

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DA  
OPERAÇÃO DE SISTEMAS COM GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA NO MODO ILHADO INTENCIONAL**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Samuel Vanderlei Deifelt**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2016**

**PPGEEE/UFSM,RS**

**DEIFELT, Samuel Vanderlei**

**Mestre 2016**

# **ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MODO ILHADO INTENCIONAL**

**Samuel Vanderlei Deifelt**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior**  
**Coorientador: Prof. Dr. Lenois Mariotto**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2016**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Deifelt, Samuel Vanderlei

Análise da Viabilidade Técnica da Operação de Sistemas com Geração Distribuída no Modo Ilhado Intencional / Samuel Vanderlei Deifelt.-2016.

129 p.; 30cm

Orientador: Ghendy Cardoso Junior

Coorientador: Lenois Mariotto

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016

1. Ilhamento Intencional 2. Geração Distribuída 3. Fluxo de Potência 4. Curto-Circuito 5. Estabilidade Transitória I. Cardoso Junior, Ghendy II. Mariotto, Lenois III. Título.

---

© 2016

Todos os direitos autorais reservados a Samuel Vanderlei Deifelt. A reprodução de parte ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante citação da fonte.

E-mail: deifelt@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria  
Centro de Tecnologia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

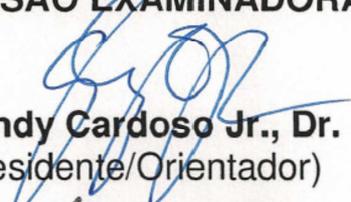
A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado

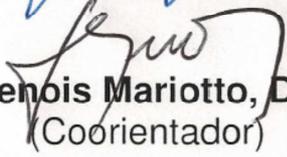
**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS  
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MODO ILHADO INTENCIONAL**

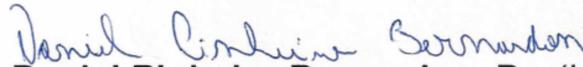
elaborada por  
**Samuel Vanderlei Deifelt**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

  
**Ghendy Cardoso Jr., Dr.**  
(Presidente/Orientador)

  
**Lenois Mariotto, Dr.**  
(Coorientador)

  
**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**

  
**Fernando Augusto Moreira, PHD (UFBA)**

Santa Maria, 22 de Março de 2016.

Dedico esta dissertação  
à minha esposa Denise  
e meus filhos Vitória  
e Henrique.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço inicialmente ao professor Ghendy Cardoso Junior pela confiança depositada e apoio para o desenvolvimento deste trabalho.

Um agradecimento especial ao professor Lenois Mariotto pela ajuda sempre prestada.

Aos colegas do Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) pela ajuda e amizade.

À Certel Energia e Certel Geração que contribuíram com os dados para as simulações e não pouparam esforços para o êxito deste trabalho.

Aos senhores Erineo, Francisco, Ernani e Julio S. da Certel pelo apoio e incentivo.

Um agradecimento especial aos colegas Ederson Madruga, Patrick Farias, Enoque Garcia e Daniel Sechi, pelo incentivo e apoio.

Gostaria de agradecer a toda minha família pelo incentivo, apoio e compreensão pelas horas ausentes.

Aos professores Daniel Pinheiro Bernardon e Fernando Augusto Moreira, membros da comissão examinadora, pelas valiosas considerações.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

## RESUMO

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

# **ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO MODO ILHADO INTENCIONAL**

AUTOR: SAMUEL VANDERLEI DEIFELT  
ORIENTADORES: GHENDY CARDOSO JUNIOR, Dr. Eng.,  
LENOIS MARIOTTO, Dr. Eng.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 22 de março de 2016.

O crescente aumento da demanda de energia, associado às dificuldades inerentes à implantação de empreendimentos de geração de grande porte, aumentou significativamente o aproveitamento dos recursos energéticos a partir de fontes de energia renováveis, visando um melhor atendimento do mercado de energia. Pesquisas recentes mostram que há diversas vantagens em se utilizar a Geração Distribuída em relação aos grandes empreendimentos de Geração Centralizada. Neste sentido, esta dissertação mostra os resultados de estudos realizados com o objetivo de verificar a viabilidade em se aproveitar as Gerações Distribuídas para o atendimento das cargas locais remanescentes, em eventuais faltas de energia da Distribuidora. Esta operação é denominada de Operação Ilhada Intencional.

Para que a operação ilhada de Geradores Distribuídos possa ser admitida, estudos específicos devem ser realizados, a fim de que os níveis de qualidade e continuidade exigidos pelos órgãos reguladores sejam atendidos e que a segurança do sistema elétrico seja preservada.

Desta forma, esta dissertação apresenta uma análise da viabilidade técnica da operação ilhada intencional de Geradores Distribuídos, considerando as restrições resultantes impostas a partir de estudos de Fluxo de Potência, Estabilidade Transitória e Curto-Circuito.

**Palavras-chave:** Ilhamento Intencional, Geração Distribuída, Fluxo de Potência, Curto-Circuito, Estabilidade Transitória.

## ABSTRACT

Master's Dissertation  
Post Graduate Program in Electrical Engineering  
Federal University of Santa Maria

# ANALYSIS OF THE TECHNICAL FEASIBILITY OF THE OPERATION OF SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION IN THE INTENTIONAL ISLANDED MODE

AUTHOR: SAMUEL VANDERLEI DEIFELT  
SUPERVISOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR, Dr. Eng.,  
LENOIS MARIOTTO, Dr. Eng.  
Defense Place and Date: Santa Maria, march 22<sup>TH</sup>, 2016.

The increasing demand for energy, coupled with the difficulties inherent in the implementation of large generation projects, significantly increased the use of energy resources from renewable energy sources, in order to better meet the energy market. Recent research shows that there are several benefits of using the Distributed Generation in relation to large enterprises Centralized Generation. In this sense, this work shows the results of studies conducted in order to verify the feasibility of taking advantage of the Distributed Generation to meet the remaining local loads in any power shortages Distributor. This operation is called Intentional Islanded Operation.

In order to implement the intentional islanding operation of Distributed Generation, it is necessary to carry out specific studies to meet the levels of quality and continuity established by regulations and to ensure the safety of the electrical system.

Thus, this work presents an analysis of the technical feasibility of intentional islanded operation of distributed generators, given the restrictions imposed resulting from Power Flow studies, Transient Stability and Short Circuit.

**Keywords:** Intentional Islanding, Distributed Generation, Power Flow, Short Circuit, Transient Stability.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Dados dos Geradores.....	55
Tabela 4.2 – Dados do Regulador de Tensão e da Excitatriz .....	59
Tabela 4.3 – Dados do Regulador de Velocidade .....	62
Tabela 4.4 – Carregamento Certel Energia.....	63
Tabela 4.5 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Subtransmissão .....	64
Tabela 4.6 – Parâmetros Elétricos dos Transformadores .....	64
Tabela 4.7 – Ajustes dos Relés de Sub e Sobre Tensão.....	66
Tabela 5.1 – Comparativo dos Cenários Simulados – Fluxo de Potência.....	75
Tabela 5.2 – Estudos de Caso – Estabilidade Transitória Angular.....	76
Tabela 5.3 – Parâmetros para as Curvas IEC .....	108
Tabela 5.4 – Parâmetros para as Curvas IEC .....	109

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Sistema Elétrico – Diagrama Unifilar.....	30
Figura 3.2 – Diagramas de Impedância e Admitância – Adaptado SAADAT.....	31
Figura 3.3 – Classificação da Estabilidade – (Adaptado de Kundur - 1994).....	34
Figura 3.4 – Máquina x Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994).....	36
Figura 3.5 – Circuito Equivalente Máquina x Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994).....	36
Figura 3.6 – Relação Potência – Ângulo Máquina Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994).....	37
Figura 3.7 – Resposta ao Degrau de Potência Mecânica – (Adaptado de Kundur - 1994).....	38
Figura 3.8 – Áreas Iguais – (Adaptado de Kundur - 1994).....	40
Figura 3.9 – Sistema em Estudo – Curto Trifásico – (Adaptado de Kundur - 1994).....	42
Figura 3.10 – Extinção da Falta em $t_{c1}$ - Estável – (Adaptado de Kundur - 1994).....	43
Figura 3.11 – Extinção da Falta em $t_{c2}$ - Instável – (Adaptado de Kundur - 1994).....	44
Figura 4.1 – Etapas para a análise da viabilidade técnica.....	49
Figura 4.2 – Sistema Elétrico Vale do Taquari.....	51
Figura 4.3 – Sistema Certel Energia.....	52
Figura 4.4 – Sistema Ilhado Intencionalmente.....	53
Figura 4.5 – Diagrama para Eq. de Oscilação Eletromecânica (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	54
Figura 4.6 – Diagrama para Eq. Eixo em Quadratura. (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	54
Figura 4.7 – Diagrama para Eq. Eixo Direto. (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	54
Figura 4.8 – Curva de Saturação dos Geradores. (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	56
Figura 4.9 – Gerador Brushless com Excitatriz Auxiliar. (Fonte – WEG).....	57
Figura 4.10 – Modelo Regulador de Tensão e Excitatriz. (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	58
Figura 4.11 – Modelo da Turbina Hidráulica.....	60
Figura 4.12 – Modelo Regulador de Velocidade e Turbina. (Fonte – Manual ANATEM <sup>®</sup> ).....	61
Figura 5.1 – Fluxo de Potência sem Geração Distribuída – Carga Pesada.....	70
Figura 5.2 – Fluxo de Potência com Geração Distribuída – Carga Pesada.....	71
Figura 5.3 – Fluxo de Potência sem Geração Distribuída – Carga Leve.....	72
Figura 5.4 – Fluxo de Potência com Geração Distribuída – Carga Leve.....	72
Figura 5.5 – Sistema Ilhado Intencionalmente.....	73
Figura 5.6 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Pesada.....	74
Figura 5.7 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Leve.....	74
Figura 5.8 – Curto-circuito Trifásico – LT 230kV Passo Real – Lajeado 2.....	77
Figura 5.9 – Fluxo de Potência – Sistema Interligado – Região Alto Taquari.....	78
Figura 5.10 – Defasagem Angular Geradores.....	78
Figura 5.11 – Potência Elétrica Geradores Distribuídos.....	79
Figura 5.12 – Frequência Geradores Distribuídos.....	80
Figura 5.13 – Tensão Geração e Subestação.....	81
Figura 5.14 – Atuação Proteção Sobre Frequência Usinas.....	82
Figura 5.15 – Formação Ilhamento Intencional.....	83
Figura 5.16 – Formação Ilhamento Intencional – Carga Pesada.....	83
Figura 5.17 – Defasagem Angular Usinas Ilhado.....	84
Figura 5.18 – Defasagem Angular Geração Distribuídas.....	85
Figura 5.19 – Potência Mecânica e Elétrica das Usinas.....	85
Figura 5.20 – Potência Reativa das Usinas.....	86
Figura 5.21 – Tensões Usinas e Subestação Ilhada.....	86
Figura 5.22 – Frequência Usinas e Subestação Ilhada.....	87
Figura 5.23 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Pesada – Rejeição de Carga.....	89
Figura 5.24 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Leve – Incremento de Carga.....	89
Figura 5.25 – Rejeição de Carga 1MW.....	91
Figura 5.26 – Rejeição de Carga 3MW.....	91
Figura 5.27 – Frequência do sistema para Rejeição de Carga 1MW e 3MW.....	92
Figura 5.28 – Tensão do sistema para Rejeição de Carga 1MW e 3MW.....	92
Figura 5.29 – Frequência do sistema para Rejeição de Carga 6MW.....	93
Figura 5.30 – Atuação da Proteção das Usinas para Rejeição de Carga 6MW.....	93
Figura 5.31 – Aumento de Carga 1MW.....	94
Figura 5.32 – Aumento de Carga 2MW.....	95
Figura 5.33 – Frequência do sistema para Aumento de Carga 1MW e 2MW.....	95
Figura 5.34 – Tensão do sistema para Aumento de Carga 1MW e 2MW.....	96

Figura 5.35 – Frequência do sistema para Aumento de Carga 3MW .....	97
Figura 5.36 – Atuação da Proteção das Usinas para Aumento de Carga 3MW.....	97
Figura 5.37 – Frequência do sistema para Curto-circuito 1F.....	98
Figura 5.38 – Defasagem angular – Geradores Distribuídos durante Curto-circuito 1F .....	99
Figura 5.39 – Tensão Barras 69 kV Subestação e Usinas - Curto-circuito 1F – Carga Pesada.....	100
Figura 5.40 – Frequência do sistema para Curto-circuito 1F- Carga Leve.....	101
Figura 5.41 – Tensão Barras 69 kV Subestação e Usinas - Curto-circuito 1F – Carga Leve.....	101
Figura 5.42 – Unifilar Sistema Ilhado – Níveis Curto-circuito .....	103
Figura 5.43 – Curto-circuito Trifásico Barra 90014 – Interligado.....	104
Figura 5.44 – Nível de Curto-circuito - Interligado.....	104
Figura 5.45 – Curto-circuito Trifásico Barra 90014 – Interligado.....	105
Figura 5.46 – Nível de Curto-circuito - Ilhado.....	105
Figura 5.47 – Estudo de Coordenação e Seletividade – Sistema 13,8 kV .....	107
Figura 5.48 – Tensão Barra 90014 – CC Monofásico.....	110
Figura 5.49 – Potência Mecânica e Elétrica Geração Distribuída – CC Monofásico .....	111
Figura 5.50 – Potência Reativa Geração Distribuída – CC Monofásico .....	111
Figura 5.51 – Frequência Sistema Ilhado – CC Monofásico.....	112
Figura 5.52 – Tensão Sistema Ilhado – CC Monofásico .....	112

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AL	Alimentador de 13,8 kV
ANSI	American National Standards Institute
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CDC (OLTC)	Comutador de Derivações sob Carga (On-load tap-changers)
CERTEL	Cooperativa de Distribuição de Energia Teutônia Ltda.
DIT	Demais Instalações de Transmissão
GD	Geração Distribuída
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
kV	Quilovolt
LT	Linha de Transmissão ou Subtransmissão
ms	Milissegundos
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCHRDA	Pequena Central Hidrelétrica Rastro de Auto
PCHSF	Pequena Central Hidrelétrica Salto Forqueta
PMG	Permanent Magnets Generator
pu	Por unidade
$P_e$	Potência Elétrica
$P_m$	Potência Mecânica
PRODIST	Procedimento de Distribuição do Setor Elétrico Nacional
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica;
s	Segundos
SIN	Sistema Interligado Nacional
Std	Standard – Padrão
$t_{c1}$	Tempo crítico um
$T_e$	Torque elétrico
TF	Transformador de Força
TAP	Transformer Adjustment Position - Comutador;
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	Considerações Gerais	15
1.2	Motivação	16
1.3	Objetivos	17
1.4	Organização da dissertação	18
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>19</b>
2.1	Considerações Gerais	19
2.2	Revisão da Literatura	19
2.3	Considerações Finais	25
<b>3</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>27</b>
3.1	Considerações Gerais	27
3.2	Fluxo de Potência	27
3.2.1	Formulação Básica do Problema	28
3.2.2	Solução do Problema de Fluxo de Potência	32
3.3	Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	33
3.3.1	Estabilidade Angular	34
3.3.2	Estabilidade Transitória Angular	35
3.3.2.1	Comportamento Transitório - Resposta ao Degrau de Potência Mecânica	38
3.3.2.2	Critério das Áreas Iguais	39
3.3.2.3	Resposta a Curto-circuito por Critério das Áreas Iguais	41
3.3.2.4	Fatores que Influenciam a Estabilidade Transitória	44
3.4	Curto-circuito e Proteção	45
3.4.1	Curto-circuito em sistemas Ilhados	46
3.5	Considerações finais do capítulo	47
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>49</b>
4.1	Considerações Gerais	49
4.2	Sistema Elétrico em Estudo	50
4.3	Dados para Estudos	53
4.3.1	Geração Distribuída – Modelo de Máquina Síncrona	53
4.3.2	Curva de Saturação	55
4.3.3	Constante de Tempo de Inércia	56
4.3.4	Sistema de Excitação e Regulador de Tensão	57
4.3.5	Regulador de Velocidade e Turbina	59
4.3.6	Carregamento do Sistema	62
4.3.7	Parâmetros Elétricos das Linhas e Transformadores	63
4.4	Parâmetros de Avaliação dos Resultados	65
4.4.1	Parâmetro Frequência	65
4.4.2	Parâmetro Tensão	66
4.5	Estudos de Caso	66
4.5.1	Fluxo de Potência	67
4.5.2	Transitórios Eletromecânicos	67
4.5.3	Curto-circuito e Proteção	68
4.6	Considerações finais	68
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>69</b>
5.1	Considerações Gerais	69
5.2	Estudo de Fluxo de Potência	69
5.2.1	Sistema Teste	70
5.2.2	Rede de Estudo com Sistema Ilhado Intencional	73
5.3	Estudo de Transitórios Eletromecânicos	76
5.3.1	Caso 1 – Curto-circuito Trifásico LT Passo Real – Lajeado 2 – Sistema Interligado	76
5.3.2	Caso 2 – Abertura da LT23 – Formação da Ilha	82

5.3.3	Caso 3 – Estudo do Sistema Ilhado – Operação em Modo Ilhado Intencional.....	88
5.3.3.1	Caso 3.1 – Rejeição de Carga – Operação em Modo Ilhado Intencional .....	90
5.3.3.2	Caso 3.2 – Aumento de Carga – Operação em Modo Ilhado Intencional.....	94
5.3.3.3	Caso 3.3 – Curto-circuito – Operação em Modo Ilhado Intencional.....	98
<b>5.4</b>	<b>Estudo de Curto-circuito e Proteção .....</b>	<b>102</b>
<b>5.5</b>	<b>Considerações finais.....</b>	<b>113</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>115</b>
6.1	Perspectivas de trabalhos futuros.....	116
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>119</b>
<b>ANEXO A – Curva de Capabilidade - Máquina PCH Salto Forqueta .....</b>		<b>123</b>
<b>ANEXO B – Curva de Capabilidade - Máquina PCH Rastro de Auto.....</b>		<b>124</b>
<b>ANEXO C – Curvas Características - Máquina PCH Salto Forqueta .....</b>		<b>125</b>
<b>ANEXO D – Curva Característica em Curto-Circuito Máquina PCH Rastro de Auto .....</b>		<b>126</b>
<b>ANEXO E – Curva Característica em Vazio - Máquina PCH Rastro de Auto ....</b>		<b>127</b>
<b>ANEXO F – Folha de dados de Ensaio Máquina - PCH Salto Forqueta .....</b>		<b>128</b>
<b>ANEXO G – Folha de dados de Ensaio Máquina - PCH Rastro de Auto .....</b>		<b>129</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Gerais

A Geração Distribuída, além das vantagens ambientais, traz inúmeros outros benefícios ao sistema elétrico, quando comparada com as grandes centrais hidrelétricas. Dentre estes, pode-se destacar: a diminuição das perdas devido à proximidade da geração com a carga, a postergação de investimentos de recapacitação do sistema, menor prazo de implantação, menor impacto ambiental e redução dos gases de efeito estufa.

Nos últimos anos, tem-se estudado a possibilidade da operação das Gerações Distribuídas em modo ilhado, com o intuito de aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e diminuir o tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia elétrica, SALLES (2013). Entretanto, a operação ilhada deve atender aos requisitos e procedimentos das distribuidoras, a fim de garantir a operação segura e confiável do sistema elétrico, LIMA (2013).

O ilhamento ocorre quando uma parte do sistema se desconecta da rede interligada principal, ficando esta parte eletricamente isolada, mas continua a ser energizada pelos Geradores Distribuídos contidos na ilha. Este ilhamento poderá causar impactos indesejados no sistema de proteção e também nos níveis de qualidade de energia da rede. Estes fatos fazem com que as distribuidoras de energia elétrica evitem a operação ilhada dos geradores distribuídos, tanto que a IEEE Std. 1547.2-2008 recomenda a desconexão da Geração Distribuída em até dois segundos após a detecção do ilhamento.

Os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) e os módulos 3 e 4 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) admitem a operação ilhada de geradores, quando possível, desde que descritos e detalhados nos procedimentos operacionais entre os responsáveis pela Geração e a Distribuidora.

A norma IEEE Std 1547.4-2011 que trata de projeto, operação e integração de sistemas ilhados com a presença de Geração Distribuída, confirma a tendência

do aproveitamento da operação ilhada em sistemas para aumento da confiabilidade da rede elétrica.

Desta forma, as normas e procedimentos operacionais das concessionárias e permissionárias deverão ser revistas e modificadas a fim de permitir, quando possível, a operação ilhada das Gerações Distribuídas.

Existem dois tipos de ilhamento: o ilhamento intencional e o não intencional. O Ilhamento intencional ocorre quando a ilha é formada a partir de uma manobra programada, desconectando a ilha da fonte principal. Já o ilhamento não intencional ocorre quando a ilha é formada a partir da operação do sistema de proteção, sem previsão prévia por parte da distribuidora de energia elétrica.

Esta dissertação somente abordará os estudos para o ilhamento em modo intencional, uma vez que o objetivo é avaliar a viabilidade técnica da operação das Gerações Distribuídas em modo ilhado durante manutenção no sistema.

A fim de possibilitar a operação do sistema em modo ilhado intencional, torna-se necessário o estudo e a avaliação técnica dos impactos causados por este modo de operação, analisando-se a estabilidade do sistema, os níveis de qualidade da energia elétrica, bem como a correta operação da proteção.

## **1.2 Motivação**

A necessidade de efetuar manutenções nas linhas de Subtransmissão e a impossibilidade destas serem realizadas por equipe de manutenção de linhas energizadas acarreta a necessidade de desligamentos dessas para a sua efetivação. Estes desligamentos causam grandes transtornos às distribuidoras de energia elétrica, que devem atender os indicadores de continuidade e qualidade de energia de acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição, independentemente dos desligamentos estarem relacionados às necessidades da manutenção da rede.

A possibilidade da operação do sistema elétrico em modo ilhado intencional resultaria na continuidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, independentemente dos desligamentos das linhas de Subtransmissão.

Existem inúmeros trabalhos publicados referentes a técnicas de detecção do ilhamento da Geração Distribuída com o intuito de evitar a operação ilhada. Por outro lado, há uma escassez de trabalhos com relação à operação de sistema com Geração Distribuída em modo Ilhado Intencional. Desta forma, este trabalho vem contribuir para os estudos e análise da operação de sistemas elétricos em modo Ilhado.

### **1.3 Objetivos**

A operação das usinas em modo ilhado intencional visa garantir o atendimento das cargas, diminuindo o tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia. Conseqüentemente, este modo de operação traz benefício tanto para o Gerador Distribuído, que não deixa de vender a energia gerada, bem como para a Distribuidora de Energia, que tem a possibilidade de efetuar as manutenções nas linhas de transmissão sem interrupção do atendimento ao consumidor.

Para que a operação ilhada seja possível, torna-se necessário, inicialmente, realizar os estudos de viabilidade técnica para a operação ilhada destas usinas.

Sendo assim, pretende-se, nesta dissertação, analisar a viabilidade técnica de operação do sistema em modo ilhado intencional. Esta análise leva em consideração as alterações dos ajustes de operação e proteção das usinas e subestações, as características dos equipamentos e do sistema a ser atendido em modo ilhado e não ilhado.

Visando garantir a viabilidade da operação no modo ilhado intencional, serão utilizados estudos para a análise dos comportamentos dinâmicos e de regime permanente do sistema utilizando os softwares do CEPEL. O software ANAREDE<sup>®</sup>, para o cálculo dos fluxos de potência, o ANAFAS<sup>®</sup> (SAPRE), para o estudo de curto-circuito e o ANATEM<sup>®</sup>, para análise de transitórios eletromecânicos.

## **1.4 Organização da dissertação**

Esta dissertação é composta por seis capítulos, sendo que o primeiro realiza uma abordagem introdutória sobre Geração Distribuída e sua operação em modo ilhado, a motivação e os objetivos desta dissertação.

O segundo capítulo trata com mais detalhes a operação ilhada intencional de sistemas elétricos com Geração Distribuída. Esta fundamentação teórica tomou como referência as publicações e os estudos nacionais e internacionais sobre o assunto.

O terceiro capítulo aborda os principais estudos necessários para a análise da viabilidade do ilhamento intencional, destaca os principais objetivos e faz uma revisão sucinta dos principais estudos necessários para uma melhor compreensão das simulações.

Todos os estudos propostos neste trabalho são abordados no quarto capítulo, onde a estrutura e os dados do sistema elétrico em análise são apresentados.

O penúltimo capítulo traz os resultados das simulações do sistema em estudo, bem como uma análise da viabilidade técnica para a operação ilhada.

O sexto capítulo apresenta as conclusões obtidas, além das contribuições e perspectivas de trabalhos futuros.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Considerações Gerais**

A operação de sistemas elétricos de potência com a presença de Geradores Distribuídos em modo ilhado intencional é uma alternativa possível para eventuais necessidades de manutenção de equipamentos ou linhas, mantendo-se, desta forma, o fornecimento da energia aos consumidores finais. Este benefício não é somente para a distribuidora que mantém a continuidade do serviço, mas também para os responsáveis pela Geração Distribuída, que continuam gerando e comercializando energia, e especialmente para os consumidores, que não têm seu fornecimento de energia suspenso.

Este capítulo apresentará os estudos mais recentes realizados sobre operação ilhada de sistemas elétricos com geração distribuída. Busca-se apresentar o estado da arte dos diversos trabalhos que serviram de fundamentação teórica para o estudo da análise da viabilidade técnica da operação do sistema em modo ilhado intencional.

### **2.2 Revisão da Literatura**

A grande maioria das distribuidoras de energia elétrica do Brasil em seus procedimentos de redes, notas e orientações técnicas, informam que a operação ilhada deve ser evitada ou não é permitida, LIGHT (2013), AES SUL (2012), CPFL (2013), COPEL (2013).

A relutância por parte das distribuidoras na operação em modo ilhado está baseada na possibilidade da ocorrência de problemas causados neste modo de operação. Segundo WALLING; MILLER (2002) e XU; MAUCH; MARTEL (2004), a não detecção do ilhamento e a conseqüente operação ilhada pode: comprometer a segurança do pessoal de manutenção das distribuidoras e dos consumidores em

geral; afetar a qualidade da energia fornecida; proporcionar a descoordenação e falha do sistema de proteção em virtude da redução dos níveis de curto-circuito; bem como favorecer a ocorrência de danos aos geradores no momento da reconexão, em virtude da possível falta de sincronismo com a rede principal.

A fim de evitar a operação ilhada das Gerações Distribuídas conectadas ao seu sistema elétrico, as distribuidoras de energia seguem as recomendações da IEEE Std 1547.2-2008, que recomenda a desconexão da geração distribuída em até dois segundos após a detecção do ilhamento.

