

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Paula Oliveira La Gatta

UM NOVO MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA E
SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA E
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Juiz de Fora

2012

Paula Oliveira La Gatta

**Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de
Frequência no Problema de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Co-orientador: Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Juiz de Fora

2012

La Gatta, Paula Oliveira.

Um novo modelo para representação regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo / Paula Oliveira La Gatta. – 2012.

185 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

1. Controladores elétricos. 2. Sistemas elétricos de potência. I. Título.

CDU 621.316.7

Paula Oliveira La Gatta

**Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de
Frequência no Problema de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 05 de março de 2012.

BANCA EXAMINADORA

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

Prof. Marcelo Aroca Tomim, Ph.D.

Prof. Ivo Chaves da Silva Júnior, D.Sc.

*Dedico esse trabalho aos meus pais Luigi e Maria,
ao meu irmão Giovanni,
ao meu namorado Leandro e
a minha avó Nelly*

AGRADECIMENTOS

À Deus, pelo dom da vida.

À minha família, em especial aos meus pais Luigi e Maria e ao meu irmão Giovanni, pelo carinho, compreensão e motivação durante todas as etapas da minha vida.

Aos professores João Alberto Passos Filho e José Luiz Rezende Pereira pela dedicação incessante, pelas sugestões pertinentes, pela ética e principalmente, pela paciência durante a realização deste trabalho.

Ao Dr. Nelson Martins e ao Professor Marcelo Aroca Tomim pelas sugestões e discussões técnicas que em muito contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos pesquisadores do CEPTEL Dr. Sérgio Gomes Junior pelo fornecimento de sistemas teste e ao Dr. Ricardo Mota Henriques pelas discussões técnicas.

Aos amigos do curso de mestrado pelo companheirismo, incentivo e discussões técnicas durante este período.

Aos amigos do curso de graduação, pela motivação e discussões técnicas.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora), pelo suporte técnico.

À CAPES e o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora pelo suporte financeiro.

À Fundação Universidade Federal de Viçosa e Universidade Federal de Juiz de Fora, pela excelência no ensino.

À todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Neste trabalho são propostas duas formulações de importantes ferramentas para análise de redes em regime permanente, onde são consideradas equações que descrevem o comportamento do controle primário e secundário de frequência em sistemas elétricos de potência. A primeira proposta é baseada em uma formulação do problema de fluxo de potência convencional e a segunda uma formulação do fluxo de potência ótimo. A formulação de fluxo de potência proposta é desenvolvida a partir de uma metodologia genérica de representação de dispositivos de controle. Esta metodologia consiste em incorporar as equações que modelam dispositivos de controle ao problema básico de fluxo de potência em coordenadas polares, formando um sistema de equações de ordem $(2nb+nc)$. O fluxo de potência desenvolvido é capaz de estimar os desvios de frequência do sistema devido a uma perturbação da carga.

Por outro lado, o fluxo de potência ótimo proposto é capaz de identificar montantes e locais de corte carga, de forma a manter a frequência do sistema em uma faixa aceitável de operação. A formulação proposta de FPO consiste em incluir no problema equações de igualdade e desigualdade associadas com o controle primário de frequência e geração de potência ativa.

Os desenvolvimentos propostos para o fluxo de potência convencional foram implementados no ambiente MatLab®. Para solução do fluxo de potência ótimo utilizou-se um pacote comercial de otimização, denominado LINGO®. A avaliação do fluxo de potência e fluxo de potência ótimo propostos é feita através do estudo de sistemas tutoriais e do sistema *New England*. A validação da análise de desvios de frequência é feita através da utilização do programa ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL. Os resultados obtidos mostram as vantagens da utilização das formulações propostas.

Palavras-chave: regulação primária, controle automático da geração, fluxo de potência, método de Newton, controle de frequência, análise de regime permanente, fluxo de potência ótimo.

ABSTRACT

This work proposes a new formulation for both the conventional power flow and the optimal power flow formulation, in which the steady-state equations describing the primary and secondary frequency control in electrical power systems are included. The proposed power flow formulation is based on a flexible methodology for the representation of control devices. Such methodology incorporates equations that model control devices into the basic power flow formulation in polar coordinates, generating an augmented system of equations having order $(2nb + nc)$. The developed power flow is able to estimate the system frequency deviation due to a load disturbance.

On other hand, the proposed optimum power flow formulation is able to identify the minimum load shedding necessary to maintain the system frequency in an acceptable range of operation. The proposed OPF formulation includes additional equality and inequality constraints to represent the steady state primary frequency control as a function of the active power generation.

The proposed development for the conventional power flow was made using the MATLAB® environment. The optimal power flow solution used a commercial optimization package called LINGO®. The evaluation of the proposed power flow and optimal power flow formulations were made through the study of small test systems and the *New England* test system. Validations of the frequency deviation analysis were made using the program ANATEM, developed by CEPEL. The results obtained show the advantages of using the proposed formulations.

Keywords: governor model, automatic generation control, power flow, Newton method, frequency control, steady state analysis, optimal power flow.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABELAS.....	XVIII
LISTA DE SÍMBOLOS	XXI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XXII
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Iniciais.....	1
1.2 Objetivos e Motivação.....	3
1.3 Principais Contribuições.....	4
1.4 Publicações Decorrentes do Trabalho	5
1.5 Estrutura do Trabalho.....	5
CAPÍTULO II - CONTROLE DE POTÊNCIA E FREQUÊNCIA	7
2.1 Considerações Iniciais.....	7
2.2 Regulação Própria	7
2.3 Regulação Primária	9
2.4 Regulador Isócrono	10
2.5 Regulador com Queda de Velocidade.....	12
2.6 Comparação entre os Reguladores Isócrono e com Queda de Velocidade.....	15
2.7 Característica Estática do Regulador de Velocidade.....	16
2.8 Percentual de Regulação de Velocidade ou Estatismo.....	18
2.9 Operação em Paralelo de Geradores	19
2.10 Regulação Secundária	22
2.11 Construção do Controle Automático de Geração.....	22

2.12	Conceito de Área de Controle	25
2.13	Operação Isolada do Controle Automático de Geração	26
2.14	Modelagem de Carga Estática	27
2.15	Revisão Bibliográfica	29
2.16	Sumário do Capítulo	38
CAPÍTULO III - FPC E FPO COM CONTROLE DE FREQUÊNCIA		39
3.1	Considerações Iniciais	39
3.2	Fluxo de Potência Modificado	43
3.3	Fluxo de Potência com Regulação Primária.....	44
3.4	Exemplo Ilustrativo	48
3.5	Solução Simultânea de Ilhas Elétricas.....	52
3.6	Exemplo Ilustrativo	57
3.7	Fluxo de Potência Ótimo.....	62
3.8	Fluxo de Potência com Regulação Secundária.....	64
3.9	Exemplo Ilustrativo	68
3.10	Sumário do Capítulo.....	72
CAPÍTULO IV - RESULTADOS		74
4.1	Considerações Iniciais	74
4.2	Sistema Teste 1.....	75
4.2.1	Obtenção da Solução diretamente pelas Equações.....	75
4.2.2	Fluxo de Potência com Regulação Primária.....	76
4.2.3	Fluxo de Potência com Regulação Secundária.....	81
4.3	Sistema Teste 2.....	86
4.3.1	Primeira Avaliação	87
4.3.1.1	Fluxo de Potência com Regulação Primária.....	87
4.3.1.2	Fluxo de Potência Ótimo.....	90

4.3.1.3	Fluxo de Potência com Regulação Secundária.....	105
4.3.2	Segunda Avaliação	105
4.3.2.1	Fluxo de Potência com Regulação Primária.....	106
4.3.2.2	Fluxo de Potência com Regulação Secundária.....	108
4.4	Sistema Teste 3.....	109
4.5	Sistema Teste 4.....	113
4.5.1	Resultados para o Fluxo de Potência com Regulação Primária	115
4.5.2	Resultados para o Fluxo de Potência Ótimo	119
4.5.3	Resultados para o Fluxo de Potência com Regulação Secundária	125
4.6	Sumário do Capítulo.....	130
CAPÍTULO V - CONCLUSÕES		131
5.1	Considerações Gerais	131
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		134
APÊNDICE A - REVISÃO DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....		138
A.1	Considerações Iniciais	138
A.2	Método de Newton-Raphson.....	139
A.3	Estudo da Convergência.....	140
A.4	Aplicação das Equações de Fluxo de Potência	141
APÊNDICE B - SIMULAÇÃO NO DOMÍNIO DO TEMPO.....		145
B.1	Considerações Gerais	145
B.2	Método de Integração Implícita	146
B.3	Método de Integração Explícita	147
APÊNDICE C - DADOS DOS SISTEMAS.....		149
C.1	Considerações Gerais	149

C.2	Sistema Tutorial 9 Barras	149
C.3	Sistema 6 Barras	150
C.3.1	Dados de Barra e de Linha	150
C.3.2	Dados de Máquina.....	150
C.3.3	Dados de Regulador de Tensão e Velocidade	151
C.3.4	Associação de Máquinas aos seus Modelos e Modelagem de Carga.....	153
C.4	Sistema 11 Barras	154
C.4.1	Dados de barra e de Linha.....	154
C.4.2	Dados de Máquina, Reguladores de Tensão e Velocidade	154
C.4.3	Associação de Máquinas a Modelos e Modelagem de Carga	158
C.5	Sistema <i>New England</i>	159
C.5.1	Dados de Barra e de Linha	159
C.5.2	Dados de Máquina, Reguladores de Tensão e Velocidade	160
C.5.3	Associação de Máquinas a Modelos e Modelagem de Carga	161

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva da variação da carga com a frequência	8
Figura 2 – Diagrama mecânico do Regulador Isócrono	11
Figura 3 – Diagrama de blocos simplificado do Regulador Isócrono	12
Figura 4 – Diagrama mecânico do RQV	13
Figura 5 - Diagrama de blocos do RQV	14
Figura 6 - Diagrama de blocos reduzido do RQV	14
Figura 7 - Característica estática do RQV	18
Figura 8 – Detalhamento da característica estática do RQV	19
Figura 9 – Sistema com duas unidades geradoras dotados de RQV	20
Figura 10 - Característica estática de cada regulador de velocidade.....	20
Figura 11 – Diagrama mecânico do CAG e RQV	23
Figura 12 – Diagrama de blocos do RQV e a presença do motor speed-changer	23
Figura 13 – Efeito do speed-changer na característica estática do RQV.....	24
Figura 14 – Diagrama de blocos representando o speed-changer	24
Figura 15 – Diagrama de blocos do Regulador de Velocidade com destaque para o CAG.....	25
Figura 16 – Sistema de Potência representado como uma Área de Controle.....	25
Figura 17 – Resultado do cálculo do Fluxo de Potência para o sistema de 3 barras.....	39
Figura 18 – Exemplo de curva de carga real	40

Figura 19 –Ponto de operação do sistema de 3 barras, com perdas	41
Figura 20 – Ponto de operação do sistema de 3 barras, com aumento de 30% da carga	42
Figura 21 – Sistema 6 barras com circuitos fictícios e barras adicionais em destaque	49
Figura 22 –Diagrama Unifilar do sistema de 8 barras.....	58
Figura 23 –Diagrama Unifilar do sistema de 8 barras operando de forma ilhada, com a representação dos circuitos fictícios e as barras adicionais.....	58
Figura 24 – Sistema 6 barras com circuitos fictícios e barras adicionais em destaque	69
Figura 25 – Topologia do Sistema Teste 1	75
Figura 26 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 1	78
Figura 27 – Trajetória de convergência do FPRP para o Sistema Teste 1	79
Figura 28 - Tensão em p.u. nas barras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência	80
Figura 29 - Potência reativa pelas máquinas do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência	81
Figura 30 – Trajetória de convergência do FPRS para o Sistema Teste 1	82
Figura 31 – Comparação da magnitude da tensão nas barras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência.....	84
Figura 32 – Comparação da geração de potência ativa das unidades geradoras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência	85
Figura 33 - Comparação da geração de potência reativa das unidades geradoras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência	85
Figura 34 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 2.....	86

Figura 35 – Resultados para o evento no ANATEM: (a) Frequência na barra 6; (b) Potência ativa gerada nas barras 1, 2 e 6.....	89
Figura 36 – Evolução da frequência do evento de corte de carga na barra 5 no programa ANATEM.....	92
Figura 37 - Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 – primeira avaliação	92
Figura 38 - Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 – primeira avaliação	93
Figura 39 - Comparação das potências reativas geradas do Sistema Teste 2 – primeira avaliação.....	93
Figura 40 – Evolução da frequência do evento de corte de carga na barra 4 no programa ANATEM.....	94
Figura 41 – Inclusão de perdas elétricas no Sistema Teste 2	95
Figura 42 – Evolução da frequência na máquina conectada à barra 6 para o Sistema Teste 2 com perdas.....	96
Figura 43 – Evolução da frequência para o Sistema Teste 2, para o corte de carga na barra 5 no ANATEM.....	97
Figura 44 – Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 com perdas.....	98
Figura 45 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com perdas.....	98
Figura 46 – Comparação das potências reativas geradas do Sistema Teste 2 com perdas.....	99
Figura 47 – Evolução da frequência para o Sistema Teste 2 com perdas - corte de carga na barra 4.....	99
Figura 48 – Alteração dos valores de resistências no Sistema Teste 2.....	100

Figura 49 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência	101
Figura 50 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência – corte de carga na barra 5	102
Figura 51 – Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência	103
Figura 52 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência.....	103
Figura 53 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência.....	104
Figura 54 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência – corte de carga na barra 4	104
Figura 55 - Resultados para o evento de redução de carga: frequência na barra 6	107
Figura 56 - Resultados para o evento de redução de carga: potência ativa gerada nas barras 1, 2 e 6	107
Figura 57 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 3	109
Figura 58 – Evolução da frequência medida nas máquinas conectadas as barras 1 e 3 após a abertura das linhas entre as barras 8 e 9 no ANATEM	111
Figura 59 - Diagrama unifilar do Sistema New England de 39 barras.....	114
Figura 60 – Comparação entre as potências ativas geradas após o evento – Sistema Teste 4	116
Figura 61 – Evolução da frequência da máquina conectada à barra 39 – Sistema Teste 4	117
Figura 62 – Comparação entre as tensões nas barras entre o FPRP e o programa ANATEM – barras 1 a 20.....	118

Figura 63 – Comparação entre as tensões nas barras entre o FPRP e o programa ANATEM – barras 21 a 39.....	118
Figura 64 – Resultado do Fluxo de Potência Ótimo para o Sistema New England	120
Figura 65 – Eventos para potencia ativa das cargas conectadas as barras 8, 12 e 39 realizados no ANATEM para validação do FPO.....	121
Figura 66 – Eventos para potencia reativa das cargas conectadas as barras 8, 12 e 39 realizados no ANATEM para validação do FPO	121
Figura 67 – Evolução da frequência da máquina conectada na barra 39 durante a simulação no ANATEM.....	122
Figura 68 – Comparação entre as potências ativa nas barras de geração no ANATEM e FPO	122
Figura 69 – Comparação entre as tensões encontradas pelo ANATEM e FPO para o Sistema New England	123
Figura 70 – Resultado para o FPO retirando, dentre as barras candidatas ao corte de carga, as barras 8, 12 e 39.....	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores calculados para a geração de potência ativa após o aumento de carga	77
Tabela 2 - Resultados para o sistema tutorial 3 barras usando a metodologia proposta	78
Tabela 3 - Ângulo das tensões nas barras do sistema tutorial para diferentes barras de referência	79
Tabela 4 – Abertura angular para o Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência.....	80
Tabela 5 – Novos despachos de potência ativa para o Sistema Teste 1	82
Tabela 6 – Resultado do FPRS para o aumento de carga no Sistema Teste 1.....	83
Tabela 7 – Ângulo das barras do Sistema Teste 1 calculados pelo FPRS com relação a barra de referência escolhida	83
Tabela 8 – Abertura angular para o Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência.....	84
Tabela 9 – Resultado da análise do Fluxo de Potência Convencional para o Sistema Teste 2	86
Tabela 10 – Base de potência e estatismos das maquinas do Sistema Teste 2.....	87
Tabela 11 – Fatores de Participação de cada unidade geradora do Sistema Teste 2.....	87
Tabela 12 – Resultado para o FPRP para o evento proposto – Sistema Teste 2	88
Tabela 13 - Resultados para as tensões nas barras e potência reativa nas barras de geração com o programa ANATEM.....	90
Tabela 14 - Resultado do FPO para a primeira avaliação	91
Tabela 15 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2- sem corte de carga na barra 5.....	94
Tabela 16 – Estado da rede para o Sistema Teste 2.....	95

Tabela 17 – Estado da rede para o Sistema Teste 2 com a inclusão de perdas	96
Tabela 18 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2.....	97
Tabela 19 – Estado da rede para o Sistema Teste 2 da Figura 48	100
Tabela 20 – Resultado para o FPRP para o aumento de carga nas barras 4 e 5 com novos valores de resistência	100
Tabela 21 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2 da Figura 48.....	102
Tabela 22 - Resultados do FPRS e do programa ANAREDE para o Sistema Teste 2.....	105
Tabela 23 – Resultado do FPRP para o evento de aumento de carga do Sistema Teste 2	106
Tabela 24 - Resultados para o FPRS e o programa ANAREDE para o Sistema Teste 2 para o evento de redução de carga.....	108
Tabela 25 - Dados de geração e carga para o Sistema Teste 3.....	110
Tabela 26 - Dados das máquinas do Sistema Teste 3.....	110
Tabela 27 – Geração de potência ativa e carga total para cada área do Sistema Teste 3	110
Tabela 28 – Resultados para o Sistema Teste 3 no instante de 30 segundos no programa ANATEM.....	111
Tabela 29 – Resultado para o Fluxo de Potência com Regulação Primária para o área 1 após o evento	112
Tabela 30 – Resultado para o Fluxo de Potência com Regulação Primária para o área 2 após o evento	112
Tabela 31 – Geração de Potência Ativa e Reativa no caso base para o Sistema Teste 4.....	114
Tabela 32 – Dados de carga do Sistema Teste 4	115

Tabela 33 – Novos dados de carga do Sistema Teste 4 – Aumento de 100 %	115
Tabela 34 – Geração de Potência Ativa e Reativa após o evento.....	116
Tabela 35 – Comparação entre a geração de potência ativa e reativa entre o FPRP e o programa ANATEM.....	117
Tabela 36 – Potência ativa e reativa nas barras que obtiveram corte de carga no FPO – Sistema Teste 4.....	119
Tabela 37 – Resultado para as cargas nas barras 3, 4, 7 e 29 através do FPO	125
Tabela 38 - Comparação entre o ANAREDE e o Fluxo de Potência com Regulação Secundária para a distribuição das perdas entre os geradores do sistema New England	125
Tabela 39 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição de perdas no sistema New England	126
Tabela 40 - Comparação entre o ANAREDE e o Fluxo de Potência com Regulação Secundária para a distribuição do aumento de carga entre os geradores do sistema New England.....	127
Tabela 41 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição do aumento de carga no sistema New England para o ANAREDE e a FPRS.....	127
Tabela 42 - Comparação entre o ANAREDE e o FPRS para a distribuição da redução de carga entre os geradores do sistema New England	129
Tabela 43 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição da redução de carga no sistema New England para o ANAREDE e a FPRS.....	129

LISTA DE SÍMBOLOS

- nb : Número de barras do sistema
- nc : Número de dispositivos de controle
- ni : Número de ilhas elétricas
- ng : Número de geradores do sistema
- h : Contador do número de iterações do método de Newton-Raphson
- $\Delta \underline{P}$: Vetor de erros de injeção de potência ativa
- $\Delta \underline{Q}$: Vetor de erros de injeção de potência reativa
- $\Delta \underline{\theta}$: Vetor de variações dos ângulos das tensões
- $\Delta \underline{V}$: Vetor de variações das tensões (módulo)
- Ω_k : Conjunto das barras adjacente a barra k , inclusive
- $G_{km} + j \cdot B_{km}$: Elemento km da matriz de admitância nodal
- V_k : Magnitude de tensão nodal da barra k
- V_k^{esp} : Magnitude especificada da tensão nodal da barra k
- θ_k : Ângulo da tensão da barra k
- θ_{km} : Diferença entre os ângulos das tensões das barras k e m
- $V_k \angle \theta_k$: Tensão complexa da barra k
- f_v, ω_v : Frequência e velocidade angular do gerador à vazio
- f_c, ω_c : Frequência e velocidade angular do gerador à plena carga
- f_n, ω_n : Frequência e velocidade angular do gerador nominais
- P^{bm} : Base de potência ativa da máquina
- P^{bs} : Base de potência ativa do sistema

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANATEM: Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
- CAG: Controle Automático de Geração
- CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- DG: *Distributed Generator* – Gerador Distribuído
- FPO: Fluxo de Potência Ótimo
- FPRP: Fluxo de Potência com Regulação Primária
- FPRS: Fluxo de Potência com Regulação Secundária
- GPF: *Governor Power Flow* – Fluxo de Potência com Regulador de Velocidade
- GRG: Gradiente Reduzido Generalizado
- LTC: *Load Tap Changer*
- MC: Método da Continuação
- ONS: Operador Nacional do Sistema
- RQV: Regulador com Queda de Velocidade
- SLP: Programação Linear Sucessiva
- SEP: Sistemas Elétricos de Potência
- SIN: Sistema Interligado Nacional

Capítulo I - Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Nos últimos anos a operação dos sistemas elétricos de potência tem se tornado um desafio cada vez maior. Problemas relacionados em se manter as condições operativas sob os pilares da segurança e confiabilidade têm se tornando um grande desafio. Tais dificuldades podem ser atribuídas a diversos fatores, entres eles o constante aumento da demanda de energia elétrica, restrições de ordem econômica e complexidade da topologia. Além disso, pode-se destacar que os recentes paradigmas de operação de sistemas, tais como a crescente interligação entre os sistemas de geração existentes, a presença de geradores distribuídos próximo dos centros de carga, inclusão de fontes alternativas de geração na matriz energética e a possibilidade de operação ilhada de uma microrrede são alguns exemplos de desafios enfrentados nos dias atuais, que podem ser mencionados para reforçar a importância da atenção aos estudos relacionados aos SEPs.

Neste contexto, é possível afirmar que o desenvolvimento e modernização de ferramentas computacionais que capturem de forma mais fiel o comportamento dos SEPs podem contribuir de forma significativa para análises rápidas das suas condições de regime permanente, segurança de tensão e estabilidade eletromecânica. A importância de se avaliar a capacidade de um SEP não só de operar de forma satisfatória em condições normais como também se manter estável após uma contingência abrange vários aspectos destes sistemas, como, por exemplo, a monitoração da segurança de tensão e a manutenção do sincronismo entre geradores após um distúrbio.

Devido às características dos SEPs, cuja modelagem requer equações algébricas e diferenciais não-lineares, a maneira mais fiel de se realizar a análise de sistemas reais é através de uma simulação não-linear no domínio do tempo. Contudo, este processo pode demandar um grande esforço computacional pois, dependendo do tipo de estudo pretendido, pode envolver a presença de equipamentos com dinâmicas lentas ou com grandes atrasos na

sua atuação, o que acarreta em grandes períodos de simulação. Entretanto, por esta mesma razão, ferramentas estáticas (baseadas principalmente na análise de fluxo de potência) vem sendo utilizadas de forma complementar aos estudos no domínio no tempo em algumas áreas de conhecimento como, por exemplo, em análise de segurança de tensão (GAO *et al.*, 1992). Entre os pontos positivos desta abordagem pode-se citar a redução de cenários de análise e a obtenção de sensibilidades entre variáveis do problema.

A análise de fluxo de potência é a ferramenta mais frequentemente utilizada nos vários estudos feitos atualmente em SEPs. Consiste basicamente no cálculo das tensões nodais, em módulo e fase, e dos fluxos de potência em sistema de transmissão, dado um nível de carga especificado, um despacho de geração ativa estabelecido, bem como a topologia e os parâmetros da rede (DOMMEL *et al.*, 1970) (STOTT, 1974a) (STOTT; ALSAC, 1974b) (BACHER; TINNEY, 1989) (SEMLYEN, 1996) (GÓMEZ-EXPÓSITO *et al.*, 2011). Esta análise é extensivamente utilizada nas fases de projeto, planejamento da expansão, planejamento da operação e operação dos sistemas, podendo constituir o estudo em si, ou constar como parte de estudos mais complexos tais como os de otimização, estabilidade, contingências, controle e supervisão, dentre outros (CAÑIZARES, 1993) (OVERBYE, 1996) (FUERTE-ESQUIVEL, 1997) (GOTHAM, 1998) (GÓMEZ-EXPÓSITO *et al.*, 2011).

Praticamente todos os programas atuais de uso geral de fluxo de potência utilizam diferentes variações do método de Newton-Raphson, que foi desenvolvido em sua formulação clássica no final da década de sessenta. Apesar de requerer algoritmos mais complexos para sua implementação, este método apresenta bom desempenho computacional, quando utilizado no estudo de casos reais de grande porte. A matriz Jacobiana obtida durante sua solução é altamente esparsa, sendo as equações iterativas do método resolvidas direta e rapidamente, utilizando-se das técnicas de eliminação ordenada para a solução de grandes sistemas lineares esparsos. Por outro lado, pode-se destacar que seu desempenho computacional vem se beneficiando ao longo do tempo da constante evolução das tecnologias de *software* e *hardware*. Porém, o mais importante é a sua robustez numérica que apresenta característica de convergência quadrática, permitindo assim seu uso generalizado mesmo em sistemas anteriormente considerados de difícil solução.

Na formulação básica do fluxo de potência qualquer desbalanço entre a carga, perdas elétricas e geração é absorvido pela barra de referência angular (barra *swing* ou *slack*)

(MONTICELLI, 1983). Portanto, pode-se verificar que a reprodução de pontos de operação reais que representem de forma satisfatória as condições de operação requer por parte do engenheiro uma análise cuidadosa da geração de potência ativa da barra de referência, obtida após a solução do problema.

Diversos programas comerciais de fluxo de potência desenvolveram funcionalidades específicas para a distribuição automática deste desbalanço entre um conjunto de geradores, de acordo com um fator de participação pré-definido (LOTFALIAN *et al.*, 1985). Tal mecanismo normalmente é desenvolvido de forma alternada com o processo iterativo e, ainda, parte da premissa que a frequência do sistema é mantida em seu valor nominal. Estes fatores de participação podem representar diversas filosofias de redespacho dos geradores do sistema, como por exemplo, a atuação do controle automático da geração ou até mesmo o despacho econômico do sistema (WOOD; WOLLENBERG, 1996), tendo-se em vista a redução dos custos operativos (LOTFALIAN *et al.*, 1985).

O fato de considerar a frequência do sistema mantida em seu valor nominal, em alguns casos, pode tornar estudos específicos incompletos ou até mesmo imprecisos. Como um exemplo, ocasionalmente, uma combinação de circunstâncias e eventos podem favorecer que uma parte de um sistema interligado opere de forma isolada, formando uma ilha elétrica. No caso em que a geração total desta ilha seja menor do que a carga conectada, este pode sofrer um declínio de frequência que, em casos extremos, pode levar a atuação de esquemas de corte de carga como uma forma de estabilizar e/ou elevar a frequência do sistema (KUNDUR, 1994).

1.2 Objetivos e Motivação

Este trabalho tem dois objetivos principais, a saber: (i) propor uma metodologia para representação da regulação primária de geradores no problema de fluxo de potência convencional e fluxo de potência ótimo; (ii) propor uma metodologia para representação da regulação secundária de geradores no problema de fluxo de potência convencional.

Em uma primeira etapa, este trabalho tem o objetivo de desenvolver e implementar uma metodologia para a representação da regulação primária dos geradores no problema de fluxo de potência, resolvido pelo método *full* Newton. O modelo proposto é baseado em uma

metodologia genérica de representação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson (PASSOS FILHO, 2000). Tal metodologia é baseada na inclusão das equações de regime permanente na solução do problema, obtendo uma matriz Jacobiana expandida (*full* Newton). Além disso, também é inserida uma equação para representação da referência angular do sistema. O sistema de equações obtido tem ordem $(2nb + 2ng + ref)$, onde nb é o número de barras do sistema, ng é o número de barras de geração e ref representa a equação de referência. Esta estratégia foi escolhida como uma forma de calcular a repartição de geração entre as máquinas presentes no sistema de uma forma mais realista. Dentro deste contexto, o trabalho apresenta também uma metodologia para a solução simultânea de ilhas elétricas. Além disso, também é proposta nesta etapa uma formulação do problema de fluxo de potência convencional com a representação *full* Newton de fatores de participação, objetivando a representação da regulação secundária da frequência.

Por fim, o trabalho tem o objetivo de desenvolver e implementar uma metodologia para a representação da regulação primária dos geradores no problema de fluxo de potência ótimo, com o objetivo de minimizar o custo de corte de carga. A representação da regulação primária, assim como a equação para manter a referência angular do sistema, são inseridas no problema como restrições de igualdade. Neste sentido, a monitoração da frequência do sistema através de uma restrição de desigualdade pode ser inserida no problema como uma forma de otimizar o estado operativo mantendo a frequência dentro de uma faixa pré-determinada.

1.3 Principais Contribuições

Entre as principais contribuições deste trabalho pode-se citar:

- Desenvolvimento de uma metodologia para representação da regulação primária de geradores no problema de fluxo de potência;
- Desenvolvimento de uma metodologia de solução simultânea de sistemas operando de forma isolada;
- Desenvolvimento de uma metodologia *full* Newton para a consideração dos fatores de participação de potência ativa;

-
- Desenvolvimento de uma metodologia baseada em FPO para identificação do corte de carga necessário para a manutenção da frequência em uma faixa aceitável de operação.

1.4 Publicações Decorrentes do Trabalho

Em decorrência da elaboração desta dissertação e do curso de mestrado, os seguintes trabalhos foram aceitos para publicação:

- LA GATTA, P. O.; NASCIMENTO, F. R.; PASSOS FILHO, J. A.; HENRIQUES, R. M. **Utilização de Análise Modal para a Avaliação da Segurança de Tensão em Sistemas com Compensação Série.** Congresso Brasileiro de Automática – CBA. Bonito – MS:2010.
- LA GATTA, P. O.; PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA, J. L. R. **Metodologia para a Representação da Regulação Primária dos Geradores Síncronos no Problema de Fluxo de Potência.** The 9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE. Mar del Plata: 2011.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco Capítulos e três Apêndices, que serão sucintamente resumidos a seguir.

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão dos principais conceitos associados à regulação primária e secundária da malha de controle de potência e frequência em SEPs. Procura-se desenvolver toda a modelagem que será utilizada na metodologia proposta.

No Capítulo 3 são descritas as modelagens propostas tanto de fluxo de potência convencional quanto de fluxo de potência ótimo para representação da regulação primária e secundária no problema. Para cada modelo proposto são apresentados exemplos ilustrativos além de se apresentar toda a formulação matemática do problema.

O Capítulo 4 reúne os resultados e discussões para a aplicação das metodologias propostas a diversos sistemas. Os resultados finais de desvio de frequência são validados através da utilização de uma programa de simulação no tempo. Utiliza-se neste trabalho o programa ANATEM (“Análise de Transitórios Eletromecânicos”), desenvolvido pelo CEPEL. A distribuição de geração através dos fatores de participação são validados através do programa ANAREDE (“Programa de Análise de Redes”), desenvolvido pelo CEPEL.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões com relação as metodologias propostas, bem como a sugestão de desenvolvimentos futuros, com a intenção de continuar os trabalhos iniciados no presente trabalho.

Adicionalmente apresenta-se três apêndices. O Apêndice A apresenta uma breve revisão sobre a solução do conjunto de equações de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson em coordenadas polares. O Apêndice B apresenta uma breve descrição dos principais métodos de solução numérica de conjunto de equações diferenciais e algébricas para a simulação de Sistemas de Potência no domínio do tempo. O Apêndice C apresenta os dados dos sistemas utilizados nesta dissertação.

Capítulo II -

Controle de Potência e Frequência

2.1 Considerações Iniciais

O objetivo principal deste capítulo é apresentar uma breve revisão da teoria acerca da regulação primária (atuação dos reguladores de velocidade) e da regulação secundária (atuação do CAG) dos geradores síncronos. As seções de 2.2 a 2.13 apresentam os modelos das regulações primária e secundária de frequência. A seção 2.14 apresenta uma breve revisão sobre a modelagem de carga estática. Por fim, a seção 2.15 apresenta alguns trabalhos contidos na literatura baseados na modelagem dos dois controles no Fluxo de Potência. Esta revisão é baseada nas seguintes referências: (KUNDUR, 1994) (VIEIRA FILHO, 1984) (MILANO, 2010) (GÓMEZ-EXPÓSITO *et al.*, 2011).

2.2 Regulação Própria

As cargas se conectam ou se desligam de um SEP de forma aleatória ao longo do dia. Supondo o exemplo de um súbito aumento de carga no sistema, haverá instantaneamente um déficit de geração para suprir essa nova demanda. Este aumento da demanda é suprido, em um primeiro momento, através da energia cinética das massas girantes das máquinas contidas no sistema, diminuindo a velocidade de rotação das mesmas e, conseqüentemente, da frequência elétrica do sistema (VIEIRA FILHO, 1984).

Ainda para o exemplo anterior, supondo que não houvesse a atuação dos reguladores de velocidade, o sistema atingiria um novo estado de equilíbrio. Esse comportamento pode ocorrer porque, como as cargas normalmente variam com a frequência, se esta cai, o valor absoluto das cargas também cai, indicando uma “tendência” do próprio sistema, através de suas características próprias de carga, de se autorregular, atingindo assim, um novo estado de equilíbrio.

A propriedade dos SEPs exemplificada anteriormente chama-se “Regulação Própria do Sistema” e consiste na capacidade deste sistema de alcançar um novo estado de equilíbrio, em resposta a uma variação instantânea da potência gerada com relação à potência consumida, supondo que as unidades geradoras do sistema não pudessem efetuar nenhum tipo de auxílio (VIEIRA FILHO, 1984).

A Regulação Própria é representada pelo parâmetro D , chamado coeficiente de amortecimento, cujo valor pode ser obtido através de (2.1), e representa a variação da potência ativa demandada com a frequência.

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (2.1)$$

Onde ΔP_D representa a variação de potência ativa demandada e Δf representa a variação da frequência de operação do sistema. A Figura 1 mostra a curva representativa da variação da carga com a frequência.

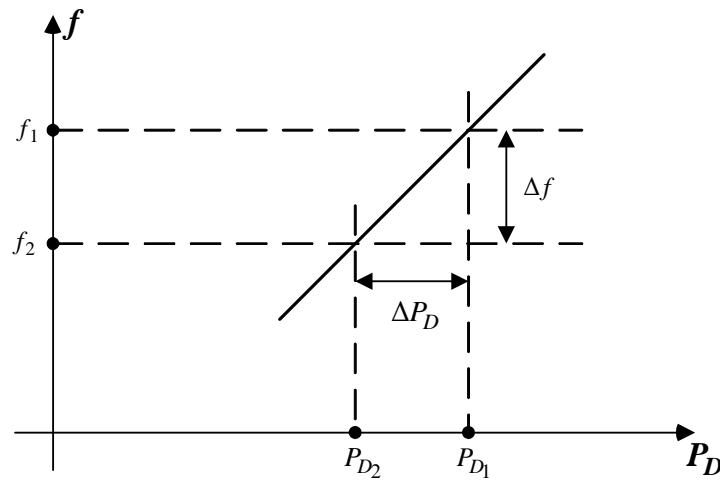


Figura 1 - Curva da variação da carga com a frequência

Rearranjando (2.1), pode-se determinar a variação da frequência de operação do sistema a partir de uma variação de potência ativa demandada através de (2.2), considerando-se apenas a regulação própria do sistema como parâmetro de restabelecimento de um novo estado de equilíbrio.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_D}{D} \quad (2.2)$$

Os valores típicos para D são baixos, entre 1 % e 2 % (VIEIRA FILHO, 1984) (KUNDUR, 1994) (WOOD; WOLLENBERG, 1996). Por exemplo, o valor do coeficiente de amortecimento igual a 2 significa que uma variação de 1 % da frequência do sistema equivale a 2 % de variação da carga.

Para sistemas de grande porte a variação de carga em um certo instante de tempo pode ser considerável, e somado ao baixo valor da constante de amortecimento D , a frequência pode sofrer grandes excursões de valor. Portanto, essa situação hipotética indica a necessidade de se contar com dispositivos controladores adicionais que atuem nesse desbalanço entre carga e geração evitando variações de frequência indesejáveis.

No capítulo de diretrizes e critérios para estudos de estabilidade eletromecânica do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2010), a diferença máxima de frequência entre duas barras a serem fechadas em paralelo é de $\pm 0,2$ Hz. A frequência mínima de estabilização após distúrbios deve ser de 57 Hz e 56 Hz para ilhas elétricas, e a frequência máxima de estabilização após distúrbios deve ser compatível com as características de carga e equipamentos do sistema envolvido. Portanto, torna-se evidente a necessidade de se utilizar dispositivos controladores adicionais a fim de manter a frequência dentro da faixa de operação requerida pelos operadores do sistema.

2.3 Regulação Primária

Foi visto anteriormente que, se for desprezada a participação dos reguladores de velocidade dos geradores, um novo estado de equilíbrio, a partir de um desbalanço entre carga e geração, pode ser atingido devido à regulação própria dos sistemas de potência. E esta característica nada mais é do que a capacidade da potência ativa demandada variar com a frequência de operação do sistema, aumentando quando a frequência aumenta e diminuindo quando a frequência diminui.

Porém, foi visto também que levar em consideração apenas a regulação própria dos SEPs pode levar o sistema a operar com grandes variações de frequência, o que se torna

bastante indesejável na prática. Exatamente por essa razão, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática, que atuam no sentido de elevar ou reduzir a potência do gerador, quando a velocidade (ou a frequência) se afasta de seu valor de referência (VIEIRA FILHO, 1984).

A resposta primária corresponde ao controle realizado localmente no gerador, para estabilizar a frequência do sistema (velocidade angular do gerador) depois de uma perturbação no balanço de potência (GÓMEZ-EXPÓSITO *et al.*, 2011). Esse controle é feito através dos reguladores de velocidade.

Portanto, a regulação primária apresenta-se com duas finalidades básicas: (i) manter a velocidade de rotação do gerador tão próxima quanto possível à velocidade nominal; (ii) modificar a potência ativa gerada. As subseções 2.4 e 2.5 descrevem de forma resumida a teoria por trás dos tipos de reguladores de velocidade existentes. As constantes de tempo do regulador de velocidade são da ordem de segundos (ALMEIDA, 2004).

2.4 Regulador Isócrono

A Figura 2 mostra o diagrama mecânico do Regulador Isócrono (VIEIRA FILHO, 1984). O conjunto de esferas ligadas por uma mola giram em sincronismo com a turbina. Essas esferas funcionam como um transdutor, que transformam a velocidade de rotação da turbina em um deslocamento do ponto “B” para cima e para baixo. O movimento do ponto “B” faz com que os pontos “C”, “D” e “E” se movimentem na mesma direção. O ponto “E” desloca os êmbolos permitindo a entrada de óleo a alta pressão no êmbolo. Vale ressaltar que a entrada de óleo no *pistom* cessa em apenas uma situação, na qual a velocidade de rotação da turbina seja igual a velocidade nominal. Os pontos “A” e “F” são fixos.

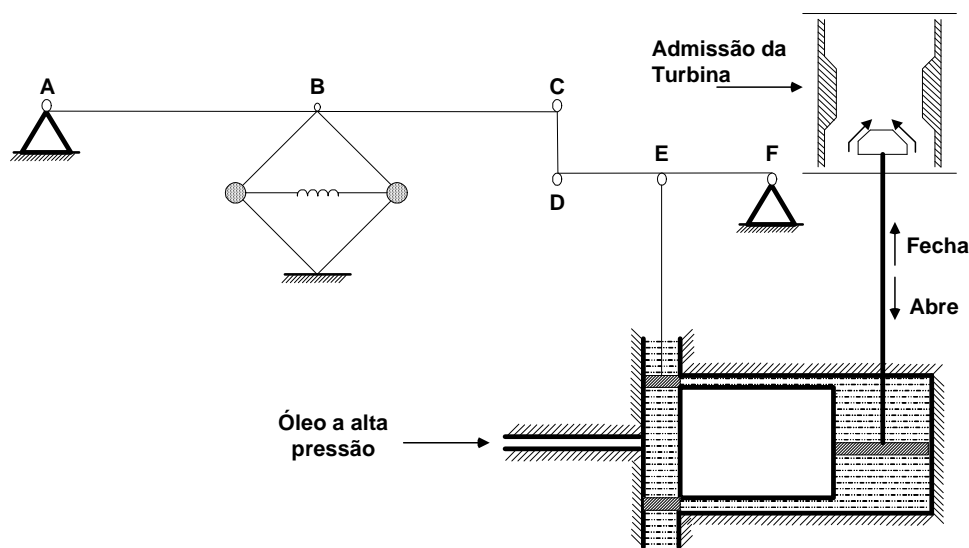


Figura 2 – Diagrama mecânico do Regulador Isócrono

Seja o exemplo de uma carga conectada a um conjunto turbina-gerador que contenha o regulador do tipo isócrono. Se houver um súbito aumento dessa carga, a potência elétrica do gerador também irá aumentar, diminuindo assim a velocidade de rotação do rotor e da turbina. Com isso, a força centrífuga atuante nas esferas fará com que o ponto “B” se eleve, elevando também o ponto “E”, deslocando os êmbolos permitindo a injeção de óleo no *pistom*. A pressão do óleo no êmbolo ligado à turbina fará uma abertura maior na admissão da turbina. Enquanto a velocidade cai, a potência mecânica da turbina começa a aumentar, fato que culmina na diminuição da taxa de variação da velocidade, até o caso de a velocidade voltar a aumentar. Isso ocorre quando a potência da turbina excede a potência da carga. Esse processo continuará até que se atinja novamente a velocidade nominal do conjunto turbina-gerador, momento no qual os êmbolos cessam a entrada de óleo a alta pressão no *pistom*. Quando o evento atinge um novo estado de equilíbrio, a variação de potência mecânica iguala-se ao valor da variação da carga.

Pode-se mostrar (VIEIRA FILHO, 1984) que o conjunto de esferas e o *pistom* descritos acima funcionam como um integrador, visto que em regime permanente o erro do controle é igual a zero, ou seja, a velocidade retorna ao seu valor nominal. Com isso, a função de transferência que relaciona a variação da admissão da turbina $\Delta A(s)$ e a variação de velocidade $\Delta\omega_r$, ou frequência $\Delta F(s)$, pode ser escrita como em (2.3) e o diagrama de blocos pode ser visto na Figura 3. Note que $\Delta\omega_r$ é a variação de frequência no domínio do tempo e $\Delta F(s)$ é a variação de frequência no domínio da frequência complexa s , assim como $\Delta A(s)$.

$$\Delta A(s) = -\frac{K}{s} \Delta F(s) \quad (2.3)$$

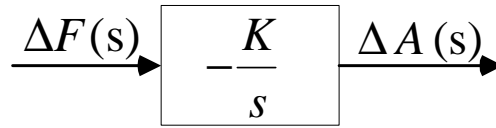


Figura 3 – Diagrama de blocos simplificado do Regulador Isócrono

O Regulador Isócrono funciona satisfatoriamente quando um gerador está suprindo uma única carga ou quando um único gerador em um sistema com vários outros geradores responde às variações de carga (KUNDUR, 1994). Com mais de uma unidade geradora, pode-se atingir um estado de equilíbrio de frequência de diversas formas de variações $\Delta A_i(s)$, e portanto a repartição de cargas entre as máquinas ficaria indeterminada (VIEIRA FILHO, 1984). Além disso, ter-se-ia problemas mais sérios de estabilidade deste tipo de sistema de controle. Dessa forma, pode-se perceber que é necessário um sistema de controle que seja capaz de realizar uma repartição de carga adequada entre as unidades geradoras, dentro de suas capacidades nominais.

2.5 Regulador com Queda de Velocidade

A Figura 4 mostra o diagrama mecânico do Regulador com Queda de Velocidade (RQV). Para se fazer um regulador mais rápido e mais estável, estabelece-se uma realimentação indicada pelos pontos “E”, “F”, “G” e “H” (VIEIRA FILHO, 1984). Percebe-se, pela Figura 4, que o movimento do ponto “H”, neste caso, promove também o movimento do ponto “E”, na mesma direção. Neste caso, apenas o ponto “A” é fixo.

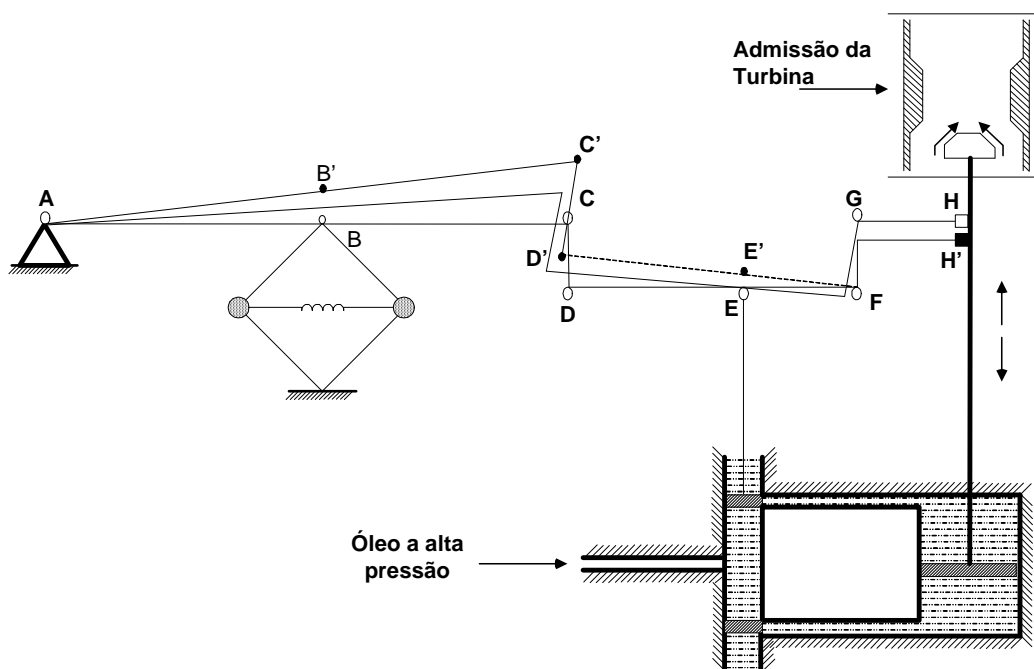


Figura 4 – Diagrama mecânico do RQV

Seja, novamente, o exemplo de uma carga conectada a um conjunto turbina-gerador que contenha o regulador com queda de velocidade. Se houver um súbito aumento ΔP_L dessa carga, novamente a potência elétrica do gerador irá aumentar, diminuindo a velocidade do rotor e da turbina. A força centrífuga nas esferas faz com que os pontos “B”, “C” e “E” subam. O movimento do ponto “E” eleva novamente os êmbolos permitindo uma maior abertura da admissão da turbina, porém, abaixará o ponto “H” a um nível “H’” indicado, tendendo a abaixar também o ponto “E”. Quando os êmbolos retornam à posição inicial, o sistema de controle deixa de atuar e o sistema de potência atinge um novo estado de equilíbrio.

Desta forma, percebe-se que, além das esferas influenciarem no deslocamento dos êmbolos no *pistom*, há também a contribuição da realimentação nesse deslocamento, que é função da abertura ou fechamento da admissão da turbina. Ou seja, neste caso específico o sistema atinge um novo estado de equilíbrio mais rápido e que não é caracterizado pela velocidade nominal de rotação, ou então pela frequência nominal.

Este tipo de regulador é definido como controlador proporcional, com um ganho de $1/R$ (KUNDUR, 1994) e o diagrama de blocos que representa seu funcionamento pode ser

visto através da Figura 5, cuja dedução completa está bem descrita em (VIEIRA FILHO, 1984).

