

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**CURSO ENGENHARIA ELÉTRICA – ENERGIA**

**Othon Ferreira Avila**

**REPRESENTAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA NO**  
**PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR**

**Juiz de Fora**

**2016**

**Othon Ferreira Avila**

**REPRESENTAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA NO  
PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado a Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte das exigências para a obtenção do título de engenheiro electricista.

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

**Juiz de Fora**

**2016**

Ávila, Othon Ferreira.

Representação da Regulação Primária no Problema de Fluxo de Potência Linear / Othon Ferreira Ávila. -- 2016.

87 p.

Orientador: João Aberto Passos Filho

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2016.

1. Fluxo de Potência Linear. 2. Regulação Primária de Frequência. 3. Análise em Regime Permanente. 4. Modelo CC. 5. Controle de Frequência. I. Filho, João Aberto Passos, orient. II. Título.

**Othon Ferreira Avila**

**REPRESENTAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA NO  
PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR**

Trabalho de conclusão de curso, apresentado a Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte das exigências para a obtenção do título de engenheiro eletricista.

Aprovada em 08 de agosto de 2016

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. João Alberto Passos Filho - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Vander Menengoy da Costa  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Ricardo Mota Henriques  
Universidade Federal de Juiz de Fora

# AGRADECIMENTOS

A Deus por minha vida, família e amigos.

A minha família, em especial aos meus pais Izabel e Luis e a minha irmã Ilana, que com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu completa-se essa etapa da minha vida.

Ao professor João Alberto Passos Filho pela dedicação, incentivo, ética e principalmente pelos momentos de aprendizado durante a elaboração deste trabalho.

Aos amigos do curso de graduação, pelas conversas técnicas.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora), pela assistência técnica.

A Universidade Federal de Juiz de Fora, pela excelência no ensino.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

Neste trabalho é proposta uma metodologia para análise de redes em regime permanente, no qual leva em consideração o controle primário de frequência em sistemas elétricos de potência. Esta metodologia se fundamenta em representar as características da regulação primária de frequência no problema de fluxo de potência linearizado, através da incorporação das equações dos dispositivos de controle no problema de fluxo de potência linear e também, a inserção da referência angular do sistema, criando assim um sistema de equações lineares da ordem  $(nb + ng + ref)$ . A formulação é desenvolvida a partir de uma metodologia genérica de representação de dispositivos de controle. O objetivo principal do trabalho é apresentar um fluxo de potência linear com regulação primária capaz de estimar o novo cenário de equilíbrio entre geração, carga e perdas de um sistema elétrico de potência devido à ocorrência de uma variação na carga ou topologia da rede.

O problema do fluxo de potência linear é obtido a partir de algumas simplificações no modelo do fluxo de potência não-linear. Tendo em vista essas simplificações, o trabalho realiza comparações entre os resultados encontrados por estes dois modelos em três sistemas elétricos de potência testes. Como conclusão é apresentada as vantagens da metodologia proposta por este trabalho nos estudos dos sistemas elétricos de potência. O desenvolvimento do fluxo de potência linear com regulação primária foi implementado no ambiente MATLAB®.

**Palavras-chave:** regulação primária de frequência, fluxo de potência linear, modelo CC, controle de frequência, análise em regime permanente.

## ABSTRACT

This work presents an analytical tool for steady state power systems using primary frequency control. The method is based on representing the technical features of a primary frequency control inside a linear power flow model. By incorporating the control devices equation and a reference phase angle into a linear model a new system of linear equations of order  $(nb + ng + ref)$  is achieved. This formulation is developed assuming a generic representation of control devices. The main goal of this work is to present a linear power flow with controlled primary frequency capable of estimating a new equilibrium state between generation, load and losses after a charge variation or change in the power system topology.

The linear power flow model was obtained for this purpose by simplifying a non-linear power flow model. Because of those simplifications this work also compares results of these two models (non-linear and linear) in three different emulated power systems. As conclusion some advantages of using this analytical method are presented. The whole analysis was developed in the MATLAB<sup>®</sup> environment.

**Keywords:** primary frequency control, linear power flow, DC model, frequency control, steady state analysis.

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Linha Transmissão</i> .....	23
<i>Figura 2 - Transformador em-fase</i> .....	24
<i>Figura 3 - Defasador puro</i> .....	24
<i>Figura 4 - Representação das perdas no Modelo CC</i> .....	27
<i>Figura 5 - Gráfico da variação da demanda com a frequência</i> .....	31
<i>Figura 6 - Regulador Isócrono</i> .....	33
<i>Figura 7 - Diagrama de blocos do Regulador Síncrono</i> .....	33
<i>Figura 8 - Regulador com Queda de Velocidade</i> .....	34
<i>Figura 9 - Diagrama de blocos do RQV</i> .....	35
<i>Figura 10 - Circuito montado no simulink para a comparação entre os reguladores</i> .....	38
<i>Figura 11 - Comparação entre RQV e o Isócrono</i> .....	38
<i>Figura 12 - Característica do Regulador com Queda de Velocidade (RQV)</i> .....	40
<i>Figura 13 - Sistema com duas unidades geradoras com RQV</i> .....	41
<i>Figura 14- Característica Estática dos RQV</i> .....	42
<i>Figura 15 – Sistema tutorial de 3 barras</i> .....	47
<i>Figura 16 - Sistema 3 barras com a presença do distúrbio na carga</i> .....	48
<i>Figura 17 - Novo cenário do equilíbrio geração/carga do sistema 3 barras</i> .....	50
<i>Figura 18 - Característica estática de cada RQV</i> .....	50

<i>Figura 19 - Sistema 3 Barras com representação das perdas .....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 20 – Sistema tutorial de 6 barras .....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 21 - Sistema de 6 barras operando em ilhas .....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 22 - Sistema Teste 1 .....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 23 - Ângulo das tensões das barras no caso base do sistema Teste 1 .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 24 - Geração de potência ativas nas barras no caso base do sistema Teste 1 .....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 25 - Geração de potência ativa para o novo cenário de aumento de carga - Metodologia CC .....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 26 - Sistema Teste 1 com perdas .....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 27 - Alteração dos valores de resistências no Sistema Teste 1 .....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 28 - Geração de potência ativa para o novo cenário de diminuição de carga - Metodologia CC .....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 29 - Sistema New England de 39 barras .....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 30 - Comparação entre as potências ativas geradas antes e após o evento de aumento de carga – Metodologia CC .....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 31 - Comparação entre as potências ativas encontradas na metodologia CC e AC ...</i>	<i>74</i>
<i>Figura 32 - Diagrama unifilar do Sistema Teste 3 .....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 33 - Ângulo das tensões das barras após evento.....</i>	<i>77</i>

*Figura 34 - Comparação entre as gerações de potência ativa encontrada pelas metodologias CC e AC.....78*

*Figura 35 - Potência ativa e desvio de geração das máquinas após evento - Metodologia CC .....78*

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Valores de “x” e “r” para uma rede de alta tensão Belga .....</i>	<i>27</i>
<i>Tabela 2 - Dados de Linha do Sistema de 3 Barras .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 3 - Dados de Barra e de Operação do Sistema de 3 Barras .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 4 - Dados de Linha do Sistema de 3 Barras com perdas elétricas.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 5 - Dados de linha do sistema de 6 barras.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 6 - Base de potência e estatismos dos geradores do Sistema Teste 1 .....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 7 - Participações dos geradores no desequilíbrio geração, carga e perda do Sistema Teste 1.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 8 - Resultado da análise do FPLRP para o caso base do Sistema Teste 1 .....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 9 - Resultado para o FPLRP para a segunda avaliação do Sistema Teste 1.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabela 10 - Dados de linha do sistema de 6 barras com perdas .....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 11 - Resultado para o FPLRP para a terceira avaliação do Sistema Teste 1 .....</i>	<i>64</i>
<i>Tabela 12 - Resultado para o FPLRP para a terceira avaliação do Sistema Teste 1 com aumento de carga .....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 13 – Alteração dos valores de resistência no Sistema Teste 1 .....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 14 - Resultado para o FPLRP com perdas e aumento de carga.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 15 - Resultado para o FPLRP para a segunda avaliação do Sistema Teste 1.....</i>	<i>67</i>

<i>Tabela 16 - Geração de Potência Ativa no caso base para o Sistema Teste 2 .....</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 17 - Dados de carga do Sistema Teste 2 .....</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 18 - Comparação da Metodologia Proposta com o ANAREDE .....</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 19 - Novo cenário de carga do Sistema Teste 2 - Aumento de 100% .....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 20 - Resultado para o FPLRP do Sistema Teste 2 .....</i>	<i>72</i>
<i>Tabela 21 - Dados de geração e carga do Sistema Teste 3 .....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 22 - Dados das máquinas do Sistema Teste 3 .....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 23 - Geração de potência ativa e carga total para as áreas do Sistema Teste 3 .....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 24 - Resultado para o FPLRP para o Sistema Teste 3 .....</i>	<i>76</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$nb$ : Número de barras do sistema

$ng$ : Número de barras geradoras

$ni$ : Número de ilhas elétricas

$V_k$ : Magnitude de tensão nodal da barra  $k$

$\theta_k$ : Ângulo da tensão da barra  $k$

$\theta_{km}$ : Diferença entre os ângulos das tensões das barras  $k$  e  $m$

$V_k \angle \theta_k$ : Tensão complexa da barra  $k$

$f$ : Frequência de operação

$\underline{P}$ : Vetor das injeções líquida de potência ativa

$\underline{\theta}$ : Vetor dos ângulos das tensões nodais

$\underline{B}'$ : Matriz de admitância nodal

$P^{bm}$ : Base de potência ativa da máquina

$P^{bs}$ : Base de potência ativa do sistema.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>viii</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS.....</b>	<b>xiii</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1 Considerações Iniciais.....	17
1.2 Objetivo e Motivação.....	19
1.3 Principais Contribuições.....	20
1.4 Estrutura do Trabalho.....	20
<b>2 FLUXO DE CARGA LINEAR.....</b>	<b>22</b>
2.1 Considerações Iniciais.....	22
2.2 Formulação Matemática.....	22
2.3 Formulação Matricial.....	25
2.4 Representação das Perdas no Modelo CC.....	26
2.5 Sumário do Capítulo.....	28
<b>3 REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA.....</b>	<b>29</b>
3.1 Considerações Iniciais.....	29
3.2 Regulação Própria.....	29
3.3 Regulação Primária.....	32
3.4 Regulador Isócrono.....	32
3.5 Regulador com Queda de Velocidade.....	34
3.6 Comparação entre o Regulador Isócrono e o Regulador com Queda de Velocidade.....	35
3.7 Característica Estática do Regulador com Queda de Velocidade.....	39
3.8 Operação em Paralelo dos Reguladores com Queda de Velocidade.....	41
3.9 Sumário do Capítulo.....	43
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>44</b>

4.1	Considerações Iniciais .....	44
4.2	Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária.....	44
4.2.1	Exemplo Ilustrativo .....	47
4.3	Solução Simultânea de Ilhas Elétricas .....	52
4.3.1	Exemplo Ilustrativo para Situação de Operação em Ilha .....	53
4.4	Sumário do Capítulo .....	55
<b>5</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>57</b>
5.1	Considerações Iniciais .....	57
5.2	Sistema Teste 1.....	57
5.2.1	Primeira Avaliação do Sistema Teste 1 .....	59
5.2.2	Segunda Avaliação do Sistema Teste 1 .....	61
5.2.3	Terceira Avaliação do Sistema Teste 1 .....	63
5.2.4	Quarta Avaliação do Sistema Teste 1 .....	66
5.3	Sistema Teste 2.....	68
5.3.1	Primeira Avaliação do Sistema Teste 2.....	70
5.3.2	Segunda Avaliação do Sistema Teste 2.....	72
5.4	Sistema Teste 3.....	74
5.4.1	Avaliação do Sistema Teste 3 .....	75
5.5	Sumário do Capítulo .....	79
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>80</b>
6.1	Considerações Gerais.....	80
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	81
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>82</b>
<b>8</b>	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>84</b>
8.1	Considerações Gerais.....	84
8.2	Sistema 6 Barras .....	84
8.2.1	Dados de Barra e de Linha .....	84

8.3	Sistema 11 Barras .....	84
8.3.1	Dados de Barra e de Linha .....	84
8.4	Sistema New England .....	85
8.4.1	Dados de Barra e de Linha .....	85

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Iniciais

A operação dos sistemas elétricos de potência (SEP) sob as condições de segurança e confiabilidade vem se tornando um desafio cada vez maior com o passar dos anos. Tais dificuldades na operação destes sistemas são atribuídas a diversos fatores, restrições de grandezas econômicas, complexidade da topologia da rede, a constante variação das cargas, desequilíbrios entre geração/carga. Neste contexto, vem se desenvolvendo estudos e modernização de ferramentas computacionais que simulem de forma confiável a topologia dos SEPs (LA GATTA, 2012)(VIEIRA FILHO, 1984).

A modelagem de maneira fiel das características dos SEPs requer o uso de equações algébricas e diferenciais não-lineares, para simulações no domínio do tempo. Porém, este processo pode vir a demandar um grande esforço computacional dependendo da topologia do sistema, acarretando em grandes períodos de simulação (LA GATTA, 2012). Neste contexto, simulações que utilizam equações lineares, fluxo de carga linearizado, podem apresentar vantagens, em virtude do reduzido tempo de processamento dos dados, uma menor robustez numérica e necessidades de baixa exigência computacional (J. Q. DUARTE, 2009).

A literatura mais recente vem demonstrando o interesse no uso de soluções encontradas pelo método linearizado, incentivando estudos com potencial de engrandecer a precisão de tal modelo. Contudo, não se pode abstrair das discrepâncias introduzidas pelo modelo linear, decorrentes de algumas simplificações empregadas em sua formulação (J. Q. DUARTE, 2009).

O modelo linearizado é obtido através de algumas simplificações do modelo clássico não-linear, como não considerar as magnitudes das tensões nodais, as diferenças angulares entre as barras tem de ser mínimas, não leva em consideração a potência reativa, a resistência nas linhas de transmissão são ignoradas. Tendo em vista tais premissas incorporadas no modelo linear, este não pode vir a suceder por completo os métodos clássicos de fluxo de carga (STOTT, JARDIM e ALSAÇ, 2009).

O fluxo de potência linearizado vem se tornando uma alternativa interessante em estudos de fluxo de potência, tendo em vista suas vantagens técnicas-econômicas nas análises dos sistemas elétricos. Entretanto, deve-se ter precauções ao interpretar os resultados produzidos por esse método, pois os resultados podem ser uma aproximação muito boa se os pressupostos subjacentes ao modelo linear são respeitados. Do contrário, eles podem apresentar erros significativos (PURCHALA, MEEUS, *et al.*, 2005). Além destas discrepâncias, este modelo também possui seus benefícios como: as soluções são não iterativas, confiáveis e únicas; os métodos e desenvolvimento computacional são moderadamente simples e de baixo custo computacional; sua rede de dados é relativamente fácil de extrair; os modelos podem ser resolvidos e otimizados de forma eficientes; rigor aceitável em diversas aplicações (STOTT, JARDIM e ALSAÇ, 2009)(J. Q. DUARTE, 2009).

Uma particularidade significativa do modelo linearizado é o fato deste fornecer respostas, mesmo para situações que não poderiam ser resolvidos pelos métodos convencionais de fluxo de carga, métodos não-lineares. Estas condições ocorrem frequentemente em análises de planejamento do sistema, onde para uma dada rede ensaiam acréscimos de carga/geração nos quais, vem a apresentar problemas de convergência nos programas de fluxo de carga convencional (MONTICELLI, 1983).

O cálculo de fluxo de potência, ou fluxo de carga, é uma das ferramentas mais utilizadas na análise da operação de sistemas elétricos de potência. Este cálculo consiste essencialmente na determinação das tensões nodais, em módulo e fase, e na distribuição dos fluxos de potência nos sistemas de transmissão. Em sua formulação teórica, uma oscilação entre geração, carga e perdas elétricas é incorporada pela barra de referência angular (barra *swing* ou *slack*) (MONTICELLI, 1983).

As informações fundamentais de entrada para a solução do problema de fluxo de potência podem ser associadas nas seguintes classes (J. Q. DUARTE, 2009):

- i. Topologia (ramos e nós): indicam como o sistema está estruturalmente interconectado.
- ii. Parâmetros: são os valores de impedâncias das linhas de transmissão, dos transformadores e dos elementos em derivação.

- iii. Pontos de operação: estão associados aos níveis de potência gerada (geração), aos valores de carga (demanda), às relações de transformação, às tensões nas barras, intercâmbio entre regiões e outros controles do sistema.

Os resultados dos fluxos de potência também dependem da metodologia aplicada, métodos de fluxo de carga não-linear, métodos Desacoplados, no qual esses levam a resultados mais exatos que os métodos linearizados (MONTICELLI, 1983). Contudo, os métodos linearizados, ou também chamados de Modelo CC, vêm sendo largamente utilizados em cálculos preliminares de fluxos nas redes, em consequência da exigência de baixos encargos computacionais (J. Q. DUARTE, 2009) (STOTT, JARDIM e ALSAÇ, 2009).

## 1.2 Objetivo e Motivação

O presente trabalho traz dois objetivos principais na sua contextualização:

- i. Apresentar uma metodologia que represente as características da regulação primária de frequência no problema de fluxo de potência linearizado, através da incorporação das equações dos dispositivos de controle no problema de fluxo de potência linear, criando um sistema de equação linear “expandido”. A incorporação dos dispositivos de controle no problema de fluxo de potência foi fundamentada de acordo com os trabalhos descritos em (PASSOS FILHO, 2000) e (LA GATTA, 2012).
- ii. Realizar uma comparação entre a metodologia linear “expandida”, descrita neste trabalho, com uma metodologia não-linear representada em (LA GATTA, 2012), no qual esta apresenta a incorporação da regulação primária de frequência no problema de fluxo de potência não-linear por uma matriz Jacobiana aumentada. São utilizados três sistemas elétricos de potência para a análise desta comparação.

O modelo descrito em (PASSOS FILHO, 2000) e em (LA GATTA, 2012) é fundamentado na formação de uma matriz Jacobiana expandida (*full Newton*) que incorpora o equacionamento dos dispositivos de controle no problema de fluxo de potência convencional,

e também vem a ser inserida uma equação para a representação da referência angular do sistema.

Por fim, o presente trabalho tem por foco principal apresentar uma metodologia que represente a regulação primária de frequência dos geradores no problema de fluxo de potência linear, no qual as equações que descrevem a regulação primária, assim como a que representa a referência angular do sistema, são introduzidas como restrições de igualdade. Com isso, a metodologia apresentará a solução do problema do fluxo de potência linear, junto com a monitoração da frequência de operação do sistema.

### **1.3 Principais Contribuições**

As principais contribuições deste trabalho são:

- i. Desenvolvimento de uma metodologia que represente a regulação primária de frequência no problema de fluxo de potência linear;
- ii. Desenvolvimento de uma metodologia que resolva simultaneamente situações de sistemas operando de forma ilhada.

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos, descritos resumidamente a seguir.

No Capítulo 2 é apresentada uma breve revisão dos principais conceitos a respeito do problema de fluxo de potência linear, tais como: as premissas do modelo de fluxo linear; o equacionamento matemático do fluxo de potência ativa entre barras; a formulação matricial de tal problema, no qual será a matriz a ser “expandida” na metodologia proposta; representação das perdas no Modelo CC.