Existem diversas técnicas de detecção de ilhamento, as quais podem ser classificadas em remotas, ativas e passivas, conforme exposto em XU; MAUCH; MARTEL (2004). Como o objetivo deste trabalho é a operação em modo ilhado intencional, não será escopo deste trabalho a detecção do ilhamento, mas sim, a análise do comportamento do sistema operando em modo ilhado intencional.

Em meados de 1995, no Canadá, a BC Hydro, visando melhorar a confiabilidade do sistema elétrico, realizou um estudo de caso com relação ao ilhamento intencional. Conforme FULTON; ABBEY (2004), este estudo foi realizado a partir de uma Geração Distribuída de 8,6 MVA que se conectava ao sistema através de um alimentador rural de 25 kV e a subestação rebaixadora Boston Bar de 69/25 kV. A BC Hydro obteve sucesso na operação do sistema em modo ilhado intencional, quando dos testes de perda da Linha de 69 kV que alimentava a Subestação. A partir da experiência adquirida, a BC Hydro, em 2006, desenvolveu um documento com instruções aos produtores independentes para avaliar novos projetos de Gerações Distribuídas com capacidade de operação em modo ilhado intencional.

Outro estudo de caso de ilhamento intencional bem sucedido foi realizado pela Hydro-Québec (HQ), apresentado em GAUTHIER et al.(2007) e KATIRAEI et al.(2008). A necessidade da operação da Geração Distribuída em modo ilhado ocorreu em virtude da necessidade de se efetuar a manutenção da linha de 120 kV que atendia a Subestação de Senneterre. Como nesta subestação, em um dos alimentadores estava conectada a Usina Térmica de Boralex, o estudo buscou a continuidade do atendimento das cargas durante a manutenção da linha a partir dessa Usina.

Em GAUTHIER et al. (2007), é realizado um estudo com relação às mudanças necessárias para utilização da Geração Distribuída alimentando a ilha

durante a manutenção da linha de transmissão. Entre as adequações necessárias citadas estão: a implantação de equipamentos que permitam o controle da tensão e frequência do sistema e capacitem a usina a responder conforme a carga demandada; a necessidade da modificação da filosofia de proteção para a operação do sistema ilhado; possibilitar a partida da Geração Distribuída em modo Black Start, partida sem referência. Todos os eventos de ilhamento devem ser planejados, para tanto, é necessário realizar estudos e análises do sistema de proteção, estudos de estabilidade, estudos de qualidade e comportamento do sistema durante a manobra do ilhamento. A grande contribuição deste trabalho diz respeito ao protocolo de formação da ilha, onde são estipulados os requisitos para a operação em modo ilhado: a necessidade da exclusão dos religamentos automáticos das linhas, e o ajuste da potência ativa e reativa da Geração Distribuída de acordo com a carga, a fim de se obter fluxo perto de zero no ponto de desconexão. É importante observar que, neste estudo, a reconexão ao sistema é realizada com o desligamento da Geração Distribuída antes do fechamento do sistema interligado.

Os estudos de caso da operação em modo ilhado intencional da BC Hydro e da Hydro Québec (HQ) e as modificações necessárias nos projetos das Gerações Distribuídas são apresentadas em KATIRAEI et al. (2008). Complementando o que foi exposto no parágrafo anterior, KATIRAEI et al. (2008) apresenta requisitos funcionais adicionais a serem implantados nas Gerações Distribuídas. Reguladores de velocidade e tensão, dimensionamento das massas girantes para aumentar o momento de inércia do conjunto, ajustes distintos de proteção para operação ilhada ou interligada, telemetria em tempo real e possibilidade de partida dos Geradores Distribuídos em Black Start, podem contribuir para sucesso do projeto de ilhamento intencional. Diferentemente da reconexão da Hydro Québec, a reconexão da rede ilhada ao sistema da BC Hydro não necessita de desligamento, isto porque na Subestação rebaixadora da BC Hydro foi implantado um sistema de sincronização remota. A grande contribuição deste artigo é o planejamento da operação ilhada com múltiplas Gerações Distribuídas, uma vez que, tanto os estudos da BC Hydro, como da Hydro Québec, operam somente com uma única Geração Distribuída. São apresentados neste artigo dois métodos de controle para as Gerações Distribuídas, o mestre-escravo, que utiliza um regulador de velocidade isócrono em uma Geração Distribuída e o método de compartilhamento de carga, que modifica os controles de velocidade e tensão para controle por inclinação ou estatismo permanente. Também

são de grande valia as simulações realizadas neste artigo a fim de se comparar o comportamento do sistema perante as diferentes configurações dos controles adotados nas Gerações Distribuídas.

Em PILO; CELLI; MOCCI (2004), os autores apresentam um estudo de alocação ótima de equipamentos seccionadores automáticos para as formações das Ilhas a partir de estudos de modelos estocásticos. Neste estudo, enfatizam que a grande penetração da Geração Distribuída irá fazer com que as redes de distribuição deixem de ser sistemas passivos. Estas redes irão formar micro redes a partir do ilhamento automático causado por falhas e sobrecargas nas redes de distribuição. Cabe ressaltar que os autores citam que as distribuidoras deverão realizar os estudos de planejamento, estabilidade e proteção a fim de viabilizar a operação ilhada do sistema. A operação ilhada intencional não planejada, isto é, formação da ilha a partir da atuação de equipamentos de proteção ainda dependerá de muitos estudos e criação de normas e procedimentos.

Em SECA; LOPES (2005) é apresentado um estudo de caso com relação a um ilhamento intencional planejado em um sistema elétrico do norte de Portugal. A Geração Distribuída da área ilhada é diversificada, formada por geração hídrica, eólica e térmica. Em virtude da grande dependência da geração hídrica, foram realizados estudos considerando a sazonalidade do ano e os períodos de chuva. Apesar dos autores não realizarem um estudo aprofundado das necessidades para a operação ilhada, enfatizam que as Gerações Distribuídas necessitam de regulação de velocidade e tensão. Outra questão apontada pelos autores é a necessidade de avaliar as questões referentes aos ajustes das proteções, inclusive indicam que um possível relaxamento dos ajustes pode ser necessário para o sucesso do ilhamento da rede.

Em FUANGFOO; LEE; KUO (2007) é apresentado um estudo de impacto da presença de Geração Distribuída em um sistema de subtransmissão radial da Tailândia. Neste trabalho, os autores demonstram como conduzir os estudos dinâmicos e como gerenciar as Gerações Distribuídas para o sucesso no ilhamento do sistema. Inicialmente, realizaram a análise do comportamento do sistema durante a formação da ilha, comparando os resultados das simulações para cada tipo de ilhamento. A formação da ilha pode ocorrer a partir da atuação da proteção, isto é, ilhamentos não planejados, ou, a partir de manobras para manutenção, ilhamentos planejados. Os autores enfatizam que as condições de operação das Gerações

Distribuídas e os ajustes das proteções são distintos para cada caso. Neste estudo também é realizada a análise do comportamento dinâmico do sistema operando em modo ilhado perante a partida de motores, entrada e saída de carga e curto-circuito. Da mesma forma que nas referências anteriores, a presença de reguladores de velocidade e tensão é de suma importância para o sucesso da operação em modo ilhado. Uma importante contribuição deste trabalho é a sugestão de um fluxograma para a realização do ilhamento planejado.

Com o intuito de utilizar a Geração Distribuída operando em modo Ilhado, FUANGFOO et al. (2007), apresentam os estudos necessários para a análise dos impactos da operação do sistema em modo ilhado. Os autores dividem os estudos nas três etapas: formação da Ilha, operação ilhada e reconexão. A grande contribuição deste trabalho está na apresentação e análise do estudo de caso, no qual são analisados os resultados dos impactos dos estudos nos regimes dinâmicos e permanente para a operação em modo ilhado.

Em CHOWDHURY et al. (2008), os autores apresentam simulações de ilhamento com Geração Distribuída, realizando diversos estudos de caso para diferentes configurações de ilhamento. Mesmo sem apresentar maiores detalhes dos controles de tensão e frequência empregados e da ilha formada, a contribuição dos autores referente ao comportamento do sistema para as mudanças nos modos de operação das Gerações Distribuídas foi de suma importância. Neste estudo são apresentados diferentes modos de operação para sistemas onde havia mais de uma Geração Distribuída suprindo a ilha, desta forma, uma operando como mestre e outra como escravo.

Em 2011, o IEEE publicou a IEEE Std 1547.4, que consiste em um guia para projeto e operação de sistemas elétricos de potência com Geração Distribuída em modo ilhado. Este padrão complementa a IEEE Std 1547, que trata da interconexão de Geradores Distribuídos com sistemas elétricos de potência.

No Brasil, os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) e os módulos 3 e 4 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) admitem a operação ilhada de geradores, quando possível, desde que descritos e detalhados nos procedimentos operacionais entre Gerador e Distribuidora.

Desta forma, visando à operação do sistema em modo ilhado intencional, diversos trabalhos foram desenvolvidos e, inclusive, algumas distribuidoras já

admitem a operação ilhada em situações de emergência para evitar interrupções de longa duração CEMIG (2015).

Em LONDERO; AFONSO; NUNES (2012) são apresentados os resultados das simulações realizadas para o sistema elétrico operando em modo ilhado intencional, quando da ocorrência de variação de carga e curtos-circuitos. O estudo foi realizado utilizando-se um sistema elétrico real, localizado na região norte do Brasil. Além da análise do comportamento dinâmico do sistema perante as perturbações, também foi realizada a análise dos níveis de curto-circuito do sistema ilhado. A grande contribuição deste trabalho, diz respeito aos estudos necessários para análise da viabilidade técnica da operação do sistema em modo ilhado, uma vez que, a operação ilhada apresenta um funcionamento distinto da operação em modo interligado.

LIMA (2013 e 2014) apresenta um estudo de viabilidade de formação estável da ilha analisando a estabilidade do sistema e os níveis de qualidade de energia durante a transição do sistema para o modo ilhado e durante a operação ilhada. Suas análises são baseadas na investigação do comportamento transitório da tensão e da frequência da Geração Distribuída durante a manobra de ilhamento. Neste trabalho, o autor apresenta duas estratégias operacionais para viabilizar a formação da ilha estável. As duas estratégias dizem respeito ao modo de operação dos controles da Geração Distribuída. Inicialmente o autor apresenta os resultados simulados a partir da substituição do modo de controle  $PQ$  (Potência Ativa- Potência Reativa), para a operação em modo de controle  $Vf$  (tensão-frequência) logo após o ilhamento. A fim de melhorar ainda mais os resultados o autor propôs a modificação do modo de controle da Geração distribuída antes do ilhamento para  $PV$  (Potência-Tensão) e a modificação da excitatriz para o tipo IEEE ST1A. A grande contribuição deste trabalho é a análise realizada no comportamento do sistema elétrico em virtude dos controles aplicados na Geração Distribuída.

Em SALLES (2013) é apresentado o estudo de viabilidade técnica para a prática do ilhamento intencional. Este estudo é realizado a partir da análise dos resultados dos estudos de fluxo de potência, estabilidade transitória, curto-circuito e transitórios eletromagnéticos. Como a grande maioria dos Geradores Distribuídos não foram projetados para operação ilhada, o autor sugere que a análise dos estudos deve ser realizada inicialmente com o sistema interligado. Nos estudos propostos foram realizadas simulações do sistema elétrico operando no modo

interligado, bem como no modo ilhado, tanto em regime transitório durante a ocorrência de perturbações, como em regime permanente.

Em OLIVEIRA (2014), são apresentados os estudos em regime permanente e em regime dinâmico, necessários para a análise da operação do sistema em modo ilhado. A autora propõe para a análise da viabilidade da operação ilhada os estudos de fluxo de potência, curto-circuito, transitórios eletromecânicos e proteção. Além dos estudos citados, foram realizadas comparações para os diferentes tipos de controles utilizados nas Gerações Distribuídas. Da mesma forma, foi realizada a análise do comportamento do sistema ilhado para diferentes tipos de carga e configurações do sistema. Foram realizadas simulações em um sistema teste e, para validar os estudos, foram realizadas simulações em um sistema real da CEMIG.

### **2.3 Considerações Finais**

Como o objetivo deste trabalho é a análise da viabilidade técnica da operação ilhada de maneira planejada, buscaram-se como referências os trabalhos que discorriam sobre o assunto ilhamento intencional ou planejado. Trabalhos relacionados aos assuntos de detecção de ilhamento ou operação ilhada não intencional foram utilizados como material complementar.

Pode-se verificar, a partir das pesquisas acima referenciadas, que a grande maioria dos trabalhos converge para a necessidade de estudos específicos com relação à operação ilhada. Os principais estudos necessários durante a análise da viabilidade de operação ilhada e do comportamento do sistema perante as perturbações em regime permanente e transitório durante a operação ilhada são os estudos de Fluxo de Potência, Curto-Circuito e Transitórios Eletromecânicos.

Neste contexto, este trabalho propõe a análise da viabilidade técnica da operação ilhada de um sistema real a partir dos resultados dos estudos citados no parágrafo anterior.



## **3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **3.1 Considerações Gerais**

Neste capítulo, serão apresentados os principais estudos utilizados para realizar a análise da viabilidade técnica da operação em modo ilhado intencional. Serão apresentados os principais objetivos de cada estudo. Esta revisão tem como intuito servir de suporte para as análises realizadas a partir dos resultados obtidos nas simulações.

### **3.2 Fluxo de Potência**

O estudo de fluxo de potência apresenta a solução em regime permanente para uma dada condição de operação, sujeita às restrições operativas dos equipamentos e da ação de dispositivos de controle do sistema elétrico.

Segundo MONTICELLI; GARCIA (2003), o estudo de fluxo de potência consiste essencialmente na determinação do estado de operação da rede, isto é, na determinação das tensões complexas das barras, e da distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa que fluem pelo sistema elétrico.

Devido ao fato de as variações do sistema em estudo serem lentas, os efeitos transitórios podem ser ignorados. Assim, a modelagem do sistema é estática e representada por equações e inequações algébricas não lineares. Caso os transitórios fossem levados em consideração, a modelagem do sistema deveria ser dinâmica e as representações do sistema envolveriam equações diferenciais além das equações algébricas não lineares.

Os elementos que formam o sistema elétrico são modelados individualmente através de circuitos equivalentes, e podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e a terra, como são os caso dos geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer, como é o caso das linhas de transmissão e transformadores.

### 3.2.1 Formulação Básica do Problema

O problema do fluxo de potência é formulado como um sistema de equações e inequações algébricas não lineares que correspondem respectivamente às Leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. Para a formulação básica do problema, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo duas delas especificadas e duas desconhecidas.

$V_k$  – Magnitude da tensão nodal da barra  $k$ ;

$\theta_k$  – ângulo da tensão nodal da barra  $k$ ;

$P_k$  – geração líquida (geração menos a carga) de potência ativa da barra  $k$ ;

$Q_k$  – injeção líquida de potência reativa na barra  $k$ ;

De acordo com as variáveis conhecidas ou especificadas de cada barra, são definidos três tipos de barras:

*PQ* – conhecidos  $P_k$  e  $Q_k$ , enquanto  $V_k$  e  $\theta_k$  são incógnitas;

*PV* – especificados  $P_k$  e  $V_k$ , enquanto  $Q_k$  e  $\theta_k$  são incógnitas;

*REFERÊNCIA ( $V\theta$ )* – especificados  $V_k$  e  $\theta_k$ , enquanto  $P_k$  e  $Q_k$  são incógnitas;

A barra *PQ* é utilizada para representar uma barra de carga, enquanto a barra *PV*, geralmente representa uma barra de geração. Já a barra de referência ou  $V\theta$ , também conhecida como barra “swing”, tem dupla funcionalidade, fornecer a referência angular e de tensão do sistema, bem como fechar o balanço final de potência, levando em conta as perdas do sistema de transmissão, desconhecidas antes da solução final do problema.

De acordo com a Primeira Lei de Kirchhoff, as potências ativas e reativas injetadas em uma barra são iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através de linhas de transmissão ou transformadores. Desta maneira, o problema de fluxo de potência é formado por duas equações em cada barra, conforme equações abaixo.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

Onde:

$k - 1, \dots, N$ , sendo  $N$  o número de barras;

$\Omega_k$  - conjunto de barras vizinhas da barra  $k$ ;

$V_k, V_m$  - magnitude das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ ;

$\theta_k, \theta_m$  - ângulos das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ ;

$P_{km}$  - fluxo de potência ativa no ramo  $k - m$ ;

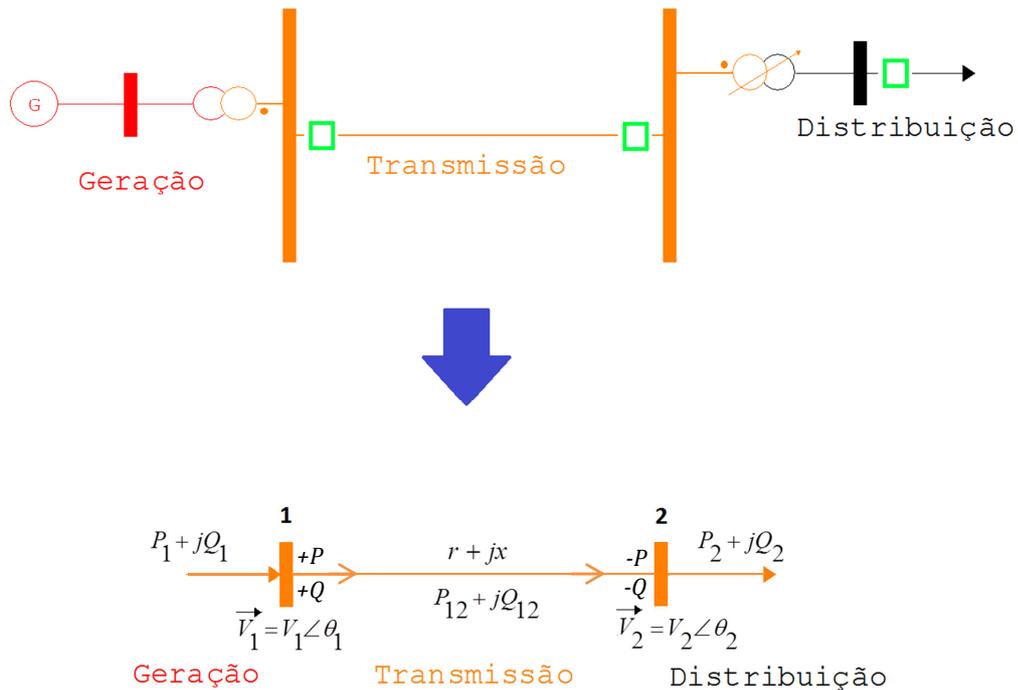
$Q_{km}$  - fluxo de potência reativa no ramo  $k - m$ ;

$Q_k^{sh}$  - componente da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt*

da barra  $k(Q_k^{sh} = b_k^{sh} V_k^2)$ , sendo  $b_k^{sh}$  a susceptância *shunt* ligada à barra.

O problema de fluxo de potência é indeterminado para as variáveis  $\theta$ , desta forma, torna-se necessário adoção de uma referência angular, que pode ser realizada pela barra  $V\theta$  ou barra referência.

As equações 3.1 e 3.2 foram montadas considerando-se a seguinte convenção de sinais: as injeções líquidas de potência são positivas quando entram na barra (geração) e negativas quando saem da barra (carga); os fluxos de potência são positivos quando saem da barra e negativos quando entram. Para os elementos *shunt* das barras, é adotada a mesma convenção que para as injeções. A figura 3.1 apresenta o diagrama unifilar para um sistema equilibrado com as convenções dos sinais para fluxos e injeções de corrente, potência ativa e reativa.



**Figura 3.1 – Sistema Elétrico – Diagrama Unifilar**

Na figura 3.1 também são representadas as resistências e reatâncias dos elementos, a geração ativa e reativa e também a carga ativa e reativa nas barras do sistema. Estes dados correspondem aos dados de entrada, necessários para a solução do problema de fluxo de potência.

As restrições nas magnitudes das tensões nodais das barras  $PQ$  e os limites nas injeções de potência reativa das barras  $PV$  compõem o conjunto de inequações que fazem parte do problema do fluxo de potência. As inequações abaixo apresentam as restrições.

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad (3.3)$$

$$Q_k^{\min} \leq Q_k \leq Q_k^{\max} \quad (3.4)$$

Além das restrições de tensão e potência reativa, também podem ser incluídas as restrições de limite nos valores de TAPs de transformadores, limites de capacidade de geração de barras responsáveis por intercâmbios, limites nas magnitudes das tensões das barras  $PV$ , limite na capacidade de linhas, entre outras.

Para a solução do problema de fluxo de potência, inicialmente, calculam-se as tensões nas barras em módulo e ângulo para, posteriormente, calcular os fluxos de potência ativas e reativas nos elementos de rede.

Conforme SAADAT (2010), para o estudo de fluxo de potência, considera-se o sistema operando em condição equilibrada, desta forma, o sistema pode ser representado por um diagrama unifilar e somente é utilizada a rede em sequência positiva.

Existem várias formas de se equacionar a resolução do problema de fluxo de potência, contudo, a formulação do problema baseada nas equações de admitâncias nodais, ou seja, as equações expressas em termos das correntes nodais, conforme apresentado na figura 3.2, são as mais utilizadas.

A conversão da Impedância para Admitância é realizada a partir da equação 3.5, abaixo.

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (3.5)$$

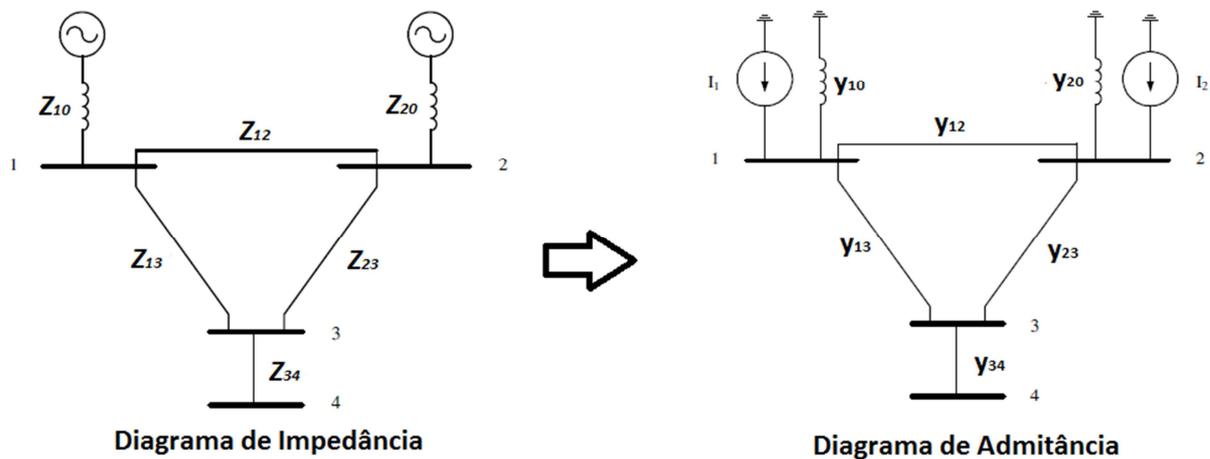


Figura 3.2 – Diagramas de Impedância e Admitância – Adaptado SAADAT

Desta forma, a equação das tensões nodais pode ser estendida para  $n$  barras e ser expressa na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_i \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1i} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2i} & Y_{2n} \\ Y_{i1} & Y_{i2} & Y_{ii} & Y_{in} \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{ni} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_i \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Ou,

$$[I_{barra}] = [Y_{barra}] [V_{barra}] \quad (3.7)$$

Onde:

$I_{barra}$  – é o vetor das correntes injetadas (fontes externas de corrente)

$Y_{barra}$  – é a matriz de admitância nodal

$V_{barra}$  – é o vetor das tensões nodais (tensão entre barra e a terra–referência)

O elemento da diagonal (admitância própria) é determinado pela soma de todas as admitâncias ligadas a ele:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij} \Rightarrow j \neq i \quad (3.8)$$

Enquanto que, o elemento fora da diagonal (admitância mútua ou de transferência) é igual ao negativo da admitância entre os nós.

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (3.9)$$

### 3.2.2 Solução do Problema de Fluxo de Potência

A solução do problema de fluxo de potência consiste na determinação dos módulos e ângulos das tensões nas barras e, conseqüentemente, o fluxo de potência ativa e reativa que flui pelas linhas e transformadores. Para cada barra são associadas quatro variáveis: Módulo da Tensão, Ângulo, Potência Ativa e Potência Reativa.

Como a formulação matemática do problema de fluxo de potência corresponde a um sistema de equações algébricas não lineares, a solução deverá ser obtida através de técnicas iterativas.

Diversos métodos iterativos podem ser utilizados para a solução do problema de fluxo de potência, entre eles podemos citar os mais utilizados:

- Gauss-Seidel;
- Newton-Raphson;
- Desacoplado Rápido (Stott & Alsac).

Da mesma forma existe uma infinidade de softwares para o cálculo de fluxo de potência em sistemas elétricos. Neste trabalho utilizou-se o Software ANAREDE<sup>®</sup> do CEPEL, para a obtenção dos resultados do fluxo de potência do sistema estudado. Nas simulações realizadas, o método numérico utilizado para o cálculo do fluxo de potência a partir do Software ANAREDE<sup>®</sup> foi o de Newton-Raphson.

### **3.3 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**

Segundo KUNDUR (1994), a instabilidade em sistemas elétricos de potência pode ocorrer de várias formas, dependendo do modo de operação e da configuração ou topologia de um sistema.

A classificação das diversas formas de estabilidade é baseada na:

- Natureza física da instabilidade;
- No tamanho da perturbação considerada;
- Nos equipamentos, processos e no tempo que deve ser considerado de forma a determinar a estabilidade;
- No método mais apropriado para o cálculo ou previsão da estabilidade.

A figura 3.3 apresenta os diferentes tipos de estabilidade, apresentando as suas classes e subclasses de acordo com sua categoria.