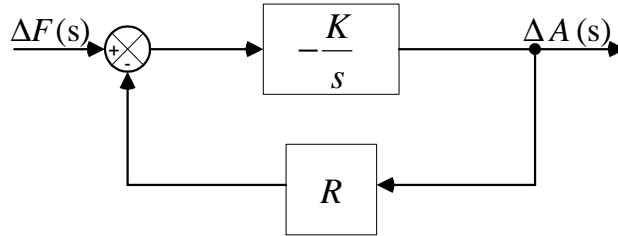


Figura 5 - Diagrama de blocos do RQV

A função de transferência que representa a malha de controle da Figura 5, e que explicita a relação entre a variação da admissão da turbina $\Delta A(s)$ com a variação da frequência $\Delta F(s)$, pode ser deduzida de acordo com (2.4):

$$\frac{\Delta A(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-\frac{K}{s}}{1 + \frac{K \cdot R}{s}} \times \left(\frac{s}{K \cdot R} \right) = \frac{-\frac{1}{R}}{1 + s \cdot \left(\frac{1}{R \cdot K} \right)} \quad (2.4)$$

A partir dos resultados de (2.4), a Figura 6 representa o diagrama de blocos reduzido do Regulador com Queda de Velocidade. Neste diagrama, o ganho de $1/R$ fica evidente, e T_G é a constante de tempo de atuação do regulador, definido em (2.5).

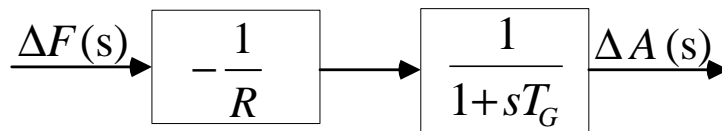


Figura 6 - Diagrama de blocos reduzido do RQV

$$T_G = \frac{1}{KR} \quad (2.5)$$

Usando valores em p.u., pode-se demonstrar que a variação da admissão da turbina é proporcionalmente igual a variação de potência ativa gerada (VIEIRA FILHO, 1984). Ou seja, a aproximação representada através de (2.6) pode ser aplicada à (2.4), obtendo (2.7).

$$\Delta A(s) = \Delta P_G(s) \quad (2.6)$$

$$\frac{\Delta P_G(s)}{\Delta F(s)} = \frac{-\frac{1}{R}}{1 + sT_G} \quad (2.7)$$

2.6 Comparação entre os Reguladores Isócrono e com Queda de Velocidade

Uma boa estratégia para comparar a atuação do Regulador Isócrono com o Regulador com Queda de Velocidade é a aplicação do teorema do valor final (OGATA, 2003) às funções de transferência de cada regulador. Para isso, são utilizadas as funções de transferência (2.3) e (2.7). Supõe-se um degrau de variação de frequência aplicado ao regulador e verifica-se a variação na admissão da turbina. O degrau de variação de frequência está descrito em (2.8).

$$\Delta F(s) = \frac{\Delta f}{s} \quad (2.8)$$

Aplicando-se o teorema do valor final (OGATA, 2003) primeiramente para o Regulador Isócrono através dos passos contidos de (2.9) a (2.12), tem-se que:

$$(\Delta A)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta A(s) \quad (2.9)$$

$$(\Delta A)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \left(-\frac{K}{s} \right) \cdot \frac{\Delta f}{s} \quad (2.10)$$

$$(\Delta A)_{r.p.} = -\infty \quad (2.11)$$

$$(\Delta f)_{r.p.} = 0 \quad (2.12)$$

A indicação “*r.p.*” refere-se a valores de regime permanente. Os resultados apresentados em (2.11) e (2.12) já eram esperados. Como o Regulador Isócrono funciona como um controlador do tipo integral, seu erro em regime permanente é igual a zero. Neste caso, o novo estado de equilíbrio ocorre quando a velocidade de rotação da turbina, ou a frequência do sistema, retorna ao seu valor nominal, ou de referência.

Agora, aplica-se o teorema do valor final na função de transferência referente ao Regulador com Queda de Velocidade (2.7), cálculo este que está contido entre os passos (2.13) a (2.16). Novamente, a indicação “*r.p.*” refere-se a valores de regime permanente.

$$(\Delta A)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta A(s) \quad (2.13)$$

$$(\Delta A)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \left(-\frac{\frac{1}{R}}{1 + sT_G} \right) \cdot \frac{\Delta f}{s} \quad (2.14)$$

$$(\Delta A)_{r.p.} = -\frac{1}{R} \Delta f_{r.p.} \quad (2.15)$$

$$(\Delta f)_{r.p.} = -R(\Delta A)_{r.p.} \quad (2.16)$$

A equação (2.16) mostra que, sob a situação de variação de carga no sistema, um novo estado de equilíbrio ocorre com um desvio de frequência proporcional à constante R . Ou seja, em um específico exemplo na qual há o aumento de carga no sistema, a frequência atingida após o período transitório é menor que a frequência pré-distúrbio.

A principal conclusão que se pode chegar é que o Regulador com Queda de Velocidade surgiu como a possibilidade de ser usado em sistemas com vários geradores para atuarem nos desbalanços entre carga e geração, além de melhorar a estabilidade do sistema de controle. Porém, introduz o problema de desviar a frequência de equilíbrio, com relação ao seu valor pré-distúrbio. Como os problemas introduzidos pelo Regulador Isócrono são mais graves, como impossibilidade de confiabilidade na repartição de carga entre os geradores e inserção de instabilidade na operação dos sistemas, o Regulador com Queda de Velocidade é o mais utilizado em sistemas multimáquinas. O desvio de frequência em regime permanente é corrigido através da Regulação Secundária, conforme será descrito posteriormente.

2.7 Característica Estática do Regulador de Velocidade

A característica estática do regulador é retratada por cada estado de equilíbrio atingido após cada variação de frequência (VIEIRA FILHO, 1984). Cada estado de equilíbrio é determinado aplicando-se um degrau de frequência no regulador, análogo a (2.8), e determina-se a variação de potência ativa gerada pelo gerador em regime permanente.

Portanto, aplica-se novamente o teorema do valor final (OGATA, 2003) à função de transferência, porém em (2.7).

$$(\Delta P_G)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta P_G(s) \quad (2.17)$$

$$(\Delta P_G)_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \left(-\frac{\frac{1}{R}}{1 + sT_G} \right) \cdot \frac{\Delta f}{s} \quad (2.18)$$

$$(\Delta P_G)_{r.p.} = -\frac{1}{R} \Delta f_{r.p.} \quad (2.19)$$

O estado de equilíbrio pré-distúrbio pode ser caracterizado por uma potência ativa gerada P_{G_0} para atender à demanda solicitada, à uma frequência de operação inicial f_0 . Após a variação de carga, a geração da unidade será modificada para atender a nova demanda para um valor P_G em uma frequência de operação f .

A equação (2.19) pode ser reescrita como:

$$P_G - P_{G_0} = -\frac{1}{R} \cdot (f - f_0) \quad (2.20)$$

Ou então:

$$P_G - P_{G_0} + \frac{1}{R} \cdot (f - f_0) = 0 \quad (2.21)$$

A equação (2.21) corresponde a equação de uma reta que passa pelo ponto (P_{G_0}, f_0) que está representada no gráfico da Figura 7, onde P_M é a potência máxima da unidade geradora.

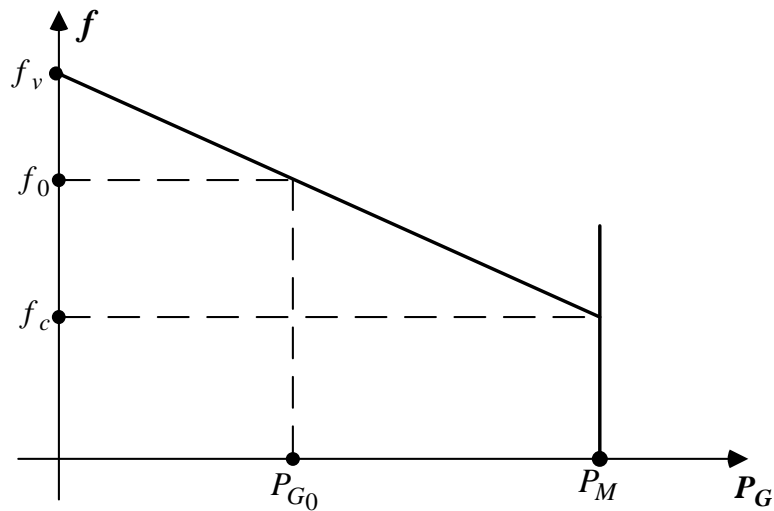


Figura 7 - Característica estática do RQV

2.8 Percentual de Regulação de Velocidade ou Estatismo

O valor de R determina a velocidade, ou a frequência, em regime permanente, pela característica de carga da unidade geradora, como mostrado na Figura 8 (KUNDUR, 1994), e é chamado de percentual de regulação de velocidade ou estatismo. Essa definição também pode ser vista em (2.22), relação que foi derivada de (2.21).

A definição formal do estatismo, representada por (2.23) em função da frequência e por (2.24) em função da velocidade, é a variação de velocidade da máquina que se tem ao passar-se de carga zero (frequência f_v , ω_v) a 100 % da carga (frequência f_c , ω_c), expresso em p.u. da velocidade nominal (VIEIRA FILHO, 1984).

$$R_{p.u.} = -\frac{\Delta f}{\Delta P_G} \quad (2.22)$$

$$R_{p.u.} = \frac{f_v - f_c}{f_n} \times 100 \quad (2.23)$$

$$R_{p.u.} = \frac{\omega_v - \omega_c}{\omega_n} \times 100 \quad (2.24)$$

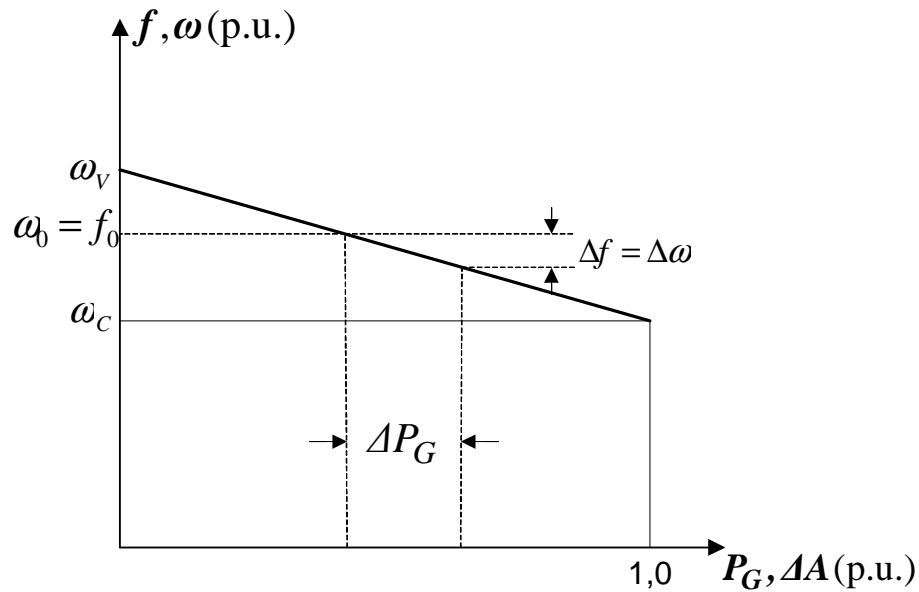


Figura 8 – Detalhamento da característica estática do RQV

Como um exemplo, um estatismo de 5 % significa que a variação de frequência em 5 % causa a variação de 100 % da posição da admissão da turbina ou 100 % da variação da potência ativa gerada. O valor deste parâmetro geralmente é dado na base da máquina (P^{bm}). Portanto, para o uso em estudos de fluxo de potência, deve ser convertido para a base do sistema (P^{bs}) em questão, com o uso de (2.25) (VIEIRA FILHO, 1984).

$$(R)_{p.u.}^{bs} = (R)_{p.u.}^{bm} \times \frac{P^{bs}}{P^{bm}} \quad (2.25)$$

No Sistema Interligado Nacional o Operador Nacional do Sistema determina que todos os reguladores de velocidade operem desbloqueados e com estatismo de 5 % na base da máquina (ONS, 2010b). Excepcionalmente, em função de necessidades do sistema e com base em estudos, pode ser definido o estatismo com o valor diferente de 5 % (ONS, 2009).

2.9 Operação em Paralelo de Geradores

Se dois ou mais geradores com reguladores com queda de velocidade estão conectados a um sistema de potência, haverá uma frequência de equilíbrio única na qual irão dividir o suprimento de uma variação de carga (KUNDUR, 1994). Para ilustrar essa afirmação será utilizado o sistema da Figura 9, onde duas unidades geradoras dotadas de reguladores com

queda de velocidade suprem uma carga equivalente P_L à frequência nominal f_0 . A característica estática de cada regulador está expressa na Figura 10.

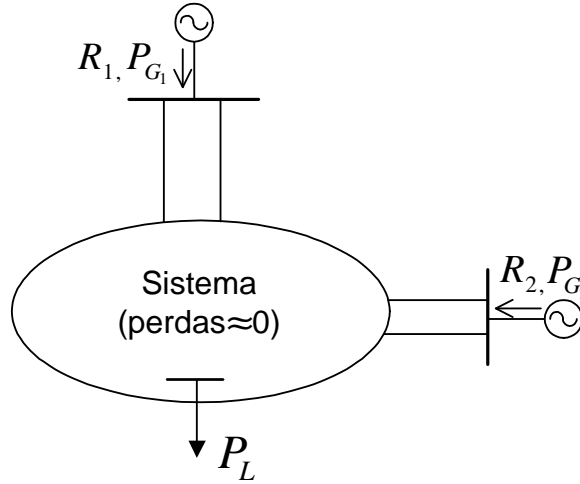


Figura 9 – Sistema com duas unidades geradoras dotados de RQV

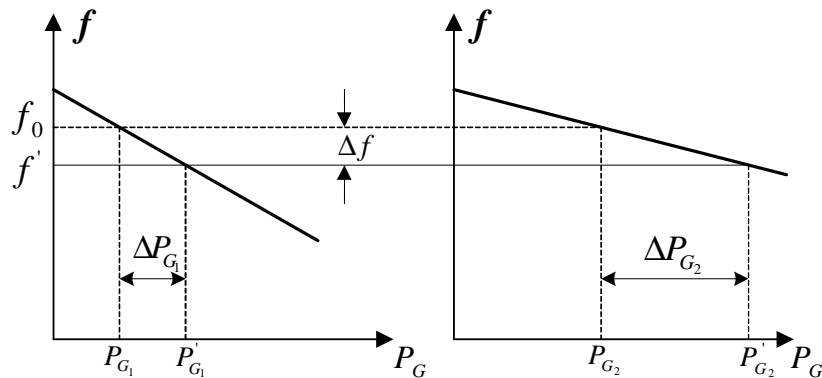


Figura 10 - Característica estática de cada regulador de velocidade

Se houver um súbito aumento ΔP_L de carga no sistema, as unidades irão desacelerar, fazendo com que os reguladores de velocidade atuem no sentido de aumentarem a sua geração até um novo estado de equilíbrio ser atingido. Neste caso, a Figura 10 mostra que o novo estado de equilíbrio, sob a frequência de operação f' , supre a carga $P_L + \Delta P_L$ através das novas gerações P'_{G1} e P'_{G2} .

Utilizando-se a equação (2.21) é possível escrever a relação (2.26) para a unidade geradora 1 e (2.27) para unidade geradora 2:

$$\Delta P_{G_1} = P'_{G_1} - P_{G_1} = \frac{\Delta f}{R_1} \quad (2.26)$$

$$\Delta P_{G_2} = P'_{G_2} - P_{G_2} = \frac{\Delta f}{R_2} \quad (2.27)$$

Como a variação de frequência Δf será igual para ambos os geradores, a partir de (2.26) e (2.27) pode-se deduzir (2.28).

$$\frac{\Delta P_{G_1}}{\Delta P_{G_2}} = \frac{R_1}{R_2} \quad (2.28)$$

A relação (2.28) mostra que o estatismo R é uma medida da participação de cada máquina do sistema na variação de carga (MILANO, 2010). Ou seja, na operação de um sistema com mais de uma máquina geradora que contenham reguladores de velocidade, o estatismo de cada gerador define a repartição de geração em um cenário de aumento ou diminuição de carga, além das perdas.

Como o sistema em questão despreza as perdas nas linhas de transmissão, pode-se dizer que a variação das gerações após a variação de carga serve exclusivamente para atender essa variação de carga, ou seja:

$$\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} = \Delta P_L \quad (2.29)$$

Somando termo a termo as equações (2.26) e (2.27), tem-se:

$$\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} = \frac{\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2}}{\Delta f} \quad (2.30)$$

Substituindo (2.29) em (2.30) pode-se determinar (2.31).

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (2.31)$$

A equação (2.31) pode ser generalizada para um sistema que contenham ng máquinas participando do controle de frequência, descrita em (2.32) e (2.33).

$$\Delta P_L = \Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} + \dots + \Delta P_{G_{ng}} \quad (2.32)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_{ng}}} \quad (2.33)$$

2.10 Regulação Secundária

As seções anteriores apresentaram a Regulação de Velocidade, mecanismo de controle que atua nas máquinas primárias, variando a potência mecânica de saída como resposta ao desvio de velocidade de rotação do rotor do gerador, ou ainda da frequência do sistema. A ordem de grandeza desse desvio depende da quantidade de carga conectada ou desligada do sistema, ou ainda da sensibilidade dessa carga com a variação de frequência. Porém, devido à natureza dos reguladores de velocidade, esse controle é feito sem que a frequência de operação retorne ao seu valor nominal.

A Regulação Secundária, ou Controle Automático de Geração (CAG), possui duas funções principais, a saber: (i) atuar nas máquinas primárias no sentido de aumentar ou diminuir a potência mecânica de forma a trazer a velocidade de rotação dos geradores de volta ao seu valor nominal; (ii) controlar os valores de importação e exportação de potência entre áreas de controle. O CAG também pode possuir um objetivo secundário de distribuir a variação de geração entre geradores com a finalidade de minimizar custos operativos. Trata-se de um sistema de controle centralizado cujas constantes de tempo são da ordem de minutos (ALMEIDA, 2004).

2.11 Construção do Controle Automático de Geração

A construção do CAG baseia-se na sua principal aplicação, na qual retorna com o valor da frequência de operação do sistema ao seu valor nominal. A Figura 11 mostra a construção mecânica do conjunto CAG e Regulador com Queda de Velocidade. A diferença, entre o Regulador com Queda de Velocidade, representado na Figura 4 e a Figura 11 é o motor ligado ao ponto de referência “A”, chamado de *speed-changer*. O *speed-changer*, que

está diretamente ligado ao conjunto de esferas que giram em sincronismo com a máquina, atua como um variador na referência de giro. Além disso, ligado também à haste no ponto “H”, representa um novo parâmetro de variação nas válvulas de admissão da turbina.

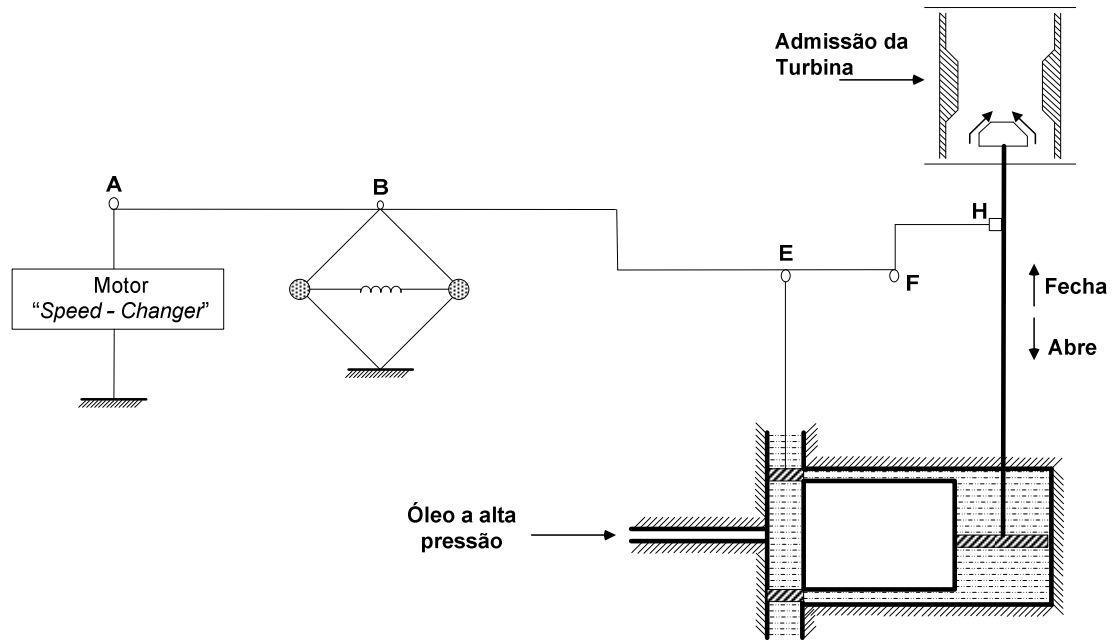


Figura 11 – Diagrama mecânico do CAG e RQV

Como a presença do motor *speed-changer* atua no sentido de mudar a referência do sistema de controle, sua representação no diagrama de blocos equivale à entrada de um novo parâmetro, chamado de $\Delta\gamma(s)$, como pode ser visto na Figura 12.

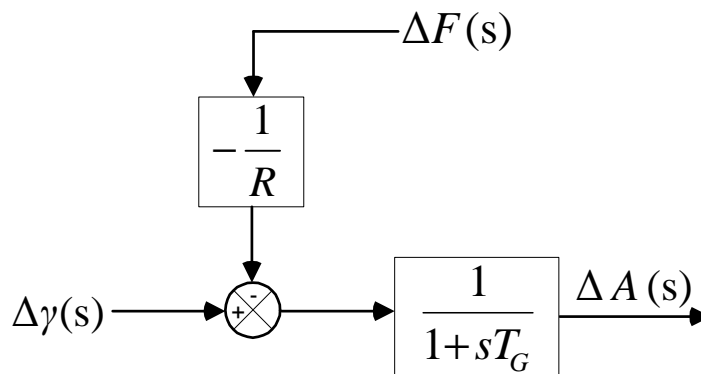


Figura 12 – Diagrama de blocos do RQV e a presença do motor *speed-changer*

A Figura 13 mostra o efeito do ajuste do sinal de referência $\Delta\gamma(s)$ na característica estática do regulador com queda de velocidade. A Figura 13 mostra as características do regulador, com estatismo de 5 %, operando sob três sinais de referência $\Delta\gamma(s)$ diferentes,

todos associados a um sistema 60 Hz de frequência nominal. Na frequência nominal, a característica A não possui potência de saída, a característica B promove 50 % da potência total de saída e a característica C promove 100 % de potência de saída. Isso quer dizer que a potência de saída de cada unidade geradora pode ser ajustada para uma dada frequência de operação (ou velocidade angular da máquina) através do ajuste do motor *speed-changer* que move a curva do regulador de velocidade para cima e para baixo (KUNDUR, 1994).

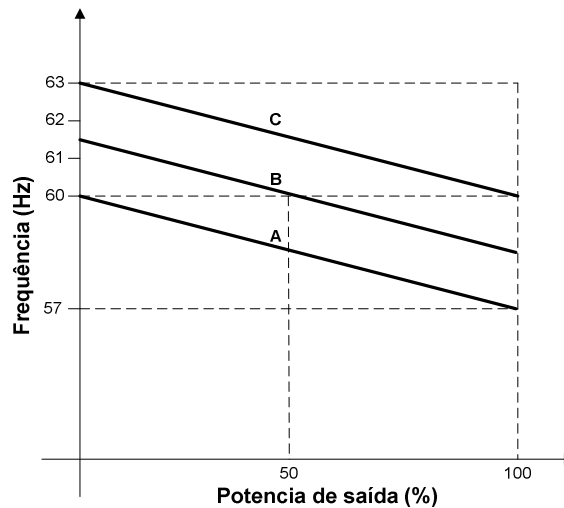


Figura 13 – Efeito do *speed-changer* na característica estática do RQV

O efeito do *speed-changer* para atuação do CAG é introduzir um sinal $\Delta\gamma(s)$ tal que realize o retorno da frequência de operação (ou velocidade) para seu valor nominal. Já foi dito na seção 2.4 que o tipo de controle que obriga o desvio original retornar a zero é o Controle Integral, ou seja, aquele obtido com o auxílio do integrador, como visto na Figura 14.

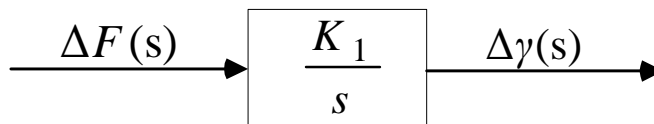


Figura 14 – Diagrama de blocos representando o *speed-changer*

Pode-se perceber que o CAG de uma unidade geradora corresponde à introdução de uma malha de controle, no sentido de garantir que a frequência retornará ao seu valor inicial, ou seja, que em regime permanente o desvio de frequência seja nulo (VIEIRA FILHO, 1984). A malha de controle completa, com a representação do CAG e regulador com queda de velocidade para uma unidade geradora está representada na Figura 15.

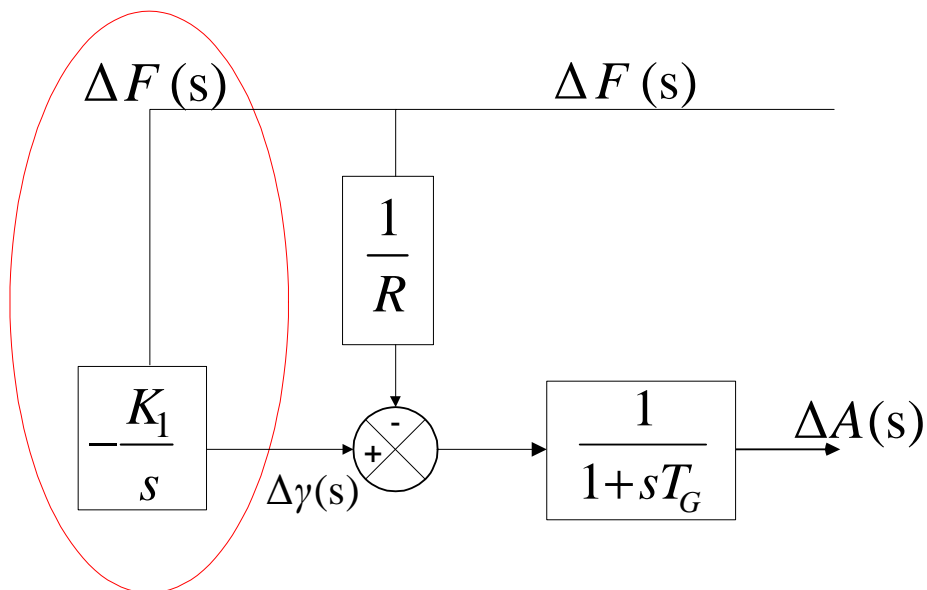


Figura 15 – Diagrama de blocos do Regulador de Velocidade com destaque para o CAG

A inspeção da Figura 15 mostra que a ação automática da regulação secundária desta unidade geradora é obtida medindo-se a frequência da unidade a cada instante, e comparando a mesma com a frequência padrão, ou de referência. A diferença entre a frequência da unidade e a frequência de referência é convertida em um sinal que é injetado no *speed-changer* no sentido de realizar a sua atuação (VIEIRA FILHO, 1984).

2.12 Conceito de Área de Controle

Área de controle é a parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de carga contidas nesta parte do sistema (VIEIRA FILHO, 1984). A Figura 16 mostra a representação da Área de Controle, onde P_G é a geração equivalente das barras geradoras compreendidas na área, e P_L é a soma das cargas da área.



Figura 16 – Sistema de Potência representado como uma Área de Controle

Para não sofrerem grandes excursões de frequência, a premissa básica de cada área de controle é que ela deve ser, sempre que possível, a mais balanceada possível em termos de carga e geração. Além disso, a capacidade de geração equivalente da área deve ser tal que garanta o suprimento de energia para as cargas contidas na área, sempre que possível.

As áreas de controle podem operar de forma isolada ou interconectadas. Se operarem de forma interconectada, há o conceito de intercâmbio de potência na qual, além de se ajudarem mutuamente na manutenção da frequência, podem auxiliar na transferência de potência para áreas com menor capacidade de atuação. Para isso ocorrer, as linhas de interligação entre áreas deverão, sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir esses intercâmbios de auxílio.

2.13 Operação Isolada do Controle Automático de Geração

A operação isolada do CAG compreende a atuação das unidades geradoras, no âmbito interno de uma área de controle, para realizar a manutenção da frequência do sistema (ou velocidade síncrona dos geradores) em seu valor nominal. Essa manutenção é feita pela inserção de um controle integral, onde, em regime permanente, assegura o desvio de frequência nulo.

É importante destacar que não é necessário, nem econômico, que todas as unidades de uma área de controle participem da regulação secundária, salvo os casos em que há poucas unidades disponíveis.

Suponha uma área de controle composta por nb barras, sendo ng barras de geração e, dentre as barras de geração, g são as unidades participantes da regulação secundária. O valor da energia de regulação equivalente da área está definida em (2.34) (VIEIRA FILHO, 1984).

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_{ng}} \quad (2.34)$$

Pela inspeção da Figura 15 o sinal de controle secundário $\left(\frac{K_1}{s}\right)$ é distribuído por cada uma das g unidades, através de fatores de participação α_i . Tais fatores de participação

definem, em última análise, o montante que cada unidade geradora tomará, do acréscimo de demanda, após a regulação secundária (VIEIRA FILHO, 1984).

Desta forma, em um sistema de potência que possui ng barras de geração, os fatores de participação α_i das g barras que fazem parte da regulação secundária, estão relacionadas através de (2.35).

$$\sum_{i=1}^g \alpha_i = 100 \% \quad (2.35)$$

A regulação secundária possui constantes de tempo bem maiores que a regulação primária. Sendo assim, as ações correspondentes ao CAG se iniciam depois que a regulação primária já tenha estabilizado o sistema (KUNDUR, 1994).

2.14 Modelagem de Carga Estática

Tendo-se em vista a importância da modelagem da carga que será utilizada no capítulo de resultados, o principal objetivo desta subseção é revisar os principais conceitos sob este tema.

A modelagem de carga estática expressa as características desta num instante de tempo, como função da magnitude da tensão na barra a qual está conectada e a frequência da rede (KUNDUR, 1994). Neste tipo de modelagem, a parte ativa da carga P e a parte reativa Q são representados de forma separada.

O modelo representado pelas equações (2.36) a (2.38) definem um modelo bastante usado na literatura chamado modelo polinomial. Seguindo a linha de modelagem de carga estática, a parte ativa e reativa são representadas separadamente, e cada parte possui parcelas da carga que variam quadrática e linearmente com a tensão V da barra, e uma parcela que independe do valor dessa tensão.

$$P = P_0 \cdot \left(p_1 \cdot \bar{V}^2 + p_2 \cdot \bar{V} + p_3 \right) \quad (2.36)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(q_1 \cdot \bar{V}^2 + q_2 \cdot \bar{V} + q_3 \right) \quad (2.37)$$

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0} \quad (2.38)$$

Onde P e Q são as componentes ativa e reativa da carga, quando a magnitude de tensão na barra na qual está conectada é V . A tensão V_0 pode corresponder ao valor de tensão na qual a carga foi medida, ou então ao valor no caso base. A parcela do modelo que varia como o quadrado da tensão é chamada de impedância constante; a parcela que varia linearmente com a tensão é chamada de corrente constante e, por fim, a parcela que independe da tensão se chama potência constante.

Esse modelo de carga é conhecido também como modelo *ZIP*, pois os coeficientes p e q definem as parcelas do modelo em impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Como os coeficientes definem proporções da composição da modelagem completa, devem garantir as relações de (2.39) e (2.40).

$$p_1 + p_2 + p_3 = 1 \quad (2.39)$$

$$q_1 + q_2 + q_3 = 1 \quad (2.40)$$

Os casos especiais desse modelo de carga estão no âmbito dos valores de p e q . Se p_1 e q_1 forem iguais a 1, o modelo é apenas composto pela parcela de impedância constante. Se p_2 e q_2 forem iguais a 1, o modelo é composto pela parcela de corrente constante e se p_3 e q_3 forem iguais a 1, a carga não varia com a tensão, sendo composto apenas pela parcela de potência constante. Estes casos especiais podem ser representados matematicamente pelas equações (2.41) e (2.42).

$$P = P_0 \cdot (\bar{V})^\alpha \quad (2.41)$$

$$Q = Q_0 \cdot (\bar{V})^\beta \quad (2.42)$$

Este modelo é comumente chamado na literatura por modelo exponencial (KUNDUR, 1994). Os parâmetros do modelo são os expoentes a e b e definem os casos especiais descritos anteriormente. Se os expoentes valerem 0, 1 ou 2, o modelo exponencial representa potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente

A representação da dependência da carga com as variações de frequência é feita multiplicando-se as equações do modelo polinomial ou exponencial da carga por um fator, como mostra as equações de (2.43) a (2.46) a seguir.

$$P = P_0 \left(p_1 \cdot \bar{V}^2 + p_2 \cdot \bar{V} + p_3 \right) \cdot \left(1 + K_{pf} \cdot \Delta f \right) \quad (2.43)$$

$$Q = Q_0 \left(q_1 \cdot \bar{V}^2 + q_2 \cdot \bar{V} + q_3 \right) \cdot \left(1 + K_{qf} \cdot \Delta f \right) \quad (2.44)$$

$$P = P_0 \cdot \left(\bar{V} \right)^a \cdot \left(1 + K_{pf} \cdot \Delta f \right) \quad (2.45)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\bar{V} \right)^b \cdot \left(1 + K_{qf} \cdot \Delta f \right) \quad (2.46)$$

Para K_{pf} , os valores típicos estão entre 0,0 e 3,0 e K_{qf} estão entre -2,0 e 0 (CONCORDIA; IHARA, 1982).

2.15 Revisão Bibliográfica

Esta seção irá abordar e descrever alguns trabalhos científicos relacionados com os temas tratados no presente trabalho. O objetivo central é contextualizar a importância, implementações e aplicações das teorias de Regulação Primária e Regulação Secundária como base para avaliação e estudo de sistemas de potência.

A incorporação dos controles de frequência e geração, no âmbito das ferramentas de regime permanente, como o fluxo de potência, aparecem como uma estratégia para adequar de forma mais realista a distribuição de geração e perdas na simulação de um sistema de potência. Porém, também tem sua importância para acompanhar os novos requisitos de análises de redes elétricas.

Uma das consequências da crescente presença de Geradores Distribuídos (DG – *Distributed Generator*) nos sistemas de distribuição e subtransmissão é a possibilidade de sua

operação ilhada, intencional ou devido a uma contingência, dentre outros motivos. A operação ilhada ocorre quando um ou mais DGs operam de forma desconectada da rede principal. Apesar desta configuração operativa ser evitada por alguns setores do sistema elétrico por comprometer a segurança de equipamentos e manutenção da rede principal (GOMEZ; MORCOS, 2008) (WALLING; MILLER, 2002), o fato de as DGs estarem conectadas próximos dos centros de carga aumenta a confiabilidade de suprimento de energia aos consumidores e reduz custos por interrupções (LONDERO *et al.*, 2009) (ASSIS *et al.*, 2006) (ZEINELDIN *et al.*, 2005) (GOMEZ; MORCOS, 2008).

Na literatura existem vários trabalhos que estudam a operação ilhada dos DGs. Em (ASSIS *et al.*, 2006), as simulações no tempo mostram que diferentes DGs podem causar diferentes impactos nos SEPs. Os estudos realizados em (GOMEZ; MORCOS, 2008) garantem que a operação ilhada dos DGs pode ser vantajosa para os consumidores industriais e aceitável para as concessionárias. Em (ZEINELDIN *et al.*, 2005), além de propor uma forma de isolar de forma segura partes do sistema onde se encontram consumidores locais críticos, mostra que é possível manter os níveis de tensão dentro de faixas especificadas, assim como a frequência, quando esse modo de operação é realizado. Isso também é mostrado em (FUANGFOO *et al.*, 2007), estudo que mostra que a introdução de DG radialmente a sistemas de subtransmissão pode melhorar a confiabilidade do sistema e diminuir o custo de interrupção do fornecimento de energia por parte das concessionárias. Além disso, (FUANGFOO *et al.*, 2007) mostra que não são todos os geradores distribuídos que podem operar de forma ilhada – apenas aqueles que permitem controles de velocidade e sistemas de excitação.

Basicamente, quando há a operação ilhada de um ou mais DGs, espera-se que estes consigam suprir as cargas e as perdas da ilha formada. Quando o montante de carga e perdas é superior à capacidade dos geradores, a operação do sistema ilhado fica comprometida, sofrendo acentuadas quedas de frequência, corte de carga devido a subfrequência e desvios no perfil de tensão (KUNDUR, 1994). Deve-se atentar também para as diferenças de tensão, frequência e defasagem angular no caso da re-sincronização, que devem estar entre os limites estabelecidos (FUANGFOO *et al.*, 2007).

Além disso, a capacidade de um DG não é tão grande em comparação com geradores convencionais. Ou seja, na operação de sistemas com mais de um DG, não há apenas um

gerador que irá assumir toda a variação de carga, e controlando assim a frequência. Nestes casos fica evidente a impossibilidade de usar o conceito de barra *swing* do fluxo de potência convencional. Além disso, fica evidente também a aplicabilidade dos conceitos de regulação primária e secundária nos estudos de fluxo de potência como uma possibilidade de trazer mais realidade aos resultados em regime permanente.

O artigo “*Inertial, Governor e AGC/Economic Dispatch Load Flow Simulations of Generation Contingencies*” (LOTFALIAN *et al.*, 1985), propõe a implementação do fluxo de potência incorporando a característica estática do regulador de velocidade, para o estudo de contingências de geração. A equação incorporada ao fluxo de potência está em termos da potência mecânica como definida em (2.47).

$$P_{G_i} = P_{M_i} - \beta_i \cdot \Delta w_0 \quad (2.47)$$

Onde i varia de 1 até M , que equivale ao número de máquinas que participam da regulação primária, P_{M_i} é a potência mecânica enviada ao gerador depois da perda de geração, β_i é o estatismo e Δw_0 é a variação de frequência (velocidade angular do rotor) definida em (2.48). A esta metodologia foi dado o nome *Governor Power Flow*.

$$\Delta w_0 = \frac{\sum_{i=1}^M (P_{M_i} - P_{G_i}^{esp})}{\sum_{i=1}^M \beta_i} \quad (2.48)$$

Não são todos os geradores que possuem o regulador de velocidade que participam da regulação da frequência nessa metodologia. Sabe-se que, quando uma barra k sofre uma contingência de perda de geração, na fase transitória, as barras eletricamente próximas sentem uma variação maior de frequência que outras mais afastadas. Além disso, os reguladores possuem uma limitação chamada banda-morta (*deadband*), na qual, abaixo de um certo valor de variação de frequência Δf_{db} , estes são incapazes de perceber essa variação e não atuam (KUNDUR, 1994).

Portanto, os autores usam estes dois conceitos para determinar quais barras que participarão da regulação de frequência do sistema: as unidades que sentirem uma variação de

frequência menor que Δf_{db} terão seu valor de estatismo anulado para não participarem da regulação.

Os autores também implementam o fluxo de potência incorporando a atuação do Controle Automático de Geração, através de fatores de participação contidos na equação (2.49).

$$P_{G_i} = P_{M_i} - \gamma_i \cdot \Delta P_{M_k} \quad (2.49)$$

$$\sum_{i=1}^{MP} \gamma_i = 1 \quad i = 1 \dots MP \quad (2.50)$$

$$\Delta P_{M_k} = \sum_{i=1}^{MP} (P_{M_i} - P_{G_i}^{esp}) \quad (2.51)$$

Onde γ_i é o fator de participação da unidade geradora i , baseado no CAG e/ou no Despacho Econômico e deve obedecer a relação descrita em (2.50). O número de unidades geradoras que participam do CAG é definido pela constante MP , e às unidades que não participam do CAG são atribuídas um fator de participação nulo. Esta metodologia foi chamada pelos autores de *AGC/Economic Dispatch Load Flow*.

As equações, tanto do *Governor Load Flow* quanto do *AGC/Economic Dispatch Load Flow* foram modeladas no método de Fluxo de Potência Desacoplado Rápido. Como este método de fluxo de potência possui algumas aproximações em seu desenvolvimento (MONTICELLI, 1983), para sistemas maiores ou para contingências mais severas, esta metodologia descrita pode apresentar desvios grandes nos resultados obtidos em comparação a outras metodologias.

Em (KIM *et al.*, 2009), os autores usam a implementação do *Governor Load Flow* descrita acima para avaliar a estabilidade de tensão a longo prazo, após a perda de uma parte ou toda a capacidade de uma unidade geradora. Para isso, como um primeiro passo, recomenda-se a substituição de todas as barras de carga do sistema por um transformador de *tap* variável – LTC - e por um modelo de carga. Na validação do trabalho, os autores utilizaram o modelo exponencial para representar o comportamento da carga com a tensão.

A partir disso, perturba-se o sistema através da perda de geração, e aplica-se o *Governor Load Flow*. Em seguida, modifica-se o *tap* do LTC, quando necessário, e calcula novamente o *Governor Load Flow*. Esse *loop* ocorre até que o tempo de simulação atinja um valor máximo previamente especificado. O processo iterativo, entre a mudança do *tap* e a simulação do fluxo de potência, grava os valores de tensão e potência reativa em todas as barras, assim como os valores das cargas, para posterior avaliação.

Basicamente, a metodologia proposta constitui uma ferramenta que ajuda a entender, em termos de tensão e potência reativa, a resposta a longo prazo de sistemas após a ocorrência de uma contingência e necessita apenas dos dados do sistema e dos modelos da carga, dos transformadores e do regulador de velocidade.

Seguindo o tema de estabilidade de tensão, em (RAJAGOPALAN *et al.*, 1993) usou-se o *Governor Load Flow* (GLF) em conjunto com o Método da Continuação (MC) para determinar a distância de um ponto de operação até o ponto de máximo carregamento, e fez-se a comparação com o fluxo de potência convencional. O estudo mostrou que a escolha da barra *swing* influencia no valor de máximo carregamento, e que o MC aliado ao GLF obteve resultados mais realistas de máximo carregamento, uma vez que seu valor foi menor do que o uso do MC com o fluxo de potência convencional.

No trabalho “*Application of the Power Flow Calculation Method to Islanding Micro Grids*” (LIU *et al.*, 2009), os autores descrevem os passos de construção de um algoritmo de simulação de microrredes ilhadas que contenham DGs. Essas microrredes podem conter geradores distribuídos, e, por serem limitados, algumas vezes não possuem capacidade de, sozinhos, suprirem o balanço de potência no sistema. Além disso, a porção ilhada pode não conter a barra *swing* do sistema inteiro.

O trabalho distribui a geração de potência ativa para todas as barras de geração da microrrede através da equação do regulador com queda de velocidade (2.52), assim como a geração de potência reativa de acordo com (2.53).

$$P_{G_i} - P_{G_i}^{esp} = \left[1 - k_{G_i,p} \cdot (f - f^{esp}) \right] \quad (2.52)$$

$$Q_{G_i} - Q_{G_i}^{esp} = \left[1 - k_{G_i,q} \cdot (V_i - V_i^{esp}) \right] \quad (2.53)$$

A modelagem de carga ativa e reativa usada no trabalho foi o modelo polinomial, como pode ser visto em (2.54) e (2.55). As porções de potência, corrente e impedância constante são definidas através dos parâmetros A_i , B_i e C_i . Há também uma porcentagem da carga que pode variar com a frequência de operação, dependendo do valor do parâmetro $k_{L_i,p}$ para a carga ativa e $k_{L_i,q}$ para a carga reativa.

$$P_{L_i} = P_{L_i}^{esp} \left[A_{i,p} \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^{esp}} \right)^2 + B_{i,p} \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^{esp}} \right) + C_{i,p} \right] \left[1 - k_{L_i,p} \cdot (f - f^{esp}) \right] \quad (2.54)$$

$$Q_{L_i} = Q_{L_i}^{esp} \left[A_{i,q} \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^{esp}} \right)^2 + B_{i,q} \cdot \left(\frac{V_i}{V_i^{esp}} \right) + C_{i,q} \right] \left[1 - k_{L_i,q} \cdot (f - f^{esp}) \right] \quad (2.55)$$

Onde:

$$A_i + B_i + C_i = 1 \quad (2.56)$$

O sistema linear que será resolvido pelo método de Newton-Raphson em coordenadas polares está representado matricialmente através de (2.57). A metodologia inclui, como uma nova variável de estado, a frequência de operação do sistema, porém, mantém a mesma ordem da matriz Jacobiana com relação ao método convencional. Há também as submatrizes \mathbf{E} e \mathbf{F} que contém as posições referente às derivadas das equações de balanço de potência ativa e reativa de cada barra com relação à nova variável de estado.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{(n,n-1)} & \mathbf{N}_{(n,n)} & \mathbf{F}_{(n,1)} \\ \mathbf{M}_{(n,n)} & \mathbf{L}_{(n,n-1)} & \mathbf{E}_{(n,1)} \end{bmatrix}_{(2n,2n)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V}/\mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{f} \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Os autores aplicam a modelagem construída no sistema IEEE-5 barras para diferentes configurações de carga e diferentes coeficientes de regulação de frequência e tensão para cada gerador, em comparação com o fluxo de potência convencional. Por ser uma modelagem que substitui as novas equações nas equações de balanço de potência ativa e reativa, não mantém a integridade da matriz Jacobiana original.

Vale destacar que tal tipo de análise de DGs ilhadas são aplicadas apenas quando há mais de um DG na microrrede. Quando há apenas um gerador ilhado, seu sistema de controle de velocidade pode comutar para um análogo ao regulador isócrona, ou seja, retorna com a frequência para seu valor nominal.

Em (CHAYAKULKHEEREE, 2002), propõe-se um fluxo de potência modificado, chamado *Distributed Slack Bus Power Flow*, onde a barra *slack* ou *swing* é distribuída entre as barras de geração através da incorporação da Regulação Primária e Secundária no cálculo das potências ativas geradas da forma mostrada em (2.58).

$$P_{G_i} = -\frac{1}{R_i} \Delta f + \alpha_i \cdot \Delta G \quad (2.58)$$

Onde ΔG é o erro de controle de área, em MW e α_i é o fator de participação da barra i , que varia de um até o número de barras do sistema. O problema é resolvido pelo método de Newton-Raphson no fluxo de potência desacoplado, e substitui a variável de estado angular da barra de referência para calcular, a cada iteração, ΔG . Os parâmetros são calculados através de ajustes alternados, porém, como possui a atuação do regulador de velocidade em conjunto com o CAG, a frequência ao fim do processo alternativo retorna ao seu valor nominal.

Os autores discutem e concluem que, para a simulação de sistemas inseridos em contextos competitivos de mercado de energia, a influência do CAG para captar os despachos de geração ativa tornam os resultados mais condizentes com a realidade, em detrimento ao uso de uma única barra $V\theta$.

A dissertação (SANTOS, 2002) descreve uma nova metodologia para o controle de intercâmbio entre áreas (CIA) em um problema de fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson. Nesta metodologia, as equações do CIA são incorporadas ao sistema de equações do problema de fluxo de potência. Obtém-se assim um sistema aumentado de equações que é linearizado e resolvido a cada iteração.

Seja i uma área cujo intercâmbio deve ser mantido em seu valor programado, ou especificado. Este intercâmbio é mantido através da variação da geração de uma barra de

folga f . O intercâmbio líquido da área i é definido pela equação (2.59). A equação (2.60) mostra a expressão para o fluxo de potência ativa na linha k - m que interliga duas áreas.

$$PI_i^{esp} = \sum_{\substack{m \in \Omega_k \\ m \notin i}} P_{km} \quad (2.59)$$

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.60)$$

Onde: k é a barra de intercâmbio da área i ; Ω_k é o conjunto de barras diretamente ligadas a barra k , porém que não pertencem à área i ; PI_i^{esp} é a potência de intercâmbio programada para a área i . Linearizando a equação (2.59), obtém-se (2.61).

$$\Delta PI_i = \frac{\partial PI_i}{\partial \underline{\theta}} \cdot \Delta \underline{\theta} + \frac{\partial PI_i}{\partial \underline{V}} \cdot \Delta \underline{V} \quad (2.61)$$

$$\Delta PI_i = PI_i^{esp} - PI_i^{calc} \quad (2.62)$$

A equação (2.62) é a equação que será inserida para cada área do sistema para o controle de intercâmbio no problema de fluxo de potência resolvido pelo método *full* Newton. Nesta metodologia, as novas variáveis de estado são os incrementos de potência ativa gerada das barras de folga de cada área (ΔP_{G_i}). Para o critério de convergência do método, além da monitoração dos resíduos de potência ativa e reativa, os resíduos da potência de intercâmbio (ΔPI_i) também deverão ser monitorados, e, na convergência, deverão ser menores que uma tolerância pré-especificada. A equação (2.63) mostra o sistema matricial expandido a ser resolvido pelo método de Newton.

