para a estabilidade do sistema, sendo este caso quando ocorre a operação de uma única máquina suprindo uma única carga.

Este tipo de regulador, considerando mais de uma unidade geradora operando em conjunto e suprindo várias cargas, é capaz de restabelecer o valor de frequência ao valor original. Entretanto, apresenta problemas de instabilidade e repartição desuniforme de carga entre as unidades geradoras na medida em que sua implementação promove uma disputa entre elas: cada uma buscará estabelecer a frequência definida no seu próprio valor de referência. Como a frequência elétrica é de 60 Hz e única no Sistema Interligado Nacional (SIN), isso acarretaria em uma notável diferença de despacho entre as unidades, a saber, enquanto algumas poderiam estar em máxima operação, outras poderiam estar em mínima.

Portanto, é necessário que haja uma repartição adequada de cargas entre as diversas unidades geradoras interligadas, para que nenhuma seja sobre ou sub carregada e não haja riscos de instabilidade.

Segundo Almeida (2004), os inconvenientes de estabilidade e repartição de carga dos Reguladores de Velocidade Isócronos são contornados utilizando-se o Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade. Por este motivo, este será o modelo abordado na sequência deste trabalho.

No **Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade** a repartição de cargas é assegurada através de uma “regulação” na ação do regulador ou controle de velocidade (Mello, 1983).

Em termos físicos, isto é feito através de uma conexão entre o servo pistão e a válvula piloto, atuando tanto para os desvios de velocidade, como no Regulador de Velocidade Isócrono, quanto para o deslocamento direto $\Delta\bar{A}$, neste caso proporcional à abertura e fechamento da válvula de admissão, como pode ser observado na Figura 2.10.

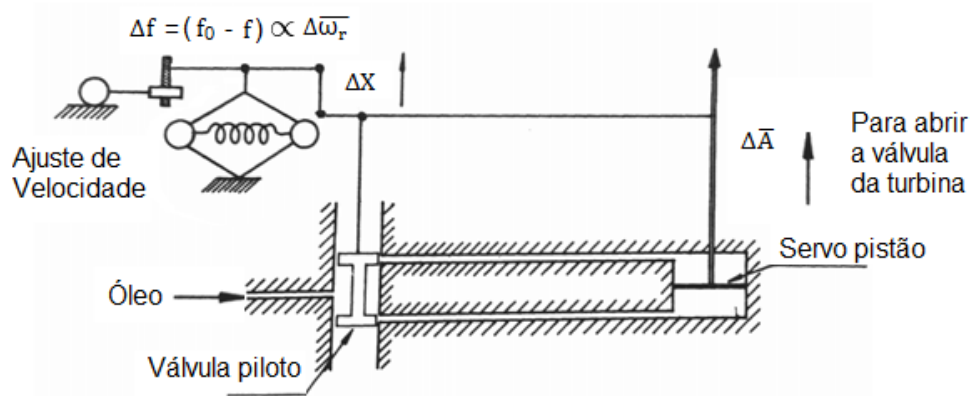


Figura 2.10: Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.
Fonte: Adaptado de Mello (1983).

Em termos matemáticos, isto pode ser obtido através de uma realimentação na malha de controle representada na Figura 2.9. Esta realimentação é dada pelo parâmetro R , denominado estatismo do regulador.

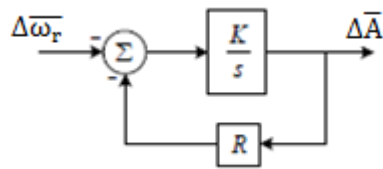


Figura 2.11: Diagrama de blocos de um Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.
Fonte: Adaptado de Mello (1983).

Ao considerar este modelo, é importante salientar a existência de uma característica estática presente nele, a qual pode ser observada em cada novo estado de equilíbrio que o sistema atinge após cada variação de frequência a que ele é submetido. A Figura 2.11 apresenta o diagrama de blocos referente ao Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.

Com o intuito de obter a função de transferência do Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade, tem-se que:

$$\frac{\Delta \bar{A}}{\Delta \bar{\omega}_r} = \frac{-K/s}{1 + \frac{K.R}{s}} = \frac{-K}{s + (K.R)} = \frac{-1/R}{1 + s \frac{1}{R.K}} \quad (2.29)$$

Na Equação (2.29) tem-se o parâmetro $1/R$, o qual é chamado de *Energia de Regulação da Máquina*. Portanto, este tipo de regulador é caracterizado

como um regulador de ganho $1/R$. Ao denominar-se o termo $[1/(R.K)]$ como sendo a constante de tempo do regulador em questão (T_G), tem-se que:

$$\frac{\Delta \bar{A}}{\Delta \bar{\omega}_r} = \frac{-1/R}{1 + sT_G} \quad (2.30)$$

Ainda se tratando sobre o estatismo R , existe uma expressão que o relaciona à variação de velocidade que se tem ao passar-se de carga zero a 100%, expressa em pu da velocidade nominal (VIEIRA FILHO, 1984). Esta relação leva em conta a variação de velocidade ($\Delta \bar{\omega}_r$) produzida para variar a posição de abertura da válvula de admissão de vapor ($\Delta \bar{A}$) ou mesmo da potência e pode ser escrita da seguinte forma, sendo todas as velocidades expressas em pu:

$$R(\%) = \frac{\omega_{nl} - \omega_{fl}}{\omega_o} \cdot 100\% \quad (2.31)$$

em que:

ω_{nl} = Velocidade em regime permanente com carga zero;

ω_{fl} = Velocidade em regime permanente com 100% de carga;

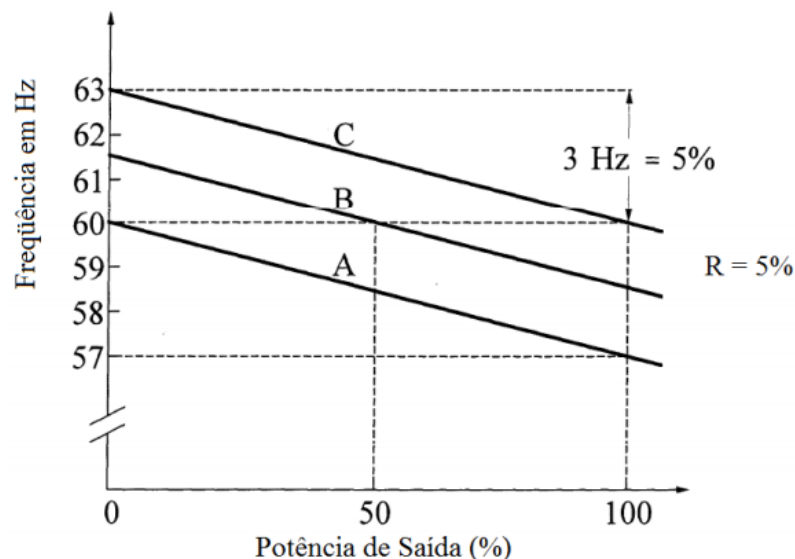
ω_o = Velocidade nominal.

Sendo assim, para exemplificar o exposto, considerando $R=5\%$, valor típico utilizado, significa dizer que a ocorrência de um desvio de velocidade nominal de 5%, devido à variação de carga, implicará em 100% de variação na posição ou na saída da válvula do sistema (Mello, 1983).

Segundo Kundur (1994), a relação entre a frequência gerada pelo sistema e a carga que ele é submetido, pode ser ajustada através de uma mudança de referência de carga do mesmo, por meio de uma **força** que permitirá a mudança de velocidade da turbina, em diferentes níveis de referências, representados por curvas paralelas considerando uma determinada porcentagem de estatismo do regulador de velocidade. Com um valor de $R=5\%$, considerando a Equação 2.31, para um sistema com

frequência nominal de 60 Hz, tem-se que a cada variação de frequência de 5% do seu valor nominal, (neste caso 3 Hz) causa uma variação de 100% na potência de saída, sendo assim, utiliza-se este ajuste de referência de carga como um parâmetro no controle geração. A Figura 2.12 apresenta as curvas paralelas características para o sistema exemplificado, em que as curvas A, B e C representam as curvas paralelas referentes aos ajustes entre carga e geração seguindo as características a seguir:

- Característica A: em 60 Hz a potência de saída é nula;
- Característica B: em 60 Hz a potência de saída é 50%;
- Característica C: em 60 Hz a potência de saída é 100%.



**Figura 2.12: Níveis de ajustes de referência de carga considerando $R=5\%$.
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).**

O estatismo R presente neste tipo de regulador, apesar de contornar os problemas de estabilidade e repartição de carga encontrados nos Reguladores de Velocidade Isócronos, traz uma consequência indesejável que é o afastamento, em regime permanente, da frequência original, ou seja, o fato da frequência não retornar ao seu valor nominal quando o estado de equilíbrio for atingido por ele (MELLO, 1983).

Segundo Almeida (2004), isto mantém um erro de frequência no sistema, que por sua vez é proporcional ao desequilíbrio total de potência ocorrido. Sendo assim, este é um problema a ser solucionado pelo uso da regulação

secundária ou suplementar no sistema de controle, que será abordada na seção 2.4 deste capítulo, resultando no Controle Automático de Geração.

Quando se trata de geração considerando turbinas hidráulicas, podem-se listar diversos fatores que devem ser levados em conta para o estudo do comportamento dinâmico e do controle que se deseja realizar como, por exemplo, a inércia da água. Sendo assim, o regulador mais adequado para este tipo de geração é o **Regulador de Velocidade com Compensação de Queda Transitória**. Segundo Mello (1983), este regulador é utilizado para o controle primário das turbinas hidráulicas, já que possui características especiais sobre queda transitória. O mesmo não será abordado com mais detalhes como os anteriores, pois este tipo de geração não faz parte do escopo deste trabalho. Para mais detalhes sobre turbinas hidráulicas e seus reguladores, vide as seguintes referências:

BELINELLI, Paula Maria V. B.; GUELBERT, Ewerlyn ANE P.; SIEBERT, Ingrid Celina E. **Estudo de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência considerando Turbinas Hidráulicas**. 2015. 65 pp. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. MacGraw-Hill Inc., USA, 1994.

2.4 REGULAÇÃO PRIMÁRIA

Através do modelo do regulador de velocidade, da turbina e da interligação da máquina síncrona com o sistema de potência, considerando as variações de carga, pode-se desenvolver o modelo da regulação primária, representado na Figura 2.13 e Figura 2.14.

Através de reduções e simplificações, pode-se obter uma função de transferência que relacione a variação da frequência elétrica e a variação da potência ativa da carga (impacto de carga). Com base no teorema do valor final pode-se, ainda, calcular a variação de frequência em regime permanente do sistema. Já o comportamento dinâmico pode ser analisado com o auxílio de simulações no tempo.

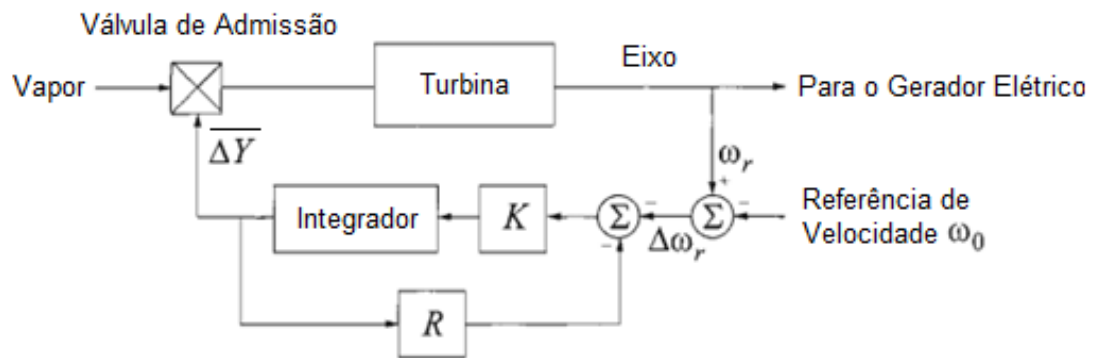


Figura 2.13: Diagrama de blocos da regulação primária.
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

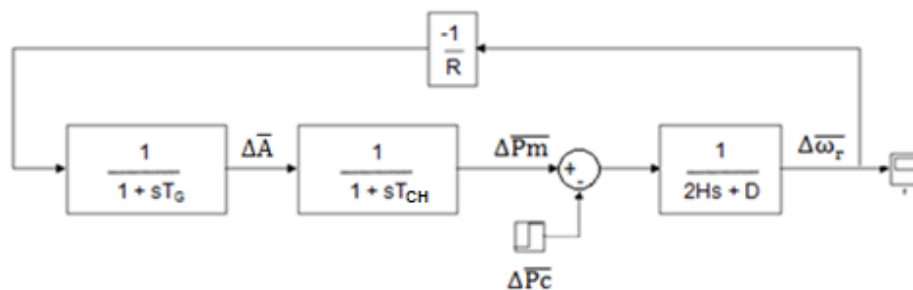


Figura 2.14: Diagrama de blocos da regulação primária e funções de transferência.
Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

A partir do diagrama representado na Figura 2.14, obtém-se o diagrama simplificado representado na Figura 2.15.

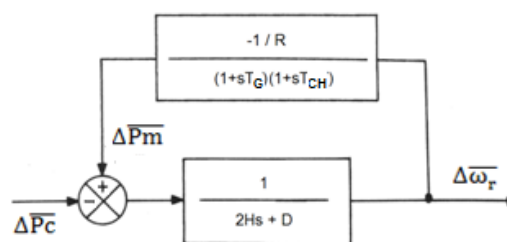


Figura 2.15: Diagrama de blocos simplificado da regulação primária.
Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

Com base no diagrama representado na Figura 2.15, tem-se a função de transferência da regulação primária:

$$G(s) = \frac{\Delta\bar{\omega}_r}{\Delta\bar{P}_c} = \frac{\frac{-1}{2Hs+D}}{1 + \left(\frac{1}{R(1+sT_G)(1+sT_{CH})} \cdot \frac{1}{2Hs+D} \right)} \quad (2.32)$$

$$= \frac{-R(1+sT_G)(1+sT_{CH})}{1 + R(1+sT_G)(1+sT_{CH})(2Hs+D)}$$

Considerando a Equação (2.32) e aplicando o Teorema do Valor Final para um sinal de entrada do tipo degrau de magnitude $\Delta\bar{P}_c$, ou seja, $\Delta\bar{P}_c(s) = \Delta\bar{P}_c \cdot \frac{1}{s}$, tem-se que o erro de frequência em regime permanente é dado por:

$$\text{Erro de Regime} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot G(s) \cdot \Delta\bar{P}_c(s) \quad (2.33)$$

Substituindo $G(s)$ e $\Delta\bar{P}_c(s)$ na Equação (2.33), tem-se que:

$$\text{Erro de Regime} = \lim_{s \rightarrow 0} (s) \cdot \left[\frac{\frac{-1}{2Hs+D}}{1 + \left(\frac{1}{R(1+sT_G)(1+sT_{CH})} \cdot \frac{1}{2Hs+D} \right)} \right] \cdot \left(\frac{\Delta\bar{P}_c}{s} \right) = \frac{-R \cdot \Delta\bar{P}_c}{1+RD} = \frac{-\Delta\bar{P}_c}{\frac{1}{R}+D}, \quad (2.34)$$

Este possibilitando ser positivo ou negativo, de acordo com o sinal da variação do impacto de carga em relação à referência.

A Equação (2.34) determina o erro de frequência em regime permanente quando se dispõe apenas da regulação primária usando o Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade.

Uma vez que existe esse afastamento em regime permanente da frequência original que pode levar o sistema a níveis operativos indesejados, há a necessidade de um controle secundário (Regulação Secundária) que zere esse erro e recupere o valor inicial e desejado de frequência. Esse controle secundário é chamado de Controle Automático de Geração, abordado com mais detalhes na seção seguinte.

2.5 CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO (CAG)

Segundo Vieira Filho (1984), o tipo de controle que obriga o desvio da frequência inicial retornar ao valor zero é consequência da ação de um “controle integral” obtido ao implementar um bloco integrador na malha de controle de regulação primária. Sendo assim, o Controle Automático de Geração é obtido por meio da regulação secundária que, em conjunto com a regulação primária, controla de forma adequada o sistema de potência, considerando possíveis desvios de frequência relacionados aos diversos cenários de variações de carga. Na Figura 2.16, encontra-se o bloco integrador que diz respeito a este segundo estágio de regulação.

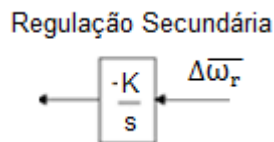


Figura 2.16: Diagrama de blocos do termo integrador responsável pela regulação secundária.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

De acordo com Vieira Filho (1984), a ação automática da regulação secundária de uma unidade geradora é obtida medindo-se a frequência desta unidade a cada instante e comparando-a com a frequência padrão. A diferença entre a frequência da unidade e a frequência padrão é convertida em um sinal que é injetado no regulador de velocidade no sentido de realizar sua atuação.

Matematicamente, deve-se considerar agora a malha de controle de regulação primária, com a adição de um bloco integral em paralelo com a realimentação do sistema, resultando no diagrama de blocos representado na Figura 2.17.

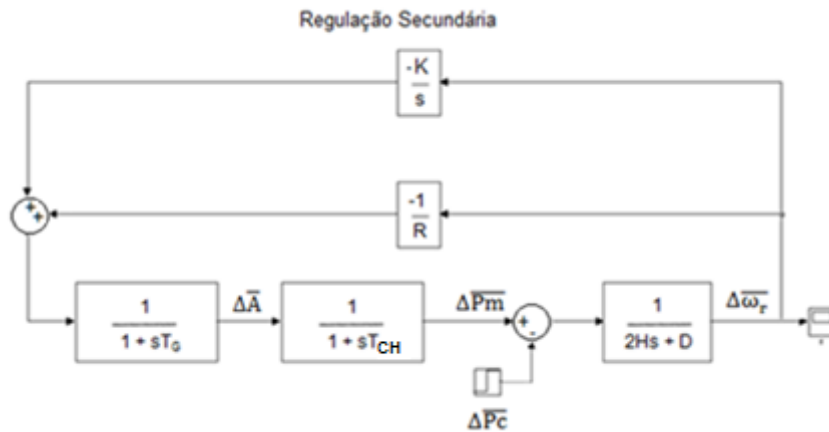


Figura 2.17: Diagrama de blocos de um sistema de potência com Controle Automático de Geração.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

De forma análoga à realizada na regulação primária, pode-se mostrar agora que o erro de frequência do sistema em regime permanente torna-se zero com a ação integral adicionada na malha de controle.

A partir do diagrama de blocos representado na Figura 2.17, obtém-se a função de transferência:

$$G(s) = \frac{\Delta\bar{\omega}_r}{\Delta\bar{P}_c} = \frac{\frac{-1}{2Hs+D}}{\left[1 + \left(\frac{1}{(1+sT_G)(1+sT_{CH})} \cdot \frac{1}{2Hs+D}\right) \cdot \left(\frac{K}{s} - \frac{1}{R}\right)\right]} \quad (2.35)$$

Aplicando o Teorema do Valor Final na Equação (2.38), considerando um sinal de entrada do tipo degrau, tem-se que:

$$\text{Erro de Regime} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot G(s) \cdot \frac{\Delta\bar{P}_c}{s} \quad (2.36)$$

Substituindo a Equação (2.35) na Equação (2.36), tem-se que:

$$\begin{aligned} \text{Erro de Regime} &= \lim_{s \rightarrow 0} (s) \left(\frac{\frac{-1}{2Hs+D}}{\left[1 + \left(\frac{1}{(1+sT_G)(1+sT_{CH})} \cdot \frac{1}{2Hs+D}\right) \cdot \left(\frac{K}{s} - \frac{1}{R}\right)\right]} \right) \cdot \left(\frac{\Delta\bar{P}_c}{s}\right) \\ &= \frac{-D^{-1}}{\left[1 + \left(\frac{1}{D}\right) \left(\frac{K}{s} - \frac{1}{R}\right)\right]} = \left(\frac{-R \cdot s}{[RsD + RK - s]}\right) = 0 \end{aligned} \quad (2.37)$$

A partir da Equação (2.37) pode-se constatar que a presença de um elemento integrador no sistema, no caso o Controle Automático de Geração, faz com que o limite do Teorema do Valor Final resulte em um valor nulo. Dessa forma, tem-se um sistema estável (com o Regulador de Velocidade com Queda de Velocidade) e sem afastamento de frequência (com o Controle Automático de Geração).

3 SISTEMAS INTERLIGADOS E MULTIMÁQUINAS

A fim de expandir a análise desenvolvida no capítulo 2, neste capítulo será apresentada a representação matemática sob a forma de diagramas de blocos de sistemas interligados e multimáquinas. Através dessas representações será possível analisar, por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, o comportamento dinâmico do sistema de controle de carga e frequência aplicado em sistemas desse tipo.

3.1 SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

Considerando uma única área, idealmente dimensionada para sua operação, na qual estão inseridas diversas unidades geradoras que fazem parte de um sistema de potência (sistema multimáquinas), o controle suplementar ou Controle Automático de Geração deve atuar para manter, na maior parte do tempo, a frequência deste sistema constante. Esta área é também chamada de área de controle e será abordada com mais detalhes na seção 3.2.1 desse trabalho.

Neste contexto, de acordo com Lora e Nascimento (2004), a operação de todas as unidades geradoras da área, com regulação secundária ou CAG, é, muitas vezes, inviável economicamente, fazendo com que apenas parte do parque gerador contribua no restabelecimento final da frequência.

Na modelagem de um sistema multimáquinas, há uma nítida separação entre a regulação primária e regulação secundária de todas as unidades que operam em determinada área de controle, possibilitando que a partir de um parâmetro de ganho ajustável para cada uma delas, torne-se viável determinar a parcela de atuação do CAG presente em cada unidade, as quais somadas irão compor o controle final do montante energético gerado pelo sistema.

Com isso, levando-se em conta os diagramas de blocos correspondentes à regulação primária e secundária, apresentados e estudados no Capítulo 2 deste trabalho, é possível adaptá-los para a modelagem multimáquinas considerando cada unidade geradora com sua respectiva função de transferência e seus respectivos parâmetros: estatismo, constante de tempo do regulador de velocidade e constante de tempo da turbina, como mostrado na Figura 3.1 e Figura 3.2.

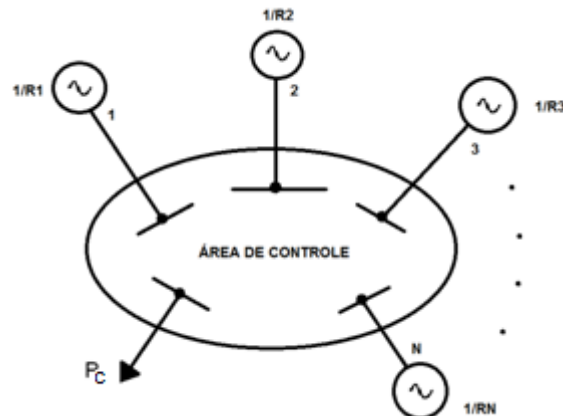


Figura 3.1: Área de controle considerando a participação de N máquinas.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

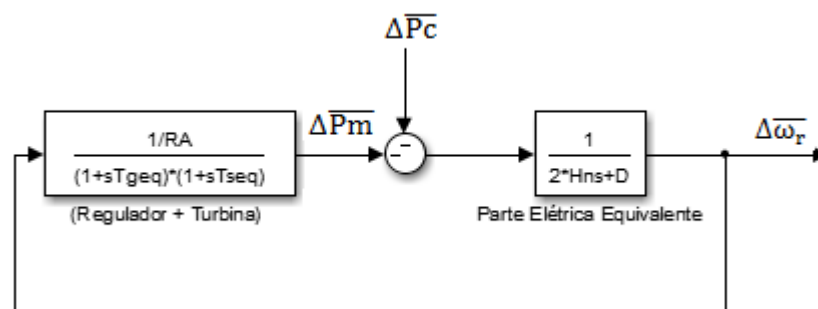


Figura 3.2: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com regulação primária, considerando uma única máquina equivalente.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

Destaca-se também que a constante de tempo de inércia do conjunto gerador-turbina (H), presente na função de transferência do gerador elétrico deve ser considerado independente para cada máquina e simplificado por um H_n equivalente, o qual leva em conta cada constante correspondente à sua respectiva máquina.