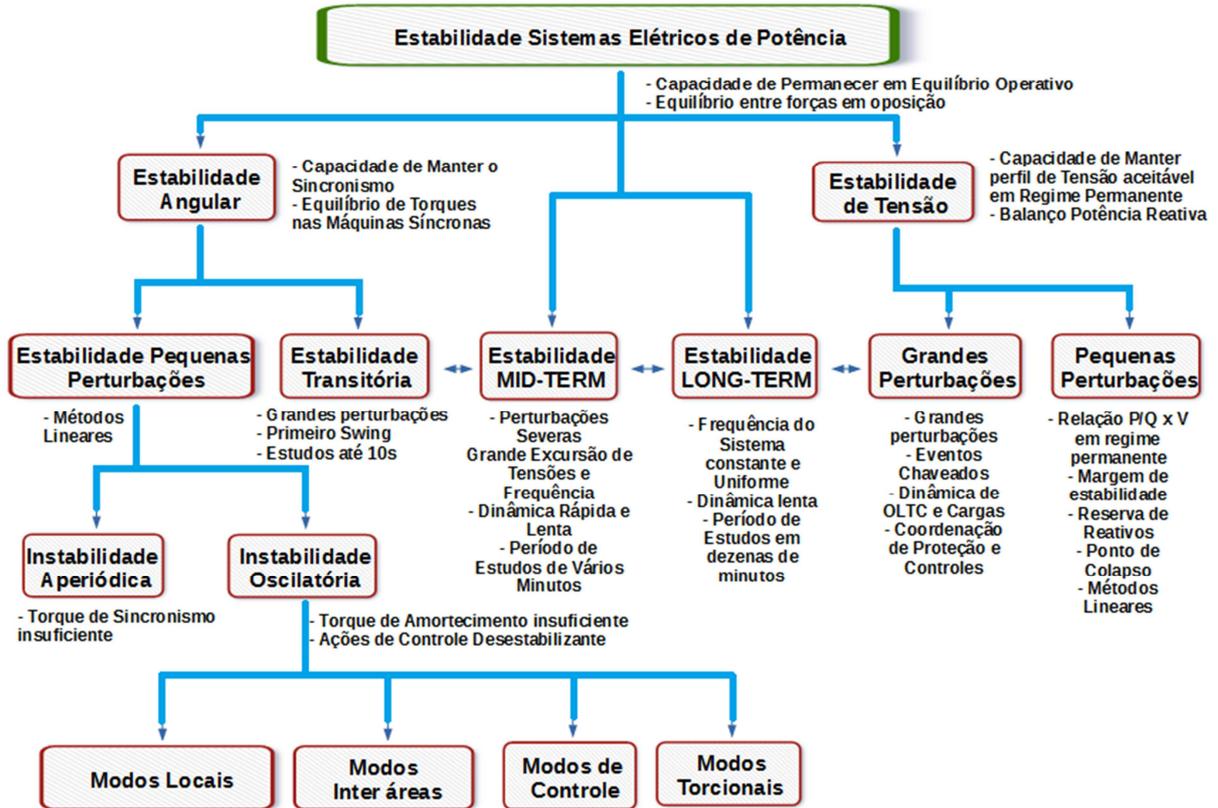


Figura 3.3 – Classificação da Estabilidade – (Adaptado de Kundur - 1994)

A fim de analisar a viabilidade da operação ilhada e atender as solicitações dos procedimentos de rede do ONS, será realizada somente uma revisão teórica referente à estabilidade, dando maior ênfase para a estabilidade transitória angular.

### 3.3.1 Estabilidade Angular

A estabilidade angular do sistema é a capacidade do sistema permanecer em equilíbrio operativo, isto é, equilíbrio entre as forças em oposição das máquinas primárias e geradores.

Por outro lado, a estabilidade angular é a capacidade do sistema de se manter em sincronismo, equilibrando os torques nas máquinas síncronas, mesmo após a ocorrência de perturbações no sistema. A estabilidade angular pode ser dividida em:

- Estabilidade Angular a Pequenas Perturbações: é a capacidade do sistema de se manter em sincronismo frente a pequenas perturbações. Estas perturbações ocorrem devido a pequenas variações de carga e/ou geração que ocorrem frequentemente. A perturbação é considerada pequena se não houver considerável perda de precisão quando analisado o fenômeno através de um modelo linearizado. A instabilidade resultante pode ocorrer de duas formas: pelo aumento constante no ângulo do rotor causado pela insuficiência do torque sincronizante, ou pela oscilação angular de amplitude crescente, causada pela insuficiência do torque de amortecimento.

- Estabilidade Transitória Angular: é a capacidade do sistema de se manter em sincronismo quando sujeito a grandes perturbações. Devido às grandes excursões dos ângulos dos rotores dos geradores, a resposta do sistema é fortemente influenciada pelas relações não lineares de potência e ângulo. A estabilidade dependerá tanto do estado inicial de operação do sistema, como da severidade da perturbação.

### **3.3.2 Estabilidade Transitória Angular**

Segundo KUNDUR (1994), a estabilidade transitória angular é a capacidade do sistema de potência manter seu sincronismo após sofrer uma grande perturbação. Estas perturbações podem ser um curto-circuito, com ou sem retirada de linhas de transmissão; a entrada ou perda de grande parcela de geração, assim como a entrada ou perda de uma grande carga. A resposta do sistema para tais perturbações envolve grandes variações dos ângulos dos rotores dos geradores, fluxos de potência, tensões de barra, e outras variáveis. A estabilidade é influenciada pelas características não lineares das potências elétricas dos sistemas de potência. A perda de sincronismo devido à instabilidade transitória angular é geralmente percebida nos primeiros dois ou três segundos do início da perturbação.

A figura 3.4 representa um sistema onde um gerador é conectado a um grande sistema através de um transformador elevador com reatância  $X_{tr}$  e duas linhas de transmissão CCT1 e CCT2 com reatância  $X_1$  e  $X_2$ , respectivamente. Este sistema, nos estudos de estabilidade, é também denominado de Sistema Máquina x

Barra Infinita. Conceitualmente, a barra infinita é o grande sistema interligado e, nos estudos de fluxo de potência, torna-se a barra de referência.

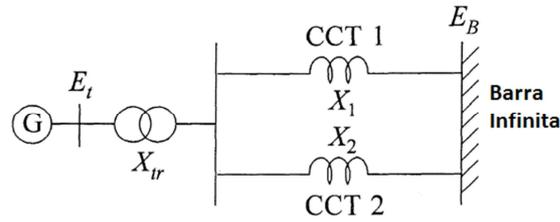


Figura 3.4 – Máquina x Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994)

Para a apresentação dos conceitos fundamentais e princípios de estabilidade transitória através de uma análise simples, envolvendo o modelo simplificado apresentado na figura 3.4, foram realizadas algumas simplificações no sistema. As resistências foram desprezadas, o gerador foi representado por um modelo clássico e a atuação do regulador de velocidade também foi desprezada. O circuito equivalente é mostrado na figura 3.5.

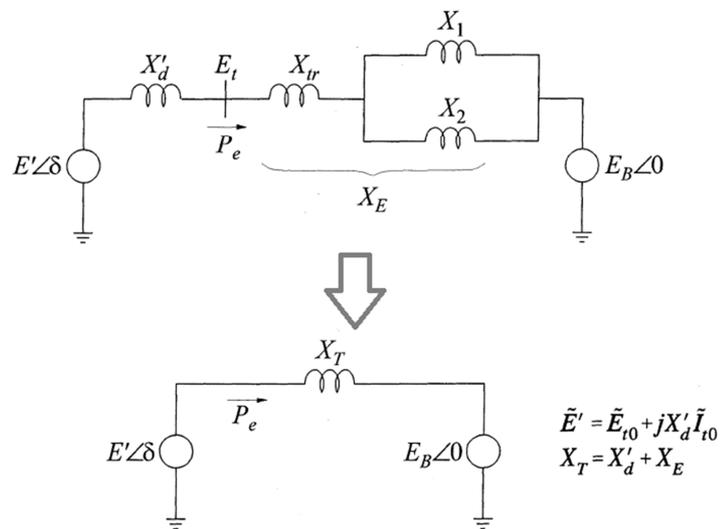


Figura 3.5 – Circuito Equivalente Máquina x Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994)

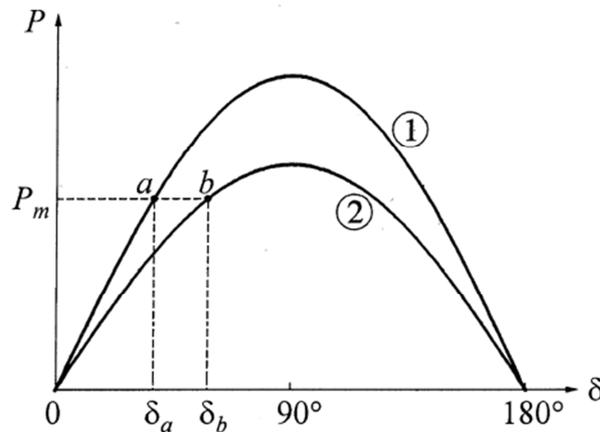
A tensão atrás da reatância transitória ( $X'_d$ ) é representada por  $E'$ . O ângulo  $\delta$  representa o ângulo da tensão interna  $E'$  em relação ao ângulo da tensão da barra infinita  $E_B$ , tomada como referência. A reatância  $X_T$  representa a reatância

equivalente entre a tensão interna do gerador  $E'$  e a tensão da barra infinita  $E_B$ . Quando o sistema é perturbado e, desconsiderando-se a atuação do regulador de tensão, a magnitude de  $E'$  permanece constante e  $\delta$  se altera devido à variação da velocidade do rotor do gerador em relação à velocidade síncrona  $\omega_0$ .

Para o circuito equivalente apresentado na figura 3.5, a potência elétrica ativa entregue pelo gerador é dada pela equação 3.10 abaixo.

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (3.10)$$

Como a resistência do estator foi desprezada,  $P_e$  representa a potência ativa no entreferro, bem como a potência terminal do gerador. A curva Potência-Ângulo com as duas linhas em serviço é representada na figura 3.6 como curva um (1). A potência elétrica  $P_e$  gerada, em regime permanente, se iguala à potência mecânica  $P_m$  entregue ao gerador. Este ponto de operação é representado pelo ponto  $a$  na curva um (1) e o ângulo correspondente é  $\delta_a$ .



**Figura 3.6 – Relação Potência – Ângulo Máquina Barra Infinita – (Adaptado de Kundur - 1994)**

Quando uma das linhas estiver fora de operação, a reatância  $X_T$  será maior. Desta forma, a curva Potência-Ângulo para esta nova configuração é representada na figura 3.6 como curva dois (2). Neste caso, a máxima potência a ser transferida é menor. Para a mesma potência mecânica  $P_m$  entregue ao gerador, o ângulo agora é  $\delta_b$ , que corresponde ao ponto  $b$  na curva dois (2). Assim, com o aumento da

reatância  $X_T$ , o ângulo do rotor deve ser maior para que a mesma potência elétrica possa ser transmitida.

### 3.3.2.1 Comportamento Transitório - Resposta ao Degrau de Potência Mecânica

A fim de verificar o comportamento transitório do sistema, a potência mecânica entregue ao gerador sofre uma variação em degrau de um valor inicial  $P_{m0}$  para um valor final  $P_{m1}$ . Utilizou-se para esta análise o sistema anteriormente representado, operando com as duas linhas. A figura 3.7 representa o comportamento do sistema para a variação em degrau da potência mecânica entregue ao gerador.

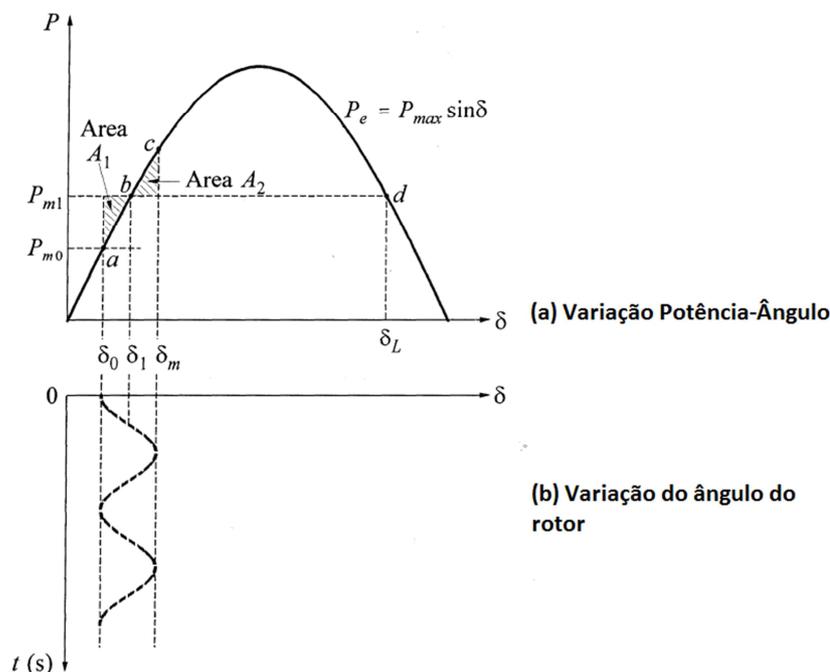


Figura 3.7 – Resposta ao Degrau de Potência Mecânica – (Adaptado de Kundur - 1994)

Devido à inércia do rotor, o ângulo do rotor não varia instantaneamente do valor inicial  $\delta_0$  para  $\delta_1$ , que corresponde ao novo ponto de equilíbrio  $b$ , onde  $P_e = P_{m1}$ . Como a potência mecânica é maior que a potência elétrica, o rotor começa a

acelerar de forma a atingir o ponto de equilíbrio  $b$ , traçando a curva  $P_e-\delta$  a uma taxa determinada pela equação de oscilação. A diferença entre  $P_{m1}$  e  $P_e$  em qualquer instante representa a potência acelerante.

Quando o ponto  $b$  é atingido, a potência acelerante é zero, mas a velocidade do rotor é maior do que a velocidade síncrona  $\omega_0$ , desta forma, o ângulo do rotor continua a aumentar. Para valores de  $\delta$  maiores que  $\delta_1$ ,  $P_e$  é maior que  $P_{m1}$ , então, o rotor desacelera até que um ângulo máximo  $\delta_m$  seja atingido e o rotor esteja novamente na velocidade síncrona, porém  $P_e$  é agora maior que  $P_{m1}$ . O rotor continua a desacelerar a uma velocidade abaixo da velocidade síncrona  $\omega_0$ ; o ponto de operação traça novamente a curva  $P_e-\delta$  de  $c$  para  $b$  e de volta para  $a$ . O ângulo do rotor, então, oscila ao redor do novo ponto de equilíbrio  $\delta_1$  conforme pode ser verificado na figura 3.7 (b). Como foram realizadas algumas simplificações no sistema em estudo, todas as fontes de amortecimento foram desprezadas, desta forma o sistema permanecerá oscilando continuamente. Na prática, existem no sistema enrolamentos de amortecimento, sinais adicionais estabilizantes e outras fontes de amortecimento que fazem com que as oscilações se amortecem atingindo o ponto de equilíbrio.

### 3.3.2.2 Critério das Áreas Iguais

O critério das áreas Iguais permite interpretar fisicamente o fenômeno da estabilidade transitória em sistemas elétricos que podem ser reduzidos a uma configuração Máquina - Barra Infinita. A partir deste método não há a necessidade da solução numérica da equação de oscilação (3.11) para verificar se o ângulo do rotor aumenta indefinidamente ou oscila em torno de um ponto de equilíbrio. Informações como a excursão máxima do ângulo ( $\delta_m$ ) e limite de estabilidade do sistema podem ser obtidas graficamente pela curva Potência – Ângulo.

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (3.11)$$

Apesar deste método não ser aplicado ao sistema multimáquinas com representação detalhada dos geradores, ele ajuda a entender os conceitos básicos que influenciam na estabilidade transitória de qualquer sistema.

Como  $P_e$  é uma função não linear de  $\delta$ , não é possível a solução direta da equação 3.11. Desta forma, multiplicando-se os dois lados da equação 3.11 por  $2d\delta/dt$ , e integrando-se temos:

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (3.12)$$

Inicialmente, o desvio de velocidade  $d\delta/dt$  é zero. Mas este valor tende a mudar quando da ocorrência de uma perturbação. Para que a operação seja estável, o desvio do ângulo do rotor  $\delta$  deverá ser delimitado em um valor máximo ( $\delta_m$ ) e mudar de direção. Desta forma, a variação da velocidade  $d\delta/dt$  se torna zero algum tempo depois do distúrbio. Assim, pode-se definir o seguinte critério de estabilidade a partir da equação 3.13, onde o  $\delta_0$  é o ângulo inicial do rotor e  $\delta_m$  é o ângulo máximo do rotor.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta = 0 \quad (3.13)$$

Desta forma, se o sistema for estável, a área abaixo da função  $P_m - P_e$  plotados em função de  $\delta$  deverá ser zero. Na figura 3.8 podemos verificar que a Área 1 é igual a Área 2.

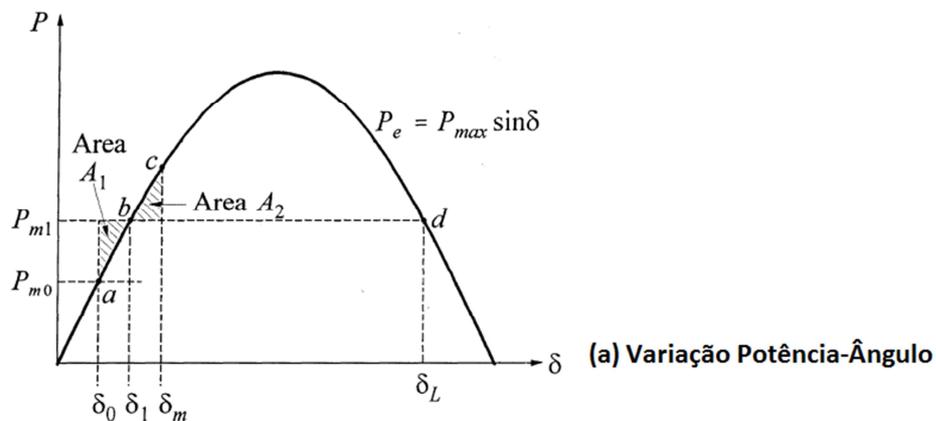


Figura 3.8 – Áreas Iguais – (Adaptado de Kundur - 1994)

Quando o ângulo do rotor  $\delta$  passa de  $\delta_0$  para  $\delta_1$  ocorre uma aceleração do rotor causada pelo ganho de energia cinética no rotor. Esta energia é calculada através da equação 3.14.

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = A_1 \quad (3.14)$$

E para a perda de energia causada pela desaceleração, quando da passagem do ângulo do rotor  $\delta$  de  $\delta_1$  para  $\delta_m$  é:

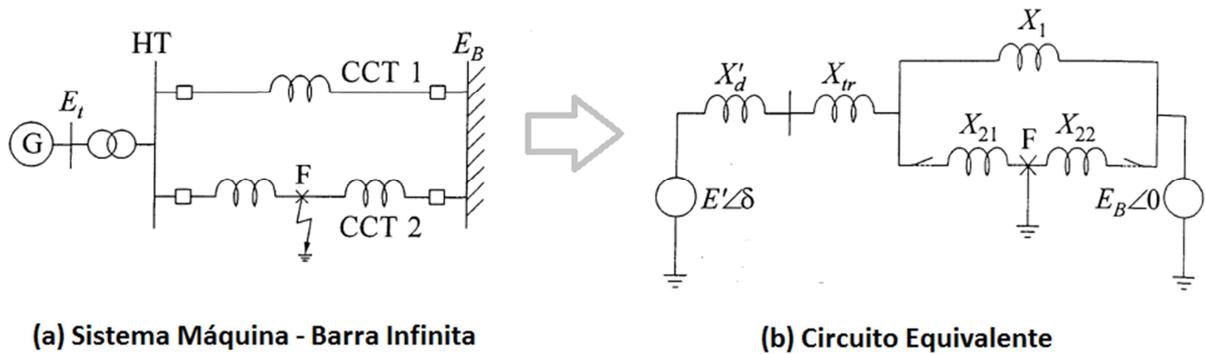
$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta = A_2 \quad (3.15)$$

Como todas as perdas foram desconsideradas, a energia adquirida é igual a energia perdida, então a área  $A_1$  é igual à área  $A_2$ . Este fato constitui a base do critério das áreas iguais. O critério nos permite determinar o máximo ângulo para que a estabilidade se mantenha, sem que seja necessária uma solução numérica da equação de oscilação.

O critério também pode ser utilizado para se determinar o máximo aumento possível da potência mecânica  $P_m$  do sistema. A estabilidade é mantida somente se existir uma área  $A_2$  pelo menos igual à área  $A_1$  localizada acima de  $P_{m1}$ . Se  $A_1$  é maior do que  $A_2$ , então  $\delta_m > \delta_L$ , assim a estabilidade será perdida. Isso se deve ao fato de que para  $\delta > \delta_L$ , a potência mecânica  $P_{m1}$  é maior do que a potência elétrica  $P_e$  e o torque líquido é acelerante ao invés de desacelerante.

### 3.3.2.3 Resposta a Curto-circuito por Critério das Áreas Iguais

A fim de verificar o comportamento transitório do sistema elétrico a partir do Critério de Áreas Iguais, será realizada a análise de um sistema na configuração Máquina – Barra Infinita, perante uma perturbação do tipo curto-circuito trifásico. A figura 3.9 representa o sistema em estudo.



(a) Sistema Máquina - Barra Infinita

(b) Circuito Equivalente

Figura 3.9 – Sistema em Estudo – Curto Trifásico – (Adaptado de Kundur - 1994)

Um curto-circuito trifásico franco foi aplicado no ponto  $F$ , metade da linha de transmissão, conforme verificado na figura 3.9, e sua eliminação se dá com a abertura dos disjuntores nas extremidades da linha em falta.

Se a falta  $F$  ocorrer no início da linha, ou seja, na barra de alta tensão do gerador (barra HT), a tensão nesta barra será nula e nenhuma potência será transmitida para a barra infinita. A corrente de curto-circuito flui do gerador para a falta através de reatâncias. Então, apenas a potência reativa flui no sistema, fazendo com que a potência ativa  $P_e$  injetada no sistema e o torque elétrico correspondente  $T_e$  sejam zero no entreferro durante a falta. Se houvesse a inclusão das resistências do estator e do transformador no modelo, a potência  $P_e$  teria um pequeno valor.

Se a falta  $F$  ocorrer a certa distância da barra de alta tensão, conforme mostrado na figura 3.9, haverá potência ativa sendo transmitida para a barra infinita durante a falta.

As figuras 3.10 e 3.11 apresentam o comportamento do sistema através da curva  $P_e$ - $\delta$  em três situações de operação:

- Sistema operando em pré falta com duas linhas operacionais;
- Sistema operando com uma falta trifásica franca no circuito 2 (CCT2) a uma certa distância da barra infinita;
- Sistema operando após falta e sem a linha de transmissão 2 (CCT2);

A figura 3.10 considera que a falta foi extinta em um tempo  $t_{ct}$ , tornando o sistema estável.

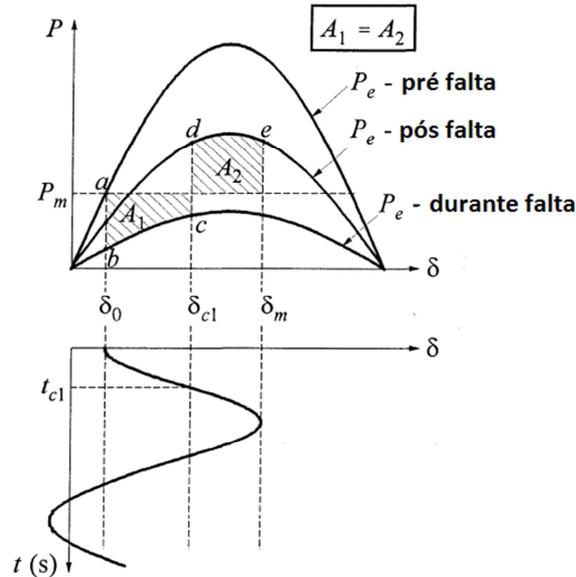


Figura 3.10 – Extinção da Falta em  $t_{c1}$  - Estável – (Adaptado de Kundur - 1994)

Analisando-se o caso estável representado pela figura 3.10, temos que, inicialmente, o sistema está operando com os dois circuitos em serviço com  $P_e = P_m$  e  $\delta = \delta_0$ . Quando ocorre o curto-circuito, o ponto de operação é instantaneamente alterado de  $a$  para  $b$  (curva pré falta para curva durante falta). Devido à inércia do rotor, o ângulo  $\delta$  não muda instantaneamente. Como nesta situação  $P_m$  é maior que  $P_e$ , o rotor acelera até o ponto  $c$ , instante em que a falta é eliminada (tempo  $t_{c1}$ ) pelo isolamento do circuito 2 do sistema. Neste instante, o ângulo é dado por  $\delta_{c1}$  e o ponto de operação muda instantaneamente para o ponto  $d$  e  $P_e$  passa a ser maior que  $P_m$ . Como  $P_e$  é maior que  $P_m$ , o rotor passa a desacelerar, mas, como a velocidade do rotor está maior que a velocidade síncrona  $\omega_0$ , o ângulo  $\delta$  continua a aumentar, até que toda a energia cinética armazenada no rotor (área  $A_1$ ) seja fornecida de volta para o sistema. Neste período, o ponto de operação move-se de  $d$  para  $e$ , onde a área  $A_2$  é igual à área  $A_1$ . No ponto  $e$ , a velocidade do rotor é igual à velocidade síncrona  $\omega_0$  e o ângulo atingiu o seu valor máximo  $\delta_m$ . Como  $P_e$  ainda é maior que  $P_m$ , uma potência desacelerante continua aplicada sobre o rotor, fazendo com que a velocidade decresça, tornando-se menor que a velocidade síncrona. Assim, o ângulo  $\delta$  começa a decrescer, refazendo o caminho do ponto  $e$  para o ponto  $d$  da figura 3.10. Na ausência de qualquer fonte de amortecimento, o rotor continuaria oscilando com amplitude constante. Neste caso, há uma área desacelerante disponível não utilizada, designada como margem de segurança.



- do carregamento dos geradores.
- da potência entregue pelo gerador durante a falta. Isto depende da localização da falta e do tipo de falta.
- do tempo de eliminação da falta.
- da reatância do sistema de transmissão pós falta.
- da reatância do gerador. Uma reatância baixa aumenta a potência máxima transmitida e reduz o ângulo inicial.
- da inércia do gerador. Quanto maior a inércia, menor a variação do ângulo. Isto faz reduzir a energia cinética durante a falta, isto é, a área  $A1$  é reduzida.
- da magnitude da tensão interna ( $E'$ ) do gerador, que depende do sistema de excitação.
- da magnitude da tensão da barra infinita ( $E_b$ ).

Neste trabalho utilizou-se o Software ANATEM<sup>®</sup> do CEPEL para a simulação e estudos de estabilidade transitória, que serviram de subsídio para a avaliação da viabilidade técnica da operação ilhada do sistema. Toda a modelagem foi realizada utilizando-se a base de dados para estudos de transitórios eletromecânicos disponibilizada no *site* do ONS.

### 3.4 Curto-circuito e Proteção

Um curto-circuito pode ser definido por um contato acidental ou não, entre dois ou mais pontos que normalmente estão em diferentes potenciais elétricos. A partir deste contato, surge uma corrente elétrica, denominada de corrente de curto-circuito ou corrente de falta. Esta corrente, dependendo do tipo de curto-circuito e do valor da impedância de contato, pode atingir valores muito elevados.