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \\ \underline{\Delta PI} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \frac{\delta \underline{P}}{\delta \underline{P_G}} \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} & \frac{\delta \underline{Q}}{\delta \underline{P_G}} \\ \frac{\delta \underline{PI}}{\delta \underline{\theta}} & \frac{\delta \underline{PI}}{\delta \underline{V}} & \frac{\delta \underline{PI}}{\delta \underline{P_G}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta} \\ \underline{\Delta V} \\ \underline{\Delta P_G} \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Assim, as potências ativas geradas nas barras de folga f de cada área do sistema interligado são atualizadas a cada iteração h , conforme (2.64), de tal forma que o intercâmbio líquido de cada área seja atendido ao final do processo iterativo.

$$P_{G_f}^{h+1} = P_{G_f}^h + \Delta P_{G_f}^h \quad (2.64)$$

A metodologia proposta na dissertação também permite a consideração de mais de uma barra de folga por área para a realização do CIA. A contribuição de geração de potência ativa de cada barra de folga é dada pelo seu fator de participação em relação à subseqüente barra de folga. Ou seja, para uma área i com nf barras de folga, o conjunto de equações (2.65) mostra as relações de potência ativa gerada entre as barras de folga baseadas nos fatores de participação.

$$\begin{aligned} P_{G_1} &= \alpha_{12} \cdot P_{G_2} \\ P_{G_2} &= \alpha_{23} \cdot P_{G_3} \\ &\vdots \\ P_{G_{(nf-1)}} &= \alpha_{(nf-1)nf} \cdot P_{G_{nf}} \end{aligned} \quad (2.65)$$

Reescrevendo (2.65) na forma linearizada, obtêm-se as novas equações de controle a serem incorporadas ao sistema de equações do problema de fluxo de potência, conforme (2.66). As atualizações das potências ativas geradas das barras de folga são obtidas pela equação (2.64).

$$\begin{aligned} \Delta g_1 &= P_{G_1} - \alpha_{12} \cdot P_{G_2} \\ \Delta g_2 &= P_{G_2} - \alpha_{23} \cdot P_{G_3} \\ &\vdots \\ \Delta g_{(nf-1)} &= P_{G_{(nf-1)}} - \alpha_{(nf-1)nf} \cdot P_{G_{nf}} \end{aligned} \quad (2.66)$$

A dissertação (ALMEIDA, 2004) aborda principalmente o problema do Controle de Carga-Frequência em SEPs, voltando o seu enfoque para o controle da malha de regulação secundária. Este trabalho também trata de assuntos relacionados ao problema de estabilidade de tensão, enfocando principalmente o Controle Secundário de Tensão (CST), controle este responsável pela regulação da tensão ao nível da transmissão. Os controles, tanto o CAG como o CST, são implementados no programa ANATEM. As simulações são realizadas utilizando-se dois sistemas, a saber: um sistema teste de pequeno porte e outro real de grande porte. Estas simulações visam à fixação dos conceitos e a avaliação do comportamento dos controles secundários de frequência e tensão.

2.16 Sumário do Capítulo

Este capítulo apresentou uma breve revisão a respeito dos principais conceitos envolvendo a Regulação Primária e Regulação Secundária de sistemas de potência. Além disso, incluiu-se também uma seção a respeito de modelagem de cargas estáticas como uma introdução para seu uso nos estudos de casos que serão apresentados no capítulo de resultados.

Capítulo III -

FPC e FPO com Controle de Frequência

3.1 Considerações Iniciais

O cálculo do fluxo de potência, em sua formulação básica, consiste no cálculo das tensões nodais, em módulo e fase, e dos fluxos de potência ativa e reativa no sistema de transmissão (MONTICELLI, 1983), a partir dos parâmetros e da topologia da rede, bem como um despacho de potência ativa estabelecido e um nível de carga especificado. Além disso, parte do pressuposto de que, após a convergência, a rede atinge um novo estado de equilíbrio caracterizado pela frequência nominal de operação.

Porém, o fato de aproximar o cálculo do fluxo de potência para um específico cenário de carga e geração culmina numa “fotografia” instantânea do estado operativo, após a solução do problema. Como um exemplo, a Figura 17 mostra o resultado do cálculo do fluxo de potência para um sistema tutorial de 3 barras, sendo as barras 1 e 2 de geração. Na barra 3 está conectada uma carga de 50 MW e 25 Mvar, e este resultado exposto equivale apenas para o par carga e geração dados. Com novos valores de carga, sabe-se que novos resultados do cálculo de fluxo de potência serão encontrados.

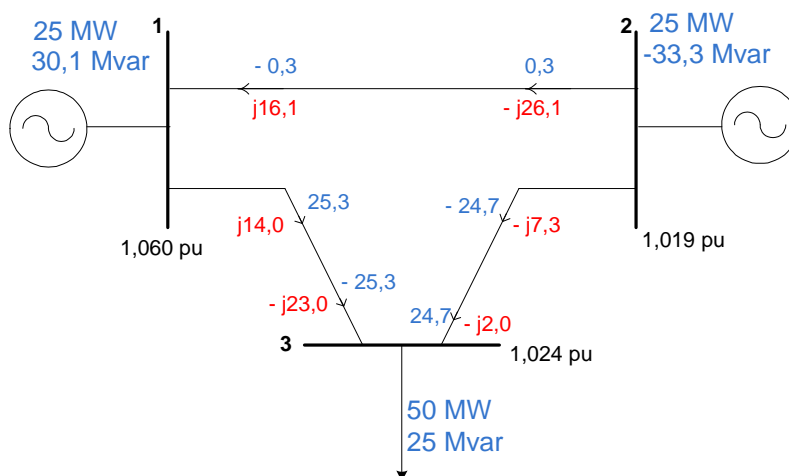


Figura 17 – Resultado do cálculo do Fluxo de Potência para o sistema de 3 barras

Durante a operação dos SEPs, as cargas variam a cada instante, e associada a essa variação há também a variação dos despachos de potência, para o contínuo equilíbrio entre as duas variáveis. Por exemplo, a Figura 18 mostra a curva de carga real da área Rio de Janeiro do dia 22 de fevereiro de 2005 (terça-feira) com intervalos de 10 minutos (143 pontos). Uma ferramenta baseada em fluxo de potência para a solução automática da curva de carga foi proposta por (PASSOS FILHO, 2005).

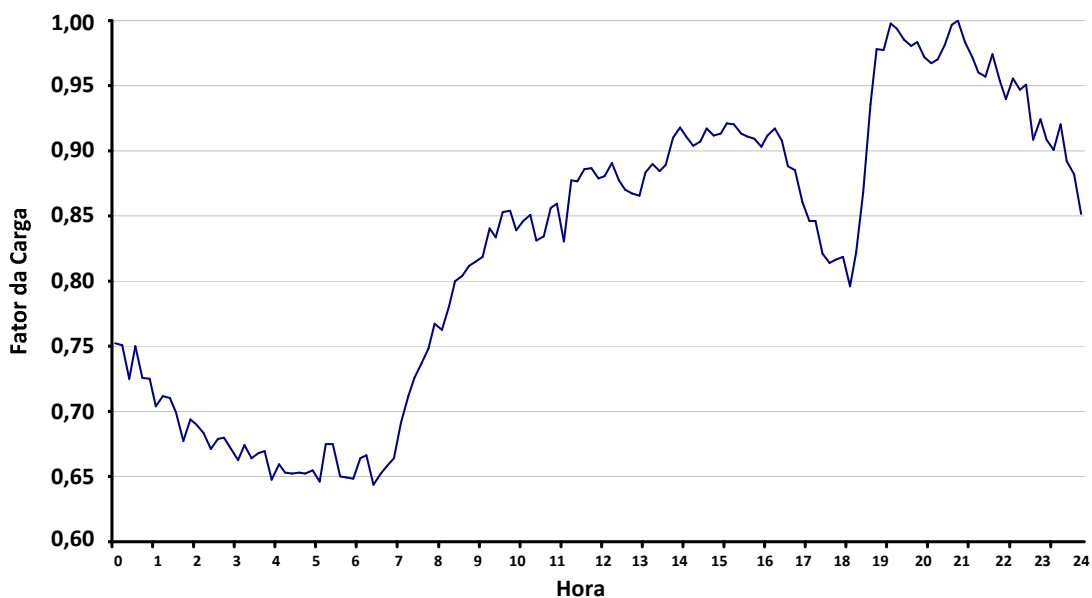


Figura 18 – Exemplo de curva de carga real

Contudo, verifica-se que tal equilíbrio nem sempre ocorre associado à frequência nominal. Antecedendo à atuação do controle automático de geração, o equilíbrio de operação atingido pelo sistema fora da faixa da frequência ocorre através da atuação dos reguladores de velocidade dos geradores síncronos. Os principais conceitos deste sistema de controle foram vistos no capítulo anterior. Assim, o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de estimar os desvios de frequência do sistema em regime permanente após variações de carga e/ou geração pode ser de grande valor. Conforme mencionado anteriormente, uma ferramenta com tais características pode permitir uma primeira análise do sistema de forma rápida e subsidiar a escolha de cenários críticos para uma avaliação detalhada.

No âmbito do cálculo do fluxo de potência convencional, as barras do sistema são classificadas de acordo com os parâmetros que devem ser especificados de forma a viabilizar a solução do problema. Assim, as barras podem ser de geração denominadas do tipo PV, onde

os valores de potência ativa gerada e o módulo da tensão são valores especificados; barras de carga do tipo PQ, onde os valores de potência ativa e reativa são especificados; uma barra de geração do tipo V θ (referência, folga, *swing* ou *slack*), onde o módulo da tensão e seu ângulo são especificados. A barra V θ é uma representação puramente matemática, utilizada para, além de servir como uma referência angular do sistema, assumir um montante de geração objetivando o suprimento de perdas e possíveis desbalanços entre carga e geração para a solução (MONTICELLI, 1983).

As Figuras 19 e 20 mostram o exemplo de atuação da barra V θ no problema de fluxo de potência. Na Figura 19, em cada linha do sistema foi atribuído o valor de resistência de 5 % (que definem as perdas elétricas) Após o cálculo do fluxo de potência, as perdas calculadas em 1 MW foram assumidas pelo aumento da geração da barra 1 definida com sendo do tipo V θ , que aumentou sua geração de 25 MW para 26 MW. A Figura 20 mostra o resultado do fluxo de potência, sem perdas, para o mesmo sistema, porém com o aumento de 30 % da carga conectada na barra 3, mantendo fixo o fator de potência. Pode-se perceber que, novamente, a barra 1 assumiu todo o desbalanço de carga e perdas, provocando a mudança de sua geração de 25 MW no caso base para 40 MW. Nos dois casos nota-se que a geração na barra 2 se manteve fixa.

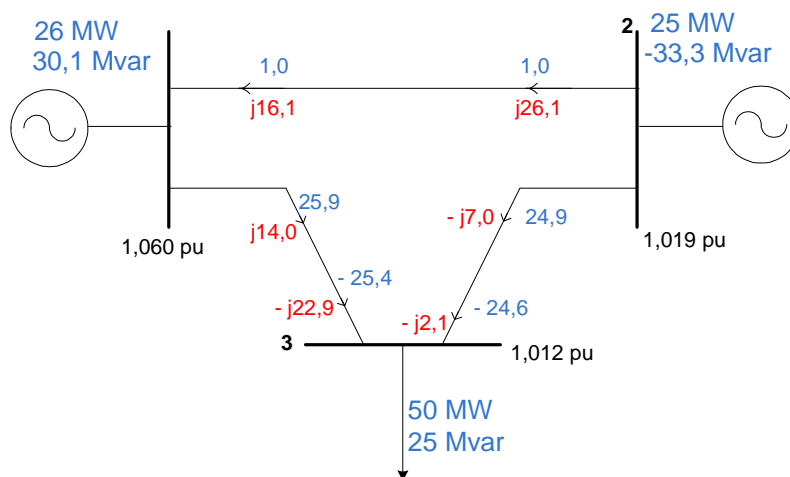


Figura 19 –Ponto de operação do sistema de 3 barras, com perdas

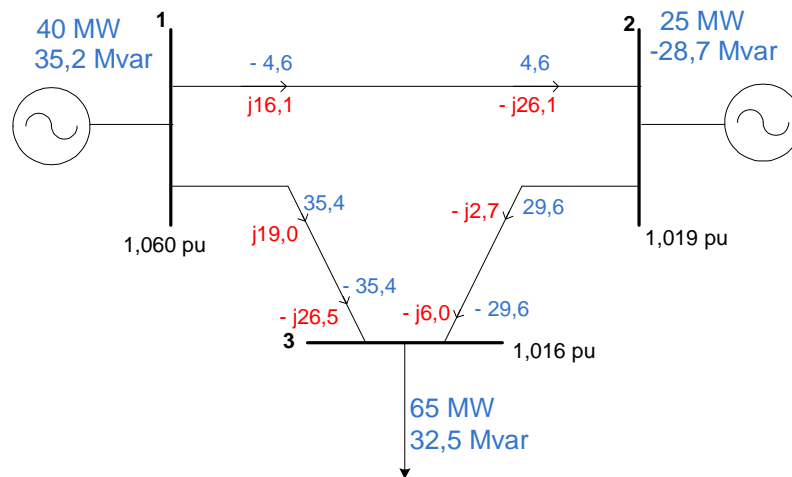


Figura 20 – Ponto de operação do sistema de 3 barras, com aumento de 30% da carga

De fato, na realidade dos SEPs, as perdas no sistema de transmissão, assim como os possíveis desbalanços entre carga e geração são divididos entre os geradores do sistema, e como foi dito anteriormente, a representação da barra $V\theta$ no cálculo de fluxo de potência é uma ferramenta matemática. Para a representação mais realista do resultado do método, se faz necessária a representação da barra $V\theta$ de uma forma diferenciada, que leve em consideração a repartição de perdas e variação de cargas para todos os geradores de sua área de atuação.

Este capítulo objetiva apresentar quatro metodologias propostas neste trabalho, a saber: (i) metodologia para a incorporação da resposta do regulador com queda de velocidade, em regime permanente, no problema de fluxo de potência, chamado aqui de Fluxo de Potência com Regulação Primária (FPRP); (ii) metodologia para a solução simultânea de ilhas elétricas através do Fluxo de Potência com Regulação Primária; (iii) metodologia para a incorporação da resposta do regulador com queda de velocidade, em regime permanente, no problema de fluxo de potência ótimo, com o objetivo de minimizar o corte de carga; (iv) metodologia proposta para a incorporação da resposta, em regime permanente, do controle automático de geração, chamado aqui de Fluxo de Potência com Regulação Secundária (FPRS), através da incorporação dos fatores de participação dos geradores.

Todas as metodologia propostas neste trabalho consistem em modificar a representação das barras de geração (PV e $V\theta$) no sistema de equações a ser resolvido pelo método de Newton-Raphson no problema de fluxo de potência. Neste trabalho adota-se o problema formulado em coordenadas polares. Além disso, irá conservar a ordem quadrada da

matriz Jacobiana, adicionando novas variáveis de estado para cada equação inserida. O fluxo de potência ótimo foi desenvolvido na plataforma LINGO®.

3.2 Fluxo de Potência Modificado

Um SEP tem uma série de dispositivos de controles e limites operacionais que influenciam diretamente nas suas condições de operação (MONTICELLI, 1983). Para que, então, o ponto de operação do sistema, obtido através da solução de um fluxo de potência, corresponda da forma mais próxima possível à realidade, torna-se necessária a inclusão de modelos matemáticos que permitam simular a operação de dispositivos de controle existentes no sistema.

A modelagem destes dispositivos de controle pode ser feita através de três metodologias: (i) Pela técnica de ajustes alternados, onde as correções nas variáveis de controle são externas à matriz Jacobiana e feitas a cada iteração (MONTICELLI, 1983) (TINNEY; HART, 1967). Esta metodologia não funciona adequadamente quando o sistema está operando em pontos próximos aos seus limites, uma vez que existe uma grande sensibilidade das variáveis de controle em relação ao estado do sistema; (ii) Pela substituição de equações e/ou variáveis de estado já existentes no problema para a inserção dos modelos; (iii) Pela incorporação dos modelos à matriz Jacobiana, resultando num método de solução *full* Newton do problema de fluxo de potência, através de um sistema de equações aumentado (PINTO *et al.*, 2000).

A vantagem de se utilizar o modo (iii) para representação de controles no método de fluxo de potência é que a inclusão das novas equações ocorre sem a modificação da matriz Jacobiana original. O sistema de equações na forma matricial em (3.1) mostra essa metodologia de representação de controles.

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P} \\ \Delta \underline{Q} \\ \dots \\ \Delta \underline{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{x}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{x}} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \underline{y}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{y}}{\partial \underline{V}} & \frac{\partial \underline{y}}{\partial \underline{x}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta} \\ \Delta \underline{V} \\ \dots \\ \Delta \underline{x} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

A incorporação de equações no sistema linear inclui também novos cálculos de resíduo a cada iteração, representados em (3.1) pelo vetor $\Delta \underline{y}$. Esse novo vetor, em conjunto com os vetores de resíduo de potência ativa $\Delta \underline{P}$ e potência reativa $\Delta \underline{Q}$, contribui com o critério de convergência do método de Newton-Raphson, onde deve-se, a cada iteração, testar a condição de (3.2). A constante *tol* é um valor de tolerância pré-especificado.

$$\max \left| \begin{bmatrix} \Delta \underline{P} & \Delta \underline{Q} & \Delta \underline{y} \end{bmatrix}^T \right| \leq tol \quad (3.2)$$

Para completar a representação dos controles, o vetor de variáveis de estado será complementado com as variáveis de controle a serem determinadas pelo fluxo de potência. No sistema matricial (3.1), essas variáveis de controle estão representadas pelo novo vetor $\Delta \underline{x}$ mostrado. Assim, com a conclusão do processo iterativo, além do cálculo das tensões complexas das barras do sistema, o método de Newton-Raphson calcula também o valor das variáveis de controle inseridas no problema, completando assim o método *full* Newton (ou Newton Completo).

3.3 Fluxo de Potência com Regulação Primária

Para a apresentação da metodologia proposta para o Fluxo de Potência com Regulação Primária, supõe-se um sistema de potência com *nb* barras, onde *ng* < *nb* são barras de geração. O presente trabalho propõe, para cada uma das *ng* barras de geração, a inclusão de (3.3) ao conjunto de equações a serem resolvidas pelo método de Newton-Raphson.

$$\begin{aligned}
P_{G_1} - P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f - f^{esp}) &= 0 \\
P_{G_2} - P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f - f^{esp}) &= 0 \\
&\vdots \\
P_{G_{ng}} - P_{G_{ng}}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} \cdot (f - f^{esp}) &= 0
\end{aligned}
\tag{3.3}$$

As equações de (3.3) referem-se a resposta em regime permanente do regulador com queda de velocidade, como descrito anteriormente na seção 2.7. Os estatismos dos geradores irão definir a parcela de geração que cada um irá contribuir para suprir as cargas e perdas do sistema.

Para completar a modelagem das barras de geração através da metodologia proposta, para toda barra de geração ng do sistema, inclui-se (3.5) ao conjunto de equações a serem resolvidas pelo método de Newton-Rapshon. Note que a inclusão de (3.5) mantém fixa a tensão de cada gerador do sistema no seu valor especificado. Outros detalhes com relação à esta formulação estão descritas em (PASSOS FILHO, 2000).

$$\begin{aligned}
V_1 - V_1^{esp} &= 0 \\
V_2 - V_2^{esp} &= 0 \\
&\vdots \\
V_{ng} - V_{ng}^{esp} &= 0
\end{aligned}
\tag{3.4}$$

Com a finalidade de manter a referência angular do sistema, a metodologia propõe também a inclusão da equação (3.5) para qualquer barra i entre as nb barras do sistema. Esta nova equação irá garantir a manutenção do ângulo da tensão θ_i da barra escolhida i no seu valor especificado θ_i^{esp} .

$$\theta_i - \theta_i^{esp} = 0 \quad (3.5)$$

O novo conjunto de equações está representado de forma genérica e matricial através de (3.6). Os resíduos de injeção de potência ativa ΔP_k e reativa ΔQ_k , assim como suas equações, estão em destaque conforme a modelagem das barras de carga PQ no fluxo de potência convencional. Porém, é importante frisar que, na metodologia proposta para o Fluxo de Potência com Regulação Primária, as equações de injeção de potência ativa e reativa incorporam o conjunto de equações para completar a modelagem de todos os tipos de barra do sistema, ou seja, tanto para as de carga quanto as de geração. Em outras palavras, todas as equações de potência ativa e reativa são incluídas na formulação do problema segundo o modelo proposto.

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta y_1 \\ \Delta y'_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y'_2 \\ \vdots \\ \Delta y_{ng} \\ \Delta y'_{ng} \\ \vdots \\ \Delta \theta'_i \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x'_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_2} & \frac{\partial P_k}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial P_k}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial x'_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_2} & \frac{\partial Q_k}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial Q_k}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x'_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \frac{\partial y_1}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_1}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y'_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y'_1}{\partial x'_1} & \frac{\partial y'_1}{\partial x_2} & \frac{\partial y'_1}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y'_1}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \frac{\partial y_2}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_2}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x'_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \frac{\partial y_2}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_2}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \frac{\partial y'_2}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y'_2}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y'_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y'_2}{\partial x'_1} & \frac{\partial y'_2}{\partial x_2} & \frac{\partial y'_2}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y'_2}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y'_2}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y'_2}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x'_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x'_1} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_2} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_1} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x'_1} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_2} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x'_2} & \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x'_{ng}} & \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_{2ng+1}} \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta x_1 \\ \Delta x'_1 \\ \Delta x_2 \\ \Delta x'_2 \\ \vdots \\ \Delta x_{ng} \\ \Delta x'_{ng} \\ \vdots \\ \Delta x_{2ng+1} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

A inserção de novas equações requer, para o método de Newton-Raphson, o cálculo de novos resíduos. As equações que calculam os novos resíduos podem ser vistas através de

(3.7) para as equações associadas a potência ativa gerada e a tensão e (3.8) para a equação de referência angular. Estes resíduos formam o vetor $\Delta \underline{y}$ da equação (3.2), contribuindo para o critério de convergência, aliado aos resíduos de injeção de potência ativa e reativa.

$$\begin{aligned} \Delta y_1 &= -P_{G_1} + P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f - f^{esp}) \\ \Delta y'_1 &= V_1^{esp} - V_1 \\ \Delta y_2 &= -P_{G_2} + P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f - f^{esp}) \\ \Delta y'_2 &= V_2^{esp} - V_2 \end{aligned} \tag{3.7}$$

$$\begin{aligned} &\vdots \\ \Delta y_{ng} &= P_{G_{ng}} - P_{G_{ng}}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} \cdot (f - f^{esp}) = 0 \\ \Delta y'_{ng} &= V_{ng}^{esp} - V_{ng} \\ \Delta \theta'_i &= \theta_i^{esp} - \theta_i \end{aligned} \tag{3.8}$$

Para completar a modelagem das equações inseridas, foram escolhidas as potências ativa e reativa geradas $P_{G_1}, Q_{G_1}, P_{G_2}, Q_{G_2}, \dots, P_{G_{ng}}, Q_{G_{ng}}$ em cada barra geradora e a frequência f de operação do sistema, conforme (3.9), como novas variáveis de estado.

$$\begin{aligned}
\Delta x_1 &= \Delta P_{G_1} \\
\Delta x'_1 &= \Delta Q_{G_1} \\
\Delta x_2 &= \Delta P_{G_2} \\
\Delta x'_2 &= \Delta Q_{G_2} \\
&\vdots \\
\Delta x_{ng} &= \Delta P_{G_{ng}} \\
\Delta x'_{ng} &= \Delta Q_{G_{ng}} \\
\Delta x_{2ng+1} &= \Delta f
\end{aligned} \tag{3.9}$$

Assim, a cada iteração h , o Fluxo de Potência com Regulação Primária irá calcular, além das correções da magnitude e do ângulo das tensões nodais, as correções das potências ativa e reativa geradas em cada barra de geração e da frequência de operação do sistema de potência, de acordo com as equações em (3.10), até que se obtenha a convergência.

$$\begin{aligned}
P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\
Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\
P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\
Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\
&\vdots \\
P_{G_{ng}}^{h+1} &= P_{G_{ng}}^h + \Delta P_{G_{ng}}^h \\
Q_{G_{ng}}^{h+1} &= Q_{G_{ng}}^h + \Delta Q_{G_{ng}}^h \\
f^{h+1} &= f^h + \Delta f^h
\end{aligned} \tag{3.10}$$

3.4 Exemplo Ilustrativo

A Figura 21 mostra o sistema de 6 barras com os circuitos fictícios em linhas tracejadas e as barras adicionais em destaque. A barra 1 foi escolhida como referência angular

do sistema. Esta barra adicional e os circuitos adicionais são associados às novas posições de elementos na matriz Jacobiana alterada. A barra 10 é associada à variável frequência e as demais aos respectivos geradores.

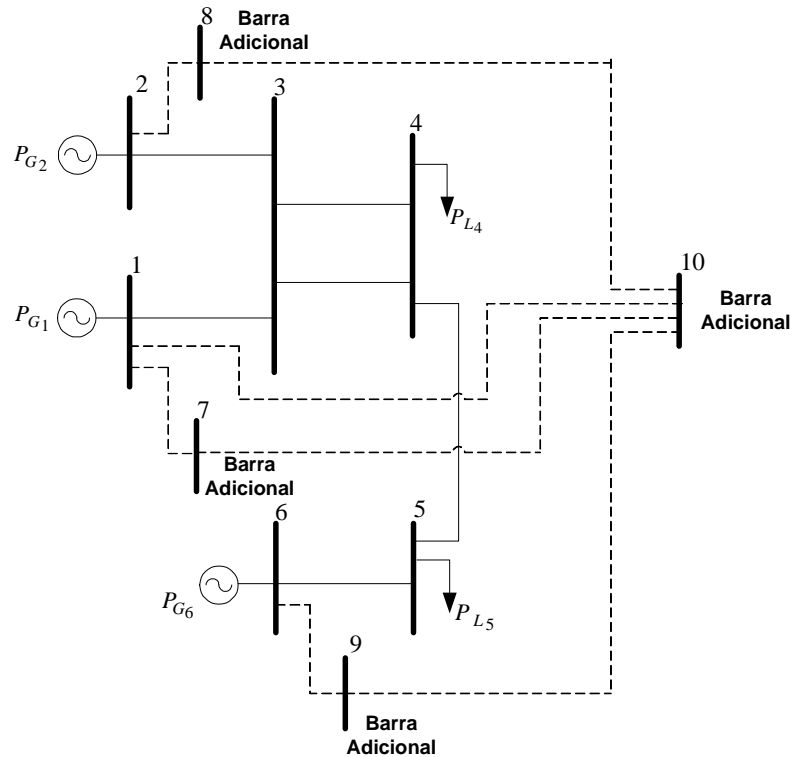


Figura 21 – Sistema 6 barras com circuitos fictícios e barras adicionais em destaque

O sistema matricial genérico a ser resolvido a cada iteração para o sistema da Figura 21 está contido em (3.11). Destaca-se que foram utilizados blocos de dois por dois na montagem e que a primeira linha de cada bloco adicional é desconsiderada.

$$\begin{bmatrix} \Delta P'_1 \\ \Delta Q'_1 \\ \Delta P'_2 \\ \Delta Q'_2 \\ \Delta P'_3 \\ \Delta Q'_3 \\ \Delta P'_4 \\ \Delta Q'_4 \\ \Delta P'_5 \\ \Delta Q'_5 \\ \Delta P'_6 \\ \Delta Q'_6 \\ \Delta y_1 \\ \Delta y'_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y'_2 \\ \Delta y_6 \\ \Delta y'_6 \\ 0 \\ \Delta \theta' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & N_{11} & 0 & 0 & H_{13} & N_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{11} & L_{11} & 0 & 0 & J_{13} & L_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & H_{22} & N_{22} & H_{23} & N_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{28} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_{22} & L_{22} & J_{23} & L_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{28} & 0 & 0 & 0 \\ H_{31} & N_{31} & H_{32} & N_{32} & H_{33} & N_{33} & H_{34} & N_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{31} & L_{31} & J_{32} & L_{32} & J_{33} & L_{33} & J_{34} & L_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H_{43} & N_{43} & H_{44} & N_{44} & H_{45} & N_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_{43} & L_{43} & J_{44} & L_{44} & J_{45} & L_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{54} & N_{54} & H_{55} & N_{55} & H_{56} & N_{56} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & J_{54} & L_{54} & J_{55} & L_{55} & J_{56} & L_{56} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{66} & N_{66} & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{69} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & J_{66} & L_{66} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{69} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{77} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & N_{710} \\ 0 & L_{71} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{88} & 0 & 0 & 0 & N_{810} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{82} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{99} & 0 & N_{910} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{96} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{110} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta V_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_4 \\ \Delta \theta_5 \\ \Delta V_5 \\ \Delta \theta_6 \\ \Delta V_6 \\ \Delta P_{G_1} \\ \Delta Q_{G_1} \\ \Delta P_{G_2} \\ \Delta Q_{G_2} \\ \Delta P_{G_6} \\ \Delta Q_{G_6} \\ 0 \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Onde os termos em destaque são dados por:

$$H_{77} = \frac{\partial (P_{G_1} - P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial P_{G_1}}{\partial P_{G_1}} = 1 \quad (3.12)$$

$$H_{88} = \frac{\partial (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial P_{G_2}}{\partial P_{G_2}} = 1 \quad (3.13)$$

$$H_{99} = \frac{\partial (P_{G_6} - P_{G_6}^{esp} + \frac{1}{R_6} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial P_{G_6}} = \frac{\partial P_{G_6}}{\partial P_{G_6}} = 1 \quad (3.14)$$

$$N_{710} = \frac{\partial (P_{G_1} - P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial f} = \frac{\partial (\frac{1}{R_1} \cdot f)}{\partial f} = \frac{1}{R_1} \frac{\partial (f)}{\partial f} = \frac{1}{R_1} \quad (3.15)$$

$$N_{810} = \frac{\partial (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial f} = \frac{\partial (\frac{1}{R_2} \cdot f)}{\partial f} = \frac{1}{R_2} \frac{\partial (f)}{\partial f} = \frac{1}{R_2} \quad (3.16)$$

$$N_{910} = \frac{\partial (P_{G_6} - P_{G_6}^{esp} + \frac{1}{R_6} \cdot (f - f^{esp}))}{\partial f} = \frac{\partial (\frac{1}{R_6} \cdot f)}{\partial f} = \frac{1}{R_6} \frac{\partial (f)}{\partial f} = \frac{1}{R_6} \quad (3.17)$$

$$H_{17} = \frac{\partial P_1}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial(P_1^{esp} - P_1)}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial(P_1^{esp} - (P_{G_1} - P_{L_1}))}{\partial P_{G_1}} = -\frac{\partial(P_{G_1})}{\partial P_{G_1}} = -1 \quad (3.18)$$

$$H_{28} = \frac{\partial P_2}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial(P_2^{esp} - P_2)}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial(P_2^{esp} - (P_{G_2} - P_{L_2}))}{\partial P_{G_2}} = -\frac{\partial(P_{G_2})}{\partial P_{G_2}} = -1 \quad (3.19)$$

$$H_{69} = \frac{\partial P_6}{\partial P_{G_6}} = \frac{\partial(P_6^{esp} - P_6)}{\partial P_{G_6}} = \frac{\partial(P_6^{esp} - (P_{G_6} - P_{L_6}))}{\partial P_{G_6}} = -\frac{\partial(P_{G_6})}{\partial P_{G_6}} = -1 \quad (3.20)$$

$$L_{71} = \frac{\partial(V_1 - V_1^{esp})}{\partial V_1} = \frac{\partial(V_1)}{\partial V_1} = 1 \quad (3.21)$$

$$L_{82} = \frac{\partial(V_2 - V_2^{esp})}{\partial V_2} = \frac{\partial(V_2)}{\partial V_2} = 1 \quad (3.22)$$

$$L_{96} = \frac{\partial(V_6 - V_6^{esp})}{\partial V_6} = \frac{\partial(V_6)}{\partial V_6} = 1 \quad (3.23)$$

$$L_{17} = \frac{\partial Q'_1}{\partial Q_{G_1}} = \frac{\partial(Q_1^{esp} - Q_1)}{\partial Q_{G_1}} = \frac{\partial(Q_1^{esp} - (Q_{G_1} - Q_{L_1}))}{\partial Q_{G_1}} = -\frac{\partial(Q_{G_1})}{\partial Q_{G_1}} = -1 \quad (3.24)$$

$$L_{28} = \frac{\partial Q'_2}{\partial Q_{G_2}} = \frac{\partial(Q_2^{esp} - Q_2)}{\partial Q_{G_2}} = \frac{\partial(Q_2^{esp} - (Q_{G_2} - Q_{L_2}))}{\partial Q_{G_2}} = -\frac{\partial(Q_{G_2})}{\partial Q_{G_2}} = -1 \quad (3.25)$$

$$L_{69} = \frac{\partial Q'_6}{\partial Q_{G_6}} = \frac{\partial(Q_6^{esp} - Q_6)}{\partial Q_{G_6}} = \frac{\partial(Q_6^{esp} - (Q_{G_6} - Q_{L_6}))}{\partial Q_{G_6}} = -\frac{\partial(Q_{G_6})}{\partial Q_{G_6}} = -1 \quad (3.26)$$

$$J_{110} = \frac{\partial \theta'_1}{\partial \theta_1} = \frac{\partial(\theta_1 - \theta_1^{esp})}{\partial \theta_1} = \frac{\partial(\theta_1)}{\partial \theta_1} = 1 \quad (3.27)$$

$$\Delta P'_1 = P_1^{esp} - P_1^{calc} = (P_{G_1} - P_{L_1}) - P_1^{calc} \quad (3.28)$$

$$\Delta P'_2 = P_2^{esp} - P_2^{calc} = (P_{G_2} - P_{L_2}) - P_2^{calc} \quad (3.29)$$

$$\Delta P'_6 = P_6^{esp} - P_6^{calc} = (P_{G_6} - P_{L_6}) - P_6^{calc} \quad (3.30)$$

$$\Delta Q'_1 = Q_1^{esp} - Q_1 = (Q_{G_1} - Q_{L_1}) - Q_1 \quad (3.31)$$

$$\Delta Q'_2 = Q_2^{esp} - Q_2 = (Q_{G_2} - Q_{L_2}) - Q_2 \quad (3.32)$$

$$\Delta Q'_3 = Q_3^{esp} - Q_3 = (Q_{G_3} - Q_{L_3}) - Q_3 \quad (3.33)$$

$$\Delta y_1 = P_{G_1}^{esp} - P_{G_1} - \frac{1}{R_1} \cdot (f - f^{esp}) \quad (3.34)$$

$$\Delta y_2 = P_{G_2}^{esp} - P_{G_2} - \frac{1}{R_2} \cdot (f - f^{esp}) \quad (3.35)$$

$$\Delta y_6 = P_{G_6}^{esp} - P_{G_6} - \frac{1}{R_6} \cdot (f - f^{esp}) \quad (3.36)$$

$$\Delta y'_1 = V_1^{esp} - V_1 \quad (3.37)$$

$$\Delta y'_2 = V_2^{esp} - V_2 \quad (3.38)$$

$$\Delta y'_6 = V_6^{esp} - V_6 \quad (3.39)$$

$$\Delta \theta'_1 = \theta_1^{esp} - \theta_1 \quad (3.40)$$

Resolvendo o sistema matricial de (3.11), obtêm-se as variáveis ΔP_{G_1} , ΔQ_{G_1} , ΔP_{G_2} , ΔQ_{G_2} , ΔP_{G_6} , ΔQ_{G_6} e Δf . Assim, os novos valores das potências ativa e reativa geradas por cada gerador e a frequência são atualizadas, a cada iteração h , conforme (3.41), até atingir a convergência.

$$\begin{aligned} P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\ Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\ P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\ Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\ P_{G_6}^{h+1} &= P_{G_6}^h + \Delta P_{G_6}^h \\ Q_{G_6}^{h+1} &= Q_{G_6}^h + \Delta Q_{G_6}^h \\ f^{h+1} &= f^h + \Delta f^h \end{aligned} \quad (3.41)$$

3.5 Solução Simultânea de Ilhas Elétricas

A metodologia proposta para o Fluxo de Potência com Regulação Primária permite também a solução de sistemas que estejam operando de forma independente entre si. Como já

foi dito anteriormente, essa forma de operação pode ser atingida de forma intencional ou não, devido a contingências no sistema.

A operação ilhada caracteriza a situação em que uma ou mais unidades geradoras irão suprir as cargas conectadas independente da rede principal. Em outras palavras, as unidades geradoras, no âmbito das microrredes, irão contribuir para os desbalanços entre carga e geração e ao suprimento das perdas elétricas. Isso quer dizer que cada ilha possui seu desvio de frequência Δf .

Seja um sistema que possui nb barras e ng barras de geração operando em ni ilhas elétricas, onde $ni > 1$. É importante destacar que cada ilha deve ter pelo menos duas unidades geradoras, visto que, para um sistema com apenas uma unidade geradora o controle de velocidade pode ter o comportamento de um regulador isócrono (BORGES *et all*, 2011). A metodologia propõe a inclusão do conjunto de equações (3.42) a serem resolvidas pelo método de Newton-Rapshon para o fluxo de potência, onde cada equação representa a referência angular para cada ilha ni do sistema. Assim, serão ni equações a serem inseridas com a finalidade de manter o ângulo de fase da tensão da barra escolhida em seu valor especificado. Novamente, qualquer barra de cada ilha pode ser escolhida como referência angular.

$$\begin{aligned}
 \theta_{i_{ilha\ 1}} - \theta_{i_{ilha\ 1}}^{esp} &= 0 \\
 \theta_{i_{ilha\ 2}} - \theta_{i_{ilha\ 2}}^{esp} &= 0 \\
 &\vdots \\
 \theta_{i_{ilha\ ni}} - \theta_{i_{ilha\ ni}}^{esp} &= 0
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

Para cada unidade geradora ng do sistema, a metodologia propõe também a inclusão da equação que representa a característica potência *versus* frequência dos reguladores de velocidade conforme (3.43) com o cuidado de atualizar a potência ativa gerada através da frequência de operação da ilha ao qual o gerador está contido. Também será inserido o conjunto de equações (3.44), para cada unidade geradora do sistema, com o objetivo de manter a magnitude da tensão da barra onde a unidade está conectada no seu valor especificado.

$$\begin{aligned}
P_{G_{1,ilha1}} - P_{G_{1,ilha1}}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f_{ilha1} - f_{ilha1}^{esp}) &= 0 \\
P_{G_{2,ilha1}} - P_{G_{2,ilha1}}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f_{ilha1} - f_{ilha1}^{esp}) &= 0 \\
&\vdots \\
P_{G_{ng,ilhani}} - P_{G_{ng,ilhani}}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} \cdot (f_{ilhani} - f_{ilhani}^{esp}) &= 0
\end{aligned}
\tag{3.43}$$

$$\begin{aligned}
V_1 - V_1^{esp} &= 0 \\
V_2 - V_2^{esp} &= 0 \\
&\vdots \\
V_{ng} - V_{ng}^{esp} &= 0
\end{aligned}
\tag{3.44}$$

O sistema matricial (3.94) genérico e expandido mostra o conjunto de equações a serem resolvidas pelo método de Newton-Raphson para a metodologia proposta. Os resíduos ΔP_k e ΔQ_k destacam que todas as equações de potência ativa e reativa são incluídas na formulação do problema segundo o modelo proposto, independente do tipo de barra.

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta y_1 \\ \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_{ng} \\ \Delta y_{ng} \\ \vdots \\ \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_{ni} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_2} & \frac{\partial P_k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial P_k}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial P_k}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_2} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_2}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_2}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_2}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_2}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_2}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_2}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \theta_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_1} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_1} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_2} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial \theta_1}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_1} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_1} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_2} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_{ng}} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_{ng}} & \dots & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_{2ng+1}} & \frac{\partial \theta_{ni}}{\partial x_{2ng+ni}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta x_1 \\ \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_{ng} \\ \Delta x_{ng} \\ \vdots \\ \Delta x_{2ng+1} \\ \Delta x_{2ng+ni} \\ \vdots \end{bmatrix}$$

(3.45)

A inserção de novas equações requer, para o fluxo de potência, o cálculo de novos resíduos que comporão o vetor $\Delta \underline{y}$ da equação (3.2). O conjunto de equações em (3.46) mostram os resíduos para as equações do comportamento em regime permanente dos reguladores de velocidade para a tensão em cada barra de geração. Já o conjunto de equações (3.47) mostram os resíduos para as equações de referência angular para cada ilha elétrica. Estes novos resíduos contribuirão para o critério de convergência, aliado aos resíduos de injeção de potência ativa e reativa.

$$\begin{aligned}\Delta y_1 &= -P_{G_1, ilha1} + P_{G_1, ilha1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f_{ilha1} - f_{ilha1}^{esp}) \\ \Delta y'_1 &= V_1^{esp} - V_1 \\ \Delta y_2 &= -P_{G_2, ilha1} + P_{G_2, ilha1}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f_{ilha1} - f_{ilha1}^{esp}) \\ \Delta y'_2 &= V_2^{esp} - V_2\end{aligned}\tag{3.46}$$

$$\begin{aligned}& \vdots \\ \Delta y_{ng} &= P_{G_{ng}, ilha ni} - P_{G_{ng}, ilha ni}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} \cdot (f_{ilha ni} - f_{ilha ni}^{esp}) \\ \Delta y'_{ng} &= V_{ng}^{esp} - V_{ng} \\ \Delta \theta'_{ilha 1} &= \theta_{ilha 1}^{esp} - \theta_{ilha 1} \\ \Delta \theta'_{ilha 2} &= \theta_{ilha 2}^{esp} - \theta_{ilha 2} \\ & \vdots \\ \Delta \theta'_{ilha ni} &= \theta_{ilha ni}^{esp} - \theta_{ilha ni}\end{aligned}\tag{3.47}$$

Serão inseridas também, ao conjunto de variáveis de estado do problema, a frequência de operação de cada ilha ni do sistema, conforme (3.48), além das potências ativa e reativa geradas por cada unidade geradora do sistema.

$$\begin{aligned}\Delta x_1 &= \Delta P_{G_1} \\ \Delta x'_1 &= \Delta Q_{G_1} \\ \Delta x_2 &= \Delta P_{G_2} \\ \Delta x'_2 &= \Delta Q_{G_2} \\ & \vdots \\ \Delta x_{ng} &= \Delta P_{G_{ng}} \\ \Delta x'_{ng} &= \Delta Q_{G_{ng}} \\ \Delta \underline{x}_f &= \Delta \underline{f} \\ \underline{\Delta f} &= [\Delta f_{ilha 1} \quad \Delta f_{ilha 2} \quad \cdots \quad \Delta f_{ilha ni}]\end{aligned}\tag{3.48}$$

Neste sentido, além das tensões complexas nodais, a metodologia proposta determina, a cada iteração h , as correções das potências ativa e reativa geradas em cada barra de geração e da frequência de operação de cada ilha elétrica, de acordo com as equações em (3.49), até que se obtenha a convergência.

$$\begin{aligned}
P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\
Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\
P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\
Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\
&\vdots \\
P_{G_{ng}}^{h+1} &= P_{G_{ng}}^h + \Delta P_{G_{ng}}^h \\
Q_{G_{ng}}^{h+1} &= Q_{G_{ng}}^h + \Delta Q_{G_{ng}}^h \\
f_{ilha1}^{h+1} &= f_{ilha1}^h + \Delta f_{ilha1}^h \\
&\vdots \\
f_{ilha\ ni}^{h+1} &= f_{ilha\ ni}^h + \Delta f_{ilha\ ni}^h
\end{aligned} \tag{3.49}$$

3.6 Exemplo Ilustrativo

A Figura 22 mostra o diagrama unifilar do sistema de 8 barras que será usado nesta seção. Este sistema possui 4 geradores, conectados às barras 1, 2, 7 e 8, e duas barras que possuem cargas conectadas, 4 e 5.

Se, por algum motivo, houver a abertura total da linha conectada entre as barras 4 e 5, o sistema irá operar através de duas ilhas isoladas eletricamente, onde duas barras de geração e uma barra de carga ficaram em cada ilha. Esta seção irá apresentar um exemplo ilustrativo demonstrando a formulação para a solução deste sistema quando estiver operando de forma ilhada.

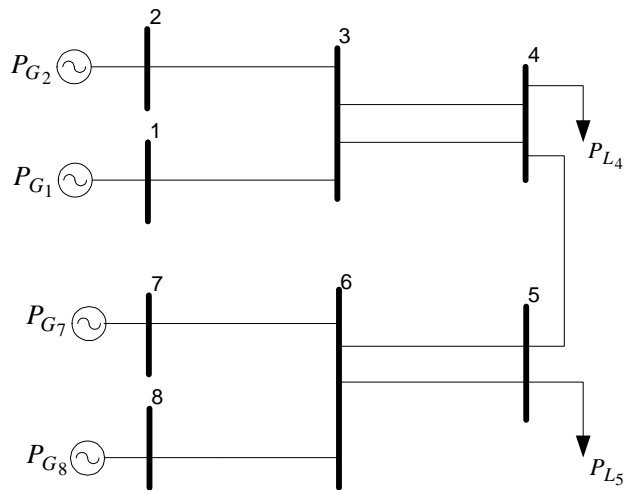


Figura 22 –Diagrama Unifilar do sistema de 8 barras

A Figura 23 mostra o sistema de 8 barras com os circuitos fictícios em linhas tracejadas e as barras adicionais em destaque. A barra 1 foi escolhida como referência angular da Ilha 1 e a barra 7 como referência angular da Ilha 2. Estas barras e os circuitos adicionais são associados às novas posições de elementos na matriz Jacobiana alterada. As barras 13 e 14 estão associadas às variáveis de frequência nas ilhas 1 e 2 respectivamente, e as demais aos geradores do sistema.