O mesmo ocorre com a constante R de cada máquina. Ao associar todos os estatismos dos reguladores presentes nas n máquinas mostradas na Figura 3.3, pode-se obter um equivalente, calculado a partir da seguinte equação:

$$\frac{1}{R_A} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} \quad (3.1)$$

$$H_n = \sum_{i=1}^n H_i \quad (3.2)$$

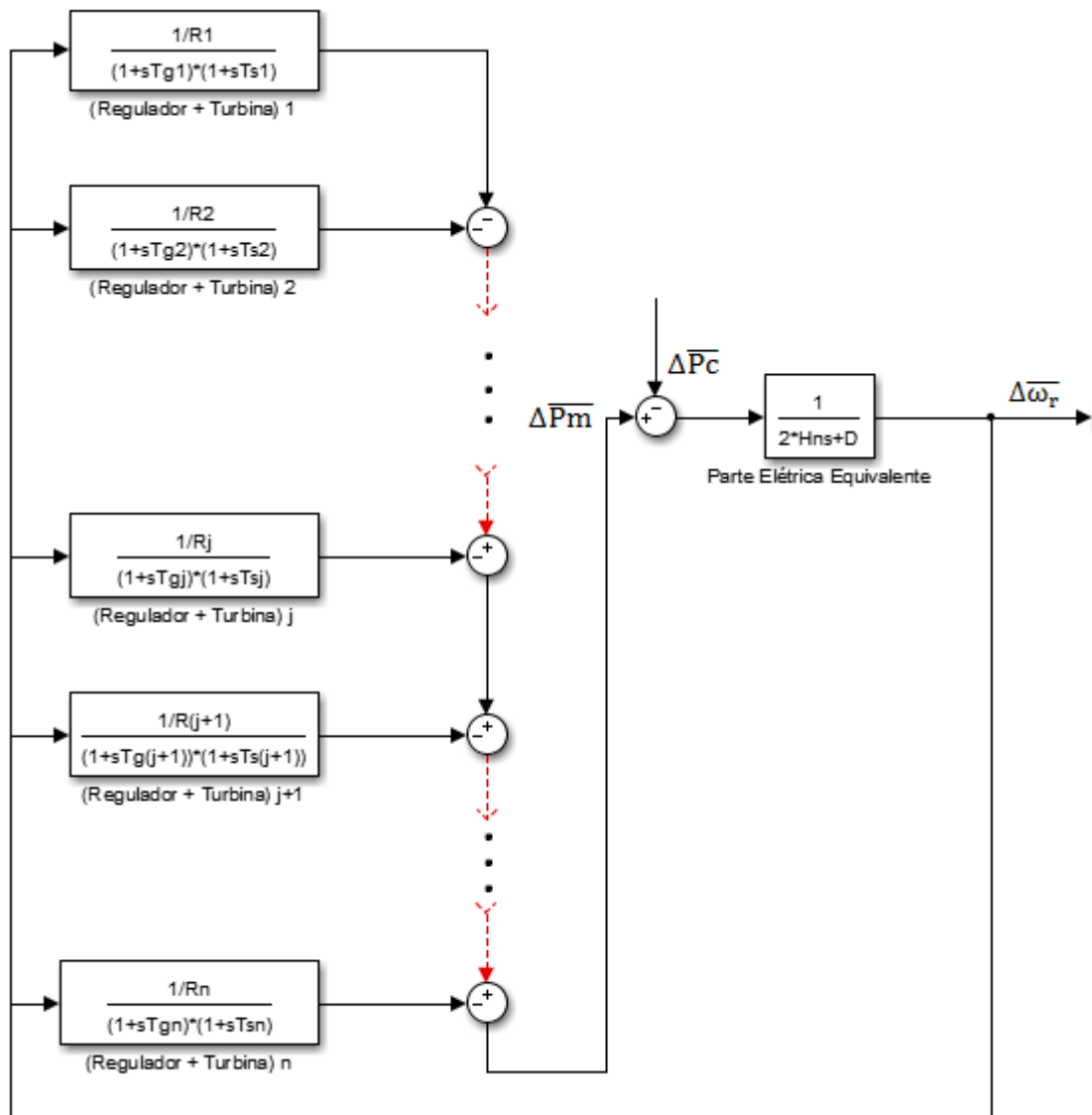


Figura 3.3: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com regulação primária, considerando n máquinas.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

A partir da Figura 3.3, é possível obter o modelo do sistema multimáquinas com regulação secundária, apresentado na Figura 3.4.

No modelo da Figura 3.4, é possível perceber a distribuição do sinal de saída do bloco integrador “ $-K/s$ ”, correspondente ao Controle Automático de Geração, entre as máquinas selecionadas, permitindo a separação entre as unidades submetidas à regulação secundária daquelas submetidas apenas à regulação primária.

A partir de fatores de participação α_i , define-se, em última análise, o montante que cada unidade geradora tomará após a regulação secundária exercida pelas j máquinas (de um total de n) contidas na área de controle delimitada, salientando-se que $\sum_{i=1}^j (\alpha_i) = 1$.

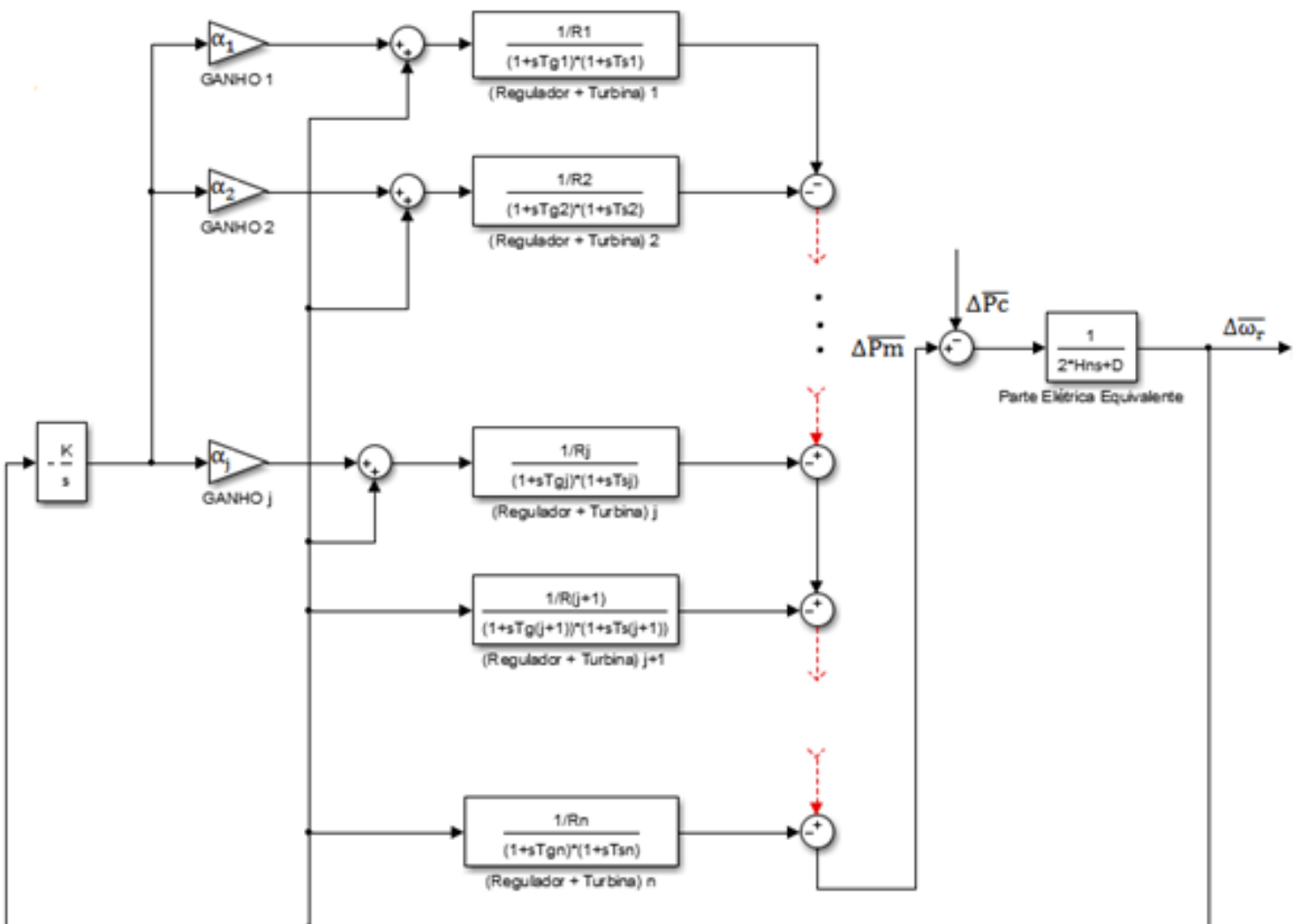


Figura 3.4: Diagrama de blocos de um sistema multimáquinas com Controle Automático de Geração, considerando n máquinas e os fatores de participação para cada regulação secundária.

Fonte: Adaptado de Vieira Filho (1984).

É importante destacar que, considerando-se uma unidade geradora equivalente representando uma usina, tal como na Figura 3.2, em termos físicos, a medição de frequência ocorre no barramento sincronizado. Entretanto, cada unidade possui seu medidor, o qual pode ser usado caso se queira obter as grandezas elétricas de uma máquina específica da planta.

3.2 SISTEMAS INTERLIGADOS

Em sistemas elétricos de potência interligados, diversos geradores, conectados através de centenas de quilômetros de linhas de transmissão e subtransmissão, operam em sincronismo para suprir a carga que está em constante mudança.

A principal vantagem de um sistema interligado é a continuidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores, assegurando confiabilidade em caso de contingências como interrupções não programadas.

Um sistema interligado permite também fazer uso de geração ótima, usando o menor custo de geração, proporcionando economia. Os desvios de frequência encontrados nesse tipo de sistema, de acordo com Mohan (2012), também são menores.

Nesse contexto, a análise do comportamento dinâmico de sistemas interligados submetidos ao sistema de controle de carga e frequência, torna-se de grande relevância.

3.2.1 Definição de Área de Controle

Os sistemas de potência interligados são compostos por diversas áreas de controle (interligadas), com o intuito de administrar as variações de carga e os impactos de perturbação. Segundo Lora e Nascimento (2004), estas áreas apresentam, de modo geral, as seguintes características básicas:

- Balanceamento entre carga e geração;
- Linhas de interligação (com outras áreas de controle) operando com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio a alguma área carente, intercâmbios de emergência, intercâmbios para otimização operativa do sistema, etc;

- As unidades geradoras de uma área de controle deverão ser as mais coerentes possíveis, ou seja, apresentarem, sempre que possível, os mesmos modos de oscilação.

Portanto, uma área de controle pode ser definida como sendo uma parte de um sistema de potência onde as unidades geradoras são responsáveis pelo atendimento às variações de carga que ocorrem nesta parte do sistema.

Segundo Lora e Nascimento (2004), muitas vezes as áreas de controle são definidas pelo critério empresarial, ou seja, obedecem as próprias fronteiras empresariais, a despeito dos critérios de balanceamento e coerência. Isto ocorre principalmente por motivos administrativos e comerciais.

Para efeito de análise, as unidades geradoras de uma determinada área de controle podem ser representadas através de uma única máquina equivalente, desde que seja obedecido o critério da coerência entre essas unidades, conforme apresentado na Figura 3.3.

3.2.2 Modelo para Interligação de Áreas de Controle

Para a representação de um sistema interligado sob a forma de diagrama de blocos, é necessário desenvolver um modelo de interligação de áreas de controle. Dessa forma, considera-se um sistema de potência composto por duas áreas de controle interligadas, tal como representado na Figura 3.5.

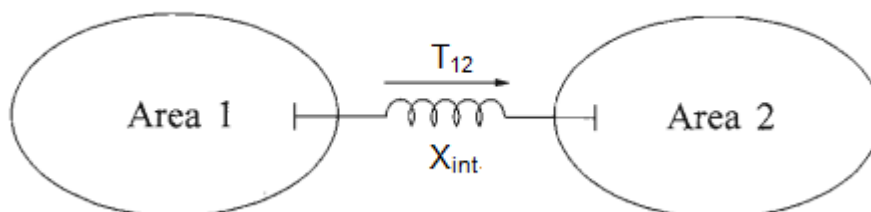


Figura 3.5: Sistema de potência com duas áreas de controle interligadas.
Fonte: Kundur, 1994.

Na Figura 3.5, as áreas de controle são conectadas através de uma linha de interligação de reatância X_{int} . Conforme descrito anteriormente, para estudos de controle de carga e frequência, cada área pode ser representada

por uma unidade geradora equivalente, se o objetivo for estudar as oscilações interáreas e não intra-áreas.

O sistema representado na Figura 3.5, é apresentado, de forma esquemática, pelo diagrama unifilar da Figura 3.6.

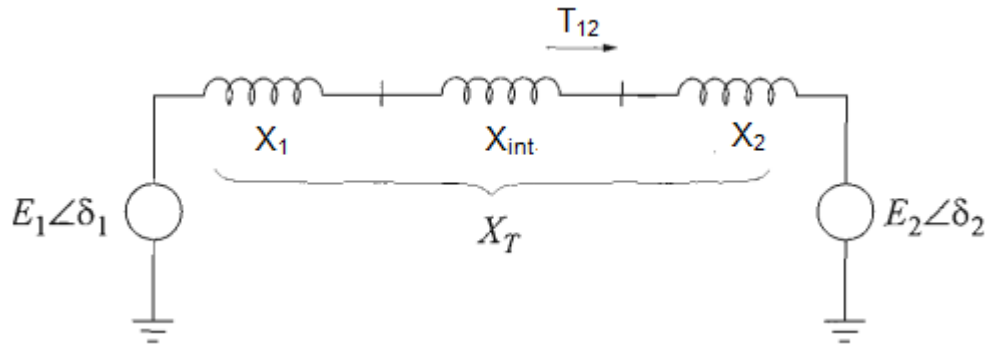


Figura 3.6: Diagrama unifilar do sistema de potência com duas áreas de controle interligadas.

Fonte: Kundur, 1994.

Na Figura 3.6, cada unidade geradora “i” equivalente é representada por uma fonte de tensão fasorial E_i/δ_i (operação em sincronismo) em série com uma reatância equivalente X_i . O fluxo de potência na linha de interligação da área 1 para a área 2 é:

$$T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_{12}) = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (3.3)$$

em que:

$$X_T = X_1 + X_{\text{int}} + X_2 \quad (3.4)$$

Linearizando a Equação (3.3), em torno de um ponto de operação inicial (T_{012}, δ_{012}) , tem-se que:

$$\begin{aligned} T_{012} + \Delta T_{12} &= \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_{012} + \Delta \delta_{12}) = \\ &= \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}((\delta_{01} - \delta_{02}) + (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2)) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Da trigonometria, tem-se que:

$$\text{sen}(a + b) = \text{sen } a \cdot \cos b + \text{sen } b \cdot \cos a \quad (3.6)$$

Dessa forma, através das Equações (3.5) e (3.6):

$$T_{012} + \Delta T_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} (\sin \delta_{012} \cdot \cos \Delta \delta_{12} + \cos \delta_{012} \cdot \sin \Delta \delta_{12}) \quad (3.7)$$

Na Equação (3.6), os termos $\cos \Delta \delta_{12} \approx 1$ e $\sin \Delta \delta_{12} \approx \Delta \delta_{12}$. Portanto:

$$\Delta T_{12} = \left(\frac{E_1 E_2}{X_T} \cos \delta_{012} \right) \cdot \Delta \delta_{12} \quad (3.8)$$

Definindo:

$$T = \left(\frac{E_1 E_2}{X_T} \cos \delta_{012} \right) \quad (3.9)$$

Obtém-se:

$$\Delta T_{12} = T \cdot \Delta \delta_{12} \quad (3.10)$$

Na Equação (3.10), T é chamado de coeficiente de torque sincronizante.

A partir da Equação (3.10), pode-se obter um diagrama de blocos representativo da regulação primária para um sistema composto por duas áreas eminentemente térmicas interligadas, sendo as mesmas compostas por turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento e reguladores de velocidade com queda de velocidade.

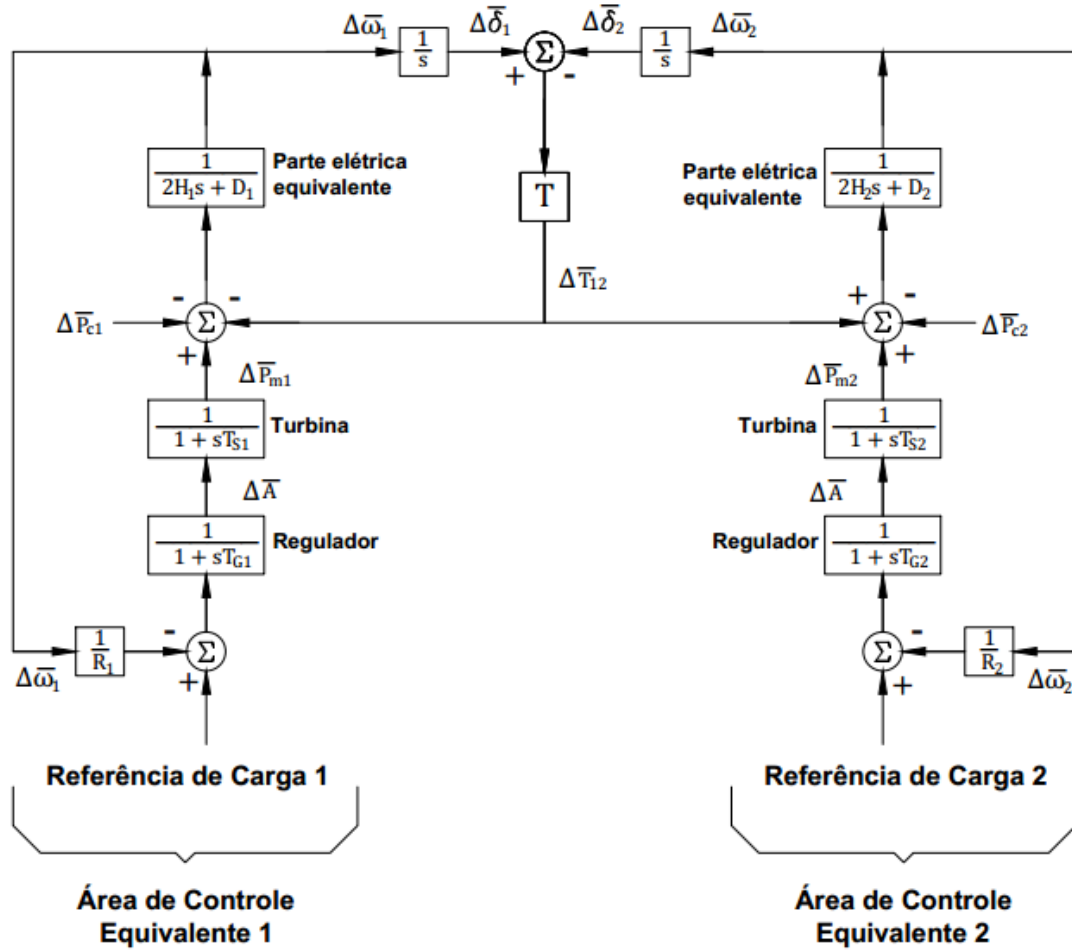


Figura 3.7: Diagrama de blocos do sistema de potência com duas áreas eminentemente térmicas interligadas e regulação primária.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 3.7, a linha de interligação entre as duas áreas é representada pelo coeficiente de torque sincronizante T . Um ΔT_{12} positivo representa um aumento na transferência de potência da área 1 para a área 2. Esse efeito é equivalente a um aumento da carga na área 2 e um decréscimo da carga na área 1; portanto, ΔT_{12} “entra” com sinal negativo na área 1 e sinal positivo na área 2.

O desvio ou erro de frequência em regime permanente é o mesmo para as duas áreas. Segundo Kundur (1994), para uma variação total de carga $\Delta \overline{Pc} = \Delta \overline{Pc1} + \Delta \overline{Pc2}$:

$$\Delta \overline{F_r} = \Delta \overline{\omega_{r1}} = \Delta \overline{\omega_{r2}} = \frac{-(\Delta \overline{Pc1} + \Delta \overline{Pc2})}{\left(\frac{1}{R1} + D1\right) + \left(\frac{1}{R2} + D2\right)} \quad (3.13)$$

Pode-se reescrever a Equação (3.12) como:

$$\Delta \overline{F_r} = \Delta \overline{\omega_{r1}} = \Delta \overline{\omega_{r2}} = \frac{-(\Delta \overline{Pc1} + \Delta \overline{Pc2})}{\beta1 + \beta2} \quad (3.14)$$

Sendo $\beta1$ e $\beta2$ chamados de característica natural da área de controle 1 e 2, respectivamente.

Tem-se ainda que:

$$\Delta \overline{T_{12}} = \frac{\left(\frac{1}{R1} + D1\right) \cdot \Delta \overline{Pc2} - \left(\frac{1}{R2} + D2\right) \cdot \Delta \overline{Pc1}}{\left(\frac{1}{R1} + D1\right) + \left(\frac{1}{R2} + D2\right)} \quad (3.15)$$

Ou:

$$\Delta \overline{T_{12}} = \frac{(\beta1 \cdot \Delta \overline{Pc2} - \beta2 \cdot \Delta \overline{Pc1})}{\beta1 + \beta2} \quad (3.16)$$

De acordo com Kundur (1994), as equações anteriores formam a base para o controle de carga e frequência de sistemas interligados.

3.2.3 Erro de Controle de Área (ECA)

Segundo Lora e Nascimento (2004), o Controle Automático de Geração tem como finalidade principal anular o sinal de erro injetado no integrador. Este sinal de entrada, que constitui o erro, é definido como erro de controle de área

(ou simplesmente ECA), sendo uma grandeza muito utilizada nas aplicações envolvendo o controle secundário.

No caso de uma área de controle operando isoladamente, o sinal de erro é a própria variação de frequência do sistema ($\Delta\bar{\omega}_r$ ou $\Delta\bar{F}_r$), ou seja:

$$ECA = \Delta\bar{\omega}_r \quad (3.17)$$

Como o CAG é constituído por um controle do tipo integral, o erro de controle de área só se anulará quando $\Delta\bar{\omega}_r$ se anular.

Além da função de anular os desvios de frequência em regime permanente, a operação do CAG em sistemas interligados pode ter também a função de anular os desvios das potências ativas de intercâmbio programadas entre áreas. Este fato faz com que o Controle Automático de Geração tenha uma nova variável como sinal de entrada. Desta forma, o sinal de erro será formado, não só pelos desvios de frequência ($\Delta\bar{\omega}_r$), como também pelos desvios de intercâmbio ($\Delta\bar{T}$).

É importante destacar que esta função é apenas uma função complementar do sistema de Controle Automático de Geração, portanto, a função primordial continua sendo, obviamente, a regulação da frequência do sistema. A prova disso é que sempre pode-se escolher como modalidade de operação aquela de intercâmbio livre, sem que o desempenho dinâmico do sistema seja prejudicado. No entanto, para qualquer modalidade escolhida, deve-se sempre reduzir a zero o erro de frequência (Vieira Filho, 1984).

Como as grandezas $\Delta\bar{\omega}_r$ e $\Delta\bar{T}$ têm dimensões diferentes (respectivamente, Hz e MW), é definido um parâmetro de ponderação da frequência, conhecido como *bias* de frequência, que tem a função de permitir uma combinação entre as variáveis citadas.