Segundo SAADAT (2010), o estudo de curto-circuito consiste na determinação das tensões de barra e correntes nas linhas de transmissão ou distribuição para diferentes tipos de falta. As faltas nos sistemas elétricos de potência podem ser divididas em faltas balanceadas e faltas desbalanceadas. As

faltas balanceadas são as do tipo trifásicas e as faltas desbalanceadas são as do tipo monofásicas, bifásicas e bifásicas a terra.

Os estudos de curto-circuito fornecem subsídios para o cálculo de equivalentes da rede, para o dimensionamento elétrico e mecânico dos equipamentos, especificação de transformadores de corrente e para os estudos relativos aos ajustes da proteção.

Para os estudos em redes elétricas de grande porte, o estudo de curto-circuito somente é viável através da utilização de métodos computacionais. Nesta dissertação, os estudos de curto-circuito foram realizados utilizando-se o software ANAFAS<sup>®</sup> (SAPRE) do Cepel. Para a realização dos estudos de curto-circuito, utilizaram-se os dados dos diagramas de impedância do SIN, constantes no banco de dados do ONS e complementados pelos dados específicos do sistema em estudo, não constantes na base de dados do ONS.

De acordo com o estabelecido nos procedimentos de rede do ONS, a fim de se obter os máximos valores das correntes de curto-circuito, considerou-se o sistema em regime subtransitário ( $X''d$ ), na configuração estabelecida para o horizonte do estudo, com todos os componentes em operação. As reatâncias de sequência positiva e zero das unidades geradoras e dos compensadores síncronos foram representadas pelos seus valores subtransitórios saturados.

### **3.4.1 Curto-circuito em sistemas ilhados**

No caso dos estudos de viabilidade técnica para operação do sistema em modo ilhado, os estudos de curto-circuito devem ser realizados tanto para o sistema operando em modo ilhado, como para o sistema em modo interligado. Esta análise deve ser realizada devido à modificação da impedância equivalente de Thévenin do sistema em estudo durante o ilhamento do mesmo. Esta modificação pode resultar em uma diferença significativa nos níveis de curto-circuito do sistema ilhado.

A variação dos níveis de curto-circuito torna necessária a avaliação dos ajustes dos elementos de proteção, com a finalidade de garantir a sensibilização do sistema de proteção e garantir a coordenação e a seletividade do sistema.

Em relação aos estudos de estabilidade, o tempo de atuação da proteção está diretamente ligado ao sucesso da estabilidade do sistema. Sendo assim, os resultados dos tempos de operação da proteção devem ser considerados nos estudos de viabilidade técnica para a operação em modo ilhado.

### **3.5 Considerações finais do capítulo**

Neste capítulo, foram apresentados os principais estudos necessários para a análise da viabilidade técnica da operação ilhada de sistemas com Geração Distribuída. Com o intuito de facilitar o entendimento das simulações, tentou-se apresentar de maneira sucinta a teoria e os objetivos dos estudos necessários.

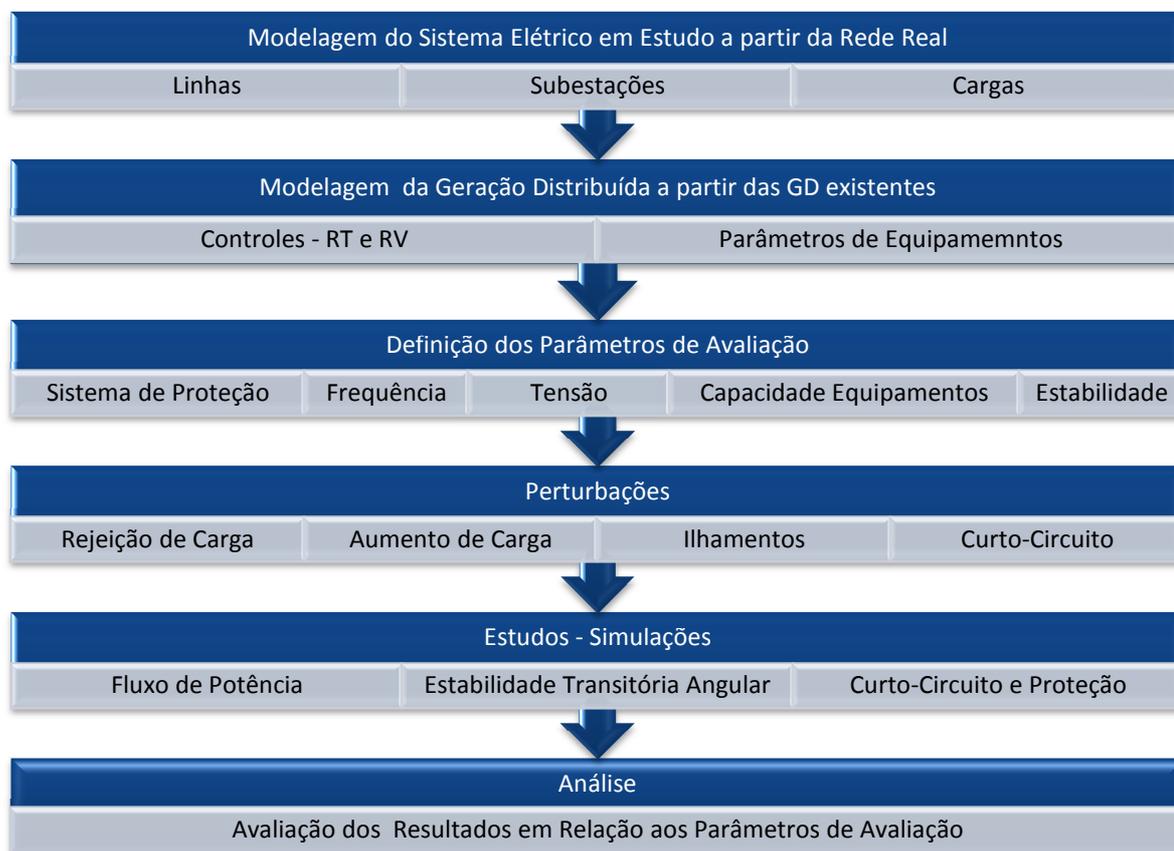
Esta revisão teórica serve de embasamento para a correta modelagem do sistema elétrico, de acordo com os respectivos softwares de análise utilizados nesta dissertação.



## 4 METODOLOGIA

### 4.1 Considerações Gerais

Para a análise da viabilidade técnica da operação ilhada de sistemas com Geração Distribuída em modo Intencional, propõe-se como método para avaliação a sequência apresentada na figura 4.1 abaixo.



**Figura 4.1 – Etapas para a análise da viabilidade técnica**

Desta forma, neste capítulo são apresentadas as características do sistema elétrico estudado, os parâmetros das linhas, equipamentos e máquinas que formam o sistema elétrico que serviu de base para o estudo.

Além das informações técnicas necessárias ao estudo, também são apresentados os critérios e as variáveis a serem analisadas a partir das simulações realizadas.

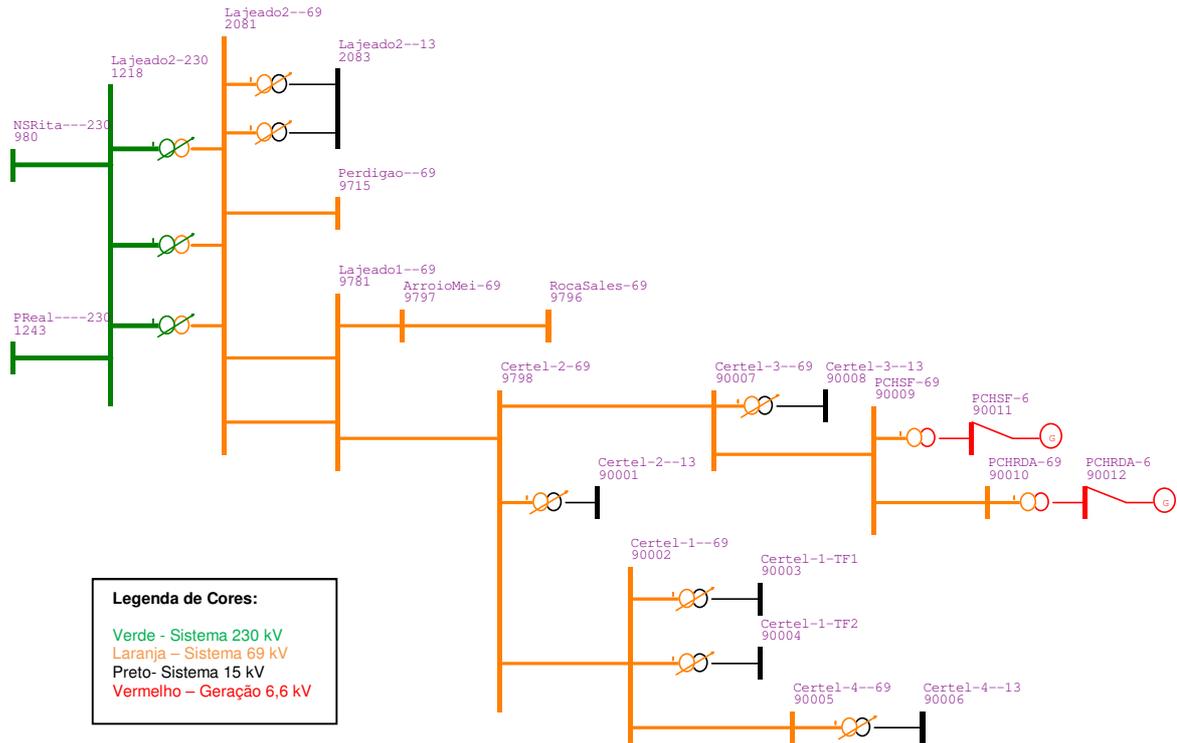
Com o intuito de validar os estudos de estabilidade e ilhamento intencional, serão utilizados para a análise dos comportamentos dinâmicos e regime permanente do sistema em estudo, os softwares do CEPEL, anteriormente mencionados.

## **4.2 Sistema Elétrico em Estudo**

Para análise da viabilidade técnica da operação em modo ilhado intencional, utilizou-se, como sistema teste, um Sistema Elétrico de Potência real, em operação, pertencente à permissionária Certel Energia.

O sistema da Certel Energia é composto por quatro subestações rebaixadoras, conectadas por três linhas de subtransmissão de 69 kV. A conexão ao sistema da AES Sul é realizada através da Subestação Lajeado 1 (69 kV), que por sua vez está conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), através da subestação Lajeado 2 (230/69 kV). A demanda máxima do sistema da Certel Energia é de aproximadamente 80 MW e ocorre no período de verão.

A figura 4.2 mostra o sistema elétrico de suprimento para a região do Vale do Taquari, onde está localizado o sistema em estudo.



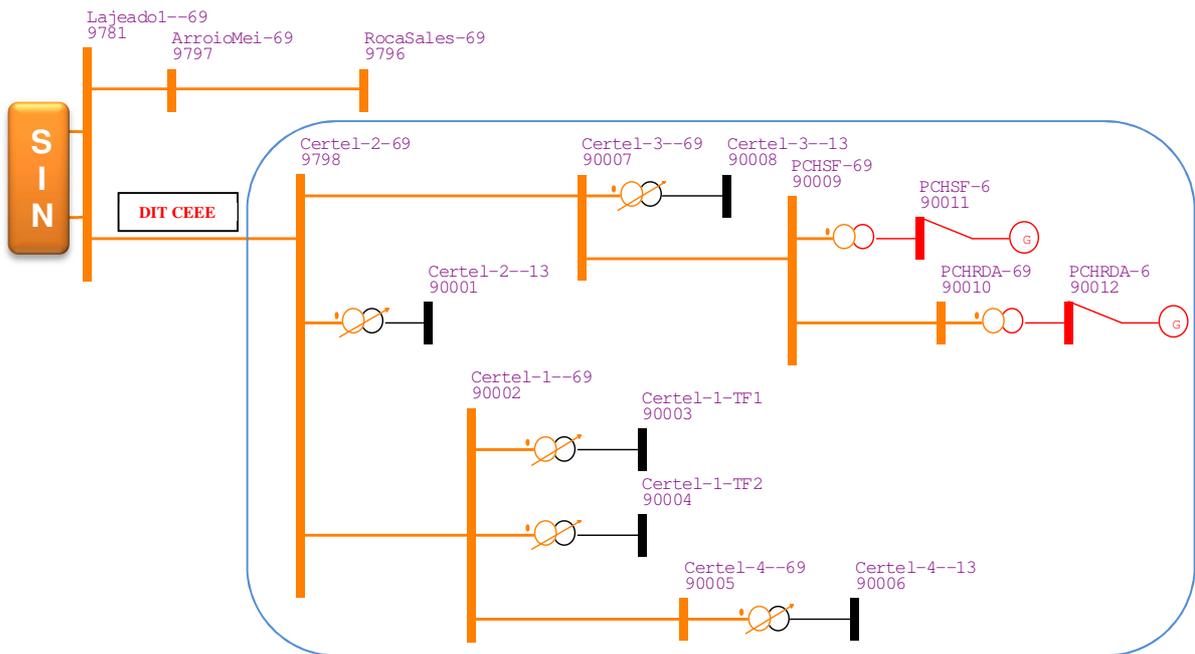
**Figura 4.2 – Sistema Elétrico Vale do Taquari**

O sistema elétrico a ser estudado consiste de duas usinas do tipo PCH's, representadas respectivamente nas barras 90011 e 90012 da figura 4.2, que injetam sua energia diretamente em uma subestação rebaixadora de 69/13,8 kV através de uma linha de subtransmissão de 69 kV.

A PCH Salto Forqueta (PCHSF), inaugurada em 2002, tem uma potência instalada de 7,6 MVA, enquanto a PCH Rastro de Auto (PCHRDA), inaugurada em 2013, possui uma potência instalada de 8,8 MVA.

Estas duas usinas injetam sua energia em uma subestação rebaixadora de 69/13,8 kV, denominada Certel 3, localizada no município de Canudos do Vale. A figura 4.3 mostra o sistema de distribuição da Certel Energia.

Durante a operação normal do sistema, toda a energia gerada pelas duas PCH's, não consumida pela subestação Certel 3 - Canudos do Vale, é transmitida para o sistema da Certel Energia através da linha de Subtransmissão de 69 kV, denominada LT23. Esta linha interliga as Subestações Certel 2 – Lajeado (Barra 9798) e Certel 3 – Canudos do Vale (Barra 90007) e é responsável também pelo atendimento total ou parcial da carga da Subestação Certel 3, na ausência ou insuficiência de Geração.



**Figura 4.3 – Sistema Certel Energia**

A subestação Certel 3 é composta por 5 alimentadores de 13,8 kV, um transformador rebaixador de 15 MVA com comutador automático e possui uma demanda máxima diária de 12 MVA, nos períodos de carga pesada em algumas épocas do ano.

O sistema ilhado a ser estudado será formado a partir da abertura da Linha que interliga as Barras 9798 (Certel-2-69) e 90007 (Certel-3-69) denominada LT 23, conforme apresentado na figura 4.4. Desta forma, a Subestação Certel 3, operando de forma ilhada intencionalmente, estará sendo suprida a partir da Geração das PCH's Salto Forqueta (PCHSF) e Rastro de Auto (PCHRDA).

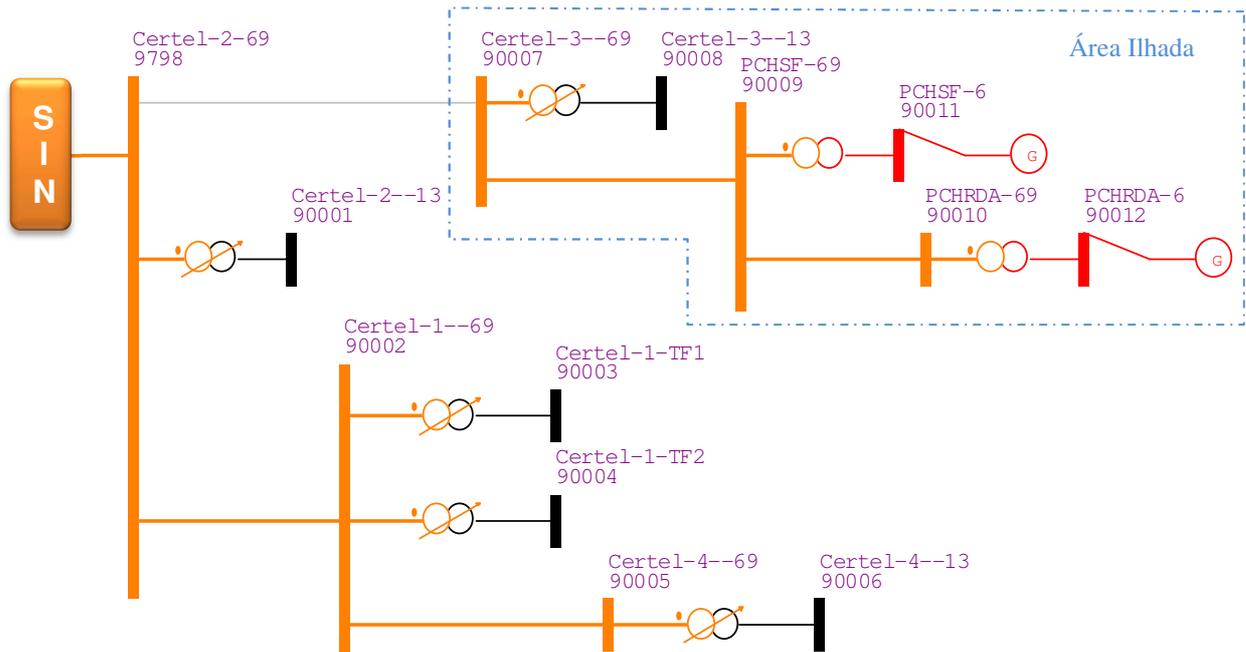


Figura 4.4 – Sistema Ilhado Intencionalmente

### 4.3 Dados para Estudos

Neste capítulo, serão relacionados os principais dados e informações necessárias para a modelagem e simulação do sistema elétrico a ser estudado. Serão apresentadas as características principais, os dados de máquina e modelos dos equipamentos que compõem os sistemas de geração, subtransmissão, distribuição e carga.

#### 4.3.1 Geração Distribuída – Modelo de Máquina Síncrona

A Geração Distribuída é composta por duas Pequenas Centrais Hidrelétricas, constituídas por duas turbinas do Tipo Francis Dupla, conectadas a Geradores Síncronos de polos Salientes com excitação do tipo Brushless.

Para a modelagem do sistema no Software ANATEM<sup>®</sup>, adotou-se como modelo para as máquinas síncrona, o Modelo 02 predefinido do ANATEM: Máquina



Para a realização dos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos são necessários dados de ensaios, ou, na ausência destes, dados típicos dos geradores para a devida representação dos geradores síncronos nos softwares de simulação.

Os dados dos geradores das usinas hidrelétricas, envolvidas neste estudo, estão apresentados na tabela 4.1 e foram obtidos a partir dos relatórios de ensaio dos geradores. Estes ensaios estão apresentados nos anexos desta dissertação.

**Tabela 4.1 – Dados dos Geradores**

<b>DADOS DO GERADOR</b>			
<b>DADO</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>	<b>Rastro de Auto</b>	<b>Salto Forqueta</b>
	Nº. de unidades geradoras	2	2
<b>S</b>	Potência Aparente Nominal Placa (MVA)	4,4	3,8
<b>P</b>	Potência Ativa Nominal Placa (MW)	3,6	3,1
<b>V</b>	Tensão Nominal (kV)	6,6	6,6
<b>I</b>	Corrente Nominal (A)	384,9	332
<b>Q<sub>min</sub></b>	Potência reativa mínima de cada unidade, em MVAr.	-2,1	-2,1
<b>Q<sub>max</sub></b>	Potência reativa máxima de cada unidade, em MVAr.	2,4	2,2
<b>f</b>	Frequência (Hz)	60	60
<b>FP</b>	Fator de Potência (cos $\phi$ ) (sobre excitado e subexcitado)	0,8	0,82
<b>rpm</b>	Rotação (RPM)	600	514
<b>X<sub>d</sub></b>	Reatância síncrona de eixo direto (%)	112	182
<b>X'<sub>d</sub></b>	Reatância transitória de eixo direto (%)	37	55
<b>X''<sub>d</sub></b>	Reatância subtransitória de eixo direto (%)	23	34
<b>X<sub>q</sub></b>	Reatância síncrona de eixo em quadratura (%)	110	119
<b>T'<sub>do</sub></b>	Constante de tempo transitória do eixo direto a circ. Aberto (s)	1,11	2,3
<b>T''<sub>do</sub></b>	Const. de tempo subtransitória do eixo direto a circ. Aberto (s)	0,015	0,016
<b>T''<sub>qo</sub></b>	Constante de tempo subtransitória do eixo em quadratura (s)	0,07	0,049
<b>H</b>	Constante de Inércia (MWs/MVA) - (Conjunto Gerador Turbina)	1,76	2,14
<b>Ag</b>	Dados de Saturação da Unidade Geradora	0,05587	0,0267
<b>Bg</b>		9,1553	5,816
<b>J</b>	Momento de Inércia (kg.m <sup>2</sup> )	15300	22000
<b>D</b>	Constante de Amortecimento	1	1

### 4.3.2 Curva de Saturação

Para a correta modelagem dos geradores, é necessário o cadastro da curva de saturação dos geradores no software ANATEM<sup>®</sup>. Para o estudo, utilizou-se a curva do tipo 2, exponencial, conforme apresentado no manual do software. A figura 4.8 apresenta a equação da curva de saturação e a sua representação gráfica.

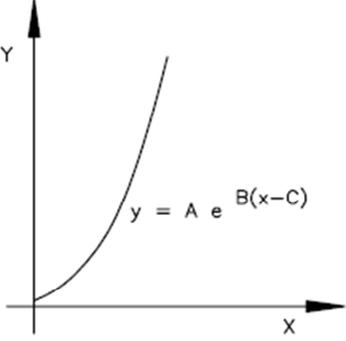
Tipo	Equações	Curva de Saturação
2	exponencial  $y = Ae^{B(x-C)}$	

Figura 4.8 – Curva de Saturação dos Geradores. (Fonte – Manual ANATEM®)

Os parâmetros  $A$  e  $B$  para o cadastro da curva de saturação do gerador no Software ANATEM foram obtidos conforme GUIMARÃES; RANGEL (2006), a partir do relatório de ensaio da curva de saturação do gerador e estão indicados na tabela 4.1 como  $A_g$  e  $B_g$ .

#### 4.3.3 Constante de Tempo de Inércia

A constante de inércia, ou tempo de inércia ( $H$ ), representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina - gerador, à velocidade síncrona e à potência aparente nominal da máquina. Esta constante é obtida através da equação 4.1, retirada de KUNDUR (1994), e seu valor está indicado na tabela 4.1 como  $H$ :

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \left( 2\pi \frac{n}{60} \right)^2 10^{-6}}{MVA} \quad (4.1)$$

Onde:

$H$  = Constante de tempo de inércia, em segundos (s)

$J$  = Momento de Inércia em  $\text{Kg.m}^2$

$n$  = Velocidade angular, em rotações por minuto (rpm)

$MVA$  = Potência aparente da máquina, em MVA

Para a obtenção do valor da constante de inércia, foram somadas todas as massas girantes envolvidas no conjunto turbina-gerador, incluindo-se os respectivos volantes de inércia. Os Momentos de Inércia ( $J$ ), utilizados para a obtenção dos valores das Constantes de Tempo de Inércia ( $H$ ), foram obtidos a partir das folhas de dados dos equipamentos e das informações contidas nos projetos executivos destes e estão informados na tabela 4.1.

#### 4.3.4 Sistema de Excitação e Regulador de Tensão

O sistema de excitação é o responsável por estabelecer a tensão interna dos geradores síncronos e, conseqüentemente, responsável pela tensão de saída da máquina síncrona, além de controlar o fator de potência. Desta forma, o regulador de tensão é o responsável por controlar a tensão de saída da excitatriz, de tal forma que a tensão gerada e a potência reativa variem de acordo com o desejado.

Nas duas usinas, o sistema de excitação é do tipo *Brushless*, e utilizam diodos girantes para a retificação da corrente alternada produzida pela excitatriz no rotor. A figura 4.9 abaixo representa o gerador do tipo *Brushless* com excitatriz principal e auxiliar do tipo PMG (Permanent Magnets Generator), instalado nas usinas que compõem a Geração Distribuída.

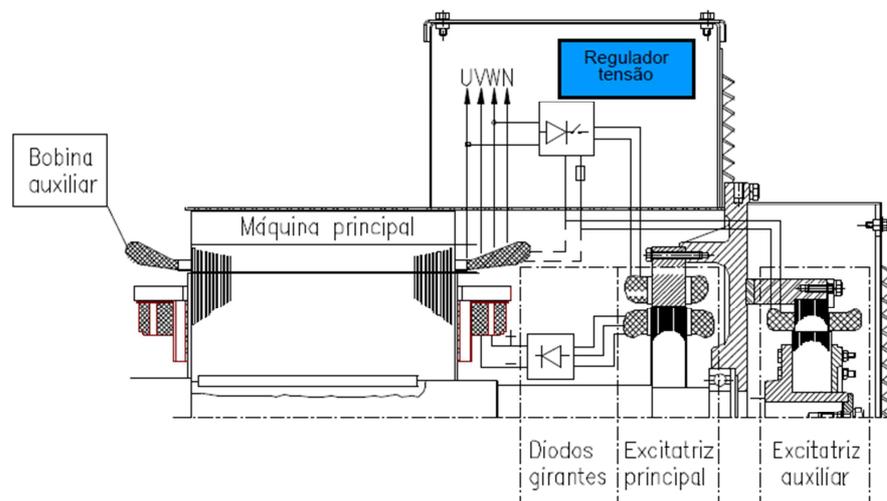


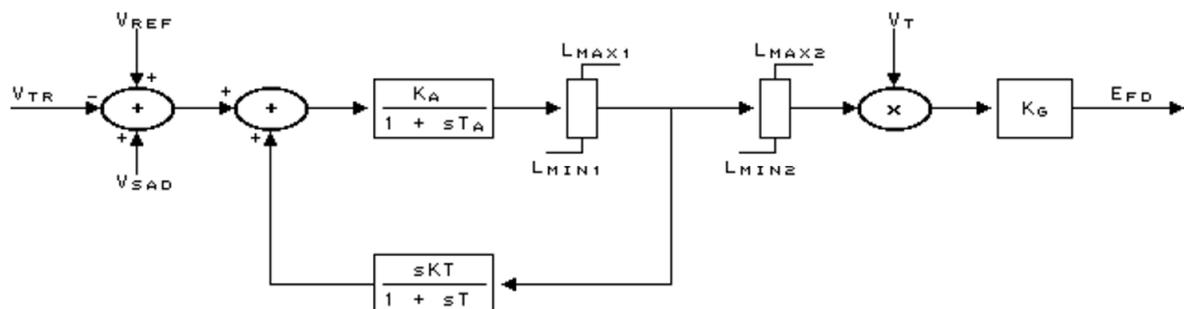
Figura 4.9 – Gerador Brushless com Excitatriz Auxiliar. (Fonte – WEG)

Para possibilitar a simulação do sistema com o software ANATEM<sup>®</sup>, é necessário que todas as usinas possuam os diagramas de blocos das funções de transferência das malhas de controle do sistema de excitação e regulação de tensão. Estes diagramas representam a modelagem matemática dos elementos dos sistemas no domínio da frequência.