O Capítulo 3 expõe estudos sobre os principais conceitos referentes à regulação primária de frequência em sistemas elétricos de potência. Desenvolve a equação dos

dispositivos de controle que serão utilizados pela metodologia proposta. Também nesta seção é realizada uma comparação entre os reguladores de velocidades Isócronos e com Queda de Velocidade.

No Capítulo 4 é descrita detalhadamente a metodologia proposta por este trabalho, representação da regulação primária no problema de fluxo de potência linearizado. Nesta seção são apresentados exemplos tutoriais para o melhor entendimento da metodologia.

O Capítulo 5 mostra os resultados e comentários da metodologia proposta em três sistemas elétricos de potência. Os resultados atingidos são comparados com os encontrados pela metodologia de representação da regulação primária no problema de fluxo de potência não-linear proposto em (LA GATTA, 2012).

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões com relação à metodologia proposta neste trabalho, bem como a sugestão de desenvolvimentos futuros, com o propósito de continuar os estudos iniciados pelo presente trabalho.

Completando tem-se o Apêndice A, que apresenta os dados dos sistemas elétricos de potência utilizados neste trabalho.

## 2 FLUXO DE CARGA LINEAR

### 2.1 Considerações Iniciais

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é proporcional à abertura angular na linha e se desloca no sentido do ângulo maior para o ângulo menor, proporcionando assim o desenvolvimento de um modelo de fluxo de carga aproximado, fundamentado no acoplamento  $P$  (potência ativa) e  $\Theta$  (ângulo), chamado de fluxo de carga CC, fluxo de carga linear ou fluxo de carga linearizado (MONTICELLI, 1983).

O Modelo CC é uma variação do método de Newton, trata-se de uma simplificação do modelo não-linear, no qual esse considera apenas as potências ativas do sistema, e desconsidera os valores das tensões nodais, de potências reativas e as perdas na transmissão. No entanto nem sempre fica de forma evidente como essas premissas devem ser compreendidas (PURCHALA, MEEUS, *et al.*, 2005). Caso seja necessário, em fases subsequentes na análise dos sistemas, o conhecimento de variáveis como as magnitudes das tensões nas barras, os fluxos de potência reativa, deve-se recorrer para estudos que utilizam os métodos clássicos de fluxo de carga não-linear (MONTICELLI, 1983).

Com isso, o objetivo principal deste capítulo é apresentar uma revisão teórica a respeito do problema de fluxo de potência linear, enfatizando as equações que regem este fluxo.

### 2.2 Formulação Matemática

O modelo de fluxo de carga linearizado sem perdas é adquirido por intermédio de simplificações do modelo não-linear (STOTT, JARDIM e ALSAÇ, 2009). Tais simplificações são demonstradas nas equações de (1) a (6) e na Figura 1:

$$V_k \cong V_m \cong 1 \text{ p.u} \quad (1)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m = \text{Valor Pequeno} \quad (2)$$

$$\cos(\theta_{km}) \cong 1 \quad (3)$$

$$\text{sen}(\theta_{km}) \cong \theta_{km} \cong \theta_k - \theta_m \quad (4)$$

$$b_{km} \cong \frac{-1}{x_{km}} \quad (5)$$

$$g_{km} = 0 \therefore P_{km}^{\text{perdas}} = 0 \quad (6)$$

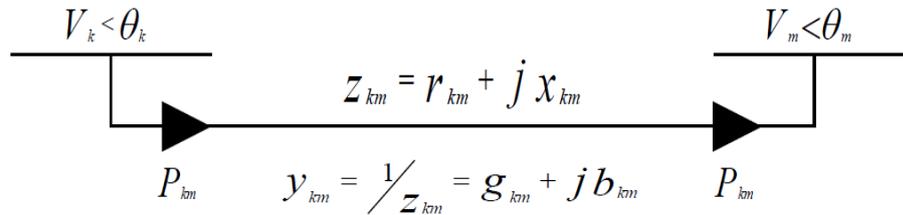


Figura 1 - Linha Transmissão

A equação do fluxo de potência ativa  $P_{km}$ , entre as barras  $k$  e  $m$ , em uma linha de transmissão é modelada em (7):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (7)$$

Onde:

- $V_k$  e  $V_m$  são os módulos das tensões nas barras  $k$  e  $m$ .
- $\theta_k$  e  $\theta_m$  são os ângulos das tensões nas barras  $k$  e  $m$ .
- $g_{km}$  é a condutância série da linha.
- $b_{km}$  é a susceptância série da linha.

Aderindo as simplificações do Modelo CC, (1) a (6), a equação 7 fica de acordo como mostrado em (8), onde  $x_{km}$  é a reatância série da linha (STOTT, JARDIM e ALSAÇ, 2009):

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = x_{km}^{-1} (\theta_k - \theta_m) = \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} \quad (8)$$

Esta equação apresenta a mesma forma que a Lei de Ohm em um circuito resistivo percorrido por uma corrente contínua, onde  $P_{km}$  é similar à intensidade da corrente; os ângulos  $\theta_k$  e  $\theta_m$  são análogos às tensões terminais; e  $x_{km}$  condiz com a resistência do circuito. Por esta razão, o modelo linear é também chamado de Modelo CC (MONTICELLI, 1983).

Considerando a presença de transformadores em-fase na linha de transmissão, Figura 2, o cálculo do fluxo de potência ativa  $P_{km}$  ficará de acordo com a expressão (9), em que  $\alpha_{km}$  é o tap do transformador em-fase.

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - (a_{km}V_k)V_m b_{km} \sin(\theta_{km}) \quad (9)$$

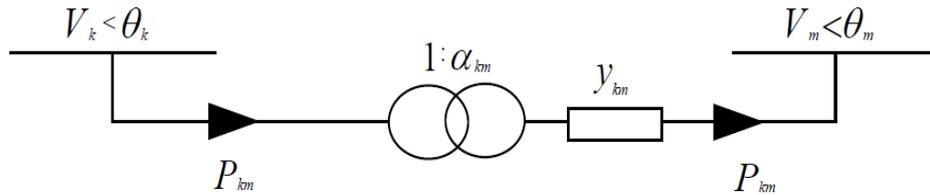


Figura 2 - Transformador em-fase

Adotando as simplificações do Modelo CC em (9) chega-se a expressão do fluxo de potência linear em uma linha de transmissão com a presença do transformador em-fase, representada na equação (10).

$$P_{km} = \alpha_{km} x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad (10)$$

Por fim, considere a presença de transformadores defasadores puro na linha de transmissão, como mostrado na Figura 3. Assim, o cálculo do fluxo de potência estará de acordo com a equação (11), onde  $\varphi_{km}$  representa o ângulo do transformador defasador (PASSOS FILHO, HENRIQUES e ALVES).

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - V_k V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (11)$$

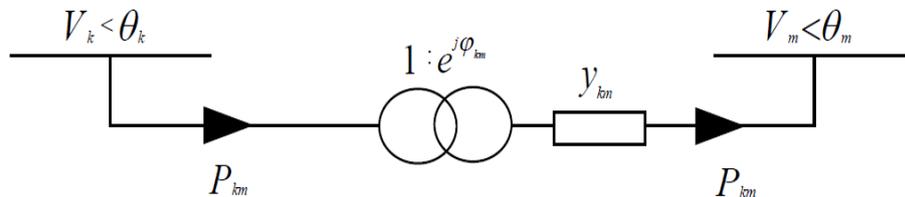


Figura 3 - Defasador puro

Aderindo as premissas do Modelo CC, a expressão (11) ficará de acordo com a equação descrita em (12).

$$P_{km} = x_{km}^{-1}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (12)$$

A equação (12) pode ser interpretada em duas componentes: uma que está sujeita ao estado das barras terminais ( $x_{km}^{-1}\theta_{km}$ ) e, outra parcela que apenas depende do ângulo do defasador ( $x_{km}^{-1}\varphi_{km}$ ) (MONTICELLI, 1983).

### 2.3 Formulação Matricial

O modelo linearizado do fluxo de potência pode ser representado matricialmente de acordo com (13). Para uma maior facilidade de apresentação da matriz, considerou-se uma rede de transmissão sem transformadores em-fase ou defasadores. As variáveis em negrito e com barra inferior foram adotadas como padrão de nomenclatura na representação de matrizes e vetores.

$$\underline{\mathbf{P}} = \underline{\mathbf{B}}' \underline{\boldsymbol{\theta}} \quad (13)$$

Esses vetores e matrizes são descritos a seguir:

- $\underline{\mathbf{P}}$ : Vetor das injeções líquida de potência ativa nas barras.

$$\begin{aligned} P_k &= P_k^{gerada} - P_k^{consumida} \\ P_m &= P_m^{gerada} - P_m^{consumida} \\ &\vdots \\ P_{nb} &= P_{nb}^{gerada} - P_{nb}^{consumida} \end{aligned} \quad (14)$$

- $\underline{\boldsymbol{\theta}}$ : Vetor dos ângulos das tensões nodais.

$$\underline{\boldsymbol{\theta}} = [\theta_1 \quad \cdots \quad \theta_k \cdots \quad \theta_m \cdots \quad \theta_{nb}]^T \quad (15)$$

- $\underline{\mathbf{B}}'$ : Matriz de admitância nodal.

$$\begin{aligned} \mathbf{B}'_{km} &= -x_{km}^{-1} \\ \mathbf{B}'_{kk} &= \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \end{aligned} \quad (16)$$

Dessa forma, a expressão matricial descrita em (13) forma um sistema de equações lineares de ordem  $(nb)$ , em que “ $nb$ ” representa o número total de barras presentes no sistema elétrico de potência em análise.

A matriz  $\underline{\mathbf{B}}'$  é singular, assim o sistema matricial não possui solução ou apresenta infinitas soluções. A resolução deste problema pode ser feita através da eliminação de uma das equações do sistema, por exemplo, usando o método “*Big Number*”, e assumindo a barra correspondente a tal eliminação como referência angular do sistema ( $\theta_k = 0$ ). Com isso, a matriz  $\underline{\mathbf{B}}'$  passa a ser não-singular, ou seja, apresenta inversa (MONTICELLI, 1983).

## 2.4 Representação das Perdas no Modelo CC

As resistências das linhas de transmissão podem desempenhar um papel importante na precisão dos resultados do fluxo de potência linear, como nas redes de transmissão com extensões elevadas no qual o montante das perdas elétricas pode ser consideravelmente grande, em comparação com o nível de geração da barra de referência do sistema (PARKER, WATANABE e SCHILING, 1980)(PURCHALA, MEEUS, *et al.*, 2005).

A Tabela 1 detalha para diferentes níveis de tensões de um sistema na Bélgica os índices máximos, mínimos e médios da razão reatância série por resistência série ( $X/R$ ) das linhas de transmissão. Assim, pode-se verificar a importância de analisar a topologia do sistema de potência a fim de verificar a relevância de representar ou não as perdas nos estudos desses sistemas, já que a razão  $X/R$  varia de acordo com as características do sistema (PURCHALA, MEEUS, *et al.*, 2005).

Tabela 1 - Valores de “x” e “r” para uma rede de alta tensão Belga

[kV]	Mínimo R	Máximo R	Médio R	Mínimo X	Máximo X	Médio X	Mínimo X/R	Máximo X/R	Médio X/R
380	0,025	0,038	0,031	0,278	0,353	0,325	8,4	12,5	10,5
220	0,038	0,088	0,067	0,184	0,429	0,364	3,5	8,0	5,5
150	0,018	0,292	0,090	0,071	1,458	0,374	1,0	12,0	4,2
70	0,034	0,425	0,174	0,034	0,756	0,360	0,8	9,0	2,1

Pode-se dizer que as perdas assemelham-se a cargas distribuídas ao longo do sistema, no qual são supridas pelos geradores. Com isso pode-se representar o efeito das perdas no Modelo CC como novas cargas inseridas nos barramentos do sistema, como mostrado na equação (17) e na Figura 4, e com baixo custo computacional (MONTICELLI, 1983).

$$P_{km}^{Perdas} = g_{km} \theta_{km}^2 \quad (17)$$

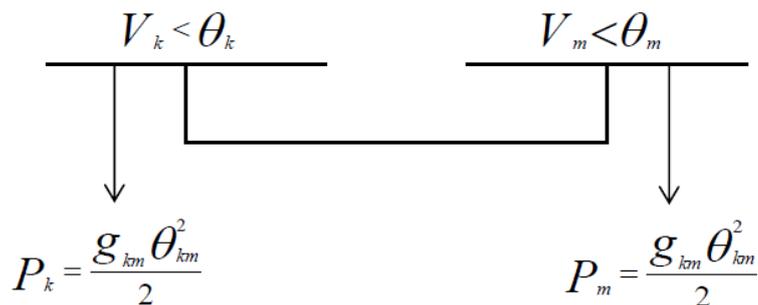


Figura 4 - Representação das perdas no Modelo CC

A ação da perda elétrica numa linha de transmissão pode ser entendida como cargas adicionais nas barras terminais desta linha, metade na barra \$k\$ e metade na barra \$m\$ como na Figura 4. Portanto, no sistema de equações lineares do Modelo CC (13) é adicionado o vetor  $\underline{P}^{Perdas}$ , que representa as perdas das linhas, ao vetor de injeções nodais de potência ativa (MONTICELLI, 1983).

$$\underline{P} - \underline{P}^{Perdas} = \underline{B}' \underline{\theta} \quad (18)$$

## **2.5 Sumário do Capítulo**

O presente capítulo apresentou uma revisão teórica a respeito dos principais conceitos do problema do Fluxo de Potência Linear. Tal estudo apresentou as simplificações adotadas por este modelo, os fluxos de potência ativa nas redes de transmissão e a representação das perdas elétricas. Além do mais, incluiu-se a representação matricial deste modelo de fluxo linear.

### 3 REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA

#### 3.1 Considerações Iniciais

O funcionamento de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é realizado de modo a alcançar de maneira econômica as necessidades de energia elétrica dos consumidores, dentro dos princípios de segurança e qualidade do serviço (SOUZA, MACEDO, *et al.*, 2006).

A determinação se um SEP está operando sob suas condições normais pode ser feita analisando duas grandezas elétricas, a frequência e a tensão. Em relação à frequência, admite-se um intervalo de variação da frequência de operação do sistema entre  $60 \pm 0,5$  Hz. A respeito da tensão se analisa a forma de onda, onde esta deve se aproximar de uma forma de onda senoidal, a simetria do sistema e as magnitudes das tensões entre os limites aceitáveis (BARBOSA, MONARO, *et al.*, 2008).

Durante a operação dos sistemas elétricos de potência ocorrem repetidamente variações da frequência de operação, devido ao balanço dinâmico entre geração e carga. Contudo, este parâmetro pode ultrapassar seus limites permitidos de operação devido a grandes variações no equilíbrio geração e carga, prejudicando assim a eficácia dos equipamentos conectados no sistema, como motores e geradores, e alterando os parâmetros das linhas de transmissão, ou seja, afetando o bom funcionamento do SEP como um todo (VIEIRA FILHO, 1984).

Neste contexto, a finalidade deste capítulo é retratar uma revisão teórica a respeito da Regulação Primária de Frequência, através da atuação de Reguladores com Queda de Velocidade e de Reguladores Isócronos.

#### 3.2 Regulação Própria

Durante a operação do Sistema Elétrico de Potência, as cargas se acoplam ou se desligam de maneira imprevista. Considerando por exemplo um repentino aumento de carga no sistema, acarretará instantaneamente num déficit na geração para suprir essa nova

demanda. Este suprimento ocorre em primeira instância, através da energia cinética (19) das máquinas geradoras, com isso a velocidade de rotação das mesmas decresce e, por consequência, a frequência elétrica do sistema diminui (VIEIRA FILHO, 1984).

A energia cinética de um sistema pode ser representada por (19), em que  $J$  é o momento de inércia do sistema,  $\omega$  é a velocidade angular da máquina e  $f_o$  é a frequência nominal operativa (FABRI, 2003).

$$E_{cinética} = \frac{1}{2}J\omega^2 = \frac{1}{2}J(2\pi f_o)^2 \quad (19)$$

As cargas de um SEP, em geral, se modificam de acordo com o valor da frequência, pois uma redução deste parâmetro ocasiona uma redução da carga. Este comportamento indica uma “vocação” do sistema de se autorregular, ou seja, de alcançar um novo estado de equilíbrio entre carga e geração. Esta propriedade do sistema de se autorregular, de alcançar um novo estado de equilíbrio em resposta a variações da potência demanda, é intitulado de “Regulação Própria do Sistema” (LA GATTA, 2012) (FABRI, 2003).

A Regulação Própria é simbolizada pelo parâmetro  $D$ , denominado coeficiente de amortecimento, demonstrado em (20).

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (20)$$

Em que:

- $\Delta P_D$ : representa a variação de potência ativa demanda.
- $\Delta f$  : representa a variação da frequência de operação do sistema.

A Figura 5 mostra graficamente o comportamento da Regulação Própria do Sistema.

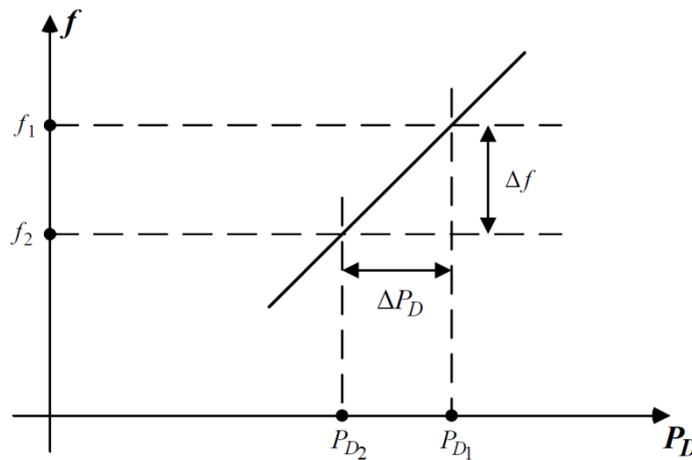


Figura 5 - Gráfico da variação da demanda com a frequência

Os valores típicos de  $D$  são da ordem de 1 % e 2 % (VIEIRA FILHO, 1984). A título de exemplo, o coeficiente de amortecimento igual a 2 significa que uma alteração de 1 % da frequência corresponde a 2 % de variação da carga (LA GATTA, 2012).

Para variações de pequeno porte de carga, a Regulação Própria do Sistema vem a atingir um novo estado de equilíbrio, a frequência de operação continua dentro do limite permitido, e o sistema elétrico continua operação dentro dos parâmetros de qualidades de serviço e segurança. Contudo em sistemas de grande porte, pode-se ocorrer uma variação significativa da potência demandada e somada ao baixo valor de  $D$  a frequência de operação pode vim a sofrer grandes desvios, ultrapassando seus limites permitidos de operação.

Neste contexto, observa-se que tais sistemas precisam de um controle contínuo, que balanceie a potência gerada com a potência consumida. A estruturação de um sistema de controle automático vem a ser essencial para um bom desempenho, na qualidade e na confiabilidade dos SEPs (FABRI, 2003). Sendo assim, pode-se estabelecer um primeiro objetivo dos dispositivos de controle de um sistema elétrico de potência, que seria manter a frequência de operação dentro dos limites aceitáveis num maior tempo possível (VIEIRA FILHO, 1984).

### **3.3 Regulação Primária**

Como foi visto anteriormente, se considerarmos apenas a atuação da “Regulação Própria do Sistema”, a frequência de operação pode atingir valores indesejáveis. Por esta razão, as unidades geradoras são atribuídas com mecanismos de regulação de velocidade automática. Tais mecanismos funcionam no sentido de aumentar ou reduzir a potência gerada, acelerando ou desacelerando a velocidade de rotação de tais máquinas quando a frequência se afasta de um valor de referência (VIEIRA FILHO, 1984).