Considerando as variáveis $\Delta\bar{\omega}_r$ e $\Delta\bar{T}$, o sinal de entrada do CAG, neste caso é definido como:

$$ECA = B. \Delta\bar{\omega}_r + \Delta\bar{T} , \quad (3.18)$$

Sendo B o fator de ajuste de frequência da área, denominado *bias* de frequência ou ponderação da frequência.

Com isso, pode-se obter um diagrama de blocos representativo da implementação do Controle Automático de Geração em um sistema composto por duas áreas eminentemente térmicas interligadas, sendo as mesmas

compostas por turbinas térmicas a vapor sem reaquecimento e reguladores de velocidade com queda de velocidade. Esse controle é aplicado em unidades geradoras selecionadas de cada área, conforme apresentado na seção 3.1 deste trabalho.

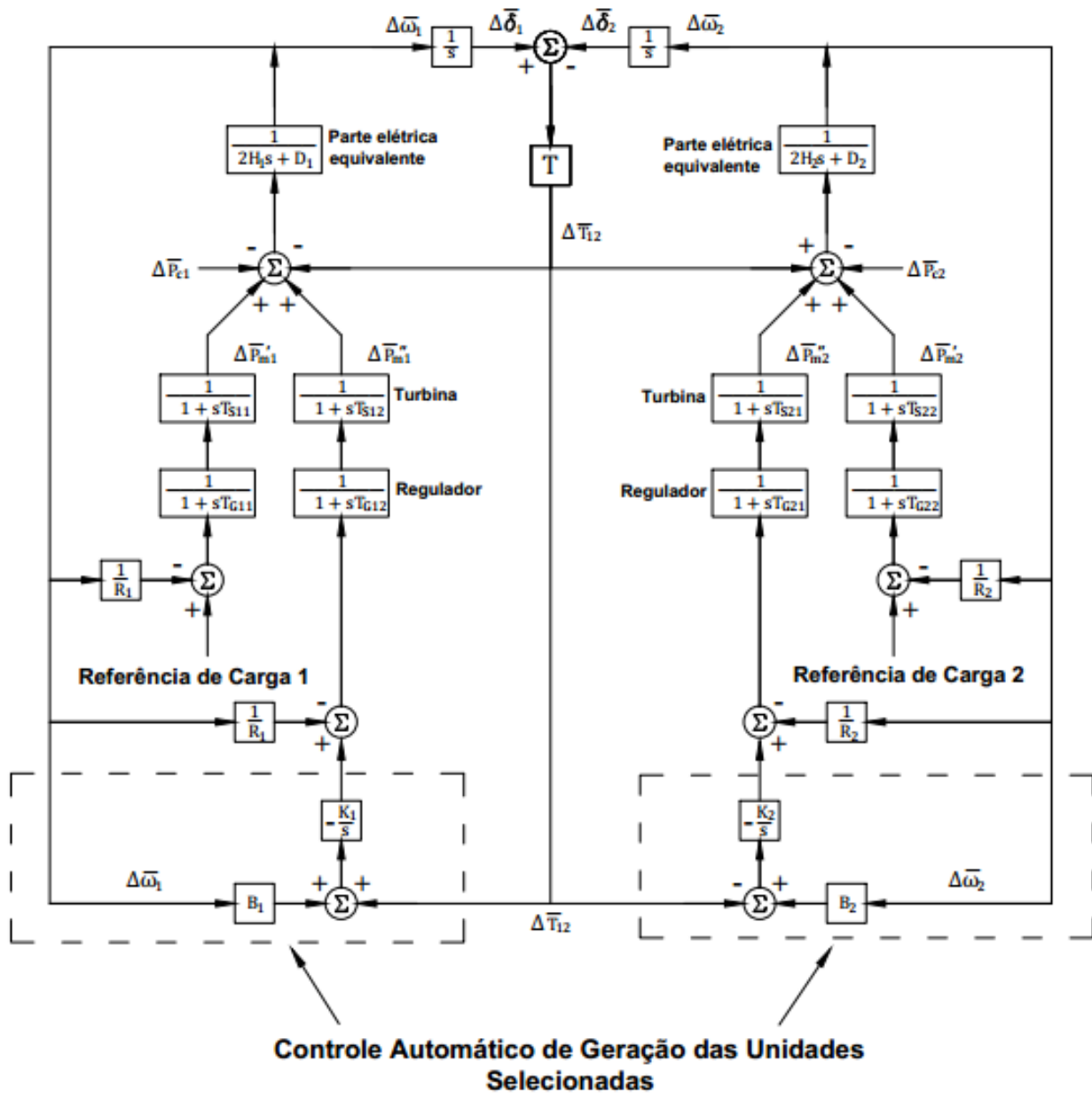


Figura 3.8: Diagrama de blocos do sistema de potência com duas áreas eminentemente térmicas interligadas e Controle Automático de Geração. Fonte: Autoria Própria.

4 SIMULAÇÕES E DISCUSSÕES DOS RESULTADOS OBTIDOS

A partir dos modelos de regulação primária e regulação secundária desenvolvidos nos Capítulos 2 e 3, serão apresentados aqui as principais simulações e resultados obtidos envolvendo a atuação dessas duas malhas na regulação da frequência, mediante variações de carga que afetam o comportamento dinâmico das unidades geradoras.

Na prática, o ONS apresenta requisitos técnicos mínimos para atuação dos relés de sobrefrequência e subfrequência (Figura 4.1), referentes à operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoelétricas, descritos no submódulo 3.6 dos procedimentos de rede:

- a) Atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência para operação entre 57 Hz e 63 Hz mediante os intervalos de tempo definidos para cada faixa;
- (b) Atuação do relé de subfrequência para operação entre 57 Hz e 57,5 Hz após 5 segundos;
- (c) Atuação do relé de subfrequência para operação abaixo de 58,5 Hz após 10 segundos;
- (d) Indefinido em termos de temporização para atuação do relé para operação entre 58,5 Hz e 61,5 Hz;
- (e) Atuação do relé de sobrefrequência para operação entre 61,5 Hz e 63 Hz após 10 segundos;
- (f) Atuação instantânea do relé de sobrefrequência para operação acima de 63 Hz;
- (g) Atuação instantânea do relé de subfrequência para operação abaixo de 57 Hz.

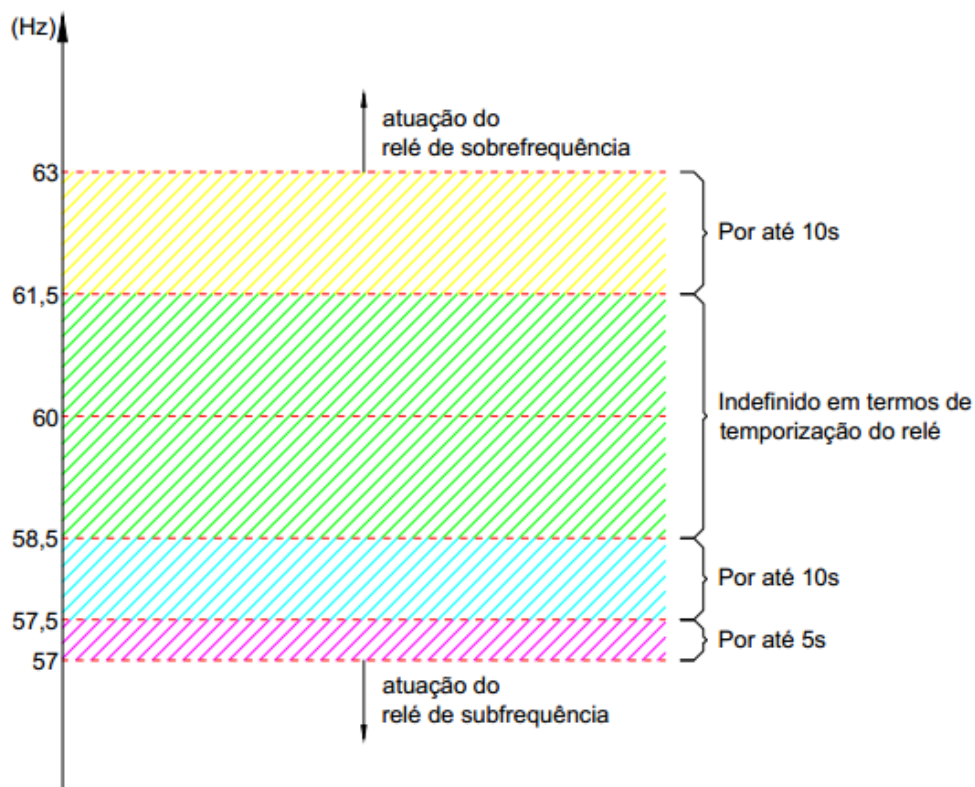


Figura 4.1: Faixas de atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência, com base nos procedimentos de rede do ONS.
 Fonte: Autoria própria.

Nas simulações realizadas, preocupou-se em estudar o formato da resposta mediante a variação de carga, em detrimento dos procedimentos de rede do ONS. Porém, em determinadas simulações serão indicadas algumas faixas de atuação, de acordo com a Figura 4.1, a fim de se verificar se haveria atuação de relés de sobrefrequência e subfrequência.

Inicialmente, as simulações contemplarão cenários de uma unidade geradora atendendo uma carga, posteriormente cenários envolvendo sistemas multimáquinas e duas áreas de controle interligadas.

Todas as simulações e resultados foram obtidos por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB e os valores típicos adotados para os parâmetros das funções de transferência dos diagramas de blocos foram apropriados do estudo teórico realizado por Kundur (1994), que consta na página 598 de seu livro.

Observação: a frequência base do sistema é 60 Hz.

4.1 ANÁLISE DA MALHA SEM CONTROLE

Para a simulação dessa seção, serão considerados os valores dos parâmetros indicados no Quadro 1.

Quadro 1 – Valores dos parâmetros utilizados na simulação para malha sem controle

D	H (segundos)
1,0	5,0

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Por meio da aplicação de uma perturbação de carga do tipo degrau, com magnitude unitária e expressa em pu, a um sistema sem controle, representado na Figura 4.2, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo, representada na Figura 4.3.

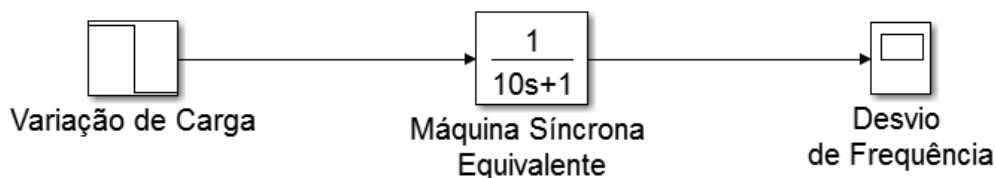


Figura 4.2: Diagrama de blocos de um sistema de potência sem controle.
Fonte: Autoria própria.

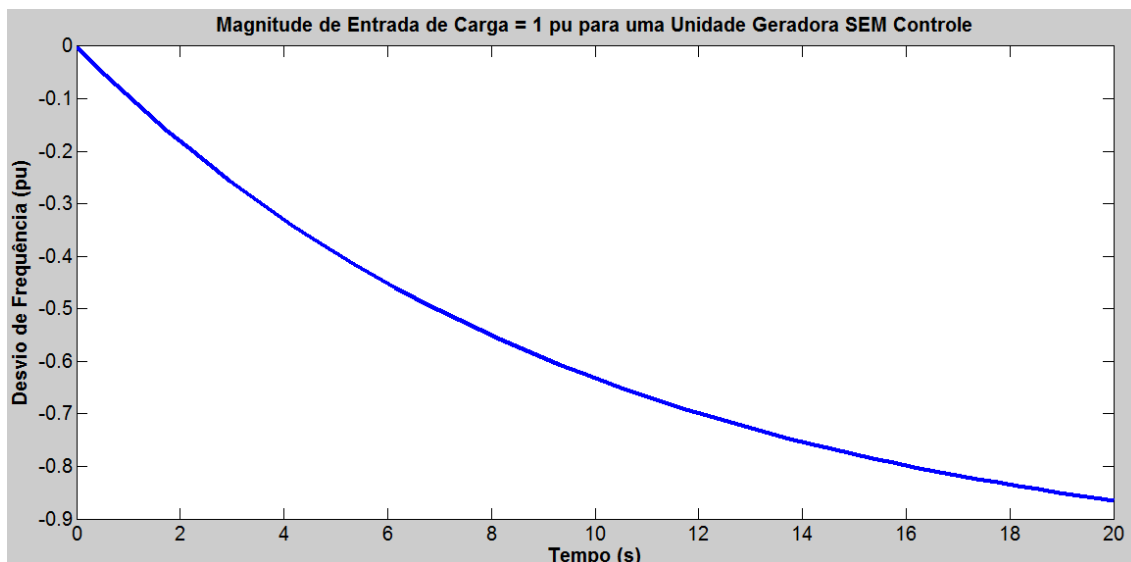


Figura 4.3: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência sem controle.

Fonte: Autoria própria.

Para a malha sem controle, a potência mecânica é constante e observa-se que, neste caso, a frequência do sistema decresce e irá se estabilizar depois de muito tempo. Com isso, justifica-se a necessidade de se inserir um controle.

4.2 ANÁLISE DA MALHA DE REGULAÇÃO PRIMÁRIA

Para as simulações dessa seção, serão considerados os valores dos parâmetros indicados no Quadro 2.

Quadro 2 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações da malha de regulação primária

T_{CH} (segundos)	R (pu)	T_G (segundos)	D	H (segundos)
0,3	0,05	0,2	1,0	5,0

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Por meio da aplicação de uma perturbação de carga do tipo degrau, com magnitude unitária e expressa em pu, a um sistema dotado com controle

primário, representado na Figura 4.4, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo, representada na Figura 4.5.

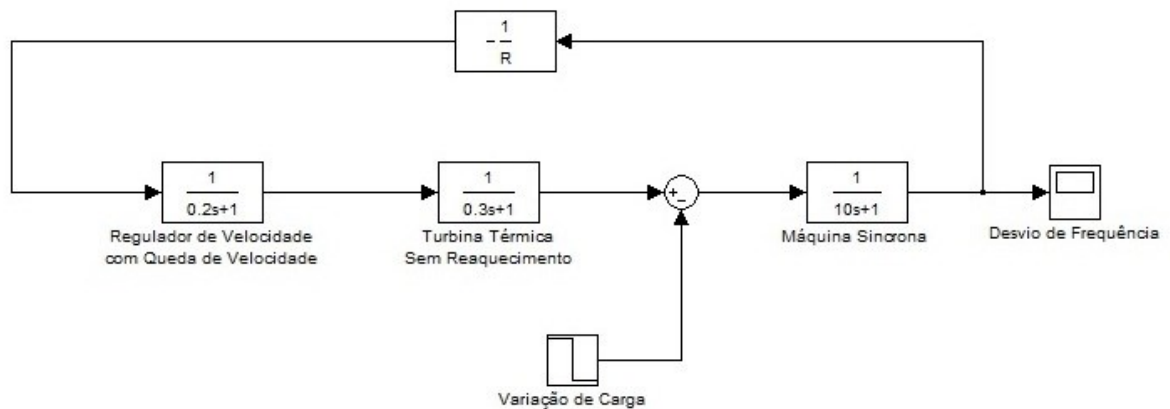


Figura 4.4: Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle primário.
Fonte: Autoria própria.

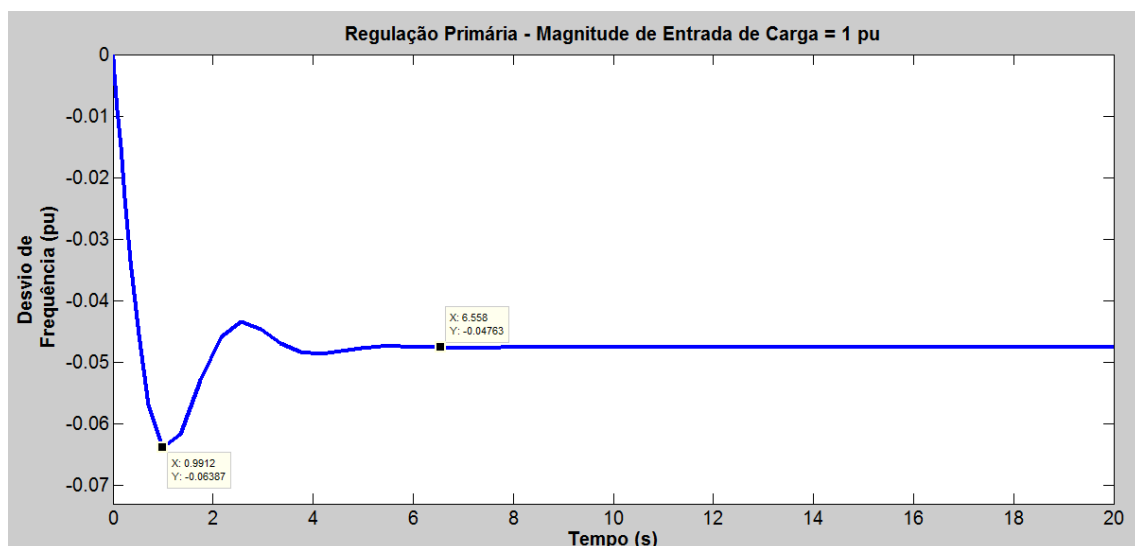


Figura 4.5: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle primário.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.5, é possível observar que, com o controle primário, a frequência do sistema estabiliza-se em aproximadamente 6,558s, porém não retorna ao seu valor nominal apresentando um desvio de -0,04763 pu, o que representa um erro de regime, valor que pode ser comprovado por meio da Equação (2.34). Observa-se também que o valor máximo da oscilação da frequência alcança o valor aproximado de -0,064 pu.

Para essa e as demais simulações, considerou-se o critério de até 2% do valor final para a amplitude de oscilação na região de estabilidade.

A curva da Figura 4.5 pode ser representada em termos de variação da frequência em Hz pelo tempo, conforme Figura 4.6. Os valores de frequência dessa nova curva são obtidos somando-se, à frequência base do sistema de 60 Hz, o produto entre os desvios em pu da Figura 4.5 e o valor 60.

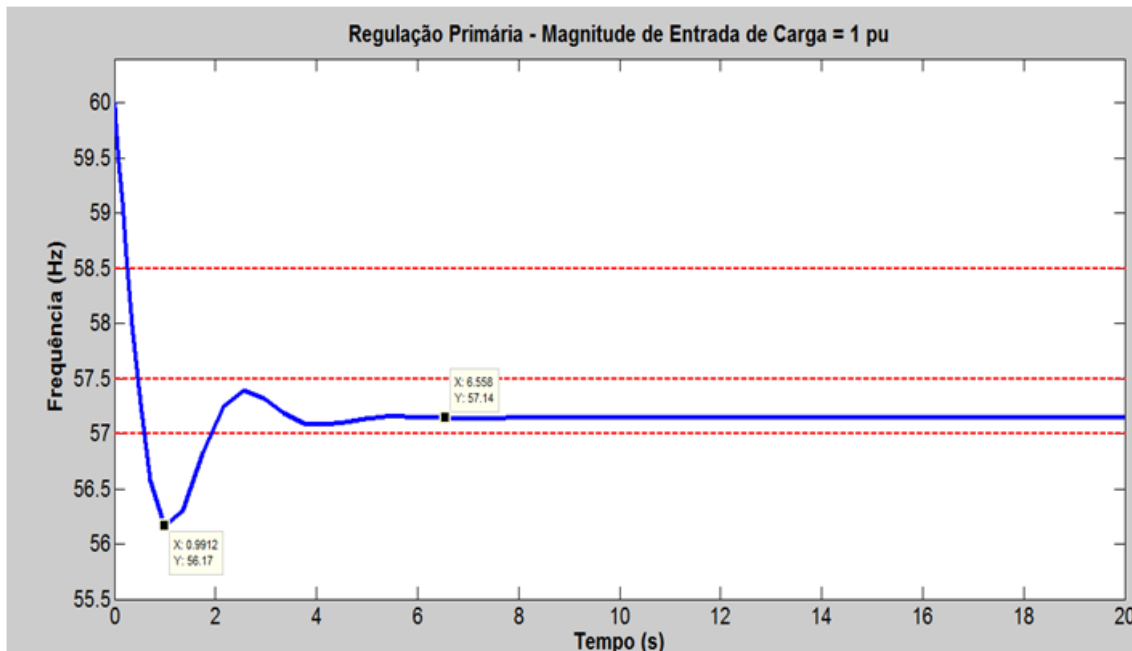


Figura 4.6: Curva de variação da frequência em Hz x tempo, de um sistema de potência com controle primário.

Fonte: Autoria própria.

É importante destacar que a aplicação de uma carga de entrada de 1 pu corresponde a uma perturbação severa para o sistema. Se o valor base de potência do sistema for 100 MVA, o valor real da carga de entrada possuirá o mesmo valor.

Na Figura 4.6, são apresentadas algumas faixas pertinentes aos procedimentos de rede do ONS em relação à operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoelétricas, descritos na Figura 4.1. Para esta simulação, por exemplo, verifica-se que o relé de subfrequência atuaria, considerando esses procedimentos, visto que a faixa de 57 Hz foi ultrapassada.

Para efeito de comparação, a simulação da Figura 4.7 apresenta a característica da frequência considerando uma saída de carga do tipo degrau, com magnitude unitária e expressa em pu, de um sistema dotado com controle primário.

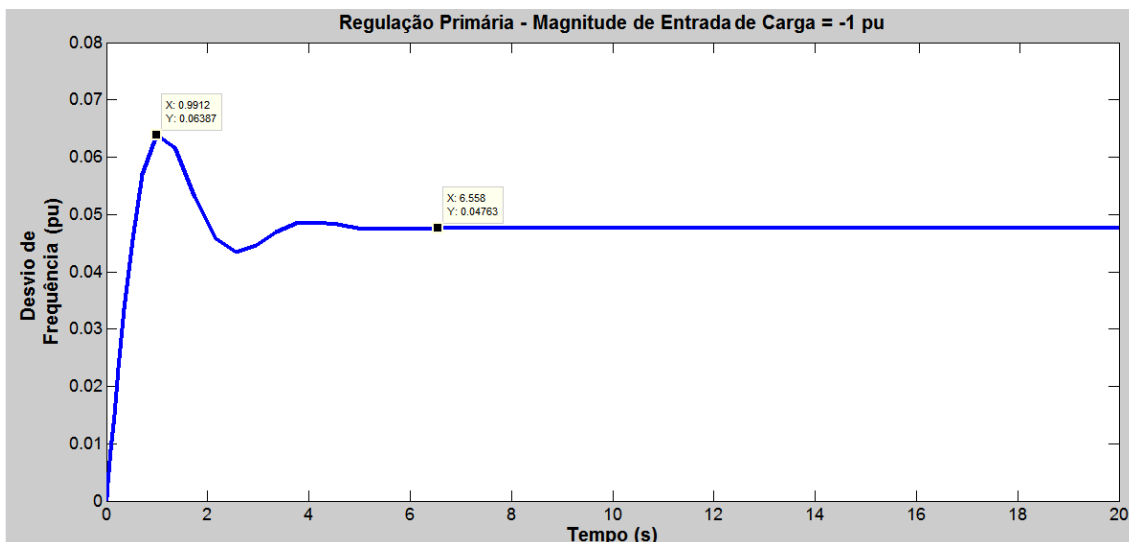


Figura 4.7: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle primário, considerando perda de carga.

Fonte: Autoria própria.

Como se esperava, a curva apresentada na Figura 4.7 é um espelho da curva da Figura 4.5. Portanto, os desvios de frequência tornam-se positivos e mantém-se o mesmo tempo de estabilização do sistema para um valor acima da nominal (60 Hz).

Se a frequência da máquina estabilizar em um valor menor que 60 Hz, houve déficit de geração em relação à carga e automaticamente cada unidade terá que gerar uma potência adicional. Se a frequência estabilizar em um valor maior que 60 Hz, ocorreu um excesso de geração e cada unidade geradora terá que reduzir o valor de sua potência gerada.