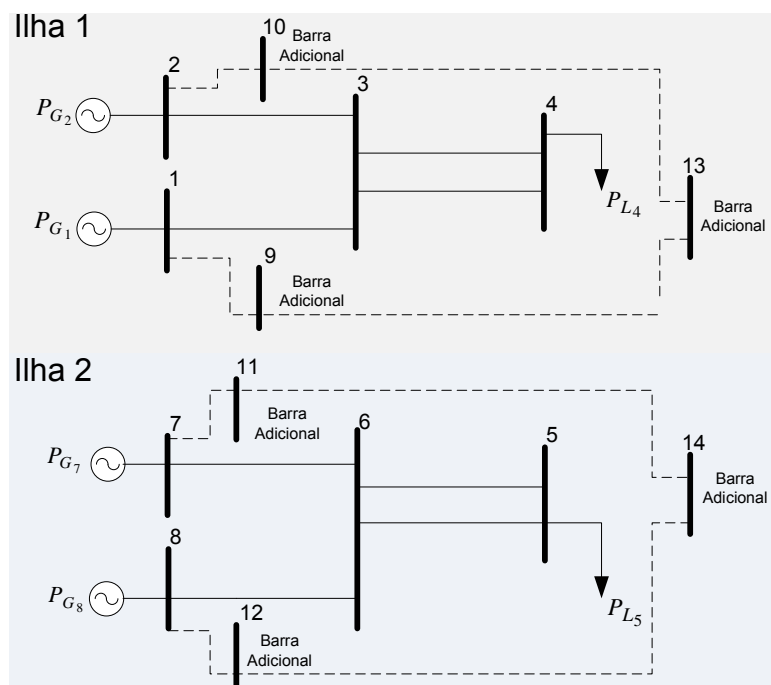


Figura 23 –Diagrama Unifilar do sistema de 8 barras operando de forma ilhada, com a representação dos circuitos fictícios e as barras adicionais

$$L_{812} = \frac{\partial Q_8}{\partial Q_{G_8}} = \frac{\partial(Q_8^{esp} - Q_8)}{\partial Q_{G_8}} = \frac{\partial(Q_8^{esp} - (Q_{G_8} - Q_{L_8}))}{\partial Q_{G_8}} = -\frac{\partial Q_{G_8}}{\partial Q_{G_8}} = -1 \quad (3.58)$$

$$H_{99} = \frac{\partial\left(P_{G_1} - P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})\right)}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial P_{G_1}}{\partial P_{G_1}} = 1 \quad (3.59)$$

$$H_{1010} = \frac{\partial\left(P_{G_2} - P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})\right)}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial P_{G_2}}{\partial P_{G_2}} = 1 \quad (3.60)$$

$$H_{1111} = \frac{\partial\left(P_{G_7} - P_{G_7}^{esp} + \frac{1}{R_7} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})\right)}{\partial P_{G_7}} = \frac{\partial P_{G_7}}{\partial P_{G_7}} = 1 \quad (3.61)$$

$$H_{1212} = \frac{\partial\left(P_{G_8} - P_{G_8}^{esp} + \frac{1}{R_8} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})\right)}{\partial P_{G_8}} = \frac{\partial P_{G_8}}{\partial P_{G_8}} = 1 \quad (3.62)$$

$$N_{913} = \frac{\partial\left(P_{G_1} - P_{G_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})\right)}{\partial f_{i1}} = \frac{\partial \frac{1}{R_1} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})}{\partial f_{i1}} = \frac{1}{R_1} \cdot \frac{\partial f_{i1}}{\partial f_{i1}} = \frac{1}{R_1} \quad (3.63)$$

$$N_{1013} = \frac{\partial\left(P_{G_2} - P_{G_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})\right)}{\partial f_{i1}} = \frac{\partial \frac{1}{R_2} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp})}{\partial f_{i1}} = \frac{1}{R_2} \cdot \frac{\partial f_{i1}}{\partial f_{i1}} = \frac{1}{R_2} \quad (3.64)$$

$$N_{1114} = \frac{\partial\left(P_{G_7} - P_{G_7}^{esp} + \frac{1}{R_7} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})\right)}{\partial f_{i2}} = \frac{\partial \frac{1}{R_7} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})}{\partial f_{i2}} = \frac{1}{R_7} \cdot \frac{\partial f_{i2}}{\partial f_{i2}} = \frac{1}{R_7} \quad (3.65)$$

$$N_{1214} = \frac{\partial\left(P_{G_8} - P_{G_8}^{esp} + \frac{1}{R_8} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})\right)}{\partial f_{i2}} = \frac{\partial \frac{1}{R_8} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp})}{\partial f_{i2}} = \frac{1}{R_8} \cdot \frac{\partial f_{i2}}{\partial f_{i2}} = \frac{1}{R_8} \quad (3.66)$$

$$L_{91} = \frac{\partial(V_1 - V_1^{esp})}{\partial V_1} = \frac{\partial V_1}{\partial V_1} = 1 \quad (3.67)$$

$$L_{102} = \frac{\partial(V_2 - V_2^{esp})}{\partial V_2} = \frac{\partial V_2}{\partial V_2} = 1 \quad (3.68)$$

$$L_{117} = \frac{\partial(V_7 - V_7^{esp})}{\partial V_7} = \frac{\partial V_7}{\partial V_7} = 1 \quad (3.69)$$

$$L_{128} = \frac{\partial(V_8 - V_8^{esp})}{\partial V_8} = \frac{\partial V_8}{\partial V_8} = 1 \quad (3.70)$$

$$J_{131} = \frac{\partial(\theta_1 - \theta_1^{esp})}{\partial \theta_1} = \frac{\partial \theta_1}{\partial \theta_1} = 1 \quad (3.71)$$

$$J_{147} = \frac{\partial(\theta_7 - \theta_7^{esp})}{\partial \theta_7} = \frac{\partial \theta_7}{\partial \theta_7} = 1 \quad (3.72)$$

$$\Delta P'_1 = P_1^{esp} - P_1 = (P_{G_1} - P_{L_1}) - P_1 \quad (3.73)$$

$$\Delta P'_2 = P_2^{esp} - P_2 = (P_{G_2} - P_{L_2}) - P_2 \quad (3.74)$$

$$\Delta P'_7 = P_7^{esp} - P_7 = (P_{G_7} - P_{L_7}) - P_7 \quad (3.75)$$

$$\Delta P'_8 = P_8^{esp} - P_8 = (P_{G_8} - P_{L_8}) - P_8 \quad (3.76)$$

$$\Delta Q'_1 = Q_1^{esp} - Q_1 = (Q_{G_1} - Q_{L_1}) - Q_1 \quad (3.77)$$

$$\Delta Q'_2 = Q_2^{esp} - Q_2 = (Q_{G_2} - Q_{L_2}) - Q_2 \quad (3.78)$$

$$\Delta Q'_7 = Q_7^{esp} - Q_7 = (Q_{G_7} - Q_{L_7}) - Q_7 \quad (3.79)$$

$$\Delta Q'_8 = Q_8^{esp} - Q_8 = (Q_{G_8} - Q_{L_8}) - Q_8 \quad (3.80)$$

$$\Delta y_1 = P_{G_1}^{esp} - P_{G_1} - \frac{1}{R_1} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp}) \quad (3.81)$$

$$\Delta y_2 = P_{G_2}^{esp} - P_{G_2} - \frac{1}{R_2} \cdot (f_{i1} - f_{i1}^{esp}) \quad (3.82)$$

$$\Delta y_7 = P_{G_7}^{esp} - P_{G_7} - \frac{1}{R_7} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp}) \quad (3.83)$$

$$\Delta y_8 = P_{G_8}^{esp} - P_{G_8} - \frac{1}{R_8} \cdot (f_{i2} - f_{i2}^{esp}) \quad (3.84)$$

$$\Delta y'_1 = V_1^{esp} - V_1 \quad (3.85)$$

$$\Delta y'_2 = V_2^{esp} - V_2 \quad (3.86)$$

$$\Delta y'_7 = V_7^{esp} - V_7 \quad (3.87)$$

$$\Delta y'_8 = V_8^{esp} - V_8 \quad (3.88)$$

$$\Delta \theta'_1 = \theta_1^{esp} - \theta_1 \quad (3.89)$$

$$\Delta\theta'_7 = \theta_7^{esp} - \theta_7 \quad (3.90)$$

Resolvendo o sistema matricial de (3.50) obtêm-se, além das tensões complexas nodais, as correções das variáveis ΔP_{G_1} , ΔQ_{G_1} , ΔP_{G_2} , ΔQ_{G_2} , ΔP_{G_7} , ΔQ_{G_7} , ΔP_{G_8} e ΔQ_{G_8} , além das frequências de operação de cada ilha elétrica, Δf_{i1} e Δf_{i2} . Assim, os novos valores das potências ativa e reativa geradas por cada gerador, além das frequências são atualizados, a cada iteração h , conforme (3.91).

$$\begin{aligned} P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\ Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\ P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\ Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\ P_{G_7}^{h+1} &= P_{G_7}^h + \Delta P_{G_7}^h \\ Q_{G_7}^{h+1} &= Q_{G_7}^h + \Delta Q_{G_7}^h \\ P_{G_8}^{h+1} &= P_{G_8}^h + \Delta P_{G_8}^h \\ Q_{G_8}^{h+1} &= Q_{G_8}^h + \Delta Q_{G_8}^h \\ f_{i1}^{h+1} &= f_{i1}^h + \Delta f_{i1}^h \\ f_{i2}^{h+1} &= f_{i2}^h + \Delta f_{i2}^h \end{aligned} \quad (3.91)$$

3.7 Fluxo de Potência Ótimo

A influência da resposta em regime permanente do regulador com queda de velocidade pode ser incluída também nos cálculos de fluxo de potência ótimo. As equações de (3.92) a (3.103) fazem parte da formulação do FPO para Minimização do Custo de Corte de Carga. O parâmetro γ_i representa o percentual de carga que será cortada na barra i para manter a frequência do sistema entre os limites pré-estabelecidos, bem como outros limites usuais (MILANO, 2010).

$$\text{Min } \sum_{i \in \Omega_L} C_i \cdot \gamma_i \cdot P_{L_i} \quad (3.92)$$

s.a.

$$V_i \cdot \sum_{j \in \Omega} V_j \cdot (G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)) = P_{G_i} - (1 - \gamma_i) \cdot P_{L_i} \quad (3.93)$$

$$V_i \cdot \sum_{j \in \Omega} V_j \cdot (G_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) = Q_{G_i} - (1 - \gamma_i) \cdot Q_{L_i} \quad (3.94)$$

$$P_{G_{ig}} = P_{G_{ig}}^{esp} - \frac{1}{R_{ig}} \cdot (f - f^{esp}) \quad ig = 1, 2, 3 \dots ng \quad (3.95)$$

$$f^{\min} < f < f^{\max} \quad (3.96)$$

$$0 \leq \gamma_i \leq 100\% \quad (3.97)$$

$$P_{G_{ig}}^{\min} < P_{G_{ig}} < P_{G_{ig}}^{\max} \quad ig = 1, 2, 3 \dots ng \quad (3.98)$$

$$Q_{G_{ig}}^{\min} < Q_{G_{ig}} < Q_{G_{ig}}^{\max} \quad ig = 1, 2, 3 \dots ng \quad (3.99)$$

$$V_i^{\min} < V_i < V_i^{\max} \quad (3.100)$$

$$Fl_{ij}^{\min} < Fl_{ij} < Fl_{ij}^{\max} \quad (3.101)$$

$$Fl_{ji}^{\min} < Fl_{ji} < Fl_{ji}^{\max} \quad (3.102)$$

$$i, j = 1, 2, 3 \dots nb \quad (3.103)$$

As equações (3.93), (3.94) e (3.95) constituem as restrições de igualdade do FPO, onde as duas primeiras são as equações de balanço de fluxo de potência ativo e reativo, respectivamente, e a terceira se refere à característica estática do regulador com queda de velocidade, definida em (2.21). Neste caso, a equação (3.95) irá definir a direção de variação da potência ativa gerada por cada gerador do sistema, dependendo do estatismo R_{ig} de cada máquina. Além disso, dependerá novamente de um par de valores $(P_{G_{ig}}^{esp}, f^{esp})$ já conhecido para a construção da equação para cada gerador.

As inequações de (3.96) a (3.102) representam as restrições de desigualdade da formulação do FPO, que contém os limites operacionais de um sistema de potência, onde (3.96) representa os limites de frequência de operação do sistema. A inequação (3.97) representa os limites para o corte de carga, que deve ser 0 a 100%. As inequações (3.98) e (3.99) representam os limites de geração de potência ativa e reativa das barras de geração,

respectivamente. Os limites de tensão nas barras do sistema está representado em (3.100) e os limites de fluxo estão contidos em (3.101) e (3.102).

A formulação acima descrita foi desenvolvida usando o ambiente LINGO® (LINGO, 2008), que apresenta a implementação de técnicas de programação linear, não linear, linear inteira mista, dentre outras, capazes de solucionar o problema. A plataforma LINGO® oferece linguagem de programação própria, permitindo um rápido desenvolvimento de modelos de otimização.

3.8 Fluxo de Potência com Regulação Secundária

Supõe-se novamente um sistema de potência de nb barras, onde ng é o número de barras de geração do sistema. A metodologia proposta para representar a Regulação Secundária no problema de Fluxo de Potência consiste em incluir, no conjunto de equações lineares a ser resolvido pelo método de Newton-Raphson, as equações (3.104) e (3.105).

$$\begin{aligned} (P_{G_1} - P_{G_1}^{esp}) - \alpha_{12} \cdot (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) &= 0 \\ (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) - \alpha_{23} \cdot (P_{G_3} - P_{G_3}^{esp}) &= 0 \\ &\vdots \end{aligned} \tag{3.104}$$

$$\begin{aligned} (P_{G_{(ng-1)}} - P_{G_{(ng-1)}}^{esp}) - \alpha_{(ng-1)(ng)} \cdot (P_{G_{(ng)}} - P_{G_{(ng)}}^{esp}) &= 0 \\ \theta_i - \theta_i^{esp} &= 0 \end{aligned} \tag{3.105}$$

O parâmetro α representa o fator de participação de cada gerador com o subsequente, e são determinados a partir dos fatores de participação individuais de cada máquina, conforme a equação (3.106). Estes parâmetros são obtidos a partir dos fatores de participação obtidos da estratégia de CAG adotada, por exemplo, mínimo custo de geração.

$$\begin{aligned}
\alpha_{12} &= \frac{\alpha_1}{\alpha_2} = \frac{P_{G_1}^{esp}}{P_{G_2}^{esp}} \\
\alpha_{23} &= \frac{\alpha_2}{\alpha_3} = \frac{P_{G_2}^{esp}}{P_{G_3}^{esp}} \\
&\vdots \\
\alpha_{(ng-1)ng} &= \frac{\alpha_{(ng-1)}}{\alpha_{ng}} = \frac{P_{G_{(ng-1)}}^{esp}}{P_{G_{ng}}^{esp}}
\end{aligned} \tag{3.106}$$

A equação (3.105) é inserida com o objetivo de manter a referência angular do cálculo do fluxo de potência. Esta nova equação, igualmente usada na modelagem do Fluxo de Potência com Regulação Primária, irá garantir a manutenção do ângulo da tensão θ_i da barra escolhida i no seu valor especificado θ_i^{esp} .

Para completar a modelagem das barras de geração através da metodologia proposta, para toda barra de geração ng do sistema, inclui-se (3.107) ao conjunto de equações a serem resolvidas pelo método de Newton-Rapshon, de forma análoga à estratégia adotada para o Fluxo de Potência com Regulação Primária apresentada na seção 3.3.

$$\begin{aligned}
V_1 - V_1^{esp} &= 0 \\
V_2 - V_2^{esp} &= 0 \\
&\vdots \\
V_{ng} - V_{ng}^{esp} &= 0
\end{aligned} \tag{3.107}$$

A incorporação de equações no sistema linear inclui também novos cálculos de resíduo a cada iteração, representados em (3.108). Esses novos resíduos compõem o vetor $\Delta \underline{y}$ de (3.2) e, em conjunto com $\Delta \underline{P}$ e $\Delta \underline{Q}$, contribuem com o critério de convergência do método de Newton-Rapshon.

$$\begin{aligned}
\Delta y_1 &= \alpha_{12} \cdot (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) - (P_{G_1} - P_{G_1}^{esp}) \\
\Delta y'_1 &= V_1^{esp} - V_1 \\
\Delta y_2 &= \alpha_{23} \cdot (P_{G_3} - P_{G_3}^{esp}) - (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) \\
\Delta y'_2 &= V_2^{esp} - V_2 \\
&\vdots \\
\Delta y_{ng-1} &= \alpha_{(ng-1)(ng)} \cdot (P_{G_{(ng)}} - P_{G_{(ng)}}^{esp}) - (P_{G_{(ng-1)}} - P_{G_{(ng-1)}}^{esp}) \\
\Delta y'_{ng} &= V_{ng}^{esp} - V_{ng} \\
\Delta \theta'_i &= \theta_i^{esp} - \theta_i^{calc}
\end{aligned} \tag{3.108}$$

O sistema linear (3.109) mostra, de forma genérica, o sistema linear expandido para a metodologia proposta. As equações de injeção de potência ativa e reativa estão em destaque para uma dada barra k do sistema visto que, novamente, elas serão inseridas na matriz Jacobiana original, quer seja a barra k uma barra de carga ou geração.

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta y'_1 \\ \Delta y_1 \\ \vdots \\ \Delta y_{(ng-1)} \\ \vdots \\ \Delta y'_{ng} \\ \vdots \\ \Delta \theta'_i \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x'_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial P_k}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial P_k}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x'_1} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial Q_k}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y'_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial x'_1} & \frac{\partial y'_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial y'_1}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial y'_1}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial y'_1}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x'_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial y_1}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial y_1}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial x'_1} & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial y_{(ng-1)}}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x'_1} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial y'_{ng}}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x'_1} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_{(ng-1)}} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x'_{ng}} & \frac{\partial \theta'_i}{\partial x_{2ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \vdots \\ \Delta x'_1 \\ \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_{(ng-1)} \\ \vdots \\ \Delta x'_{ng} \\ \vdots \\ \Delta x_{2ng} \\ \vdots \end{bmatrix}$$

(3.109)

Para manter a ordem quadrada da matriz Jacobiana, foram inseridas também novas variáveis de estado, representados no sistema por $x_1, x'_1, x_2, x'_2, \dots, x_{(ng-1)}, \dots, x'_{ng}, \dots, x_{2ng}$. Neste caso, as novas variáveis escolhidas foram os incrementos de potência ativa e reativa geradas em cada barra de geração do sistema, como mostra (3.110).

$$\begin{aligned}
\Delta x_1 &= \Delta P_{G_1} \\
\Delta x'_1 &= \Delta Q_{G_1} \\
\Delta x_2 &= \Delta P_{G_2} \\
\Delta x'_2 &= \Delta Q_{G_2} \\
&\vdots \\
\Delta x'_{ng} &= \Delta Q_{G_{ng}} \\
\Delta x_{2ng} &= \Delta P_{G_{ng}}
\end{aligned}
\tag{3.110}$$

Assim, ao final do processo iterativo, além dos módulos e ângulos das tensões das barras de carga do sistema, o Fluxo de Potência com Regulação Secundária irá calcular também a geração ativa e reativa de cada barra de geração para suprir as cargas e perdas do

sistema. Concluindo, a cada iteração h , a potência ativa e reativa gerada por cada gerador será calculada e atualizada, através de (3.111), até que se atinja a convergência.

$$\begin{aligned}P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\&\vdots \\P_{G_{ng}}^{h+1} &= P_{G_{ng}}^h + \Delta P_{G_{ng}}^h \\Q_{G_{ng}}^{h+1} &= Q_{G_{ng}}^h + \Delta Q_{G_{ng}}^h\end{aligned}\tag{3.111}$$

3.9 Exemplo Ilustrativo

A Figura 24 mostra o sistema de 6 barras com os circuitos fictícios em linhas tracejadas e as barras adicionais em destaque. A barra 1 foi, novamente, escolhida como referência angular do sistema.

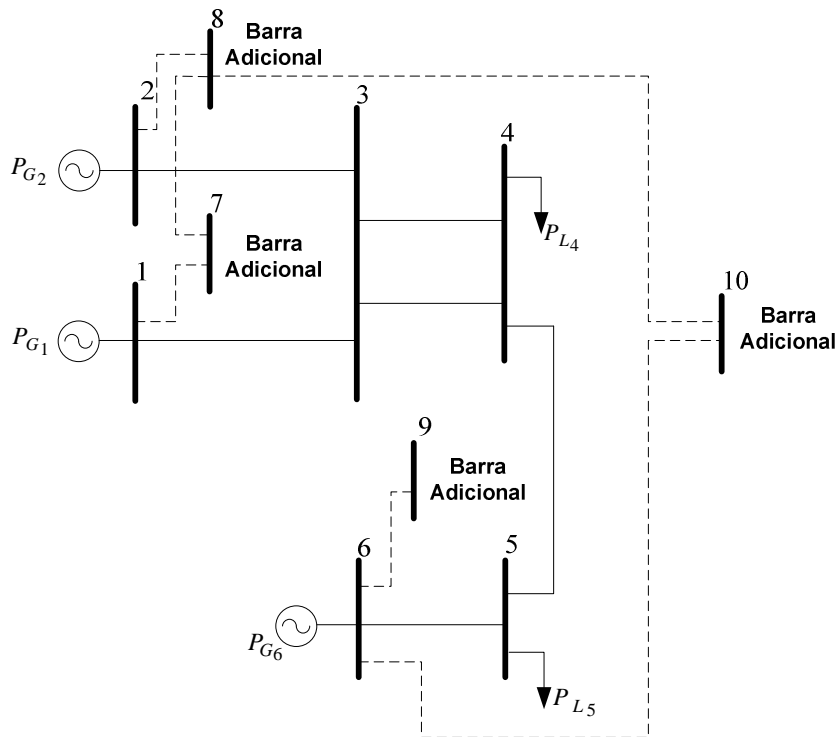


Figura 24 – Sistema 6 barras com circuitos fictícios e barras adicionais em destaque

A estrutura genérica a ser resolvida a cada iteração pelo método de Newton-Raphson se encontra em (3.112).

$$\begin{bmatrix} \Delta P'_1 \\ \Delta Q'_1 \\ \Delta P'_2 \\ \Delta Q'_2 \\ \Delta P'_3 \\ \Delta Q'_3 \\ \Delta P'_4 \\ \Delta Q'_4 \\ \Delta P'_5 \\ \Delta Q'_5 \\ \Delta P'_6 \\ \Delta Q'_6 \\ \Delta y_1 \\ \Delta y'_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y'_2 \\ 0 \\ \Delta y'_6 \\ 0 \\ \Delta \theta'_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & N_{11} & 0 & 0 & H_{13} & N_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{11} & L_{11} & 0 & 0 & J_{13} & L_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & H_{22} & N_{22} & H_{23} & N_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{28} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_{22} & L_{22} & J_{23} & L_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{28} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ H_{31} & N_{31} & H_{32} & N_{32} & H_{33} & N_{33} & H_{34} & N_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{31} & L_{31} & J_{32} & L_{32} & J_{33} & L_{33} & J_{34} & L_{34} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & H_{43} & N_{43} & H_{44} & N_{44} & H_{45} & N_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_{43} & L_{43} & J_{44} & L_{44} & J_{45} & L_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{54} & N_{54} & H_{55} & N_{55} & H_{56} & N_{56} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & J_{54} & L_{54} & J_{55} & L_{55} & J_{56} & L_{56} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{65} & N_{65} & H_{66} & N_{66} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & N_{610} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & J_{65} & L_{65} & J_{66} & L_{66} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{69} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{77} & 0 & H_{78} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_{71} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & H_{88} & 0 & 0 & 0 & 0 & N_{810} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_{101} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta V_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_4 \\ \Delta \theta_5 \\ \Delta V_5 \\ \Delta \theta_6 \\ \Delta V_6 \\ \Delta P_{G_1} \\ \Delta Q_{G_1} \\ \Delta P_{G_2} \\ \Delta Q_{G_2} \\ 0 \\ \Delta Q_{G_6} \\ 0 \\ \Delta P_{G_6} \end{bmatrix} \quad (3.112)$$

Onde os termos em destaque são:

$$H_{17} = \frac{\partial P_1}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial (P_1^{esp} - P_1)}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial (P_1^{esp} - (P_{G_1} - P_{L_1}))}{\partial P_{G_1}} = -\frac{\partial (P_{G_1})}{\partial P_{G_1}} = -1 \quad (3.113)$$

$$H_{28} = \frac{\partial P_2}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial (P_2^{esp} - P_2)}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial (P_2^{esp} - (P_{G_2} - P_{L_2}))}{\partial P_{G_2}} = -\frac{\partial (P_{G_2})}{\partial P_{G_2}} = -1 \quad (3.114)$$

$$N_{610} = \frac{\partial P_6}{\partial P_{G_6}} = \frac{\partial (P_6^{esp} - P_6)}{\partial P_{G_6}} = \frac{\partial (P_6^{esp} - (P_{G_6} - P_{L_6}))}{\partial P_{G_6}} = -\frac{\partial (P_{G_6})}{\partial P_{G_6}} = -1 \quad (3.115)$$

$$H_{77} = \frac{\partial \left((P_{G_1} - P_{G_1}^{esp}) - \alpha_{12} \cdot (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) \right)}{\partial P_{G_1}} = \frac{\partial P_{G_1}}{\partial P_{G_1}} = 1 \quad (3.116)$$

$$H_{78} = \frac{\partial \left((P_{G_1} - P_{G_1}^{esp}) - \alpha_{12} \cdot (P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) \right)}{\partial P_{G_2}} = -\alpha_{12} \cdot \frac{\partial P_{G_2}}{\partial P_{G_2}} = -\alpha_{12} \quad (3.117)$$

$$H_{88} = \frac{\partial \left((P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) - \alpha_{26} \cdot (P_{G_6} - P_{G_6}^{esp}) \right)}{\partial P_{G_2}} = \frac{\partial P_{G_2}}{\partial P_{G_2}} = 1 \quad (3.118)$$

$$N_{810} = \frac{\partial \left((P_{G_2} - P_{G_2}^{esp}) - \alpha_{26} \cdot (P_{G_6} - P_{G_6}^{esp}) \right)}{\partial P_{G_6}} = -\alpha_{26} \cdot \frac{\partial P_{G_6}}{\partial P_{G_6}} = -\alpha_{26} \quad (3.119)$$

$$L_{71} = \frac{\partial (V_1 - V_1^{esp})}{\partial V_1} = \frac{\partial V_1}{\partial V_1} = 1 \quad (3.120)$$

$$L_{82} = \frac{\partial (V_2 - V_2^{esp})}{\partial V_2} = \frac{\partial V_2}{\partial V_2} = 1 \quad (3.121)$$

$$L_{96} = \frac{\partial (V_6 - V_6^{esp})}{\partial V_6} = \frac{\partial V_6}{\partial V_6} = 1 \quad (3.122)$$

$$L_{17} = \frac{\partial Q'_1}{\partial Q_{G_1}} = \frac{\partial (Q_1^{esp} - Q_1)}{\partial Q_{G_1}} = \frac{\partial (Q_1^{esp} - (Q_{G_1} - Q_{L_1}))}{\partial Q_{G_1}} = -\frac{\partial Q_{G_1}}{\partial Q_{G_1}} = -1 \quad (3.123)$$

$$L_{28} = \frac{\partial Q'_2}{\partial Q_{G_2}} = \frac{\partial (Q_2^{esp} - Q_2)}{\partial Q_{G_2}} = \frac{\partial (Q_2^{esp} - (Q_{G_2} - Q_{L_2}))}{\partial Q_{G_2}} = -\frac{\partial Q_{G_2}}{\partial Q_{G_2}} = -1 \quad (3.124)$$

$$L_{69} = \frac{\partial Q'_6}{\partial Q_{G_6}} = \frac{\partial (Q_6^{esp} - Q_6)}{\partial Q_{G_6}} = \frac{\partial (Q_6^{esp} - (Q_{G_6} - Q_{L_6}))}{\partial Q_{G_6}} = -\frac{\partial Q_{G_6}}{\partial Q_{G_6}} = -1 \quad (3.125)$$

$$J_{101} = \frac{\partial(\theta_1 - \theta_1^{esp})}{\delta\theta_1} = 1 \quad (3.126)$$

$$\Delta P'_1 = P_1^{esp} - P_1^{calc} = (P_{G1} - P_{L1}) - P_1^{calc} \quad (3.127)$$

$$\Delta P'_2 = P_2^{esp} - P_2^{calc} = (P_{G2} - P_{L2}) - P_2^{calc} \quad (3.128)$$

$$\Delta P'_6 = P_6^{esp} - P_6^{calc} = (P_{G6} - P_{L6}) - P_6^{calc} \quad (3.129)$$

$$\Delta Q'_1 = Q_1^{esp} - Q_1^{calc} = (Q_{G1} - Q_{L1}) - Q_1^{calc} \quad (3.130)$$

$$\Delta Q'_2 = Q_2^{esp} - Q_2^{calc} = (Q_{G2} - Q_{L2}) - Q_2^{calc} \quad (3.131)$$

$$\Delta Q'_6 = Q_6^{esp} - Q_6^{calc} = (Q_{G6} - Q_{L6}) - Q_6^{calc} \quad (3.132)$$

$$\Delta y_1 = \alpha_{12} \cdot (P_{G2} - P_{G2}^{esp}) - (P_{G1} - P_{G1}^{esp}) \quad (3.133)$$

$$\Delta y_2 = \alpha_{26} \cdot (P_{G6} - P_{G6}^{esp}) - (P_{G2} - P_{G2}^{esp}) \quad (3.134)$$

$$\Delta y'_1 = V_1 - V_1^{esp} \quad (3.135)$$

$$\Delta y'_2 = V_2 - V_2^{esp} \quad (3.136)$$

$$\Delta y'_6 = V_6 - V_6^{esp} \quad (3.137)$$

$$\Delta \theta_1 = \theta_1 - \theta_1^{esp} \quad (3.138)$$

Resolvendo o sistema matricial de (3.112) obtêm-se as variáveis ΔP_{G1} , ΔQ_{G1} , ΔP_{G2} , ΔQ_{G2} , ΔP_{G6} e ΔQ_{G6} . Assim, os novos valores das potências ativa e reativa geradas por cada gerador são atualizados, a cada iteração h , conforme (3.139).

$$\begin{aligned}
P_{G_1}^{h+1} &= P_{G_1}^h + \Delta P_{G_1}^h \\
Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\
P_{G_2}^{h+1} &= P_{G_2}^h + \Delta P_{G_2}^h \\
Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\
P_{G_6}^{h+1} &= P_{G_6}^h + \Delta P_{G_6}^h \\
Q_{G_6}^{h+1} &= Q_{G_6}^h + \Delta Q_{G_6}^h
\end{aligned}
\tag{3.139}$$

3.10 Sumário do Capítulo

O capítulo apresentou três metodologias para o cálculo do fluxo de potência quando há o desbalanço entre carga e geração e perdas elétricas num sistema de potência. As três metodologias calculam o fluxo de potência através do método de solução de sistemas lineares Newton-Raphson, em coordenadas polares.

A primeira metodologia se baseia na inclusão, no cálculo do fluxo de potência, da equação que descreve o comportamento em regime permanente do regulador com queda de velocidade. Este comportamento se caracteriza por determinar o desvio de geração que cada máquina do sistema sofrerá ao ocorrer uma redução ou aumento de cargas no sistema. Este desvio de geração acompanha também um desvio de frequência de operação da rede. Assim, ao final do processo iterativo, além de calcular os fluxos de potência em cada linha e as tensões complexas nodais, a metodologia calcula também as potência ativa e reativa geradas por cada gerador do sistema, bem como a frequência de operação do estado da rede determinado.

A segunda metodologia também se baseia na inclusão, no cálculo de fluxo de potência, da equação que descreve o comportamento em regime permanente do regulador com queda de velocidade, para a solução específica de sistemas operando de forma ilhada. Neste sentido, os desbalanços entre cargas, perdas elétricas e geração são repartidos a partir dos estatismos de cada regulador das unidades geradoras, levando em consideração os desvios de frequência de cada subsistema ilhado. Assim, a metodologia determina, além dos fluxos de

potência de cada ramo e das tensões complexas nodais, as potências ativa e reativa geradas por cada gerador, além das frequências de operação de cada ilha.

A terceira metodologia se baseia na inclusão, também no cálculo do fluxo de potência, do comportamento, em regime permanente, da Regulação Secundária dos geradores, ou Controle Automático de Geração. Este comportamento consiste em capturar o desvio de geração de potência ativa em que cada máquina, que participa do CAG, irá presenciar para restaurar a frequência de operação do sistema em seu valor nominal, e no caso de sistemas interligados, restabelecer o valor da potência de intercâmbio em seu valor contratado. Para isso, esse comportamento é calculado no fluxo de potência através de fatores de participação, que traduzem a direção e a taxa de variação de potência ativa gerada para cada gerador. Assim, ao final do processo iterativo, além de calcular os fluxos de potência em cada linha e as tensões complexas nodais, a metodologia calcula também as potência ativa e reativa geradas por cada gerador do sistema.

O capítulo apresentou também a formulação do cálculo do Fluxo de Potência Ótimo, com o objetivo de minimizar o custo pelo corte de carga, levando em consideração também a Regulação Primária dos Geradores. Para isso, incluiu-se no método a equação que descreve o comportamento em regime permanente do regulador com queda de velocidade, semelhante ao que foi feito na metodologia do Fluxo de Potência com Regulação Primária. Além disso, incluiu-se também os limites mínimos e máximos que a frequência de operação pode assumir. Desta forma, o FPO determina o menor custo de corte de carga, levando em consideração também os limites de frequência de operação do sistema.

Capítulo IV -

Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem por objetivo principal apresentar os resultados de validação que foram obtidos utilizando-se as metodologias propostas no capítulo anterior. Foi desenvolvido um programa de fluxo de potência considerando-se a atuação da regulação primária e secundária no ambiente MatLab® (MATHWORKS, 2011). Por outro lado, o programa de fluxo de potência ótimo foi desenvolvido utilizando-se o ambiente próprio da plataforma LINGO® (LINDO, 2008). É importante destacar que foram utilizados os métodos de otimização disponíveis neste pacote de otimização, ficando como contribuição deste trabalho a formulação do problema. Este *solver* utiliza a técnica de programação linear sucessiva (SLP) e a técnica do gradiente reduzido generalizado (GRG).

Os resultados obtidos com o programa de fluxo de potência desenvolvido e o fluxo de potência ótimo, propostos neste trabalho, são validados através de uma comparação com o programa de Simulação de Transitórios Eletromecânicos ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL (CEPEL, 2010). Para isso, são utilizados os seguintes sistemas:

- Sistema Teste 1: sistema tutorial com 3 barras de geração e 1 barra de carga;
- Sistema Teste 2: sistema de 6 barras;
- Sistema Teste 3: sistema 11 barras;
- Sistema Teste 4: sistema *New England*.

O sistema de 11 barras possui duas áreas conectadas por duas linhas de transmissão. A simulação da contingência dessas duas linhas promove o estudo do comportamento das duas áreas operando de forma ilhada. A aplicação do estudo de fluxo de potência com regulação primária determina o desvio de frequência em regime permanente após essa contingência.

O sistema *New England*, bastante difundido na literatura (ATHAY *et. al.*, 1979) (MILI, 1990), será utilizado com a finalidade de mostrar que os estudos fluxo de potência

com regulação primária e fluxo de potência ótimo são capazes de determinar o estado da rede em regime permanente, com boa aproximação, após uma situação de aumento ou redução de carga.

4.2 Sistema Teste 1

4.2.1 Obtenção da Solução diretamente pelas Equações

A Figura 25 mostra o esquema de um sistema tutorial retirado de (VIEIRA FILHO, 1984).

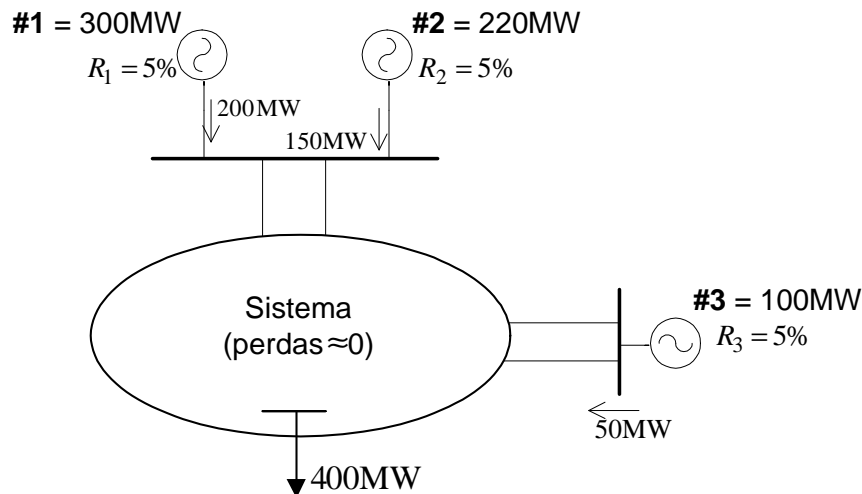


Figura 25 – Topologia do Sistema Teste 1

Este sistema possui 3 unidades geradoras, cujo estatismo, para as três é de 5 % na base de cada máquina. As potências nominais das máquinas #1, #2 e #3 estão em destaque na figura e valem 300 MW, 220 MW e 100 MW, respectivamente. Na frequência nominal, as máquinas fornecem 200 MW, 150 MW e 50 MW, para suprir uma carga de 400 MW conectada ao sistema sem perdas. A frequência nominal do sistema é de 60 Hz, e a carga é modelada como potência constante.

Considerando-se a base do sistema como 100 MVA, os estatismos das três máquinas devem ser convertidos para uma base comum, de acordo com a equação (2.25). Assim, tem-se:

$$\left(\frac{1}{R_1}\right)_{\text{p.u.}}^{100\text{MVA}} = \left(\frac{1}{R_1}\right)_{\text{p.u.}}^{300\text{MW}} \cdot \frac{P_{300\text{MW}}}{P_{100\text{MVA}}} = \frac{1}{0,05} \cdot \frac{300}{100} = 60\text{p.u.} \Rightarrow R_1 = 0,0167\text{p.u.} \quad (4.1)$$

$$\left(\frac{1}{R_2}\right)_{\text{p.u.}}^{100\text{MVA}} = \left(\frac{1}{R_2}\right)_{\text{p.u.}}^{220\text{MW}} \cdot \frac{P_{220\text{MW}}}{P_{100\text{MVA}}} = \frac{1}{0,05} \cdot \frac{220}{100} = 44\text{p.u.} \Rightarrow R_2 = 0,0227\text{p.u.} \quad (4.2)$$

$$\left(\frac{1}{R_3}\right)_{\text{p.u.}}^{100\text{MVA}} = \left(\frac{1}{R_3}\right)_{\text{p.u.}}^{100\text{MW}} \cdot \frac{P_{100\text{MW}}}{P_{100\text{MVA}}} = \frac{1}{0,05} \cdot \frac{100}{100} = 20\text{p.u.} \Rightarrow R_3 = 0,05\text{p.u.} \quad (4.3)$$

Os fatores de participação de cada unidade geradora, neste caso, podem ser calculados através de duas formas, a saber: (i) baseado nos valores de geração de cada unidade no caso base e (ii) baseado na capacidade máxima de geração de cada unidade. Optou-se por calcular através de (i), como mostra (4.4).

$$FP_i = \frac{P_{G_i}^{esp}}{\sum_{i=1}^{ng} P_{G_i}^{esp}} \quad (4.4)$$

Assim, os fatores de participação de cada unidade geradora, cujos valores representam a atuação do CAG em regime permanente são:

$$FP_{\#1} = \frac{200}{200+150+50} = 0,500 \quad (4.5)$$

$$FP_{\#2} = \frac{150}{200+150+50} = 0,375 \quad (4.6)$$

$$FP_{\#3} = \frac{50}{200+150+50} = 0,125 \quad (4.7)$$

Note-se que, como a soma dos fatores de participação é igual a 1, tais fatores representam o montante que cada unidade geradora irá assumir em uma situação de desbalanço entre geração e perdas e/ou cargas após a atuação da regulação secundária.

4.2.2 Fluxo de Potência com Regulação Primária

No caso de um súbito aumento de 80 MW de carga, pretende-se determinar, a partir dos parâmetros informados, o desvio de frequência em regime permanente e a variação de geração que cada máquina sofrerá para suprir a nova carga. Como o sistema não possui perdas, a equação (2.33) pode ser usada para determinar o desvio de frequência em regime permanente. Portanto, o desvio de frequência em p.u. está em (4.8) e em Hz está em (4.9).

$$\Delta f_{p.u.} = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}} = \frac{0,8}{60 + 44 + 20} = 0,00645 \text{ p.u.} \quad (4.8)$$

$$\Delta f_{\text{Hz}} = 0,00645 \cdot 60 = 0,387 \text{ Hz} \quad (4.9)$$

Assim, após a variação de 80 MW, a carga total do sistema será de 480 MW, e na ausência de um sistema de controle secundário, irá operar sob a frequência de 59,613 Hz. O montante de geração que cada máquina alocará para suprir a variação de carga pode ser calculada como descrito na seção 2.9. Portanto, tem-se que:

$$\Delta P_{G_1} = \frac{1}{R_1} \cdot \Delta f_{p.u.} = 60 \cdot 0,00645 = 0,387 \text{ p.u.} \Rightarrow \Delta P_{G_1} = 38,7 \text{ MW} \quad (4.10)$$

$$\Delta P_{G_2} = \frac{1}{R_2} \cdot \Delta f_{p.u.} = 44 \cdot 0,00645 = 0,2838 \text{ p.u.} \Rightarrow \Delta P_{G_2} = 28,4 \text{ MW} \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{G_3} = \frac{1}{R_3} \cdot \Delta f_{p.u.} = 20 \cdot 0,00645 = 0,129 \text{ p.u.} \Rightarrow \Delta P_{G_3} = 12,9 \text{ MW} \quad (4.12)$$

$$\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} + \Delta P_{G_3} = 38,7 + 28,4 + 12,9 = 80,0 = \Delta P_L \quad (4.13)$$

É importante destacar que, como o sistema não possui perdas consideráveis, a variação de geração determinada nas equações de (4.10) a (4.12) suprem apenas a variação de carga, como mostra (4.13). Pode-se perceber também que o montante da variação total que cada unidade geradora irá assumir para suprir a variação de carga é inversamente proporcional ao seu valor de estatismo R . Neste sentido, a unidade #1 detém, através do seu valor de estatismo, em torno de 48,39 % da variação de carga, e assim assume a maior parte da variação de carga. As unidades #2 e #3 assumem 35,48 % e 16,13 %, respectivamente. A Tabela 1 destaca os valores finais de geração de potência ativa para cada unidade geradora do sistema.

Tabela 1 – Valores calculados para a geração de potência ativa após o aumento de carga

Unidade Geradora	Geração de Potência Ativa (MW)
#1	238,7
#2	178,4
#3	62,9

Este exemplo numérico foi desenvolvido para a comparação com os resultados obtidos usando a metodologia proposta para o Fluxo de Potência com Regulação Primária proposta neste trabalho. O diagrama unifilar da Figura 26 mostra o sistema usado no fluxo de potência. Os mesmos valores dos parâmetros das unidades geradoras mostrados na Figura 25, bem

como a variação de carga aplicada foram usados. Os demais dados de barra e de linha estão apresentados no Apêndice C.2 e destaca-se que estes dados foram baseados no sistema de 9 barras contido em (ANDERSON, 1977). Contudo, é importante destacar que não foram inseridas resistências nos circuitos e, portanto, a rede elétrica não tem influência nos resultados obtidos de variação de frequência. Esta influência será analisada posteriormente.

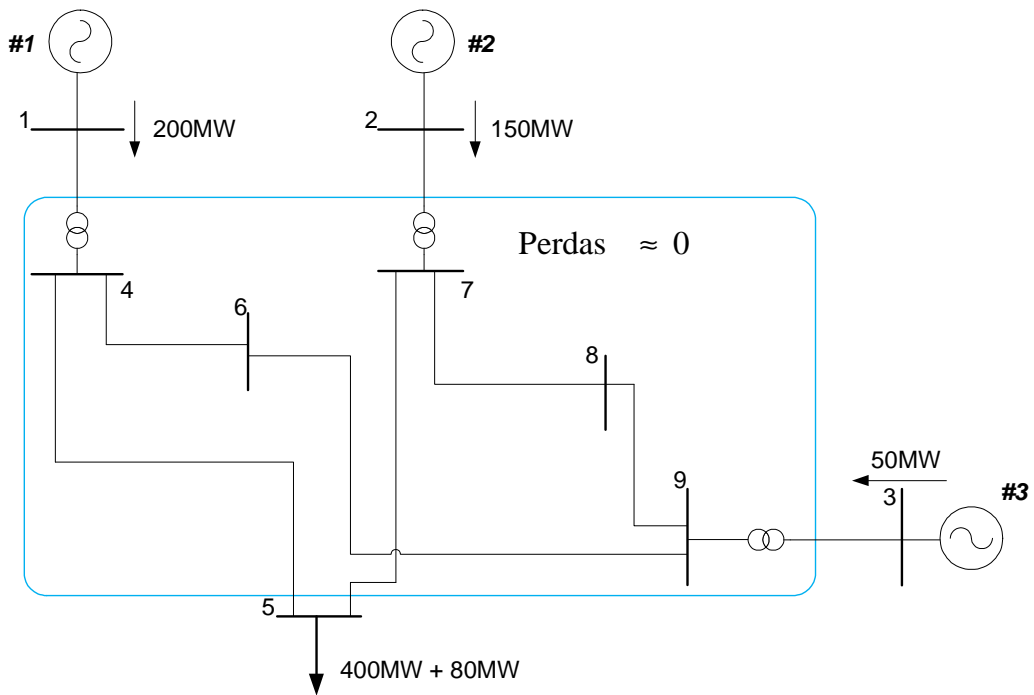


Figura 26 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 1

A Tabela 2 mostra os resultados para a simulação do mesmo sistema usando a metodologia do Fluxo de Potência com Regulação Primária. A tolerância para o processo iterativo escolhido foi de 10^{-3} p.u. para todos os parâmetros do vetor de resíduos, e o fluxo de potência convergiu com 3 iterações. Pode-se perceber que a metodologia proposta foi capaz de determinar os mesmos resultados dos cálculos acima descritos.

Tabela 2 - Resultados para o sistema tutorial 3 barras usando a metodologia proposta

Máquina	Geração(MW)	Varição(MW)
#1	238,7	38,7
#2	178,4	28,4
#3	62,9	12,9

Frequência de operação: 59,613Hz

A Figura 27 mostra a trajetória de convergência do cálculo do fluxo de potência proposto. O resíduo da equação de controle do regulador com queda de velocidade é nulo em

toda iteração. Assim, a figura mostra os valores máximos por iteração dos resíduos de potência ativa e reativa, em p.u..