A regulação primária equivale ao controle efetuado localmente no gerador, no qual busca estabilizar a frequência do sistema (velocidade angular) depois de ocorrido um desequilíbrio no balanço geração e carga. Tal controle é realizado por reguladores de velocidade (LA GATTA, 2012). Neste contexto, observa-se que o controle de frequência é realizado através da variação de potência ativa das máquinas do sistema, indicando uma interdependência entre as grandezas  $P$  (potência ativa gerada) e  $f$  (frequência de operação) (VIEIRA FILHO, 1984).

Sendo assim, a regulação primária expressa duas finalidades básicas: uma de manter a velocidade de rotação do gerador o mais próxima quanto possível da velocidade nominal, e outra de alterar a potência ativa gerada por estes equipamentos (ALMEIDA, 2004). Vejamos neste capítulo os dois tipos de reguladores de velocidade existentes, Regulador Isócrono e o Regulador com Queda de Velocidade.

### **3.4 Regulador Isócrono**

O diagrama mecânico do Regulador Isócrono é mostrado na Figura 6. O conjunto de esferas gira em sincronismo com a turbina, sendo assim para cada valor de velocidade (frequência) da máquina geradora corresponde a um estado do ponto B. Portanto, verifica-se que o fluxo de óleo no distribuidor é uma função da frequência, no qual existe apenas um valor desta para que ocorra o interrompimento do fluxo de óleo, e este valor corresponde à frequência nominal, velocidade normal da turbina (VIEIRA FILHO, 1984).

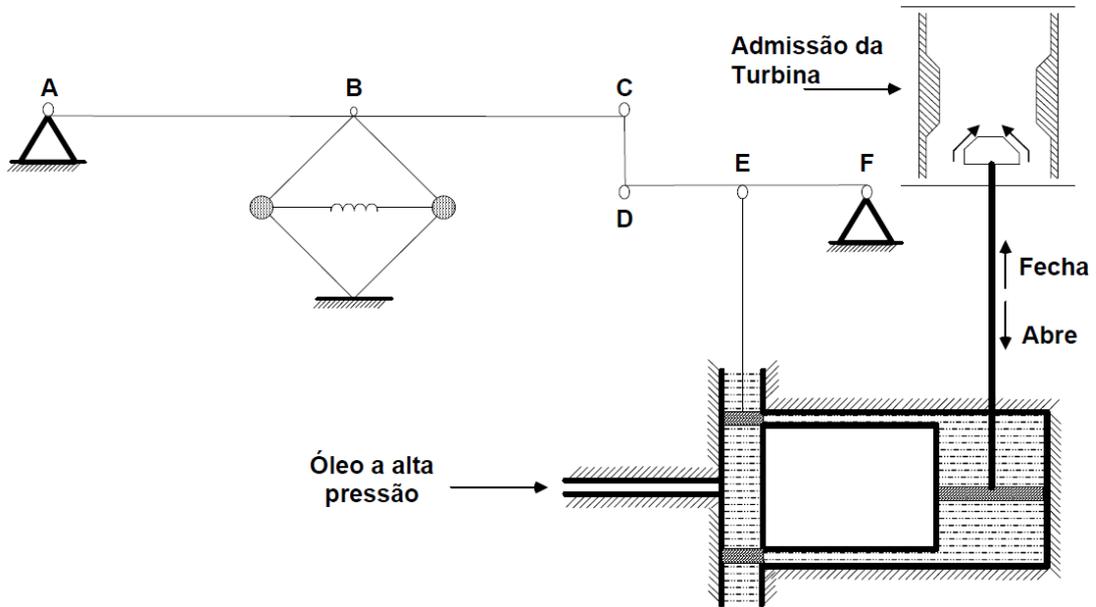


Figura 6 - Regulador Isócrono

O dispositivo de controle descrito acima funciona como um controlador do tipo integrador, ou seja, em regime permanente o erro do controlador é igual a zero, o que corresponde a dizer que a velocidade (frequência) retorna ao seu valor nominal (LA GATTA, 2012). A equação (21) descreve o comportamento matemático deste regulador.

$$\Delta A(S) = -\frac{K}{S} \Delta F(S) \quad (21)$$

Onde,  $\Delta A(S)$  representa a variação da fase de admissão da turbina,  $\Delta F(S)$  à variação da frequência, ou da velocidade de rotação. Verifica-se então que o parâmetro  $\Delta A(S)$  valerá zero somente quando  $\Delta F(S)$  valer zero. O diagrama de blocos deste controlador é representado na Figura 7.

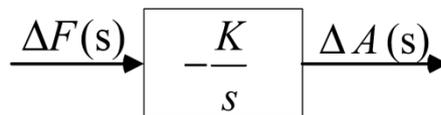


Figura 7 - Diagrama de blocos do Regulador Síncrono



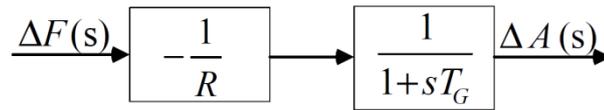


Figura 9 - Diagrama de blocos do RQV

Neste diagrama, o parâmetro  $T_G$  é denominado constante de tempo de atuação do regulador, de acordo com (23).

$$T_G = \frac{1}{K \cdot R} \quad (23)$$

Adotando valores em p.u., pode-se admitir que a variação da admissão da turbina seja equivalente à variação de potência ativa gerada (VIEIRA FILHO, 1984).

$$\Delta A(S) = \Delta P_G(S) \quad (24)$$

$$\Delta P_G(S) = \frac{-1/R}{1 + S \cdot (1/K \cdot R)} \Delta F(S) \quad (25)$$

### 3.6 Comparação entre o Regulador Isócrono e o Regulador com Queda de Velocidade

A comparação da atuação do Regulador Isócrono com o Regulador com Queda de Velocidade foi realizada em dois estudos: *i*) aplicação do teorema do valor final (OGATA, MAYA e LEONARDI, 2003) às funções de transferências de cada dispositivo; *ii*) Simulação do comportamento da malha de controle no *simulink*, uma ferramenta presente no MatLab<sup>®</sup>.

#### *i.* Teorema do Valor Final

São utilizadas as funções de transferência (21) e (25). Admite-se um degrau de variação de frequência (26) aplicada nesses reguladores e assim, verifica-se a variação na admissão da turbina (LA GATTA, 2012).

$$\Delta F(S) = \frac{\Delta f}{S} \quad (26)$$

Aplicando o teorema do valor final (OGATA, MAYA e LEONARDI, 2003) na função de transferência do Regulador Isócrono (21), tem-se:

$$(\Delta A)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \Delta A(S) \quad (27)$$

$$(\Delta A)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \left( -\frac{K}{S} \right) \cdot \left( \frac{\Delta f}{S} \right) \quad (28)$$

$$(\Delta A)_{r.p} = -\infty \quad (29)$$

$$(\Delta f)_{r.p} = 0 \quad (30)$$

O índice “*r.p*” indica valores em regime permanente. Como o Regulador Isócrono funciona como um controlador do tipo integrador, o seu erro em regime permanente é igual a zero. Após a ocorrência de um desbalanço no equilíbrio geração e carga, estes reguladores retornam o sistema para a frequência de referência, ao seu valor pré-distúrbio.

Agora, aplicando o mesmo teorema na função de transferência do Regulador com Queda de Velocidade (25), e o índice “*r.p*” continua a indicar valores em regime permanente, obtém-se:

$$(\Delta A)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \Delta A(S) \quad (31)$$

$$(\Delta A)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \left( -\frac{1/R}{1 + S \cdot (1/K \cdot R)} \right) \cdot \frac{\Delta f}{S} \quad (32)$$

$$(\Delta A)_{r.p} = -\frac{1}{R} (\Delta f)_{r.p} \quad (33)$$

$$(\Delta f)_{r.p} = -R (\Delta A)_{r.p} \quad (34)$$

O resultado em (34) demonstra que após a ocorrência de uma variação de carga, o Regulador com Queda de Velocidade alcança um novo estado de equilíbrio onde este apresenta um desvio de frequência proporcional ao parâmetro  $R$  (VIEIRA FILHO, 1984).

ii. Simulação no ambiente *Simulink*

Uma segunda comparação entre esses dispositivos de controle é realizada através da montagem das malhas de controle no *simulink*, Figura 10. Onde as seguintes considerações foram adotadas para a simulação de um sistema de potência fictício:

- a. Desbalanço geração/carga de 10%;
- b. Regulação Própria  $D = 1,5$  p.u.;
- c. Constante de inércia do gerador  $T = 1$  s;
- d. Constante de tempo do RQV  $T_g = 0,6$ s;
- e. Energia de regulação da Máquina  $1/R = 1/0,05 = 20$  p.u.;
- f. Constante do regulador de velocidade  $K = 0,5$ .

O comportamento de um sistema de potência pode ser representado pela equação (35) (VIEIRA FILHO, 1984).

$$Sistema_{pot} = \frac{1/D}{T \cdot S + 1} \quad (35)$$

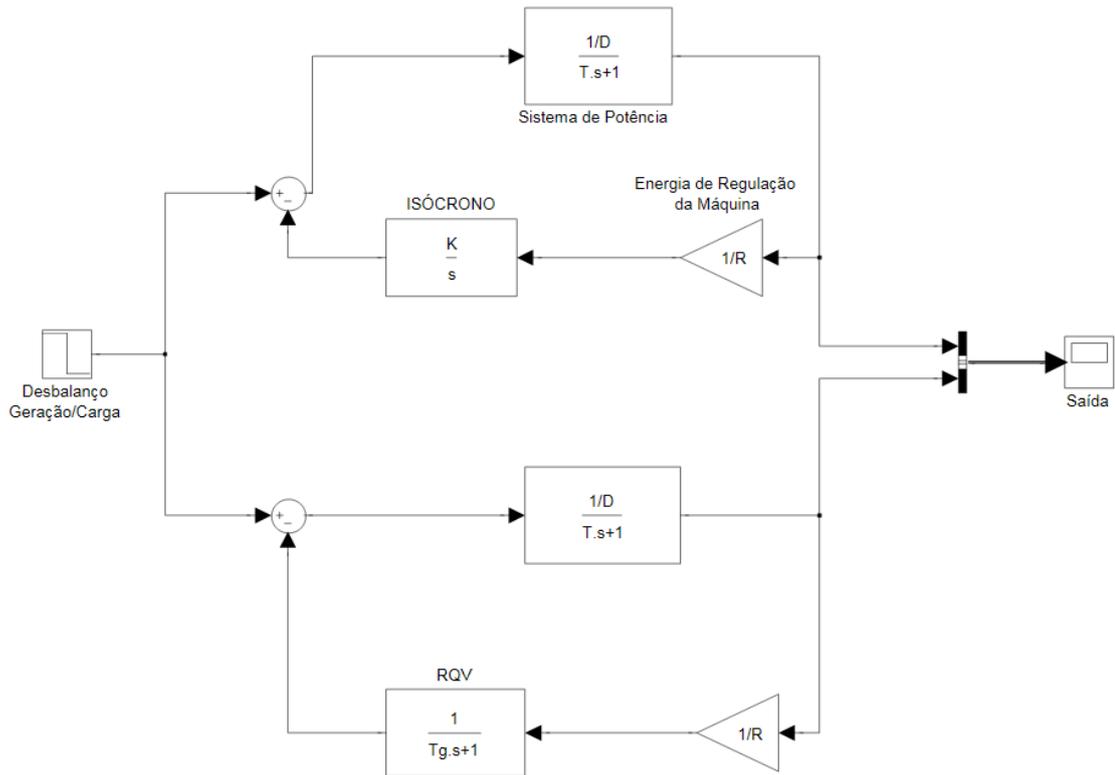


Figura 10 - Circuito montado no simulink para a comparação entre os reguladores

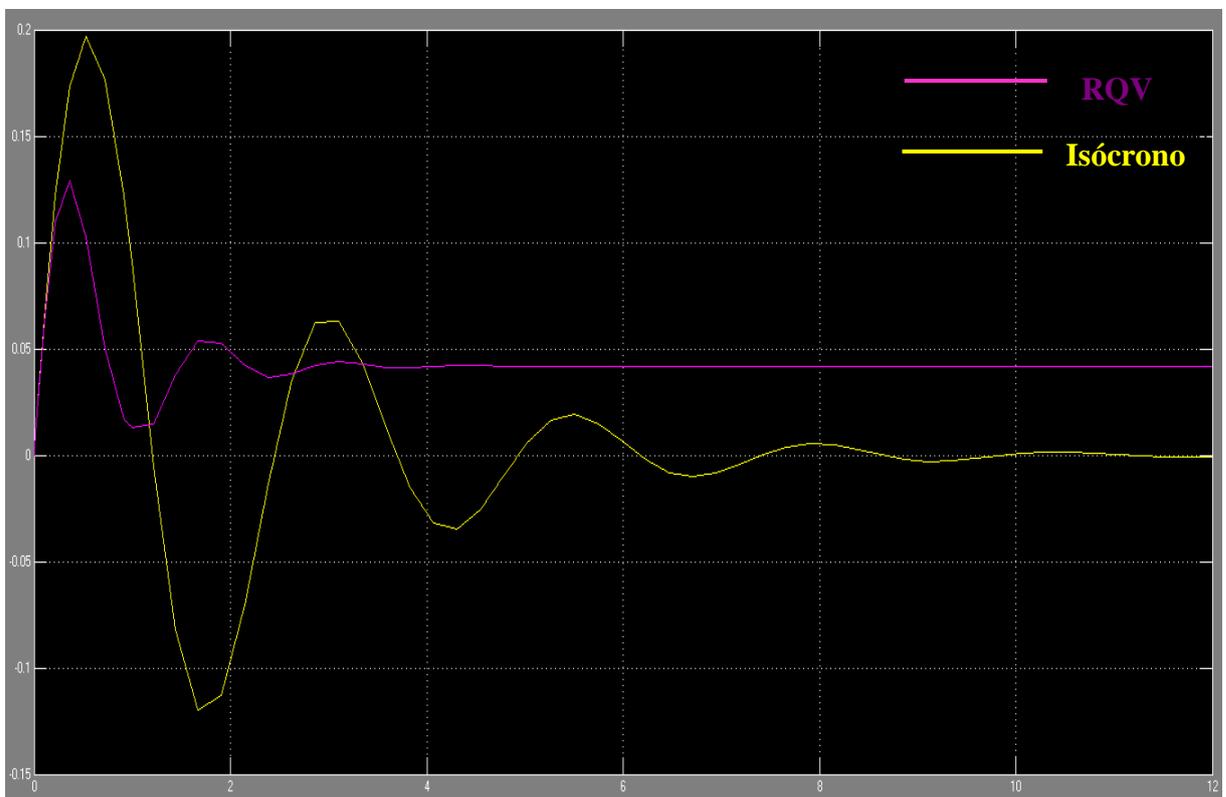


Figura 11 - Comparação entre RQV e o Isócrono

A Figura 11 relata o comportamento das malhas de controle dos reguladores na presença do distúrbio no equilíbrio geração/carga. Os Reguladores Isócronos apresentaram o erro em regime permanente igual a zero, já que estes funcionam como um controlador do tipo integrador, assim a frequência do sistema retornou ao seu valor de referência. Já os Reguladores com Queda de Velocidade apresentaram um desvio no valor da frequência em regime permanente com relação à de referência, característica do controlador proporcional.

Outra divergência entre estes dispositivos é o tempo de atuação para os quais alcançam um novo estado de equilíbrio (regime permanente), os Reguladores Isócronos demoram um tempo maior para alcançarem a estabilidade em comparação com os Reguladores com Queda de Velocidade, este comportamento ocorre visto que estes reguladores apresentam malha de realimentação que auxiliam na correção do sinal de erro.

Contudo, a principal conclusão que se pode chegar é que o Regulador com Queda de Velocidade introduz o problema de desvio de frequência em regime permanente com relação ao seu valor pré-distúrbio, porém este surgiu com a possibilidade de ser utilizado em sistemas com várias unidades geradoras atuando no desequilíbrio geração e carga, e também vem a melhorar a estabilidade do sistema de controle (LA GATTA, 2012). Já os Reguladores Isócronos introduzem problemas mais agravantes, como a impossibilidade de confiabilidade na repartição de carga entre os geradores, ou seja, estes não funcionam de forma satisfatória quando duas ou mais unidades geradoras atuam no controle de velocidade ao mesmo tempo num sistema. Neste contexto, o Regulador com Queda de Velocidade vem a ser mais utilizado em sistemas multimáquinas, e o problema de desvio de frequência é corrigido através da Regulação Secundária (VIEIRA FILHO, 1984).

### **3.7 Característica Estática do Regulador com Queda de Velocidade**

A característica estática do regulador é retratada por cada estado de equilíbrio atingido após cada variação de frequência (VIEIRA FILHO, 1984). Para esta análise, aplica-se um degrau de variação de frequência (26) no regulador e verifica-se a variação da potência ativa gerada em regime permanente. Para isso aplica-se novamente o teorema do valor final (OGATA, MAYA e LEONARDI, 2003) à função de transferência (25).

$$(\Delta P_G)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \Delta P_G(S) \quad (36)$$

$$(\Delta P_G)_{r.p} = \lim_{S \rightarrow 0} S \cdot \left( -\frac{1/R}{1 + S \cdot (1/K \cdot R)} \right) \cdot \frac{\Delta f}{S} \quad (37)$$

$$(\Delta P_G)_{r.p} = -\frac{1}{R} (\Delta f)_{r.p} \quad (38)$$

$$P_G - P_{G_0} = -\frac{1}{R} (f - f_0) \quad (39)$$

A equação (39) caracteriza o estado de equilíbrio em regime permanente, onde pode ser entendido como uma potência ativa inicial gerada  $P_{G_0}$  pela máquina para atender à demanda solicitada a uma frequência  $f_0$ . Com a variação da carga, a geração tende a atender a nova demanda  $P_G$  porém afastando a frequência de seu valor inicial para  $f$  (VIEIRA FILHO, 1984). A equação (39) pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$P_G - P_{G_0} + \frac{1}{R} (f - f_0) = 0 \quad (40)$$

Esta equação corresponde à equação de uma reta, representada na Figura 12 em que  $P_M$  é a potência máxima que a unidade geradora consegue fornecer (LA GATTA, 2012).