A obtenção da modelagem matemática e, conseqüentemente, a obtenção do diagrama de blocos do sistema de excitação e do regulador de tensão dependem das informações dos fabricantes dos controladores. Estas informações, muitas vezes, não estão disponíveis nos manuais.

Na ausência destas informações, existem modelos definidos pelo IEEE para reguladores de tensão e sistema de excitação de acordo com cada necessidade. Podemos citar como exemplo destes tipos de modelos do IEEE, os modelos DC1, AC1 e ST1. Da mesma forma, existem modelos predefinidos no próprio software ANATEM, que não necessitam ser criados pelo usuário a partir do CDUEdit.

Em virtude da não disponibilização dos diagramas de bloco do regulador de tensão e da excitatriz implementados nas Gerações Distribuídas, utilizou-se, para a simulação do sistema, o modelo 9 predefinido do software ANATEM<sup>®</sup>. A figura 4.10 apresenta o diagrama de blocos utilizado neste estudo.



**Figura 4. 10 – Modelo Regulador de Tensão e Excitatriz. (Fonte – Manual ANATEM<sup>®</sup>)**

Na tabela 4.2 são fornecidos os valores dos ganhos, constantes de tempo e valores limites ajustados no modelo de Regulador de Tensão e Excitatriz, empregados nas Usinas PCH Salto Forqueta e PCH Rastro de Auto para a

simulação do sistema. Estes valores estão de acordo com os valores adotados no modelo AC1A do IEEE.

**Tabela 4.2 – Dados do Regulador de Tensão e da Excitatriz**

<i>Regulador de Tensão e Excitatriz - RT</i>			
<i>DADO</i>	<i>Descrição</i>	<i>Rastro de Auto</i>	<i>Salto Forqueta</i>
$K_A$	Ganho do Sistema de Excitação	400	400
$T_A$	Constante de Tempo do Sistema de Excitação	0,02	0,02
$K$	Ganho dos Filtros de Medição	0,03	0,03
$T$	Constante de Tempo dos Filtros de Medição	1	1
$K_G$	Ganho	1	1
$L_{MAX1}$	Limite Máximo 1	15	15
$L_{MIN1}$	Limite Mínimo 1	-15	-15
$L_{MAX2}$	Limite Máximo 2	7,3	7,3
$L_{MIN2}$	Limite Mínimo 1	-6,6	-6,6

#### 4.3.5 Regulador de Velocidade e Turbina

O regulador de Velocidade e a turbina são elementos importantes na avaliação do comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência, uma vez que influenciam diretamente no conjugado mecânico entregue ao eixo do gerador, promovendo a variação de potência ativa gerada e influenciando no deslocamento angular dos rotores.

O regulador de velocidade, juntamente com os servo motores, atuadores e amplificadores, são responsáveis por atuar diretamente no distribuidor da turbina, com o intuito de manter a velocidade da máquina controlando a frequência do sistema.

De forma análoga à regulação de tensão, é necessário para possibilitar a simulação do sistema, que todas as usinas possuam os diagramas de blocos das funções de transferência das malhas de controle. Para tanto, a modelagem matemática da turbina e do regulador de velocidade são necessárias. Os diagramas de blocos têm a função de representar a modelagem matemática dos elementos dos sistemas no domínio da frequência.

As turbinas hidráulicas foram modeladas de acordo com o modelo linearizado simplificado, apresentado em KUNDUR (1994). Este modelo foi utilizado pelo fato de ser simples e por apresentar respostas bastante razoáveis nos estudos realizados e, ainda, por ser o modelo utilizado pelo software ANATEM®.

Para o desenvolvimento deste modelo simplificado, foram adotadas as seguintes hipóteses:

- A água e o conduto forçado são incompressíveis;
- A velocidade da água é diretamente proporcional ao produto da abertura do distribuidor pelo quadrado da altura da água do reservatório;
- A potência da turbina é proporcional ao produto entre altura d'água e a vazão;
- As perdas de pressão no conduto forçado são desprezíveis.

A Figura 4.11 representa a função de transferência linearizada para o modelo da turbina hidráulica utilizada nas usinas.

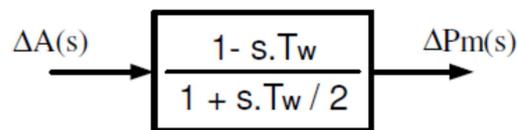


Figura 4.11 – Modelo da Turbina Hidráulica

Onde:

$T_w$  = Constante de Tempo de Inércia da água no conduto forçado

A constante de tempo de inércia da água é obtida através da equação 4.2 abaixo:

$$T_w = \frac{LQ_R}{gAH} \quad (4.2)$$

Onde:

$T_w$  = Constante de tempo de inércia da água, em segundos (s)

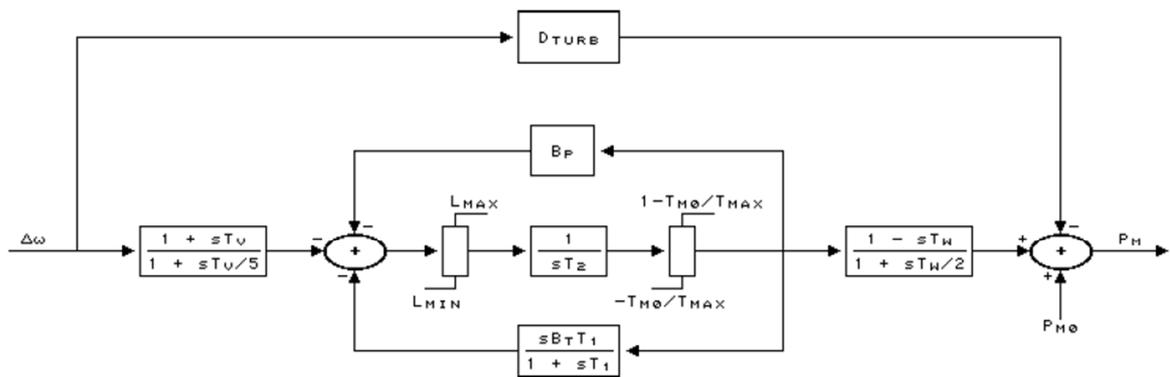
$L$  = Comprimento do conduto forçado, em metros (m)

$Q_R$  = Vazão, em metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ )

$A$  = Área da tubulação, em metros quadrados ( $m^2$ )

$H$  = Altura entre o reservatório e o eixo da turbina, em metros (m)

Para a avaliação do comportamento dinâmico do sistema, foi utilizado um modelo predefinido de regulador de velocidade e turbina hidráulica de máquina síncrona do próprio software ANATEM<sup>®</sup>. O modelo utilizado foi o modelo 3, e seu diagrama de blocos pode ser verificado na figura 4.12.



**Figura 4.12 – Modelo Regulador de Velocidade e Turbina. (Fonte – Manual ANATEM<sup>®</sup>)**

Na tabela 4.3 são fornecidos os valores dos ganhos, constantes de tempo e valores limites ajustados no modelo de Regulador de Velocidade empregados nas Usinas PCH Salto Forqueta e PCH Rastro de Auto.

Tabela 4.3 – Dados do Regulador de Velocidade

<i>Regulador de Velocidade - RV</i>			
<i>DADO</i>	<i>Descrição</i>	<i>Rastro de Auto</i>	<i>Salto Forqueta</i>
<b>Bp</b>	Estatismo Permanente	0,01	0,01
<b>Bt</b>	Estatismo Transitório	0,51	0,35
<b>Tv</b>	Constante de Tempo do Regulador	1	1
<b>T1</b>	Constante de Tempo Associada ao Estatismo Transitório	3,92	3,27
<b>T2</b>	Constante de Tempo do Bloco Integrador	0,2	0,2
<b>Tw</b>	Constante de Tempo da Água	0,77	0,63
<b>Lmn</b>	Limite Mínimo	-999	-999
<b>Lmx</b>	Limite Máximo	999	999
<b>Tmx</b>	Tempo Máximo	1	1
<b>Dtb</b>	Amortecimento da Turbina	1	1

#### 4.3.6 Carregamento do Sistema

A tipologia da carga, ou modelo das cargas conectadas no sistema, pode influenciar significativamente na resposta do sistema perante as perturbações analisadas. As simulações realizadas consideraram a modelagem da carga como 50% impedância constante e 50% potência constante, para as cargas ativas, e 100% impedância constante para as cargas reativas, conforme sugerido nos procedimentos de rede do ONS.

A tabela 4.4 abaixo apresenta o carregamento do sistema elétrico em estudo para os patamares de carga pesada, leve e média, registradas no ano de 2014.

Tabela 4.4 – Carregamento Certel Energia

<b>Carga Pesada (Máximo)</b>					
	<b>CER1A</b>		<b>CER2</b>	<b>CER3</b>	<b>CER4</b>
<b>Ano:2014</b>	<b>TF1B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>
<b>Pot. Ativa (MW)</b>	15,43	10,76	17,68	11,29	11,06
<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>	2,16	2,31	4,22	2,58	2,21
<b>Carga Leve (Mínima)</b>					
	<b>CER1A</b>		<b>CER2</b>	<b>CER3</b>	<b>CER4</b>
<b>Ano:2014</b>	<b>TF1B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>
<b>Pot. Ativa (MW)</b>	4,67	2,42	5,62	3,59	3,24
<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>	-1,29	-1,56	-0,42	-0,78	-1,06
<b>Carga Média</b>					
	<b>CER1A</b>		<b>CER2</b>	<b>CER3</b>	<b>CER4</b>
<b>Ano:2014</b>	<b>TF1B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>	<b>TF2B</b>
<b>Pot. Ativa (MW)</b>	10,88	6,88	11,11	6,49	7,36
<b>Pot. Reativa (Mvar)</b>	0,62	0,56	1,95	0,78	0,54

Estas cargas foram utilizadas tanto para os estudos de fluxo de potência, como para os estudos de estabilidade transitória.

#### 4.3.7 Parâmetros Elétricos das Linhas e Transformadores

Para a realização dos estudos de fluxo de potência e curto-circuito, além dos valores das cargas e gerações já informados anteriormente, são necessários os dados e parâmetros elétricos das linhas e transformadores. Estes parâmetros estão indicados nas tabelas 4.5 e 4.6, abaixo. Cabe ressaltar que os valores de resistência e reatância estão em por cento (%) e foram convertidos para a base de 100MVA.

Tabela 4.5 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Subtransmissão

PARÂMETROS ELÉTRICOS LINHAS								
BARRA DE	BARRA PARA	Comprimento (km)	R1(%)	X1 (%)	B(Mvar)	R0(%)	X0(%)	CAPACIDADE (MVA)
9781	9798	0,3	0,14	0,49	0,01	0,46	1,71	84
9798	90002	15	5,26	15,34	0,19	17,04	52,85	71
90002	90005	27	25,46	33,06	0,42	46,00	98,58	27
9798	90007	32	12,43	31,08	0,53	38,84	108,78	44
90007	90009	29	11,63	28,97	0,47	26,25	99,81	44
90009	90010	5	1,93	2,48	0,47	2,87	10,16	24

Tabela 4.6 – Parâmetros Elétricos dos Transformadores

PARÂMETROS ELÉTRICOS TRANSFORMADORES								
BARRA DE	BARRA PARA	R1(%)	X1 (%)	R0(%)	X0(%)	CAPACIDADE (MVA)	TAP	Grupo
9781	90001	2,00	33,44	1,77	28,82	26	0,9 - 1,1	Dyn1
90002	90003	2,15	35,99	1,82	30,51	23	0,9 - 1,1	Dyn1
90002	90004	3,06	51,28	2,60	43,60	15	0,9 - 1,1	Dyn1
90005	90006	3,03	50,80	2,58	43,20	15	0,9 - 1,1	Dyn1
90007	90008	3,11	52,16	2,65	44,32	15	0,9 - 1,1	Dyn1
90009	90011	7,86	131,57	6,68	111,83	7,6	Fixo	Ynd1
90010	90012	5,46	91,36	4,64	77,65	8,8	Fixo	Ynd1

Em todas as subestações rebaixadoras, os transformadores são do Grupo Dyn1 e possuem Comutador de Derivação Sob Carga (CDC), ou da sigla em inglês (OLTC), com 17 posições, sendo uma central neutra e 16 de regulação ( $8 \pm 1,25\%$ ) com uma faixa de regulação máxima de 10% para mais ou para menos. A regulação de tensão e a comutação dos TAPs são realizadas pelo Relé 90, ajustando desta maneira a tensão de saída dos alimentadores das subestações.

Os transformadores elevadores das Usinas possuem 5 TAPs fixos, com a possibilidade de ajuste da relação em 5% para mais ou para menos. Estes transformadores não possuem comutador sob carga, sendo necessária a desenergização do mesmo para mudança de TAP.

## 4.4 Parâmetros de Avaliação dos Resultados

Para analisar a viabilidade técnica da operação do sistema em modo ilhado intencional, serão utilizados os parâmetros elétricos de qualidade de energia. Desta forma, o sistema ilhado, além de ser capaz de encontrar um novo ponto de equilíbrio e manter o sincronismo das unidades geradoras, deverá respeitar os limites de máxima e mínima tensão e frequência, após a ocorrência de perturbações no sistema.

### 4.4.1 Parâmetro Frequência

De acordo com o submódulo 23.3 dos Procedimentos de rede do ONS, que trata das diretrizes e critérios para estudos elétricos, e o módulo 8 do PRODIST da ANEEL, que trata da qualidade de energia, o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quando da ocorrência de distúrbios no sistema, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no período de 30 (trinta) segundos, após sair desta faixa, possibilitando assim, a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por, no máximo, 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por, no máximo, 10 (dez) segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por, no máximo, 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por, no máximo, 5 (cinco) segundos.

#### 4.4.2 Parâmetro Tensão

Da mesma forma que para o parâmetro da frequência, os limites estipulados para avaliação da viabilidade técnica da operação do sistema ilhado intencionalmente são estipulados pelos procedimentos da distribuição PRODIST Módulo 8. Desta forma, a faixa de operação da tensão a ser respeitada será de 0,95 a 1,05 pu. Sendo assim, na análise das simulações, as tensões não poderão transpor estes valores em regime permanente.

Outra análise a ser verificada com referência à tensão, é o tempo de extinção da falta, ou atuação dos relés de sub e sobre tensão, instalados nos pontos de interconexão das unidades geradoras. A tabela 4.7 apresenta a recomendação dos tempos de atuação dos relés de sub e sobre tensão, de acordo com a Std 1547 da IEEE.

**Tabela 4.7 – Ajustes dos Relés de Sub e Sobre Tensão**

<i>Relé de Sub/Sobre Tensão</i>	
<i>Faixa de Tensão (% da Tensão Base)</i>	<i>Tempo de Extinção (s)</i>
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

#### 4.5 Estudos de Caso

Para analisar a viabilidade técnica da operação do sistema em modo ilhado intencional, serão realizados estudos de fluxo de potência, transitórios eletromecânicos e também o estudo de curto-circuito da rede conectada ao sistema interligado e também operando em modo ilhado intencional.

#### **4.5.1 Fluxo de Potência**

Os estudos de fluxo de potência serão realizados inicialmente no sistema conectado ao SIN, para que se possam avaliar os impactos iniciais da entrada da geração distribuída no sistema.

Em uma segunda etapa, serão realizados estudos de fluxo de potência para diversos patamares de carga para o sistema ilhado, a fim de verificar o comportamento da porção do sistema elétrico que será suprido pela geração distribuída.

#### **4.5.2 Transitórios Eletromecânicos**

Da mesma forma que para os estudos de fluxo de potência, inicialmente serão realizados estudos com o sistema conectado ao SIN, a fim de analisar o comportamento do sistema com a geração distribuída perante os distúrbios simulados. Outra análise importante que será realizada com o sistema conectado ao SIN, é a avaliação dos ajustes parametrizados nos controles das Usinas, tendo em vista que os ajustes dos controles utilizados são predefinidos.

Após a realização dos estudos iniciais, será analisado o comportamento do sistema ilhado. Estas simulações iniciarão pela análise do sistema na formação da ilha, isto é, análise do comportamento do sistema durante a manobra de ilhamento intencional.

Com o sistema ilhado, serão realizadas simulações de aumento e rejeição de carga, curtos circuitos monofásicos e trifásicos ao longo dos alimentadores da Subestação, bem como curtos-circuitos monofásicos nas Linhas de 69 kV, a fim de verificar a estabilidade eletromecânica do sistema.

### **4.5.3 Curto-circuito e Proteção**

Após a análise dos estudos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos, será realizado um estudo comparativo dos níveis de curto-circuito do sistema operando de modo conectado ao SIN e o sistema operando em modo ilhado intencional.

Este estudo tem como objetivo verificar os níveis das correntes de falta para os dois casos de operação, avaliando-se assim a necessidade de mudança na filosofia de proteção e, também, a necessidade de adequação dos ajustes da proteção de acordo com o modo de operação do sistema.

## **4.6 Considerações finais**

Este capítulo apresentou as características e parâmetros elétricos e mecânicos do sistema elétrico da Certel Energia e as variáveis elétricas a serem utilizadas para avaliação da viabilidade técnica da operação do sistema em modo ilhado intencional.

No próximo capítulo, serão realizadas e apresentadas as simulações do sistema elétrico para os estudos propostos neste capítulo.

## **5 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

### **5.1 Considerações Gerais**

Neste capítulo serão apresentadas as simulações de fluxo de potência, transitórios eletromecânicos e curto-circuito, realizadas no sistema em estudo. As simulações foram realizadas considerando o sistema operando conectado ao SIN, isto é, interligado, e também operando em modo ilhado intencional para diversos patamares de carga e diferentes tipos de perturbações.

Foram utilizados os softwares ANAREDE<sup>®</sup>, para os estudos de fluxo de potência, ANATEM<sup>®</sup>, para os estudos de transitórios eletromecânicos e ANAFAS<sup>®</sup>, para os estudos de curto-circuito. Além dos softwares de simulação, foi utilizado o software Plot CEPEL para análise gráfica dos resultados. Todos os programas citados foram desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL - Eletrobrás.

### **5.2 Estudo de Fluxo de Potência**

Nesta seção, serão realizadas as simulações e apresentados os resultados dos estudos de fluxo de potência para o sistema operando em dois modos: modo interligado e modo ilhado intencional. Para estes dois modos serão apresentados os resultados do estudo de fluxo de potência considerando o regime de carregamento do sistema em dois patamares, o pesado e o leve.

## 5.2.1 Sistema Teste

Inicialmente, a fim de analisar o impacto da inserção da geração distribuída no sistema da Certel Energia, foi realizado o estudo de fluxo de potência com e sem a presença da geração distribuída para os patamares de carga pesada e leve.

A figura 5.1 apresenta o resultado da simulação para o sistema operando sem a Geração Distribuída. Já a figura 5.2 apresenta o resultado da simulação para o sistema operando com a presença da Geração Distribuída. Nas figuras 5.1 e 5.2 são apresentados os fluxos de potência ativa, em azul, os fluxos de potência reativa, em vermelho, e as tensões nas barras, em pu, para o patamar de carga pesada.

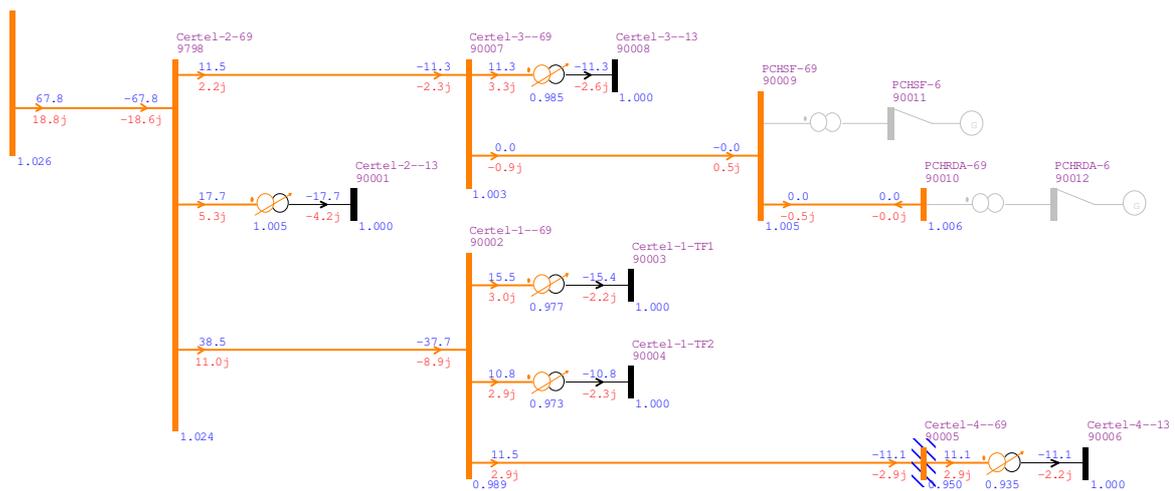
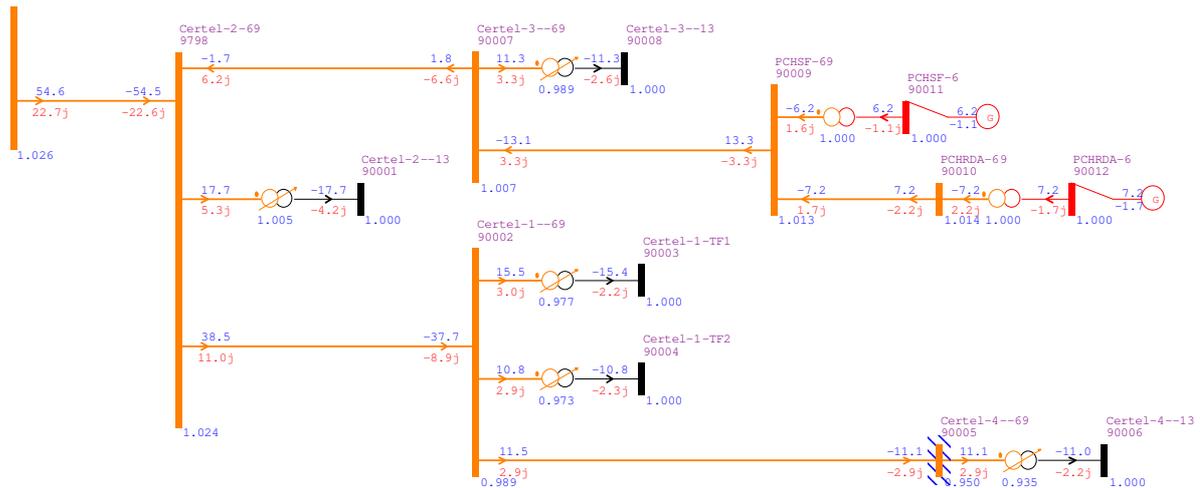


Figura 5.1 – Fluxo de Potência sem Geração Distribuída – Carga Pesada



**Figura 5.2 – Fluxo de Potência com Geração Distribuída – Carga Pesada**

Pode-se verificar que, para o sistema operando em regime de carga pesada, a entrada da geração distribuída não acarreta nenhuma violação dos carregamentos de linhas e transformadores, nem mesmo viola os níveis de tensão. Verifica-se que ocorre somente um pequeno aumento da tensão nas barras próximas à geração de 1,005 pu para 1,013 pu na barra 90009 –PCHSF-69 e de 1,003 pu para 1,007 pu na barra 90007-Certel-3-69.

Na simulação do sistema em regime de carregamento em carga pesada, pode-se verificar que todos os comutadores de TAPs dos transformadores (OLTC) estão operando dentro do limite de 0,9 a 1,1 e, mesmo com carga, possuem uma grande faixa de comutação disponível. O único transformador que, nesta condição de operação do sistema está operando com o TAP próximo ao limite de 0,90, é o transformador da Subestação Certel 4, que opera com TAP em 0,935. Isto ocorre devido ao fato de haver uma grande queda de tensão do sistema de 69 kV desde a Subestação Certel 2 até a Subestação Certel 4. Esta queda de tensão é apontada no estudo de fluxo de potência com a hachura da barra 90005 Certel-4-69. Desta forma, o comutador do transformador deverá compensar a queda do sistema de 69 kV. A contribuição da Geração para este caso é nula, pois acaba não reduzindo a carga das linhas que alimentam esta subestação.

As figuras 5.3 e 5.4 mostram os fluxos de potência ativa, em azul, os fluxos de potência reativa, em vermelho, e as tensões nas barras, em pu, com o sistema operando interligado, com e sem a presença da geração distribuída, e patamar de carga leve. Da mesma forma que realizado na análise do sistema em carga pesada,





A intenção desta simulação é verificar a capacidade da geração distribuída de suprir a demanda da subestação, sem que haja transgressão dos limites operacionais dos equipamentos e linhas, e nem transgressão dos limites operacionais de tensão.

As figuras 5.6 e 5.7 mostram os fluxos de potência ativa, em azul, os fluxos de potência reativa, em vermelho, e as tensões nas barras, em pu, para o patamar de carga pesada e leve, respectivamente.