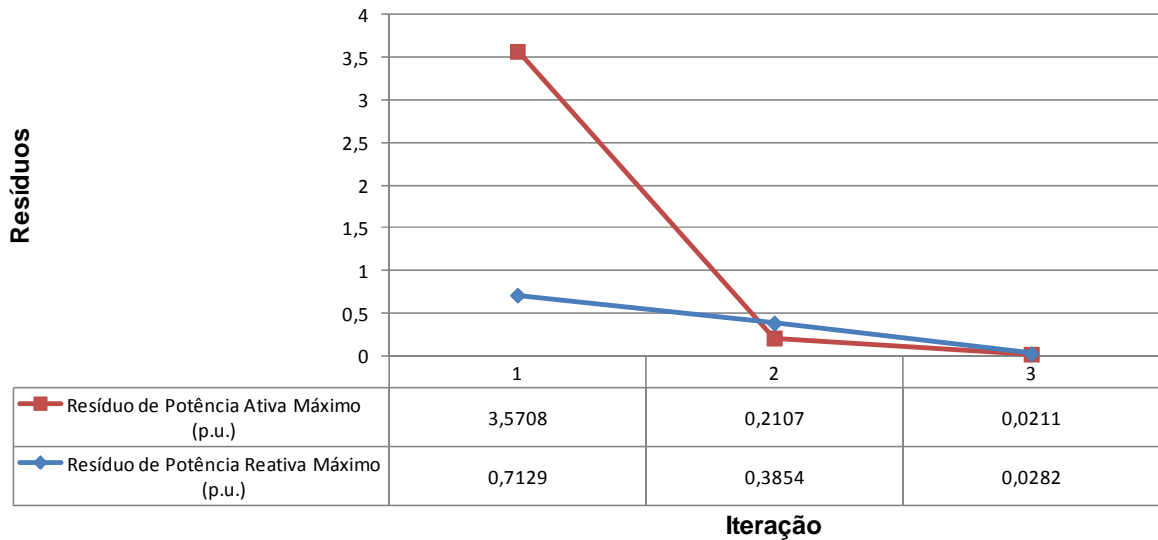


Figura 27 – Trajetória de convergência do FPRP para o Sistema Teste 1

O resultado exposto na Tabela 2 foi determinado escolhendo como referência angular do sistema a barra 1. Porém, o mesmo resultado pode ser determinado escolhendo qualquer barra do sistema como referência angular. A Tabela 3 e a Figura 28 mostram os resultados de ângulo e magnitude de tensão nas barras do sistema, quando a barra de referência usada é a barra 1, 2, 5 e 9, onde as duas primeiras são barras de geração e as duas últimas são barras de carga. É importante destacar que os ângulos das barras de referências foram modificadas para 0° em cada caso. A Figura 29 mostra as gerações de potência reativa sob as mesmas circunstâncias. Pode-se perceber que o estado da rede encontrado é o mesmo para qualquer barra de referência usada. A única diferença é o resultado do ângulo das tensões, como pode ser visto na Tabela 3. A Tabela 4 mostra a defasagem angular entre os ângulos das barras do sistema para o resultado de uso de diferentes barras de referência

Tabela 3 - Ângulo das tensões nas barras do sistema tutorial para diferentes barras de referência

Ângulo da Tensão ($^\circ$)				
Barra	Barra de Referência			
	Barra 1	Barra 2	Barra 5	Barra 9
1	0,0	-3,2	21,2	1,2
2	3,2	0,0	24,3	4,4
3	0,7	-2,4	21,9	2,0
4	-7,5	-10,6	13,7	-6,2

Ângulo da Tensão (°)				
Barra	Barra de Referência			
	Barra 1	Barra 2	Barra 5	Barra 9
5	-21,2	-24,3	0,0	-19,9
6	-5,2	-8,4	15,9	-4,0
7	-3,0	-6,1	18,2	-1,7
8	-2,2	-5,4	18,9	-1,0
9	-1,2	-4,4	19,9	0,0

Tabela 4 – Abertura angular para o Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

Abertura Angular (°)				
Barras	Barra de Referência			
	Barra 1	Barra 2	Barra 5	Barra 9
1-2	-3,2	-3,2	-3,1	-3,2
2-3	2,5	2,5	2,4	2,5
3-4	8,2	8,1	8,2	8,1
4-5	13,7	13,8	13,7	13,8
5-6	-16	-16	-15,9	-16
6-7	-2,2	-2,2	-2,3	-2,2
7-8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,8
8-9	-1	-1	-1	-1

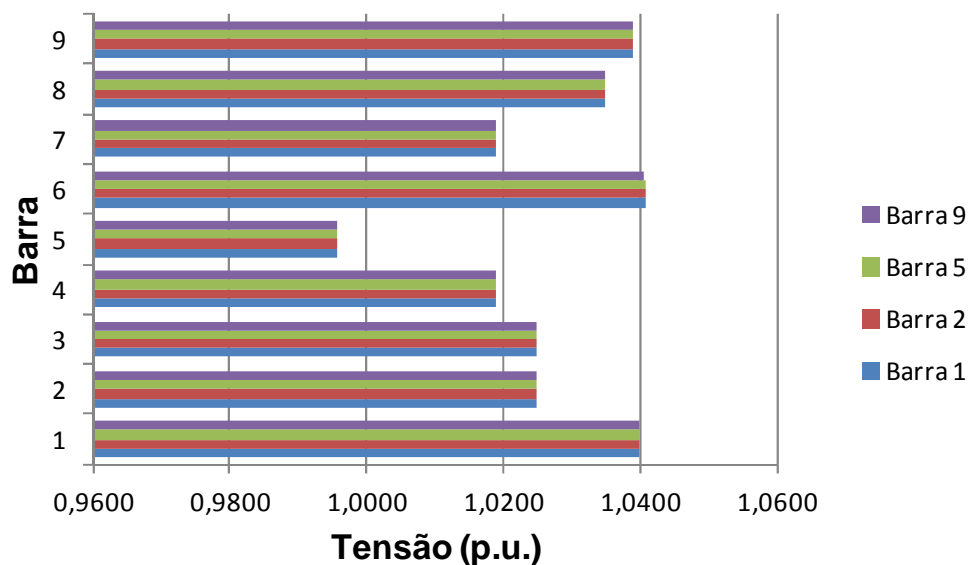


Figura 28 - Tensão em p.u. nas barras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

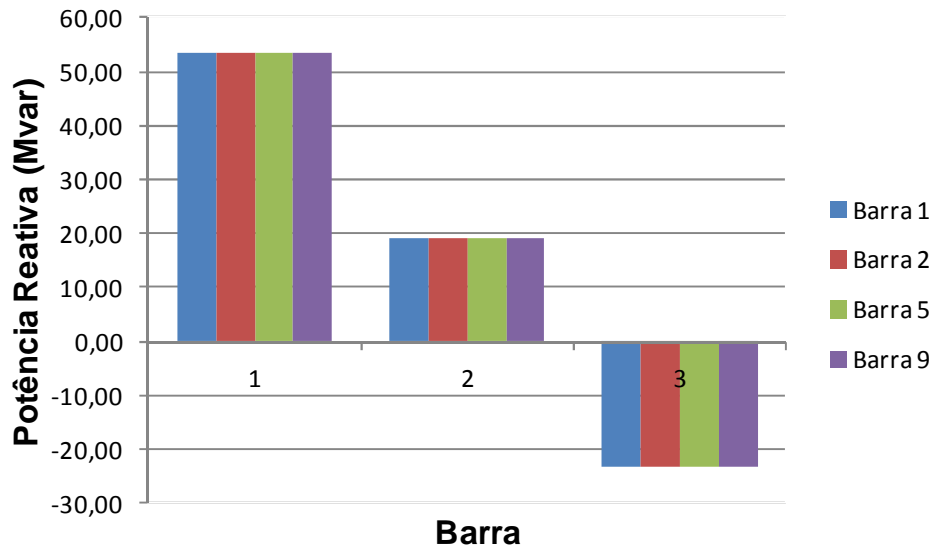


Figura 29 - Potência reativa pelas máquinas do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

4.2.3 Fluxo de Potência com Regulação Secundária

Novamente no caso de um súbito aumento de 80 MW de carga, pretende-se determinar, a partir dos parâmetros informados, a variação de geração que cada máquina sofrerá para suprir a nova carga, supondo a presença do CAG. Assim, como o sistema não possui perdas, a variação de geração atenderá apenas a variação de carga.

Já foi dito anteriormente que os fatores de participação determinam o montante de geração que cada unidade irá assumir para suprir a variação de carga. Assim, os fatores de participação podem determinar a variação de geração multiplicando-se com a variação de carga proposta, como mostram as equações de (4.14) a (4.16).

$$\Delta P_{G_1} = \Delta P_L \cdot FP_1 = 80 \cdot 0,500 = 40 \text{ MW} \quad (4.14)$$

$$\Delta P_{G_2} = \Delta P_L \cdot FP_2 = 80 \cdot 0,375 = 30 \text{ MW} \quad (4.15)$$

$$\Delta P_{G_3} = \Delta P_L \cdot FP_3 = 80 \cdot 0,125 = 10 \text{ MW} \quad (4.16)$$

$$\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} + \Delta P_{G_3} = \Delta P_L = 80 \text{ MW} \quad (4.17)$$

A Tabela 5 reúne e apresenta os novos despachos de potência ativa para as três unidades geradoras do Sistema Teste 1 usando os fatores de participação calculados nas equações (4.5) a (4.7).

Tabela 5 – Novos despachos de potência ativa para o Sistema Teste 1

<i>Unidade Geradora</i>	<i>Geração de Potência Ativa (MW)</i>
#1	240,0
#2	180,0
#3	60,0

O sistema da Figura 26 foi novamente utilizado para resolver o problema proposto através do Fluxo de Potência com Regulação Secundária. Todos os dados e parâmetros apresentados nesta seção, assim como os fatores de participação foram utilizados, e as demais informações quanto ao sistema estão disponíveis no Apêndice C.2. O ângulo da tensão na barra 1 foi utilizada como referência angular do sistema. A tolerância de convergência utilizada foi de 10^{-4} p.u. e o sistema convergiu com 4 iterações.

A Figura 30 mostra os resíduos máximos de potência ativa e reativa por iteração, cuja intenção é evidenciar a convergência quadrática do método de Newton-Raphson para a solução do fluxo de potência proposto.

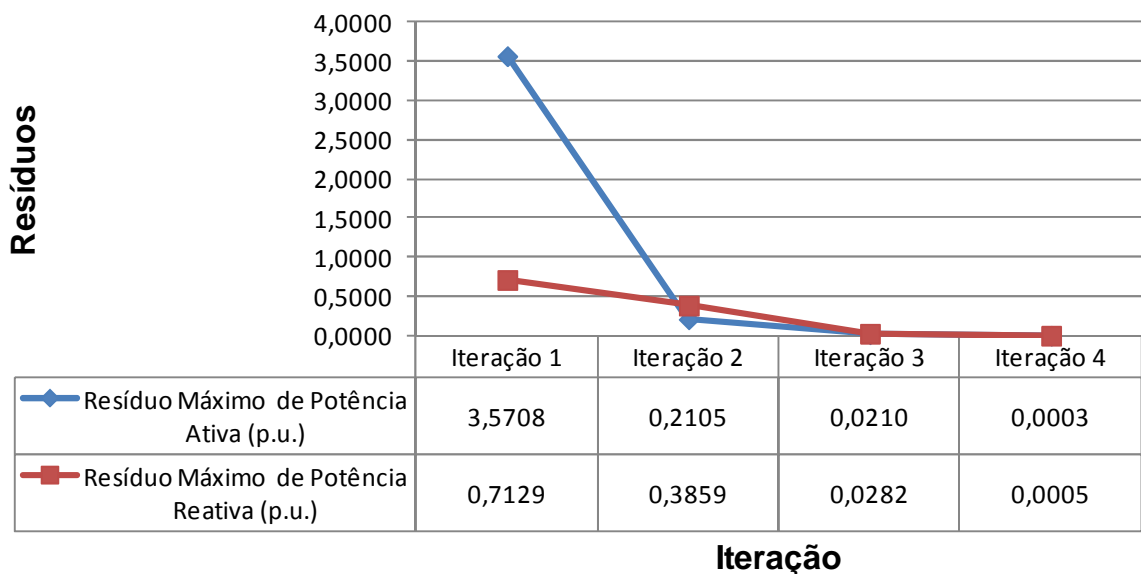


Figura 30 – Trajetória de convergência do FPRS para o Sistema Teste 1

A Tabela 6 mostra o resultado do fluxo de potência com regulação secundária. Pode-se perceber que a metodologia proposta foi capaz de calcular o mesmo resultado dos novos despachos de geração de potência ativa para o evento de aumento de carga em comparação com os resultados mostrados na Tabela 5.

Tabela 6 – Resultado do FPRS para o aumento de carga no Sistema Teste 1

<i>Barra</i>	<i>Tensão</i>		<i>Geração</i>	
	<i>Módulo (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>	<i>Potência Ativa (MW)</i>	<i>Potência Reativa (Mvar)</i>
1	1,040	0,0	240,0	53,6
2	1,025	3,2	180,0	19,5
3	1,025	0,4	-	-
4	1,019	-7,5	-	-
5	0,996	-21,2	-	-
6	1,041	-5,3	-	-
7	1,019	-3,0	-	-
8	1,035	-2,4	-	-
9	1,039	-1,5	60,0	-23,6

A barra 1 foi utilizada como referência angular do sistema. Porém, os mesmos resultados contidos na Tabela 6 são obtidos independente da escolha da barra de referência, exceto os ângulos das tensões nas barras do sistema. A Tabela 7 reúne os valores dos ângulos das tensões nas barras do Sistema Teste 1, referente a escolha das barras 2, 5 e 9 como referência angular, sendo a primeira de geração e as duas ultimas de carga. Novamente, o ângulo da tensão da barra escolhida como referência foi mudado para 0°. As Figuras de 31 a 33 mostram a comparação dos três casos para os valores obtidos de magnitude de tensão nas barras, e geração de potência ativa e reativa das unidades geradoras, respectivamente. A Tabela 8 mostra a defasagem angular para cada caso de barra de referência escolhida.

Tabela 7 – Ângulo das barras do Sistema Teste 1 calculados pelo FPRS com relação a barra de referência escolhida

<i>Barra</i>	<i>Ângulo da tensão (°)</i>		
	<i>Barra de Referência</i>		
	<i>Barra 2</i>	<i>Barra 5</i>	<i>Barra 9</i>
1	-3,2	21,2	1,5
2	0,0	24,4	4,6
3	-2,7	21,7	1,9
4	-10,7	13,7	-6,0
5	-24,4	0,0	-19,8
6	-8,5	15,9	-3,9
7	-6,2	18,2	-1,6
8	-5,5	18,9	-0,9
9	-4,6	19,8	0,0

Tabela 8 – Abertura angular para o Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

Abertura Angular (°)				
Barras	Barra de Referência			
	Barra 1	Barra 2	Barra 5	Barra 9
1-2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
2-3	2,8	2,8	2,7	2,7
3-4	7,9	7,9	8	8
4-5	13,7	13,7	13,7	13,7
5-6	-15,9	-15,9	-15,9	-15,9
6-7	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3
7-8	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7
8-9	-0,9	-0,9	-0,9	-1

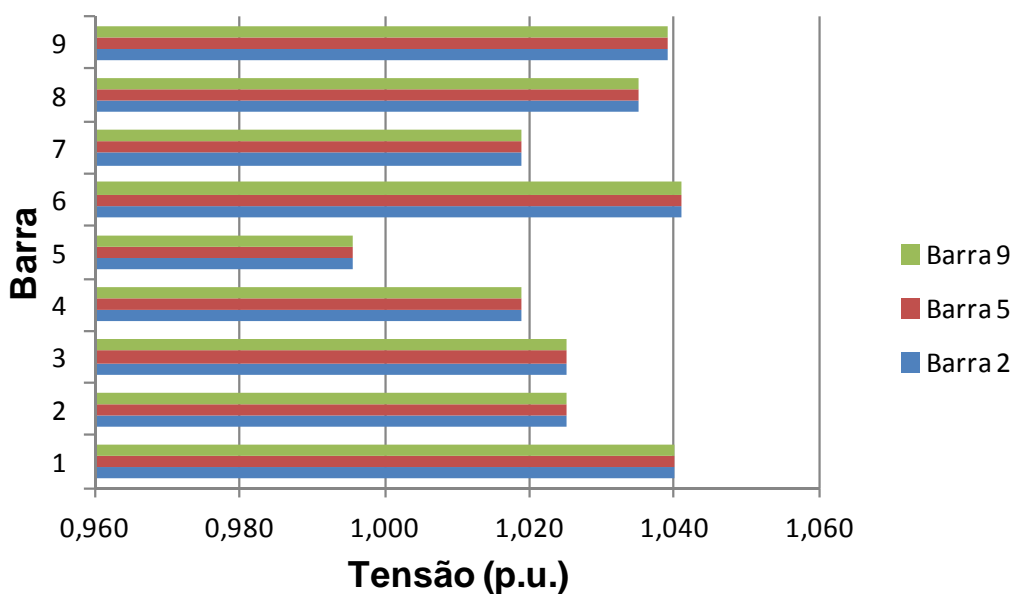


Figura 31 – Comparação da magnitude da tensão nas barras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

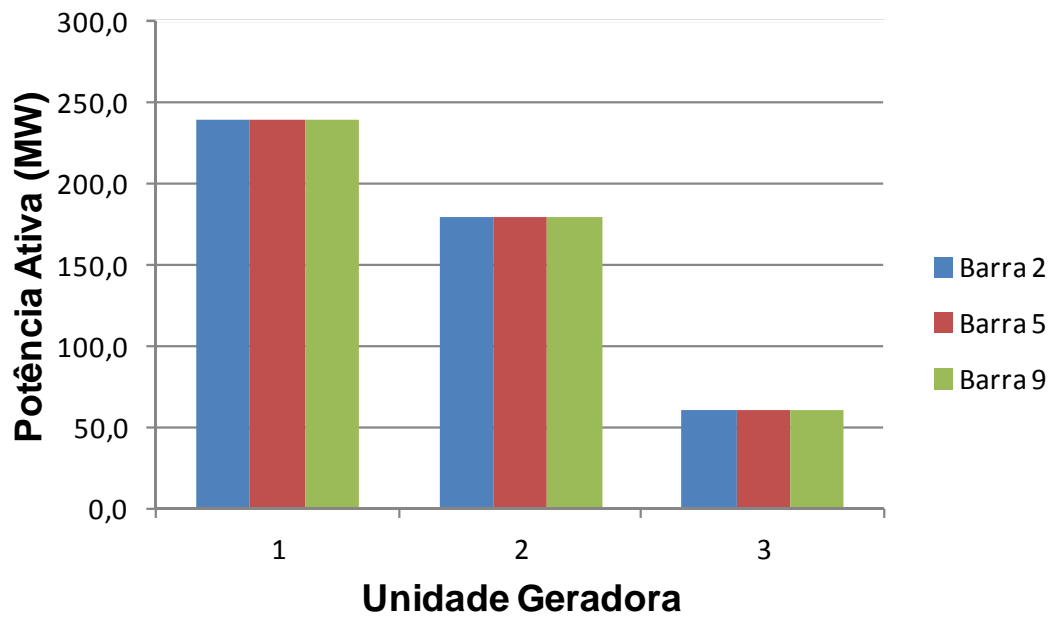


Figura 32 – Comparação da geração de potência ativa das unidades geradoras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

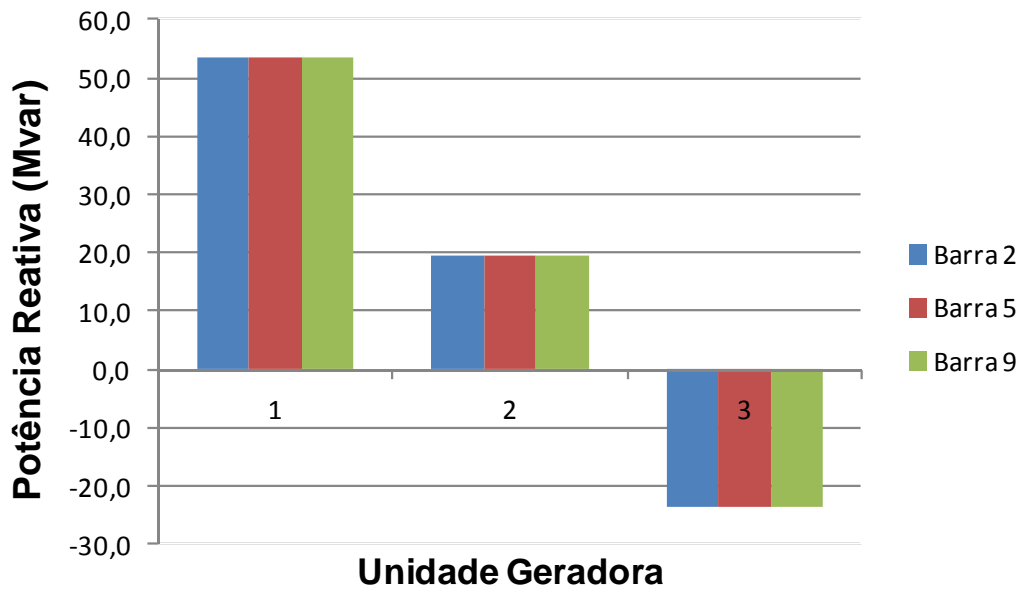


Figura 33 - Comparação da geração de potência reativa das unidades geradoras do Sistema Teste 1 para diferentes barras de referência

4.3 Sistema Teste 2

A Figura 34 mostra o diagrama unifilar do sistema de 6 barras, inicialmente proposto em (ALMEIDA, 2004), onde três unidades geradoras, conectadas nas barras 1, 2 e 6 suprem as cargas conectadas nas barras 4 e 5. Os valores de carga e geração, para o caso base, estão em destaque na Figura 34. Destaca-se que originalmente este sistema não possui perdas elétricas.

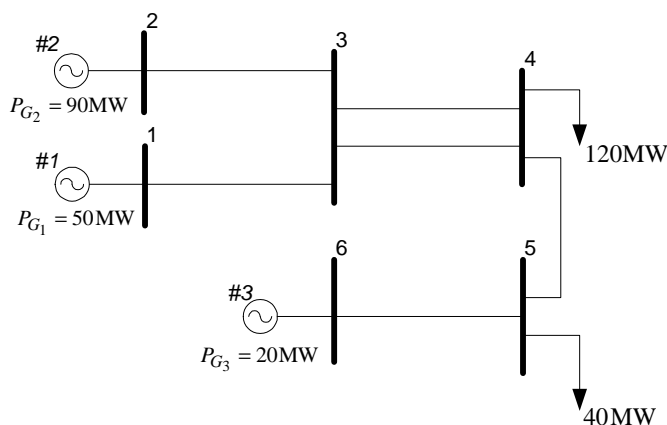


Figura 34 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 2

A solução do fluxo de potência convencional do sistema obteve convergência, e o estado final da rede é apresentado na Tabela 9. A tolerância utilizada foi de 10^{-4} p.u. para os resíduos de potência ativa e reativa e o método converge com 2 iterações. É importante destacar que as cargas do sistema foram modeladas como potência constante em todas as simulações apresentadas nesta seção.

Ao se utilizar o fluxo de potência com regulação primária, com o mesmo valor para a tolerância do fluxo de potência convencional, os mesmos valores contidos na Tabela 9 são obtidos. A convergência é atingida também com duas iterações e, como esperado, a frequência 60 Hz.

Tabela 9 – Resultado da análise do Fluxo de Potência Convencional para o Sistema Teste 2

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	Vθ	1,024	0,0	50,0	10,0
2	PV	1,021	-2,0	90,0	20,1
3	PQ	1,009	-5,6	0,0	0,0
4	PQ	1,000	-12,7	0,0	0,0

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>	<i>Geração Ativa (MW)</i>	<i>Geração Reativa (Mvar)</i>
5	PQ	1,000	-23,1	0,0	0,0
6	PV	1,004	-20,8	20,0	2,6

A Tabela 10 mostra as bases de potência de cada máquina do sistema, além do valor do estatismo do regulador de velocidade, tanto na base da máquina, quanto na base do sistema, usando para a conversão a equação (2.25).

Tabela 10 – Base de potência e estatismos das máquinas do Sistema Teste 2

<i>Máquina</i>	<i>Base de Potência (MVA)</i>	<i>Estatismo Na base da máquina</i>	<i>Estatismo Na base do sistema (100MVA)</i>
#1	100 (4x25)	0,05	0,05
#2	200 (8x25)	0,05	0,025
#3	50 (2x25)	0,05	0,1

Os fatores de participação das unidades geradoras do Sistema Teste 2 estão em destaque na Tabela 11. Esta tabela também mostra a participação em percentual de cada unidade nos desbalanços entre geração, cargas e perdas do sistema. As demais informações quanto ao sistema estão disponíveis no Apêndice C.3.

Tabela 11 – Fatores de Participação de cada unidade geradora do Sistema Teste 2

<i>Máquina</i>	<i>Fator de Participação</i>	<i>Participação em desbalanços entre geração e cargas e/ou perdas (%)</i>
#1	2	28,57
#2	4	57,14
#3	1	14,29

4.3.1 Primeira Avaliação

Nesta primeira avaliação foi realizado o aumento de 60 MW na carga conectada a Barra 4 e 30 MW na carga conectada na Barra 5.

4.3.1.1 Fluxo de Potência com Regulação Primária

No Fluxo de Potência com Regulação Primária esse evento de aumento de carga equivale a substituir no arquivo do caso base a nova carga de 180 MW conectada na barra 4 e

70 MW na barra 5. Para validação dos resultados obtidos pelo fluxo de potência proposto foi utilizado o programa ANATEM. Neste programa esse evento foi simulado no tempo de 1 segundo. O tempo total de simulação foi de 25 segundos.

A Tabela 12 mostra o resultado do primeiro teste para o Fluxo de Potência com Regulação Primária. A barra 1 foi usada como referência angular do sistema. O método convergiu com 4 iterações, e a frequência determinada para o estado da rede foi de 59,2286 Hz. Como o sistema não possui perdas, a nova frequência de operação também pode ser calculada através da equação (2.33), tal como uma forma de validar o resultado determinado pelo método proposto. Este cálculo está contido em (4.18).

Tabela 12 – Resultado para o FPRP para o evento proposto – Sistema Teste 2

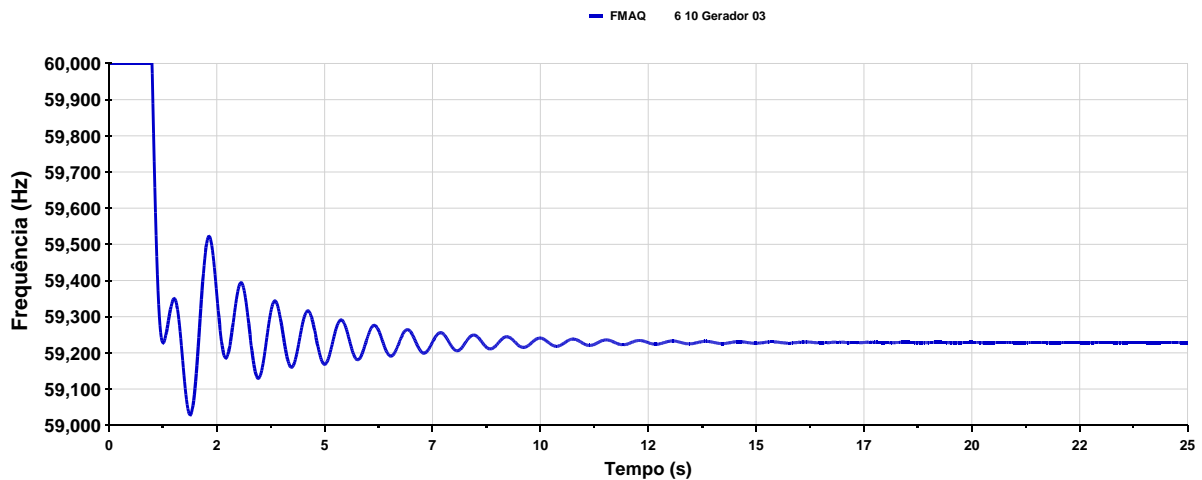
<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>	<i>Geração Ativa (MW)</i>	<i>Geração Reativa (Mvar)</i>
1	1,024	0,0	75,7	23,7
2	1,021	-3,0	141,4	54,0
3	0,989	-8,6	0,0	0,0
4	0,963	-20,4	0,0	0,0
5	0,984	-41,1	0,0	0,0
6	1,004	-37,3	32,9	11,4

$$f_{Hz} = 60 \cdot \left(1 - \frac{0,9}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,025} + \frac{1}{0,1}} \right) = 59,2286 \text{Hz} \quad (4.18)$$

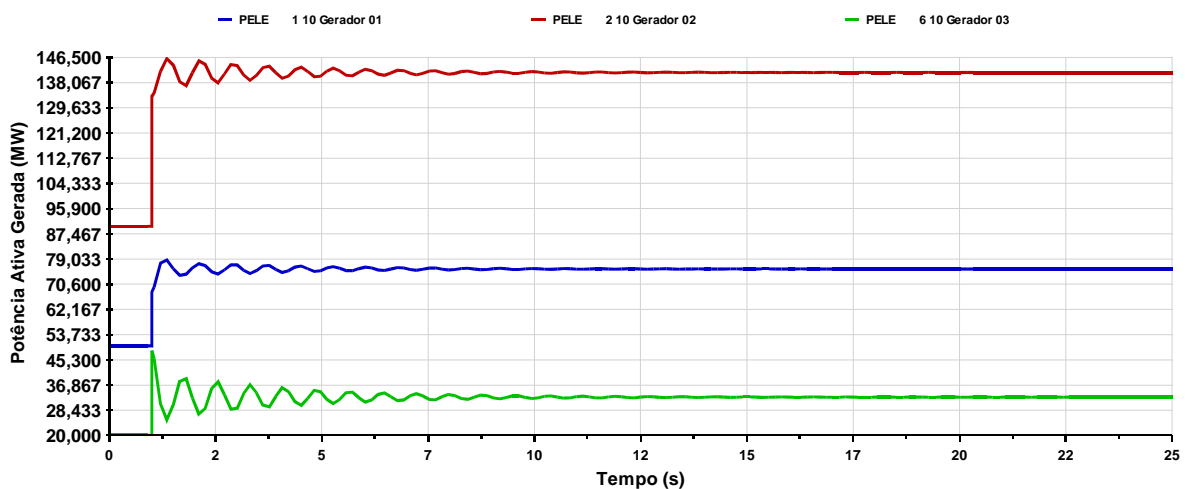
De acordo com as informações de estatismo do regulador de velocidade de cada máquina contidos na Tabela 10, o gerador conectado à barra 2 possui a maior participação nos eventos de aumento e diminuição de carga, mais especificamente em torno de 57,14 %. Os geradores conectados nas barras 1 e 6 participam com 28,57 % e 14,29 %, respectivamente.

Como os desvios de geração são para suprir exclusivamente à variação de 90 MW total de carga, a máquina #2 aumenta sua geração em $90\text{MW} \cdot 0,5714$ ou 51,4 MW, totalizando 141,4 MW, como mostra a Tabela 12. A mesma análise pode ser feita para as máquinas #1 e #3, que variam sua geração em $90\text{MW} \cdot 0,2857 = 25,7\text{MW}$ e $90\text{MW} \cdot 0,1429 = 12,9\text{MW}$, totalizando 75,7 MW para #1 e 32,9 MW para #3.

A Figura 35 mostra os resultados para a frequência na máquina conectada na barra 6 em (a) e as potências ativa geradas nas barras 1, 2 e 6 em (b) através do programa ANATEM. Novamente, (a) e (b) mostram que a metodologia proposta foi capaz de determinar o estado da rede próximo aos valores encontrados no ANATEM.



(a)



(b)

Figura 35 – Resultados para o evento no ANATEM: (a) Frequência na barra 6; (b) Potência ativa gerada nas barras 1, 2 e 6

De acordo com o Apêndice C.3, o ganho do regulador de tensão usado na simulação no programa ANATEM foi de 100. O uso deste valor de ganho introduziu um erro em regime permanente que desviou as tensões encontradas nas barras de geração (barras PV e V θ) através do ANATEM, como pode ser visto na Tabela 13, em comparação com a Tabela 12. Se os valores para a tensão nas barras de geração determinadas pelo ANATEM fossem

substituídos pelos valores no caso base para a solução do Fluxo de Potência com Regulação Primária, os mesmos valores da Tabela 13 são obtidos com o FPRP. Em outras palavras, se o efeito do regulador de tensão for considerado os resultados se aproximam.

Tabela 13 - Resultados para as tensões nas barras e potência reativa nas barras de geração com o programa ANATEM

Barra	Tensão no caso base (p.u.)	Tensão (p.u.)	Geração Reativa (Mvar)
1	1,024	1,0210	24,4
2	1,021	1,0177	54,4
3	1,009	0,9851	0,0
4	1,000	0,9594	0,0
5	1,000	0,9799	0,0
6	1,004	1,0016	11,5

4.3.1.2 Fluxo de Potência Ótimo

De acordo com o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2010), o esquema de alívio de carga por subfrequência deve ser dimensionado para garantir, após a sua atuação, que a frequência estabilize em 59,5 Hz, tanto para o Sistema Interligado Nacional, quanto para possíveis ilhas elétricas. Assim, o Fluxo de Potência para Minimização de Corte de Carga visará o estado da rede tal que a frequência atinja o valor mínimo especificado acima, ou seja, após o processo de otimização, a frequência deverá ser igual a 59,5 Hz.

Para a primeira avaliação, foi visto através da Figura 35 para o programa ANATEM e pelo Fluxo de Potência com Regulação Primária que após o evento que aumenta a carga conectada na barra 4 em 60 MW e 30 MW na carga da barra 5 faz com que a frequência estabilize em 59,2286 Hz. Assim, o uso do FPO neste caso é válido para determinar o estado da rede a partir do corte de carga mínimo capaz de trazer a frequência para 59,5 Hz.

Neste sentido, a modelagem para o FPO descrita na seção 3.7 foi utilizada para determinar o corte de carga mínimo para a frequência voltar a 59,5 Hz. Os custos escolhidos por MW de carga cortada nas barras 4 e 5 foram iguais a 1. Essa escolha tem o objetivo de calcular apenas o montante de corte de carga mínimo, sem avaliar os custos. Destaca-se que a utilização dos custos de corte de carga poderiam ser utilizados para priorizar o corte de carga em uma aplicação real.

A Tabela 14 mostra os resultados do FPO para este caso. O método convergiu com 32 iterações, e o valor da função objetivo foi de 31,67 MW. A análise da tabela mostra que foi necessário o corte de 45,24 % de carga na barra 5 para a frequência voltar a 59,5 Hz. A carga na barra 5 variou de 70 MW no caso base para 38,33 MW após a otimização. É importante notar que o valor da função objetivo é justamente o valor dessa variação de carga na barra 5, uma vez que foi a única barra determinada pelo FPO para o corte de carga.

Tabela 14 - Resultado do FPO para a primeira avaliação

Barra	Tensão		Geração		Carga
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)
1	1,0225	0,00	66,67	16,74	-
2	1,0194	-2,63	123,33	35,95	-
3	0,9983	-7,48	-	-	-
4	0,9840	-17,47	-	-	180,00
5	0,9976	-22,72	-	-	38,33
6	1,0031	-19,48	28,33	3,58	-

Este resultado pode ser validado através de um evento de variação de carga negativa através do programa ANATEM. Mantendo-se os eventos de aumento de carga de acordo com o item anterior, no instante de tempo de 30 segundos, foi aplicado o evento de variação de carga negativa sobre o mesmo percentual determinado pelo FPO. O tempo total de simulação escolhido foi de 45 segundos. A Figura 36 mostra que, no ANATEM, a frequência da máquina conectada a barra 6 estabilizou em 59,5 Hz. Este evento também pode ser avaliado através do Fluxo de Potência com Regulação Primária, substituindo no caso base, a carga de 70 MW de carga na barra 5 por 38,33 MW.

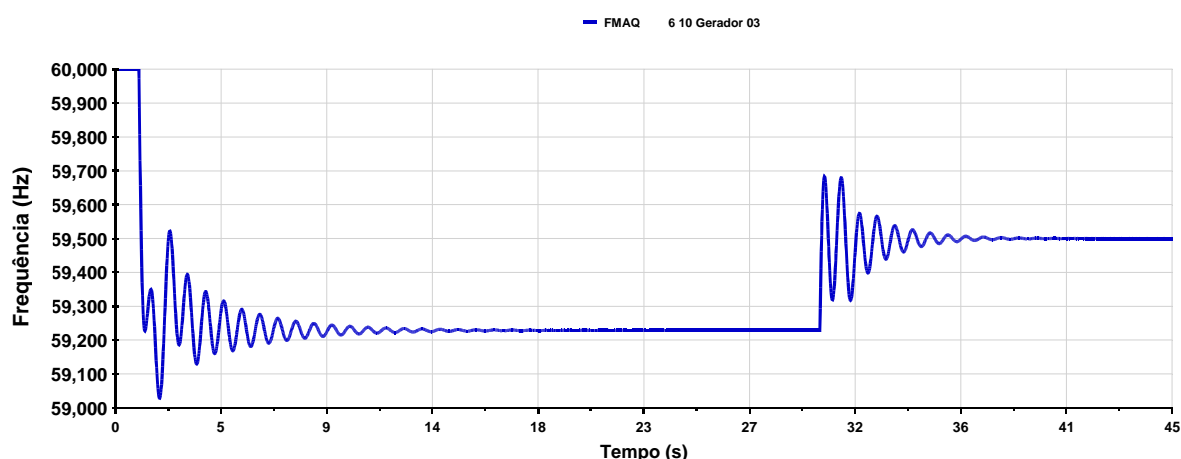


Figura 36 – Evolução da frequência do evento de corte de carga na barra 5 no programa ANATEM

As Figuras de 37 a 39 mostram a comparação das tensões nas 6 barras do sistema, potência ativa e reativa, respectivamente, encontradas pelo Fluxo de Potência Ótimo, Fluxo de Potência com Regulação Primária, e o programa ANATEM. A Figura 37 mostra que as tensões no último instante de simulação do ANATEM foram substituídas nos casos base usados pelo FPO e pelo Fluxo de Potência com Regulação Primária. Desta forma, todos os resultados ficaram bastante próximos.

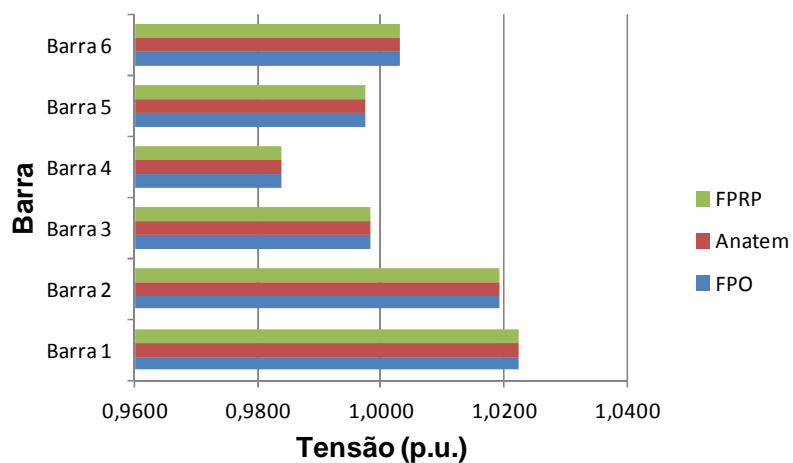


Figura 37 - Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 – primeira avaliação

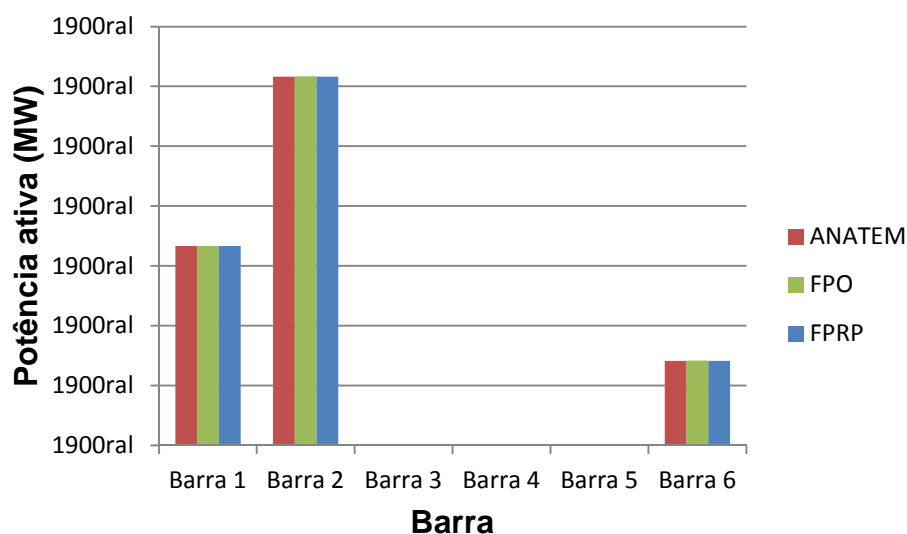


Figura 38 - Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 – primeira avaliação

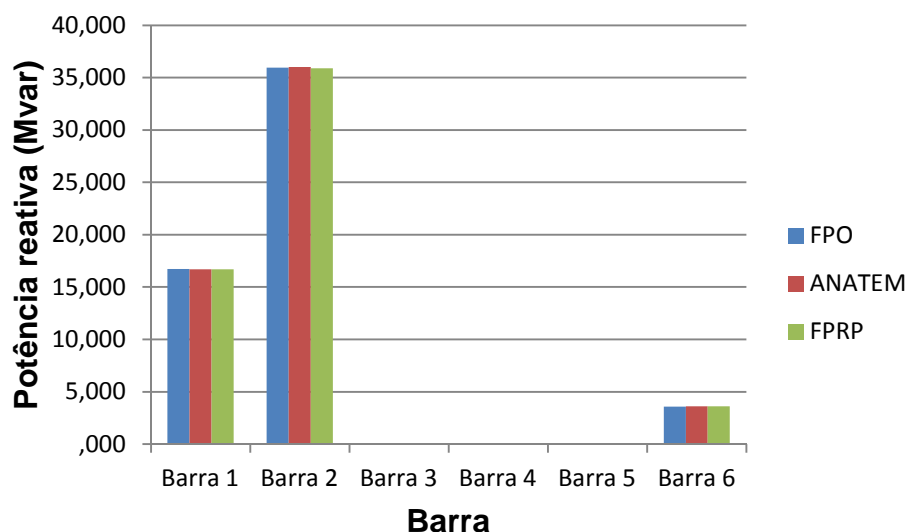


Figura 39 - Comparação das potências reativas geradas do Sistema Teste 2 – primeira avaliação

Espera-se, a um primeiro momento, que o FPO calcule, além do montante de carga mínimo que deve ser cortado para satisfazer as restrições de igualdade e desigualdade, a melhor região para este corte de carga acontecer. A Figura 40 mostra a variação de frequência determinada pelo ANATEM se, no instante de tempo igual a 30 segundos, o montante total de 38,33 MW de carga determinado pelo FPO para ser cortado na barra 5 for cortado na barra 4. Após o evento, a frequência estabiliza em 59,5 Hz.

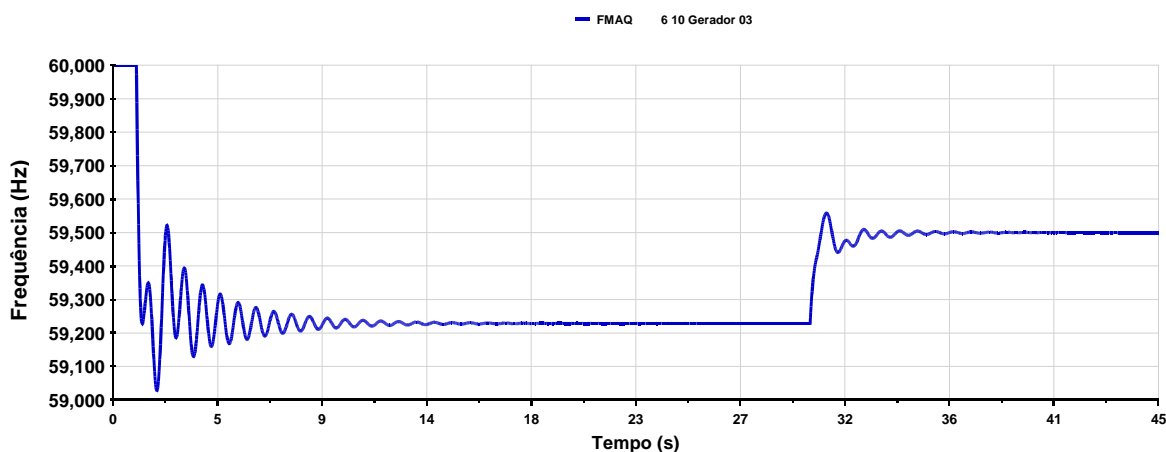


Figura 40 – Evolução da frequência do evento de corte de carga na barra 4 no programa ANATEM

Este mesmo resultado pode ser encontrado pelo FPO, se a barra 5 não participar mais do conjunto de barras candidatas ao corte de carga. Depois do processo de otimização, a função objetivo determina novamente que será preciso cortar 38,33 MW de carga na barra 4 para a frequência voltar ao valor de 59,5 Hz. A Tabela 15 mostra os demais resultados para este caso. Em comparação com a Tabela 14 as gerações de potência ativa convergiram com o mesmo resultado. Foi verificado que o perfil de tensão e a geração de potência reativa variaram de forma significativa, onde as tensões nas barras de carga ficaram mais baixas e ocorreu uma maior geração de potência reativa.

Tabela 15 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2- sem corte de carga na barra 5

Barra	Tensão		Geração		Carga
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)
1	1,0225	0,00	66,67	19,33	-
2	1,0194	-2,65	123,33	43,30	-
3	0,9933	-7,54	-	-	-
4	0,9707	-17,76	-	-	148,33
5	0,9816	-40,94	-	-	70,00
6	1,0031	-37,64	28,33	11,60	-

Neste caso, pode-se perceber que não houve diferença nos resultados obtidos pelo corte de carga na barra 4 e na barra 5. Isso quer dizer que o mesmo valor de carga rejeitada na barra 4 e na barra 5 são suficientes para elevar a frequência de operação do sistema para 59,5Hz. Isso ocorre porque, o sistema, no caso base, não possui resistência nas linhas de transmissão. Assim, mesmo com a mudança dos fluxos de potência nas linhas entre os dois casos não modifica a geração para suprir as remanescentes.

A Figura 41 apresenta o diagrama unifilar do sistema de 6 barras para demonstrar a inclusão de perdas no sistema através da resistência de 3 % na primeira linha entre as barras 3 e 4, 5 % na linha entre as barras 4 e 5 e na linha entre as barras 5 e 6.

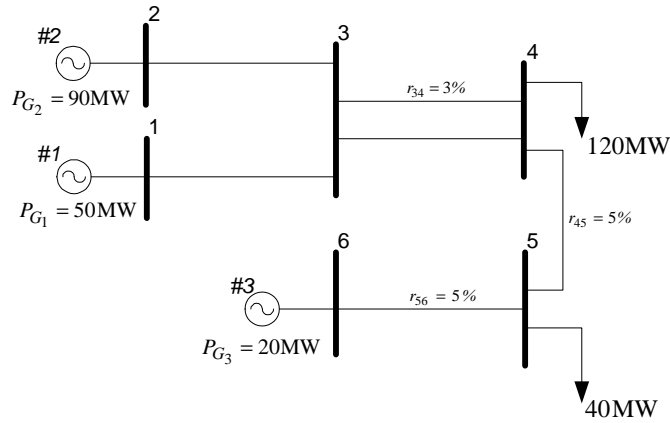


Figura 41 – Inclusão de perdas elétricas no Sistema Teste 2

O fluxo de potência convencional é convergente, e a Tabela 16 mostra o estado da rede após a convergência. Note que a geração na barra 1 mostra que a introdução dos valores de resistência nas linhas listadas anteriormente adicionou à rede o valor de perdas de potência ativa em 1,9 MW.

Tabela 16 – Estado da rede para o Sistema Teste 2

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	Vθ	1,033	0,0	51,9	9,8
2	PV	1,031	-2,22	90,0	19,6
3	PQ	1,019	-5,66	0,0	0,0
4	PQ	1,000	-12,82	0,0	0,0
5	PQ	1,000	-23,39	0,0	0,0
6	PV	1,016	-21,24	20,0	3,8

O mesmo teste de aumento de 60MW de carga na barra 4 e 30 MW na carga da barra 5 foi realizado no Fluxo de Potência com Regulação Primária e a Tabela 17 reúne o resultado tanto para a metodologia proposta quanto para o programa ANATEM. A tolerância usada neste caso foi de 10^{-7} p.u. e a metodologia proposta convergiu com 6 iterações.

No programa ANATEM, o evento foi simulado no instante igual a 1 segundo com duração total de simulação de 30 segundos. Tanto o programa ANATEM quanto a metodologia proposta obtiveram o mesmo resultado visto que as tensões das barras de geração

determinadas pelo ANATEM foram substituídas no caso base para o Fluxo de Potência com Regulação Primária. A frequência ao fim da simulação foi determinada em 59,1990 Hz para a metodologia proposta e 59,1989 Hz no ANATEM, como pode ser visto na Figura 42.

Tabela 17 – Estado da rede para o Sistema Teste 2 com a inclusão de perdas

Barra	Tensão (p.u.)	Geração		Carga (MW)
		Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	
1	1,0296	78,6	24,3	-
2	1,0268	143,4	54,9	-
3	0,9942	-	-	-
4	0,9522	-	-	180,0
5	0,9705	-	-	70,0
6	1,0125	33,4	13,8	-

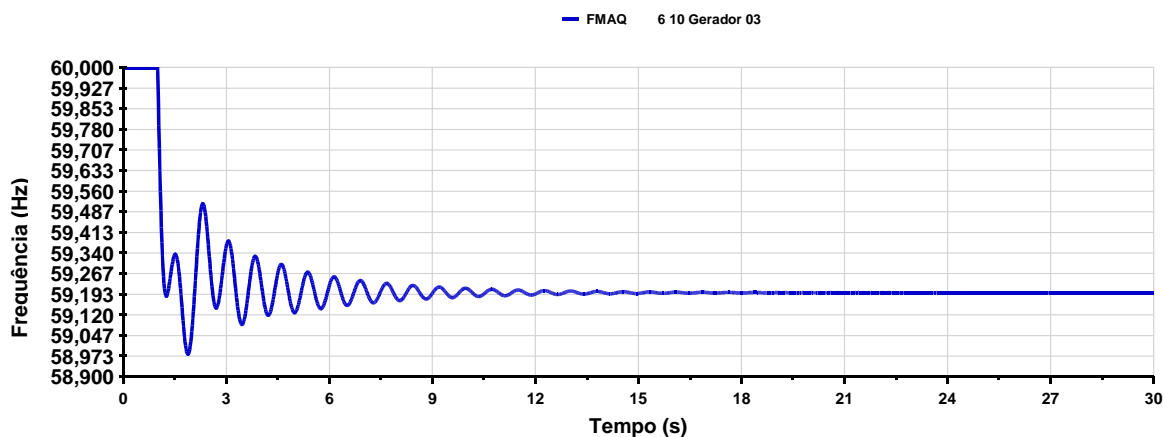


Figura 42 – Evolução da frequência na máquina conectada à barra 6 para o Sistema Teste 2 com perdas

A Tabela 18 mostra o resultado do FPO para o sistema da Figura 41 para determinar o montante de corte de carga necessário para elevar a frequência de operação do sistema para 59,50 Hz. Após 30 iterações, o processo de otimização do mínimo corte de carga determinou que é necessário o corte de 32,98 MW de rejeição de carga na barra 5 para que a rede opere em 59,5 Hz de frequência.