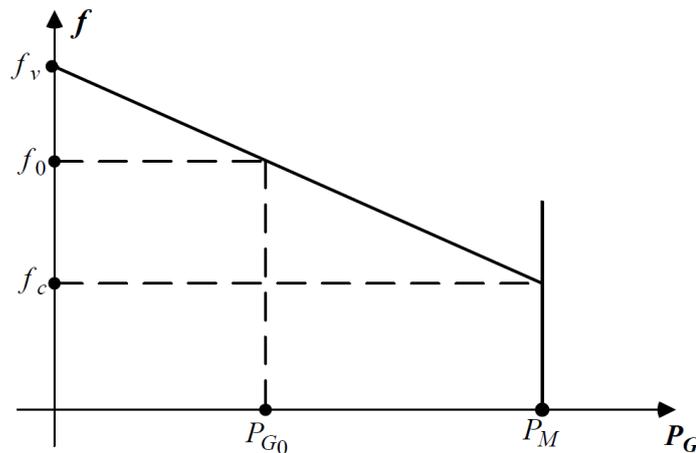


Figura 12 - Característica do Regulador com Queda de Velocidade (RQV)

O valor do estatismo ( $R$ ) do gerador é geralmente apresentado na base da máquina ( $P^{bm}$ ), com isso para o uso em estudos de fluxo de potência deve-se converter tal parâmetro para a base do sistema ( $P^{bs}$ ) em questão. A conversão de bases está de acordo com a equação a seguir (VIEIRA FILHO, 1984):

$$(R)_{p.u.}^{bs} = (R)_{p.u.}^{bm} \times \frac{P^{bs}}{P^{bm}} \quad (41)$$

### 3.8 Operação em Paralelo dos Reguladores com Queda de Velocidade

Considerando a presença de duas ou mais unidades geradoras com RQV em um sistema elétrico de potência, haverá uma única frequência de equilíbrio compartilhada pelos geradores no qual irão suprir a variação de carga (KUNDUR, BALU e LAUBY, 1994). Para exemplificar este conceito, é utilizado o sistema da Figura 13 no qual há duas unidades geradoras dotadas de reguladores com queda de velocidade para suprirem a carga equivalente a  $P_L$  a uma frequência nominal de  $f_0$  (LA GATTA, 2012).

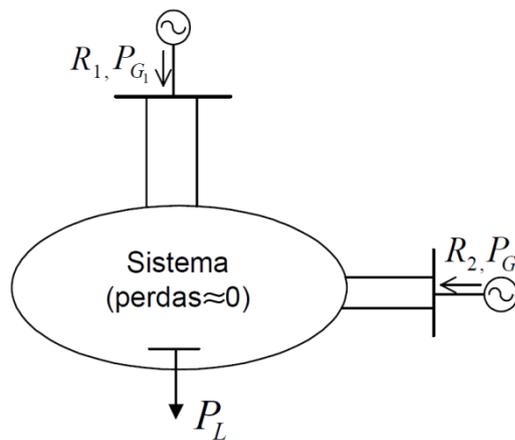


Figura 13 - Sistema com duas unidades geradoras com RQV

Considerando um aumento de carga  $\Delta P_L$  nesse sistema, os reguladores atuarão no sentido de aumentar a geração até um novo estado de equilíbrio ser alcançado. A Figura 14 representa a característica estática dos reguladores, mostrando o novo estado de equilíbrio atingido. As novas gerações em regime permanente são indicadas por  $P'_{G1}$  e  $P'_{G2}$ , a nova frequência de operação será  $f'$ , para que assim o equilíbrio geração e carga sejam atingidos.

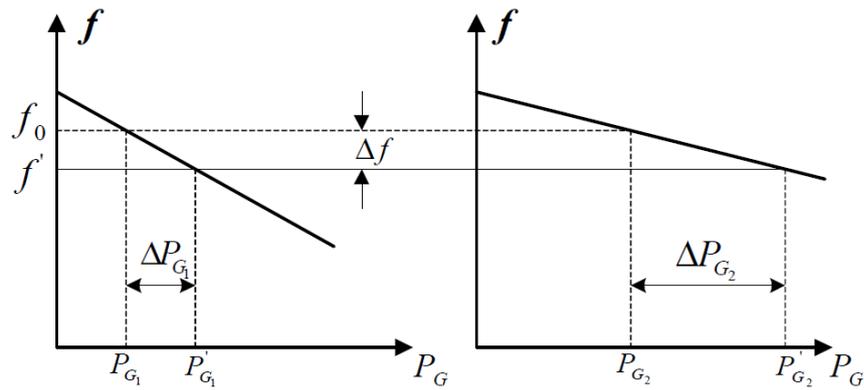


Figura 14- Característica Estática dos RGV

Utilizando a equação (40), pode-se representar matematicamente a situação descrita anteriormente.

$$\Delta P_{G_1} = P'_{G_1} - P_{G_1} = \frac{\Delta f}{R_1} \quad (42)$$

$$\Delta P_{G_2} = P'_{G_2} - P_{G_2} = \frac{\Delta f}{R_2} \quad (43)$$

A variação da frequência  $\Delta f$  é a mesma para todas as unidades geradoras, com isso tem-se:

$$\frac{\Delta P_{G_1}}{\Delta P_{G_2}} = \frac{R_1}{R_2} \quad (44)$$

Através da equação (44) percebe-se que na operação de um sistema elétrico de potência com mais de uma unidade geradora contendo reguladores com queda de velocidade, o estatismo,  $R$ , de cada gerador define a repartição de geração numa variação de carga (LA GATTA, 2012).

Desprezando as perdas elétricas nas linhas de transmissão, pode-se afirmar que a variação potência ativada gerada corresponde exclusivamente para atender a variação da carga.

$$\Delta P_L = \Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} \quad (45)$$

Através das equações (42), (43) e (45), tem-se:

$$\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} \quad (46)$$

Rearranjando chega-se em:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (47)$$

Por fim, a equação (47) pode ser generalizada para sistemas de com “ $ng$ ” número de máquinas geradoras participando do sistema de controle de frequência, representado em (48) e (49).

$$\Delta P_L = \Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} + \dots + \Delta P_{G_{ng}} \quad (48)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_{ng}}} \quad (49)$$

### 3.9 Sumário do Capítulo

Este capítulo apresentou uma sucinta revisão a respeito dos principais conceitos da Regulação Primária de Frequência em sistema de potência. Foram analisados a regulação própria, o regulador isócrona e o regulador com queda de velocidade na presença de um desequilíbrio entre geração e carga. Além disso, incluiu-se uma seção a respeito de uma comparação do regulador isócrona com o regulador com queda de velocidade.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

### 4.1 Considerações Iniciais

No Sistema Elétrico de Potência, há uma série de dispositivos de controle e limites operacionais que intervêm diretamente no seu estado de operação (MONTICELLI, 1983). Neste contexto, a solução de um fluxo de potência tem que corresponder, de forma mais fiel quanto possível, à realidade desses sistemas, reforçando assim a necessidade da inclusão de equações matemáticas que descrevam o comportamento operacional de tais dispositivos de controle (PASSOS FILHO, HENRIQUES e ALVES).

O intuito deste capítulo é apresentar a formulação matemática da metodologia proposta por este trabalho, um Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária de Frequência, descrevendo seu desempenho através de dois sistemas testes fictícios.

### 4.2 Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária

A metodologia proposta baseia-se no princípio da resolução tradicional do problema do fluxo de potência linear, porém com a representação da equação do dispositivo de controle, formando assim um sistema de equações linear “expandido”. Também é inserida uma variável de estado com o intuito de manter a referência angular do sistema (50), formando assim um sistema de equações da ordem  $(nb + ng + ref)$ , onde “ $nb$ ” representa o número total de Barras do sistema, “ $ng$ ” o número de barras geradoras e “ $ref$ ” a referência angular do sistema.

$$\theta_{ref} = \theta \quad (50)$$

O presente trabalho preconiza que para cada barra de geração controlada “ $ng$ ”, inclua-se o equacionamento dos dispositivos de controle em regime permanente, e por fim uma equação da referência angular do sistema “ $ref$ ”, para que assim sejam resolvidas junto com as equações do problema do fluxo de potência linear.

O sistema matricial mostrado em (51) representa de forma genérica o problema de fluxo de potência linear com a incorporação dos dispositivos de controle e da equação de

referência angular, ordem de  $(nb + ng + ref)$ . As linhas tracejadas vêm a ajudar na explicação de cada “área” dessa matriz.

$$\begin{array}{c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c}
 \begin{array}{c} -P_{D_1} \\ \vdots \\ -P_{D_K} \\ \vdots \\ -P_{D_m} \\ \vdots \\ -P_{D_{nb}} \end{array} & = & & & & & & & & & & & & & & \begin{array}{c} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_m \\ \vdots \\ \theta_{nb} \end{array} \\
 & & & & & & & & & & & & & & & \\
 \hline
 \begin{array}{c} P_{g_1}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_1} \\ \vdots \\ P_{g_K}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_K} \\ \vdots \\ P_{g_m}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_m} \\ \vdots \\ P_{g_{ng}}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_{ng}} \end{array} & & & & & & & & & & & & & & & \begin{array}{c} Pg_1 \\ \vdots \\ Pg_k \\ \vdots \\ Pg_m \\ \vdots \\ Pg_{ng} \end{array} \\
 \hline
 \theta_{ref} & & & & & & & & & & & & & & & f
 \end{array}$$

(51)

Com relação ao equacionamento do fluxo de potência linear (13) vão ser aplicadas as seguintes considerações descritas a seguir. O vetor de injeções líquidas de potência ativa nas barras  $\underline{P}$  não contabilizará as parcelas das potências ativas geradas nas Barras, apenas as potências ativas consumidas. A geração nas Barras passa a ser incógnita no novo problema.

$$\underline{P} = \underline{P}^{gerada} - \underline{P}^{consumida} = \underline{B}' \cdot \underline{\theta} \quad (52)$$

$$- \underline{P}^{consumida} = \underline{B}' \cdot \underline{\theta} - \underline{P}^{gerada} \quad (53)$$

Os vetores de potência ativa consumida e gerada nos barramentos são descritos em (54) e (55) respectivamente. A matriz de admitâncias nodais e o vetor dos ângulos das tensões nodais continuam como os de princípio.

$$\begin{aligned}
P_{D_k} &= P_k^{consumida} \\
P_{D_m} &= P_m^{consumida} \\
&\vdots \\
P_{D_{nb}} &= P_{nb}^{consumida}
\end{aligned} \tag{54}$$

$$\begin{aligned}
P_{g_k} &= P_k^{gerada} \\
P_{g_m} &= P_m^{gerada} \\
&\vdots \\
P_{g_{nb}} &= P_{nb}^{gerada}
\end{aligned} \tag{55}$$

A representação das perdas no modelo implica na injeção de novas cargas nas barras terminais das linhas, como visto na seção 2.4. Sendo assim, a equação (54) converte-se para:

$$\begin{aligned}
P_{D_k} &= P_k^{consumida} + P_k^{perdas} \\
P_{D_m} &= P_m^{consumida} + P_m^{perdas} \\
&\vdots \\
P_{D_{nb}} &= P_{nb}^{consumida} + P_{nb}^{perdas}
\end{aligned} \tag{56}$$

Ao que se refere aos dispositivos de controle, temos o equacionamento (57) representando a resposta em regime permanente do Regulador com Queda de Velocidade como descrito anteriormente na seção 3.7. Os estatismos dos geradores,  $R$ , definem a fração de geração ativa que cada gerador contribuirá no suprimento das cargas e perdas do sistema.

$$\begin{aligned}
P_{g_1}^{esp} + \frac{1}{R_1} f^{esp} &= P_{g_1} + \frac{1}{R_1} f \\
P_{g_2}^{esp} + \frac{1}{R_2} f^{esp} &= P_{g_2} + \frac{1}{R_2} f \\
&\vdots \\
P_{g_{ng}}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} f^{esp} &= P_{g_{nc}} + \frac{1}{R_{ng}} f
\end{aligned} \tag{57}$$

A última linha do sistema matricial (51) corresponde à equação da referência angular do sistema. Adotou-se a Barra de número 1 como sendo a barra de referência, barra *swing*, do sistema.

$$\theta_{ref} = \theta_1 \quad (58)$$

Portanto, o Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária calculará além do ângulo das tensões nodais, as potências ativas geradas em cada barra de geração e a frequência de operação do sistema elétrico de potência para o novo cenário de equilíbrio entre geração, carga e perdas, conforme as equações em (59).

$$\begin{aligned} \underline{\theta} &= [\theta_1 \quad \dots \quad \theta_k \dots \quad \theta_m \dots \quad \theta_{nb}] \\ \underline{P}_g &= [P_{g1} \quad \dots \quad P_{gk} \dots \quad P_{gm} \dots \quad P_{gng}] \\ \underline{f} &= f_{operação} \end{aligned} \quad (59)$$

#### 4.2.1 Exemplo Ilustrativo

A Figura 15 representa um sistema elétrico fictício com 3 barras. A Barra 1 foi escolhida como sendo a referência angular do sistema, as perdas elétricas nas linhas são desprezadas. O sistema encontra-se em equilíbrio geração/carga, toda energia gerada nas Barras 1 e 2 é consumida pela carga na Barra 3. Os dados do sistema são relatados nas Tabela 2 e Tabela 3.

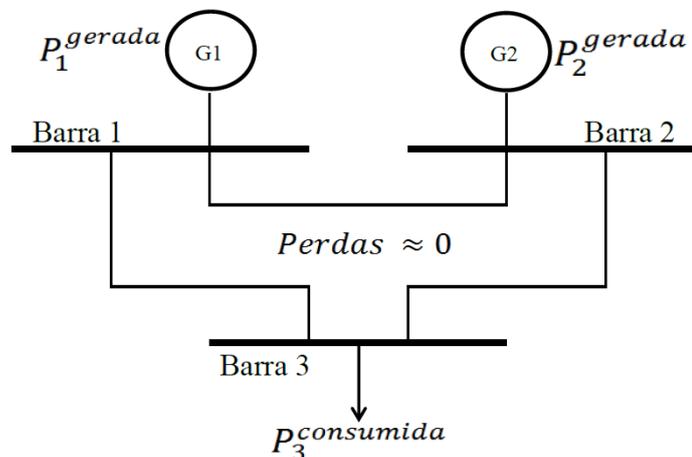


Figura 15 – Sistema tutorial de 3 barras

Tabela 2 - Dados de Linha do Sistema de 3 Barras

DE	PARA	Reatância Série $x_{km}$ (p.u.)
1	2	$x_{12}$
1	3	$x_{13}$
2	3	$x_{23}$

Tabela 3 - Dados de Barra e de Operação do Sistema de 3 Barras

Barra	Geração de Potência Ativa (p.u.)	Potência Ativa Consumida (p.u.)	Estatismo na Base do Sistema
1	$P_1^{gerada}$	-	$R_1^{bs}$
2	$P_2^{gerada}$	-	$R_2^{bs}$
3	-	$P_3^{consumida}$	-
Frequência de Operação (p.u.) = $f^{sistema}$		Referência Angular = $\theta^{swing}$	

Considerando a ocorrência de uma variação brusca na carga localizada na Barra 3, Figura 16, acarretará num desequilíbrio entre geração e carga. Com isso, os Reguladores com Queda de Velocidade atuam na repartição da nova potência ativa gerada para o cenário de equilíbrio entre geração e carga.

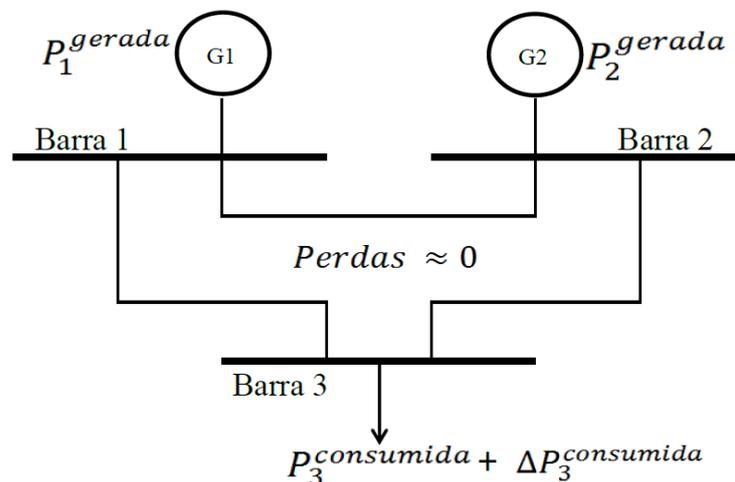


Figura 16 - Sistema 3 barras com a presença do distúrbio na carga

A solução deste novo cenário de equilíbrio é encontrada pelo sistema matricial descrito em (60), no qual este será de ordem  $(3 + 2 + 1)$ .

$$\begin{array}{c|ccc|cc|c|c}
0 & B_{11} & B_{12} & B_{13} & -1 & 0 & 0 & \theta_1 \\
0 & B_{21} & B_{22} & B_{23} & 0 & -1 & 0 & \theta_2 \\
-P_{D_3} & B_{31} & B_{32} & B_{33} & 0 & 0 & 0 & \theta_3 \\
\hline
P_{g_1}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_1} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1/R_1 & P_{g_1} \\
P_{g_2}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1/R_2 & P_{g_2} \\
\hline
\theta_{ref} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & f
\end{array} = \quad (60)$$

Os termos em destaque estão de acordo com as equações listadas a seguir:

$$B_{11} = x_{12}^{-1} + x_{13}^{-1} \quad (61)$$

$$B_{22} = x_{12}^{-1} + x_{23}^{-1} \quad (62)$$

$$B_{33} = x_{23}^{-1} + x_{13}^{-1} \quad (63)$$

$$B_{12} = B_{21} = -x_{12}^{-1} \quad (64)$$

$$B_{13} = B_{31} = -x_{13}^{-1} \quad (65)$$

$$B_{23} = B_{32} = -x_{23}^{-1} \quad (66)$$

$$P_{D_3} = P_3^{consumida} \quad (67)$$

$$P_{g_1}^{esp} = P_1^{gerada} \quad (68)$$

$$P_{g_2}^{esp} = P_2^{gerada} \quad (69)$$

$$f^{esp} = f^{sistema} \quad (70)$$

$$\theta_{ref} = \theta^{swing} \quad (71)$$

$$R_1 = R_1^{bs} \quad (72)$$

$$R_2 = R_2^{bs} \quad (73)$$

Com a resolução deste sistema matricial (60) obtêm-se os ângulos das tensões nodais  $\underline{\theta}$ , as gerações de potência ativa  $\underline{P}_g$  e a nova frequência de operação do sistema  $f$ , onde estes parâmetros representam o novo cenário de equilíbrio entre geração e carga. As Figura 17 e Figura 18 retratam as características deste novo estado de operação.

$$\begin{aligned}\underline{\theta} &= [\theta_1 \theta_2 \theta_3] \\ \underline{P}_g &= [P_{g1} P_{g2}] \\ \underline{f} &= f_{\text{operação}}\end{aligned}\quad (74)$$

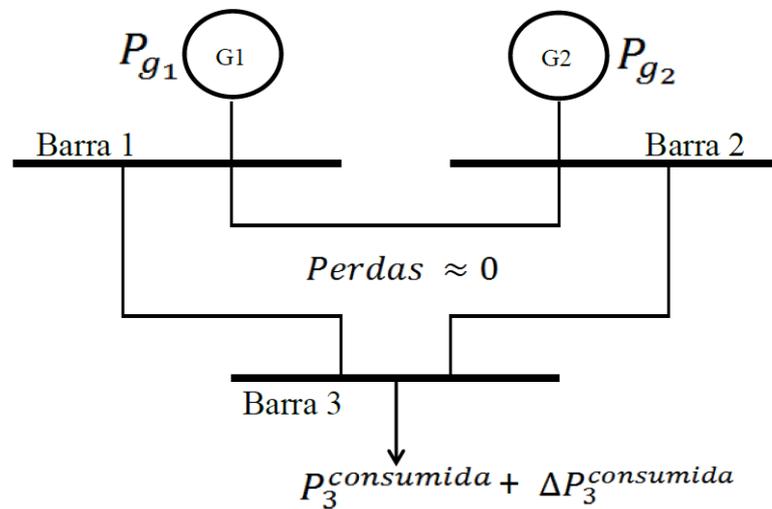


Figura 17 - Novo cenário do equilíbrio geração/carga do sistema 3 barras

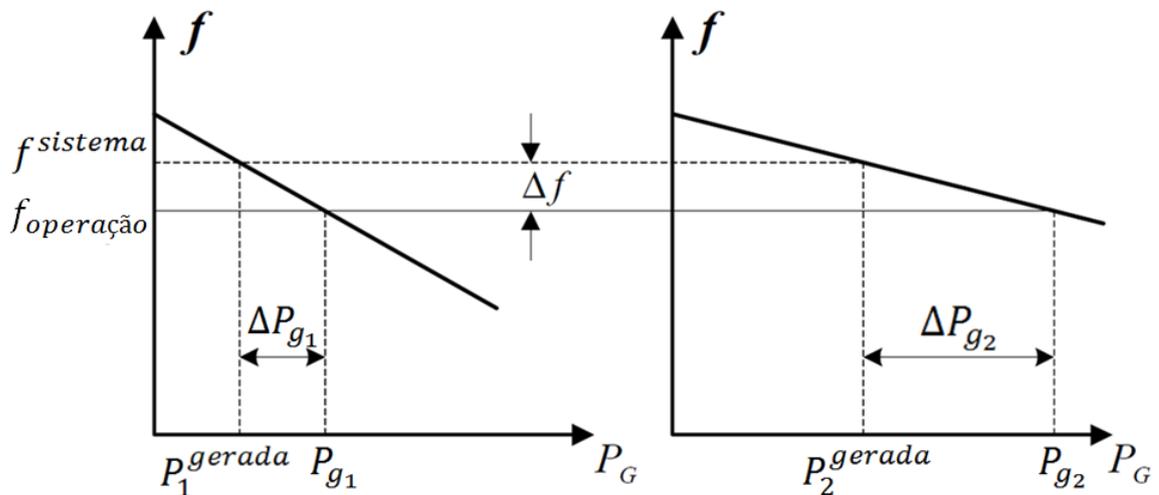


Figura 18 - Característica estática de cada RQV

Agora, a fim de se ilustrar a inclusão das perdas elétricas no modelo do Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária, considera-se o mesmo sistema de 3 barras da Figura 15. A Tabela 4 representa os dados de linha deste sistema, porém agora com os valores das resistências.