As figuras 4.8 e 4.9 apresentam, respectivamente, as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pela turbina e da posição da válvula de admissão do fluido à turbina, para uma entrada de carga de 1 pu e um sistema apenas com controle primário.

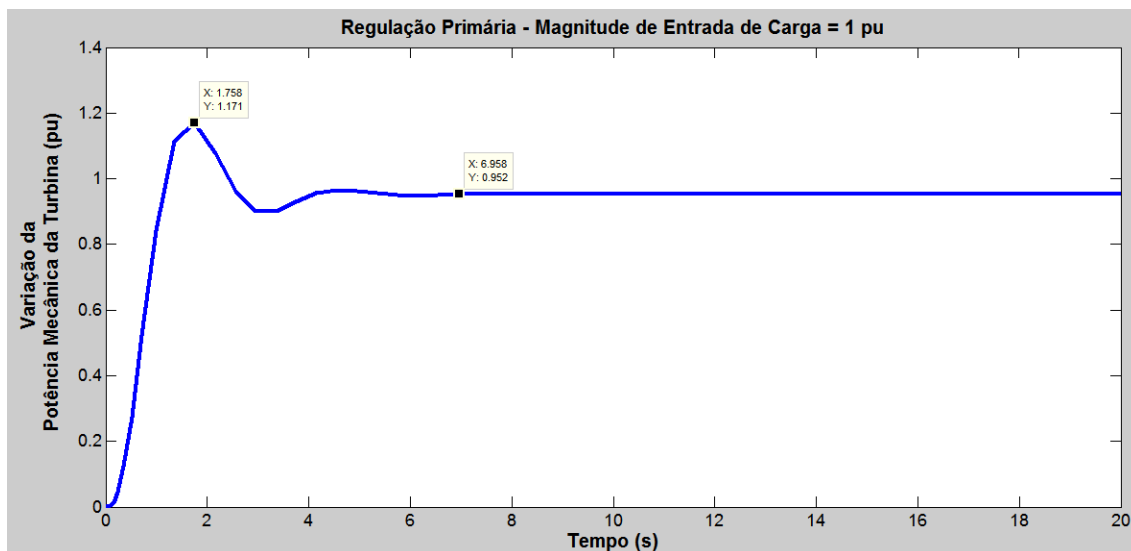


Figura 4.8: Curva de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência com controle primário.

Fonte: Autoria própria.

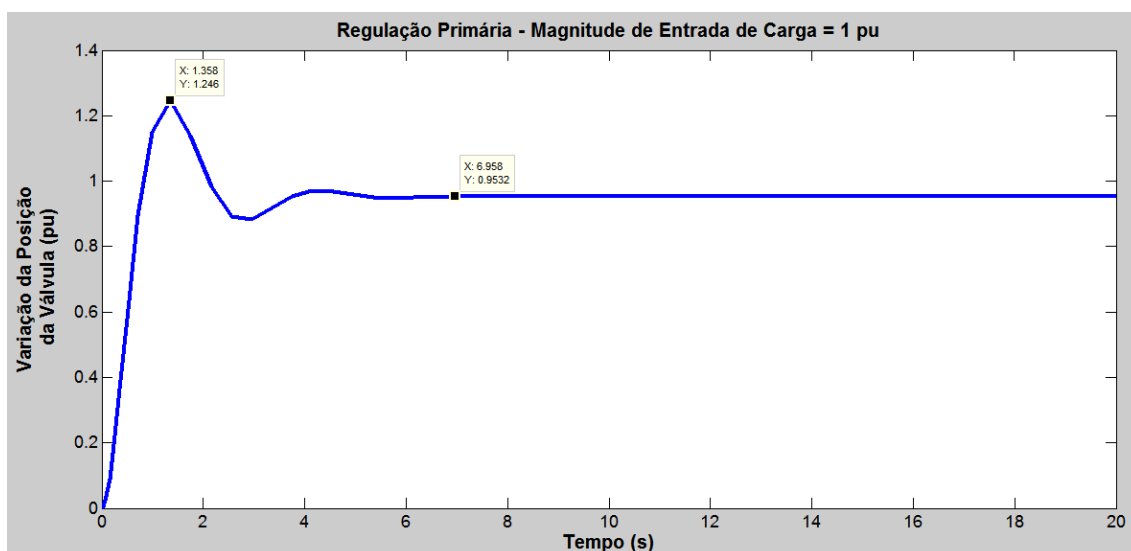


Figura 4.9: Curva de variação da posição da válvula de admissão do fluido à turbina x tempo, de um sistema de potência com controle primário.

Fonte: Autoria própria.

Para uma entrada de carga de 1 pu, os valores em regime permanente das curvas das Figuras 4.8 e 4.9 se estabilizam próximos desse valor devido a fatores que influenciam esse comportamento, como o sistema estar submetido apenas ao controle primário, o valor de estatismo adotado¹ (neste caso 5%,

¹ O ONS estipula em seus procedimentos de rede que o estatismo do regulador de velocidade das turbinas térmicas deve ser 5%. Sendo assim, os ajustes necessários referentes ao controle devem ser feitos por meio da alteração do ganho do regulador de velocidade.

típico utilizado pelo ONS para o regulador de velocidade de turbinas térmicas) e a parcela considerada de carga sensível à variação de frequência.

As curvas obtidas nas Figuras 4.5, 4.8 e 4.9 podem ser comprovadas na página 600 de Kundur (1994), que apresenta os mesmos resultados.

4.3 ANÁLISE DA MALHA DE REGULAÇÃO SECUNDÁRIA (CAG)

Para as simulações dessa seção, serão considerados os valores dos parâmetros indicados no Quadro 3, exceto onde indicado.

Quadro 3 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações da malha de regulação secundária (CAG)

T_{CH} (segundos)	R (pu)	T_G (segundos)	K	D	H (segundos)
0,3	0,05	0,2	10,0	1,0	5,0

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Por meio da aplicação de uma perturbação de carga do tipo degrau, com magnitude unitária e expressa em pu, a um sistema dotado com controle secundário, representado na Figura 4.10, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo representada na Figura 4.11.

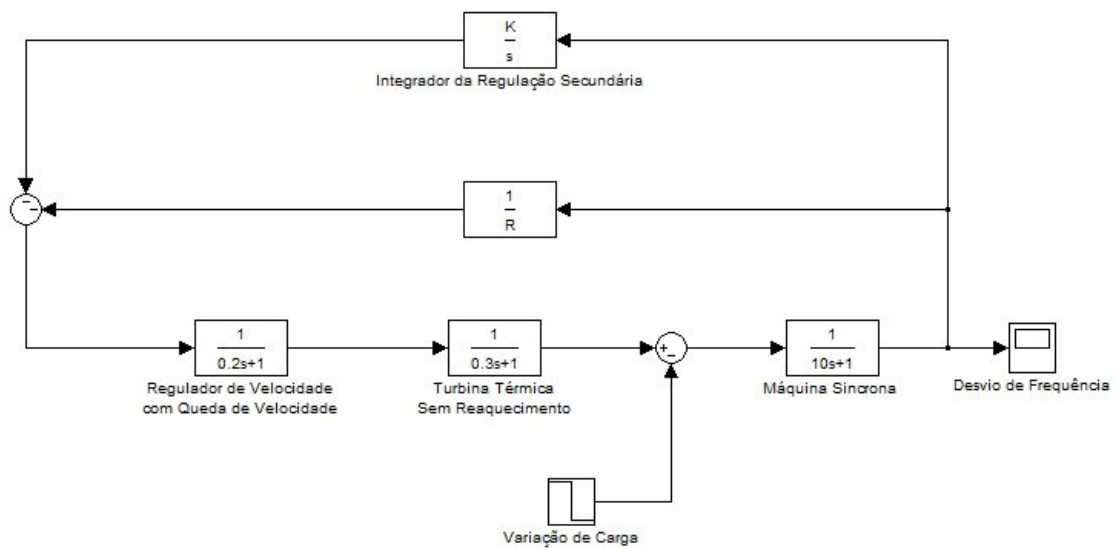


Figura 4.10: Diagrama de blocos de um sistema de potência com controle secundário.
Fonte: Autoria própria.

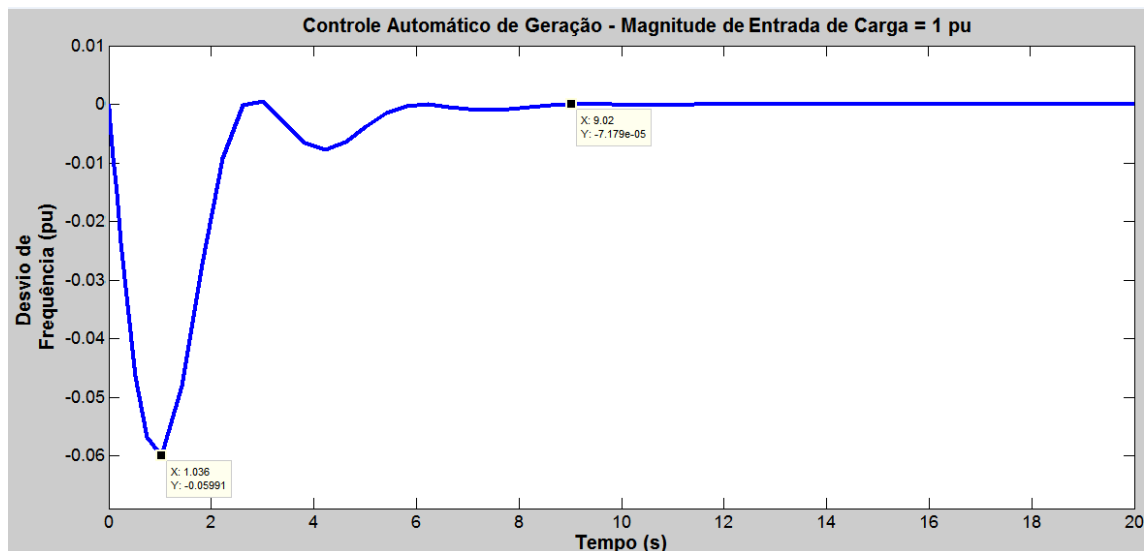


Figura 4.11: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.11, observa-se que quando o sistema sofre uma variação de carga, ocorre em um primeiro estágio o afastamento da frequência em relação seu valor nominal. No entanto, com a atuação do CAG, a frequência retorna ao seu valor inicial, anulando o erro de regime e alcançando o objetivo do controlador, como previsto pela Equação (2.37).

Nessa simulação, o valor máximo obtido para o desvio da frequência foi de $-0,06$ pu e o tempo de estabilização do sistema foi de aproximadamente $9,02$ s para retornar a frequência ao seu valor nominal.

De forma análoga à apresentada na análise da malha de regulação primária, a curva da Figura 4.11 pode ser representada em termos de variação da frequência em Hz pelo tempo, conforme Figura 4.12.

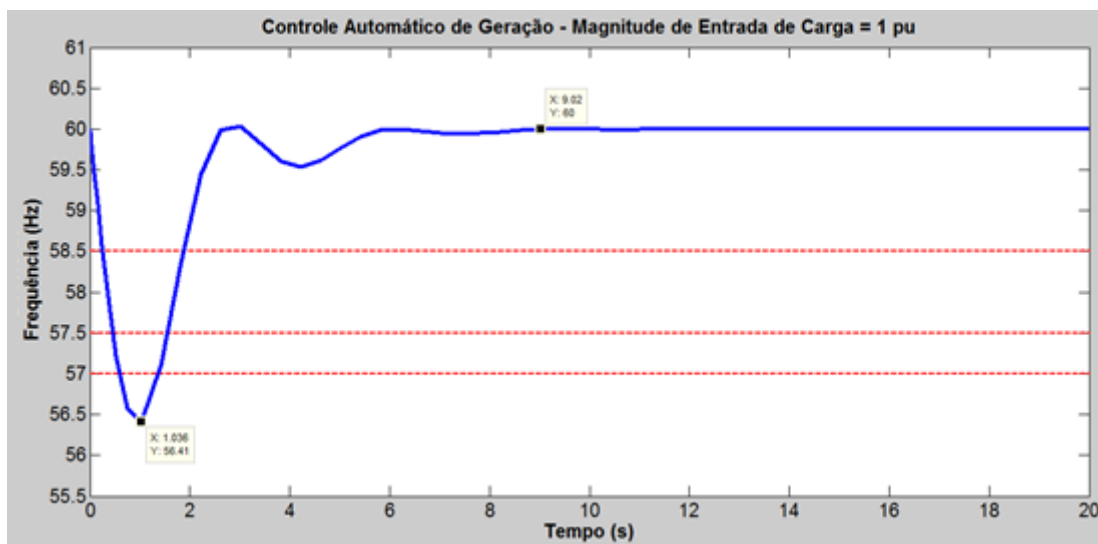


Figura 4.12: Curva de variação da frequência em Hz x tempo, de um sistema de potência com controle secundário.

Fonte: Autoria própria.

Em relação às faixas pertinentes aos procedimentos de rede do ONS, descritos na Figura 1, verifica-se que nesse caso o relé de subfrequência também atuaria, visto que a faixa de 57 Hz foi ultrapassada.

Isso permite concluir que, dependendo da magnitude de variação de carga ocorrida, o controle automático de geração, apesar de ser necessário, não é suficiente para garantir a estabilidade de frequência com base nos procedimentos de rede do ONS.

Para uma saída de carga de 1 pu, o gráfico obtido na Figura 4.13 é o espelho da condição de entrada de carga de 1 pu.

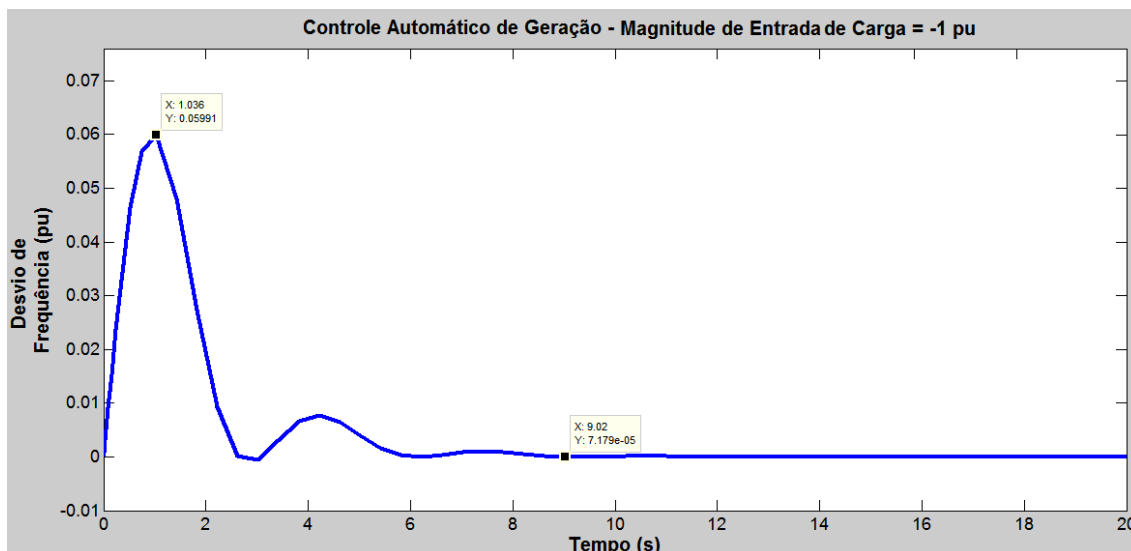


Figura 4.13: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, considerando perda de carga.

Fonte: Autoria própria.

Para a Figura 4.13, observa-se que o desvio da frequência, em módulo, manteve-se o mesmo que na Figura 4.11, obtendo-se estabilidade também em 9,02s. Esta situação representa uma saída brusca de carga do sistema a qual primeiramente eleva o desvio da frequência em 0,06 pu (3,6 Hz) e posteriormente, com a atuação do CAG, retorna para o seu valor nominal.

Considerando-se uma variação do estatismo R, para verificação de sua influência na curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo de um sistema dotado com controle secundário, representado na Figura 4.10, para uma entrada de carga de 1 pu, obtém-se as curvas representadas na Figura 4.14.

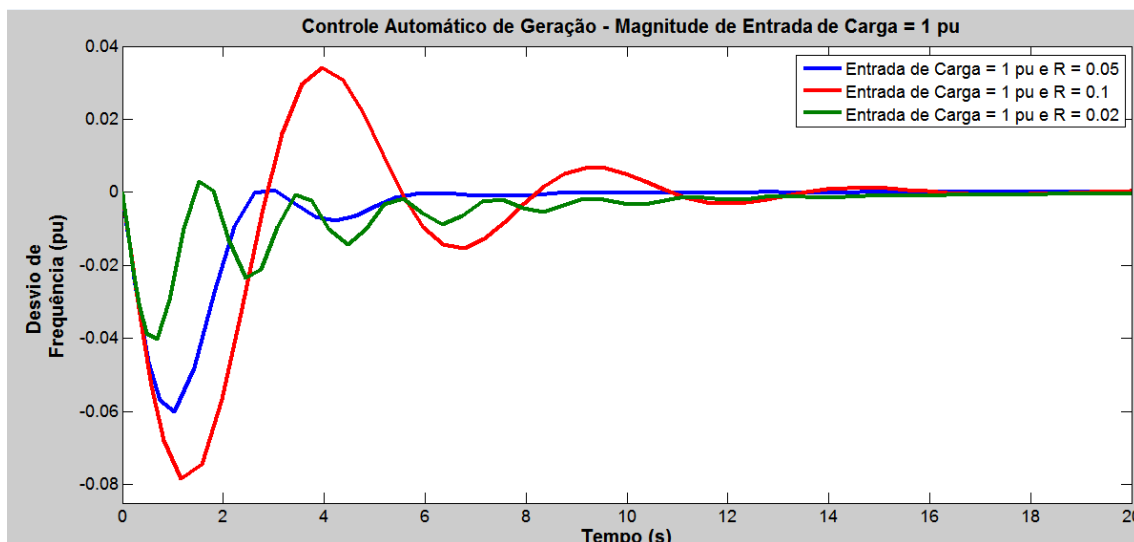


Figura 4.14: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valores de R diferentes.
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.14, verifica-se que ao se aumentar o percentual de estatismo da máquina, aumenta-se a amplitude de oscilação. Em termos de tempo de estabilização, o valor $R = 0,05$, típico utilizado pelo ONS para unidades térmicas, mostra-se o mais adequado.

Para um valor de R muito alto, aumentando-se a partir de $R = 0,1$, o sistema torna-se instável para $R = 0,25$, como apresentado na Figura 4.15.

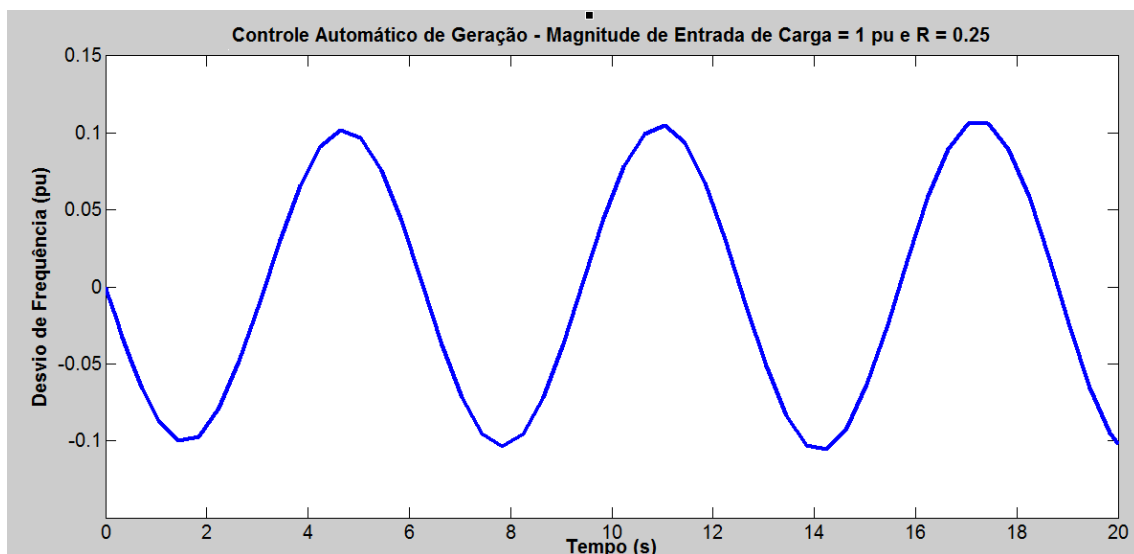


Figura 4.15: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor alto de R.
Fonte: Autoria própria.

Para um valor de R muito baixo, diminuindo-se a partir de $R=0,02$, o sistema torna-se instável para $R=0,012$. Observa-se também um número maior de oscilações, porém com valores de amplitude menores que os valores verificados na Figura 4.15, como apresentado na Figura 4.16.

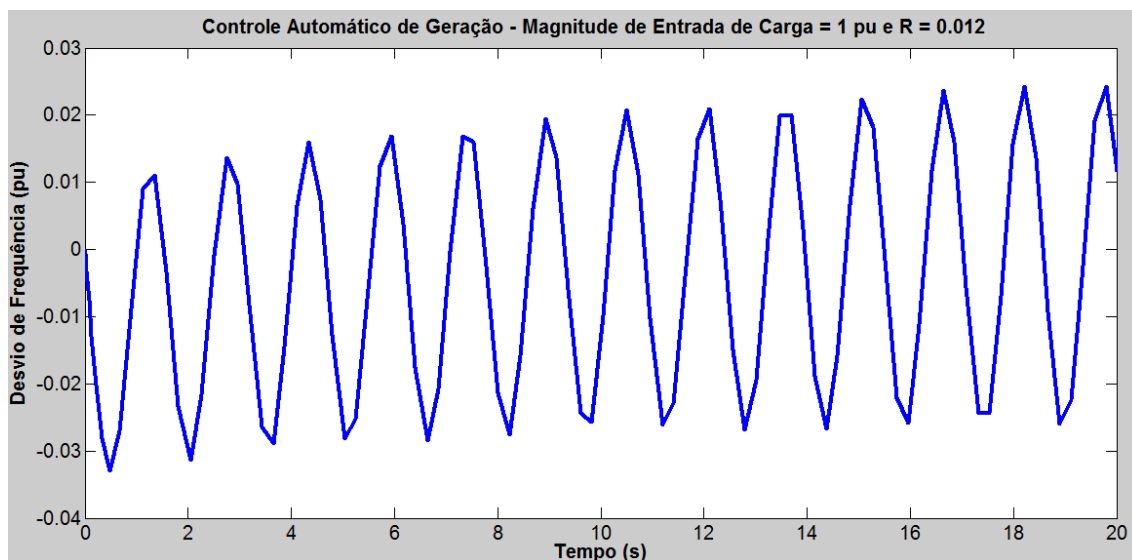


Figura 4.16: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor baixo de R .

Fonte: Autoria própria.

Considerando-se uma variação da constante K do bloco de regulação secundária, para verificação de sua influência na curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo de um sistema dotado com controle secundário, representado na Figura 4.10, para uma entrada de carga de 1 pu e $R=0,05$, obtém-se as curvas representadas na Figura 4.17.