Tabela 18 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2

Barra	Tensão		Geração		Carga
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)
1	1,0312	0,00	68,57	16,60	-
2	1,0286	-2,81	123,33	35,68	-
3	1,0078	-7,58	-	-	-
4	0,9797	-17,59	-	-	180,00
5	0,9948	-22,47	-	-	37,02
6	1,0155	-19,37	28,33	4,15	-

Esta configuração de geração e carga foi simulada como uma forma de validação no programa ANATEM e no Fluxo de Potência com Regulação Primária. No primeiro, o evento foi realizado no instante de tempo igual a 30 segundos num período total de simulação de 45 segundos. No segundo, o valor da carga na barra 5 foi substituída pelo valor de 37,02 MW. A Figura 43 mostra que no ANATEM, a frequência após esse evento estabiliza em 59,4999 Hz, no Fluxo de Potência com Regulação Primária a frequência calculada foi de 59,5000 Hz.

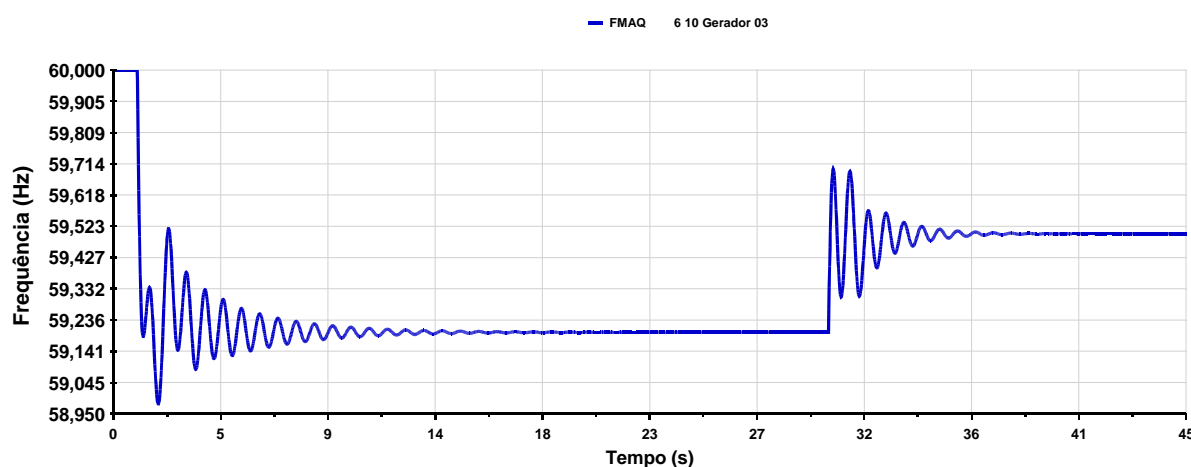


Figura 43 – Evolução da frequência para o Sistema Teste 2, para o corte de carga na barra 5 no ANATEM

As Figuras de 44 a 46 mostram a comparação dos resultados obtidos entre o Fluxo de Potência com Regulação Primária, FPO e ANATEM para o teste atual. Note que os resultados ficaram bastante próximos. Para isso, as tensões de convergência do ANATEM foram substituídos nas metodologias propostas, com a finalidade de comparar os resultados obtidos.

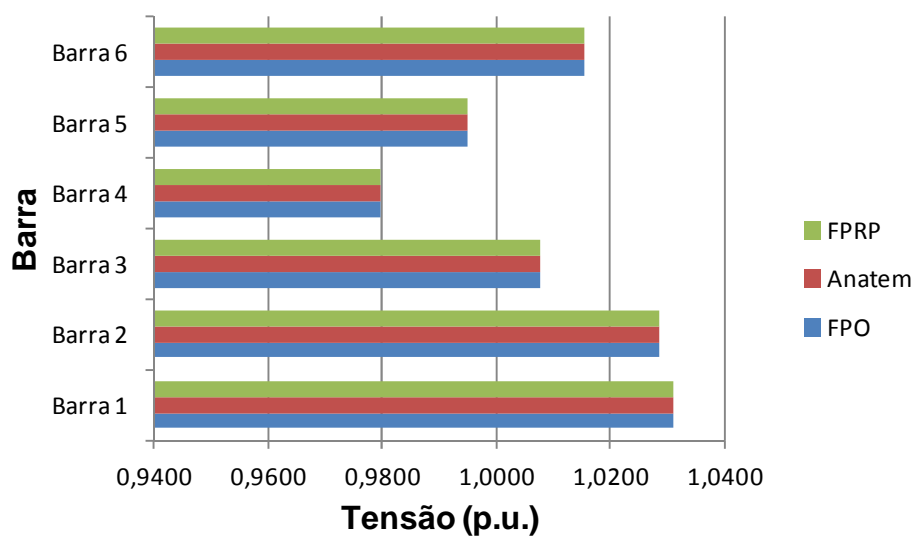


Figura 44 – Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 com perdas

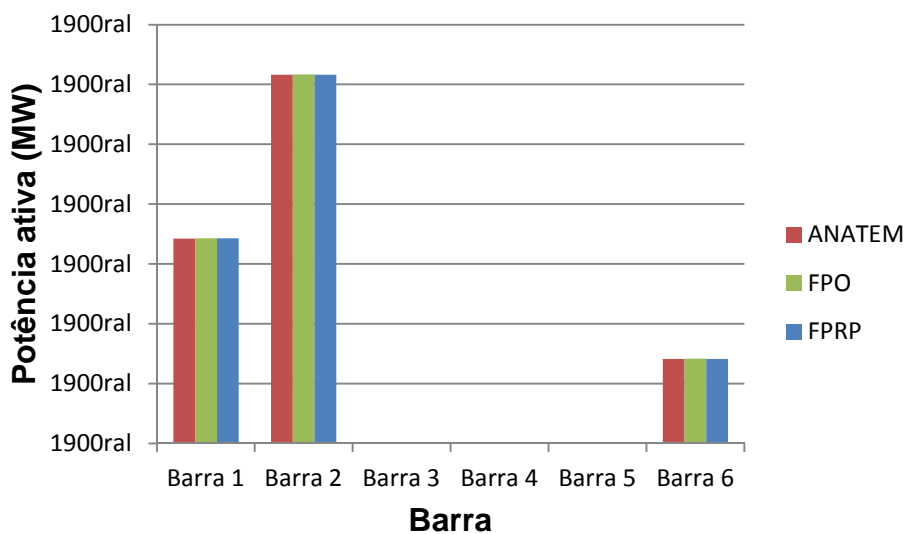


Figura 45 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com perdas

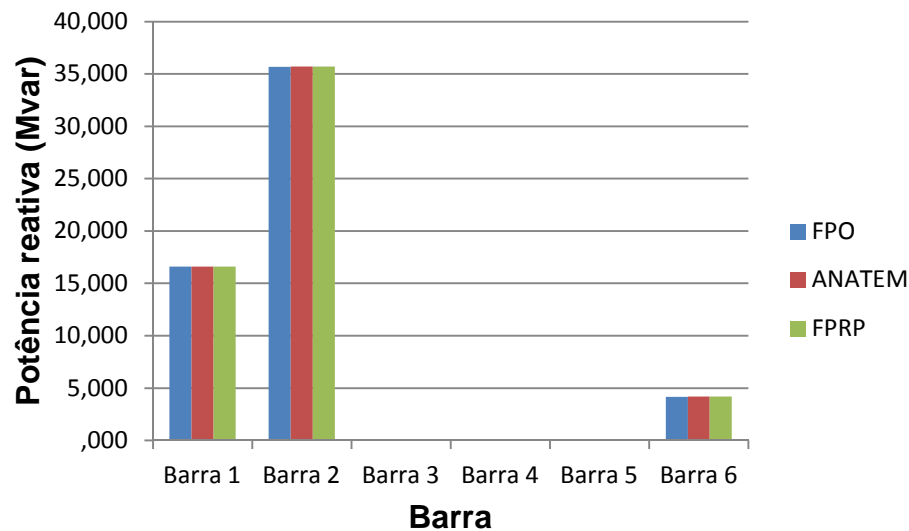


Figura 46 – Comparação das potências reativas geradas do Sistema Teste 2 com perdas

A Figura 47 mostra a evolução da frequência se, no ANATEM, o evento de corte de carga definida pelo FPO para a barra 5 for feita na barra 4, no mesmo valor, no instante de tempo de 25 segundos. A duração total de simulação foi de 45 segundos. No fim da simulação, a frequência estabilizou em 59,4899 Hz. Neste caso, pode-se perceber que houve a diminuição da frequência em se cortar o mesmo montante de carga definido pelo FPO em uma outra região. Porém, a variação foi pequena.

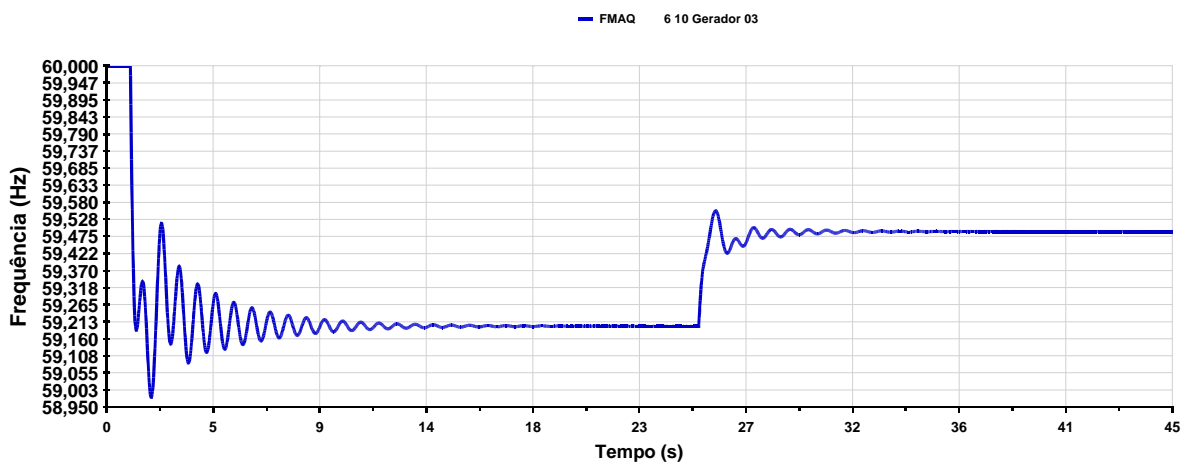


Figura 47 – Evolução da frequência para o Sistema Teste 2 com perdas - corte de carga na barra 4

A Figura 48 mostra o diagrama unifilar do sistema de 6 barras para mostrar a inclusão de perdas no sistema através da resistência de 5 % na primeira linha entre as barras 3 e 4, 12 % na linha entre as barras 4 e 5 e 5 % na linha entre as barras 5 e 6. Note que os valores

altos das resistência das linhas é apenas uma forma tutorial de mostrar a sensibilidade da variação da frequência com as perdas do sistema.

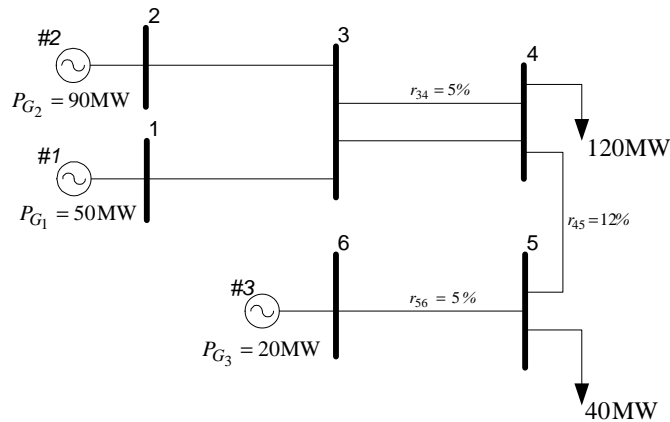


Figura 48 – Alteração dos valores de resistências no Sistema Teste 2

O estudo do fluxo de potência novamente é convergente e o estado da rede após a convergência está presente na Tabela 19. Note que neste caso, a inserção de resistência nas linhas em destaque na Figura 48 aumentou a geração da máquina conectada à barra 1 em 3,2 MW, necessária para suprir as perdas do sistema.

Tabela 19 – Estado da rede para o Sistema Teste 2 da Figura 48

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	Vθ	1,0377	0,0	53,2	9,4
2	PV	1,0356	-2,33	90,0	18,9
3	PQ	1,0247	-5,74	0,0	0,0
4	PQ	1,000	-12,98	0,0	0,0
5	PQ	1,000	-23,78	0,0	0,0
6	PV	1,0199	-21,69	20,0	5,5

A Tabela 20 mostra o resultado do Fluxo de Potência com Regulação Primária para o aumento de 60 MW de potência na carga conectada a barra 4 e 30 MW de potência na carga conectada a barra 5. O fluxo de potência convergiu com 8 iterações, a tolerância utilizada foi de 10^{-9} p.u. e a frequência de operação após a convergência foi de 59,1765 Hz.

Tabela 20 – Resultado para o FPRP para o aumento de carga nas barras 4 e 5 com novos valores de resistência

Barra	Tensão (p.u.)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Carga (MW)
1	1,034	80,6	24,1	-
2	1,032	144,9	54,5	-

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Geração Ativa (MW)</i>	<i>Geração Reativa (Mvar)</i>	<i>Carga (MW)</i>
3	1,000	-	-	-
4	0,948	-	-	180,0
5	0,966	-	-	70,0
6	1,015	33,7	17,4	-

No programa ANATEM, o mesmo evento de aumento de carga foi simulado no instante de 1 segundo, com duração total de 30 segundos de simulação. Os mesmos resultados contidos na Tabela 20 foram encontrados no ANATEM ao fim da simulação, e a frequência estabilizou em 59,1760 Hz. A Figura 49 mostra a evolução da frequência na máquina conectada na barra 6 no programa ANATEM.

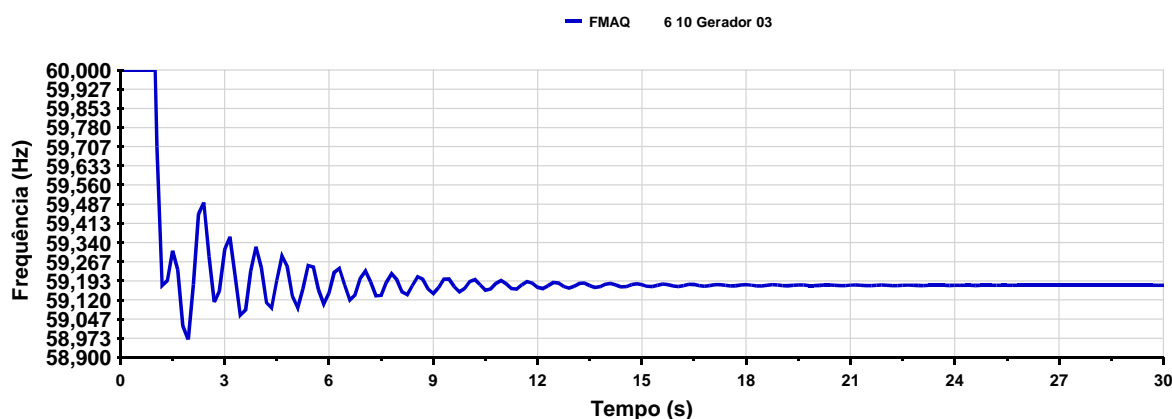


Figura 49 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência

A Tabela 21 mostra o resultado do FPO para o sistema da Figura 48 para determinar o montante de corte de carga necessário para elevar a frequência de operação do sistema para 59,50 Hz. Após 36 iterações, o processo de otimização do mínimo corte de carga determinou que é necessário o corte de 33,51 MW de carga na barra 5 para que a rede opere em 59,50 Hz de frequência.

No programa ANATEM, este evento foi simulado no instante de tempo de 25 segundos, e a duração total de simulação foi de 45 segundos. No Fluxo de Potência com Regulação Primária, a carga no caso base para a barra 5 foi substituída por 36,49 MW, e o valor para a frequência obtido foi de 59,5000 Hz. A Figura 50 mostra a variação da frequência no tempo no ANATEM para a máquina conectada na barra 6, e que a frequência, ao fim da simulação, estabilizou em 59,4999 Hz. As Figuras de 51 a 53 mostram a comparação dos resultados para o FPO, Fluxo de Potência com Regulação Primária e o ANATEM.

Tabela 21 – Resultado do FPO para o Sistema Teste 2 da Figura 48

Barra	Tensão		Geração		Carga
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)
1	1,0374	0,00	69,87	16,34	-
2	1,0353	-2,91	123,33	35,28	-
3	1,0149	-7,63	-	-	-
4	0,9783	-17,68	-	-	180,00
5	0,9971	-22,46	-	-	36,49
6	1,0198	-19,41	28,33	5,20	-

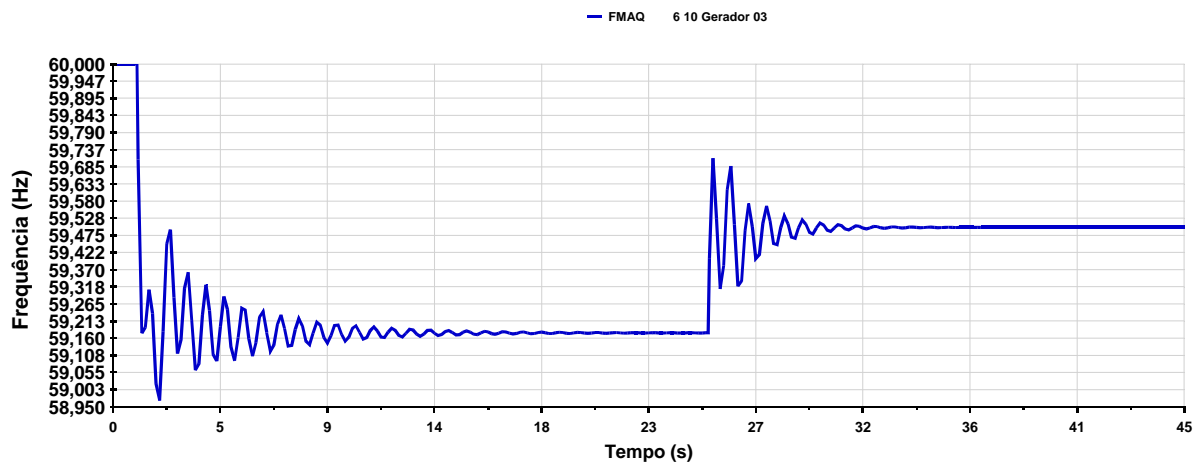


Figura 50 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência – corte de carga na barra 5

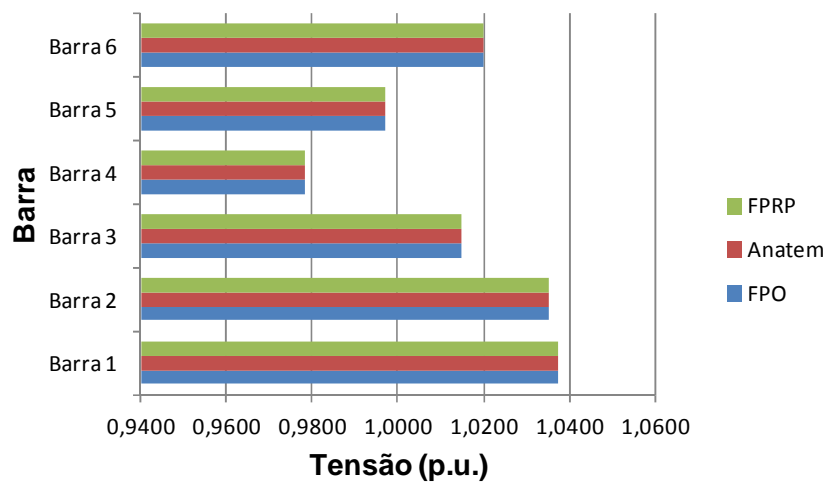


Figura 51 – Comparação entre as tensões das barras do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência

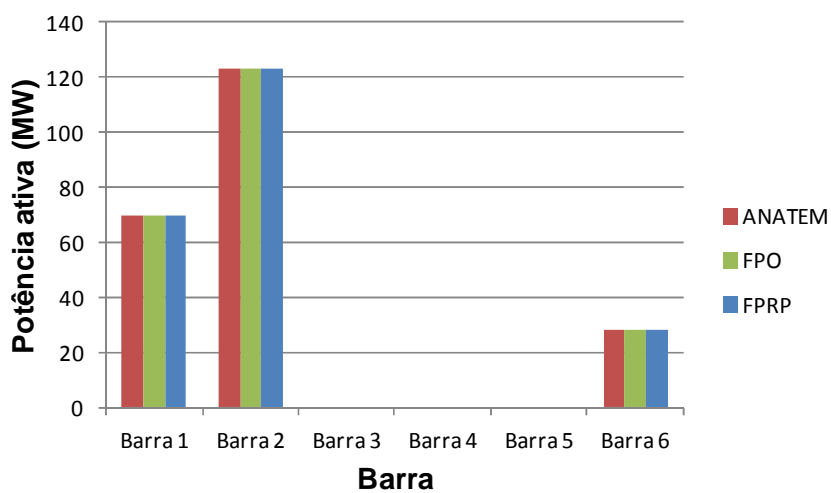


Figura 52 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência

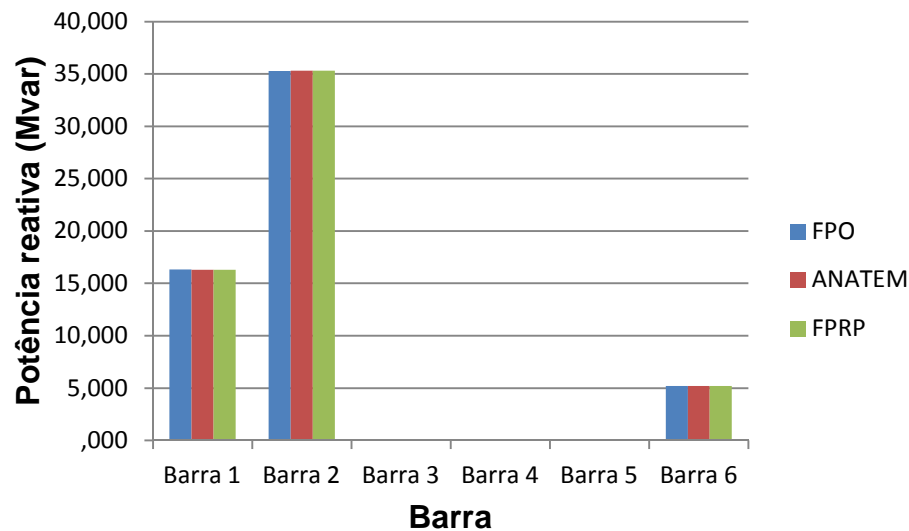


Figura 53 – Comparação das potências ativas geradas do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência

A Figura 54 mostra a evolução da frequência na máquina conectada na barra 6 no programa ANATEM quando, no instante de tempo igual a 25 segundos, o montante de corte de carga calculado pelo FPO para a barra 5 é cortada na barra 4. A frequência, ao fim da simulação, estabiliza em 59,4754 Hz. Note que neste caso, a variação da frequência para o corte de carga em outra barra foi expressiva. Em comparação com o teste anterior, pode-se perceber que a sensibilidade da variação da frequência quando o corte não é feito dentro da região determinada pelo FPO depende do montante de perdas do sistema.

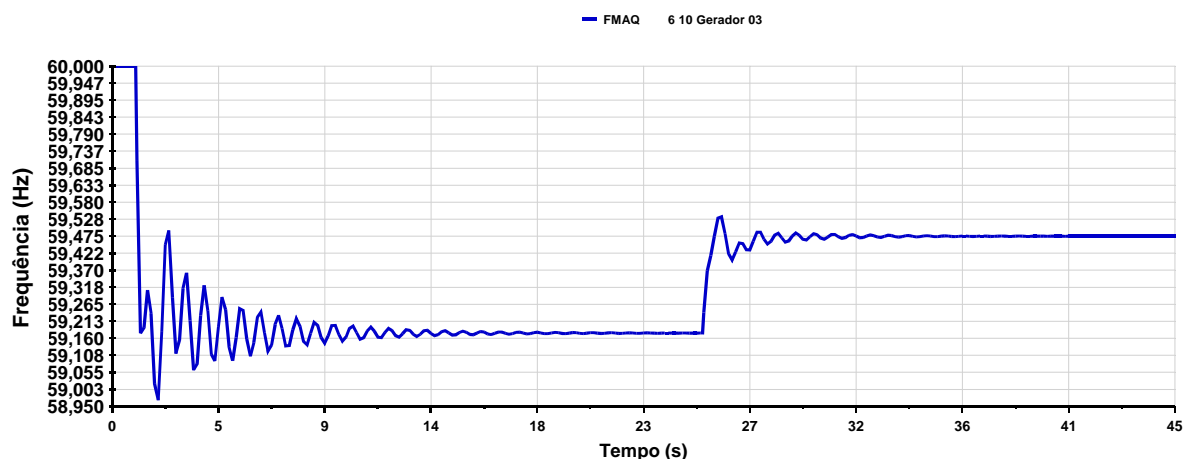


Figura 54 – Evolução da frequência na simulação do Sistema Teste 2 com novos valores de resistência – corte de carga na barra 4

Assim, a aplicação do FPO ao sistema de 6 barras mostrou que, além de calcular o montante ótimo de corte de carga necessário para, além das demais restrições de igualdade e

desigualdade, elevar a frequência até o limite inferior especificado, que neste caso, foi de 59,5 Hz, determina também a região onde esse corte será mínimo.

4.3.1.3 Fluxo de Potência com Regulação Secundária

Para o fluxo de potência com regulação secundária, o evento de aumento de carga aplicado ao sistema da Figura 34 representa a substituição no caso base da carga conectada na barra 4 de 120 MW para 180 MW e na barra 5, de 40 MW por 70 MW. A tolerância utilizada foi de 10^{-4} p.u. e o fluxo de potência proposto convergiu com 4 iterações e no programa ANAREDE (CEPEL, 2010b) o sistema convergiu com 6 iterações. A Tabela 22 mostra os resultados obtidos com os dois programas.

Tabela 22 - Resultados do FPRS e do programa ANAREDE para o Sistema Teste 2

Barra	Tensão		Geração	
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
1	1,0240	0,0	75,7	23,7
2	1,0210	-3,0	141,4	54,0
3	0,9887	-8,6	-	-
4	0,9634	-20,4	-	-
5	0,9835	-41,1	-	-
6	1,0040	-37,3	32,9	11,4

Estes resultados também podem ser validados com o uso dos fatores de participação em percentual mostrados na Tabela 11, uma vez que o sistema não possui perdas e a variação total de carga ΔP_L é de 90 MW. As equações de (4.19) a (4.21) calculam a variação de geração de potência de cada unidade em função da variação da carga e dos fatores de participação em percentual.

$$\Delta P_{G_1} = \Delta P_L \cdot FP_1 = 90 \cdot 0,2857 = 25,7 \text{ MW} \quad (4.19)$$

$$\Delta P_{G_2} = \Delta P_L \cdot FP_2 = 90 \cdot 0,5714 = 51,4 \text{ MW} \quad (4.20)$$

$$\Delta P_{G_3} = \Delta P_L \cdot FP_3 = 90 \cdot 0,1429 = 12,9 \text{ MW} \quad (4.21)$$

4.3.2 Segunda Avaliação

Como um segundo teste, propõe-se a redução de 100% da carga conectada na barra 4 do sistema de 6 barras da Figura 34.

4.3.2.1 Fluxo de Potência com Regulação Primária

O evento proposto como um segundo teste é realizado no Fluxo de Potência com Regulação Primária deixando nulo o campo de potência ativa e reativa da carga conectada na barra 4. No programa ANATEM, o evento é simulado no tempo de 1 segundo, durante a simulação total de 25 segundos.

A Tabela 23 mostra o resultado para o Fluxo de Potência com Regulação Primária. A barra 1 foi novamente escolhida para ser a referência angular do sistema. A tolerância para a convergência foi de 10^{-4} e o fluxo convergiu com 3 iterações. A frequência determinada para a condição operativa foi de 61,0286 Hz.

Tabela 23 – Resultado do FPRP para o evento de aumento de carga do Sistema Teste 2

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)
1	1,024	0,0	15,7	3,9
2	1,021	-0,9	21,4	6,2
3	1,017	-1,7	0,0	0,0
4	1,009	-3,6	0,0	0,0
5	0,994	-23,1	0,0	0,0
6	1,004	-22,7	2,9	4,8

A Figura 55 mostra a evolução da frequência na máquina conectada na barra 6 durante a simulação do evento de redução de carga no programa ANATEM. Em regime permanente, a frequência estabiliza em 61,0286Hz, a mesma encontrada pelo Fluxo de Potência com Regulação Primária. Essa frequência também pode ser validada usando (2.33), uma vez que a variação total de carga neste evento é de 120MW, como mostra (4.22).

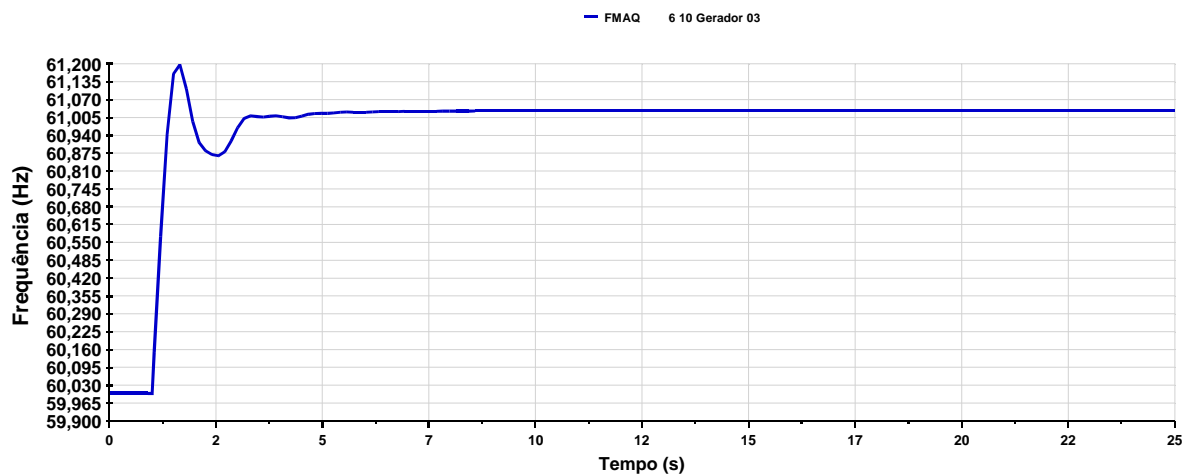


Figura 55 - Resultados para o evento de redução de carga: frequência na barra 6

$$f_{Hz} = 60 \cdot \left(1 + \frac{1,2}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,025} + \frac{1}{0,1}} \right) = 61,0286\text{Hz} \quad (4.22)$$

A Figura 56 mostra a variação de potência ativa gerada durante a simulação no programa ANATEM antes e depois do evento de redução de carga. Em regime permanente, o gráfico mostra que a geração em #1 estabiliza em 15,71 MW, #2 em 21,43 MW e #3 em 2,86 MW.

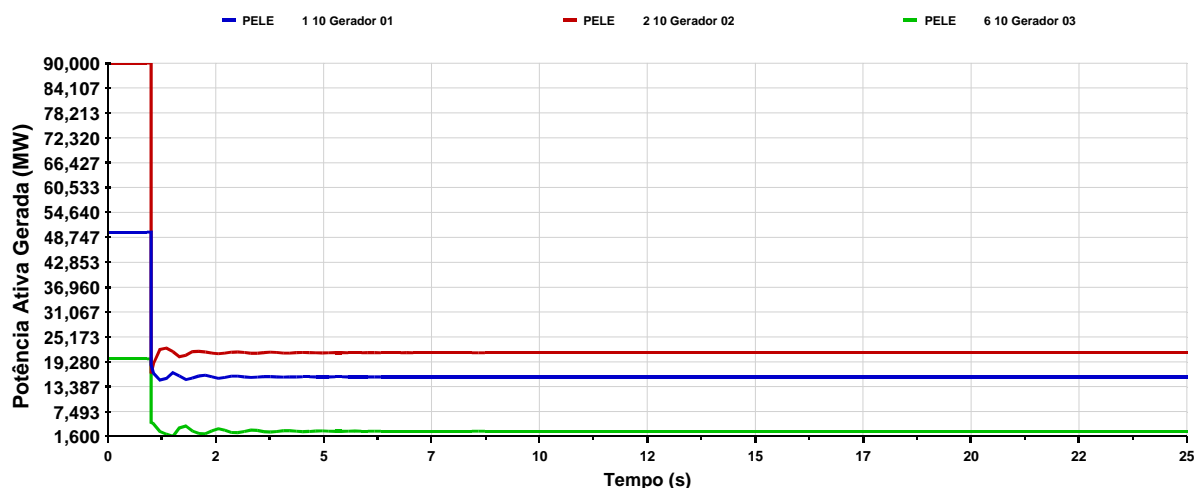


Figura 56 - Resultados para o evento de redução de carga: potência ativa gerada nas barras 1, 2 e 6

Foi discutido na seção anterior que o valor de estatismo do regulador de velocidade da máquina #2 define a maior porcentagem nas participações de desbalanço entre carga e

geração. Ou seja, a máquina #2 irá assumir a maior parte da geração para suprir um súbito aumento de carga no sistema, assim como irá reduzir mais sua geração numa situação de desligamento súbito de carga. Assim, sendo de 120 MW a variação de carga no evento proposto, #2 irá diminuir sua geração em $120\text{MW} \cdot 0,5714 = 68,5\text{MW}$, gerando 21,4 MW em regime permanente. A mesma análise pode ser feita para as máquinas #1 e #3, que irão diminuir, após o desligamento da carga, $120\text{MW} \cdot 0,2857 = 34,3\text{MW}$ e $120\text{MW} \cdot 0,1429 = 17,1\text{MW}$, assumindo, em regime permanente, 15,7 MW e 2,9 MW, respectivamente.

4.3.2.2 Fluxo de Potência com Regulação Secundária

Para o fluxo de potência com regulação secundária, o evento da redução de carga deixa nulo o campo de potência ativa e reativa da carga conectada na barra 4 e a carga conectada na barra 5 se mantém correspondente ao valor no caso base. A barra 1 foi escolhida como referência angular do sistema. A tolerância utilizada foi de 10^{-4} e o fluxo de potência proposto convergiu com 3 iterações e no programa ANAREDE o sistema convergiu com 6 iterações.

A Tabela 24 mostra os resultados para o Fluxo de Potência com Regulação Secundária e o programa ANAREDE. A metodologia proposta determinou o mesmo resultado em comparação com o programa ANAREDE.

Tabela 24 - Resultados para o FPRS e o programa ANAREDE para o Sistema Teste 2 para o evento de redução de carga

Barra	Tensão		Geração	
	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
1	1,0240	0,0	38,6	6,3
2	1,0210	-1,7	67,1	11,1
3	1,0144	-4,3	-	-
4	1,0087	-9,6	-	-
5	1,0030	-2,3	-	-
6	1,0040	-0,7	14,3	0,7

Estes resultados também podem ser validados com o uso dos fatores de participação em percentual mostrados na Tabela 11, uma vez que o sistema não possui perdas e a variação total de carga ΔP_L é de 90 MW. As equações de (4.23) a (4.25) calculam a variação de

geração de potência de cada unidade em função da variação da carga e dos fatores de participação em percentual.

$$\Delta P_{G_1} = \Delta P_L \cdot FP_1 = 40 \cdot 0,2857 = 11,4 \text{ MW} \quad (4.23)$$

$$\Delta P_{G_2} = \Delta P_L \cdot FP_2 = 40 \cdot 0,5714 = 22,9 \text{ MW} \quad (4.24)$$

$$\Delta P_{G_3} = \Delta P_L \cdot FP_3 = 40 \cdot 0,1429 = 5,7 \text{ MW} \quad (4.25)$$

4.4 Sistema Teste 3

A Figura 57 mostra o diagrama unifilar do sistema de 11 barras. Esse sistema possui 4 barras de geração, compreendendo as barras 1, 2, 3 e 4. Nas barras 7 e 9 estão conectadas duas cargas, cujos valores estão contidos na Tabela 25. O sistema é dividido em duas áreas, como pode ser visto pela Figura 57. As duas áreas estão ligadas por duas linhas de transmissão entre as barras 8 e 9.

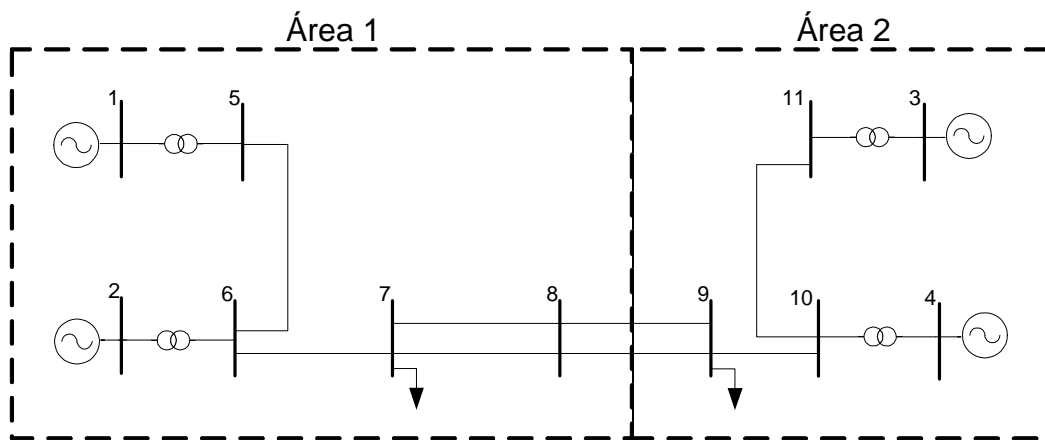


Figura 57 – Diagrama unifilar do Sistema Teste 3

Tabela 25 - Dados de geração e carga para o Sistema Teste 3

Barra/ Área	Geração		Carga	
	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
1 / 1	700,0	185,0	-	-
2 / 1	700,0	234,6	-	-
3 / 2	719,1	176,0	-	-
4 / 2	700,0	202,0	-	-
7 / 1	-	-	967,0	100,0
9 / 2	-	-	1767,0	100,0

Tabela 26 - Dados das máquinas do Sistema Teste 3

Máquina/Barra	Estatismo (Base da Máquina)	Base da Máquina (MVA)	Estatismo (Base do Sistema)
<i>1/1</i>	<i>0,05</i>	<i>1200,0</i>	<i>0,004167</i>
<i>2/2</i>	<i>0,05</i>	<i>900,0</i>	<i>0,005556</i>
<i>3/3</i>	<i>0,05</i>	<i>900,0</i>	<i>0,005556</i>
<i>4/4</i>	<i>0,05</i>	<i>350,0</i>	<i>0,0142857</i>

A Tabela 27 mostra a soma total de geração de potência ativa e carga em potência ativa para cada área em destaque na Figura 57. Para a área 1, a geração total no caso base é maior que a carga, e para a área 2, a geração é menor que a carga consumida. Portanto, em condições normais de operação, a área 1 fornece energia para complementar o suprimento de energia à carga na área 2.

Tabela 27 – Geração de potência ativa e carga total para cada área do Sistema Teste 3

Área	Geração total (MW)	Carga (MW)
<i>1 (azul)</i>	<i>1400,0</i>	<i>967,0</i>
<i>2 (verde)</i>	<i>1419,1</i>	<i>1767,0</i>

Quando há o desligamento das linhas conectadas entre as barras 8 e 9, as duas áreas do sistema operam de forma ilhada. Este evento foi simulado no programa ANATEM no instante de 1 segundo num período total de 30 segundos de simulação. A Figura 58 mostra a evolução da frequência das máquinas conectadas nas barras 1 e 3. A modelagem usada para as cargas neste caso foi de impedância constante.

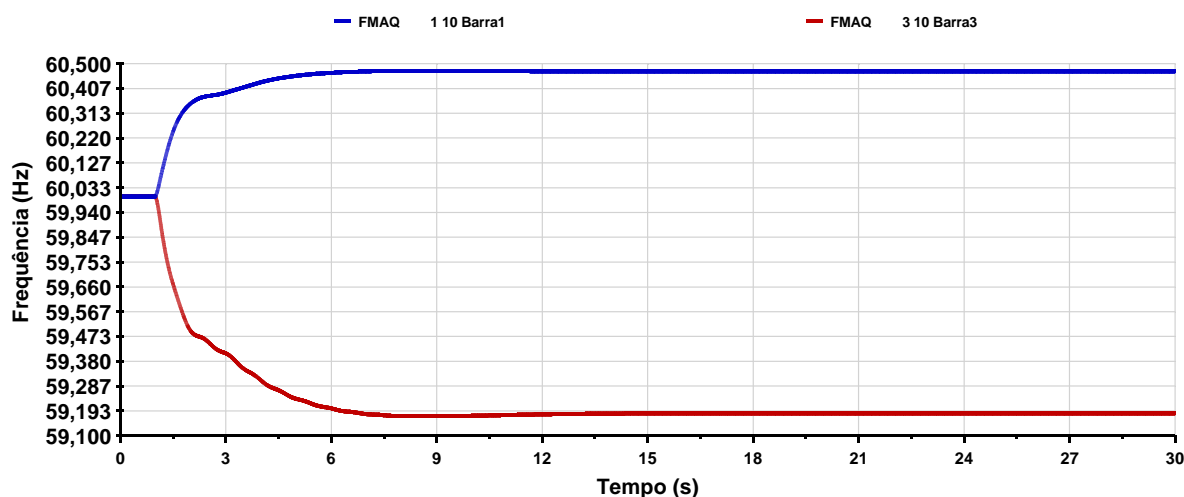


Figura 58 – Evolução da frequência medida nas máquinas conectadas as barras 1 e 3 após a abertura das linhas entre as barras 8 e 9 no ANATEM

Quando as áreas do sistema operam de forma independente, a área 1 deixa de auxiliar o suprimento da carga na área 2. Como o estado operativo da área 2 imediatamente pós-distúrbio caracteriza situação de falta de geração suficiente para suprir a carga do subsistema, as máquinas irão desacelerar como uma resposta ao suprimento das cargas através da energia cinética das massas girantes. Portanto, em regime permanente, a frequência na máquina 3 estabilizou em um valor menor que a frequência nominal, em 59,1838 Hz.

Com relação a área 1, o estado operativo imediatamente pós-distúrbio caracteriza o caso de geração em montante superior com relação à carga. Neste caso, a resposta inercial das máquinas neste área corresponde à aceleração de giro dos rotores devido ao excesso de energia cinética no início da operação isolada. A Figura 58 mostra, assim, que a frequência na máquina 1, em regime permanente, estabiliza em um valor de frequência superior ao seu valor nominal, ou seja, em 60,4707 Hz. A Tabela 28 mostra o estado da rede após a simulação no ANATEM no instante de 32 segundos.

Tabela 28 – Resultados para o Sistema Teste 3 no instante de 30 segundos no programa ANATEM

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Geração (MW)</i>	<i>Geração (Mvar)</i>	<i>Carga (MW)</i>	<i>Carga (Mvar)</i>
01	1,0300	511,7	80,2	-	-
02	1,0100	558,8	51,2	-	-
03	1,0298	964,0	296,2	-	-
04	1,0091	795,2	320,4	-	-
05	1,0205	-	-	-	-

Barra	Tensão (p.u.)	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
06	1,0058	-	-	-	-
07	1,0028	-	-	1053,0	108,9
08	1,0136	-	-	-	-
09	0,9536	-	-	1702,8	96,4
10	0,9652	-	-	-	-
11	0,9942	-	-	-	-

No Fluxo de Potência com Regulação Primária, a determinação do estado da rede em regime permanente após a abertura das linhas conectadas entre as barras 8 e 9 foi realizada através da metodologia apresentada na seção 3.5 para a solução simultânea de ilhas elétricas. Para a área 1, a barra 1 foi utilizada como referência angular e para a área 2, a barra 3 foi utilizada como referência angular. A tolerância usada foi de 10^{-4} , e o sistema convergiu com 4 iterações.

A Tabela 29 mostra os resultados para a área 1. A frequência de operação determinada pela metodologia proposta foi de 60,4707 Hz. Em comparação com a Tabela 28, pode-se perceber que a metodologia proposta foi capaz de capturar os desvios de frequência e geração de potência ativa de forma bastante aproximada com o programa ANATEM.

Tabela 29 – Resultado para o Fluxo de Potência com Regulação Primária para o área 1 após o evento

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
1	1,030	20,3	511,7	80,6	-	-
2	1,010	13,8	558,8	51,4	-	-
5	1,0204	15,7	-	-	-	-
6	1,0057	8,5	-	-	-	-
7	1,0038	2,5	-	-	1052,9	108,9
8	1,0135	2,4	-	-	-	-

A Tabela 30 mostra os resultados obtidos pela metodologia proposta para a área 2, onde foi determinado ao fim do processo iterativo o valor de frequência em concordância com o ponto de operação obtido de 59,1819 Hz. Neste caso, os valores obtidos também ficaram bastante próximos aos valores encontrados pelo ANATEM.

Tabela 30 – Resultado para o Fluxo de Potência com Regulação Primária para o área 2 após o evento

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
3	1,0298	-6,8	964,5	296,7	-	-

4	1,0091	-22,4	795,4	321,2	-	-
9	0,9533	-41,0	-	-	1703,5	96,4
10	0,9650	-30,2	-	-	-	-
11	0,9941	-15,8	-	-	-	-

4.5 Sistema Teste 4

Esta seção irá apresentar as metodologias propostas do Fluxo de Potência com Regulação Primária associado ao Fluxo de Potência Ótimo com o objetivo de minimizar o montante de corte de carga aplicadas ao sistema de médio porte, na situação em que a variação de carga é tal que a frequência em regime permanente determinada pelo ganho dos reguladores de velocidade ocorre abaixo dos limites de operação normal.

A Figura 59 mostra a topologia do Sistema *New England* que será utilizado nessa seção. O sistema possui 10 barras de geração, onde as máquinas conectadas em cada barra foram modeladas como um gerador síncrono, com base de potência de 1000 MVA e regulador com queda de velocidade com ganho de 5 %. Na base do sistema, todas as máquinas terão estatismo de 0,5 %, conforme (2.25).

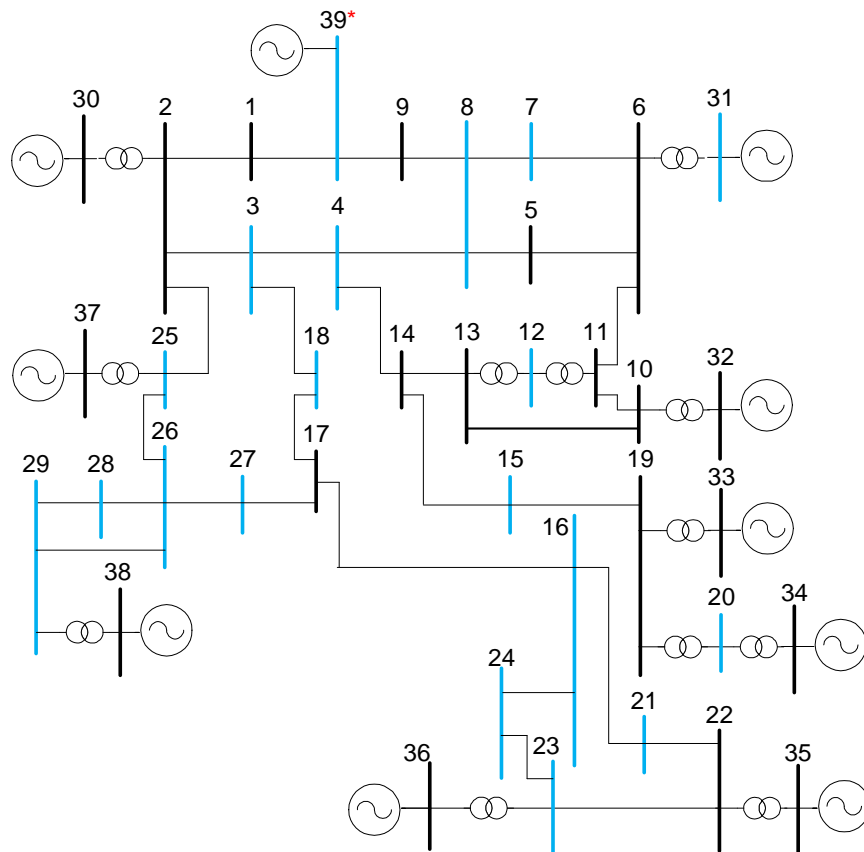


Figura 59 - Diagrama unifilar do Sistema New England de 39 barras

A Tabela 31 mostra a geração de potência ativa e reativa no caso base, além dos fatores de participação de cada gerador, calculados a partir dos despachos no caso base, de acordo com a equação (4.4).