Tabela 4 - Dados de Linha do Sistema de 3 Barras com perdas elétricas

DE	PARA	Resistência Série $r_{km}$ [p.u.]	Reatância Série $x_{km}$ [p.u.]
1	2	$r_{12}$	$x_{12}$
1	3	$r_{13}$	$x_{13}$
2	3	$r_{23}$	$x_{23}$

As perdas no Modelo CC são representadas como cargas adicionais em cada barra do sistema, e considerando o mesmo aumento de carga na Barra 3, tem-se a Figura 19.

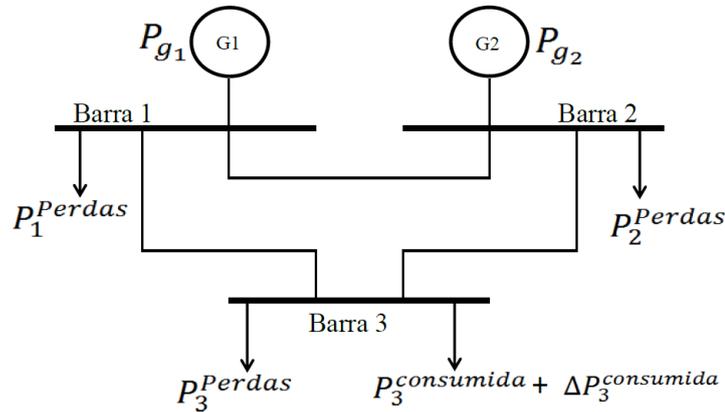


Figura 19 - Sistema 3 Barras com representação das perdas

As cargas referentes à representação das perdas são descritas a seguir:

$$P_1^{Perdas} = \frac{g_{12}\theta_{12}^2}{2} + \frac{g_{13}\theta_{13}^2}{2} \quad (75)$$

$$P_2^{Perdas} = \frac{g_{12}\theta_{12}^2}{2} + \frac{g_{23}\theta_{23}^2}{2} \quad (76)$$

$$P_3^{Perdas} = \frac{g_{13}\theta_{13}^2}{2} + \frac{g_{23}\theta_{23}^2}{2} \quad (77)$$

No qual as susceptâncias séries,  $g_{km}$ , são dadas por:

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = g_{km} + jb_{km} \therefore g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (78)$$

Por fim, temos o sistema matricial considerando as perdas (79). Percebe-se que a única alteração na montagem deste sistema ocorre no vetor de potência ativa consumida. Os outros parâmetros da matriz não sofrem alteração na sua formulação com a representação das perdas. O resultado deste novo sistema representa os ângulos das tensões nodais, as gerações de potência ativa e a nova frequência de operação do sistema para o novo cenário de equilíbrio entre geração, carga e perda.

$$\begin{array}{c|ccc|cc|c}
 -P_1^{perdas} & B_{11} & B_{12} & B_{13} & -1 & 0 & \theta_1 \\
 -P_2^{perdas} & B_{21} & B_{22} & B_{23} & & -1 & \theta_2 \\
 -P_{D_3} - P_3^{perdas} & B_{31} & B_{32} & B_{33} & 0 & 0 & \theta_3 \\
 \hline
 P_{g_1}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_1} & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & P_{g_1} \\
 P_{g_2}^{esp} + \frac{f^{esp}}{R_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & P_{g_2} \\
 \hline
 \theta_{ref} & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & f
 \end{array} \quad (79)$$

### 4.3 Solução Simultânea de Ilhas Elétricas

A metodologia proposta para o Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária permite também a solução de problemas que envolvam situações onde os sistemas elétricos de potência estejam operando de forma ilhada. Essa forma de operação pode ser atingida intencionalmente ou não, durante a operação de tais sistemas.

A operação ilhada caracteriza a situação na qual um sistema que operava como uma única rede é dividido em subsistemas menores, devido à retirada de linhas de transmissão, surgindo assim desbalanços entre geração e cargas nesses subsistemas. Isso quer dizer que cada ilha apresentará seu próprio desvio de frequência.

Considere um sistema que possua  $nb$  barras e  $ng$  barras de geração que esteja operando em  $ni$  ilhas elétricas, onde  $ni > 1$ . É importante evidenciar que cada ilha deve possuir pelo

menos duas unidades geradoras, para garantirmos que o regulador de velocidade aplicado no desbalanço entre geração e carga seja do tipo com queda de velocidade, já que para um sistema com apenas uma unidade geradora o controle de velocidade pode ter o comportamento de um regulador isócrono (BORGES, ROCHA e DIAS, 2011). Para a solução simultânea de ilhas elétricas, a metodologia propõe a inclusão do conjunto de equações (80) que condiz com a referência angular de cada subsistema operando de forma independente.

$$\begin{aligned}
 \theta_{ref}^{ilha 1} &= \theta_{ilha 1} \\
 \theta_{ref}^{ilha 2} &= \theta_{ilha 2} \\
 &\vdots \\
 \theta_{ref}^{ilha ni} &= \theta_{ilha ni}
 \end{aligned} \tag{80}$$

Para cada unidade geradora  $ng$  do sistema, inclui-se também a equação que representa os reguladores com queda de velocidade (81) com o cuidado de associar cada ilha com seu regulador. Formando um sistema matricial da ordem  $(nb + ng + ni)$ .

$$\begin{aligned}
 P_{g_1, ilha 1}^{esp} + \frac{1}{R_1} f_{ilha 1}^{esp} &= P_{g_1, ilha 1} + \frac{1}{R_1} f_{ilha 1} \\
 P_{g_2, ilha 2}^{esp} + \frac{1}{R_2} f_{ilha 2}^{esp} &= P_{g_2, ilha 2} + \frac{1}{R_2} f_{ilha 2} \\
 &\vdots \\
 P_{g_{ng}, ilha ni}^{esp} + \frac{1}{R_{ng}} f_{ilha ni}^{esp} &= P_{g_{ng}, ilha ni} + \frac{1}{R_{ng}} f_{ilha ni}
 \end{aligned} \tag{81}$$

#### 4.3.1 Exemplo Ilustrativo para Situação de Operação em Ilha

A Figura 20 representa um sistema elétrico fictício de 6 barras. O sistema encontra-se em equilíbrio geração/carga. Toda energia gerada nas barras 1, 2, 3 e 4 é consumida pelas cargas das barras 5 e 6.

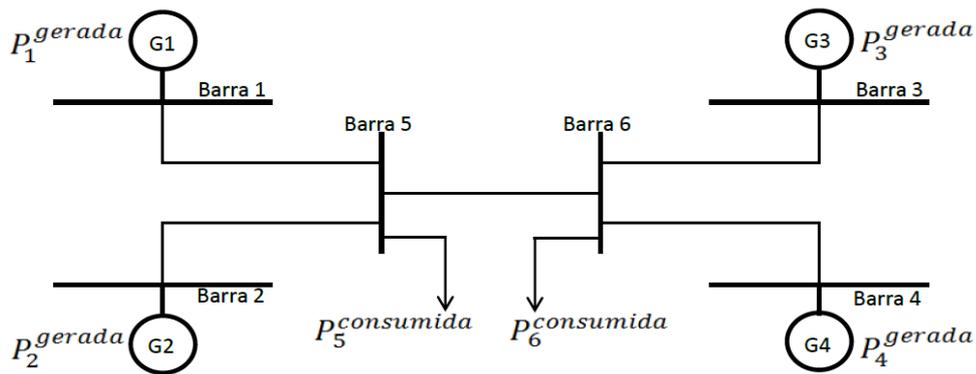


Figura 20 – Sistema tutorial de 6 barras

Se, por algum motivo, houver o desligamento da linha de transmissão localizada entre a barra 5 e a barra 6, o sistema irá operar em duas ilhas isoladas eletricamente, com duas barras de geração e uma barra de carga para cada ilha. Este novo cenário de operação está representado na Figura 21, com as duas ilhas em destaque.

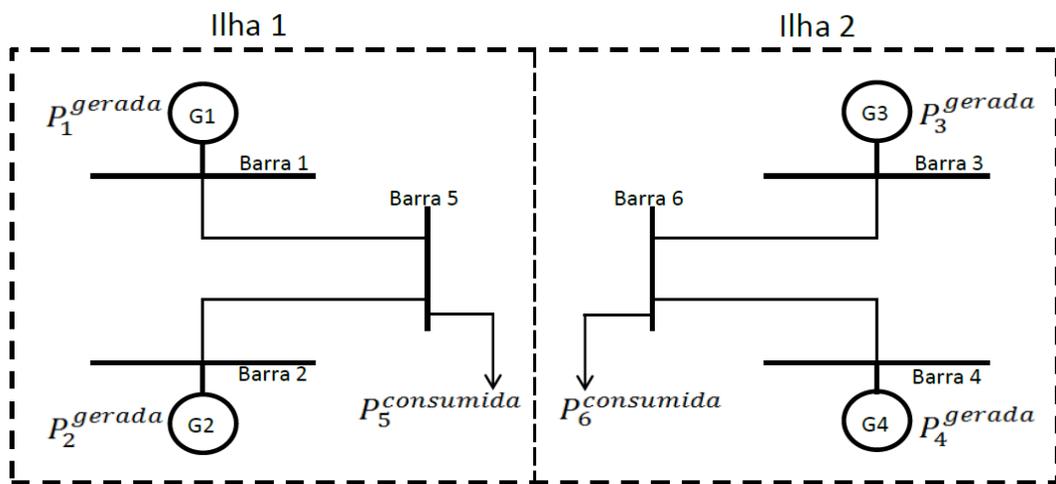


Figura 21 - Sistema de 6 barras operando em ilhas

A formulação de acordo com a metodologia proposta para a solução deste sistema operando de forma ilhada está representada em (82), no qual este será da ordem de  $(6 + 4 + 2)$ . Adotou-se a barra 1 como sendo a barra de referência angular do sistema da ilha 1 e a barra 3 para o sistema da ilha 2. Cada ilha apresentará seu próprio desvio de frequência com relação ao valor pré-distúrbio.

0	$B_{11}$	$B_{12}$	$B_{13}$	$B_{14}$	$B_{15}$	$B_{16}$	-1	0	0	0	0	0	$\theta_1$
0	$B_{21}$	$B_{22}$	$B_{23}$	$B_{24}$	$B_{25}$	$B_{26}$	0	-1	0	0	0	0	$\theta_2$
0	$B_{31}$	$B_{32}$	$B_{33}$	$B_{34}$	$B_{35}$	$B_{36}$	0	0	-1	0	0	0	$\theta_3$
0	$B_{41}$	$B_{42}$	$B_{43}$	$B_{44}$	$B_{45}$	$B_{46}$	0	0	0	-1	0	0	$\theta_4$
$-P_{D_5}$	$B_{51}$	$B_{52}$	$B_{53}$	$B_{54}$	$B_{55}$	$B_{56}$	0	0	0	0	0	0	$\theta_5$
$-P_{D6}$	$B_{61}$	$B_{62}$	$B_{63}$	$B_{64}$	$B_{65}$	$B_{66}$	0	0	0	0	0	0	$\theta_6$
$P_{g_1,ilha1}^{esp} + \frac{f_{ilha1}^{esp}}{R_1}$	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	$1/R_1$	0	$P_{g_1,ilha1}$
$P_{g_2,ilha1}^{esp} + \frac{f_{ilha1}^{esp}}{R_2}$	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	$1/R_2$	0	$P_{g_2,ilha1}$
$P_{g_3,ilha2}^{esp} + \frac{f_{ilha2}^{esp}}{R_3}$	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	$1/R_3$	$P_{g_3,ilha2}$
$P_{g_4,ilha2}^{esp} + \frac{f_{ilha2}^{esp}}{R_4}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	$1/R_4$	$P_{g_4,ilha2}$
$\theta_{ref}^{ilha1}$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	$f_{ilha1}$
$\theta_{ref}^{ilha2}$	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	$f_{ilha2}$

(82)

Os parâmetros em destaque obedecem às mesmas formulações descritas no exemplo ilustrativo anterior.

A resolução deste sistema matricial fornece os ângulos das tensões nodais  $\underline{\theta}$ , as gerações de potência ativa  $\underline{P}_g$  e as novas frequências de operação  $f$  de cada ilha. Obtendo assim, o novo cenário de equilíbrio entre geração e carga de cada ilha elétrica.

#### 4.4 Sumário do Capítulo

O capítulo apresentou a metodologia para o cálculo do fluxo de potência linearizado na presença de um desbalanço entre geração, carga e perdas elétricas de um sistema elétrico de potência. Tal metodologia realiza o cálculo do fluxo de potência através da solução de um sistema matricial de equações lineares.

A metodologia proposta se fundamenta na incorporação, no cálculo do fluxo de potência linear, da equação que caracteriza o comportamento em regime permanente do

Regulador com Queda de Velocidade e da referência angular do sistema. Este dispositivo de controle se caracteriza por designar o desvio de geração que cada máquina geradora sofrerá na presença de um aumento ou redução de cargas no sistema. Tal mudança na geração é acompanhada também de uma mudança da frequência de operação da rede. Portanto, a metodologia além de calcular os ângulos das tensões complexas nodais, encontrará também as potências ativas geradas por cada barra geradora do sistema, bem como a frequência de operação para o novo estado de operação da rede. Incluiu-se também a representação das perdas no modelo, representadas como potências ativas consumidas nos barramentos.

Por fim, é descrita a solução da metodologia para problemas de sistemas operando de forma ilhada. Neste contexto, os desequilíbrios entre geração, carga e perdas elétricas são distribuídos de acordo com os estatismos de cada regulador das unidades geradoras, levando em consideração os desvios de frequência de cada subsistema ilhado. Assim, a metodologia determina as potências ativas geradas por cada barra geradora, os ângulos das tensões nodais e as frequências de operação de cada ilha.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem por finalidade demonstrar a validação da metodologia proposta no capítulo anterior. O desenvolvimento do programa de cálculo de fluxo de potência linear com regulação primária foi realizado no ambiente MATLAB<sup>®</sup> (MOLER e OTHERS, 1982).

Os resultados obtidos com a metodologia proposta neste trabalho são validados através de uma comparação com os resultados obtidos em (LA GATTA, 2012), no qual esta implementou uma metodologia de fluxo de potência não-linear com regulação primária de frequência, e também através dos resultados obtidos na simulação no programa ANAREDE (ANAREDE, 2003). Para a realização da comparação, são utilizados os seguintes sistemas elétricos de potência:

- Sistema Teste 1: sistema de 6 barras;
- Sistema Teste 2: sistema *New England*;
- Sistema Teste 3: sistema de 11 barras.

Os três sistemas propostos serão utilizados com a finalidade de mostrar que os estudos de fluxo de potência linear com regulação primária são capazes de estimar o estado da rede em regime permanente com uma excelente validade de suas soluções, depois de ocorrido um desequilíbrio entre gerações e cargas.

Importante destacar que em todos os três sistemas testes o aumento de carga na análise do fluxo de potência não-linear com regulação primária de frequência foi realizado mantendo o fator de potência constante, tendo em vista que este modelo de fluxo leva em considerações as potências ativa e reativa.

### 5.2 Sistema Teste 1

A Figura 22 mostra o diagrama unifilar do sistema de 6 barras, proposto em (LA GATTA, 2012), onde estão presentes três unidades geradoras, nas barras 1, 2 e 6, que suprem

as cargas conectadas nas barras 4 e 5. Os valores da potência ativa gerada e das cargas, para o caso base, estão em destaque na Figura 22. As perdas elétricas são desprezadas nesta primeira análise. A Tabela 5 retrata os dados de linha do sistema de 6 barras.

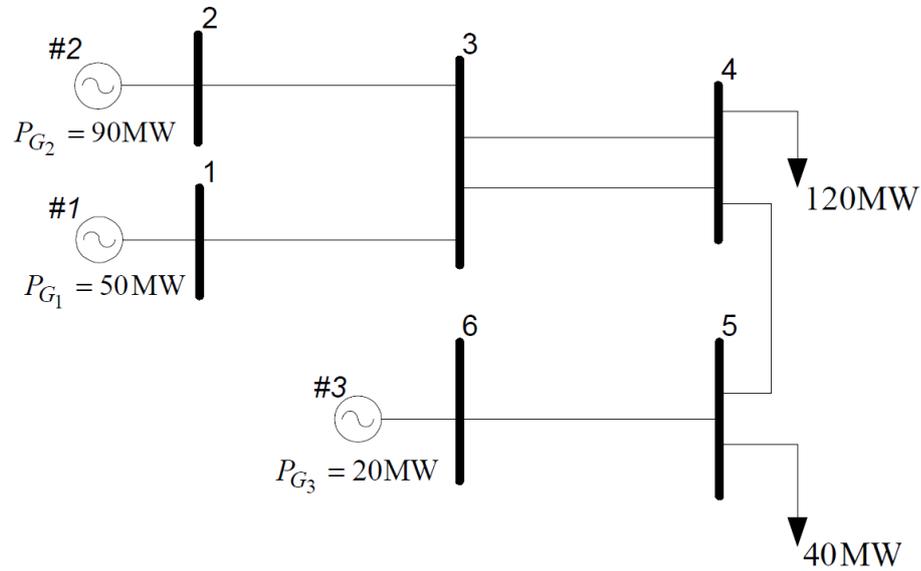


Figura 22 - Sistema Teste 1

Tabela 5 - Dados de linha do sistema de 6 barras

<i>DE</i>	<i>PARA</i>	<i>Reatância Série <math>x_{km}</math> (p.u.)</i>
1	3	0,20
2	3	0,07
3	4	0,18
3	4	0,18
4	5	0,90
5	6	0,20

A Tabela 6 mostra as bases de potência de cada máquina do sistema, os valores do estatismo dos reguladores com queda de velocidade, tanto na base da máquina quanto na base do sistema, de acordo com a conversão descrita em (41).