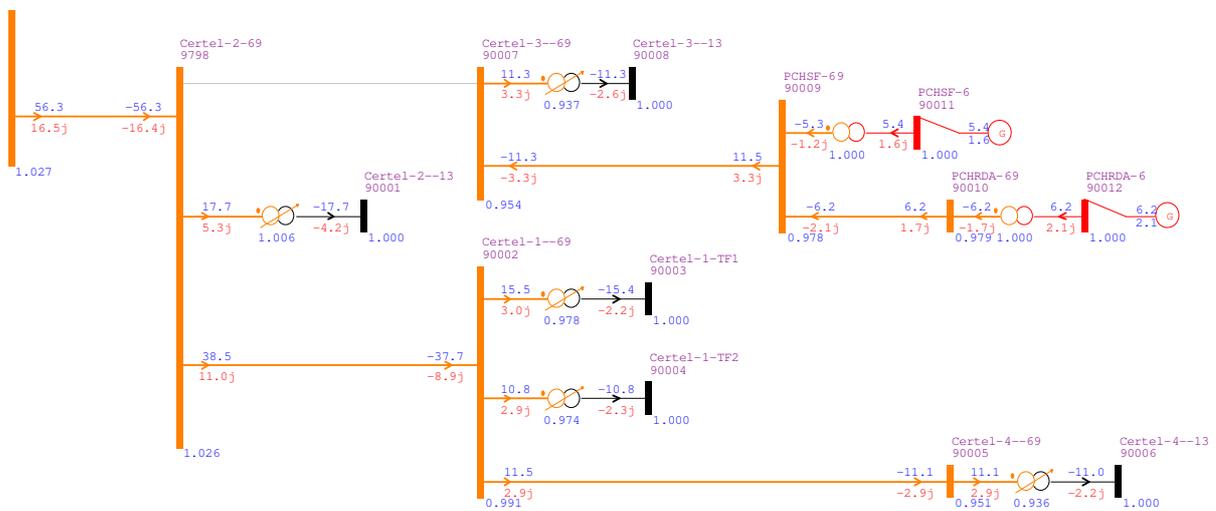


Figura 5.6 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Pesada

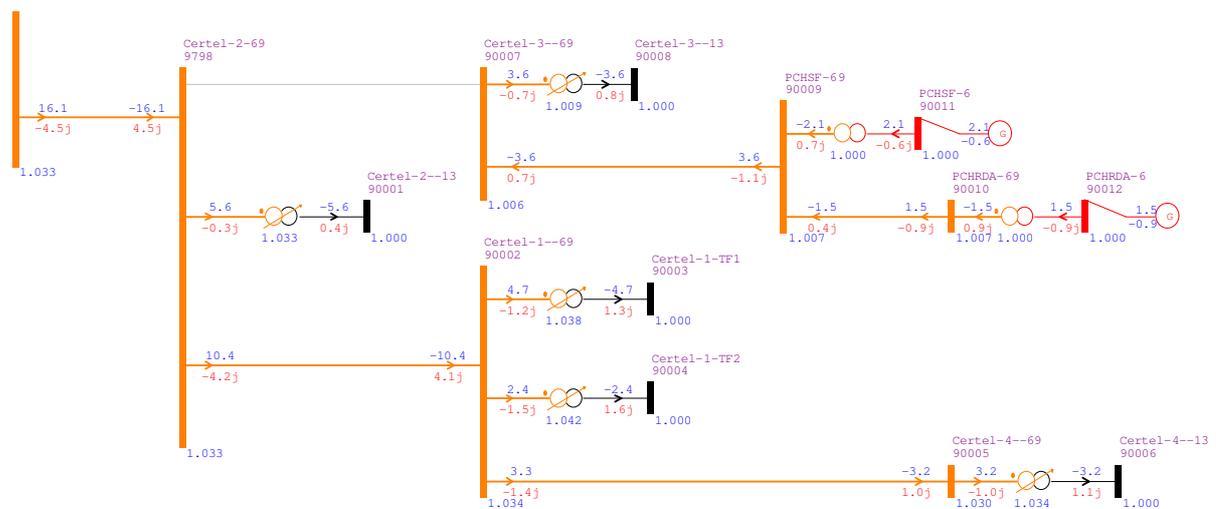


Figura 5.7 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Leve

A partir das simulações apresentadas nas figuras acima, pode-se verificar que, tanto para a operação do sistema em modo ilhado intencionalmente operando em regime de carga leve, como em carga pesada, não há nenhuma transgressão das capacidades das linhas e equipamentos, nem mesmo violação dos limites dos níveis de tensão.

Para a operação em regime de carga pesada, a tensão de chegada na barra 90007–Certel-3-69 é de 0,954 pu. Este valor de tensão não viola o limite operacional inferior de 0,95 pu, mas chega muito próximo ao limite. Neste caso, o comutador do transformador da subestação rebaixadora consegue adequar a tensão no barramento secundário. Cabe aqui ressaltar que, o comutador para o regime de carga pesada, está operando próximo de 2/3 dos TAPs disponíveis para elevação da tensão.

Com o intuito de facilitar a análise comparativa, são apresentados, na tabela 5.1, os resultados das simulações de fluxo de potência do sistema em estudo, para todos os cenários considerados, apresentando-se o valor da tensão na Barra de 69kV e o TAP de operação do Transformador Rebaixador da Subestação.

**Tabela 5.1 – Comparativo dos Cenários Simulados – Fluxo de Potência**

<i>Estudos de Fluxo de Potência</i>				
<i>Modo de Operação</i>	<i>Geração Distribuída</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Tensão Barra 90007</i>	<i>TAP Transformador</i>
Interligado	Desligada	Pesado	1,003	9
Interligado	Operando	Pesado	1,007	9
Interligado	Desligada	Leve	1,035	6
Interligado	Operando	Leve	1,028	7
Ilhado	Operando	Pesado	0,954	14
Ilhado	Operando	Leve	1,006	9

Desta forma, pode-se concluir que, sob o ponto de vista da análise de regime permanente, em relação aos estudos de fluxo de potência, existe viabilidade técnica de operação do sistema elétrico em modo ilhado intencional.

### 5.3 Estudo de Transitórios Eletromecânicos

Nesta seção serão realizadas as simulações e apresentados os resultados dos estudos de transitórios eletromecânicos. Será necessário avaliar o comportamento do sistema elétrico perante ocorrências de perturbações de grande impacto como, eliminação de curtos-circuitos, aumento e rejeição de carga, abertura de linhas, e verificar se o sistema é capaz de encontrar um novo ponto de operação após a ocorrência das perturbações.

Desta forma, serão realizadas diversas simulações do sistema mediante a aplicação de diversos tipos de perturbações em diferentes configurações do sistema, constituindo assim, cada uma das simulações, um caso específico, conforme apresentado na tabela 5.2.

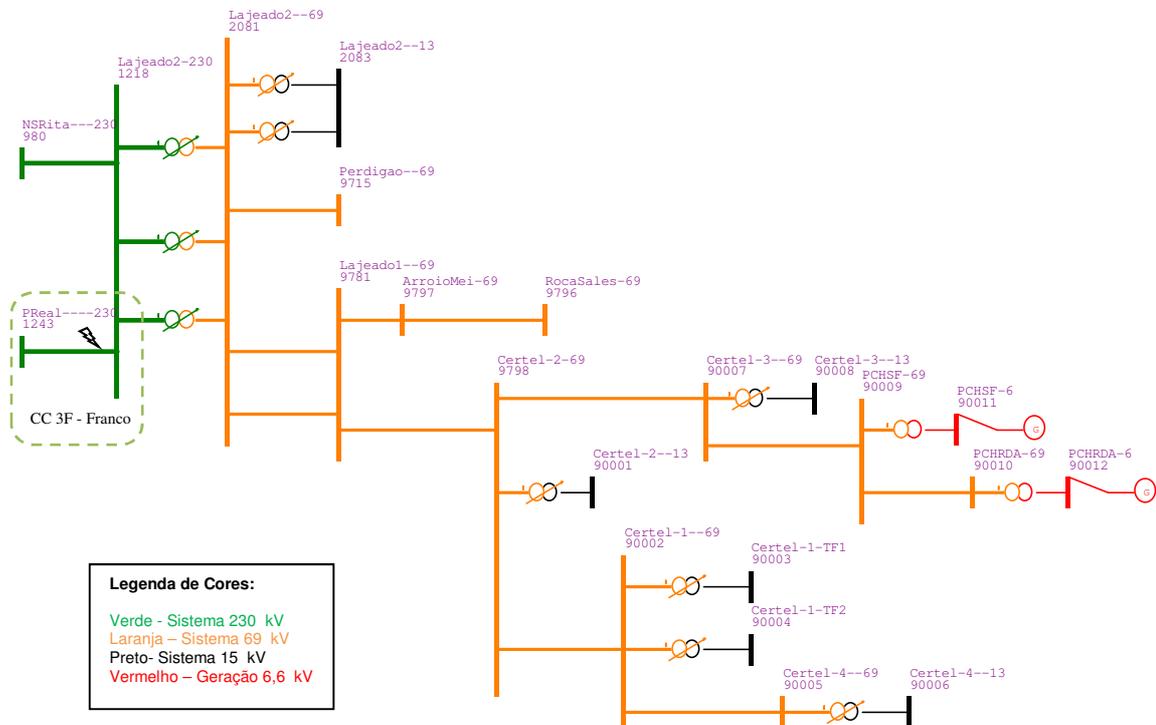
**Tabela 5.2 – Estudos de Caso – Estabilidade Transitória Angular**

<i>Estudos de Caso - Estabilidade Transitória Angular</i>				
<i>Caso</i>	<i>Nome do Caso</i>	<i>Modo de Operação</i>	<i>Patamar de Carga</i>	<i>Perturbação</i>
1	Evento Externo Certel Energia	Interligado	Pesado	Curto-Circuito Trifásico LT 230KV
2	Formação da Ilha	Interligado/Ilhado	Pesado	Abertura Linha 69kV (9798-90007)
3	Estudo do Sistema Ilhado - Operação em Modo Ilhado Intencional			
3.1	Rejeição de Carga	Ilhado	Pesado	Rejeição de Carga Barra 90008
3.2	Incremento de Carga	Ilhado	Leve	Incremento de Carga Barra 90008
3.3	Curto-Circuito	Ilhado	Pesado/Leve	Curto-Circuito Monofásico Barra 90008

#### 5.3.1 Caso 1 – Curto-circuito Trifásico LT Passo Real – Lajeado 2 – Sistema Interligado

O caso 1 tem o objetivo de verificar o comportamento da geração distribuída e do sistema elétrico em estudo, operando em modo interligado, perante uma perturbação no sistema de Transmissão que atende a região do Alto Taquari, isto é, defeito externo à área da Certel Energia. Foi simulado um curto-circuito franco, trifásico, na linha que interliga a Subestação Lajeado 2, barra 1218, e o Sistema Passo Real, barra 1243, na linha de 230 kV. O Curto-circuito foi simulado em 95%

da linha, próximo à Subestação de 230 kV Lajeado, como apresentado na figura 5.8 abaixo.



**Figura 5.8 – Curto-circuito Trifásico – LT 230kV Passo Real – Lajeado 2**

Nesta perturbação, conforme disposto nos procedimentos de rede do ONS, submódulo 23.3, o tempo de eliminação da falha se dá em até 150ms. Considerou-se para esta simulação a eliminação do curto-circuito em 100ms.

É importante salientar que, para esta simulação, o sistema está operando em regime de carga pesada, e a geração distribuída está com despacho máximo de potência de geração para o sistema, conforme diagrama de fluxo de potência apresentado na figura 5.9.

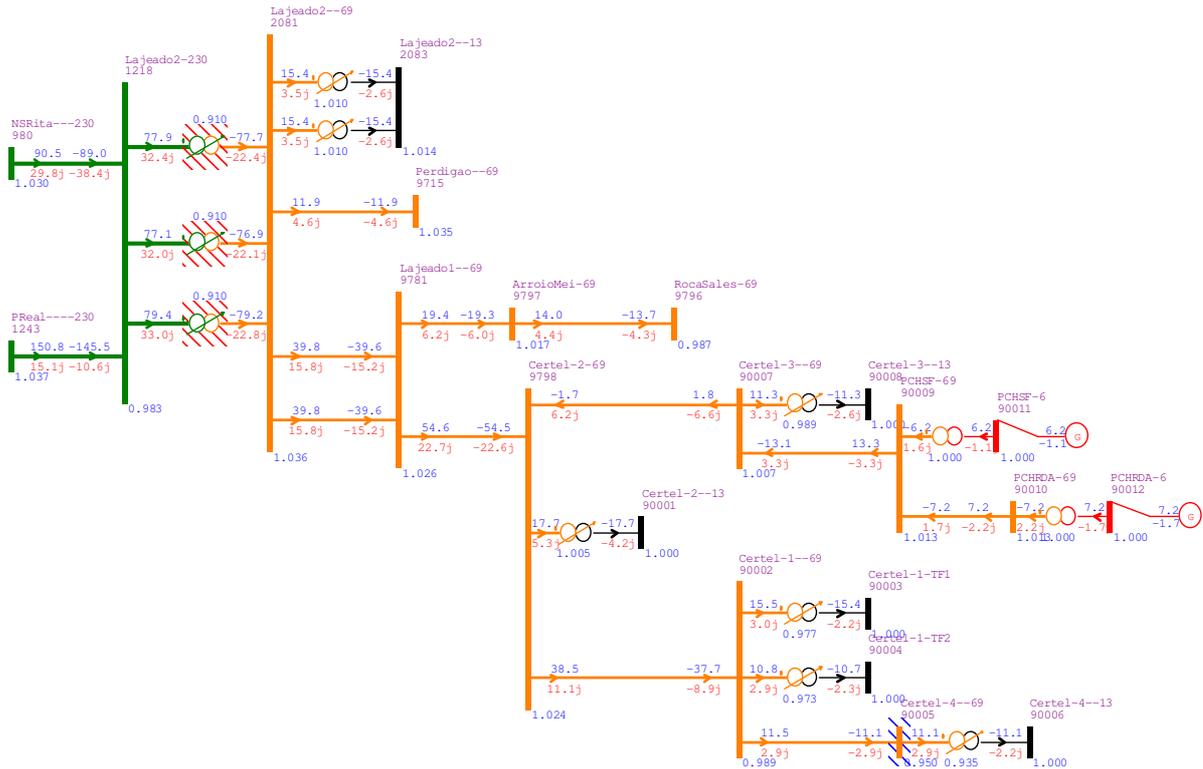


Figura 5.9 – Fluxo de Potência – Sistema Interligado – Região Alto Taquari

Para análise do comportamento do sistema elétrico perante as perturbações, foram monitoradas as variáveis mais significativas associadas às máquinas síncronas, como: defasagem angular do rotor, em graus; potência elétrica, em MW; frequência, em Hz; e módulo da tensão terminal, em pu. Também foram monitorados os módulos da tensão e a frequência na barra 90007-Certel-3-69. Os resultados desta simulação são apresentados nas figuras abaixo.

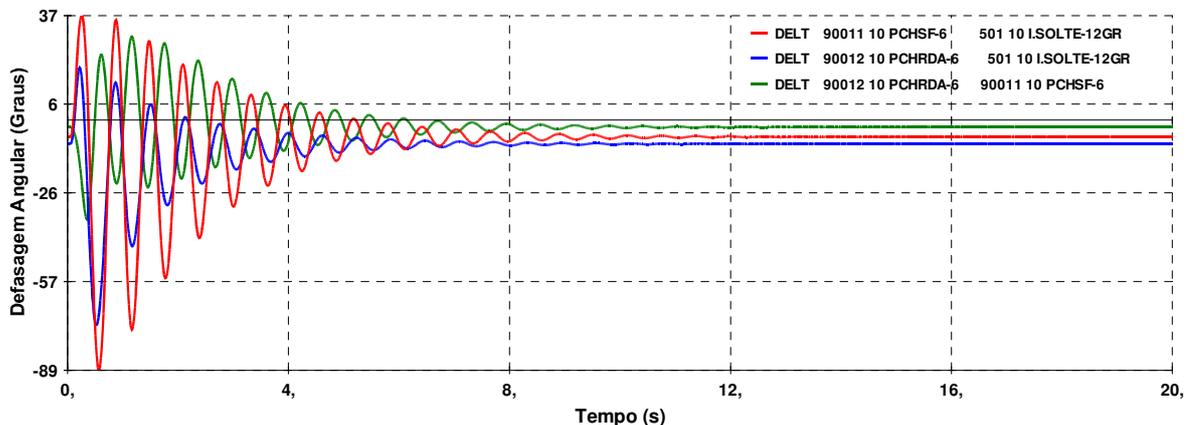
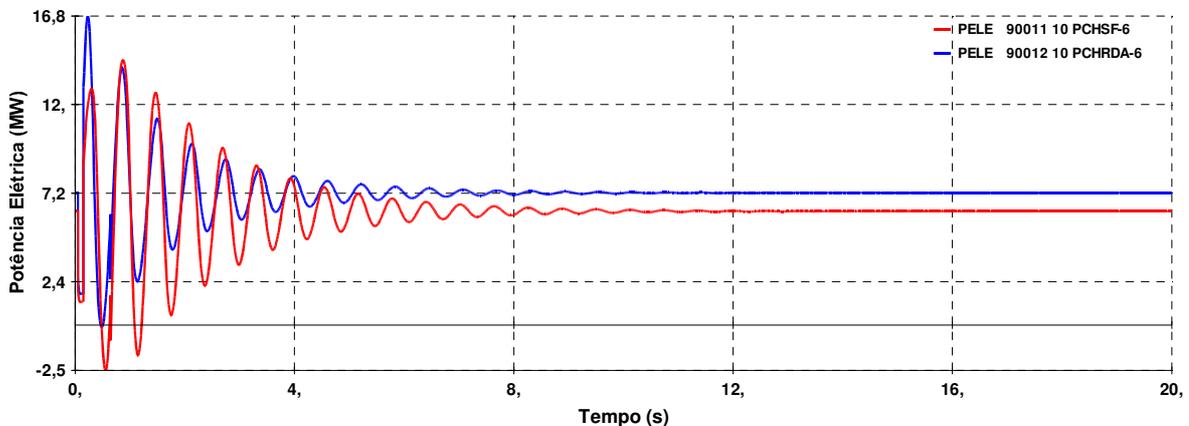


Figura 5.10 – Defasagem Angular Geradores

A figura 5.10 apresenta a variação da defasagem angular dos geradores distribuídos referenciados à máquina de referência do sistema em estudo, que neste caso é a Usina de Ilha Solteira. Pode-se verificar que, apesar de existir um grande defasamento angular das máquinas da geração distribuída nos instantes iniciais após a perturbação, o sistema ainda se mantém estável, não ocasionando a desconexão da geração distribuída.

A partir da figura 5.10, podemos verificar pela curva verde plotada a diferença angular entre as duas máquinas síncronas da Geração Distribuída, barra 90011 e barra 90012. A máxima diferença angular verificada foi de 35 graus, no início do ciclo transitório após a eliminação da perturbação.

As variações angulares dos rotores das máquinas síncronas provocam uma variação da potência elétrica entregue pelos geradores síncronos, como pode ser verificado na figura 5.11. Esta variação é atenuada em 8 s, mantendo o sistema novamente em operação normal após este período.

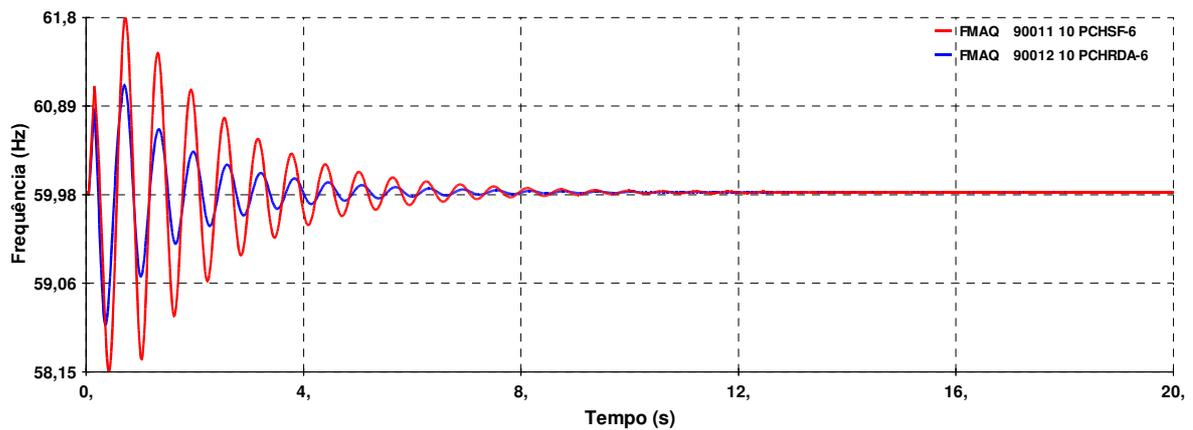


**Figura 5.11 – Potência Elétrica Geradores Distribuídos**

Como consequência da perturbação, as frequências das máquinas síncronas dos geradores distribuídos também sofrem uma oscilação transitória imediatamente após a perturbação. Como descrito no capítulo anterior, a frequência deve operar em regime permanente na faixa entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando da ocorrência de perturbações, a frequência pode permanecer acima de 62 Hz por, no máximo, 30s e acima de 63,5 Hz por, no máximo, 10s. Pode permanecer abaixo de 58,5 Hz, por no

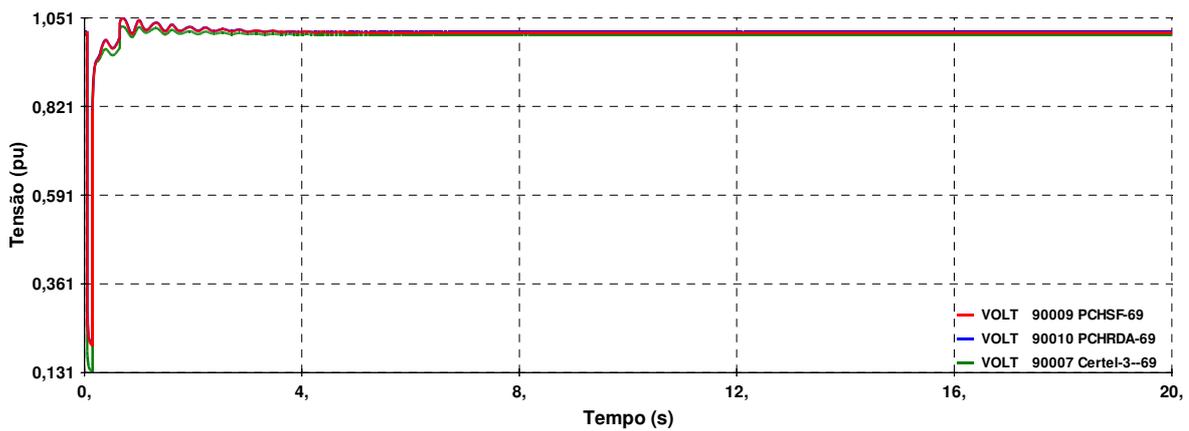
máximo, 10s e abaixo de 57,5 Hz por, no máximo, 5 s. A frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em hipótese alguma.

Pode-se verificar, a partir da figura 5.12, que as Gerações Distribuídas suportam a perturbação e voltam ao valor de referência em menos de 8 segundos, não transgredindo os limites de operação descritos anteriormente.



**Figura 5.12 – Frequência Geradores Distribuídos**

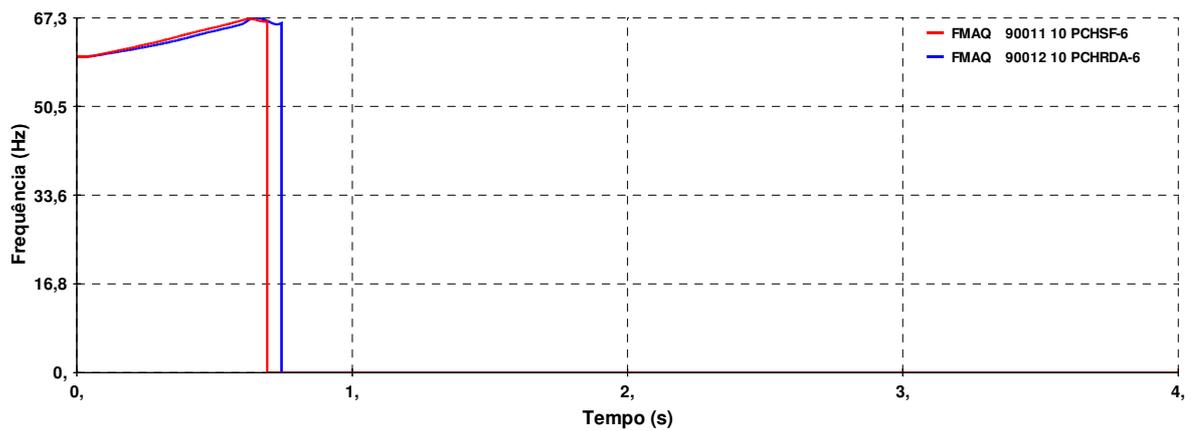
A figura 5.13 apresenta as tensões das barras dos geradores distribuídos, barra 90009 PCHSF-69 e barra 90010 PCHRDA-69, e da barra de conexão das Usinas, barra 90007 Certel-3-69. Pode-se verificar que, durante a perturbação, ocorre um afundamento natural da tensão, causado pelo curto-circuito aplicado próximo às barras monitoradas. Observa-se que, após a eliminação da perturbação, ocorre uma pequena elevação da tensão nas barras monitoradas, mas retornando aos níveis adequados em 4 segundos.



**Figura 5.13 – Tensão Geração e Subestação**

Analisando-se de forma geral esta simulação, verificou-se que, para a perturbação simulada, o sistema consegue manter-se estável. Todas as oscilações sofridas pelo sistema são atenuadas em um curto período de tempo, não prejudicando, desta forma, a operação do sistema.

A fim de verificar o limite de estabilidade da Geração Distribuída, foram realizadas simulações com o tempo de eliminação da perturbação maior que 100ms. Nestas simulações, para um curto-circuito trifásico, o limite de eliminação da perturbação é de 550ms. A partir deste tempo, os limites operacionais do sistema são transgredidos. A figura 5.14 demonstra a atuação da proteção de sobrefrequência das usinas, ocasionando o imediato desligamento das mesmas. A proteção de sub e sobre frequência das Usinas foi ajustada para o limite superior de 66 Hz e inferior de 56,5 Hz.



**Figura 5.14 – Atuação Proteção Sobre Frequência Usinas**

Sabe-se que a ocorrência de um curto-circuito trifásico tem remota possibilidade de ocorrer, apesar disto, a escolha desta perturbação foi devido ao fato dela causar maior impacto na Geração Distribuída.

Foram realizadas diversas simulações para o sistema interligado, tanto para curtos-circuitos trifásicos, como para curtos-circuitos monofásicos. Verificou-se que, para curtos circuitos trifásicos no sistema de 69 kV da Certel, o sistema somente seria estável se a atuação da proteção fosse em tempo menor que 130ms.

### 5.3.2 Caso 2 – Abertura da LT23 – Formação da Ilha

Como o objetivo deste estudo é a análise da viabilidade técnica do sistema operar em modo ilhado intencional, a simulação proposta neste caso verifica o comportamento da Geração Distribuída perante a manobra de formação da ilha.

Para a formação da ilha, a manobra a ser realizada consiste na abertura da linha de 69 kV, que interliga as barras 9798 Certel-2-69 e a barra 90007 Certel-3-69, conforme apresentado na figura 5.15.

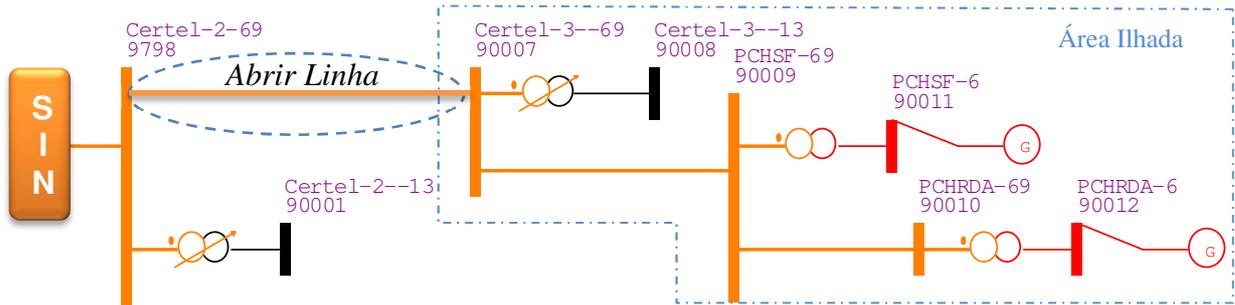


Figura 5.15 – Formação Ilhamento Intencional.