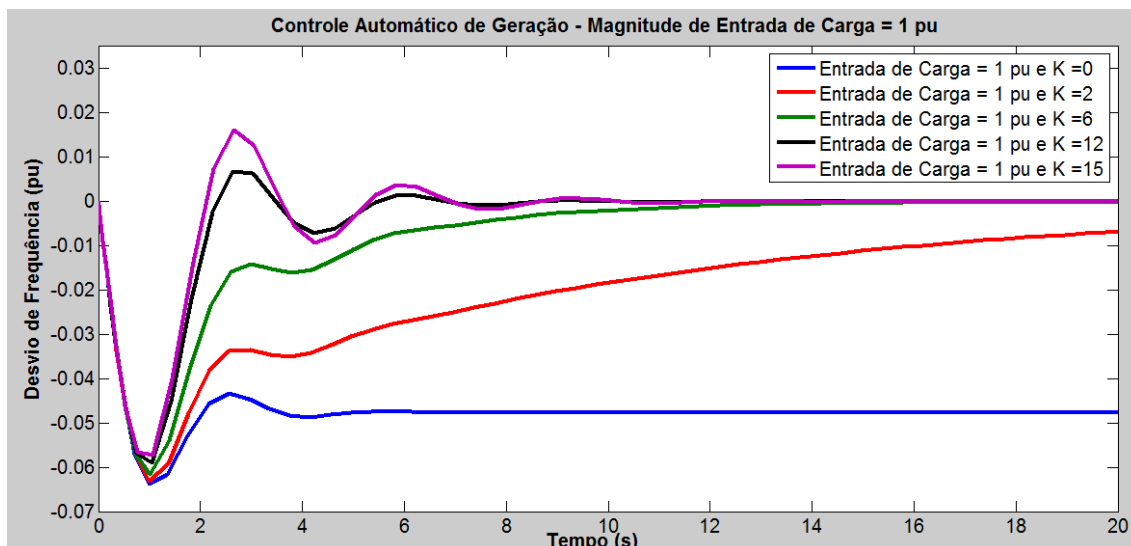


Figura 4.17: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valores de K diferentes.

Fonte: Autoria própria.

Pode-se verificar que quanto maior o valor da constante K do bloco de controle secundário, para $2 < K < 12$, mais rápido o sistema atinge o erro de regime permanente nulo e para $K=0$ o controle secundário é desabilitado, obtendo-se a mesma resposta encontrada na Figura 4.5, para o sistema considerando apenas o controle primário.

Para um valor de K muito alto, aumentando-se a partir de $K=15$, para $K=34,5$ o sistema torna-se instável, como apresentado na Figura 4.18.

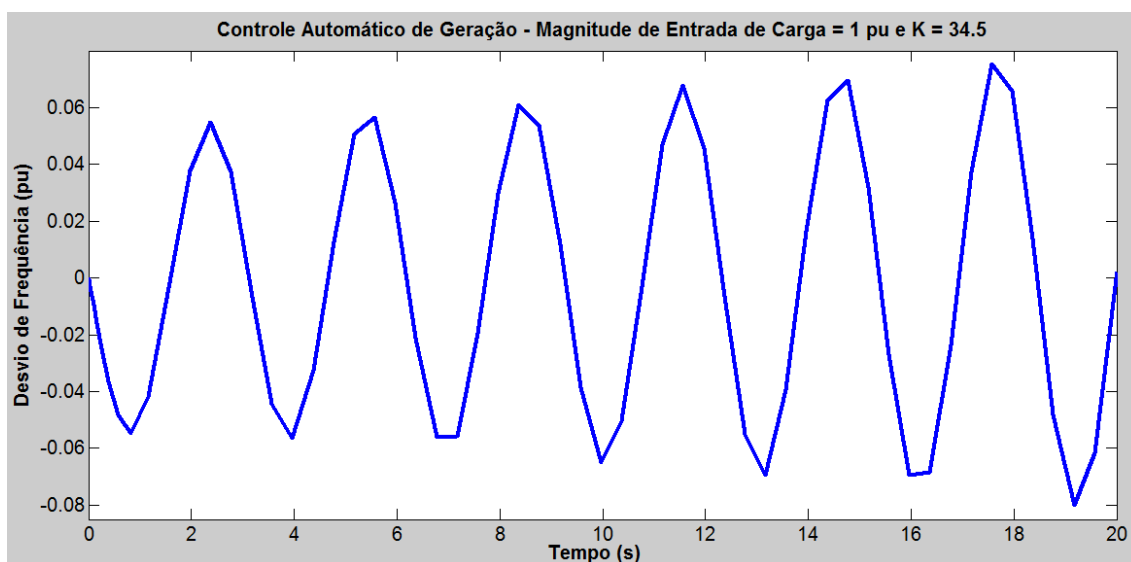


Figura 4.18: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário, com valor alto de K.

Fonte: Autoria própria.

Considerando-se uma aplicação mais amena, porém corriqueira, de carga de 0,1 pu a um sistema dotado com controle secundário, representado na Figura 4.10, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo representada na Figura 4.19.

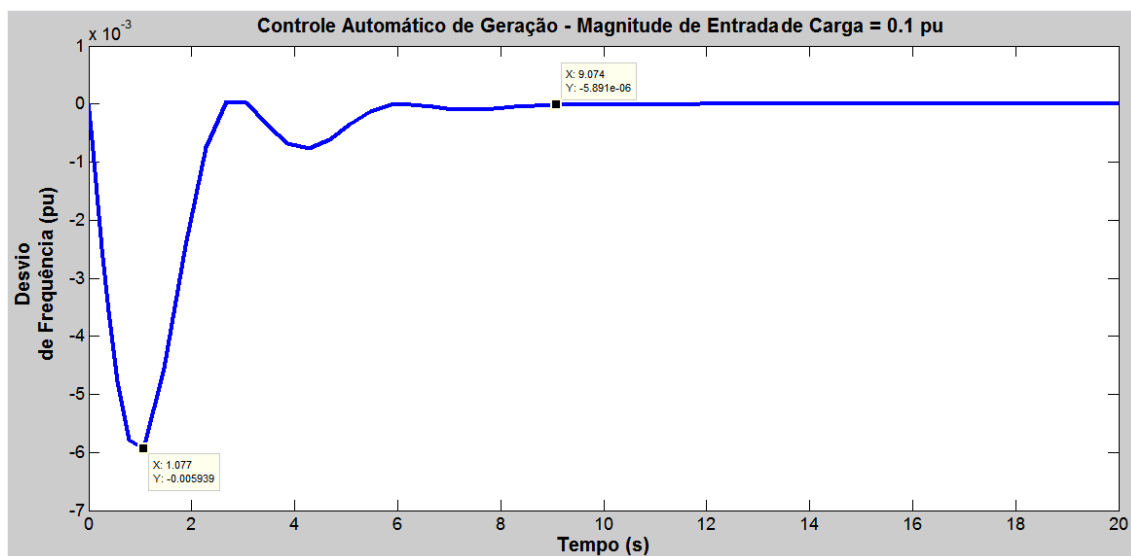


Figura 4.19: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência com controle secundário e entrada de carga de 0,1 pu.

Fonte: Autoria própria.

Em relação à curva da Figura 4.11, a curva da Figura 4.19 apresenta o valor máximo para o desvio da frequência aproximadamente dez vezes menor (-0,006 pu) e o tempo de estabilização do sistema foi praticamente o mesmo para retornar a frequência ao seu valor nominal. Isso se deve à aplicação de uma carga mais amena.

Por último, a Figura 4.20 apresenta as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pela turbina para um sistema considerando uma unidade geradora operando apenas com controle primário (Figura 4.4) e para um sistema considerando uma unidade geradora operando com controle secundário (Figura 4.10), mediante uma entrada de carga de 1 pu.

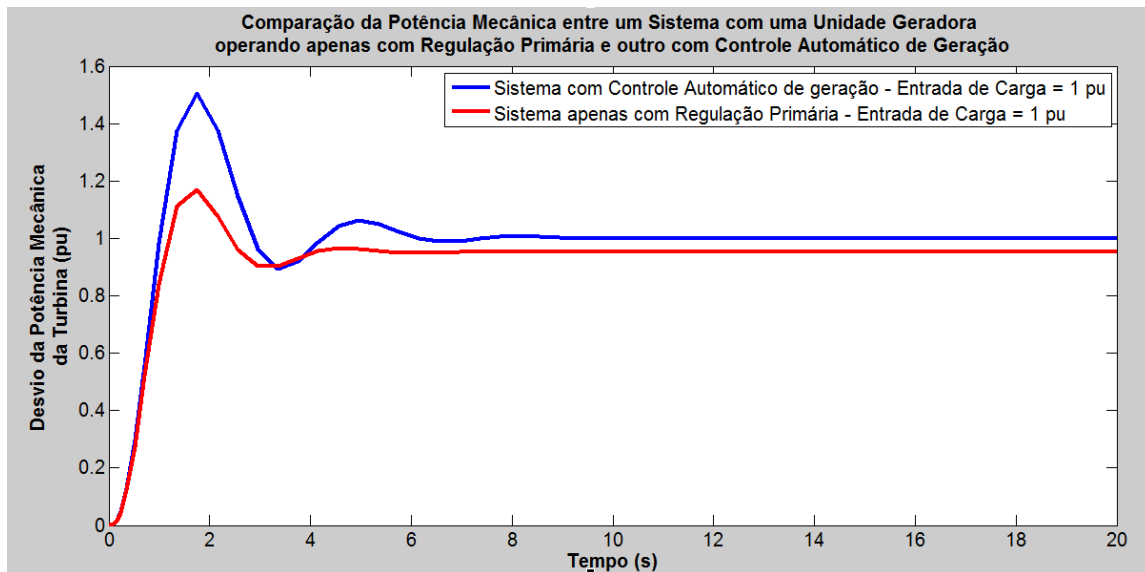


Figura 4.20: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência apenas com controle primário e de um sistema de potência com controle secundário.

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que, para o sistema de potência operando com controle secundário, a potência mecânica da turbina estabiliza-se em 1 pu, mesmo valor da entrada de carga.

Para o sistema operando apenas com controle primário, a potência mecânica estabiliza-se em um valor um pouco abaixo, como já verificado na Figura 4.8, porém com um esforço mecânico em regime transitório inferior ao verificado no sistema com controle secundário.

O comportamento em regime transitório da potência mecânica verificado para o sistema com controle secundário, aplica-se a uma unidade geradora que possui essa reserva de potência. Dependendo da unidade, é possível que não haja essa reserva necessária para o atendimento do valor máximo de oscilação.

As simulações realizadas nesse trabalho envolvendo o controle secundário consideraram o controle atuando a todo instante, a partir da perturbação de carga. Porém, o ONS estipula um valor de tempo para que quando o valor de frequência do sistema ultrapassar um determinado intervalo de variação da mesma, admissível, haja a atuação do controle como um todo.

Uma simulação complementar envolvendo o sistema da Figura 4.10, encontra-se na seção Anexos.

4.4 ANÁLISE EM SISTEMA MULTIMÁQUINAS

Para as simulações dessa seção, considerar os valores dos parâmetros indicados no Quadro 4, exceto onde indicado.

Quadro 4 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de sistemas multimáquinas

T_{CH} (segundos)	R (pu)	T_G (segundos)	K	D	H (segundos)
0,3	0,05	0,2	30,0	1,0	5,0

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Por meio da aplicação de uma perturbação de carga do tipo degrau, com magnitude unitária e expressa em pu, a um sistema considerando três unidades geradoras iguais e operando apenas com controle primário (ganhos de CAG nulos), representado na Figura 4.21, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo (Figura 4.22) da área de controle, medido após a saída da máquina síncrona equivalente.

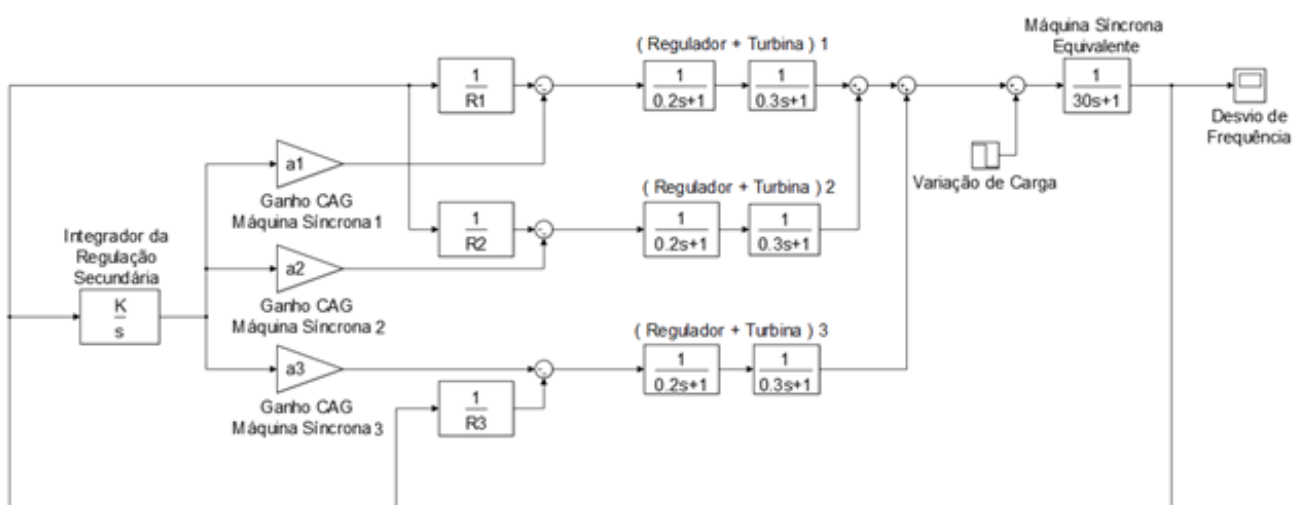


Figura 4.21: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário e secundário.

Fonte: Autoria própria.

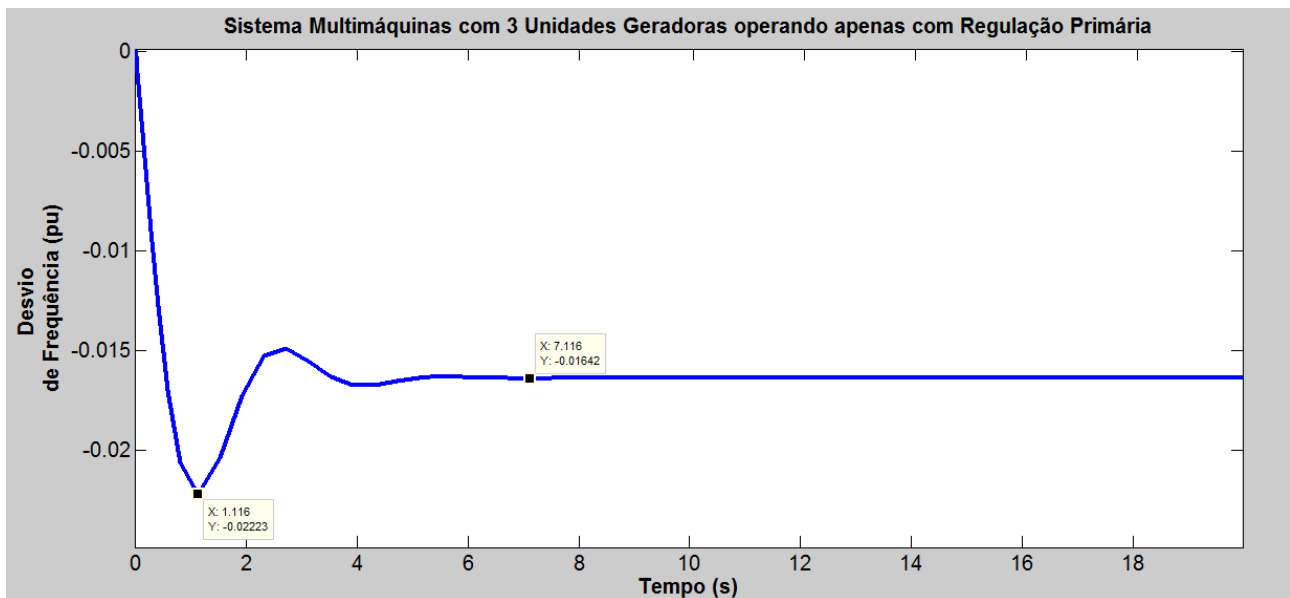


Figura 4.22: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando apenas com controle primário (ganhos de CAG nulos).
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.22, novamente é possível observar que, com o controle primário, a frequência do sistema estabiliza-se (em aproximadamente 7,116s, neste caso), porém não retorna ao seu valor nominal, apresentando um desvio de -0,01642 pu, o que representa um erro de regime. Observa-se também que o valor máximo da oscilação da frequência alcança o valor aproximado de -0,02223 pu.

Em relação à simulação da Figura 4.5, a qual considerou apenas uma unidade geradora para o mesmo tipo de perturbação e controle, verifica-se para esse caso que o tempo de estabilização não apresenta uma diferença significativa, porém o desvio em relação ao valor nominal em regime e o valor máximo da oscilação da frequência são menores.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, agora com uma das máquinas operando com 100% do controle secundário (ganho CAG igual a 100%), $K = 10$ e as outras duas apenas com controle primário (ganho CAG nulo), obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo representada na Figura 4.23.

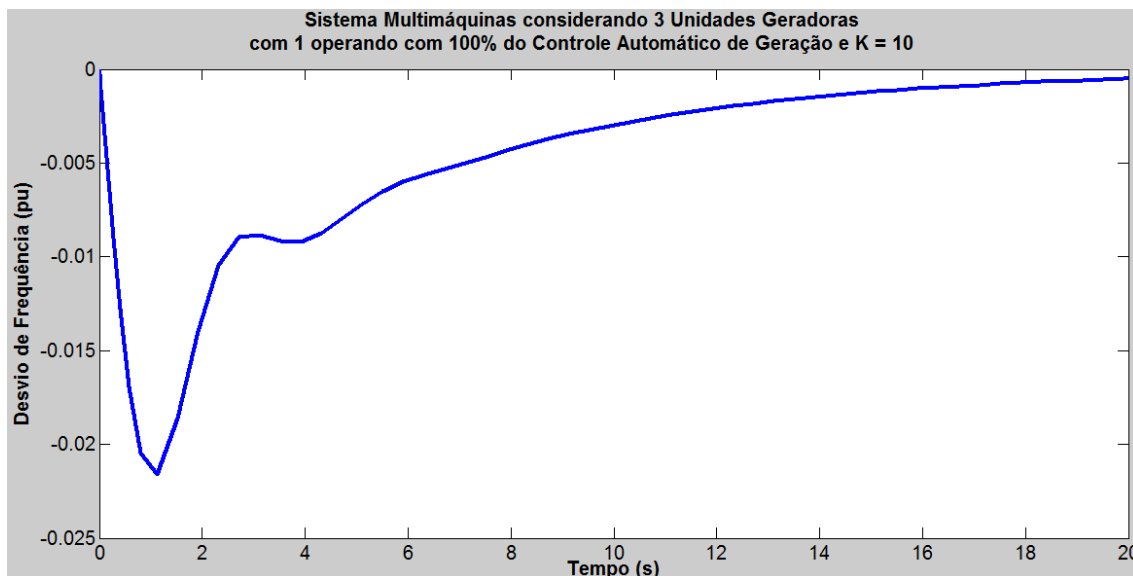


Figura 4.23: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (duas máquinas) e secundário (uma máquina), $K=10$.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.23, observa-se novamente que sistema sofre, em um primeiro estágio, o afastamento da frequência em relação a seu valor nominal, para uma variação de carga, e posteriormente a frequência retorna ao seu valor inicial.

Nessa simulação, o valor máximo obtido para o desvio da frequência foi de aproximadamente $-0,023$ pu e o tempo de estabilização do sistema foi superior a 20s para retornar a frequência ao seu valor nominal.

Em relação à simulação da Figura 4.11, a qual considerou apenas uma unidade geradora para o mesmo tipo de perturbação e controle, o tempo de estabilização apresenta uma diferença significativa, pois naquele caso o tempo foi de 9,02 s, porém o valor máximo da oscilação da frequência é menor.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, agora com uma das máquinas operando com 100% do controle secundário (ganho CAG igual a 100%), com ganho $K = 30$, e as outras duas apenas com controle primário (ganho CAG nulo), obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo representada na Figura 4.24.

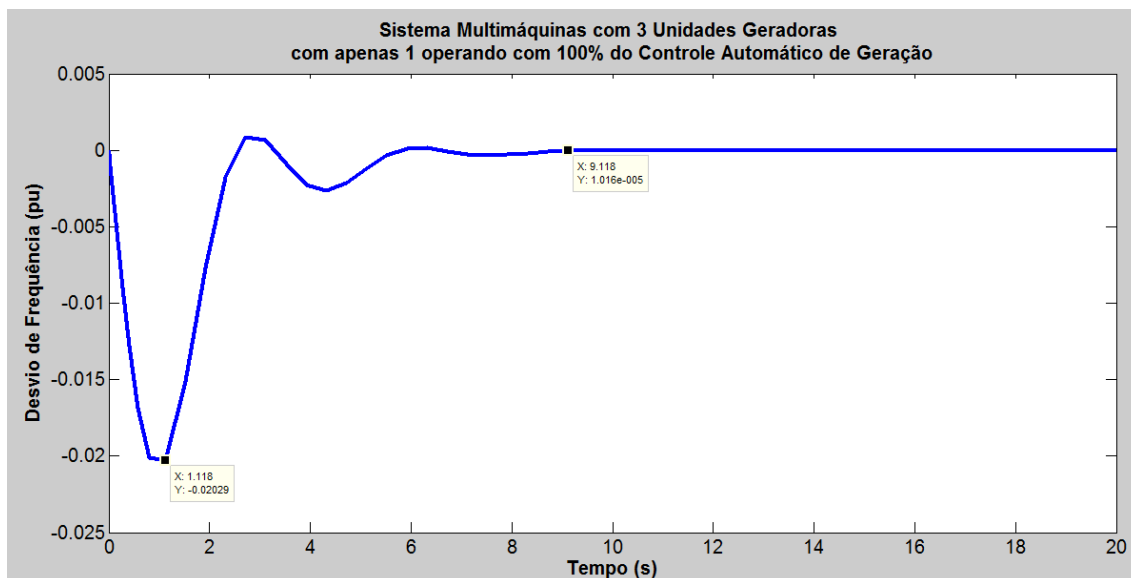


Figura 4.24: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (duas máquinas) e secundário (uma máquina), $K=30$.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.24, observa-se novamente que sistema sofre, em um primeiro estágio, o afastamento da frequência em relação a seu valor nominal, para uma variação de carga, e posteriormente a frequência retorna ao seu valor inicial.

Nessa simulação, o valor máximo obtido para o desvio da frequência foi de $-0,02029$ pu e o tempo de estabilização do sistema foi de aproximadamente $9,118$ s para retornar a frequência ao seu valor nominal.

Em relação à simulação da Figura 4.11, a qual considerou apenas uma unidade geradora para o mesmo tipo de perturbação e controle, o tempo de estabilização não apresenta uma diferença significativa, porém o valor máximo da oscilação da frequência é menor.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, para o caso da Figura 4.24, obtém-se as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pela turbina das unidades geradoras operando apenas com controle primário e da unidade com 100% de CAG, representadas na Figura 4.25.

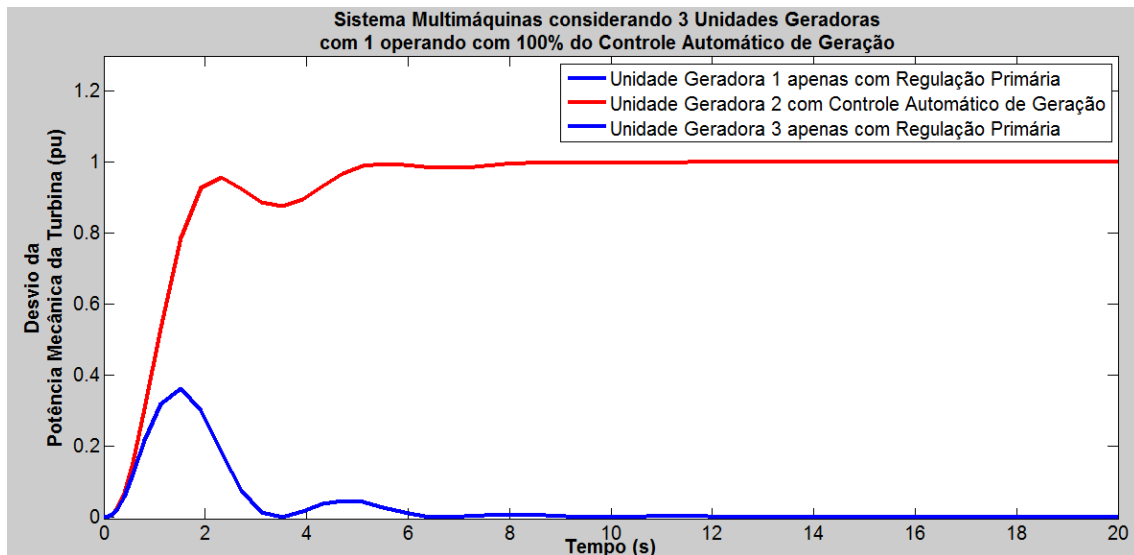


Figura 4.25: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, uma com 100% de CAG e as outras duas apenas com controle primário.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.25, verifica-se que no caso das unidades geradoras operando apenas com controle primário, a potência mecânica gerada estabiliza-se em zero (ganho CAG nulo).