Tabela 6 - Base de potência e estatismos dos geradores do Sistema Teste 1

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

A Tabela 7 mostra a participação das unidades geradoras do Sistema Teste 1 nos desbalanços entre geração, carga e perdas, de acordo com o estatismo de cada máquina.

Tabela 7 - Participações dos geradores no desequilíbrio geração, carga e perda do Sistema Teste 1

<i>Máquina</i>	<i>Participação nos desbalanços entre geração, carga e/ou perdas (%)</i>
#1	28,57
#2	57,14
#3	14,28

### 5.2.1 Primeira Avaliação do Sistema Teste 1

Nesta primeira avaliação se considerou o sistema operando de acordo com o cenário da Figura 22, a fim de confirmar o caso base de operação do sistema com frequência de operação de 60 Hz.

A solução pela metodologia proposta por este trabalho, Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária (FPLRP), nessa primeira avaliação é apresentada na Tabela 8 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012), por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, estão de acordo com as colunas nomeadas de “Metodologia AC”. O erro percentual entre essas metodologias CC e AC estão de acordo com as colunas nomeadas por “Erro %”, no qual este foi formulado de acordo com a equação.

$$Erro = \frac{Valor^{AC} - Valor^{CC}}{Valor^{AC}} \times 100\% \quad (83)$$

Tabela 8 - Resultado da análise do FPLRP para o caso base do Sistema Teste 1

Barra	Tipo	Metodologia CC		Metodologia AC		Erro %	
		Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(%)	Geração Potência Ativa (%)
1	V $\theta$	0,0	50,0	0,0	50,0	0,0	0,0
2	PV	-2,1	90,0	-2,0	90,0	-5,0	0,0
3	PQ	-5,7	0,0	-5,6	0,0	-1,78	0,0
4	PQ	-12,9	0,0	-12,7	0,0	-1,57	0,0
5	PQ	-23,3	0,0	-23,1	0,0	-0,86	0,0
6	PV	-21,0	20,0	-20,8	20,0	-0,96	0,0
<b>Frequência de operação</b>		60 Hz		60 Hz		0,0 %	

A Figura 23 e Figura 24 retratam uma comparação gráfica dos resultados encontrados nesta primeira avaliação. Os resultados encontrados para o caso base de operação nas duas metodologias estão bem próximos, mostrando assim que, apesar do Modelo CC incorporar simplificações nas análises dos sistemas de potência, este pode apresentar resultados bem precisos e confiáveis.

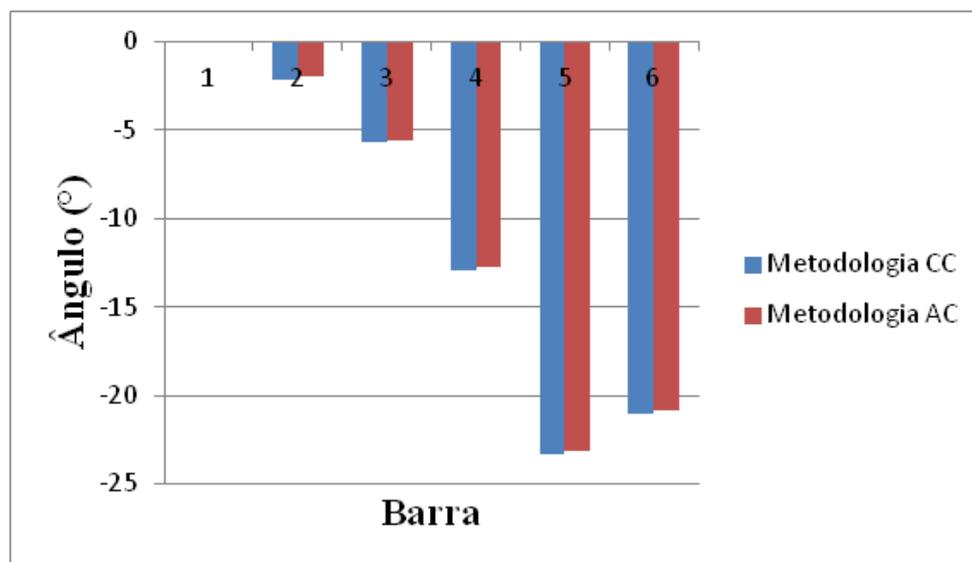


Figura 23 - Ângulo das tensões das barras no caso base do sistema Teste 1

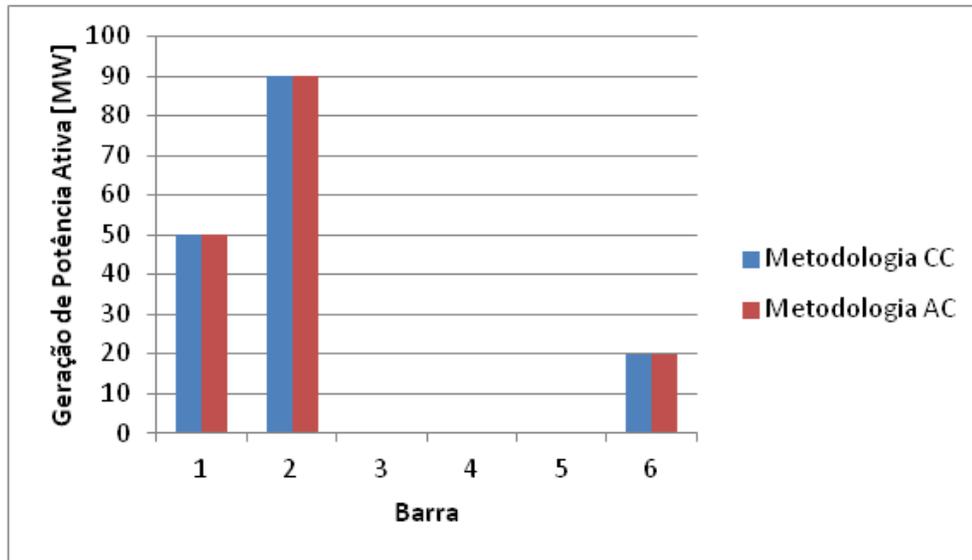


Figura 24 - Geração de potência ativas nas barras no caso base do sistema Teste 1

### 5.2.2 Segunda Avaliação do Sistema Teste 1

Nesta segunda avaliação foi considerado o aumento de 60 MW na carga conectada a Barra 4 e 30 MW na carga conectada na Barra 5, como proposto em (LA GATTA, 2012). Este novo cenário de operação no Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária, equivale a substituir no arquivo do caso base uma nova carga com valor de 180 MW na barra 4 e 70 MW na barra 5.

A solução pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária (FPLRP) nessa segunda avaliação é apresentada na Tabela 9 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012), por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, estão de acordo com as colunas tituladas de “Metodologia AC”, e o erro percentual representado nas colunas “Erro %”. A barra 1 foi utilizada como barra de referência angular do sistema. O método proposto neste trabalho determinou a frequência do sistema para o novo cenário de operação da rede no valor de 59,2286 Hz.

Tabela 9 - Resultado para o FPLRP para a segunda avaliação do Sistema Teste 1

Barra	Tipo	Metodologia CC		Metodologia AC		Erro %	
		Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(%)	Geração Potência Ativa (%)
1	VØ	0,0	75,7	0,0	75,7	0,0	0,0
2	PV	-3,0	141,4	-3,0	141,4	0,0	0,0
3	PQ	-8,7	0,0	-8,6	0,0	-1,16	0,0
4	PQ	-19,9	0,0	-20,4	0,0	2,45	0,0
5	PQ	-39,0	0,0	-41,1	0,0	5,11	0,0
6	PV	-35,3	32,8	-37,3	32,9	5,36	0,3
<b>Frequência de operação</b>		59,2286 Hz		59,2286 Hz		0,0 %	

Como o sistema não possui perdas, a frequência de operação pode ser calculada utilizando a equação (49), a fim de validar o resultado encontrado pela metodologia proposta. Este cálculo está apresentado a seguir:

$$f = 60 \cdot \left( 1 - \frac{\frac{(180 + 70) - (120 + 40)}{100}}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,025} + \frac{1}{0,1}} \right) = 59,2286 \text{ Hz} \quad (84)$$

Conforme as informações de estatismo dos reguladores de velocidade das máquinas contidos na Tabela 6, o gerador conectado à barra 2 apresentará o maior incremento na geração na ocorrência de aumento e diminuição de carga.

Como os desvios de geração são para suprir à variação de carga no valor de 90 MW, e de acordo com a Tabela 7, tem-se que as novas potências ativas geradas pelas máquinas estão de acordo com o equacionamento em (85):

$$\begin{aligned} P_{G_1} &= 50 \text{ MW} + 90 \text{ MW} \cdot 0,2857 = 50 \text{ MW} + 25,71 \text{ MW} = 75,7 \text{ MW} \\ P_{G_2} &= 90 \text{ MW} + 90 \text{ MW} \cdot 0,5714 = 90 \text{ MW} + 51,42 \text{ MW} = 141,4 \text{ MW} \\ P_{G_3} &= 20 \text{ MW} + 90 \text{ MW} \cdot 0,1428 = 20 \text{ MW} + 12,85 \text{ MW} = 32,8 \text{ MW} \end{aligned} \quad (85)$$

A Figura 25 mostra o incremento na geração de potência ativa que cada unidade geradora apresentou para o suprimento da nova demanda de potência.

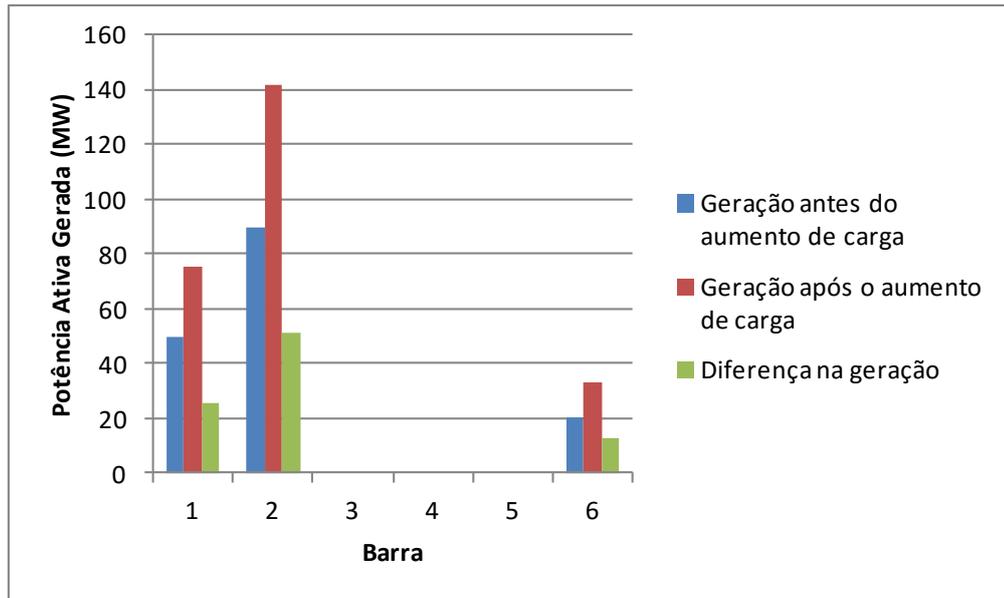


Figura 25 - Geração de potência ativa para o novo cenário de aumento de carga - Metodologia CC

### 5.2.3 Terceira Avaliação do Sistema Teste 1

Esta terceira análise do sistema de 6 barras evidencia a inclusão das perdas elétricas no problema de fluxo de potência linear com regulação primária. Para demonstrar esta inclusão de perdas considere resistências nas linhas de transmissão. A Tabela 10 retrata os novos parâmetros de linha do sistema junto com a Figura 26.

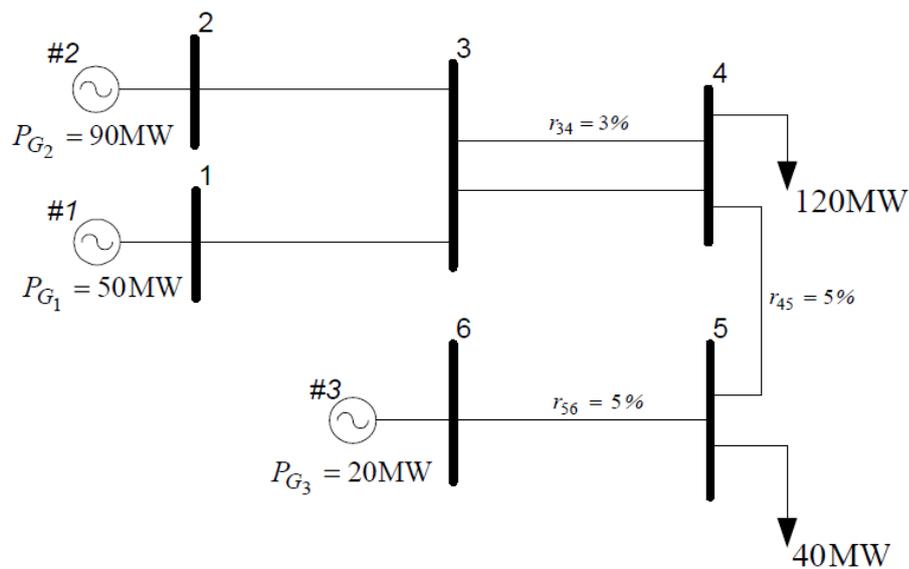


Figura 26 - Sistema Teste 1 com perdas

Tabela 10 - Dados de linha do sistema de 6 barras com perdas

<i>DE</i>	<i>PARA</i>	<i>Resistência Série <math>r_{km}</math> (p.u.)</i>	<i>Reatância Série <math>x_{km}</math> (p.u.)</i>
1	3	0,00	0,20
2	3	0,00	0,07
3	4	0,03	0,18
3	4	0,00	0,18
4	5	0,05	0,90
5	6	0,05	0,20

Os resultados desta terceira avaliação encontrados pela metodologia proposta por este trabalho estão de acordo com a Tabela 11, indicados pelas colunas “Metodologia CC”.

Tabela 11 - Resultado para o FPLRP para a terceira avaliação do Sistema Teste 1

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>Carga (MW)</i>	<i>Metodologia CC</i>	
			<i>Ângulo(°)</i>	<i>Geração Potência Ativa (MW)</i>
1	V $\Theta$	-	0,0	50,52
2	PV	-	-2,14	91,04
3	PQ	-	-5,79	0,0
4	PQ	120,0	-13,05	0,0
5	PQ	40,0	-23,38	0,0
6	PV	-	-21,07	20,26
<i>Frequência de operação</i>			59,9844 Hz	

As potências geradas a mais pelos geradores nesta situação são para o suprimento das perdas nas linhas, onde cada gerador apresenta sua parcela de participação no equilíbrio geração, carga e perdas de acordo com seu estatismo. As perdas representam um aumento na carga total do sistema no valor de 1,82 MW.

$$p_{perdas} = \left( \sum g_{km} \theta_{km}^2 \right) \cdot S_{base} = 1,82 \text{ MW}. \quad (86)$$

Agora considerando o mesmo teste de aumento de carga na Barra 4 de 60 MW e na Barra 5 de 30 MW, temos a solução pelo fluxo linear apresentada na Tabela 12 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012) estão de acordo com as colunas nomeadas de “Metodologia AC”, e o erro percentual representados nas colunas “Erro %”. A barra 1 foi utilizada como barra de referência angular do sistema.

Tabela 12 - Resultado para o FPLRP para a terceira avaliação do Sistema Teste 1 com aumento de carga

Barra	Tipo	Carga (MW)	Metodologia CC	Metodologia AC	Erro %
			Geração Potência Ativa (MW)	Geração Potência Ativa (MW)	Geração Potência Ativa (%)
1	V $\theta$	-	77,04	78,60	1,98
2	PV	-	144,08	143,40	-0,47
3	PQ	-	0,0	0,0	0,0
4	PQ	180,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	70,0	0,0	0,0	0,0
6	PV	-	33,52	33,40	-0,36
Frequência de operação (Hz)			59,1888	59,1990	0,017

Agora, considerando um aumento nos valores das resistências séries das linhas de transmissão do sistema de 6 barras, de acordo com a Figura 27 e a Tabela 13.

Tabela 13 – Alteração dos valores de resistência no Sistema Teste 1

DE	PARA	Resistência Série $r_{km}$ (p.u.)	Reatância Série $x_{km}$ (p.u.)
1	3	0,00	0,20
2	3	0,00	0,07
3	4	0,05	0,18
3	4	0,00	0,18
4	5	0,12	0,90
5	6	0,05	0,20

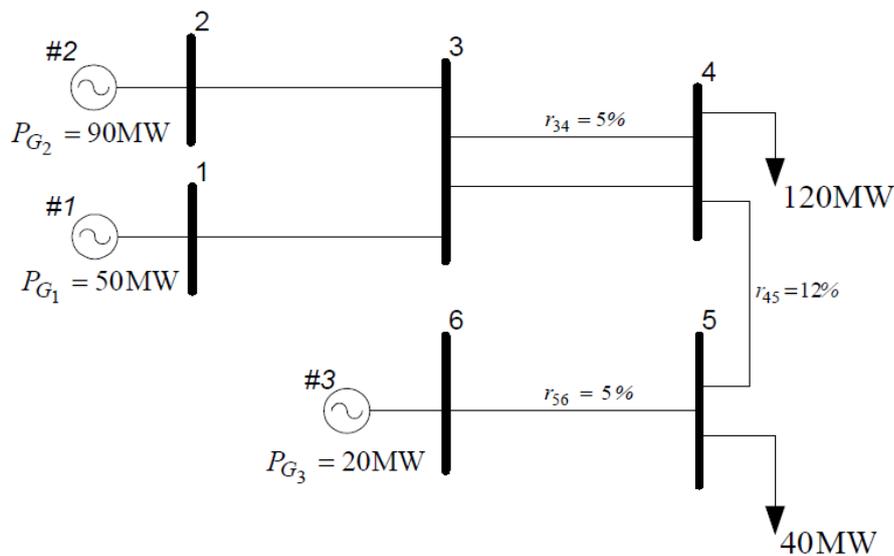


Figura 27 - Alteração dos valores de resistências no Sistema Teste 1

O resultado do Fluxo de Potência Linear com Regulação primária para o aumento de 60 MW na carga conectada na Barra 4 e 30 MW na carga conectada na Barra 5, estão de acordo com as colunas “Metodologia CC” na Tabela 14. O resultado do Fluxo Não-Linear com Regulação Primária, para esta mesma situação, encontrados em (LA GATTA, 2012), estão conforme as colunas “Metodologia AC”, e o erro percentual representados nas colunas “Erro %”. A barra 1 foi utilizada como barra de referência angular do sistema.