Da mesma forma que para o *Caso 1*, para esta simulação, considerou-se o sistema operando em regime de carga pesada, e a geração distribuída com despacho máximo de potência de geração para o sistema, conforme diagrama de fluxo de potência apresentado na figura 5.16.

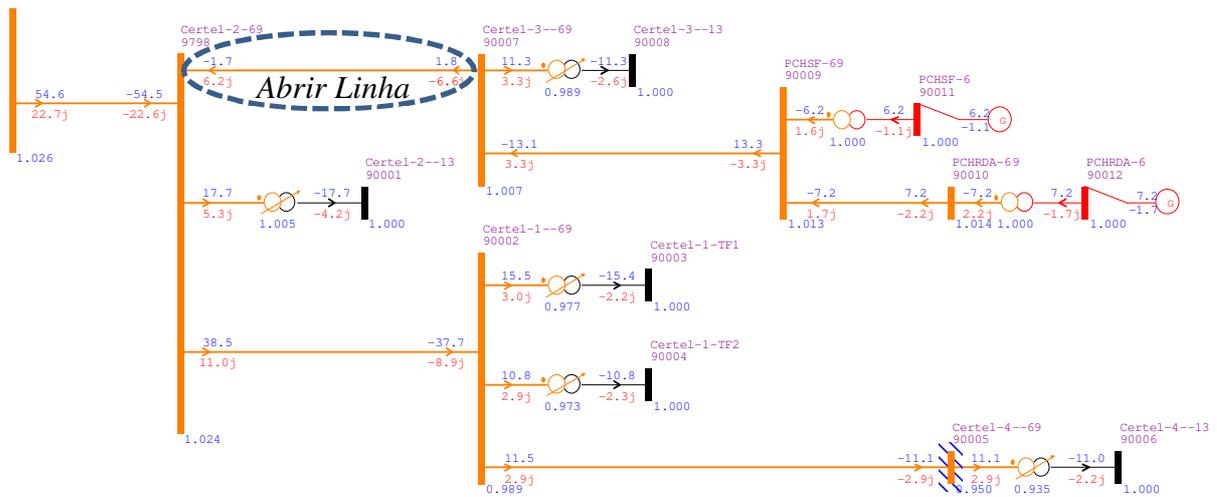
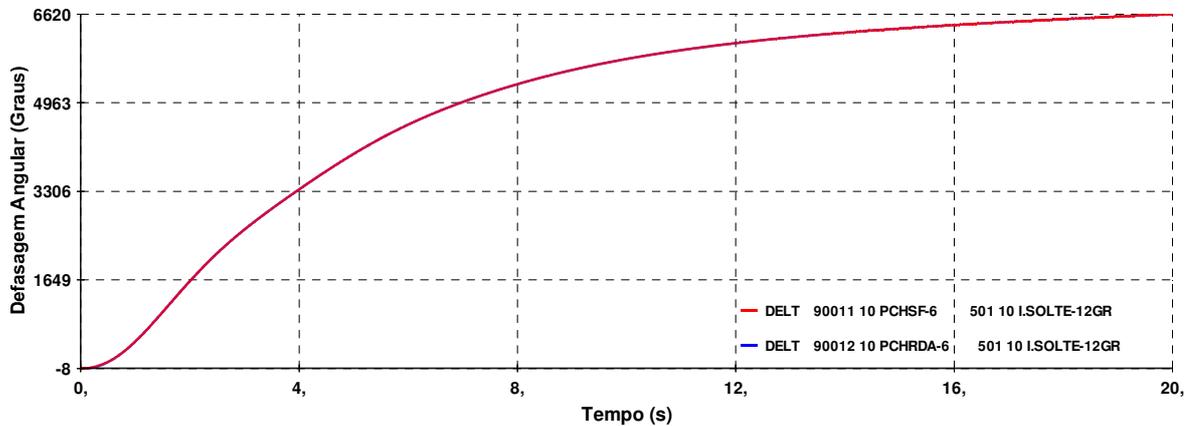


Figura 5.16 – Formação Ilhamento Intencional – Carga Pesada

Para a análise do comportamento da Geração Distribuída perante a manobra de formação da ilha, foram monitoradas as variáveis de defasagem angular do rotor, potência elétrica, potência mecânica, frequência e módulo da tensão terminal nas barras monitoradas.

A defasagem angular não será parâmetro de análise de estabilidade do sistema de Geração Distribuída. Como é resultado da diferença angular entre os Geradores Distribuídos e a referência, Ilha Solteira, esta defasagem angular tende a

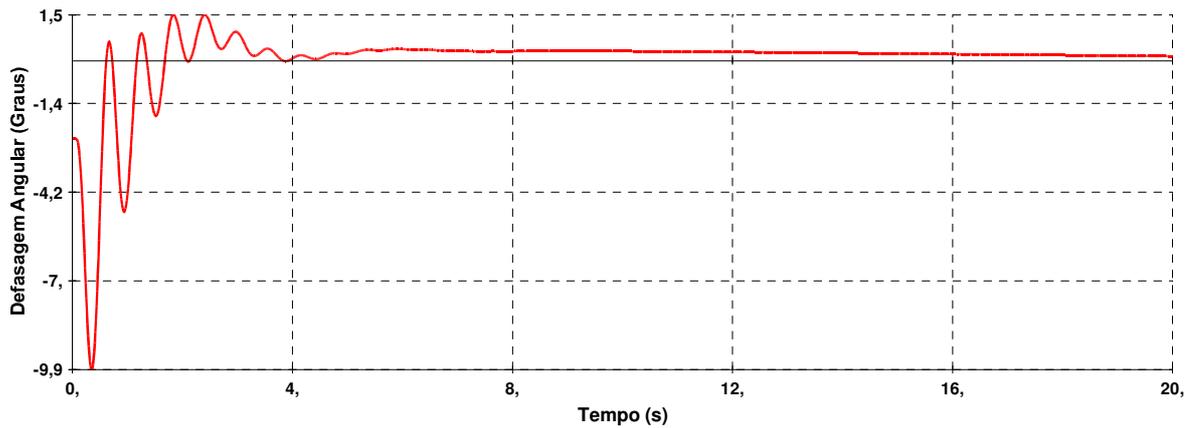
aumentar, não significando que o sistema seja instável. A figura 5.17 mostra a defasagem angular dos rotores das Gerações Distribuídas após a formação da Ilha.



**Figura 5.17 – Defasagem Angular Usinas Ilhado**

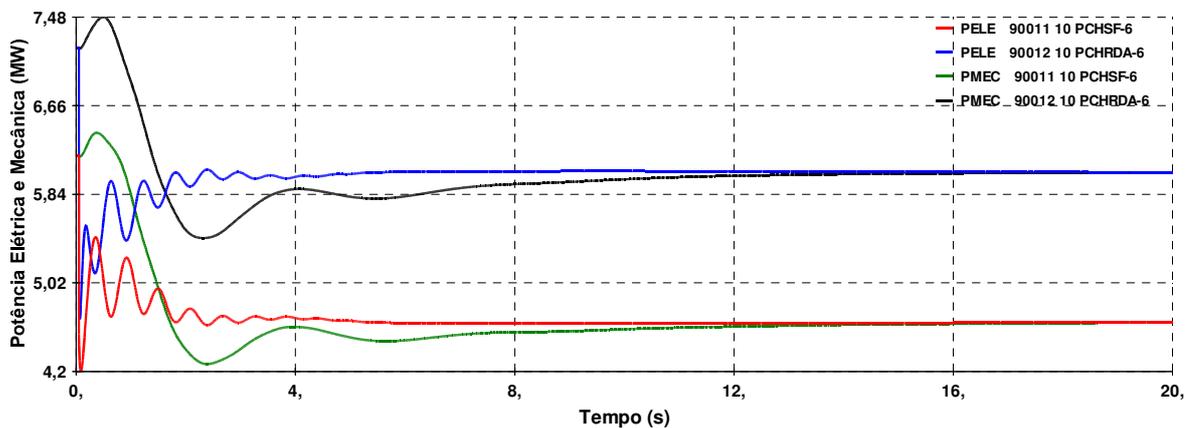
Como comentado anteriormente, a figura 5.17 não serve como critério para análise da viabilidade de operação do sistema em modo ilhado intencional, mas demonstra a necessidade de utilização da função ANSI 25, verificação de sincronismo ou check de sincronismo, no retorno da rede ilhada para a configuração interligada.

A figura 5.18 mostra a defasagem angular entre as duas usinas que compõem o sistema de Geração Distribuída. Pode-se verificar que a diferença angular entre os rotores das máquinas é pequena e que a maior variação ocorre quando da realização da manobra de ilhamento.



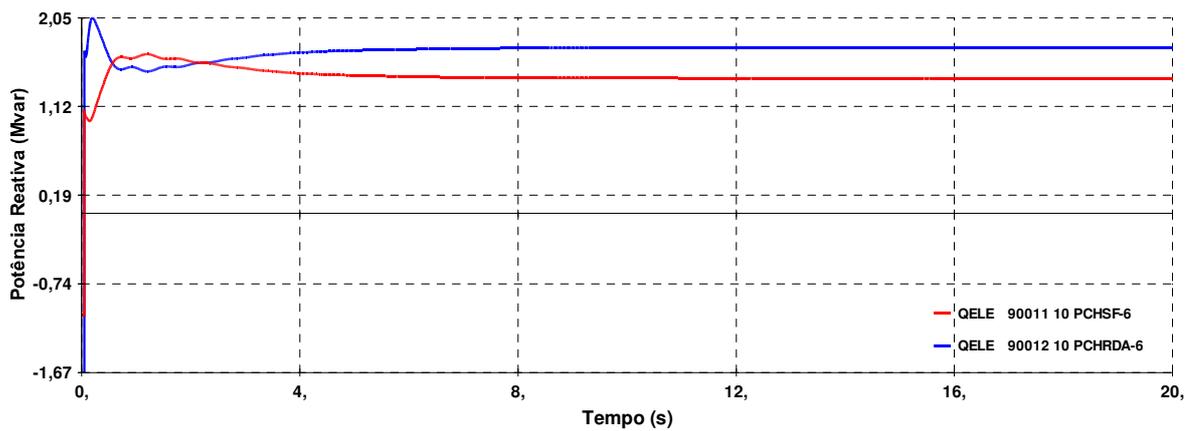
**Figura 5.18 – Defasagem Angular Geração Distribuídas**

Após a manobra de ilhamento do sistema, ocorre uma redução de potência de geração de aproximadamente 1,8 MW, que deixam de ser transmitidos para a barra 9798 Certel-2-69. Desta forma, ocorre uma adequação das potências de geração em função da carga remanescente a ser atendida na ilha, conforme pode ser verificado na figura 5.19.



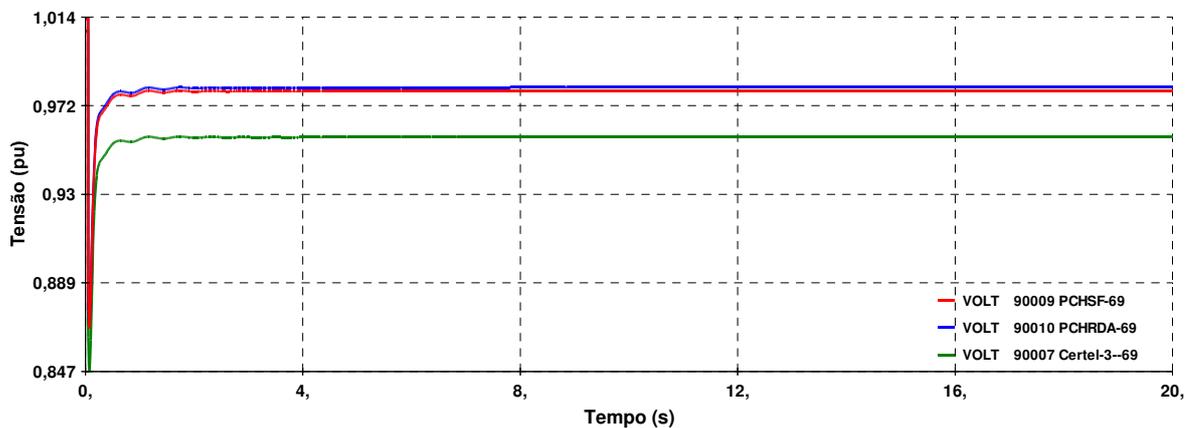
**Figura 5.19 – Potência Mecânica e Elétrica das Usinas**

Por outro lado, o ilhamento do sistema obriga as usinas hidrelétricas a fornecerem potência reativa ao sistema ilhado, a qual, antes do ilhamento, era fornecida pelo sistema interligado. A figura 5.20 demonstra o aumento da potência reativa das gerações distribuídas.



**Figura 5.20 – Potência Reativa das Usinas**

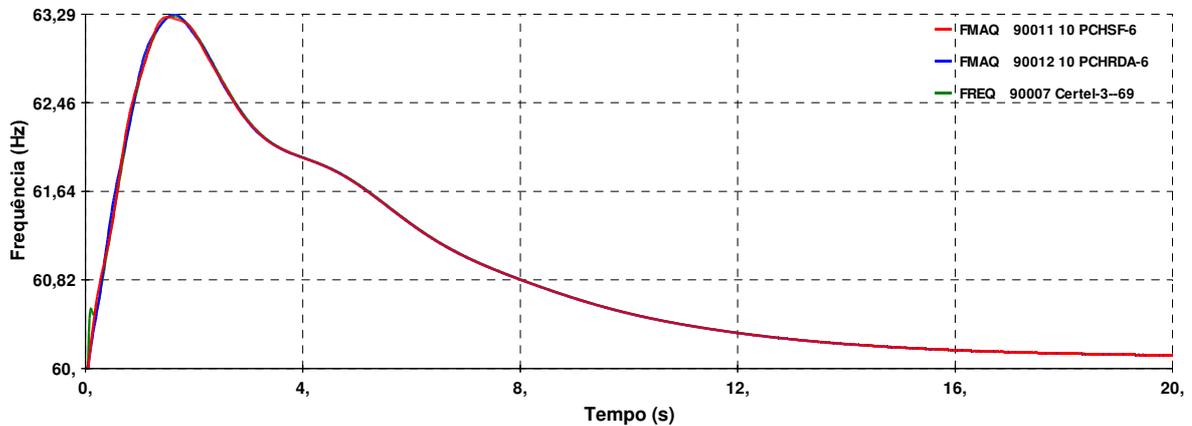
A fim de manter os níveis de tensão e frequência da ilha em valores adequados, os reguladores implementados nas gerações distribuídas devem ser capazes de adequar, de maneira rápida, a geração em função da carga, mantendo os níveis de tensão e frequência do sistema. As figuras 5.21 e 5.22 apresentam os valores das tensões e frequências do sistema após a manobra de ilhamento.



**Figura 5.21 – Tensões Usinas e Subestação Ilhada**

A tensão na barra 9007-Certel-3-69, após o ilhamento, tem uma redução de 0,05 pu em sua tensão, passando a operar com tensão no barramento em 0,95 pu, confirmando o valor já apresentado no estudo de fluxo de potência. Esta redução

não afeta os clientes atendidos pela Subestação, pois o Comutador Sob Carga do Transformador é capaz de ajustar a tensão dos Alimentadores de 13,8 kV.



**Figura 5.22 – Frequência Usinas e Subestação Ilhada**

Com relação à frequência, pode-se notar um aumento inicial da frequência em virtude da redução de carga atendida pela geração, quando do ilhamento do sistema. Em aproximadamente 1,5 segundos após a manobra, a frequência já começa a decair e, em 16 segundos, já se encontra em regime novamente. A frequência em regime permanente, após os 20s, está em 60,1 Hz, um pouco acima da frequência nominal, mas dentro do limite operativo. Como descrito no caso anterior, a frequência deve operar em regime permanente na faixa entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando da ocorrência de perturbações, a frequência pode permanecer acima de 62 Hz por, no máximo, 30s e acima de 63,5 Hz por, no máximo, 10s e não exceder os 66 Hz, o que é respeitado nesta simulação.

Analisando-se o sistema para o evento estudado, pode-se inferir que o mesmo é estável e é capaz de suportar o evento simulado. As diferenças encontradas nas tensões e frequências do sistema antes e depois da manobra não trazem prejuízos à operação do sistema elétrico.

De acordo com as referências bibliográficas utilizadas, o balanço energético entre geração e carga é de fundamental importância para a estabilidade do sistema perante a manobra de ilhamento. A partir da análise das simulações, fica claro que a redução da geração para o atendimento das cargas da ilha faz com que a frequência

das máquinas e do sistema tenham um aumento em seu valor. Este aumento da frequência está diretamente relacionado à redução da geração em função da não transmissão da energia sobressalente para o sistema interligado, ou seja, redução da carga a ser atendida pela geração.

Desta forma, através de inúmeras simulações com diferentes montantes de carga e geração, observou-se que a diferença entre geração e carga a ser “suprimida”, após a manobra de ilhamento, deverá ser de, no máximo, 4MW. Montantes acima deste valor fazem com que os valores operacionais da frequência superem os limites estabelecidos no capítulo 4, e as proteções de sobre frequência dos geradores distribuídos atuem retirando a geração, imediatamente após a transgressão dos limites estabelecidos.

Em relação ao processo de reconexão do sistema ilhado ao sistema interligado, foram realizados estudos específicos para a reconexão. Como na manobra de reconexão não haverá excesso de geração, o sistema responderá de maneira estável à manobra, não ocasionando problema na operação do sistema. É preciso ressaltar que, no momento, não há equipamentos que verifiquem o check de sincronismo (função ANSI 25) no ponto de interligação do sistema ilhado com o sistema interligado, assim, a volta do sistema ilhado para operação interligada somente será possível com desligamento momentâneo do sistema ilhado.

### **5.3.3 Caso 3 – Estudo do Sistema Ilhado – Operação em Modo Ilhado Intencional**

De acordo com o verificado nos *Casos 1 e 2*, tanto para perturbações no sistema interligado, quanto para a perda da interligação com o sistema, os limites dinâmicos das máquinas síncronas dos geradores distribuídos não foram superados. Além disso, a frequência e a tensão do sistema se mantiveram dentro dos valores aceitáveis.

Como o objetivo deste estudo é a análise da viabilidade técnica do sistema operar em modo ilhado intencional, as simulações propostas neste caso avaliam o comportamento da Geração Distribuída e do sistema ilhado perante as perturbações ocorridas no sistema, quando operando em modo ilhado intencional.

Desta forma, a fim de analisar a estabilidade transitória da rede elétrica ilhada, o sistema deverá ser capaz de suportar aumento e rejeição de carga e curtos-circuitos nos alimentadores de 13,8 kV.

Inicialmente, a fim de se avaliar o comportamento do sistema perante um evento de rejeição de carga, considerou-se, para as simulações do Caso 3, o sistema operando em regime de carga pesada, conforme diagrama de fluxo de potência apresentado na figura 5.23. Contudo, para a análise do sistema perante o incremento de carga, considerou-se o sistema operando em regime de carga leve, conforme diagrama de fluxo de potência, apresentado na figura 5.24.

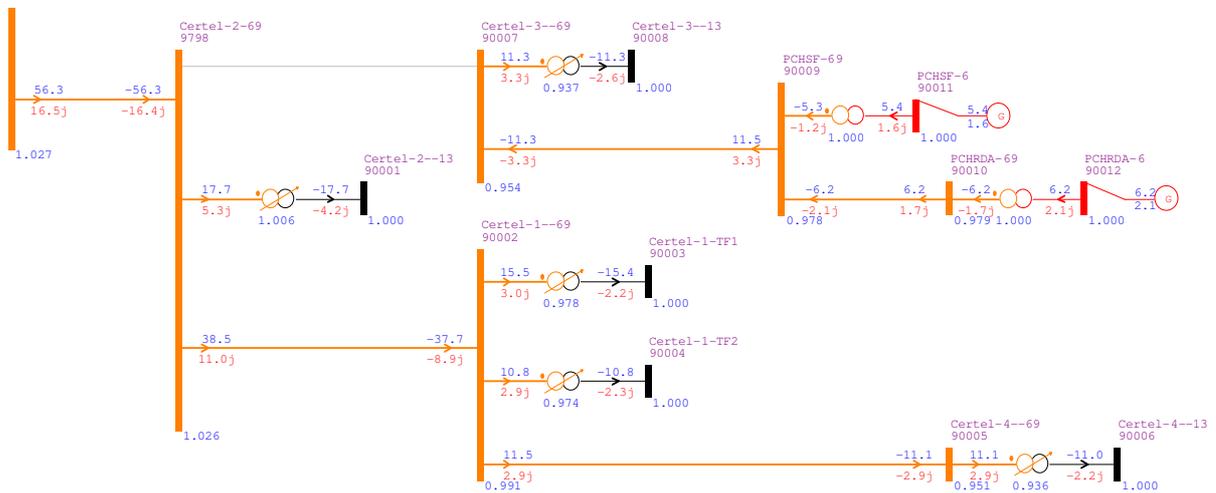


Figura 5.23 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Pesada – Rejeição de Carga

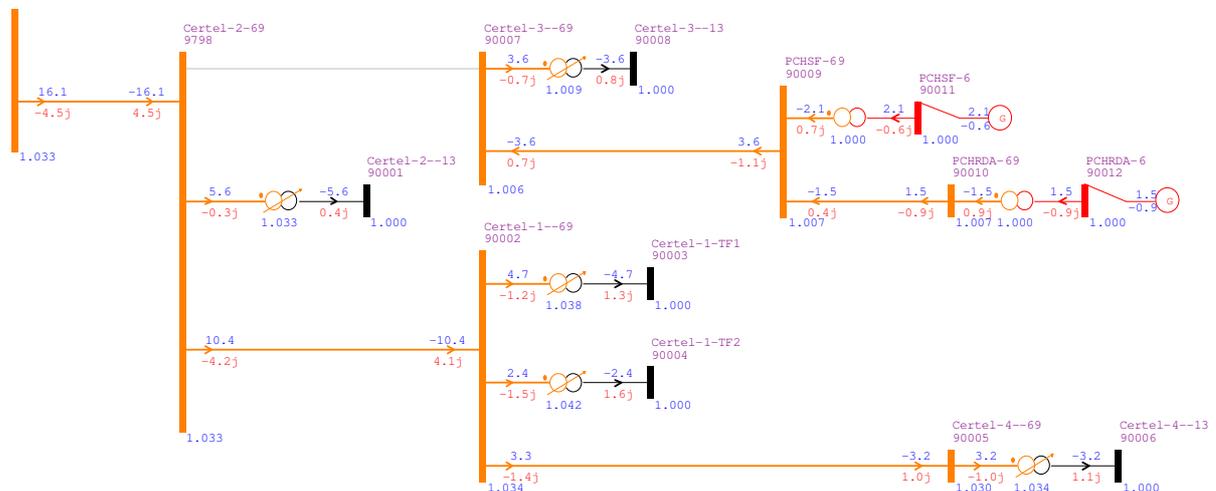


Figura 5.24 – Fluxo de Potência Sistema Ilhado – Carga Leve – Incremento de Carga

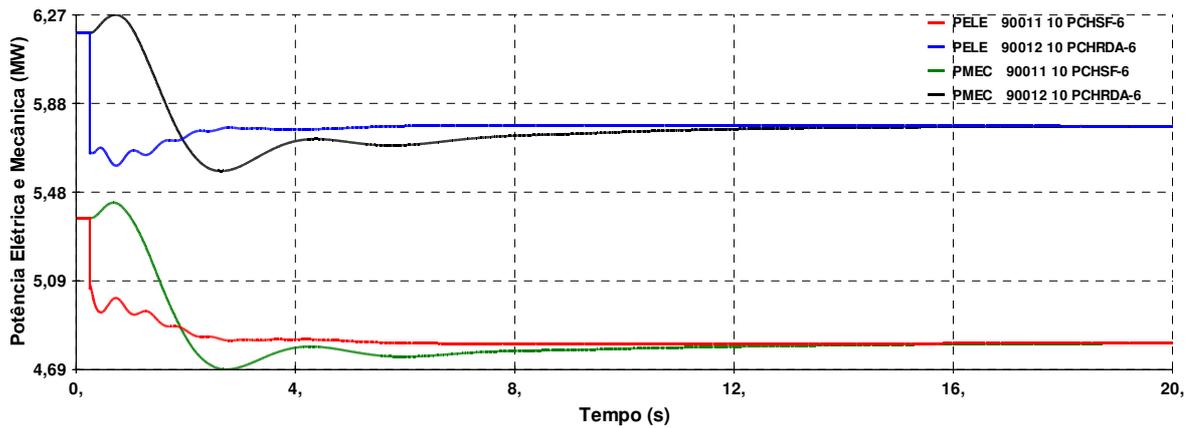
Para a análise do comportamento do sistema elétrico perante eventos de rejeição e aumento de carga, foram realizadas inúmeras simulações com a redução e aumento dos montantes de carga na barra 90008 Certel-3-13. Foram realizadas, reduções e incrementos graduais de carga com degraus de 1MW, até que os limites de tensão ou frequência fossem transgredidos.

Cabe ressaltar que a estratégia, ou modo de operação dos controles ajustados nos geradores distribuídos, é o método de compartilhamento de carga ativa, isto é, modo de controle em estatismo permanente ou de inclinação (“droop”). Neste modo, os controles dos geradores distribuídos estão ajustados para o modo de controle que se encarrega de regular a tensão e ajustar a frequência, segundo uma característica de inclinação ou queda de tensão com a frequência. Os ajustes dos controladores foram apresentados conforme exposto no capítulo anterior.

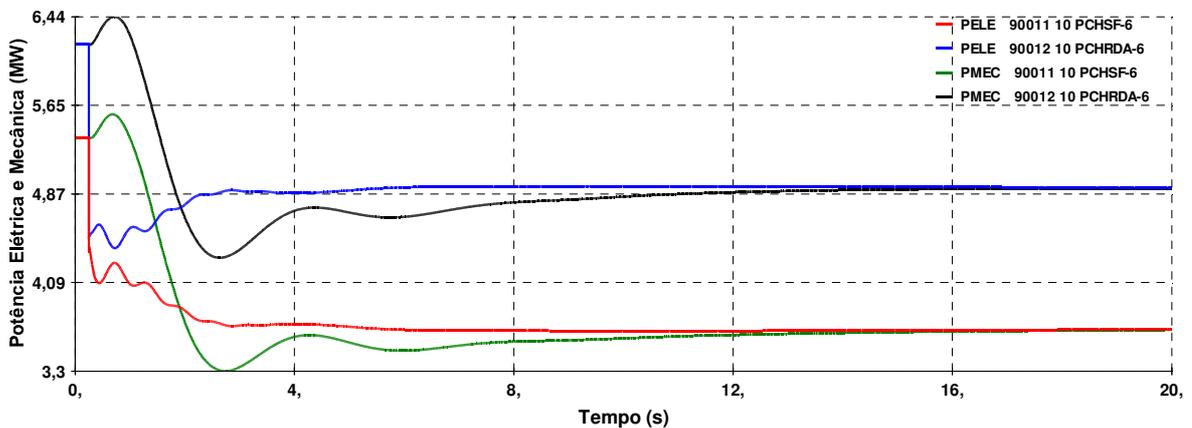
Os resultados do desempenho dinâmico dos geradores distribuídos perante as simulações de rejeição e aumento de carga são apresentados nos *Casos 3.1 e 3.2*, respectivamente.