Tabela 31 – Geração de Potência Ativa e Reativa no caso base para o Sistema Teste 4

Barra	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Fatores de Participação
30	250,0	146,3	4,04
31	573,2	207,1	9,26
32	650,0	205,3	10,50
33	632,0	108,6	10,20
34	508,0	166,5	8,20
35	650,0	209,3	10,50
36	560,0	102,1	9,04
37	540,0	0,4	8,72
38	830,0	23,0	13,40
39	1000,0	87,4	16,15

A Tabela 32 mostra a potência ativa e reativa demandada nas barras de carga no caso base. Os demais dados referente ao sistema estão no Apêndice C.5.

Tabela 32 – Dados de carga do Sistema Teste 4

Barra	Carga (MW)	Carga (Mvar)
3	322,0	2,4
4	500,0	184,0
7	233,8	84,0
8	522,0	176,0
12	8,5	88,0
15	320,0	153,0
16	329,4	32,3
18	158,0	30,0
20	680,0	103,0
21	274,0	115,0
23	247,5	84,6
24	308,6	-92,2
25	224,0	47,2
26	139,0	17,0
27	281,0	75,5
28	206,0	27,6
29	283,5	26,9
31	9,2	4,6
39	1104,0	250,0

4.5.1 Resultados para o Fluxo de Potência com Regulação Primária

No Fluxo de Potência com Regulação Primária optou-se pelo aumento de 100 % das cargas conectadas nas barras 4, 8, 20 e 39, como uma forma de desviar a frequência de operação para abaixo do limite adotado de 59,5 Hz. Estes valores são necessários para o uso do fluxo de potência ótimo para minimização do corte de carga, conforme proposto na seção 3.7. A Tabela 33 mostra os novos valores da parte ativa e reativa das cargas participantes do evento de aumento de carga. Destaca-se que o fator de potência foi mantido constante.

Tabela 33 – Novos dados de carga do Sistema Teste 4 – Aumento de 100 %

Barra	Carga (MW)	Carga (Mvar)
4	1000	386,0
8	1044,0	352,0
20	1360,0	206,0
39	2208,0	500,0

A tolerância de convergência adotada foi de 10^{-6} p.u. e o fluxo de potência com regulação primária convergiu após 9 iterações. As cargas do sistema foram modeladas como potência constante. A barra 39 foi a escolhida para ser a referência angular para o sistema. A

frequência determinada pelo fluxo de potência proposto ao final do processo iterativo foi de 59,1203 Hz. A Tabela 34 mostra a geração de potência ativa e reativa determinada pela metodologia após o aumento de carga.

Tabela 34 – Geração de Potência Ativa e Reativa após o evento

Barra	Geração (MW)	Geração (Mvar)
30	543,2	452,3
31	866,4	590,3
32	943,2	578,5
33	925,2	343,8
34	801,2	364,1
35	943,2	463,6
36	853,2	282,1
37	833,2	142,4
38	1123,2	206,7
39	1293,2	824,9

A Figura 60 mostra a diferença entre as gerações antes e após o evento. Essa figura mostra que a diferença entre a potência ativa gerada antes e depois do evento analisado é a mesma para todas as barras de geração. Isso ocorre porque o estatismo do regulador de velocidade de cada máquina é o mesmo, tanto na própria base quanto na base do sistema. Além disso, a variação de frequência foi pequena para uma grande variação de geração, 293,2 MW para cada máquina para um desvio total de 0,8797 Hz. Isso ocorreu porque o estatismo na base do sistema é pequeno (0,005 p.u.). Assim, sob este valor, a variação de carga sentida pelos reguladores deve ser grande para sofrer grandes desvios de frequência.

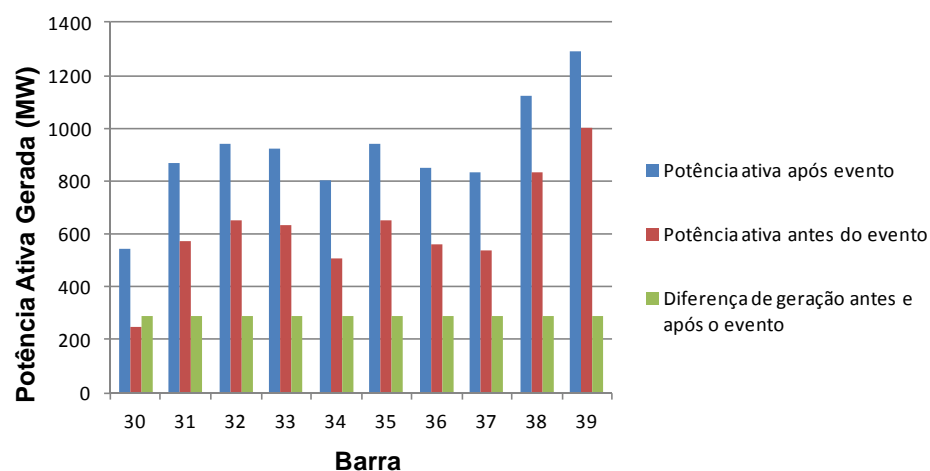


Figura 60 – Comparação entre as potências ativas geradas após o evento – Sistema Teste 4

No programa ANATEM este mesmo evento foi simulado no instante de 1 segundo num período de simulação total de 20 segundos. A Figura 61 mostra a evolução no tempo da frequência da máquina conectada na barra 39. Com este resultado é possível verificar que a frequência atingiu o 59,1203 Hz em regime permanente.

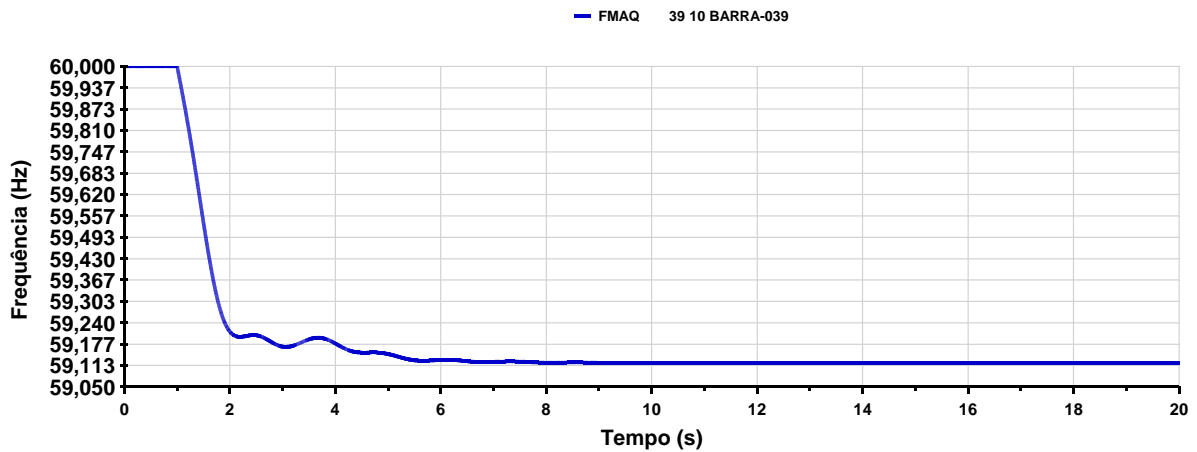


Figura 61 – Evolução da frequência da máquina conectada à barra 39 – Sistema Teste 4

No programa ANATEM os resultados encontrados no instante de 20 segundos é o mesmo determinado pelo Fluxo de Potência com Regulação Primária. A Tabela 35 mostra as gerações de potência ativa para a metodologia proposta e o programa ANATEM, a Figura 62 compara as tensões encontradas entre o ANATEM e a metodologia proposta nas barras 1 a 20 e Figura 63 mostra a mesma comparação entre as barras 21 a 39.

Tabela 35 – Comparação entre a geração de potência ativa e reativa entre o FPRP e o programa ANATEM

Barra	Metodologia Proposta		Programa ANATEM	
	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Geração (MW)	Geração (Mvar)
30	543,2	452,3	543,2	452,4
31	866,4	590,3	866,4	590,4
32	943,2	578,5	943,2	578,4
33	925,2	343,8	925,2	343,5
34	801,2	364,1	801,2	364,3
35	943,2	463,6	943,2	463,4
36	853,2	282,1	853,2	282,2
37	833,2	142,4	833,2	142,3
38	1123,2	206,7	1123,2	206,7
39	1293,2	824,9	1293,3	825,0

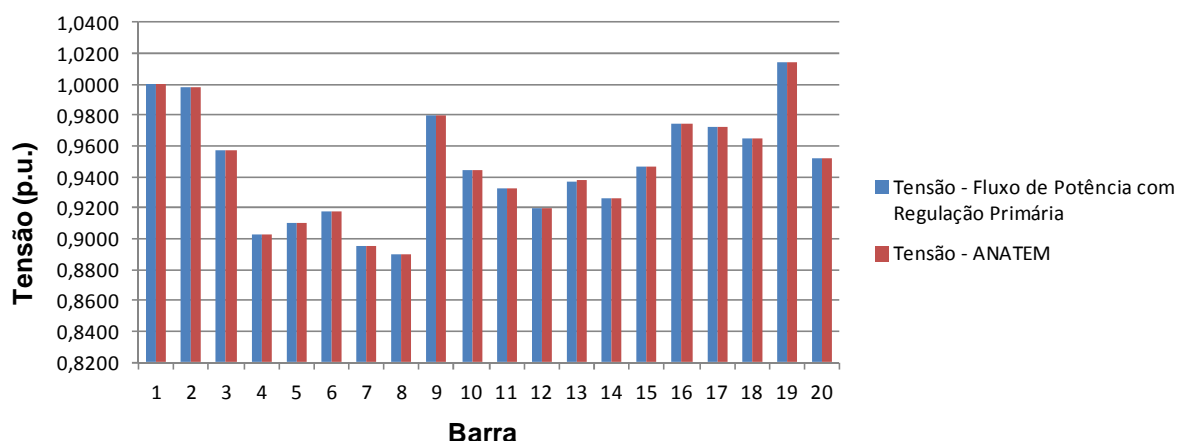


Figura 62 – Comparação entre as tensões nas barras entre o FPRP e o programa ANATEM – barras 1 a 20

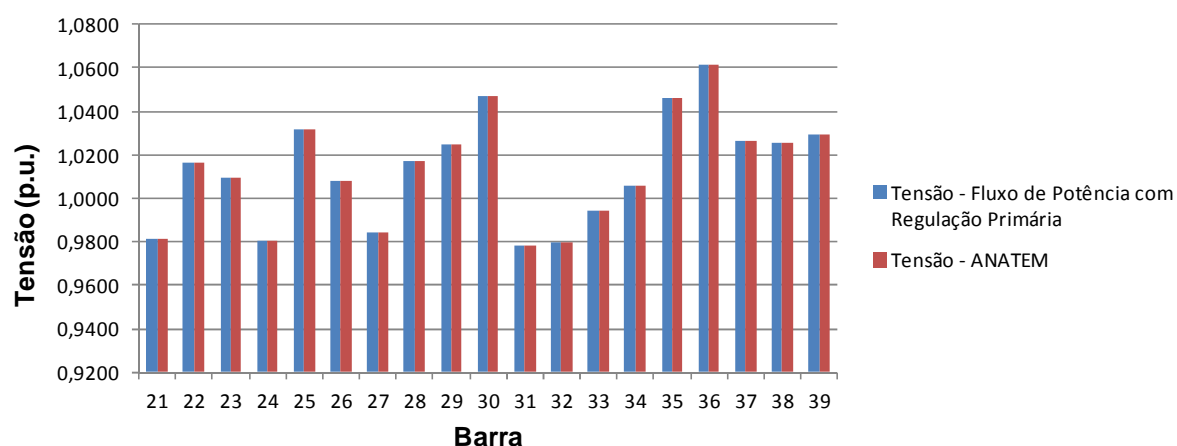


Figura 63 – Comparação entre as tensões nas barras entre o FPRP e o programa ANATEM – barras 21 a 39

Existem razões para explicar o motivo dos resultados tão próximos da metodologia proposta em relação ao programa ANATEM. Primeiramente, o caso simulado através da metodologia proposta é exatamente aquele usado pelo ANATEM no instante inicial. Ou seja, a metodologia proposta iniciou através de um caso convergido, que é exatamente o utilizado pelo programa ANATEM. Além disso, as tensões encontradas pelo ANATEM para as barras de geração foram substituídas no caso base para a metodologia proposta (reproduzindo a resposta de regime permanente do regulador de tensão).

4.5.2 Resultados para o Fluxo de Potência Ótimo

Como mencionado anteriormente adota-se o valor de 59,5 Hz como limite inferior de variação de frequência no fluxo de potência ótimo. Assim, o FPO proposto para Minimização de Corte de Carga visará o estado da rede tal que a frequência atinja o valor mínimo especificado acima, ou seja, a frequência após a solução do FPO deverá ser igual a 59,5 Hz.

O modelo de Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do Corte de Carga apresentado de (3.92) a (3.103) foi usado para o estudo do sistema *New England* para o evento de aumento de carga conforme a Tabela 33. Novamente neste caso o custo unitário para todas as barras com cargas conectadas foi escolhido como uma forma de avaliar apenas a minimização do corte de carga propriamente dito. Com isso, o valor da função objetivo indicará a quantidade de carga ativa mínima que deve ser cortada para, além das demais restrições de igualdade e desigualdade, manter a frequência mínima para a operação do sistema.

O valor da função objetivo ao final do processo de otimização foi de 1182,0 MW, e a frequência para o ponto de operação determinado foi de 59,5 Hz. A Figura 64 mostra, em vermelho, as barras que o FPO cortou carga após 86 iterações. É importante observar que foi definido na modelagem do FPO que o corte carga é sempre realizado mantendo-se o fator de potência da carga constante. A Tabela 36 mostra os novos valores para as cargas conectadas as barras 8, 12 e 39. As outras barras de carga não foram modificadas visto que a modelagem usada foi de potência constante.

Tabela 36 – Potência ativa e reativa nas barras que obtiveram corte de carga no FPO – Sistema Teste 4

Barra	Carga(MW)	Carga(Mvar)
8	618,08	211,77
12	0,0	0,0
39	1451,37	328,66

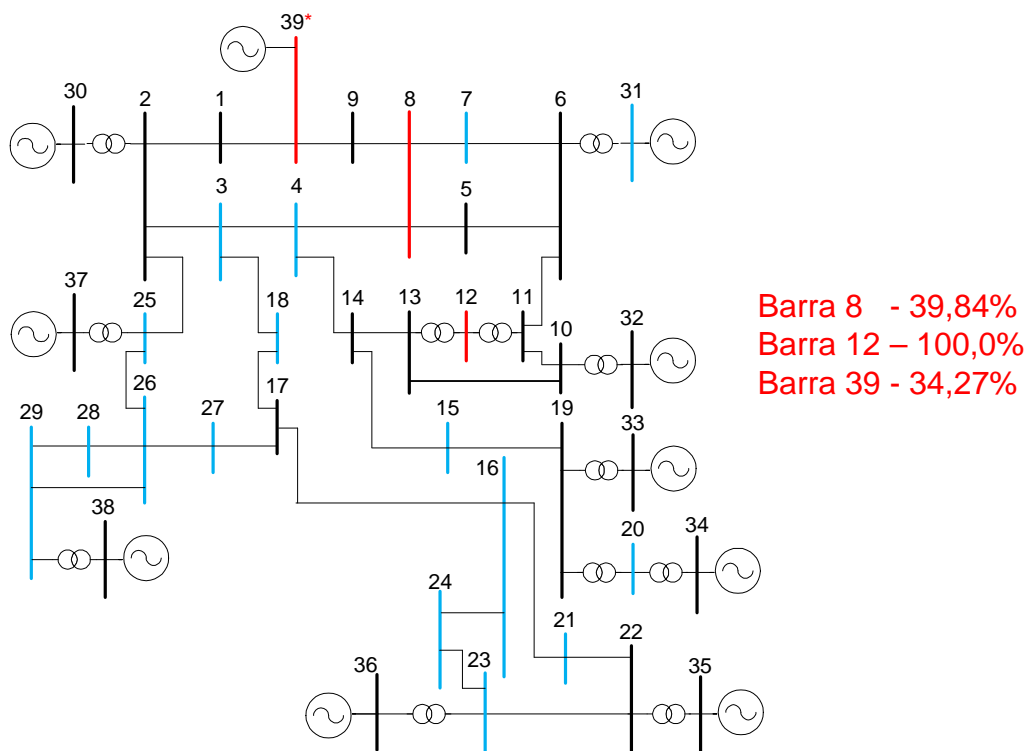


Figura 64 – Resultado do Fluxo de Potência Ótimo para o Sistema New England

Este resultado foi simulado no ANATEM como um critério de validação do resultado encontrado pelo FPO. O aumento de 100 % de carga nas barras 8, 20 e 39 ocorre no tempo de 1 segundo, e os eventos de corte de carga ocorrem no tempo de 20 segundos. A simulação total tem duração de 40 segundos

A Figura 65 mostra os eventos descritos acima através dos valores de potência ativa das cargas conectadas nas barras 8, 12 e 39, assim como a Figura 66 mostra para as mesmas barras, os valores de potência reativa das cargas. Devido a precisão da entrada de dados do ANATEM, as cargas estabilizaram, após o evento, em 618,10 MW e 211,73 Mvar para a barra 8 e 1451,4 MW e 328,7 Mvar para a barra 39.

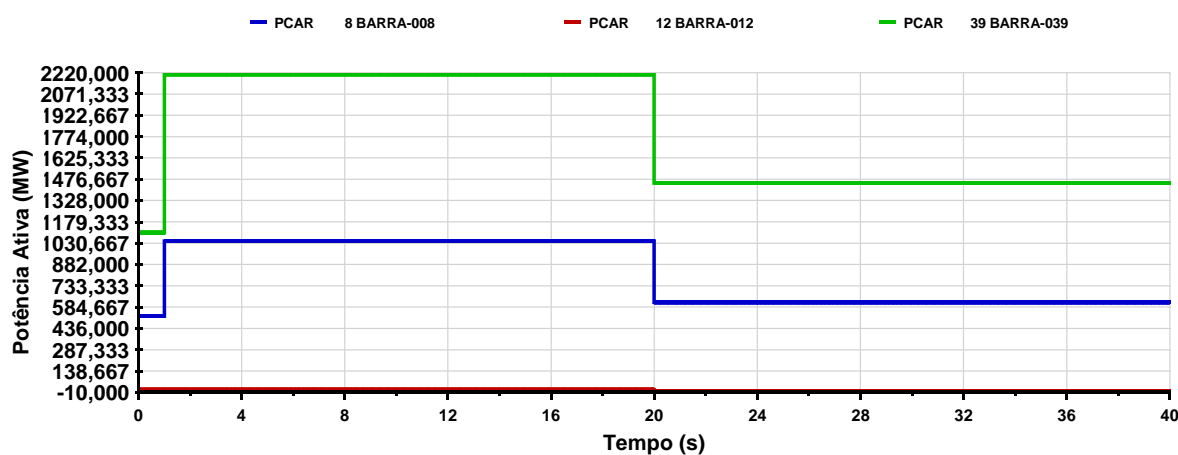


Figura 65 – Eventos para potencia ativa das cargas conectadas as barras 8, 12 e 39 realizados no ANATEM para validação do FPO

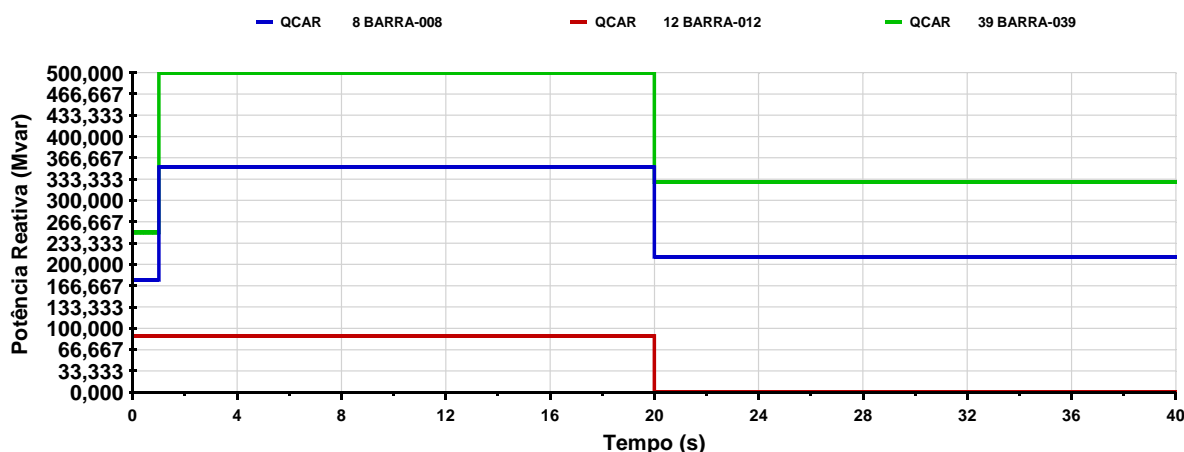


Figura 66 – Eventos para potencia reativa das cargas conectadas as barras 8, 12 e 39 realizados no ANATEM para validação do FPO

A Figura 67 mostra que, após o primeiro evento (aumento da carga), a frequência de operação estabilizou em 59,5030 Hz após 10 segundos. Após o segundo evento a frequência estabiliza em regime permanente em 59,5 Hz, mostrando que os eventos de corte de carga nas barras 8, 12 e 39 foram suficientes para retornar com o valor da frequência adotado. O valor aproximado da frequência ocorreu devido à aproximação dos dados de entrada para o evento de variação de carga.

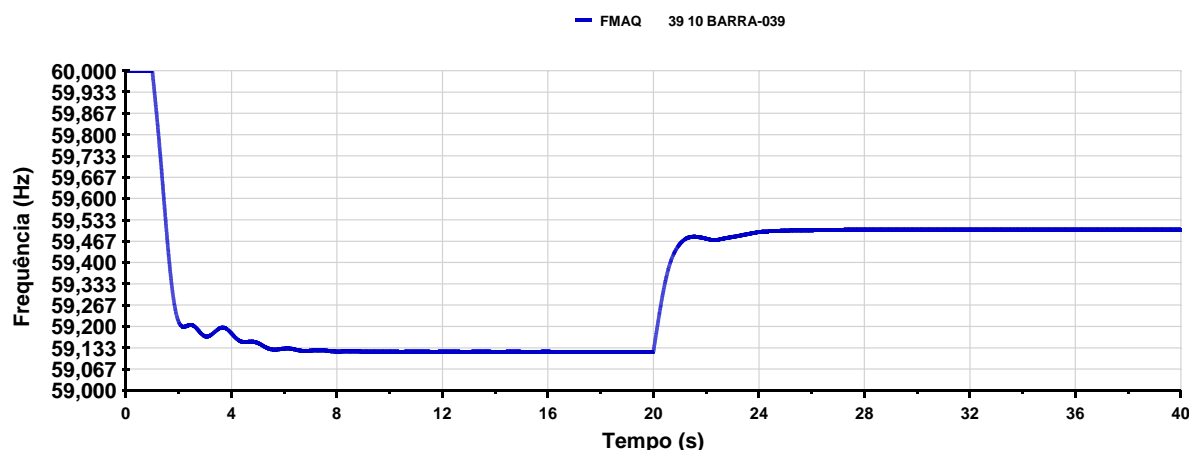


Figura 67 – Evolução da frequência da máquina conectada na barra 39 durante a simulação no ANATEM

Para completar a apresentação dos resultados obtidos pelo FPO e o ANATEM, a Figura 68 mostra as novas potências geradas nas barras de 30 a 39 e a Figura 69 as tensões em todas as barras do sistema. As figuras mostram que os resultados ficaram satisfatoriamente aproximados.

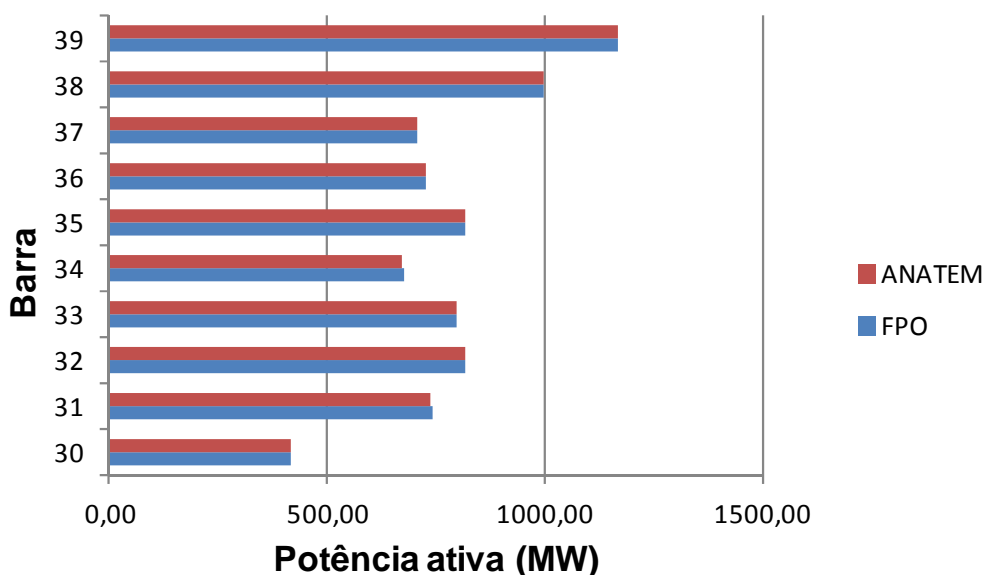


Figura 68 – Comparação entre as potências ativa nas barras de geração no ANATEM e FPO

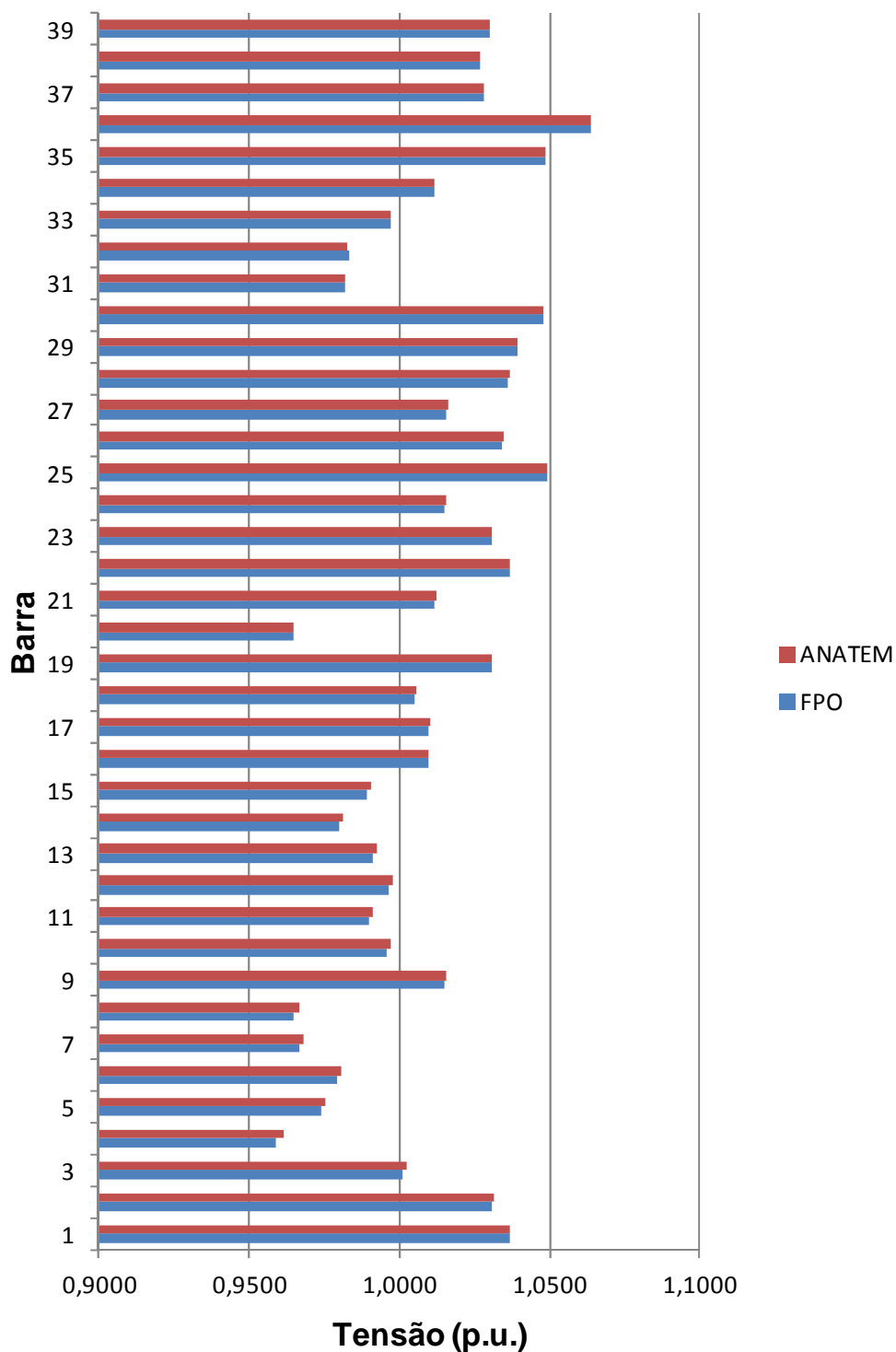


Figura 69 – Comparação entre as tensões encontradas pelo ANATEM e FPO para o Sistema New England

Já foi dito anteriormente que o fato de selecionar o custo unitário para as barras que possuem carga transforma o FPO com o objetivo de minimizar o corte de carga. A seleção das barras 8, 12 e 39 neste caso significa que o corte selecionado nas barras é o mínimo para

garantir a frequência de 59,5 Hz. Num caso hipotético onde essas barras, em uma escala de prioridade para o corte de carga, assumissem as ultimas posições na disponibilidade de comprometimento no auxílio ao retorno da operação normal, é de se esperar que necessite de mais carga em potência ativa no resultado de otimização de corte de carga para garantir a frequência mínima.

A Figura 70 mostra a localização das barras que o FPO calculou para cortar carga, quando as barras 8, 12 e 39 não fazem parte das barras candidatas, assim como o percentual de corte de carga por barra. A função objetivo depois do processo de otimização calculou o montante total de carga cortada de 1211,62 MW. A Tabela 37 mostra a quantidade de carga ainda ligada as barras, e a modelagem usada foi de potência constante.

O resultado deste teste mostra que, ao eliminar do conjunto de barras candidatas ao corte carga as barras 8, 12 e 39, o FPO determinou uma quantidade maior de carga a ser cortada, em um número maior de barras, em quatro, contra três no teste anterior.

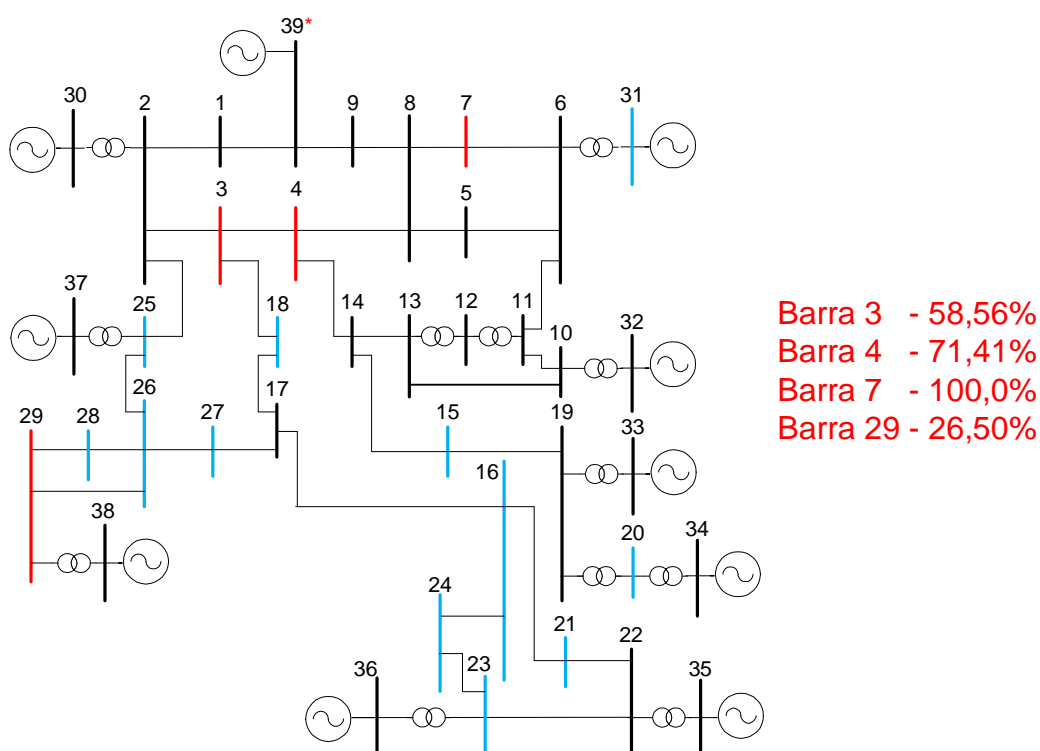


Figura 70 – Resultado para o FPO retirando, dentre as barras candidatas ao corte de carga, as barras 8, 12 e 39

Tabela 37 – Resultado para as cargas nas barras 3, 4, 7 e 29 através do FPO

Barra	Carga (MW)	Carga (Mvar)
3	133,42	0,92
4	285,89	110,36
7	0,0	0,0
29	208,37	19,77

4.5.3 Resultados para o Fluxo de Potência com Regulação Secundária

O primeiro teste para validar o fluxo de potência com regulação secundária consiste em mostrar a distribuição das perdas do sistema a partir de seus fatores de participação. Para isso, optou-se por retirar toda a perda de potência ativa do caso base do sistema *New England*.

O sistema no caso base possui 43,7 MW de perdas de potência ativa. Optando-se pela barra 30 como barra de referência angular, a retirada das perdas do sistema consistiu em diminuir a geração no caso base da referida barra de 250 MW para 207,3 MW.

Após a obtenção do despacho base para a barra de referência angular resolve-se novamente o sistema original (considerando-se as perdas) no FPRS e no programa ANAREDE. A tolerância para os elementos do vetor de resíduos usado foi de 10^{-4} p.u., o ANAREDE e o fluxo de potência proposto convergiram após 3 iterações.

A Tabela 38 mostra a comparação entre o programa ANAREDE e o fluxo de potência proposto entre as gerações de potência ativa e reativa para a situação descrita acima. A variação entre os resultados ocorre porque o ANAREDE usa o método de Ajustes Alternados (MONTICELLI, 1983), a partir de uma tolerância pré-especificada. A Tabela 39 mostra o resultado para a tensão complexa para o ANAREDE e o fluxo de potência proposto, cujos resultados foram idênticos.

Tabela 38 - Comparação entre o ANAREDE e o Fluxo de Potência com Regulação Secundária para a distribuição das perdas entre os geradores do sistema *New England*

Gerador	Geração de Potência Ativa (MW)		Geração de Potência Reativa (Mvar)	
	ANAREDE	FPRS	ANAREDE	FPRS
30	210,1	209,1	146,6	146,6
31	577,1	577,2	208,5	208,5
32	654,5	654,6	206,9	206,9
33	636,3	636,4	109,9	109,9

<i>Gerador</i>	<i>Geração de Potência Ativa (MW)</i>		<i>Geração de Potência Reativa (Mvar)</i>	
	<i>ANAREDE</i>	<i>FPRS</i>	<i>ANAREDE</i>	<i>FPRS</i>
34	511,5	511,6	167,3	167,3
35	654,5	654,6	211,2	211,2
36	563,8	563,9	103,5	103,5
37	543,7	543,8	-0,3	-0,3
38	835,7	835,8	24,4	24,4
39	1006,9	1007,0	87,2	87,2

Tabela 39 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição de perdas no sistema New England

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>
1	1,048	-8,9
2	1,049	-6,5
3	1,030	-9,2
4	1,004	-9,9
5	1,005	-8,7
6	1,007	-8,0
7	0,996	-10,2
8	0,996	-10,7
9	1,028	-10,5
10	1,017	-5,6
11	1,012	-6,4
12	1,000	-6,4
13	1,014	-6,3
14	1,011	-8,0
15	1,015	-8,4
16	1,032	-6,9
17	1,034	-8,0
18	1,031	-8,9
19	1,050	-2,2
20	0,991	-3,6
21	1,032	-4,5
22	1,050	0,0
23	1,045	-0,2
24	1,037	-6,8
25	1,058	-5,1
26	1,052	-6,2
27	1,038	-8,2
28	1,050	-2,6
29	1,050	0,2
30	1,048	-4,5
31	0,982	0,9
32	0,983	2,5
33	0,997	3,0

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>
34	1,012	1,6
35	1,049	5,0
36	1,064	7,7
37	1,028	1,7
38	1,027	7,3
39	1,030	-10,3

Voltando ao caso base, propõe-se o novo teste de aumentar a carga conectada na barra 4, de 500 MW e 184 Mvar em 100%, ficando assim com 1000 MW e 368 Mvar. A tolerância usada para o ANAREDE e o fluxo de potência proposto foi de 10^{-4} p.u., o programa ANAREDE convergiu com 6 iterações e o fluxo de potência proposto com 4 iterações.

A Tabela 40 mostra a comparação entre os resultados para as gerações de potência ativa e reativa nas máquinas do sistema para o ANAREDE e a metodologia proposta. Pode-se perceber que houve variação entre os resultados apenas para a geração de potência ativa. A Tabela 41 mostra o resultado obtido pelas duas metodologias para as magnitudes de tensão e ângulos nas barras do sistema. O resultado obtido para as tensões complexas foi a mesma para as duas metodologias.

Tabela 40 - Comparação entre o ANAREDE e o Fluxo de Potência com Regulação Secundária para a distribuição do aumento de carga entre os geradores do sistema New England

<i>Gerador</i>	<i>Geração de Potência Ativa (MW)</i>		<i>Geração de Potência Reativa (Mvar)</i>	
	<i>ANAREDE</i>	<i>FPRS</i>	<i>ANAREDE</i>	<i>FPRS</i>
30	271,1	270,9	206,2	206,2
31	621,0	621,1	292,9	292,9
32	704,3	704,3	299,9	299,9
33	684,7	684,7	150,0	150,0
34	550,4	550,4	187,8	187,8
35	704,3	704,3	260,8	260,9
36	606,7	606,7	135,0	135,0
37	585,1	585,1	29,1	29,1
38	899,2	899,3	61,4	61,5
39	1083,4	1083,5	135,1	135,1

Tabela 41 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição do aumento de carga no sistema New England para o ANAREDE e a FPRS

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>
1	1,044	-9,5
2	1,039	-7,1
3	1,010	-10,9
4	0,968	-14,1

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>
5	0,982	-11,8
6	0,986	-10,9
7	0,976	-13,1
8	0,975	-13,6
9	1,020	-12,0
10	0,998	-8,2
11	0,993	-9,1
12	0,979	-9,1
13	0,993	-9,0
14	0,985	-10,9
15	0,997	-9,6
16	1,018	-7,4
17	1,019	-8,7
18	1,014	-10,0
19	1,044	-1,8
20	0,987	-2,9
21	1,021	-4,6
22	1,043	0,4
23	1,038	0,2
24	1,024	-7,2
25	1,052	-5,4
26	1,043	-6,2
27	1,025	-8,5
28	1,044	-1,8
29	1,045	1,3
30	1,048	-4,5
31	0,982	-1,2
32	0,983	0,6
33	0,997	3,9
34	1,012	2,8
35	1,049	5,8
36	1,064	8,8
37	1,028	1,9
38	1,027	8,9
39	1,030	-10,8

Por fim, pretende-se propor o teste de redução de carga na barra 4 em 50% mantendo o fator de potência. Assim, este teste substitui no caso base o valor da carga na barra 4 para 250 MW e 94 Mvar. A tolerância utilizada foi de 10^{-4} p.u., o programa ANAREDE convergiu com 6 iterações e a metodologia proposta convergiu com 4 iterações.

A Tabela 42 mostra as gerações de potência ativa e reativa para o ANAREDE e o fluxo de potência proposto. Pode-se perceber que neste caso os valores ficaram mais próximo. Isso ocorreu porque a variação de carga foi pequena. Reduções maiores de carga aumentavam as tensões das barras extrapolando o limite máximo permitido de 1,05 p.u..

A Tabela 43 apresenta as tensões complexas de todas as barras do sistema, cujos valores foram determinados idênticos, tanto para o ANAREDE quanto para a metodologia proposta.

Tabela 42 - Comparação entre o ANAREDE e o FPRS para a distribuição da redução de carga entre os geradores do sistema New England

Gerador	Geração de Potência Ativa (MW)		Geração de Potência Reativa (Mvar)	
	ANAREDE	FPRS	ANAREDE	FPRS
30	239,7	239,7	166,0	166,0
31	549,7	549,7	182,4	182,4
32	623,3	623,3	180,3	180,3
33	606,1	606,1	115,4	115,4
34	487,2	487,2	168,7	168,7
35	623,3	623,3	288,1	288,1
36	537,0	537,0	-44,7	-44,7
37	517,8	517,8	-75,7	-75,7
38	796,0	795,9	26,4	26,4
39	959,0	959,0	86,6	86,6

Tabela 43 – Resultado para a magnitude e ângulo da tensão para a distribuição da redução de carga no sistema New England para o ANAREDE e a FPRS

Barra	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1	1,046	-9,5
2	1,046	-6,8
3	1,032	-9,2
4	1,014	-8,9
5	1,011	-8,3
6	1,013	-7,6
7	1,002	-9,9
8	1,001	-10,4
9	1,030	-10,9
10	1,022	-5,4
11	1,018	-6,1
12	1,005	-6,2
13	1,019	-6,0
14	1,018	-7,6
15	1,015	-8,8
16	1,028	-7,8
17	1,031	-8,6
18	1,030	-9,3
19	1,049	-3,6
20	0,990	-5,2
21	1,025	-5,5
22	1,039	-1,2

<i>Barra</i>	<i>Tensão (p.u.)</i>	<i>Ângulo (°)</i>
23	1,024	-1,4
24	1,031	-7,7
25	1,047	-5,4
26	1,048	-7,0
27	1,034	-8,9
28	1,049	-3,9
29	1,050	-1,3
30	1,048	-4,5
31	0,982	0,7
32	0,983	2,3
33	0,997	1,4
34	1,012	-0,2
35	1,049	3,6
36	1,004	6,8
37	1,000	1,4
38	1,027	5,5
39	1,030	-11,2

4.6 Sumário do Capítulo

Este Capítulo apresentou os resultados das implementações das metodologias propostas. Um sistema tutorial, dois sistemas de pequeno porte e um sistema de médio porte foram usados para avaliar o desempenho da representação da modelagem do controle dos reguladores com queda de velocidade no fluxo de potência e no fluxo de potência ótimo. Optou-se por demonstrar desbalanços entre carga e geração nos sistemas de forma a determinar a repartição de geração entre os geradores, além da determinação da frequência final de operação. Além disso, o fluxo de potência ótimo foi aplicado nos sistemas quando a frequência determinada estava fora da faixa normal de operação, calculando o montante total de carga em potência ativa capaz de trazer a frequência para a operação normal.

Os dois sistemas de pequeno porte e o de médio porte foram utilizados para avaliar o desempenho da incorporação da representação da regulação secundária no problema de fluxo de potência através dos fatores de participação. Neste caso, os fatores de participação dos sistemas foram calculados através dos despachos de geração no caso base. Esta representação foi aplicada nos casos de desbalanço entre carga e geração e perdas, mostrando os novos despachos de potência para que a frequência de operação retorne ao valor nominal.

Capítulo V -

Conclusões

5.1 Considerações Gerais

Este trabalho, em uma primeira etapa, apresentou um modelo para a representação da atuação dos reguladores de velocidade no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. O modelo proposto para o fluxo de potência com regulação primária consiste na inclusão das equações que regem o comportamento de regime permanente dos reguladores com queda de velocidade adicionalmente à formulação clássica do problema. Este modelo foi baseado em uma metodologia genérica de representação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência. Neste sentido, a incorporação das equações foi feita adicionando-se as novas equações ao conjunto de equações tradicionais, formando um sistema aumentado de ordem $(2nb+2ng+ref)$. Para completar a modelagem proposta é inserida também uma equação para manter a referência angular do sistema. Demonstrou-se que a referência angular pode ser atribuída a qualquer barra do sistema. Como contribuição do modelo proposto procurou-se mostrar que é possível obter boas estimativas para o desvio de frequência do sistema na ocorrência de desbalanços entre carga, perdas elétricas e geração.

Adicionalmente, o modelo proposto de fluxo de potência ótimo considera as mesmas equações de regime permanente dos reguladores com queda de velocidade como restrições de igualdade do problema. A função objetivo utilizada foi o mínimo custo de corte de carga. Adicionalmente foi incluída no problema uma restrição de desigualdade (canalização) para inclusão dos limites de variação de frequência. Foi possível verificar que o FPO proposto é capaz de determinar montantes e locais de corte de carga, objetivando levar o ponto de operação do sistema para uma faixa aceitável de operação.

Numa segunda etapa, também foi proposta uma formulação para a representação da repartição de potência ativa entre geradores, segundo um fator de participação pré-determinado. Este modelo tem por objetivo representar, por exemplo, a atuação da regulação

secundária de frequência. O modelo proposto tem as mesmas premissas do modelo de representação da regulação primária dos geradores.

Para validação dos modelos propostos foram utilizados os programas ANAREDE e ANATEM, ambos desenvolvidos pelo CEPEL. O programa ANATEM foi utilizado para validar os desvios de frequência obtidos tanto pelo fluxo de potência com regulação primária quanto o fluxo de potência ótimo proposto. A validação foi feita através do estudo de 4 sistemas, três de pequeno porte e o sistema *New England*. Os resultados mostram que os modelos propostos são capazes de estimar de forma razoável os desvios de frequência. Além disso, o FPO foi eficaz na determinação dos montantes de corte de carga para uma condição de operação satisfatória.

O programa ANAREDE foi utilizado para validar o modelo de fluxo de potência com regulação secundária. Mostrou-se que os resultados obtidos com o modelo proposto, utilizando-se uma formulação *full* Newton, são completamente compatíveis com aqueles obtidos com o programa ANAREDE.

Espera-se que os modelos propostos neste trabalho possam complementar estudos de simulação no tempo, reduzindo o número de cenários analisados e permitindo análises rápidas de desvio de frequência, visando subsidiar um processo rápido de tomada de decisão.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de possíveis temas para trabalhos futuros, como uma forma de dar continuidade aos trabalhos iniciados na presente dissertação.

- Avaliação de sistemas de grande porte;
- Avaliação da variação dos parâmetros da rede com a frequência;
- Avaliação da metodologia de fluxo de potência desenvolvida neste trabalho em estudos de recomposição de sistema;
- Avaliação da metodologia de fluxo de potência desenvolvida para a avaliação do controle de intercâmbio entre áreas;
- Incorporação da modelagem dos reguladores de tensão;

-
- Desenvolvimento de simuladores com o objetivo didático de treinamento para a operação de sistemas de potência.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, L. P. **Análise de desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 1 ed. Iowa: The Iowa State University Press, 1977.

ASSIS, T. M. L.; TARANTO, G. N.; FALCAO, D. M.; MANZONI, A. **Long and short-term dynamic simulations in distribution networks with the presence of distributed generation**. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, 2006.

ATHAY, T., PODMORE, R., VIRMANI, S.. **A practical method for the direct analysis of Transient Stability**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, N2 March/ April, 1979.

BACHER, R.; TINNEY, W. F. Faster local power flow solutions: the zero mismatch approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 4, p. 1345-1354, nov 1989.

BORGES, C. L. T., ROCHA, L. F., DIAS, J. A.. **Influência noilhamento na Avaliação da Confiabilidade Probabilística de Microrredes**. XXI SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Outubro, 2011.

CANIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 8, n. 1, p. 1–8, 1993.