*Tabela 14 - Resultado para o FPLRP com perdas e aumento de carga*

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Metodologia CC</b>	<b>Metodologia AC</b>	<b>Erro %</b>
			<i>Geração Potência Ativa (MW)</i>	<i>Geração Potência Ativa (MW)</i>	<i>Geração Potência Ativa (%)</i>
1	V $\theta$	-	77,9	80,6	3,35
2	PV	-	145,8	144,9	-0,62
3	PQ	-	0,0	0,0	0,0
4	PQ	180,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	70,0	0,0	0,0	0,0
6	PV	-	33,9	33,7	-0,59
<b>Frequência de operação</b>			59,1634 Hz	59,1765 Hz	0,02

O aumento dos valores das resistências das linhas de transmissão acarreta no aumento das perdas elétricas no sistema. Neste contexto, as unidades geradoras vêm a fornecer uma maior potência gerada para o suprimento das cargas e perdas.

$$p_{perdas} = \left( \sum g_{km} \theta_{km}^2 \right) \cdot S_{base} = 7,60 \text{ MW}. \quad (87)$$

#### 5.2.4 Quarta Avaliação do Sistema Teste 1

Esta última avaliação pressupõe a redução de 100 % da carga conecta na Barra 4 do sistema de 6 barras da Figura 22. A solução pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária (FPLRP) nessa quarta avaliação é apresentada na Tabela 15 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012) nesta mesma análise, por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, estão de acordo com as colunas tituladas de “Metodologia AC”, e o erro percentual representados nas colunas “Erro %”. A barra 1 foi utilizada como barra de referência angular do sistema e despreza-se as perdas elétricas.

Tabela 15 - Resultado para o FPLRP para a segunda avaliação do Sistema Teste 1

Barra	Tipo	Metodologia CC		Metodologia AC		Erro %	
		Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulo(%)	Geração Potência Ativa (%)
1	VØ	0,0	15,7	0,0	15,7	0,0	0,0
2	PV	-0,9	21,4	-0,9	21,4	0,0	0,0
3	PQ	-1,8	0,0	-1,7	0,0	-5,88	0,0
4	PQ	-3,7	0,0	-3,6	0,0	-2,77	0,0
5	PQ	-22,9	0,0	-23,1	0,0	0,86	0,0
6	PV	-22,5	2,8	-22,7	2,9	0,88	3,44
<b>Frequência de operação</b>		61,0286 Hz		61,0286 Hz		0,0 %	

Como o sistema não possui perdas, a frequência de operação pode ser calculada utilizando a equação (49), a fim de comparar com o resultado encontrado pela metodologia proposta.

$$f = 60. \left( 1 - \frac{\frac{(40) - (120 + 40)}{100}}{\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,025} + \frac{1}{0,1}} \right) = 61,0286 \text{ Hz} \quad (88)$$

As novas potências ativas geradas pelas máquinas estão de acordo com o equacionamento em (89), uma vez que as perdas são desprezadas e a variação na carga é de menos 120MW.

$$\begin{aligned} P_{G_1} &= 50MW - 120MW.0,2857 = 50MW - 34,28MW = 15,7 \text{ MW} \\ P_{G_2} &= 90MW - 120MW.0,5714 = 90MW - 68,57MW = 21,4 \text{ MW} \\ P_{G_3} &= 20MW - 120MW.0,1428 = 20MW - 17,14MW = 2,8 \text{ MW} \end{aligned} \quad (89)$$

A Figura 28 mostra a variação da potência gerada em cada barra do sistema devido a retirada da carga conectada na Barra 4.

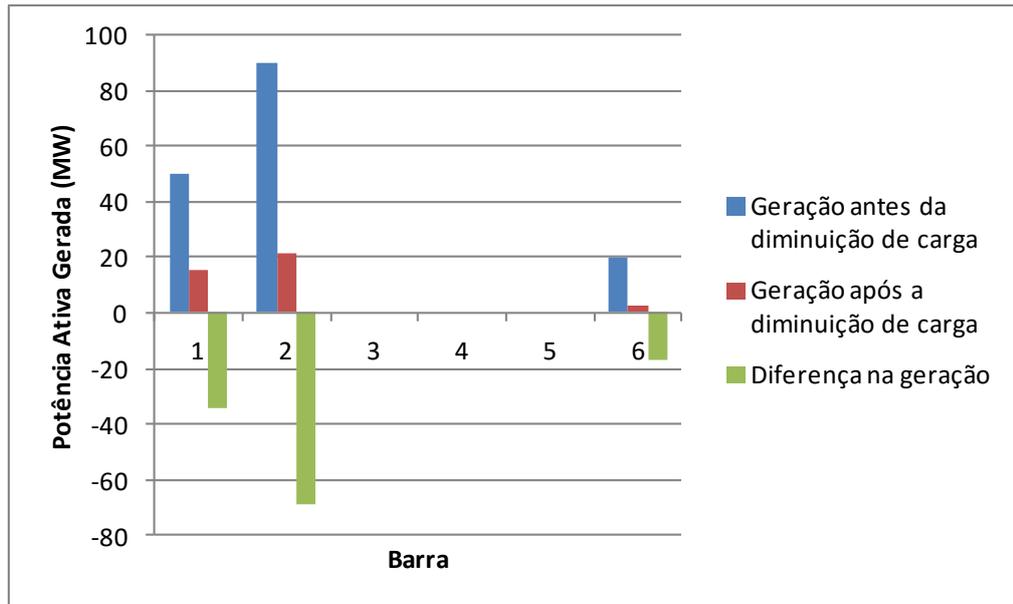


Figura 28 - Geração de potência ativa para o novo cenário de diminuição de carga - Metodologia CC

### 5.3 Sistema Teste 2

Esta seção apresentará a aplicação do problema do Fluxo de Potência Linearizado com Regulação Primária em um sistema de médio porte. A Figura 29 mostra a topologia do Sistema *New England* apresentado em (LA GATTA, 2012) que será utilizado nesta seção. O sistema possui 10 barras de geração, no qual as máquinas conectadas em cada barra apresentam base de potência de 1000 MVA e os reguladores com queda de velocidade possuem um estatismo de 5 % na base da máquina. Na base do sistema, todas as máquinas terão estatismo de 0,5 %, conforme a transformação de base detalhada nas seções anteriores. As perdas elétricas são consideradas nas análises de acordo com seus valores de resistências das linhas.

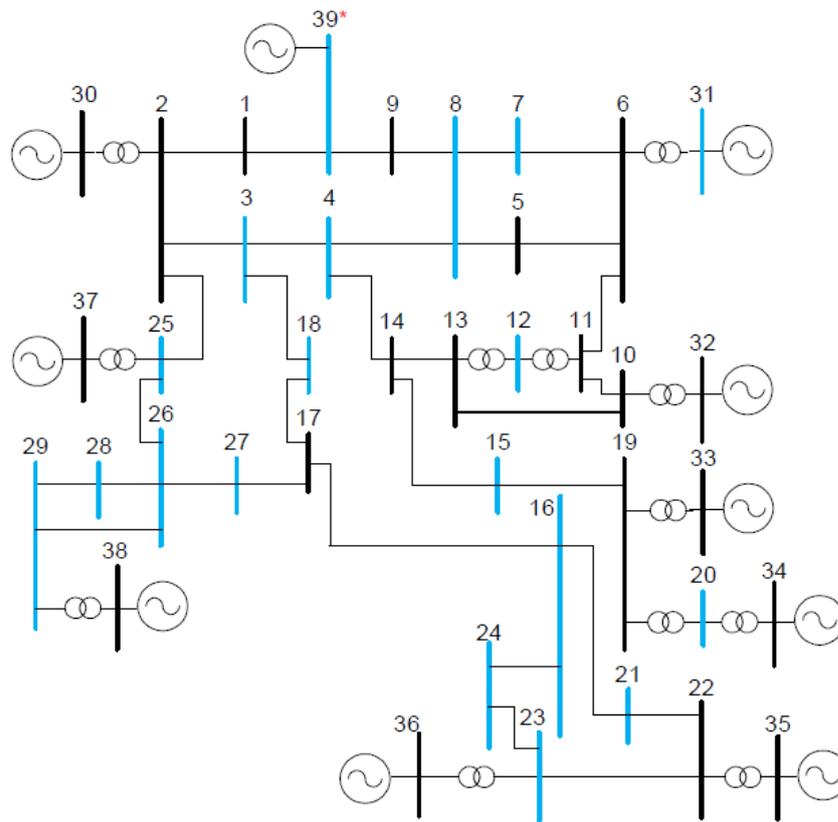


Figura 29 - Sistema New England de 39 barras

A Tabela 16 mostra a geração de potência ativa no caso base, ou seja, a frequência de operação em 60 Hz.

Tabela 16 - Geração de Potência Ativa no caso base para o Sistema Teste 2

<b>Barra</b>	<b>Geração de Potência Ativa (MW)</b>
30	250,0
31	573,2
32	650,0
33	632,0
34	508,0
35	650,0
36	560,0
37	540,0
38	830,0
39	1000,0

A Tabela 17 mostra a potência ativa demandada nas barras de carga no caso base. Os demais dados deste sistema de 39 barras estão no Apêndice A.

Tabela 17 - Dados de carga do Sistema Teste 2

<i>Barra</i>	<i>Carga (MW)</i>
3	322,0
4	500,0
7	233,8
8	522,0
12	8,5
15	320,0
16	329,4
18	158,0
20	680,0
21	274,0
23	247,5
24	308,6
25	224,0
26	139,0
27	281,0
28	206,0
29	283,5
31	9,2
39	1104,0

### 5.3.1 Primeira Avaliação do Sistema Teste 2

Esta primeira avaliação tem o intuito de analisar os valores dos ângulos das tensões nodais encontrados pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária com os encontrados pelo *software* ANAREDE, com o sistema operando a uma frequência de 60 Hz.

A solução encontrada pela metodologia proposta por este trabalho é apresentada na Tabela 8 pela coluna indicada por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados no programa ANAREDE, utilizando um fluxo de potência linear com perdas, estão de acordo com a coluna titulada de “ANAREDE”. O erro percentual entre essas metodologias CC e o ANAREDE está de acordo com a coluna nomeada por “Erro %”.

Tabela 18 - Comparação da Metodologia Proposta com o ANAREDE

Barra	Ângulo das tensões nodais (°)		
	Metodologia CC	ANAREDE	Erro %
1	1,7	1,7	0,0
2	4,5	4,5	0,0
3	1,3	1,3	0,0
4	0,4	0,4	0,0
5	1,5	1,5	0,0
6	2,3	2,3	0,0
7	0,0	0,0	0,0
8	-0,5	-0,5	0,0
9	-0,2	-0,2	0,0
10	4,7	4,7	0,0
11	3,9	3,9	0,0
12	3,8	3,8	0,0
13	4,0	4,0	0,0
14	2,3	2,3	0,0
15	1,9	1,9	0,0
16	3,4	3,4	0,0
17	2,4	2,4	0,0
18	1,5	1,5	0,0
19	8,5	8,5	0,0
20	7,0	7,1	1,41
21	6,0	6,0	0,0
22	10,8	10,8	0,0
23	10,6	10,6	0,0
24	3,5	3,6	2,78
25	5,7	5,7	0,0
26	4,4	4,4	0,0
27	2,2	2,2	0,0
28	8,2	8,2	0,0
29	11,2	11,2	0,0
30	7,1	7,1	0,0
31	10,9	10,3	-5,82
32	12,7	12,2	-4,09
33	13,9	13,6	-2,21
34	12,3	12,3	0,0
35	16,3	16,2	-0,61
36	19,3	19,3	0,0
37	13,0	12,8	-1,56
38	18,7	18,6	-0,54
39	0,0	0,0	0,0

### 5.3.2 Segunda Avaliação do Sistema Teste 2

Nesta avaliação do problema do Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária considerou-se o aumento de 100 % das cargas conectadas nas barras 4, 8, 20 e 39, como uma forma de desviar a frequência de operação, e compará-la com os resultados obtidos em (LA GATTA, 2012) para estas mesmas condições de operação. A Tabela 19 mostra os novos valores de carga para o novo cenário de operação do sistema. A barra 39 foi a escolhida para ser a referência angular do sistema.

*Tabela 19 - Novo cenário de carga do Sistema Teste 2 - Aumento de 100%*

<i>Barra</i>	<i>Carga (MW)</i>
4	1000,0
8	1044,0
20	1360,0
39	2208,0

A solução encontrada pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária (FPLRP) nessa primeira avaliação é mostrada na Tabela 20 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012), por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, estão de acordo com as colunas tituladas de “Metodologia AC”, e o erro percentual representados nas colunas “Erro %”. A metodologia proposta por este trabalho determinou a frequência do sistema para o novo cenário de operação da rede no valor de 59,1284 Hz.

*Tabela 20 - Resultado para o FPLRP do Sistema Teste 2*

<i>Barra</i>	<i>Metodologia CC</i>	<i>Metodologia AC</i>	<i>Erro %</i>
	<i>Geração Potência Ativa (MW)</i>	<i>Geração Potência Ativa (MW)</i>	<i>Geração Potência Ativa (%)</i>
30	540,5	543,2	0,4970
31	863,5	866,4	0,3347
32	940,5	943,2	0,2862
33	922,5	925,2	0,2918
34	798,5	801,2	0,3369
35	940,5	943,2	0,2862
36	850,5	853,2	0,3164
37	830,5	833,2	0,3240
38	1120,5	1123,2	0,2404
39	1290,5	1293,2	0,2087
<b><i>Frequência de operação</i></b>	59,1284 Hz	59,1203 Hz	-0,0137

O gráfico mostrado na Figura 30 descreve a diferença entre as potências ativas geradas antes e depois de ocorrido o evento de aumento de carga. Essa figura mostra a participação de cada unidade geradora no atendimento do aumento da carga, tal participação está de acordo com a diferença entre a potência gerada antes e depois do evento. Neste contexto, observa-se que as unidades geradoras contribuem igualmente no suprimento da nova demanda, este fato era de ser esperado já que os estatismos dos geradores são iguais. Além disso, o desvio de frequência em relação ao seu valor pré-distúrbio foi pequena, em torno de 0,8716 Hz, para uma grande variação de carga, da ordem de 2806 MW. Isso ocorreu, pois o estatismo na base do sistema das máquinas geradoras é pequeno (0,005 p.u.).

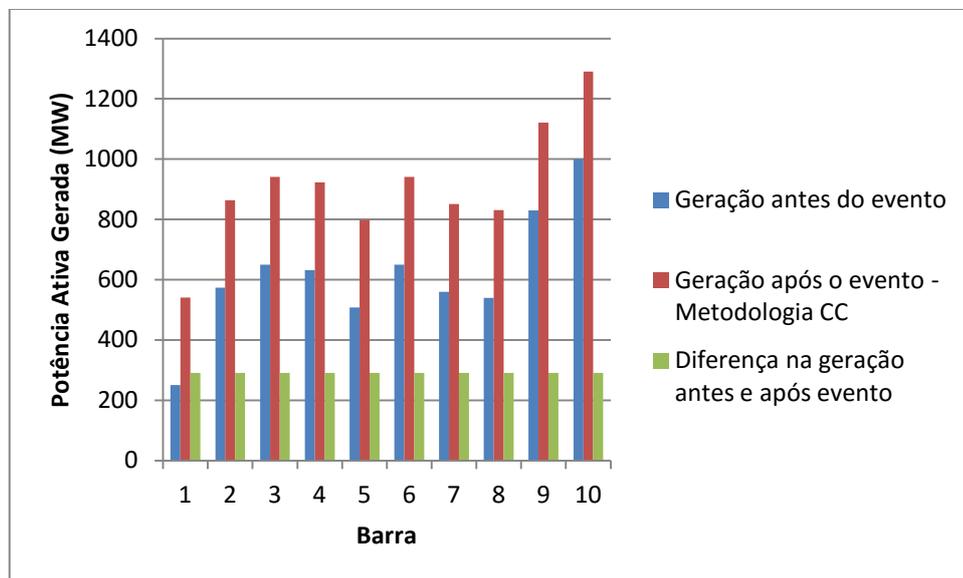


Figura 30 - Comparação entre as potências ativas geradas antes e após o evento de aumento de carga – Metodologia CC

A Figura 31 correlaciona as potências ativas geradas encontradas pelas metodologias CC e AC após a ocorrência do desequilíbrio geração, carga e perdas, com relação à geração do caso base do sistema.

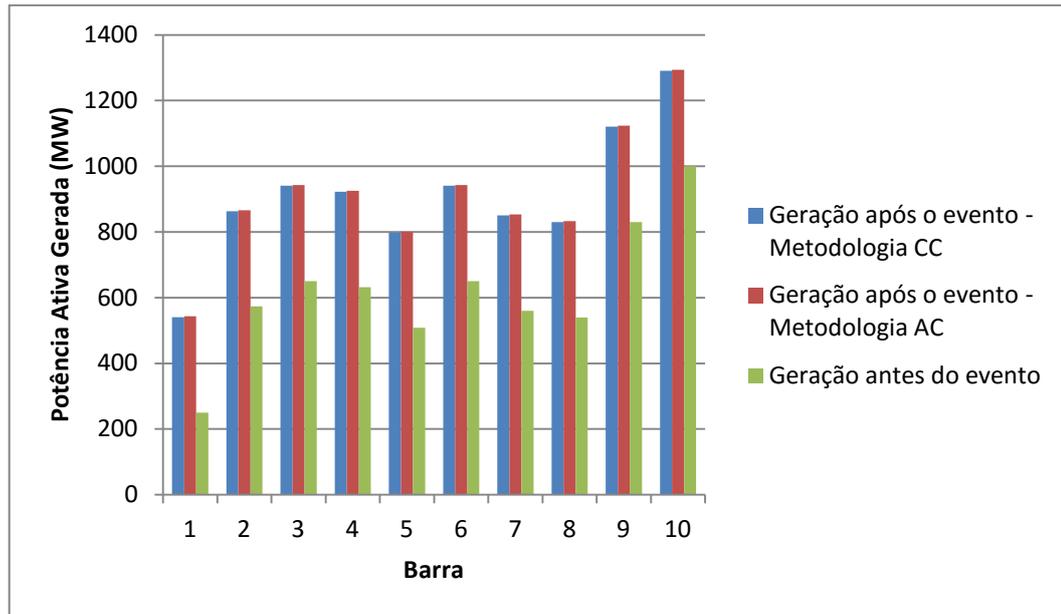


Figura 31 - Comparação entre as potências ativas encontradas na metodologia CC e AC

#### 5.4 Sistema Teste 3

A Figura 32 mostra o diagrama unifilar do sistema de 11 barras apresentado em (LA GATTA, 2012). Este sistema apresenta quatro barras de geração, as barras 1, 2, 3 e 4, e duas barras de carga, as barras 7 e 9. O sistema é dividido em duas áreas como mostrado na Figura 32. As duas áreas estão interligadas por duas linhas de transmissão entre as barras 8 e 9. A Tabela 21 mostra os dados de geração e carga e a Tabela 22 retrata os estatismos das máquinas. Os demais parâmetros deste sistema de 11 barras estão descritos no Apêndice A.