Para a unidade geradora operando com 100% de CAG, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 1 pu, valor de entrada de carga.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, agora com uma das máquinas operando apenas com controle primário, outra máquina operando com 30% do controle secundário (ganho CAG igual a 30%) e por fim, outra máquina operando com 70% do controle secundário (ganho CAG igual a 70%), $K = 30$, obtém-se a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo representada na Figura 4.26.

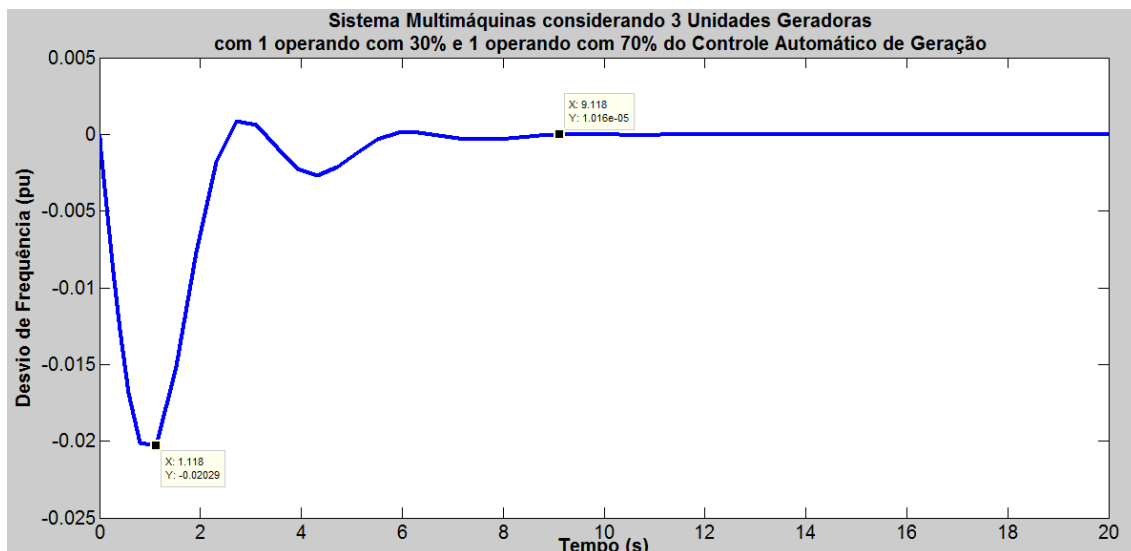


Figura 4.26: Curva de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras operando com controle primário (uma máquina) e secundário (duas máquinas), $K=30$.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.26, o valor máximo obtido para o desvio da frequência e o tempo de estabilização do sistema foram os mesmos obtidos para a simulação da Figura 4.24. O que muda nesse caso é que há duas máquinas operando com ganhos diferentes de CAG, porém a soma desses ganhos é 100%.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, para o caso da Figura 4.26, obtém-se as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pela turbina da unidade geradora operando apenas com controle primário, da unidade com 30% de CAG e da unidade com 70% de CAG, representadas na Figura 4.27.

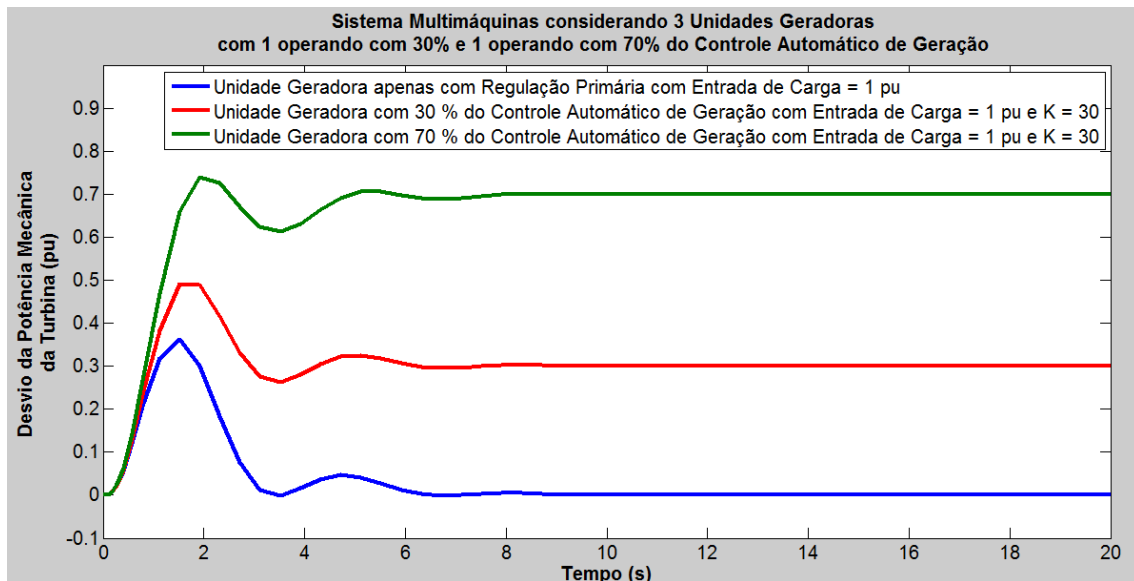


Figura 4.27: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, uma apenas com controle primário e as outras duas com 30% e 70% de CAG.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.27, verifica-se que quanto maior a parcela de ganho do CAG para determinada máquina, maior a sua contribuição para a potência mecânica gerada pela turbina e o valor estabilizado se iguala ao ganho de CAG.

No caso da unidade geradora operando apenas com controle primário, a potência mecânica gerada estabiliza-se em zero (ganho CAG nulo).

Para a unidade geradora operando com 30% de CAG, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0,3 pu.

E para a unidade geradora operando com 70% de CAG, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0,7 pu.

Na prática, a maior parcela de CAG pode ser ajustada, por exemplo, para a unidade que possua maior reserva de potência mecânica, que seja mais nova ou que por meio de estudos de despacho econômico tenha sido verificada mais barata para geração, mais eficiente.

Considerando a mesma perturbação de carga e o sistema representado na Figura 4.21, para o caso de uma das máquinas operando com 100% do controle secundário (ganho CAG igual a 100%) e as outras duas apenas com controle primário (ganho CAG nulo), proporcionando uma variação da constante K do bloco de regulação secundária, para verificação de sua

influência na curva de desvio de frequência (ou velocidade) em pu pelo tempo e $R=0,05$, obtém-se as curvas representadas na Figura 4.28.

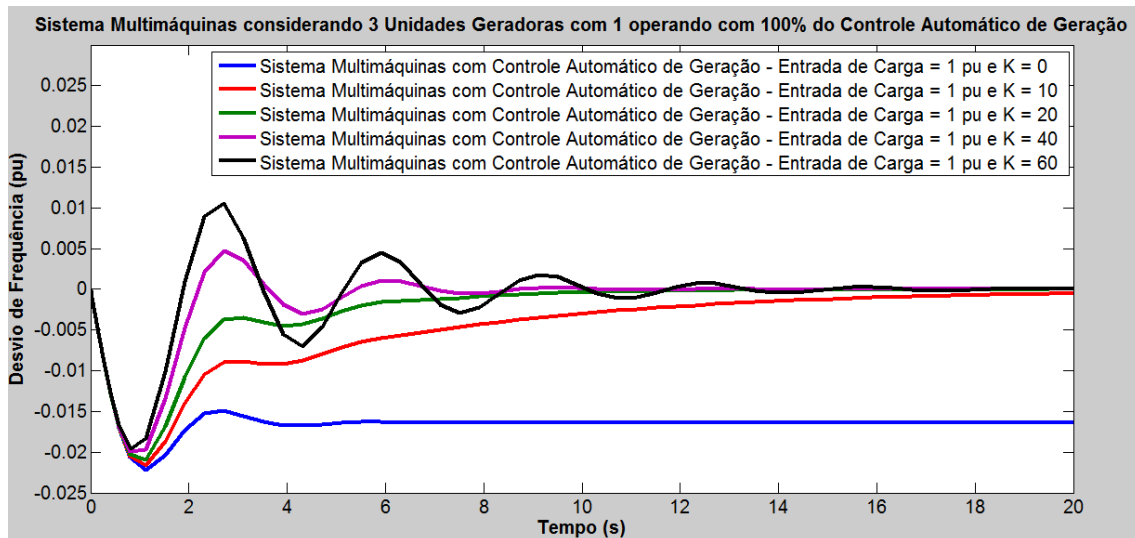


Figura 4.28: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) x tempo, de um sistema de potência considerando três unidades geradoras, com valores de K diferentes.
Fonte: Autoria própria.

Pode-se verificar que quanto maior o valor da constante K do bloco de controle secundário, para $10 < K < 40$, mais rápido o sistema atinge o erro de regime permanente nulo. Porém, para um valor de K muito alto ($K=60$, por exemplo), o sistema começa a oscilar bastante, indicando que um aumento significativo de K torna o sistema instável.

Para $K=0$, o controle secundário é desabilitado, como verificado em simulação anterior.

Em relação à simulação da Figura 4.17, a qual considerou apenas uma unidade geradora, observa-se para esse caso, considerando três unidades em um sistema multimáquinas, que além do valor máximo da oscilação da frequência ser menor, é preciso de um valor de ganho K maior para obter uma resposta satisfatória em termos de tempo de estabilização e variação de frequência em regime transitório.

4.5 ANÁLISE EM ÁREAS INTERLIGADAS

Para as simulações dessa seção, serão considerados os valores dos parâmetros indicados no Quadro 5, exceto onde indicado.

Quadro 5 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de áreas interligadas

T_{CH} (segundos)	R (pu)	T_G (segundos)	K1	K2	D	H (segundos)
0,3	0,05	0,2	0,25	0,25	1,0	5,0

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Observa-se que os valores de K1 e K2 utilizados para o próximo cenário de simulação são, consideravelmente, menores que aqueles utilizados até então. Um dos motivos para esse fato é devido à presença de outras variáveis que interferem na resposta do sistema (como o *bias* de frequência) e devem ser consideradas para sistemas de áreas interligadas, alterando assim os valores dos ganhos dos blocos integradores, a fim de se obter respostas estáveis.

As simulações dessa seção envolverão o sistema de duas áreas interligadas representado na Figura 4.29, a qual considera cada área de controle com o seu respectivo desvio de frequência.

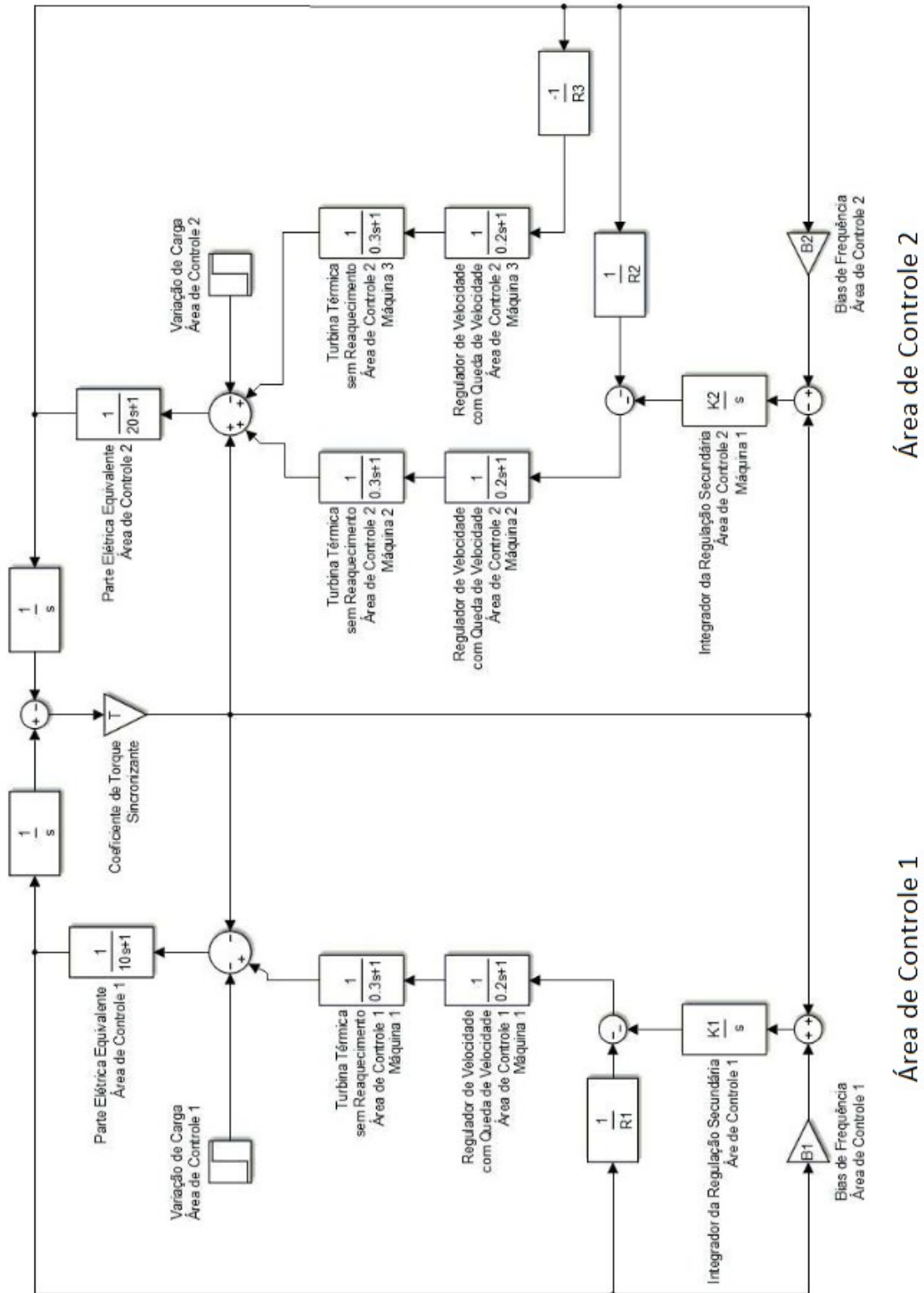


Figura 4.29: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando duas áreas de controle interligadas.
 Fonte: Autoria própria.

Com base na dissertação desenvolvida por Junior (2012), foi adotado o valor de 0,078 pu para a reatância em série equivalente total da linha de interligação X_T , o valor de 1 pu para as tensões internas geradas de cada área (E_1 e E_2) e o ângulo de diferença inicial $\delta_{012} = \delta_{01} - \delta_{02} = 10^\circ$. Dessa forma, pode-se obter o coeficiente de torque sincronizante (T) e o fluxo de potência inicial (pré-perturbação) T_{012} :

$$T = \left(\frac{E_1 E_2}{X_T} \cos \delta_{012} \right) = \left(\frac{1.1}{0,078} \cos 10^\circ \right) = 12,57 \quad (4.1)$$

$$T_{012} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \sin (\delta_{012}) = \frac{1.1}{0,078} \sin 10^\circ = 2,226 \text{ pu} \quad (4.2)$$

Sendo assim, $T_{012} = 2,226$ pu ou, considerando-se uma potência base de 100 MVA, $T_{012} = 222,6$ MW .

A modalidade de controle adotada é denominada “*Tie Line Frequency Bias –TLB*”, ou seja, Controle de Intercâmbio e Frequência, a qual tem como objetivo cada área atender a sua própria variação de carga em regime permanente, embora haja uma contribuição mútua entre as áreas durante o regime transitório, tornando nulo os erros de frequência. Também nessa modalidade, o desvio da potência ativa de intercâmbio é nulo em regime permanente.

Ressalta-se a existência de outras duas modalidades de controle para Áreas Interligadas descritas por Almeida (2004), as quais são: Controle em Frequência Constante e Controle de Intercâmbio Constante, que não serão consideradas no estudo realizado neste documento.

Com base no artigo desenvolvido por Brandi e Jardim (1999), a modalidade de controle descrita é obtida ajustando-se o valor de *bias* de frequência de cada área igual à característica natural da área, ou seja:

Para a Área de Controle 1,

$$B1 = \frac{1}{R1} + D1 = \frac{1}{0,05} + 1 = 21 \quad (4.3)$$

Para a Área de Controle 2,

$$B2 = \frac{1}{R2} + \frac{1}{R3} + D2 = \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,05} + 1 = 41 \quad (4.4)$$

Considerando o sistema representado na Figura 4.29, a aplicação de uma entrada de carga de 1 pu a área 1 e nenhuma variação de carga na área 2, obtém-se as curvas de desvio de frequência (ou velocidade) em pu da área 1 e da área 2 pelo tempo representadas na Figura 4.30.

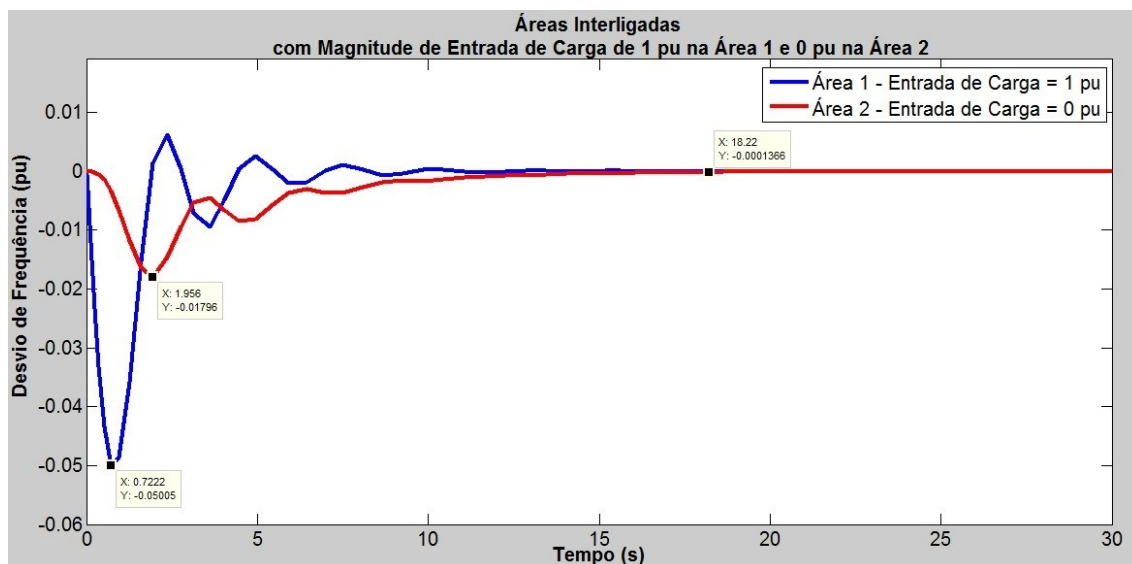


Figura 4.30: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.30, nota-se que, por meio do controle automático de geração presente em cada área, a frequência retorna ao seu valor inicial, anulando o erro de regime para as duas áreas, após a variação de carga de 1 pu para a área 1.

Nessa simulação, o valor máximo obtido para o desvio de frequência da área 1 foi de -0,05 pu, menor que o valor de -0,06 pu encontrado na simulação da Figura 4.11, a qual envolvia apenas uma área de controle e a mesma perturbação. Isso se deve à contribuição da área 2 para a área 1, em regime transitório, no intuito de atender a variação de carga ocorrida, como previsto pela modalidade de controle adotada.

Porém, para o caso de duas áreas interligadas o tempo de estabilização de aproximadamente 15s para retornar a frequência ao seu valor nominal foi maior que o encontrado na simulação da Figura 4.11 de 9,02s.

A Figura 4.31 apresenta as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pelas turbinas do sistema de duas áreas interligadas, mediante a entrada de carga de 1 pu na área 1.

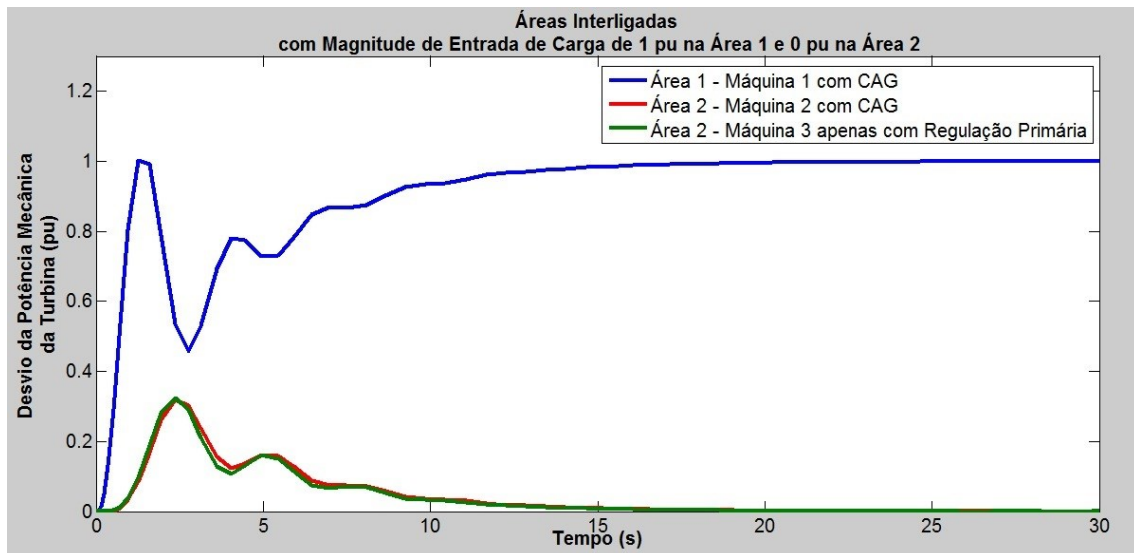


Figura 4.31: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.

Fonte: Autoria própria.

Como a área 1 atende a sua própria variação de carga em regime permanente, conforme a modalidade de controle adotada, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 1 pu, para a sua unidade geradora operando com 100% de CAG.

Para as unidades geradoras da área 2, independente de operação com CAG ou apenas com regulação primária, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0 pu, havendo uma pequena contribuição durante o regime transitório.

A Figura 4.32 apresenta a curva de variação da potência ativa de intercâmbio pelo tempo entre as duas áreas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.