CEPEL. **Análise de Transitórios Eletromecânicos - ANATEM**. Manual do Usuário Versão 10.4.4a. Rio de Janeiro, 2010.

CEPEL. **Programa de Análise de Redes - ANAREDE**. Manual do Usuário Versão 9.06.02 Rio de Janeiro, 2010b

CHAYAKULKHEEREE, K. **Application of distributed slack bus power flow to competitive environments**. Power Engineering Conference, 2007. AUPEC 2007. Australasian Universities. , 2002

CONDORDIA, C.; IHARA, S. Load Representation in Power System Stability Studies. v. PAS-101, p. pp. 969-977, abr 1982.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; POWELL, W. L. **Further Developments in Newton's Method for Power System Applications**. . New York. , 1970

FUANGFOO, P.; LEE, W. J.; KUO, M. T. Impact Study on Intentional Islanding of Distributed Generation Connected to a Radial Subtransmission System in Thailand's Electric Power System. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 43, n. 6, p. 1491–1498, 2007.

FUERTE-ESQUIVEL, C.; ACHA, E. A Newton-type algorithm for the control of power flow in electrical power networks. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 12, n. 4, p. 1474–1480, 1997.

GAO, B.; MORISON, G.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 7, n. 4, p. 1529–1542, 1992.

GOMEZ, J. C.; MORCOS, M. M. **Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES. , 2008

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; J. CONEJO, A.; CAÑIZARES, C. **Sistemas de Energia Elétrica - Análise e Operação**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora LTDA., 2011.

GOTHAM, D. J.; HEYDT, G. Power flow control and power flow studies for systems with FACTS devices. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 1, p. 60–65, 1998.

KIM, Y. G.; SONG, H.; LEE, B. **Governor-response power flow (GRPF) based long-term voltage stability simulation**. Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009, 2009

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**: McGraw-Hill Professional, 1994.

LINGO. **LINGO - User's Guide**. Chicago, Illinois, 2008.

LIU, Y. H.; WU, Z. Q.; LIN, S. J.; BRANDON, N. P. **Application of the power flow calculation method to islanding micro grids**. Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on, 2009

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; NUNES, M. V. A. **Impact of distributed generation in steady state, voltage and transient stability—Real case**. PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, 2009

LOTFALIAN, M.; SCHLUETER, R.; IDIZIOR, D. Inertial, governor, and AGC/economic dispatch load flow simulations of loss of generation contingencies. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, n. 11, p. 3020–3028, 1985.

MATHWORKS. **Matlab: User's Guide**. Versão R2010b - 2010. Disponível em <http://www.mathworks.com/help/toolbox/compiler/bqlsb0x.html>. Acesso em: 15 Fev.

MILANO, F. **Power System Modelling and Scripting**. 1st Edition: Springer, 2010.

MILI, L.; BALDWIN, T.; ADAPA, R. **Phasor Measurement Placement for Voltage Stability Analysis of Power Systems**. In: Proceedings of the 29th Conference on Decision and Control, pp. 3033-3038. Hawaii, 1990.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1ª. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 1983.

OGATA, K. **Engenharia de controle moderno**. 4ª ed. São Paulo: Prentice Hall Brasil, 2003.

Operador Nacional do Sistema (ONS). **Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**. Setembro, 2010. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 26 jan. 2012.

Operador Nacional do Sistema (ONS). **Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Rede: Controle da Geração em Operação Normal**. Setembro, 2010b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 26 jan. 2012.

Operador Nacional do Sistema (ONS). **Módulo 21 dos Procedimentos de Rede: Estudos para Reforço da Segurança Operacional Elétrica, Controle Sistêmico, e Integração de Instalações: Visão Geral**. Agosto, 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 26 jan. 2012.

OVERBYE, T.; KLUMP, R. Effective calculation of power system low-voltage solutions. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 11, n. 1, p. 75–82, 1996.

PASSOS FILHO, J. A. **Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**: Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora 2000.

PASSOS FILHO, J. A.. **Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**. 2005. Tese de Doutorado-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2005.

PINTO, H.; PEREIRA, J. L. .; MARTINS, N.; PASSOS FILHO, J. A.; GOMES JUNIOR, S.; ALVES, F. R. M.; FERRAZ, J. C. R. ; HENRIQUES, R. M.; COSTA, V. M. Needs and Improvements in Power Flow Analysis. **Proceedings of the VII SEPOPE**, 2000.

RAJAGOPALAN, C.; HAO, S.; SHIRMOHAMMADI, D.; CELIK, M. K. **Voltage collapse operating margin analysis using sensitivity techniques**. Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference., 1993

SANTOS, M. J.. **Controle de Intercâmbio entre Áreas em Sistemas Elétricos de Grande Porte**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora 2002.

SEMLYEN, A. Fundamental concepts of a Krylov subspace power flow methodology. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 11, n. 3, p. 1528–1537, 1996.

STOTT, B. Review of load-flow calculation methods. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 916–929, 1974a

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, n. 3, p. 859–869, 1974b

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by Newton’s method. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, n. 11, p. 1449–1460, 1967.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus LTDA., 1984.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. **Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance**. Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, 2002

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation, and Control**. 2. ed.: Wiley-Interscience, 1996.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A. **Intentional islanding of distributed generation**. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 2005

.

Apêndice A -

Revisão do Método de Newton-Raphson

A.1 Considerações Iniciais

O cálculo de um fluxo de potência equivale à solução de um sistema de equações algébricas não-lineares. Os recursos da matemática disponíveis para a solução destas equações são relativamente escassos. Na grande maioria dos casos, o emprego de métodos diretos de solução não é possível, devendo ser usados métodos iterativos. Não se pode ainda, garantir que um sistema de equações não-lineares tenha qualquer solução ou, caso tenha solução, que seja única ou existam várias outras. Felizmente, no problema de fluxo de potência, tais dificuldades ficam bastante atenuadas pelo fato de que as faixas de valores permitidos para as variáveis do problema, praticamente são as mesmas para a grande maioria dos sistemas elétricos de potência existentes.

O método para solução do fluxo de potência deve atender a alguns requisitos básicos, notadamente; eficiência computacional, confiabilidade, especialmente no que concerne a problemas mal-condicionados e flexibilidade para representação de dispositivos de controle. O método de Newton-Raphson é um método numérico geral para a determinação de raízes reais de equações não-lineares, com grande confiabilidade de convergência e velocidade. A aplicação eficiente deste método para fluxo de potência foi desenvolvida em sua formulação clássica no final da década de sessenta.

É possível demonstrar que o método de Newton-Raphson apresenta uma taxa de convergência quadrática, isto é, a norma do vetor de resíduos diminui com o quadrado do número de iterações. Isto significa que o método converge rapidamente na vizinhança da solução. Entretanto, essa convergência é fortemente dependente das condições iniciais do problema, que em sistemas de potência são definidas por tensões e ângulos em barras de carga. Caso a condição inicial não esteja contida em uma região próxima da solução procurada (região de atração) o processo iterativo poderá convergir para uma solução não desejável ou até mesmo apresentar uma divergência.

O objetivo deste apêndice é fazer uma rápida revisão da solução das equações de fluxo de potência utilizando-se o método de Newton-Raphson.

A.2 Método de Newton-Raphson

Se for conhecida uma aproximação $x^{(0)}$ para uma das raízes reais da equação (A.1)

$$y = f(x) \tag{A.1}$$

Então, uma aproximação melhor $x^{(h+1)}$, onde $h = 0, 1, 2, \dots$, pode ser obtida calculando-se (A.5) pela Série de Taylor (A.2), considerando-se apenas os dois primeiros termos desta série.

$$y = f(x^{(h)}) + f'(x^{(h)}) \cdot \Delta x^{(h)} + \frac{f''(x^{(h)})}{2!} \cdot (\Delta x^{(h)})^2 + \dots \tag{A.2}$$

$$y - f(x^{(h)}) \cong f'(x^{(h)}) \cdot \Delta x^{(h)} \tag{A.3}$$

$$\Delta y^{(h)} = y - f(x^{(h)}) \tag{A.4}$$

$$\Delta x^{(h)} = [f'(x^{(h)})]^{-1} \cdot \Delta y^{(h)} \tag{A.5}$$

A variável x é atualizada a cada iteração da seguinte forma:

$$x^{(h+1)} = x^{(h)} + \Delta x^{(h)} \tag{A.6}$$

O processo retorna a (A.2) até que sua convergência seja atingida quando:

$$x^{(h+1)} - x^{(h)} \leq \varepsilon \tag{A.7}$$

Generalizando para j equações, tem-se:

$$\begin{aligned} y_1 &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_j) \\ y_2 &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_j) \\ &\vdots \\ y_j &= f_j(x_1, x_2, \dots, x_j) \end{aligned} \tag{A.8}$$

A correção a cada iteração é então obtida da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1^{(h)} \\ \Delta x_2^{(h)} \\ \vdots \\ \Delta x_j^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_j}\right)^{(h)} \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_j}\right)^{(h)} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_j}\right)^{(h)} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta y_1^{(h)} \\ \Delta y_2^{(h)} \\ \vdots \\ \Delta y_j^{(h)} \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

$$[\Delta \underline{x}] = \mathbf{J} \cdot [\Delta \underline{y}] \quad (\text{A.10})$$

Onde \mathbf{J} é chamada de matriz Jacobiana do método de Newton – Raphson.

A.3 Estudo da Convergência

Substituindo (A.6) em (A.5), tem-se, para $f'(x^{(h)}) \neq 0$:

$$x^{(h+1)} = x^{(h)} - \frac{\Delta y^{(h)}}{f'(x^{(h)})} \quad (\text{A.11})$$

A relação expressa em (A.11) mostra que a solução aproximada $x^{(h+1)}$ para a próxima iteração ($h+1$) é calculada com base na ponderação do erro do calculo da simulação na iteração h anterior. Pode-se perceber que (A.11) pode ser transformada numa função $F(x)$, onde:

$$F(x) = x^{(h)} - \frac{\Delta y^{(h)}}{f'(x^{(h)})} \quad (\text{A.12})$$

$$x^{(h+1)} = F(x), \quad x = x^{(h)} \quad (\text{A.13})$$

Assim, o processo iterativo continua na esperança que se atinja a convergência para a raiz r da função (A.1). Portanto, se r é a raiz da função (A.1), pode-se afirmar que:

$$r = F(r) \quad (\text{A.14})$$

$$F'(r) = 0 \quad (\text{A.15})$$

O desenvolvimento de $F(x)$ em série de Taylor em torno de r na iteração h é:

$$F(x^{(h)}) = F(r) + \frac{F'(r)}{1!} \cdot (x^{(h)} - r) + \frac{F''(\xi_i)}{2!} \cdot (x^{(h)} - r)^2 \quad (\text{A.16})$$

$$F(x^{(h)}) = r + \frac{F''(\xi_i)}{2!} \cdot (x^{(h)} - r)^2 \quad (\text{A.17})$$

$$|x^{(h)} - \xi_i| < |x^{(h)} - r| \quad (\text{A.18})$$

Substituindo (A.13) em (A.17), tem-se:

$$x^{(h+1)} = r + \frac{F''(\xi_i)}{2!} \cdot (x^{(h)} - r)^2 \quad (\text{A.19})$$

$$x^{(h+1)} - r = \frac{F''(\xi_i)}{2!} \cdot (x^{(h)} - r)^2 \quad (\text{A.20})$$

$$e^{(h)} = x^{(h)} - r \quad (\text{A.21})$$

$$e^{(h+1)} = x^{(h+1)} - r \quad (\text{A.22})$$

Ao se definir (A.21) e (A.22), pretende-se supor um $e^{(h)}$ e $e^{(h+1)}$ tal que representam o erro em se estimar uma solução aproximada com relação à raiz r . Assim, substituindo (A.21) e (A.22) em (A.20), tem-se:

$$e^{(h+1)} = \frac{|F''(\xi_i)|}{2} \cdot (e^{(h)})^2 \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{e^{(h+1)}}{(e^{(h)})^2} = \frac{|F''(\xi_i)|}{2} \quad (\text{A.24})$$

Observando que ξ_i converge para r com x_i , tem-se:

$$\lim_{h \rightarrow \infty} \frac{e^{(h+1)}}{(e^{(h)})^2} = \lim_{h \rightarrow \infty} \frac{|F''(r)|}{2} = K \quad (\text{A.25})$$

Para um valor de h suficientemente grande, tem-se que:

$$e^{(h+1)} = K \cdot (e^{(h)})^2 \quad (\text{A.26})$$

A relação (A.25) mostra que o erro absoluto de uma iteração é assintoticamente proporcional ao quadrado da iteração anterior. Por esse motivo, diz-se que o Método de Newton-Raphson tem convergência quadrática.

A.4 Aplicação das Equações de Fluxo de Potência

Para uma barra genérica k , tem-se:

$$S_k = P_k + j.Q_k \quad (\text{A.27})$$

As equações básicas do fluxo de potência são dadas por (A.28) e (A.29) (MONTICELLI, 1983):

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A.28})$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.29})$$

Aplicando-se o método de Newton-Raphson na formulação matemática descrita pelas equações (A.28) e (A.29), tem-se uma relação linearizada entre as variações do módulo da tensão e do ângulo, para as variações nas potências ativa e reativa. Assim:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.30})$$

Onde, de (MONTICELLI, 1983), tem-se que:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (\text{A.31})$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \cdot B_{kk} - V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (\text{A.32})$$

Ou ainda:

$$H_{kk} = -V_k^2 \cdot B_{kk} - Q_k \quad (\text{A.33})$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.34})$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k \cdot G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.35})$$

Ou ainda

$$N_{kk} = \frac{(P_k + V_k^2 \cdot G_{kk})}{V_k} \quad (\text{A.36})$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k \cdot V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.37})$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 \cdot G_{kk} + V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.38})$$

Ou ainda:

$$J_{kk} = -V_k^2 \cdot G_{kk} - P_k \quad (\text{A.39})$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.40})$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = V_k \cdot B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.41})$$

Ou ainda

$$L_{kk} = \frac{(Q_k - V_k^2 \cdot B_{kk})}{V_k} \quad (\text{A.42})$$

Os resíduos de potência são dados por:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A.43})$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \cdot \sum_{m \in \Omega_k} V_m \cdot (G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cdot \text{cos} \theta_{km}) \quad (\text{A.44})$$

A partir de um conjunto inicial de tensões nas barras, são calculadas as potências ativa e reativa, bem como os respectivos resíduos de potência. Caso estes resíduos estejam dentro de uma tolerância pré-determinada, o processo iterativo então convergiu para uma solução. Caso contrário, calcula-se a matriz Jacobiana e determina-se a nova solução:

$$\underline{\theta}^{(h+1)} = \underline{\theta}^{(h)} + \Delta \underline{\theta}^{(h)} \quad (\text{A.45})$$

$$\underline{V}^{(h+1)} = \underline{V}^{(h)} + \Delta \underline{V}^{(h)} \quad (\text{A.46})$$

Onde, $\Delta \underline{\theta}^{(h)}$ e $\Delta \underline{V}^{(h)}$ são obtidos da solução da equação (A.30). Posteriormente, incrementa-se o contador de iterações e retorna-se ao cálculo das potências, repetindo-se o ciclo descrito.

Na formulação básica do problema, a cada barra do sistema são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas: V_k , θ_k , P_k e Q_k .

Dependendo de quais variáveis nodais sejam classificadas como dados e quais são consideradas como incógnitas, definem-se três tipos de barras:

- $PQ \rightarrow$ são dados P_k e Q_k , e calcula-se V_k e θ_k .
- $PV \rightarrow$ são dados P_k e V_k , e calcula-se θ_k e Q_k .

-
- $V\theta \rightarrow$ são dados V_k e θ_k , e calcula-se P_k e Q_k

As barras dos tipos PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração (incluindo-se os compensadores síncronos). A barra $V\theta$, ou barra de referência (ou ainda *slack* ou *swing*), tem uma dupla função: como o próprio nome indica, fornece a referência angular do sistema (a referência de magnitude de tensão é o próprio nó terra); além disso, é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas na transmissão que não são conhecidas antes da solução final do problema (daí a necessidade de se dispor de uma barra do sistema na qual não são especificadas as potências ativa e reativa).

Apêndice B - Simulação no Domínio do Tempo

B.1 Considerações Gerais

A modelagem completa dos SEPs representam os dispositivos através de equações algébricas (B.1) e diferenciais (B.2) não-lineares.

$$0 = g(\underline{x}, \underline{y}, t) \quad (\text{B.1})$$

$$\underline{y}' = f(\underline{x}, \underline{y}, t) \quad (\text{B.2})$$

Onde a função f representa as equações diferenciais que modelam os elementos dinâmicos da rede, como os geradores e seus controles, motores de indução, elos de corrente contínua, etc e g contém as equações algébricas da rede elétrica, como as equações de injeção de potência ativa e reativa. O vetor \underline{x} compreende as variáveis de estado da rede elétrica, ou seja, os ângulos e módulos das tensões não controladas do sistema. O vetor \underline{y} compreende as variáveis dos elementos dinâmicos de controle da rede, ou seja, reguladores de velocidade e tensão, máquinas síncronas, compensadores estáticos, etc. Por fim, t é a variável tempo.

Se (B.1) e (B.2) modelam de forma mais completa os Sistemas de Potência, a forma mais realista de analisar o comportamento destes se dá através da simulação dinâmica no domínio do tempo. Apesar de retratar com fidelidade o comportamento dos sistemas instante a instante, a modelagem completa dos sistemas pode introduzir na simulação um esforço computacional muito grande para algumas aplicações.

Os modelos não-lineares são importantes quando se tem o interesse de avaliar a evolução do sistema em um intervalo de tempo. A principal função da simulação de sistemas no domínio do tempo reside na avaliação da estabilidade transitória. A estabilidade transitória é a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo quando ocorre um distúrbio transitório qualquer, como uma falta, perda de geração ou grandes blocos de carga (KUNDUR, 1994).

Este apêndice tem a finalidade de apresentar os principais métodos de solução do conjunto de equações definidas em (B.1) e (B.2) para a realização de simulações no domínio do tempo.

B.2 Método de Integração Implícita

Os métodos de integração implícita resolvem as equações diferenciais e algébricas de forma simultânea, ou seja, resolvem as variáveis de controle y e as variáveis de rede x a cada iteração (MILANO, 2010).

Considerando a equação diferencial (B.2), a solução para x em $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ expressa na forma integral é:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, \tau) d\tau \quad (\text{B.3})$$

Métodos de integração numérica usa funções de interpolação para resolver integrais. A interpolação implícita que, durante o processo de solução, a função deve passar por pontos desconhecidos no tempo t_1 .

O método de integração numérica implícita mais simples é a regra trapezoidal, que utiliza interpolação linear. Como mostra a Figura B.1, a regra trapezoidal aproxima o cálculo da integral em (B.3) através do cálculo da área de trapézios feitos sobre a equação (B.2).

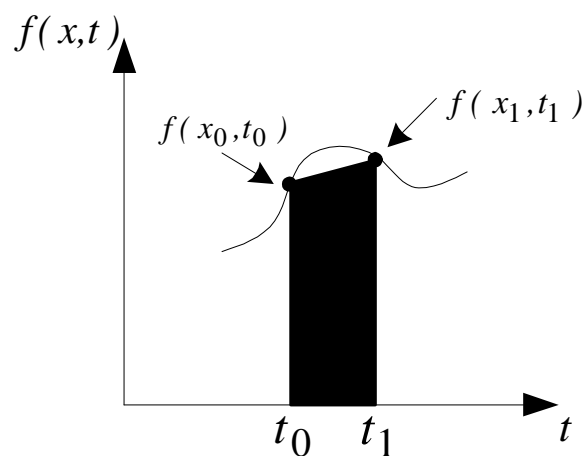


Figura B.1 - Método de integração implícito - regra trapezoidal

Assim, a regra trapezoidal para (B.3) é dado por (B.4)

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} \cdot [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (\text{B.4})$$

A generalização de (B.4) é feita para x em $t = t_{n+1}$, como mostra (B.5).

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} \cdot [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (\text{B.5})$$

A regra trapezoidal (B.5) mostra que o termo x , para ser calculado, depende de seu valor da iteração anterior, bem como da iteração atual, que é desconhecida. Por isso, o método se chama implícito.

Rearranjando (B.5), tem-se:

$$F(x_{n+1}, t_{n+1}) = x_n - x_{n+1} + \frac{\Delta t}{2} \cdot [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (\text{B.6})$$

Na solução, a relação (B.7) deve ocorrer:

$$F(x_{n+1}, t_{n+1}) = 0 \quad (\text{B.7})$$

Para o conjunto de equações algébricas:

$$G(x_{n+1}, t_{n+1}) = 0 \quad (\text{B.8})$$

Na descrição acima, foi utilizada uma equação diferencial de primeira ordem. Quando aplicado a sistemas de potência, o método é aplicado a um conjunto de equações diferenciais de primeira ordem. A taxa de variação de cada variável de estado depende de outras variáveis e não é explicitamente dependente do tempo t (KUNDUR, 1994). A partir deste ponto, (B.7) e (B.8) podem ser resolvidas pelo método de Newton-Raphson (MILANO, 2010).

B.3 Método de Integração Explícita

Neste caso, os valores das variáveis da rede x e as variáveis de controle y em qualquer valor de tempo t é calculado através apenas de valores das variáveis calculadas na iteração anterior. Em outras palavras, x_{n+1} é calculado em um passo (n+1) explicitamente usando o valor $f(x_n, t)$ com um vetor x conhecido (KUNDUR, 1994).

Este método apresenta problemas de estabilidade numérica, o que restringe o seu uso. Como consequência o passo de integração usado, ou seja, o valor de Δt deve ser suficientemente pequeno, e restringido pela menor constante de tempo do sistema

Apêndice C - Dados dos Sistemas

C.1 Considerações Gerais

Nesta seção serão disponibilizados os dados dos sistemas utilizados no Capítulo 0 de resultados.

C.2 Sistema Tutorial 9 Barras

Sistema tutorial de 9 barras no formato ANAREDE

```

TITU
Exemplo Vieira Filho
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
BASE 100. DASE 100. TEPA .1 EXST .4 TETP 5. TBPA 5.
TLPP 1. TEPR .1 QLST .4 TLPR 1. TLPQ 2. TSBZ .01
TSBA 5. ASTP .05 VSTP 5. TLVC .5 TLTC .01 TSFR .1E-7
ZMAX 500. TLPV .5 VDVM 200. VDVN 40. TUDC .001 TADC .01
PGER 30. TPST .2 VFLD 70. ZMIN .001 HIST 470 LFIT 10
ACIT 30 LFCV 1 DCIT 10 VSIT 10 LPIT 50 LFLP 10
PDIT 10 LCRT 96 LPRT 60 CSTP 500.
ICIT 30 DMAX 5 FDIV 2. ICMN .05 VART 5. TSTP 33
ICMV .5 APAS 90. CPAR 70. VAVT 2. VAVF 5. VMVF 15.
VPVT 2. VPVF 5. VPMF 10. VSVF 20. VINP 1. VSUP 1.
99999
DBAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
1 L2 Barra 1 1040 0.200. 25.9-130.130.4 11000
2 L1 Barra 2 10259.27 150.5.557-101.101.2 11000
3 L1 Barra 3 10254.66 50. -12.-67.4 67.4 11000
4 L Barra 4 1026-2.2 11000
5 L Barra 5 996 -4. 400. 00. 11000
6 L Barra 6 1013-3.7 0. 0. 11000
7 L Barra 7 10263.71 11000
8 L Barra 8 1016.725 0. 0. 11000
9 L Barra 9 10331.96 11000
99999
DLIN
(De) d O d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
1 4 1 T 5.76 1.0 247 247
2 7 1 T 6.25 1.0 192 192
3 9 1 T 5.86 1.0 128 128
4 5 1 T 8.5 17.6 300 300
4 6 1 T 9.2 15.8 300 300
6 9 1 T 17. 35.8 200 200
7 5 1 T 16.1 30.6 200 200
7 8 1 T 7.2 14.9 300 300
8 9 1 T 10.08 20.9 300 300

```

```

DLIN
(De)d O d(Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc ) (Cn)(Ce)Ns
1      4 1 T      5.76      1.0      247 247
2      7 1 T      6.25      1.0      192 192
3      9 1 T      5.86      1.0      128 128
4      5 1 T      8.5  17.6     300 300
4      6 1 T      9.2  15.8     300 300
6      9 1 T      17.  35.8     200 200
7      5 1 T      16.1  30.6     200 200
7      8 1 T      7.2  14.9     300 300
8      9 1 T      10.08  20.9     300 300
99999
FIM

```

C.3 Sistema 6 Barras

C.3.1 Dados de Barra e de Linha

Dados de barra e de linha para o sistema 6 barras no formato ANAREDE.

```

TITU
**** Sistema teste de 6 barras - Tese Leonardo - Perdas ****
(
DBAR
(No)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc ) ( Pl)( Ql)( Sh)Are(VF)
1 2 Gerador 01 1024 0. 50. 10.1 -10. 26. 4 11000
2 1 Gerador 02 1021-2.1 90. 20.1 -30. 78. 4 11000
3 Barra Term 1010-5.6 11000
4 Barra PQ 1000-13. 120. 0. 11000
5 Barra PQ 1000-23. 40. 0. 21000
6 1 Gerador 03 1004-21. 20. 2.7 -10. 26. 5 21000
99999
(
DLIN
(De)d O d(Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc)(Cn)(Ce)Ns(Cq)(1)(2)(3)(4)(5)(6)
1      3 1      20.
2      3 1      7.
3      4 1      18.
3      4 2      18.
4      5 1      90.
5      6 1      20.
99999
FIM

```

C.3.2 Dados de Máquina

Dados de máquina do sistema 6 barras em formato ANATEM.

```

(=====
( MODELOS DE GERADOR COM POLOS SALIENTES
(=====
(
DMDG MD02 IMPR
(
(----- Gerador Barra 1
(No) O (CS) (Ld )(Lq )(L'd) (L"d)(Ll )(T'd) (T"d)(T"q)

```

```

0001      140.  75.  40.      25.  15.  9.      0.0250.080
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr
0001      3.      25.
(
(----- Gerador Barra 2
(No) O (CS) (Ld )(Lq )(L'd)      (L"d)(Ll )(T'd)      (T"d)(T"q)
0002      140.  75.  40.      25.  15.  9.      0.0250.080
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr
0002      3.      25.
(
(----- Gerador Barra 6
(No) O (CS) (Ld )(Lq )(L'd)      (L"d)(Ll )(T'd)      (T"d)(T"q)
0003      140.  75.  40.      25.  15.  9.      0.0250.080
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr
0003      3.      25.
(
99999

```

C.3.3 Dados de Regulador de Tensão e Velocidade

Dados dos reguladores de tensão e velocidade do sistema 6 barras em formato ANATEM.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0001 RAT1
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #Ka      100.0
DEFPAR #Ta      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vt
0002 IMPORT VCCT      Vcst
0003 ENTRAD      Vref
0004 SOMA      -Vt      X1
      Vref      X1
      Vcst      X1
0005 LEDLAG      X1      EFD      #Ka      0.0      1.0#Ta      Emin      Emax
0006 EXPORT EFD      EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL      Emin      -7.
DEFVAL      Emax      7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0002 RAT2
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #Ka      100.0
DEFPAR #Ta      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vt
0002 IMPORT VCCT      Vcst
0003 ENTRAD      Vref
0004 SOMA      -Vt      X1
      Vref      X1
      Vcst      X1
0005 LEDLAG      X1      EFD      #Ka      0.0      1.0#Ta      Emin      Emax

```

```

0006 EXPORT EFD      EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL      Emin      -7.
DEFVAL      Emax      7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0003 RAT6
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #Ka      100.0
DEFPAR #Ta      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vt
0002 IMPORT VCCT      Vcst
0003 ENTRAD      Vref
0004 SOMA      -Vt      X1
      Vref      X1
      Vcst      X1
0005 LEDLAG      X1      EFD      #Ka      0.0      1.0#Ta      Emin      Emax
0006 EXPORT EFD      EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL      Emin      -7.
DEFVAL      Emax      7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0011 RAV1
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #R      .05
DEFPAR #TG      0.5
DEFPAR #TW1      1.0
DEFPAR #TW2      0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ      WMAQ
0002 IMPORT VCAG      VCAG
0003 ENTRAD      WREF
0004 SOMA      -WREF      DW
      WMAQ      DW
0005 FRACAO      DW      DP      1.0      #R
0006 SOMA      -DP      X1
      -VCAG      X1
0007 LEDLAG      X1      X2      1.0      1.0      #TG
0008 ENTRAD      PREF
0009 SOMA      X2      X3
      PREF      X3
0010 LEDLAG      X3      P      1.0      #TW1      1.0      #TW2
0011 EXPORT PMEC      P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ      WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0012 RAV2
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #R      .05
DEFPAR #TG      0.5
DEFPAR #TW1      1.0
DEFPAR #TW2      0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ      WMAQ
0002 IMPORT VCAG      VCAG
0003 ENTRAD      WREF
0004 SOMA      -WREF      DW
      WMAQ      DW
0005 FRACAO      DW      DP      1.0      #R

```

```

0006 SOMA      -DP      X1
              -VCAG     X1
0007 LEDLAG   X1       X2      1.0      1.0      #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA      X2       X3
              PREF     X3
0010 LEDLAG   X3       P       1.0      #TW1   1.0      #TW2
0011 EXPORT  P MEC      P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ  WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0013 RAV6
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT  WMAQ      WMAQ
0002 IMPORT  VCAG      VCAG
0003 ENTRAD          WREF
0004 SOMA      -WREF   DW
              WMAQ   DW
0005 FRACAO   DW       DP      1.0      #R
0006 SOMA      -DP      X1
              -VCAG     X1
0007 LEDLAG   X1       X2      1.0      1.0      #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA      X2       X3
              PREF     X3
0010 LEDLAG   X3       P       1.0      #TW1   1.0      #TW2
0011 EXPORT  P MEC      P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ  WREF
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```

C.3.4 Associação de Máquinas aos seus Modelos e Modelagem de Carga

Associação de máquinas ao seus modelos e modelagem de carga no formato ANATEM.

```

(=====
( DADOS DE CARGAS FUNCIONAIS
(=====
DCAR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vmn)
BARR 1 a BARR 9998 00 00 00 00
999999
(
(
(=====
( ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
(Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
1 10 4 0001 0001u 0011u

```

```

      2 10      8 0002 0002u 0012u
      6 10      2 0003 0003u 0013u
999999
(

```

C.4 Sistema 11 Barras

C.4.1 Dados de barra e de Linha

Dados de barra e de linha para o sistema de 11 barras no formato ANAREDE.

```

TITU
Two Area Test System
DBAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
1 L1 Barra1 103020.3 700. 185.-999999999 11000
2 L1 Barra2 101010.5 700.234.6-999999999 11000
3 L2 Barra3 1030-6.8719.1 176.-999999999 21000
4 L1 Barra4 1010-17. 700. 202.-999999999 21000
5 L Barra5 100613.8 11000
6 L Barra6 9783.72 11000
7 L Barra7 961-4.7 967. 100. 200. 11000
8 L Barra8 949-19. 11000
9 L Barra9 971-32. 1767. 100. 350. 21000
10 L Barra10 983-24. 21000
11 L Barra11 1008-13. 21000
99999
DLIN
(De )d O d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
1 5 1 1.6666 1.
2 6 1 1.6666 1.
3 11 1 1.6666 1.
4 10 1 1.6666 1.
5 6 1 .25 2.5 4.375
6 7 1 .1 1. 1.75
7 8 1 1.1 11. 19.25
7 8 2 1.1 11. 19.25
8 9 1 1.1 11. 19.25
8 9 2 1.1 11. 19.25
9 10 1 .1 1. 1.75
10 11 1 .25 2.5 4.375
99999
DARE
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
1 0. * AREA 1 *
2 0. * AREA 2 *
99999
FIM

```

C.4.2 Dados de Máquina, Reguladores de Tensão e Velocidade

Dados de máquina, reguladores de tensão e de velocidade do sistema de 11 barras em formato ANATEM

```

(
(=====
( MODELOS DE GERADOR ROTOR LISO
(=====
(
DMDG MD03
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L"d)(Ll )(T'd)(T'q)(T"d)(T"q)
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
0001 0001 180 170 030 055 025 020 8.0 0.4 0.03 0.05
0001 6.5 0.0 1200
(
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L"d)(Ll )(T'd)(T'q)(T"d)(T"q)
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
0002 0001 180 170 030 055 025 020 8.0 0.4 0.03 0.05

```



```

0002          6.5  0.0  900
(
(No)  (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L"d)(Ll )(T'd)(T'q)(T"d)(T"q)
(No)  (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
0003  0001  180  170  030  055  025  020  8.0  0.4  0.03  0.05
0003          6.175  0.0  900
(
(No)  (CS) (Ld )(Lq )(L'd)(L'q)(L"d)(Ll )(T'd)(T'q)(T"d)(T"q)
(No)  (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
0004  0001  180  170  030  055  025  020  8.0  0.4  0.03  0.05
0004          6.175  0.0  350
(
999999
(
(=====
( CURVAS DE SATURACAO
(=====
DCST
(..... Curvas de Saturacao de Geradores
(No) O T ( Y1 ) ( Y2 ) ( X1 )
(..... Curva 1
0001  2 0.015   9.6   0.9
(
999999
(
(
FIM
(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
DCDU IMPR
(
(
( Excitatriz Estática
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0001 AVRMAQ1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Tr      0.01
DEFPAR #Ka      3000.0
DEFPAR #Lmin    -4
DEFPAR #Lmax     4
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
  1 IMPORT VOLT      ET
  2 ENTRAD          VREF
  3 IMPORT VSAD      VPSS
  4 LEDLAG          ET   X4   1.0      1.0   #Tr
  5 SOMA            +VREF X5
                    -X4   X5
                    VPSS  X5
  6 GANHO           X5   X6   #Ka
  7 LIMITA          X6   EFD
  8 EXPORT EFD      EFD
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL      LMIN  #Lmin
DEFVAL      LMAX  #Lmax
(
FIMCDU
(
(
( Excitatriz Auto-Excitada
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0002 AVRMAQ2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Ka      3000.0
DEFPAR #Ta      0.055
DEFPAR #Te      0.36
DEFPAR #Kf      0.125
DEFPAR #Tf      1.8
DEFPAR #Aex     0.0056
DEFPAR #Bex     1.075
DEFPAR #Tr      0.05
(

```

```

(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
 1 IMPORT VOLT      ET
 2 ENTRAD          VREF
 3 IMPORT VSAD     VPSS
 4 LEDLAG          ET   VC   1.0      1.0   #Tr
 5 SOMA            VPSS X5
                   -VC   X5
                   VREF  X5
 6 SOMA            X5   X6
                   -VF   X6
 7 LEDLAG          X6   VR   #Ka      1.0   #Ta
 8 SOMA            VR   X8
                   -VFE  X8
 9 PROINT          X8   EFD   1.0      #Te
10 EXPORT EFD      EFD
11 ENTRAD          KE
12 MULTPL          EFD X12
                   KE   X12
13 FUNCAO EXP      EFD X13   #Aex   #Bex
14 MULTPL          X13 VX
                   EFD  VX
15 SOMA            X12 VFE
                   VX   VFE
16 WSHOUT          EFD  VF   #Kf   1.0   #Tf
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL      VFE   0.0
(
FIMCDU
(
(
( Excitatriz estática com redutor de ganho transitório
(
(ncdu) ( nome cdu )
 0003 AVRMAQ3
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #Tr      0.01
DEFPAR #Ka      3000.0
DEFPAR #Ta      1.0
DEFPAR #Tb      10.0
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
 1 IMPORT VOLT      ET
 2 ENTRAD          VREF
 3 IMPORT VSAD     VPSS
 4 LEDLAG          ET   X4   1.0      1.0   #Tr
 5 SOMA            +VREF X5
                   -X4   X5
                   VPSS  X5
 6 GANHO           X5   X6   #Ka
 7 LEDLAG          X6   EFD   1.0   #Ta  1.0   #Tb
 8 EXPORT EFD      EFD
FIMCDU
(
(
( Excitatriz Auto-Excitada
(
(ncdu) ( nome cdu )
 0004 AVRMAQ4
(
(EFPAR (npar) (      valpar      )
DEFPAR #Ka      3000.0
DEFPAR #Ta      0.055
DEFPAR #Te      0.36
DEFPAR #Kf      0.125
DEFPAR #Tf      1.8
DEFPAR #Aex     0.0056
DEFPAR #Bex     1.075
DEFPAR #Tr      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
 1 IMPORT VOLT      ET
 2 ENTRAD          VREF
 3 IMPORT VSAD     VPSS
 4 LEDLAG          ET   VC   1.0      1.0   #Tr
 5 SOMA            VPSS X5
                   -VC   X5
                   VREF  X5

```

```

6 SOMA          X5      X6
                -VF     X6
7 LEDLAG        X6      VR      #Ka      1.0    #Ta
8 SOMA          VR      X8
                -VFE    X8
9 PROINT        X8      EFD     1.0      #Te
10 EXPORT EFD   EFD
11 ENTRAD       KE
12 MULTPL       EFD     X12
                KE      X12
13 FUNCAO EXP   EFD     X13     #Aex    #Bex
14 MULTPL       X13     VX
                EFD     VX
15 SOMA          X12     VFE
                VX      VFE
16 WSHOUT       EFD     VF      #Kf     1.0    #Tf
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL   VFE   0.0
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0011 RAV1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ WMAQ
0002 IMPORT VCAG VCAG
0003 ENTRAD WREF
0004 SOMA -WREF DW
                WMAQ DW
0005 FRACAO DW DP 1.0 #R
0006 SOMA -DP X1
                -VCAG X1
0007 LEDLAG X1 X2 1.0 1.0 #TG
0008 ENTRAD PREF
0009 SOMA X2 X3
                PREF X3
0010 LEDLAG X3 P 1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT P MEC P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0012 RAV2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ WMAQ
0002 IMPORT VCAG VCAG
0003 ENTRAD WREF
0004 SOMA -WREF DW
                WMAQ DW
0005 FRACAO DW DP 1.0 #R
0006 SOMA -DP X1
                -VCAG X1
0007 LEDLAG X1 X2 1.0 1.0 #TG
0008 ENTRAD PREF
0009 SOMA X2 X3
                PREF X3
0010 LEDLAG X3 P 1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT P MEC P

```

```

(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0013 RAV3
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ WMAQ
0002 IMPORT VCAG VCAG
0003 ENTRAD WREF
0004 SOMA -WREF DW
WMAQ DW
0005 FRACAO DW DP 1.0 #R
0006 SOMA -DP X1
-VCAg X1
0007 LEDLAG X1 X2 1.0 1.0 #TG
0008 ENTRAD PRef
0009 SOMA X2 X3
PRef X3
0010 LEDLAG X3 P 1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT Pmec P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ WREF
FIMCDU
(
(
(ncdu) ( nome cdu )
0014 RAV4
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ WMAQ
0002 IMPORT VCAG VCAG
0003 ENTRAD WREF
0004 SOMA -WREF DW
WMAQ DW
0005 FRACAO DW DP 1.0 #R
0006 SOMA -DP X1
-VCAg X1
0007 LEDLAG X1 X2 1.0 1.0 #TG
0008 ENTRAD PRef
0009 SOMA X2 X3
PRef X3
0010 LEDLAG X3 P 1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT Pmec P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
DEFVAL WMAQ WREF
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```

C.4.3 Associação de Máquinas a Modelos e Modelagem de Carga

Associação de máquinas a seus modelos e modelagem de carga no modelo ANATEM.

```

(
(=====
( ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
1 10 1 1 1u 11u 5u
2 10 1 2 2u 12u 6u
3 10 1 3 3u 13u 9u
4 10 1 4 4u 14u 8u
999999
DCAR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vmn)
BARR 1 A BARR 11 0 100 0 100 70
999999

```

C.5 Sistema *New England*

C.5.1 Dados de Barra e de Linha

Dados de barra e de linha para o sistema *New England* no formato ANAREDE.

```

DBAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
1 L BARRA001 1048-9.5 11048
2 L BARRA002 1049-6.9 11049
3 L BARRA003 1031-9.8 322. 2.4 11031
4 L BARRA004 1004-11. 500. 184. 11004
5 L BARRA005 1005-9.4 11005
6 L BARRA006 1007-8.7 11007
7 L BARRA007 997-11. 233.8 84. 1 997
8 L BARRA008 996-11. 522. 176. 1 996
9 L BARRA009 1028-11. 11028
10 L BARRA010 1017-6.3 11017
11 L BARRA011 1013-7.1 11013
12 L BARRA012 1000-7.1 8.5 88. 11000
13 L BARRA013 1014 -7. 11014
14 L BARRA014 1012-8.7 11012
15 L BARRA015 1016-9.1 320. 153. 11016
16 L BARRA016 1032-7.7 329.4 32.3 11032
17 L BARRA017 1034-8.7 11034
18 L BARRA018 1031-9.5 158. 30. 11031
19 L BARRA019 1050 -3. 11050
20 L BARRA020 991-4.5 680. 103. 1 991
21 L BARRA021 1032-5.3 274. 115. 11032
22 L BARRA022 1050-.82 11050
23 L BARRA023 1045 -1. 247.5 84.6 11045
24 L BARRA024 1038-7.6 308.6-92.2 11038
25 L BARRA025 1058-5.5 224. 47.2 11058
26 L BARRA026 1052-6.8 139. 17. 11052
27 L BARRA027 1038-8.8 281. 75.5 11038
28 L BARRA028 1051-3.3 206. 27.6 11051
29 L BARRA029 1050-.54 283.5 26.9 11050
30 L1 BARRA030 1048-4.5 250.146.3-999999999 11048
31 L1 BARRA031 0982.115573.2207.1-999999999 9.2 4.6 1 982
32 L1 BARRA032 09831.73 650.205.3-999999999 1 983
33 L1 BARRA033 09972.17 632.108.6-999999999 1 997
34 L1 BARRA034 1012.734 508.166.5-999999999 11012
35 L1 BARRA035 10494.14 650.209.3-999999999 11049
36 L1 BARRA036 10646.83 560.102.1-999999999 11064
37 L1 BARRA037 10281.24 540..4102-999999999 11028
38 L1 BARRA038 10276.52 830.23.02-999999999 11027
39 L2 BARRA039 1030-11.1000.87.43-999999999 1104. 250. 11030
999999
DLIN
(De )d O d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
1 2 1 .35 4.11 69.87
1 39 1 .1 2.5 75.
2 3 1 .13 1.51 25.72
2 25 1 .7 .86 14.6
2 30 1 1.81 1.025
3 4 1 .13 2.13 22.14

```

3	18	1	.11	1.33	21.38
4	5	1	.08	1.28	13.42
4	14	1	.08	1.29	13.82
5	6	1	.02	.26	4.34
5	8	1	.08	1.12	14.76
6	7	1	.06	.92	11.3
6	11	1	.07	.82	13.89
6	31	1		2.5	1.07
7	8	1	.04	.46	7.8
8	9	1	.23	3.63	38.04
9	39	1	.1	2.5	120.
10	11	1	.04	.43	7.29
10	13	1	.04	.43	7.29
10	32	1		2.	1.07
12	11	1	.16	4.35	1.006
12	13	1	.16	4.35	1.006
13	14	1	.09	1.01	17.23
14	15	1	.18	2.17	36.6
15	16	1	.09	.94	17.1
16	17	1	.07	.89	13.42
16	19	1	.16	1.95	30.4
16	21	1	.08	1.35	25.48
16	24	1	.03	.59	6.8
17	18	1	.07	.82	13.19
17	27	1	.13	1.73	32.16
19	20	1	.07	1.38	1.06
19	33	1	.07	1.42	1.07
20	34	1	.09	1.8	1.009
21	22	1	.08	1.4	25.65
22	23	1	.06	.96	18.46
22	35	1		1.43	1.025
23	24	1	.22	3.5	36.1
23	36	1	.05	2.72	1.
25	26	1	.32	3.23	51.3
25	37	1	.06	2.32	1.025
26	27	1	.14	1.47	23.96
26	28	1	.43	4.74	78.02
26	29	1	.57	6.25	102.9
28	29	1	.14	1.51	24.9
29	38	1	.08	1.56	1.025

99999

C.5.2 Dados de Máquina, Reguladores de Tensão e Velocidade

Dados de máquina, reguladores de tensão e de velocidade do sistema *New England* em formato ANATEM

```
(=====
( MODELOS DE GERADOR COM POLOS SALIENTES
(=====
(
DMDG MD02 IMPR
(No) (CS) (Ld )(Lq )(L'd) (L"d)(Ll )(T'd) (T"d)(T"q)
(No) (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
0030 0.2650.1830.082 0.0530.03310.20 0.03 0.04
0030 0.1404.200 0.0 1000.60 N
0031 0.7830.7480.185 0.0530.0936.560 0.03 0.04
0031 2.7003.030 0.0 1000.60 N
0032 0.6620.6290.141 0.0530.0815.700 0.03 0.04
0032 0.3863.580 0.0 1000.60 N
0033 0.6950.6840.115 0.0530.0785.690 0.03 0.04
0033 0.2222.860 0.0 1000.60 N
0034 1.7771.6440.350 0.0530.1435.400 0.03 0.04
0035 0.6740.6390.132 0.0530.0597.300 0.03 0.04
0035 6.1503.480 0.0 1000.60 N
0036 0.7820.7740.130 0.0530.0855.660 0.03 0.04
0036 0.2682.640 0.0 1000.60 N
0037 0.7690.7430.151 0.0530.0746.700 0.03 0.04
0037 0.6862.430 0.0 1000.60 N
0038 0.5570.5440.151 0.0530.0794.790 0.03 0.04
```

```

0038 0.3003.450 0.0 1000.60 N
0039 0.0530.0500.015 0.0050.0087.000 0.03 0.04
0039 0.10050.00 0.0 1000.60 N
(
999999
(
( DADOS DE REGULADOR DE TENSÃO
(
(
DCST IMPR
(Nc) T ( P1 ) ( P2 ) ( P3 )
0001 2 0.015 9.6 0.9
(
999999
DRGT MD01 IMPR
(No) (CS) (Ka) (Ke) (Kf) (Tm) (Ta) (Te) (Tf) (Lmn) (Lmx) LS
0001 5.00 1.00 0.04 0.00.0600.2501.000 -99 99 EI
0002 6.20 1.000.057 0.00.0500.4100.500 -99 99 EI
0003 5.00 1.00 0.08 0.00.0600.5001.000 -99 99 EI
0004 5.00 1.00 0.08 0.00.0600.5001.000 -99 99 EI
0005 40.00 1.00 0.03 0.00.0200.7851.000 -99 99 EI
0006 5.00 1.000.075 0.00.0200.4711.240 -99 99 EI
0007 40.00 1.00 0.03 0.00.0200.7301.000 -99 99 EI
0008 5.00 1.000.084 0.00.0200.5281.260 -99 99 EI
0009 40.00 1.00 0.03 0.00.0201.4001.000 -99 99 EI
0010 5.00 1.00 0.08 0.00.0600.5001.000 -99 99 EI
(
999999
(
( DADOS DE REGULADOR DE VELOCIDADE
(
DRGV MD02 IMPR
(No) ( R ) ( T ) (T1) (T2) (Lmn) (Lmx) (Dtb) L
0020 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0021 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0022 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0023 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0024 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0025 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0026 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0027 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0028 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
0029 0.05 0.5 0.0 1.0-9999 9999 0E
(
999999
(
FIM

```

C.5.3 Associação de Máquinas a Modelos e Modelagem de Carga

Associação de máquinas a seus modelos e modelagem de carga no modelo ANATEM.

```

(=====
( ASSOCIACAO DE MAQUINAS COM MODELOS
(=====
DMAQ
( Nb) Gr (P) (Q) Und ( Mg ) ( Mt )u( Mv )u( Me )u(Xvd)(Nbc)
30 10 1 0030 0001 0041u 20
31 10 1 0031 0002 0042u 21
32 10 1 0032 0003 0043u 22
33 10 1 0033 0004 0044u 23
34 10 1 0034 0005 0045u 24
35 10 1 0035 0006 0046u 25
36 10 1 0036 0007 0047u 26
37 10 1 0037 0008 0048u 27
38 10 1 0038 0009 0049u 28
39 10 1 0039 0010 0050u 29
999999
(
(

```

```
(=====
( DADOS DE CARGAS FUNCIONAIS - Modelagem de carga Potência constante
(=====
DCAR
(tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) C (tp) ( no) (A) (B) (C) (D) (Vmn)
BARR      1 a BARR  9998                0  0  0  0
999999
(
```