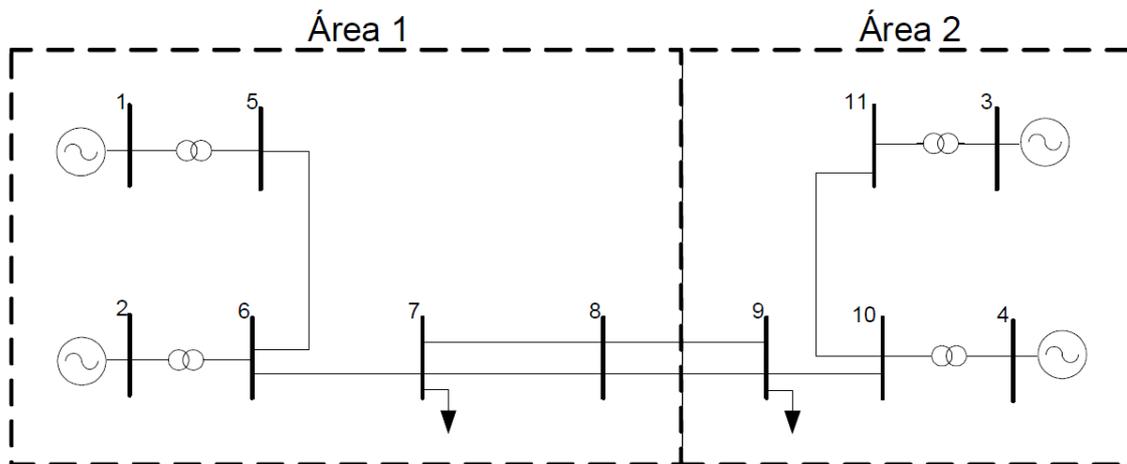


Figura 32 - Diagrama unifilar do Sistema Teste 3

Tabela 21 - Dados de geração e carga do Sistema Teste 3

<b>Barra</b>	<b>Área</b>	<b>Geração de Potência Ativa (MW)</b>	<b>Carga (MW)</b>
1	1	700,0	-
2	1	700,0	-
3	2	719,1	-
4	2	700,0	-
7	1	-	976,0
9	2	-	1767,0

Tabela 22 - Dados das máquinas do Sistema Teste 3

<b>Máquina</b>	<b>Barra</b>	<b>Estatismo (Base da Máquina)</b>	<b>Base da Máquina (MVA)</b>	<b>Estatismo (Base do Sistema)</b>
1	1	0,05	1200,0	0,0042
2	2	0,05	900,0	0,0055
3	3	0,05	900,0	0,0055
4	4	0,05	350,0	0,0143

A Tabela 23 retrata a soma total da geração ativa e da carga ativa em cada área do sistema de 11 barras. Na área 1, a geração total é maior que a carga, e para a área 2, a geração é menor que a carga no caso base, frequência de operação em 60 Hz. Desta forma, em condições normais de operação, a área 1 transfere energia para a área 2 a fim de completar o suprimento de energia desta região.

Tabela 23 - Geração de potência ativa e carga total para as áreas do Sistema Teste 3

<b>Área</b>	<b>Geração de Potência Ativa Total (MW)</b>	<b>Carga Total (MW)</b>
1	$700,0 + 700,0 = 1400,0$	976,0
2	$719,0 + 700,0 = 1419,1$	1767,0

#### 5.4.1 Avaliação do Sistema Teste 3

Nesta avaliação, considera-se a ocorrência do desligamento das linhas conectadas entre as barras 8 e 9, para que assim as duas áreas do sistema operem de forma ilhada. Na ocorrência deste desligamento a área 1 deixa de auxiliar no suprimento da carga localizada na área 2, sendo assim está apresentará um *déficit* no atendimento de sua demanda, por outro lado a área 1 ficará com sobra de potência ativa na geração. Neste contexto, a área 1 apresentará um aumento na sua frequência de operação e a área 2 uma redução na sua frequência de operação. Os valores das cargas nas barras estão de acordo com a Tabela 24.

A solução encontrada pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária (FPLRP) nesta situação de divisão do sistema em duas áreas isoladas é mostrada na Tabela 24 pelas colunas indicadas por “Metodologia CC”. Os resultados encontrados em (LA GATTA, 2012), por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, estão de acordo com as colunas tituladas de “Metodologia AC”, e o erro percentual representados nas colunas “Erro %”. A barra 1 foi utilizada com a referência angular para sistema da área 1 e a barra 3 como sendo a referência angular do sistema da área 2.

Tabela 24 - Resultado para o FPLRP para o Sistema Teste 3

Barra	Área	Carga (MW)	Metodologia CC		Metodologia AC		Erro %	
			Ângulos (°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulos (°)	Geração Potência Ativa (MW)	Ângulos (°)	Geração Potência Ativa (%)
1	1	-	20,3	511,5	20,3	511,7	0	0,0390
2	1	-	13,5	558,7	13,8	558,8	2,173	0,0178
3	2	-	-6,8	959,2	-6,8	964,0	0	0,4979
4	2	-	-21,97	793,4	-22,4	795,2	1,919	0,2263
5	1	-	15,4	-	15,7	-	1,910	-
6	1	-	8,2	-	8,5	-	3,529	-
7	1	1053,0	2,1	-	2,5	-	16	-
8	1	-	2,1	-	2,4	-	12,5	-
9	2	1702,8	-39,38	-	-41,0	-	3,9512	-
10	2	-	-29,54	-	-30,2	-	2,185	-
11	2	-	-15,96	-	-15,8	-	-1,0126	-
Frequência de operação (Hz)			Área 1	Área 2	Área 1	Área 2	Área 1	Área 2
			60,4711	59,1996	60,4707	59,1838	-0,00066	-0,02669

Quando as áreas do sistema da Figura 32 operam de forma independente, a área 1 deixa de intercambiar potência ativa para o atendimento da demanda da área 2. O estado operativo do sistema da área 1 pós-distúrbio caracteriza uma situação de geração em montante superior a carga demandada. Assim, a resposta inercial das máquinas desta área corresponde à aceleração de giro dos rotores, aumento da frequência de operação, devido ao excedente de energia na operação isolada. O estado operativo do sistema da área 2 após a ocorrência do evento de desligamento das linhas de transmissão corresponde a um cenário de falta de geração para suprir a carga. Sendo assim, as máquinas irão desacelerar, redução da frequência de operação, como uma resposta ao suprimento da carga através da energia cinética das massas girantes.

A Figura 33 mostra uma comparação gráfica do ângulo das tensões nodais encontrados pelas metodologias CC e AC.

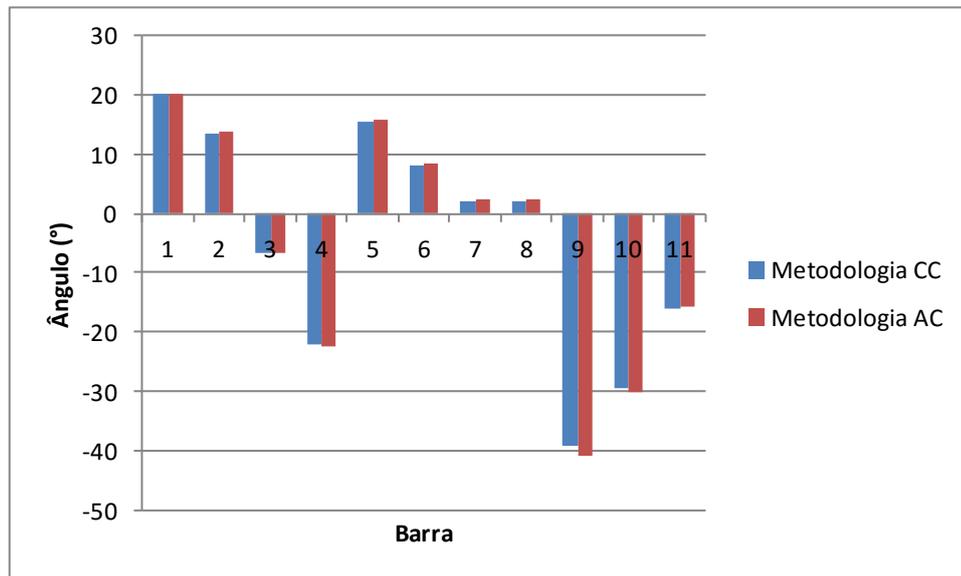


Figura 33 - Ângulo das tensões das barras após evento

O gráfico de barras mostrado na Figura 34 destaca as gerações de potência ativa nas barras após a ocorrência do evento de desligamento das linhas entre as barras 8 e 9 calculadas pelo Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária e por um Fluxo de Potência Não-Linear com Regulação Primária, onde as respostas encontradas por essas metodologias apresentaram baixa disparidade. Percebe-se também, que na área 1 houve uma redução das potências ativas geradas, barra 1 e 2, e no sistema da área 2 um aumento das potências ativas geradas, barra 3 e 4, com relação a seus valores de geração antes do evento de desligamento das linhas.

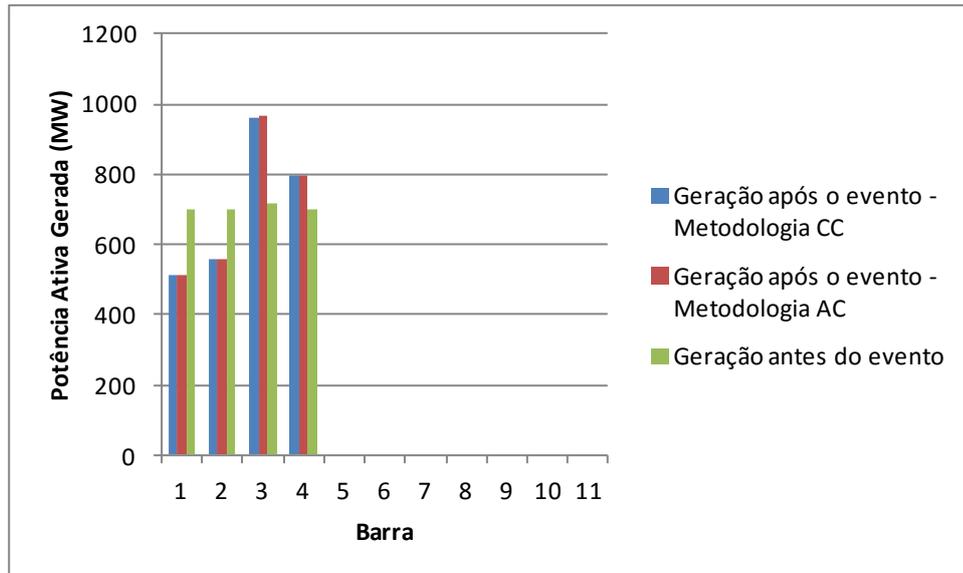


Figura 34 - Comparação entre as gerações de potência ativa encontrada pelas metodologias CC e AC

Por fim, a Figura 35 retrata as potências ativas geradas pelas máquinas encontradas pela metodologia linear, onde fica claro o desvio de geração de cada máquina geradora para alcançarem o equilíbrio entre geração, carga e perdas.

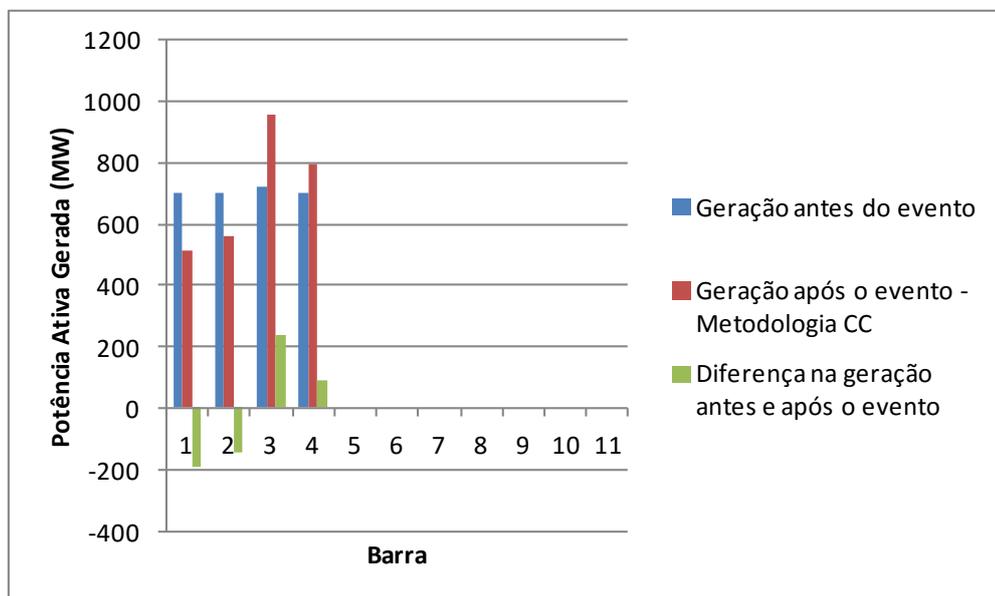


Figura 35 - Potência ativa e desvio de geração das máquinas após evento - Metodologia CC

## 5.5 Sumário do Capítulo

Este capítulo apresentou a avaliação do desempenho da representação dos dispositivos de controle, reguladores com queda de velocidade, no problema de fluxo de potência linear. Os resultados encontrados por esta metodologia foram comparados com os encontrados numa metodologia similar não-linear proposta em (LA GATTA, 2012), no qual esta apresentou a modelagem do controle dos reguladores com queda de velocidade no fluxo de potência não-linear. Também se utilizou o programa ANAREDE na avaliação do trabalho. Foram propostos dois sistemas de pequeno porte, um de 6 barras e outro de 11 barras, e um de médio porte, com 39 barras, para tal validação e comparação.

Inicialmente foi analisado o sistema de pequeno porte com 6 barras, onde este foi sujeito a desbalanços entre geração, carga e perdas de forma a determinar a repartição de geração entre as máquinas geradoras, além da frequência de operação junto com os ângulos das tensões nodais. Esta análise de desbalanços também foi aplicada no sistema de médio porte, *New England*, mostrando os novos despachos de potência para a nova frequência de equilíbrio.

O sistema de pequeno porte com 11 barras apresentou uma análise diferente dos anteriores. Neste não se foi considerado um aumento ou diminuição de carga, e sim uma retirada de linhas de transmissão para que assim o sistema opere de forma ilhada, um único sistema dando origem a dois subsistemas. Esses subsistemas apresentaram características de acordo com seus parâmetros de geração, carga e perdas, por este fato cada um alcançou uma frequência de operação diferente.

## 6 CONCLUSÕES

### 6.1 Considerações Gerais

O presente trabalho apresentou um modelo para a representação dos reguladores com queda de velocidade no problema de fluxo de potência linear. A metodologia proposta consiste na inclusão das equações que regem o comportamento em regime permanente dos reguladores com queda de velocidade na formulação matricial do fluxo de potência linearizado, e para completar a modelagem é inserida também uma equação para manter a referência angular do sistema. A incorporação dessas equações ao conjunto das equações tradicionais no problema do fluxo linear formou um sistema aumentado de ordem  $(nb + ng + ref)$ . Portanto, a metodologia proposta por este trabalho vem a obter um novo cenário de operação para um sistema elétrico de potência quando este é submetido a desbalanços entre carga, geração e perdas elétricas. Os parâmetros calculados para este novo cenário de operação são as potências geradas para o atendimento da nova demanda de carga, a frequência elétrica e os ângulos das tensões nodais.

O fluxo de potência linearizado traz em sua formulação algumas simplificações em relação às metodologias de fluxos não-lineares, no qual não justificaria sua utilização nos problemas de fluxo de potência já que existem as técnicas não-lineares com resultados mais precisos. Porém, as literaturas mais recentes vêm demonstrando situações onde as técnicas lineares apresentam vantagens sobre as não-lineares, justificando seu uso nos estudos de sistemas de potência. Neste contexto, o trabalho apresentou comparações entre os resultados apresentados por essas duas metodologias.

A validação do modelo proposto neste trabalho, fluxo de potência linear com regulação primária, foi por meio da comparação com um modelo de fluxo de potência não-linear com regulação primária proposto em (LA GATTA, 2012), e também com os resultados encontrados pelo *software* ANAREDE. Foram utilizados três sistemas elétricos de potência, submetidos às situações diversas de desbalanços entre geração, carga e perdas. Os resultados encontrados pelas duas metodologias nos três sistemas testes analisados apresentaram baixo erro percentual entre si, mostrando assim que, apesar das simplificações adotadas pelo fluxo linear, este apresentou resultados confiáveis.

Neste contexto, o Fluxo de Potência Linear com Regulação Primária pode complementar estudos de simulações no tempo dos sistemas elétricos de potência. Já que este apresenta soluções confiáveis e possuem vantagens como a redução da exigência computacional, menor tempo de processamento dos dados, fácil obtenção da matriz de dados. Importante salientar que não se deve se abstrair das simplificações introduzidas por tal metodologia, mas sim ser feita uma análise por parte do engenheiro das relevâncias dessas simplificações no sistema em análise.

## **6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros**

A seguir, são expostas algumas sugestões de possíveis temas para trabalhos futuros, com o intuito de dar continuidade aos estudos iniciados no presente trabalho.

- Avaliação de sistemas de grande porte;
- Avaliação do comportamento dos parâmetros da rede com a variação da frequência;
- Avaliação da metodologia desenvolvida neste trabalho em estudos que levam em consideração outros elementos nas linhas de transmissão, como transformadores em-fase e transformadores defasadores;
- Avaliação do fluxo de potência linear com regulação primária em problemas de controle de intercâmbio entre áreas;
- Desenvolvimento de simuladores com o objetivo didático em estudos de fluxo de potência.

## 7 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.

ANAREDE, P. D. A. D. R. v. 08, Manual do Usuário. **CEPEL, Janeiro de**, 2003.

BARBOSA, D. et al. Filtragem adaptativa para a estimação da frequência em sistemas elétricos de potência. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 19, n. 2, p. 226-234, 2008.

BORGES, C. L. T.; ROCHA, L. F.; DIAS, J. A. Influência no ilhamento na Avaliação da Confiabilidade Probabilística de Microrredes. **XXI SNTPEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2011.

FABRI, D. F. **Características Operativas do Controle Automático de Geração em um Cenário Competitivo**. Universidade Federal de Itajub

J. Q. DUARTE, M. T. S. J. C. S. S. Estudo de Adequação do Modelo de Fluxo de Potência Linearizado ao Sistema Interligado Brasileiro. **XI SEPOPE**, March 2009.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, v. 7, 1994.

LA GATTA, P. O. **Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de Frequência no Problema de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora. [S.l.]. 2012.

MOLER, C.; OTHERS. **MATLAB users' guide**. [S.l.]: University of New Mexico, 1982.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

OGATA, K.; MAYA, P. Á.; LEONARDI, F. **Engenharia de controle moderno**. [S.l.]: Prentice Hall, 2003.

PARKER, B. J.; WATANABE, A.; SCHILING, M. T. Precisão do Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema Brasileiro. **NT DEST**, v. 18, p. 80, 1980.

---

*Representação da Regulação Primária no Problema de Fluxo de Potência Linear*

PASSOS FILHO, J. A. Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência. **Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. UFJF, 2000.**

PASSOS FILHO, J. A.; HENRIQUES, R. M.; ALVES, F. R. M. Representação de Transformadores Defasadores no Problema de Fluxo de Potência.

PURCHALA, K. et al. **Usefulness of DC power flow for active power flow analysis.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005. [S.l.]: [s.n.]. 2005. p. 454-459.

SMED, T. et al. A new approach to AC/DC power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 1238-1244, 1991.

SOUZA, S. A. et al. Estimação de parâmetros de um sistema elétrico de potência utilizando algoritmos genéticos. **IEEE Latin America Transactions**, v. 4, n. 1, p. 47-54, 2006.

STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAÇ, O. DC power flow revisited. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1290-1300, 2009.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.** [S.l.]: Campus, 1984.

## 8 APÊNDICE A

### 8.1 Considerações Gerais

Nesta seção serão disponibilizados os dados dos sistemas utilizados no Capítulo 5.

### 8.2 Sistema 6 Barras

#### 8.2.1 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

```

### 8.3 Sistema 11 Barras

#### 8.3.1 Dados de Barra e de Linha

Dados de barra e de linha para o sistema 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

```

## 8.4 Sistema New England

### 8.4.1 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
99999

```

## Apêndice A

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