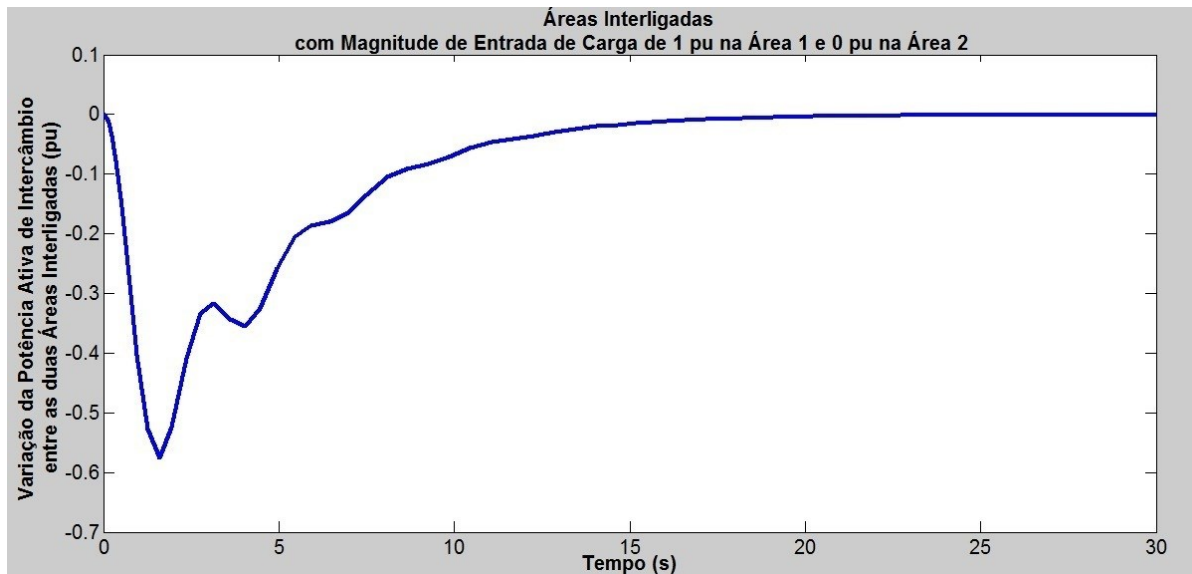


Figura 4.32: Curva de variação da potência ativa de intercâmbio x tempo entre duas áreas interligadas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1.

Fonte: Autoria própria.

Para o sistema representado na Figura 4.29, convencionou-se a transferência de potência no sentido da área 1 para a área 2 como positivo.

Sendo assim, na Figura 4.32, observa-se uma variação negativa da potência ativa de intercâmbio em regime transitório, pois a transferência de potência ocorre no sentido da área 2 para a área 1 nesse período.

O desvio retorna a zero em regime permanente devido à modalidade de controle adotada.

Considerando o mesmo sistema representado na Figura 4.29, agora com aplicação de uma entrada de carga de 1 pu a área 2 e nenhuma variação de carga na área 1, obtém-se as curvas de desvio de frequência (ou velocidade) em pu da área 1 e da área 2 pelo tempo representadas na Figura 4.33.

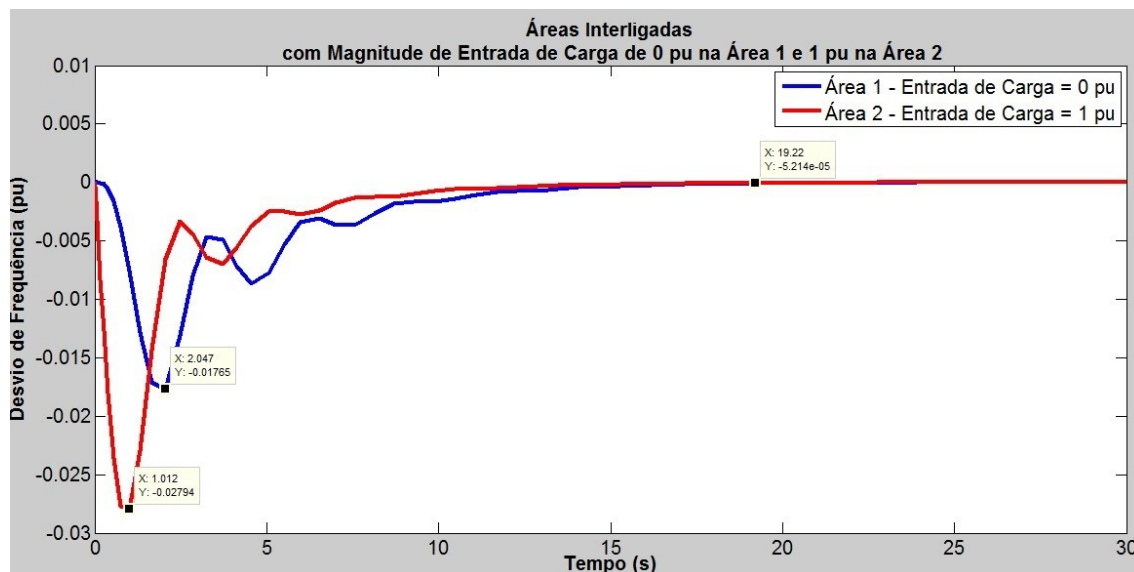


Figura 4.33: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.33, nota-se novamente que, por meio do controle automático de geração presente em cada área, a frequência retorna ao seu valor inicial, anulando o erro de regime para as duas áreas, após a variação de carga de 1 pu para a área 2.

Em relação à simulação da Figura 4.30, o desvio máximo de frequência para a área submetida à variação de carga foi menor nesse caso (Figura 4.33), pois há duas máquinas atendendo a essa variação.

Observa-se, como esperado, a contribuição da área 1 para a área 2, em regime transitório, no intuito de atender a variação de carga ocorrida.

Considerando o mesmo cenário de aplicação de um entrada de carga de 1 pu na área 2, obtém-se as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pelas turbinas das duas áreas, representadas na Figura 4.34.

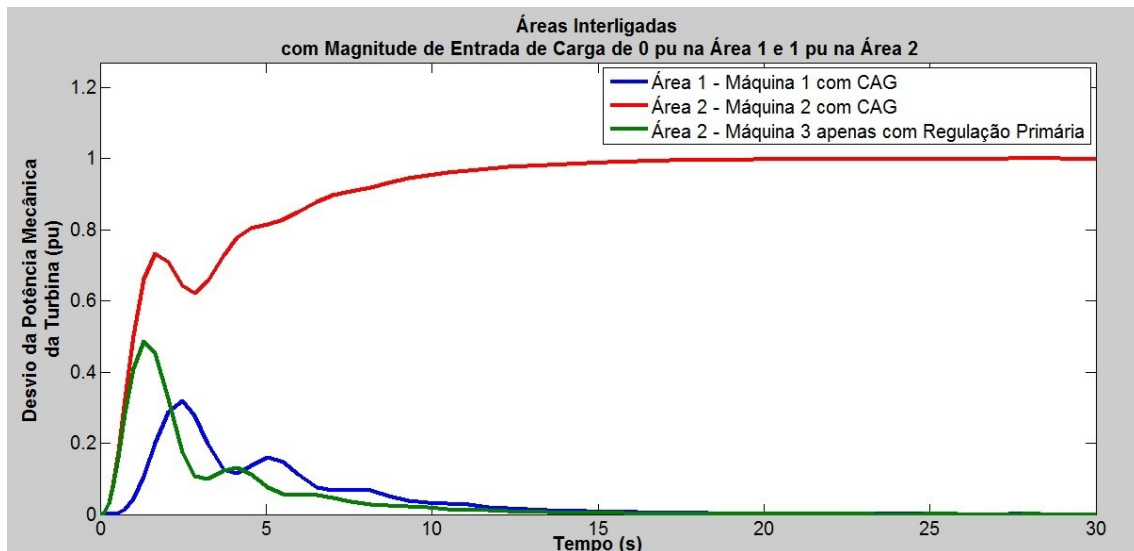


Figura 4.34: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1pu na área 2.

Fonte: Autoria própria.

Como a área 2 atende a sua própria variação de carga em regime permanente, devido à modalidade de controle adotada, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 1 pu, para a unidade geradora operando com 100% de CAG.

Em contrapartida, a unidade geradora operando apenas com regulação primária tem sua potência mecânica estabilizada em 0 pu, pois apenas as unidades geradoras operando com o CAG contribuem, em regime permanente, para o atendimento da variação de carga ocorrida na área.

Para a unidade geradora da área 1, independente de operação com CAG, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0 pu, havendo uma pequena contribuição durante o regime transitório.

A Figura 4.35 apresenta a curva de variação da potência ativa de intercâmbio pelo tempo entre as duas áreas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.

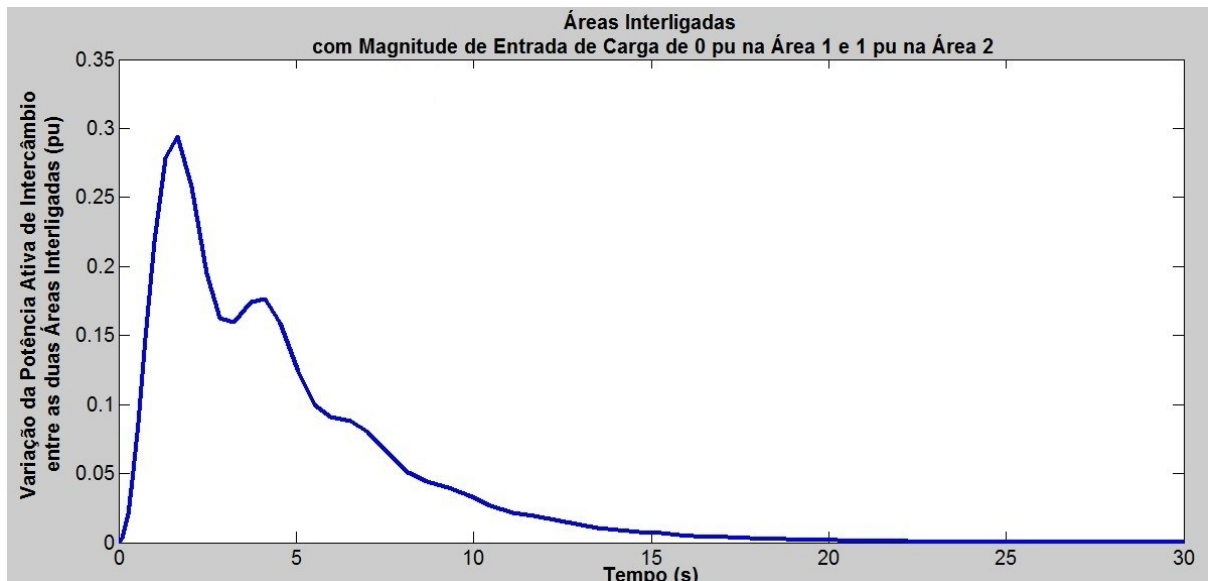


Figura 4.35: Curva de variação da potência ativa de intercâmbio x tempo entre duas áreas interligadas, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.35, a transferência de potência ocorre no sentido da área 1 para a área 2, em regime transitório. Com isso, observa-se uma variação positiva da potência ativa de intercâmbio nesse período, retornando a zero em regime permanente devido à modalidade de controle.

Em relação à simulação da Figura 4.32, observa-se para o caso da Figura 4.35, uma diminuição, em módulo, do valor máximo da curva. Isso se deve ao fato de que na área 2 há duas máquinas atendendo a variação de carga. Sendo assim, a contribuição da área 1 (com uma máquina) para área 2, em regime transitório, é menor.

Considerando o mesmo sistema representado na Figura 4.29, agora com aplicação de uma entrada de carga de 0,5 pu na área 1 e 1 pu na área 2, obtém-se, por fim, as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pelas turbinas das duas áreas, representadas na Figura 4.36.

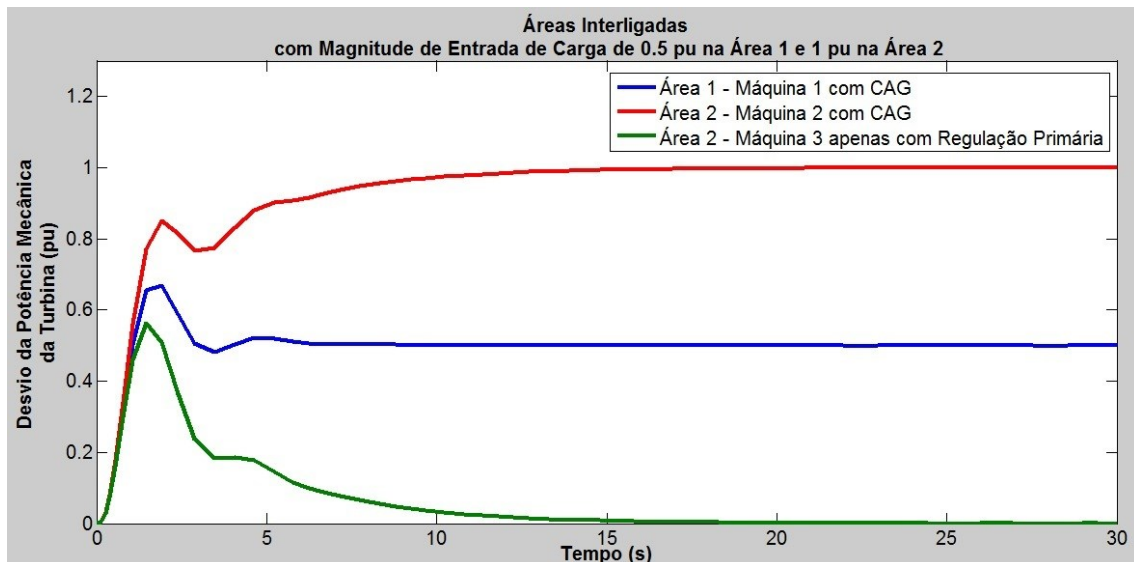


Figura 4.36: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 0,5 pu na área 1 e 1 pu na área 2.

Fonte: Autoria própria.

Como cada área atende a sua própria variação de carga em regime permanente, devido à modalidade de controle adotada, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0,5 pu na área 1, pois sua unidade geradora opera com 100% de CAG; Na área 2, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 1 pu, para a unidade geradora operando com 100% de CAG e 0 pu para a unidade geradora operando apenas com regulação primária.

Nesse caso, verifica-se novamente a contribuição mútua entre as áreas, em regime transitório, no intuito de atender a variação de carga ocorrida.

Expandindo o sistema representado na Figura 4.29, considerando para a área 1 quatro unidades geradoras (três submetidas ao CAG e uma apenas com controle primário) e para a área 2 cinco unidades geradoras (quatro submetidas ao CAG e uma apenas com controle primário), obtém-se o sistema representado na Figura 4.37.

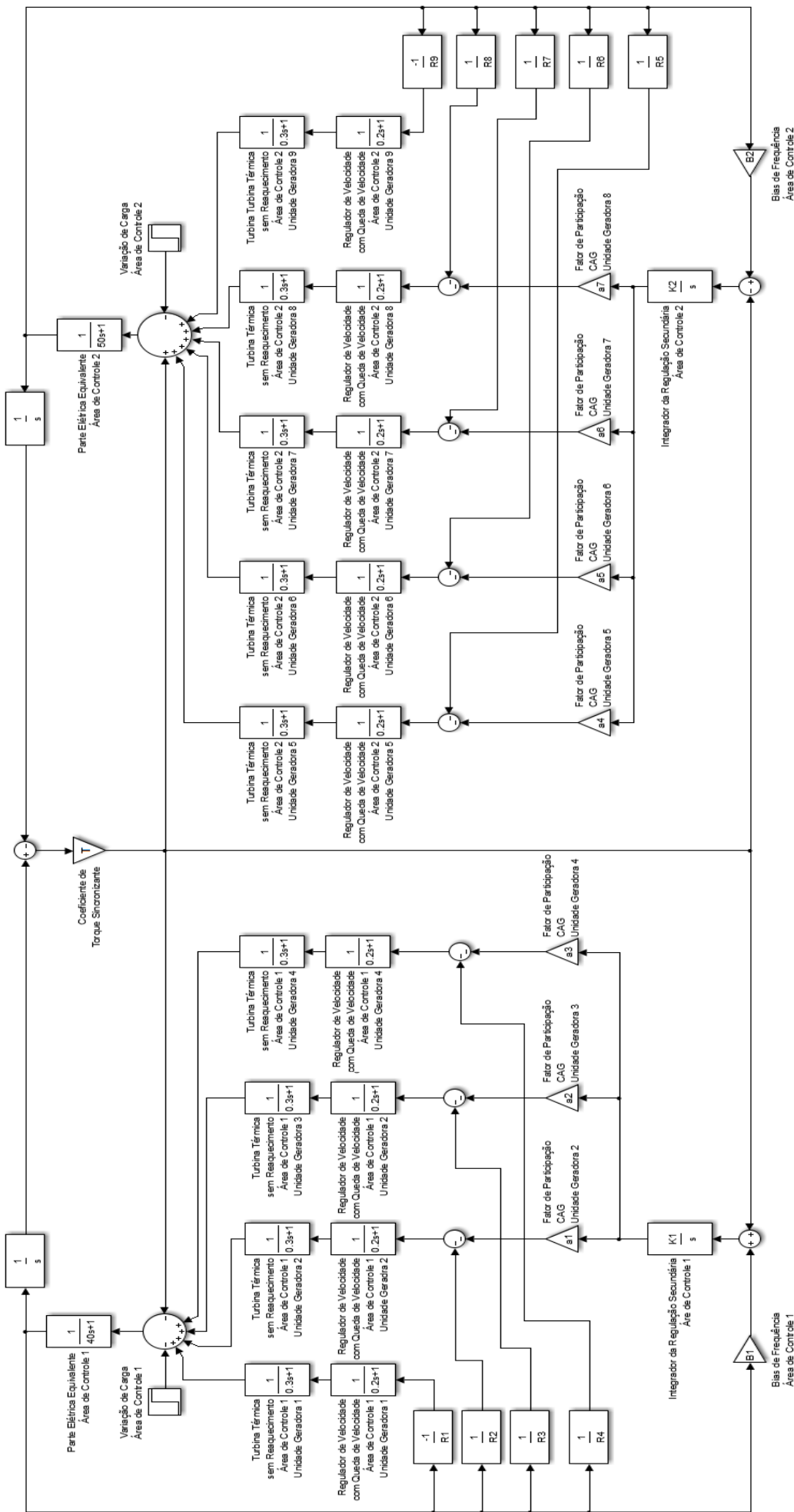


Figura 4.37: Diagrama de blocos de um sistema de potência considerando duas áreas de controle interligadas e várias unidades geradoras.
Fonte: Autoria própria.

Para o sistema da Figura 4.37, foram considerados:

Quadro 6 – Valores dos parâmetros utilizados nas simulações de áreas interligadas para o sistema expandido

K1	K2	B1	B2
0,65	0,65	81	101

Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

- Unidade Geradora 1 apenas com Regulação Primária – Área 1;
- Unidade Geradora 2 com 33,33% do CAG – Área 1;
- Unidade Geradora 3 com 33,33% do CAG – Área 1;
- Unidade Geradora 4 com 33,33% do CAG – Área 1;
- Unidade Geradora 5 com 10% do CAG – Área 2;
- Unidade Geradora 6 com 50% do CAG – Área 2;
- Unidade Geradora 7 com 25% do CAG – Área 2;
- Unidade Geradora 8 com 15% do CAG – Área 2;
- Unidade Geradora 9 apenas com Regulação Primária – Área 2.

Considerando o sistema representado na Figura 4.37, a aplicação de uma entrada de carga de 1 pu a área 1 e nenhuma variação de carga na área 2, obtém-se as curvas de desvio de frequência (ou velocidade) em pu da área 1 e da área 2 pelo tempo representadas na Figura 4.38.

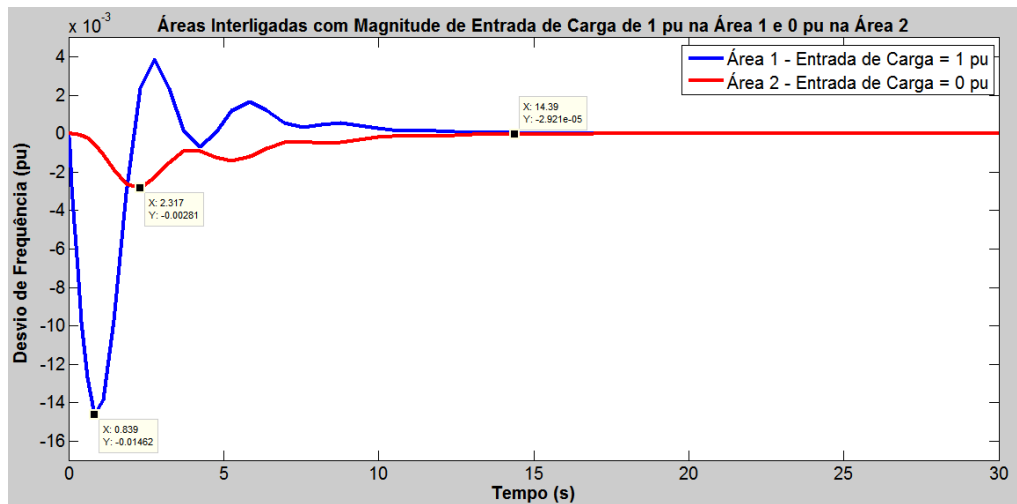


Figura 4.38: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1, considerando várias unidades geradoras.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.38, o valor máximo obtido para o desvio de frequência da área 1 foi de -0,01462 pu, bem menor que o valor de -0,05 pu encontrado na simulação da Figura 4.30. Isso se deve à participação de um maior número de unidades geradoras no atendimento à variação de carga ocorrida.

Em relação ao tempo de estabilização não houve diferença significativa entre as Figuras 4.30 e 4.38.

A Figura 4.39 apresenta as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pelas turbinas do sistema de duas áreas interligadas, considerando várias unidades geradoras, mediante a entrada de carga de 1 pu na área 1.

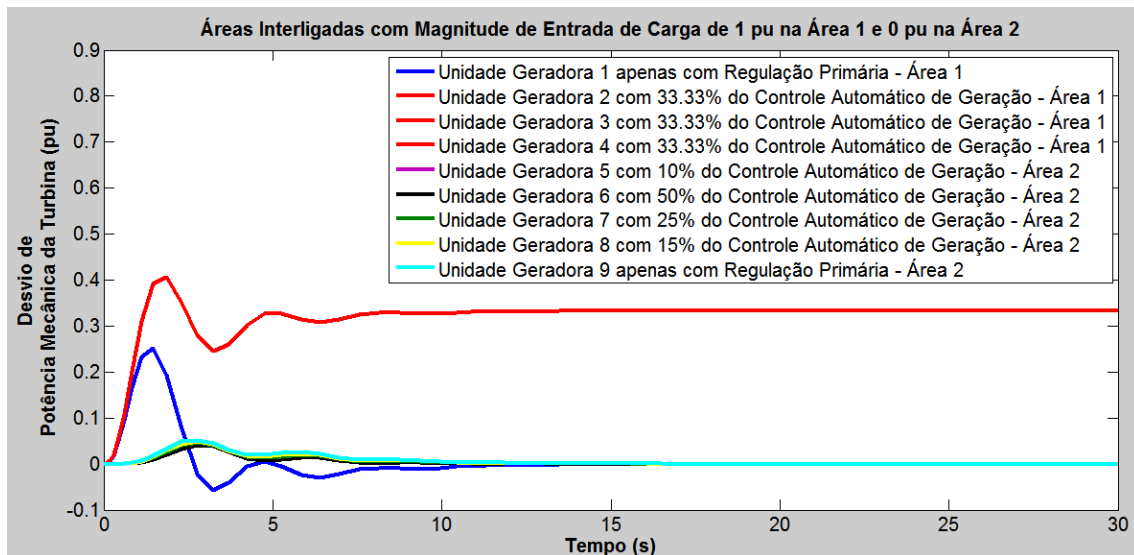


Figura 4.39: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 1, considerando várias unidades geradoras.
Fonte: Autoria própria.

Como cada área atende a sua própria variação de carga em regime permanente, devido à modalidade de controle adotada, a potência mecânica gerada pelas unidades geradoras 2, 3 e 4, cada uma submetida a 33,33% do CAG, estabiliza-se em 0,3333 pu na área 1, totalizando a variação de carga de 1 pu ocorrida na área. Para a unidade geradora 1, operando apenas com regulação primária, estabiliza-se em 0 pu.

Na área 2, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0 pu, para todas as unidades, havendo apenas uma contribuição em regime transitório.

Considerando o mesmo sistema representado na Figura 4.37, agora com aplicação de uma entrada de carga de 1 pu a área 2 e nenhuma variação de carga na área 1, obtém-se as curvas de desvio de frequência (ou velocidade) em pu da área 1 e da área 2 pelo tempo representadas na Figura 4.40.

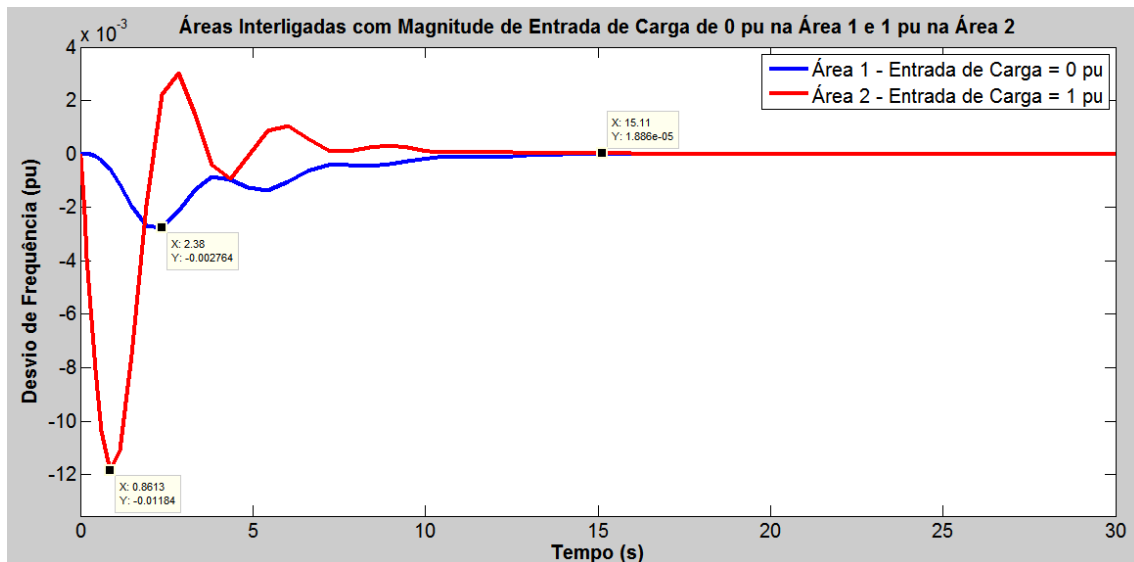


Figura 4.40: Curvas de desvio da frequência (ou velocidade) da área 1 e da área 2 x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2, considerando várias unidades geradoras.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4.40, o valor máximo obtido para o desvio de frequência da área 2 foi de -0,01184 pu, menor que o valor de -0,01462 pu encontrado na simulação da Figura 4.38. Isso se deve à participação de um maior número de unidades geradoras no atendimento à variação de carga ocorrida.

À medida que se aumenta o número de unidades geradoras na área submetida à variação de carga, diminui-se o valor máximo de oscilação, tornando-o cada vez menor.

Considerando o mesmo cenário de aplicação de um entrada de carga de 1 pu na área 2, para várias unidades geradoras, obtém-se as curvas de variação pelo tempo da potência mecânica gerada pelas turbinas das duas áreas, representadas na Figura 4.41.

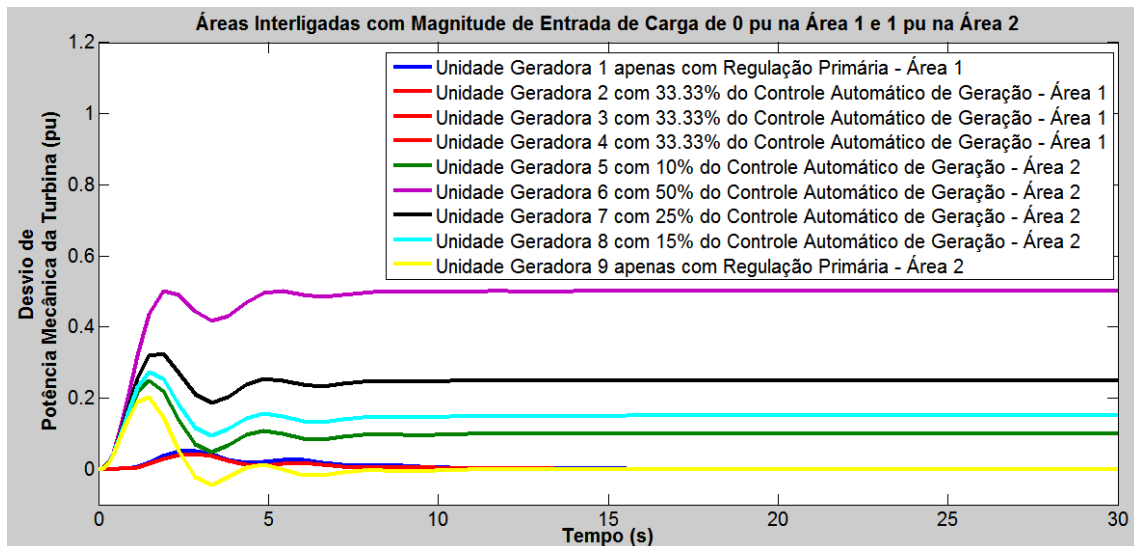


Figura 4.41: Curvas de variação da potência mecânica da turbina x tempo, para uma entrada de carga de 1 pu na área 2, considerando várias unidades geradoras.
Fonte: Autoria própria.

Como cada área atende a sua própria variação de carga em regime permanente, devido à modalidade de controle adotada, a potência mecânica gerada pelas unidades geradoras 5, 6, 7 e 8, submetidas, respectivamente, a 10%, 50%, 25% e 15% do CAG, estabiliza-se em 0,1 pu, 0,5 pu, 0,25 pu e 0,15 pu na área 2, totalizando a variação de carga de 1 pu ocorrida na área. Para a unidade geradora 9, operando apenas com regulação primária, estabiliza-se em 0 pu.

Na área 1, a potência mecânica gerada estabiliza-se em 0 pu, para todas as unidades, independente de operação com CAG ou apenas com Regulação Primária, havendo apenas uma pequena contribuição em regime transitório.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do conteúdo exposto no decorrer deste documento, considerando os resultados das simulações efetuadas e suas respectivas análises, neste capítulo serão contemplados, resumidamente, alguns pontos considerados principais, realizando desta forma as devidas conclusões acerca destas constatações, e também, a sugestão de temas relacionados para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÃO

Acerca do principal foco de estudo deste trabalho de conclusão de curso, o Controle Automático de Geração Considerando Turbinas Térmicas sem Reaquecimento, tendo como objetivo a eliminação do distanciamento entre a frequência final e frequência programada do sistema de potência, quando este é submetido a uma perturbação de carga, realizou-se diversas simulações e análises levando em consideração a modelagem completa desenvolvida. Para isto, foram considerados diversos cenários envolvendo a principal motivação pela qual se deu a realização deste trabalho, o desequilíbrio entre carga e geração devido à entrada ou saída de carga do sistema de potência, representado aqui por meio de um sinal de entrada de carga em degrau, podendo-o levar a níveis indesejados de operação relacionados à sua estabilidade de frequência.

O fato de realizar o controle da estabilidade de frequência de um sistema de potência por meio, apenas, de suas características de regulação própria ou apenas da utilização da regulação primária torna-se insuficiente quando se deseja o retorno da frequência gerada ao seu valor nominal. Com isso, a utilização de um controle suplementar, conhecido como Controle Automático de Geração, torna-se extremamente necessário para que o equilíbrio descrito seja atendido de forma desejada, sendo motivo pelo qual se dá a grande importância do estudo dos assuntos que compõem o escopo deste trabalho.

Ressalta-se que foram consideradas funções lineares para representação em diagrama de blocos dos elementos pertencentes ao sistema para as simulações, a fim de simplificar a sua modelagem propriamente dita.

Porém, na prática os sistemas apresentam-se bastante complexos e com inúmeros fatores que requerem um estudo mais aprimorado se desejado representá-los, neste caso devem ser consideradas as não-linearidades, curvas de capacidade e limites correspondentes a estes elementos.

Por meio da ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB, digramas de blocos representativos foram criados a fim de simular alguns cenários, cujas análises foram consideradas essenciais para um melhor entendimento do problema proposto. Estas análises foram realizadas através de duas etapas, divididas em estabilidade de resposta transitória e de anulação de erro de regime permanente, e com isto verificou-se a ação de cada bloco de controle e a influência de suas variantes no sistema.

Relacionadas às duas etapas de análises descritas, efetuou-se um comparativo entre os cenários simulados, sendo possível verificar que alterações nas variantes do sistema alteram algumas características de resposta como: tempo de estabilização e valor máximo de oscilação. Sendo assim, tanto para o caso mais simples, em que se considerou uma única unidade geradora atendendo à variação de uma carga, quanto para cenários de maior complexidade como o de Sistema Multimáquinas e de Áreas Interligadas, percebeu-se que para um Controle Automático de Geração considerado satisfatório, é necessário que se tenha um ajuste no ganho K do bloco integrador, assim como um valor adequado para R das unidades geradoras, pois estes parâmetros influenciam diretamente na resposta completa do sistema após este sofrer uma determinada perturbação, e são cruciais para que o controle atue de forma desejada.

Com o intuito de dar continuidade ao trabalho, no próximo tópico estão listados alguns possíveis assuntos e temas que podem ser desenvolvidos e explorados a fim de aprimorar o estudo iniciado neste documento, no que diz respeito à estabilidade de frequência de um sistema de potência considerando unidades térmicas geradoras.

5.2 SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

De acordo com o descrito anteriormente, a seguir encontram-se listados por meio de tópicos, os temas relacionados que podem contribuir para o

aperfeiçoamento do estudo realizado, prosseguindo assim com as análises desenvolvidas até o momento.

É possível ainda aplicar o controle automático de geração em sistemas interligados com várias áreas de controle e estudar outros modelos matemáticos de turbinas térmicas e reguladores de velocidade.

- Aplicar o Controle Automático de Geração em sistemas interligados com mais de duas áreas de controle;
- Estudar outros modelos matemáticos de turbinas térmicas e reguladores de velocidade;
- Levar em consideração as curvas de capacidade de cada máquina (limites da máquina);
- Estudo de valores ótimos das variantes do sistema de controle como: estatismo do regulador, constantes de tempo da turbina e do regulador, ganhos dos blocos integradores considerando diversos cenários, bias de frequência e constante de torque sincronizante para sistemas com áreas interligadas, entre outros;
- Considerar outras modalidades de controle para Áreas Interligadas.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Leonardo P. de. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. 2004. 166 f. Tese (Mestre em Ciências - M.Sc.) –Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Tese_MSc_Leonardo_Almeida.pdf>. Acesso em: 11/06/13.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia no Brasil e no Mundo. Parte 1**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 05/11/2014

BELINELLI, Paula Maria V. B.; GUELBERT, Ewerlyn ANE P.; SIEBERT, Ingrid Celina E. **Estudo de Estabilidade de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência considerando Turbinas Hidráulicas**. 2015. 65 p. Trabalho de conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Industrial Elétrica – Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

BEN 2014 - Balanço Energético Nacional 2014. **Relatório Síntese Ano Base 2013**. Disponível em: <<http://www.ben.epe.gov.br>>. Acesso em: 05/11/2014

BRANDI, Eduardo de Medeiros; JARDIM, Jorge Luiz de A. **Proposta de uma Nova Metodologia de Ajuste de Controles Automáticos de Geração**. 1999. 6 p. Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência (GAT) – XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Foz do Iguaçu, 1999.

JUNIOR, Deoclides Alves de Almeida. **Aplicação do Software Scicoslab/Scilab no Controle Automático de Geração de Sistemas de Potência Explorando o Problema de Despacho Econômico**. 2012. 114 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2012.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. MacGraw-Hill Inc., USA, 1994.

LORA, E.E.S; NASCIMENTO, M.A.R. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Volume 2**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil. 2004.

MELLO, F. P. de; **Dinâmica e Controle de Geração**. Tradução: de Almoraci S. Algarve e João M. Soares. 2. ed. Santa Maria: Edições UFSM, 1983.

MOHAN, NED. **Electric Power Systems: A First Course**. John Wiley & Sons, USA, 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica**. 2009.36 f. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos>>. Acesso em: 05 nov. 2015.

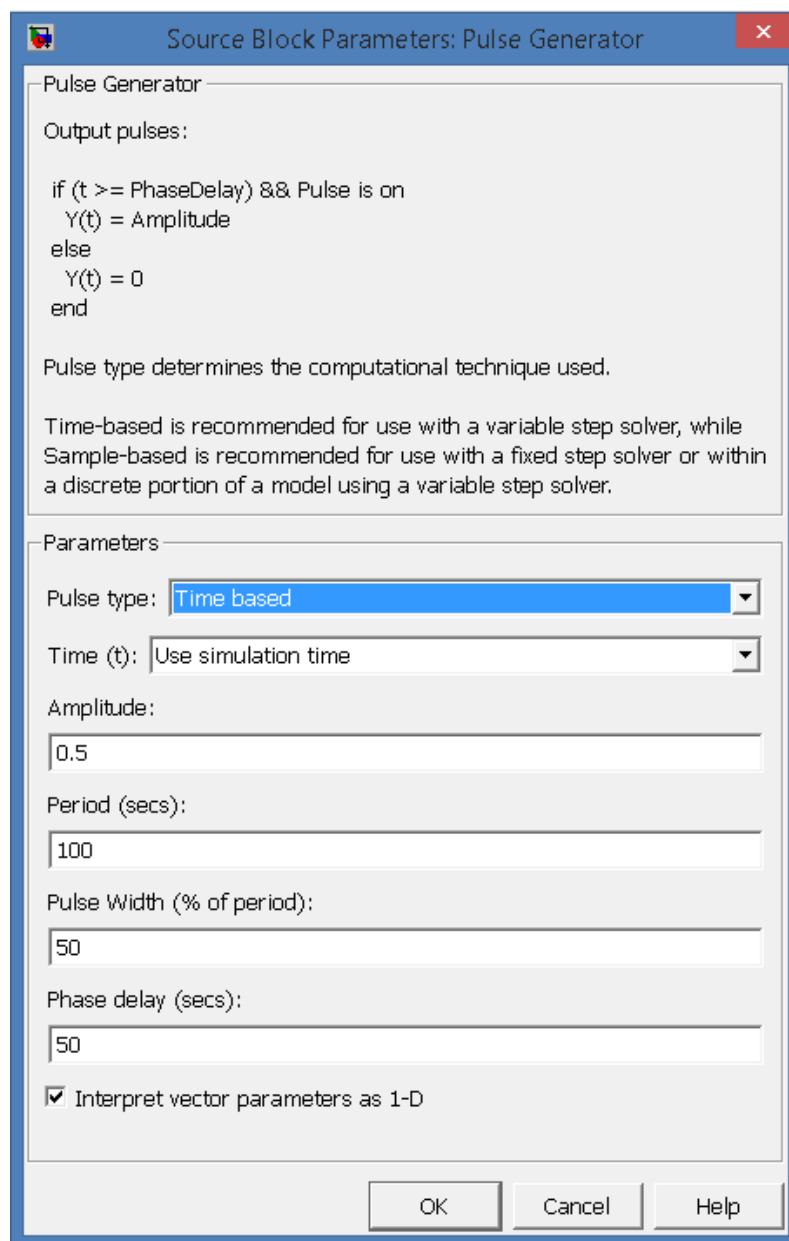
VIERA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. Editora Campus Ltda - Eletrobrás, Rio de Janeiro, Brasil. 1984.

ANEXOS

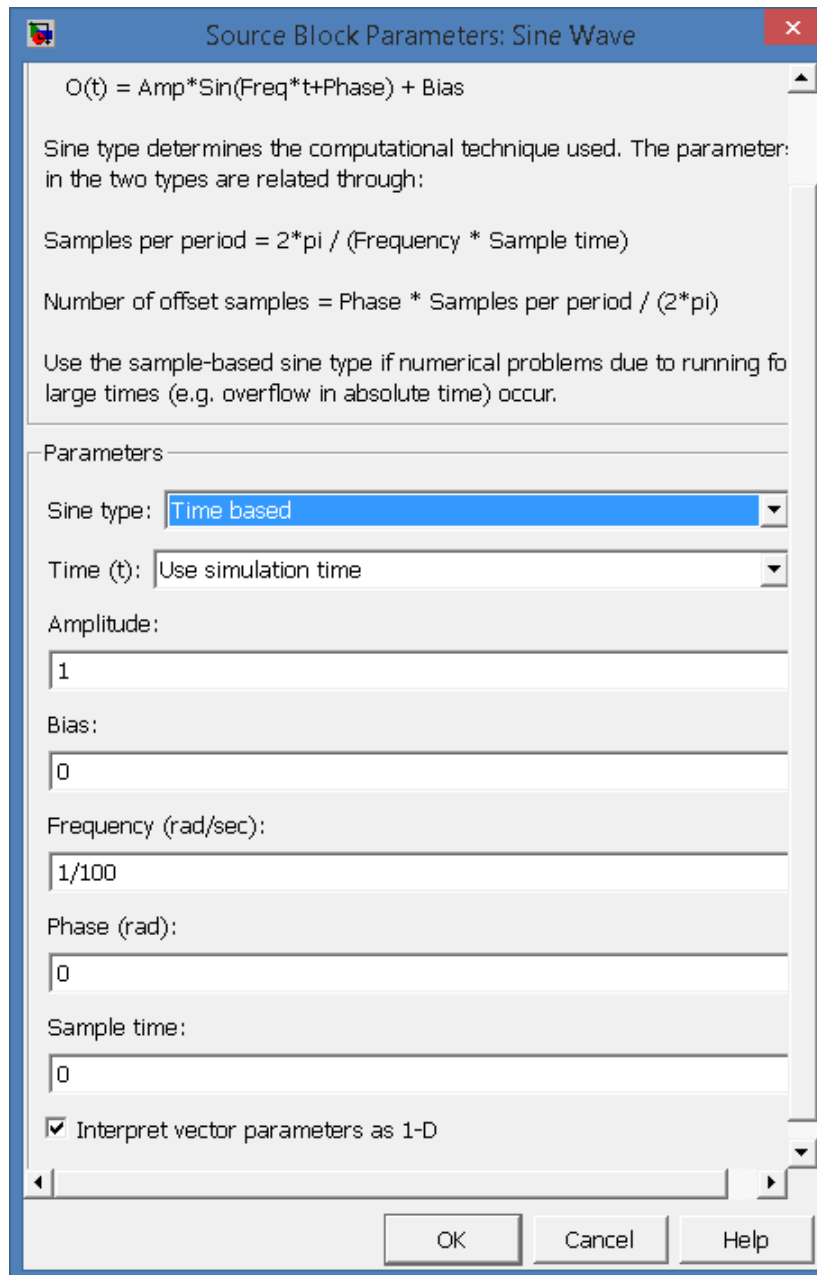
Considerando o sistema dotado com controle secundário, representado na Figura 4.10, para $K=10$ e $R=0,05$, procurou-se estabelecer nessa nova simulação a aplicação de uma carga variável ao longo do tempo.

Essa carga, representada em figura abaixo, é resultado da adição de dois sinais fornecidos pelos blocos “*Pulse Generator*” e “*Sine Wave*” disponíveis na ferramenta SIMULINK do *software* MATLAB.

Os parâmetros do bloco “*Pulse Generator*” foram ajustados da seguinte forma:

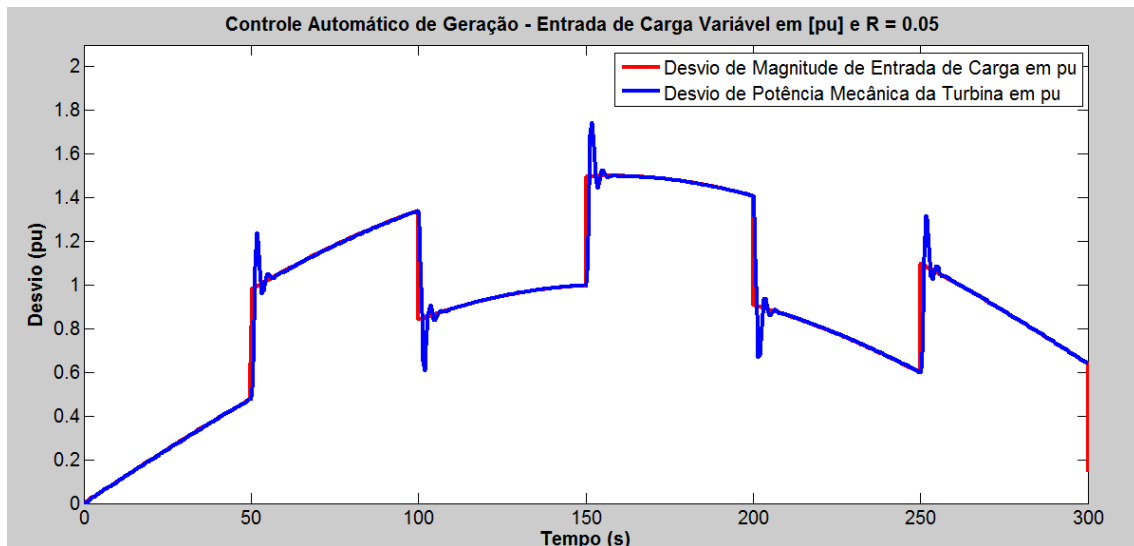


Os parâmetros do bloco “*Sine Wave*” foram ajustados da seguinte forma:

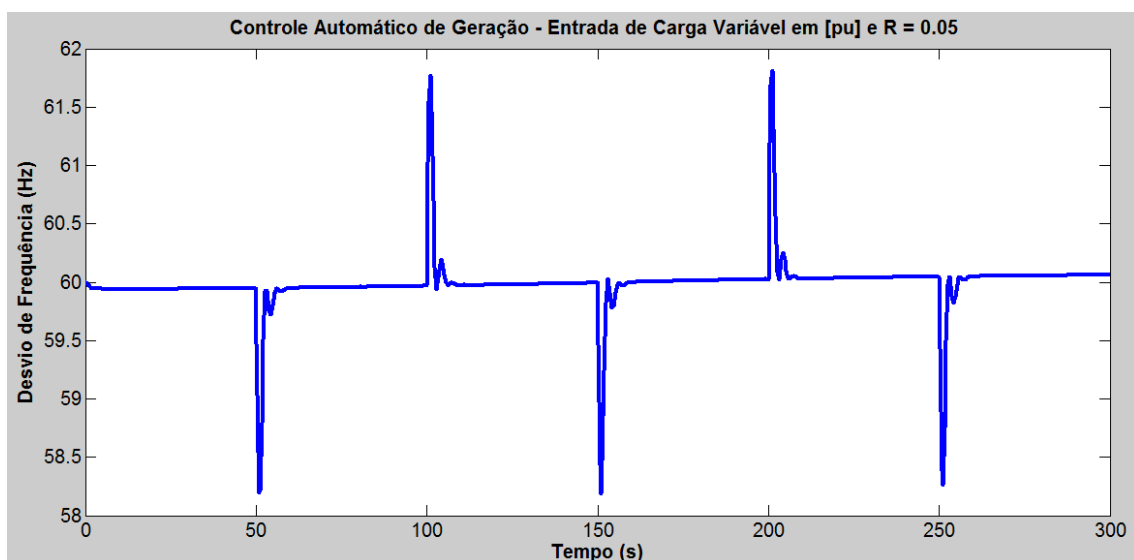


O tempo de simulação foi ajustado em 300s.

Com isso, obtém-se a curva de variação da carga e a curva de variação da potência mecânica da turbina em pu pelo tempo, plotadas no mesmo gráfico:



Obtém-se também a curva de desvio de frequência (ou velocidade) em Hz pelo tempo representada na figura abaixo:



Por meio dos resultados obtidos, verifica-se que quando o sistema sofre uma variação de carga, tanto positiva quanto negativa ao longo do tempo, ocorre em um primeiro estágio o afastamento da frequência em relação seu valor nominal. No entanto, com a atuação do CAG, a frequência tende a retornar ao seu valor inicial, anulando o erro de regime e alcançando o objetivo do controlador.

Verifica-se também que a potência mecânica tende a acompanhar a variação de carga, porém com certo transitório e atraso para estabilização. O CAG possui esse perfil de acompanhar o perfil da carga.