#### *5.3.3.1 Caso 3.1 – Rejeição de Carga – Operação em Modo Ilhado Intencional*

As figuras 5.25 e 5.26 apresentam o comportamento dinâmico das máquinas das gerações distribuídas perante a rejeição de carga aplicada ao sistema. Pode-se verificar que as gerações distribuídas suportam bem esta rejeição, estabilizando o sistema em poucos segundos, equilibrando a Potência Mecânica com a Potência Elétrica, tanto para a rejeição de carga de 1MW, como para a rejeição de 3MW.

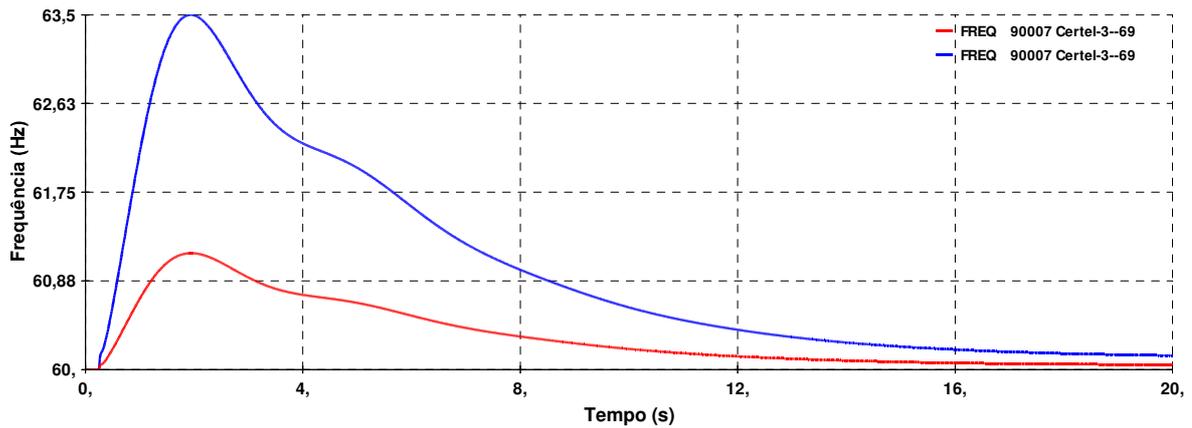


**Figura 5.25 – Rejeição de Carga 1MW**

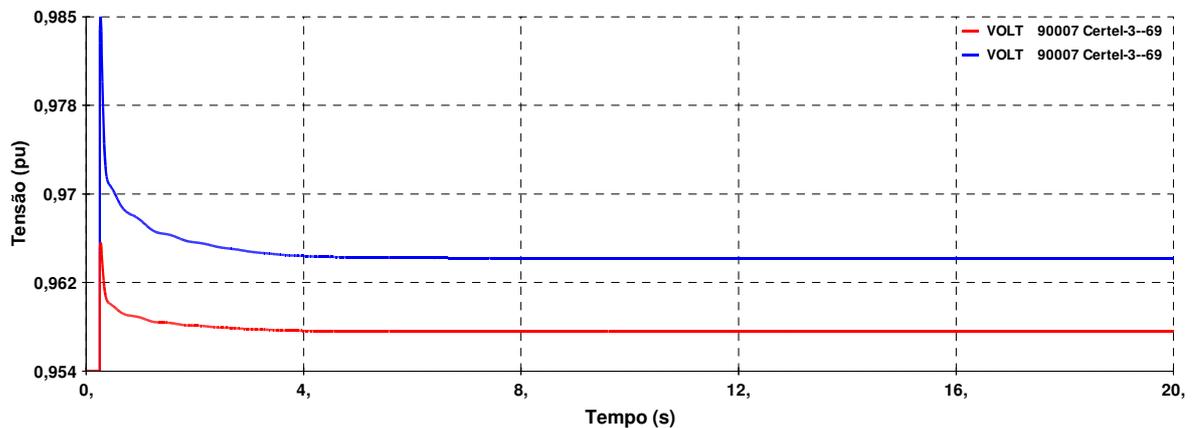


**Figura 5.26 – Rejeição de Carga 3MW**

A variação da carga a ser atendida pela geração distribuída resulta em uma variação da frequência e da tensão do sistema, as quais não podem superar os limites operacionais do sistema. As figuras 5.27 e 5.28 apresentam a variação da frequência e da tensão para as rejeições de carga aplicadas ao sistema. A fim de facilitar a análise comparativa, foram plotadas, no mesmo gráfico de frequência e de tensão, os valores obtidos nas simulações. As variáveis analisadas são referentes à barra 90007 Certel-3-69. As curvas em vermelho representam a frequência e a tensão do barramento para a rejeição de carga de 1MW, enquanto as curvas em azul representam a rejeição de carga de 3MW.



**Figura 5.27 – Frequência do sistema para Rejeição de Carga 1MW e 3MW**

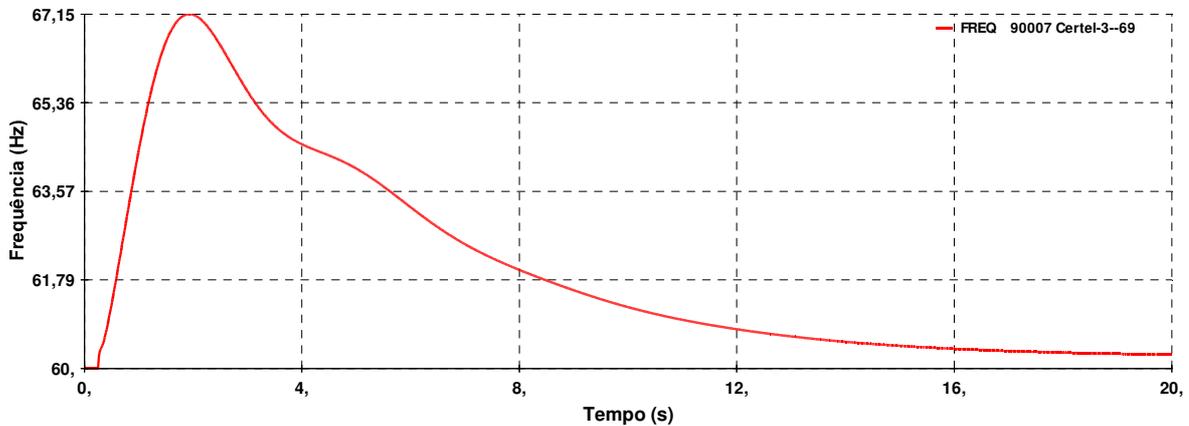


**Figura 5.28 – Tensão do sistema para Rejeição de Carga 1MW e 3MW**

Verifica-se, a partir das figuras acima, que, imediatamente após a rejeição de carga, há uma elevação do valor da frequência e da tensão no barramento. Os limites superiores de frequência e tensão não são superados, não afetando, desta forma, a operação do sistema. Cabe observar que os controles dos geradores distribuídos conseguem atuar de forma a atenuar a elevação da frequência e tensão e adequar o sistema de geração para o atendimento dos parâmetros operacionais, dentro do tempo estipulado pelo órgão regulador ANEEL e ONS, conforme proposto no capítulo anterior.

Após inúmeras simulações, verificou-se que o sistema não atenderia os limites operacionais de frequência, quando o montante de carga a ser rejeitada superaria o valor de 6MW, isto é, aproximadamente 50% de rejeição de carga. Esta

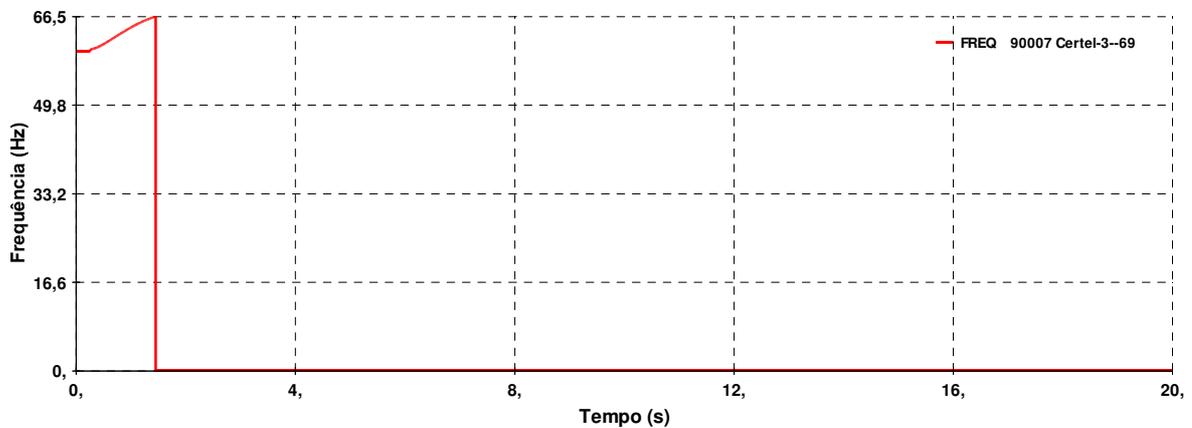
rejeição resulta em uma frequência de 67,15 Hz, superando o valor limite de 66 Hz estabelecido pelo órgão regulador.



**Figura 5.29 – Frequência do sistema para Rejeição de Carga 6MW**

Neste caso, o sistema de proteção das usinas deve atuar imediatamente, retirando as usinas de operação. A figura 5.29 demonstra o comportamento da frequência do sistema para a rejeição de carga crítica, apresentando o valor da transgressão da frequência sem a atuação da proteção.

A figura 5.30 mostra a atuação da proteção das usinas, devido à transgressão do limite máximo da frequência do sistema.



**Figura 5.30 – Atuação da Proteção das Usinas para Rejeição de Carga 6MW**

A partir da simulação de rejeição de carga, observou-se que a geração distribuída tem um comportamento dinâmico satisfatório para a operação do sistema em modo ilhado, mas, mesmo sendo capaz de atenuar e adequar os montantes de potência mecânica e elétrica nas usinas, dependendo do montante de carga a ser rejeitado, os limites operacionais de frequência podem não ser atendidos.

### 5.3.3.2 Caso 3.2 – Aumento de Carga – Operação em Modo Ilhado Intencional

De forma análoga ao Caso 3.1, onde foi analisado o comportamento dinâmico das máquinas das gerações distribuídas perante a rejeição de carga aplicada ao sistema, este caso tem o objetivo de analisar o comportamento dinâmico do sistema para o incremento de carga no sistema.

As figuras 5.31 e 5.32 apresentam o comportamento dinâmico das máquinas das gerações distribuídas perante o incremento de carga aplicada ao sistema. Pode-se verificar que as gerações distribuídas suportam bem o aumento de carga, estabilizando o sistema em poucos segundos, equilibrando a Potência Mecânica com a Potência Elétrica, tanto para o aumento de carga de 1MW, como para o aumento de 2MW.

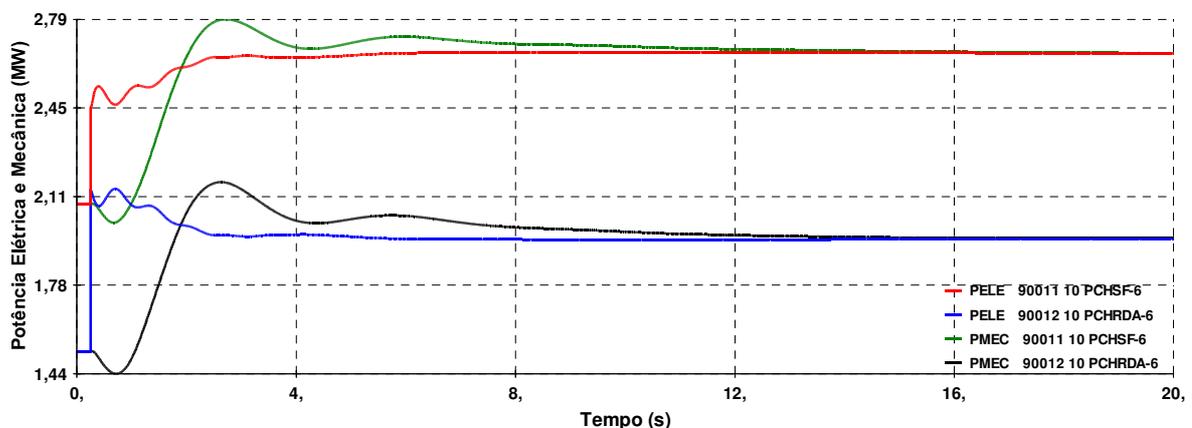
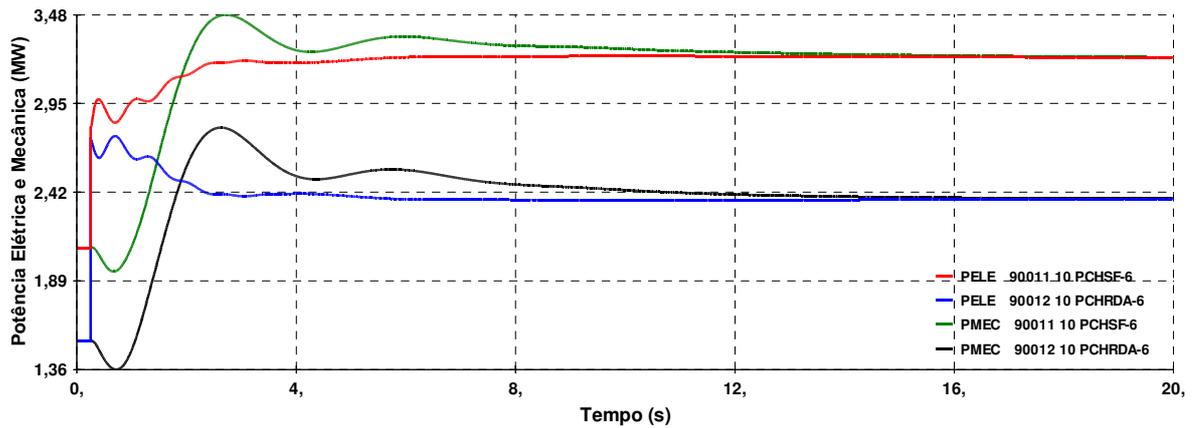


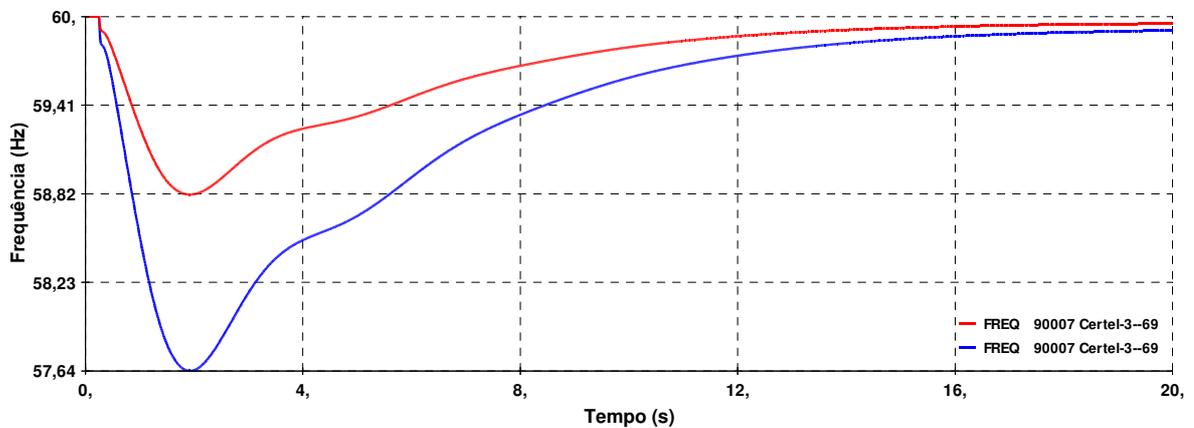
Figura 5.31 – Aumento de Carga 1MW



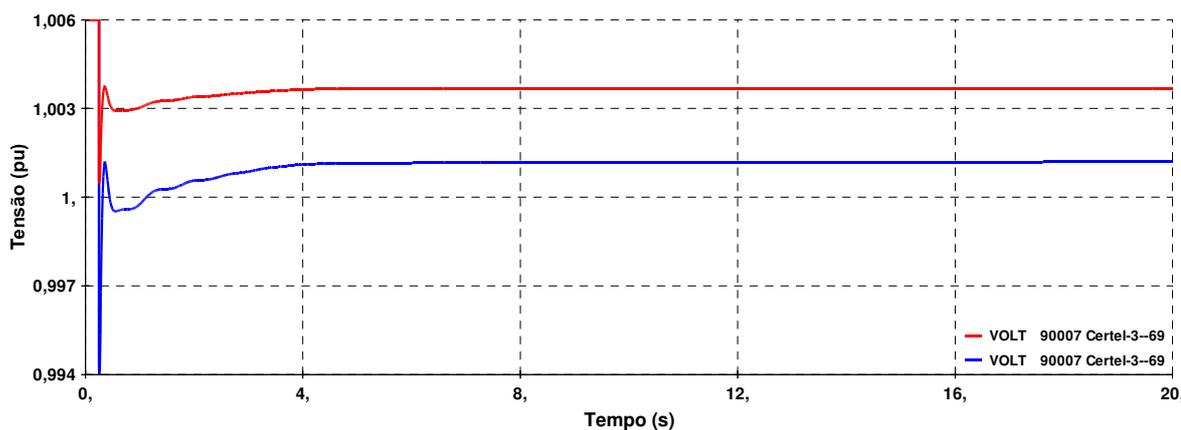
**Figura 5.32 – Aumento de Carga 2MW**

A variação da carga a ser atendida pela geração distribuída resulta em uma variação da frequência e da tensão do sistema, as quais não podem exceder os limites operacionais do sistema. De maneira contrária ao que ocorre na rejeição de carga, para eventos com aumento de carga, ocorre uma diminuição dos valores de frequência e tensão, como pode ser verificado nas figuras 5.33 e 5.34.

A fim de facilitar a análise, foram plotadas, no mesmo gráfico de frequência e de tensão, os valores obtidos nas simulações. As variáveis analisadas são referentes à barra 90007 Certel-3-69. As curvas em vermelho representam a frequência e a tensão do barramento para o incremento de carga de 1MW, enquanto as curvas em azul representam o incremento de carga em 2MW.



**Figura 5.33 – Frequência do sistema para Aumento de Carga 1MW e 2MW**

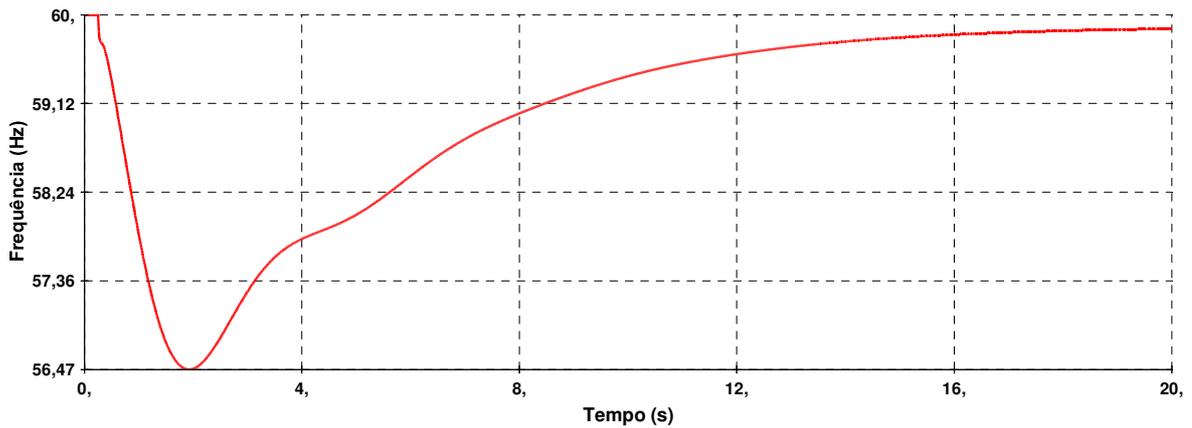


**Figura 5.34 – Tensão do sistema para Aumento de Carga 1MW e 2MW**

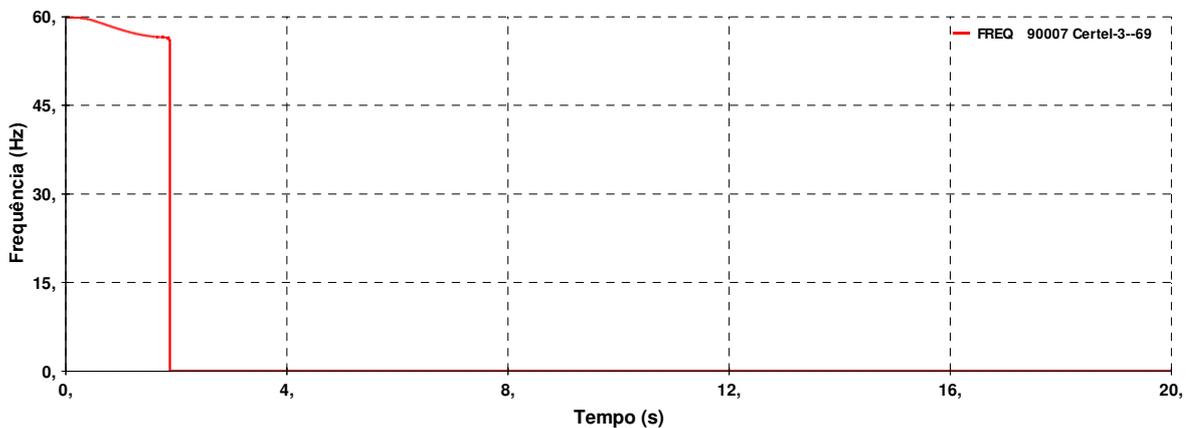
Como descrito no capítulo anterior, a frequência deve operar em regime permanente na faixa entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Quando da ocorrência de perturbações, a frequência pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por, no máximo, 10s e abaixo de 57,5 Hz por, no máximo, 5s e não pode ser inferior a 56,5 Hz. Já a tensão deverá estar na faixa de operação entre 0,95 pu e 1,05 pu.

Pode-se verificar, nas figuras 5.33 e 5.34, que, imediatamente após o incremento de carga, há uma diminuição do valor da frequência e da tensão no barramento. Apesar disto, não há transgressão dos limites de frequência e tensão, não afetando a operação do sistema. Cabe observar que os controles dos geradores distribuídos conseguem atuar de forma a atenuar os afundamentos de tensão e frequência e adequar o sistema de geração para o atendimento dos parâmetros operacionais, dentro do tempo estipulado pelo órgão regulador ANEEL e ONS, de forma semelhante às simulações de rejeição de carga.

Após inúmeras simulações, verificou-se que o sistema não atenderia aos limites operacionais de frequência, quando o montante de carga a ser aumentado fosse superior a 3 MW, resultando em uma frequência de 56,47 Hz, superando o valor limite estabelecido pelo órgão regulador. Neste caso, o sistema de proteção de subfrequência das usinas atua imediatamente, retirando as usinas de operação. As figuras 5.35 e 5.36 demonstram o comportamento do sistema para o aumento de carga crítica, apresentando o valor da transgressão da frequência e a atuação da proteção das usinas.



**Figura 5.35 – Frequência do sistema para Aumento de Carga 3MW**



**Figura 5.36 – Atuação da Proteção das Usinas para Aumento de Carga 3MW**

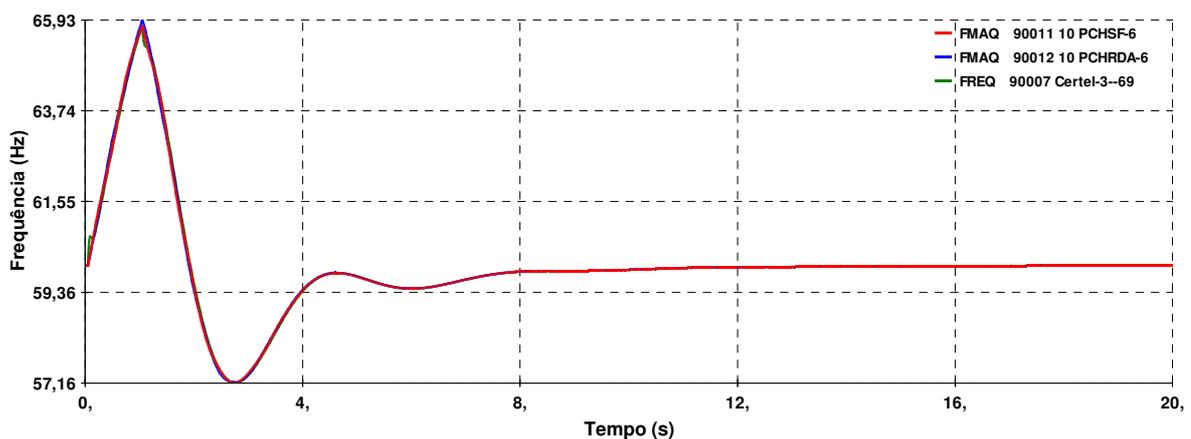
A partir das simulações de aumento de carga, observou-se que a geração distribuída tem um comportamento dinâmico satisfatório para a operação do sistema em modo ilhado. Porém, mesmo sendo capaz de adequar os montantes de potência mecânica e elétrica das usinas e manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais, o aumento de carga a partir de certos montantes causa a transgressão dos limites mínimos de frequência do sistema.

### 5.3.3.3 Caso 3.3 – Curto-circuito – Operação em Modo Ilhado Intencional

A partir da análise dos *Casos 3.1 e 3.2*, verificou-se o comportamento dinâmico do sistema para as variações nos montantes de carga do sistema, todavia, torna-se necessária a análise do comportamento dos geradores distribuídos perante as perturbações de curto-circuito.

Para avaliar o comportamento dinâmico das gerações distribuídas perante a ocorrência de curtos-circuitos nos alimentadores da Subestação Ilhada, iremos simular, inicialmente, um curto monofásico na barra 90008 Certel-3-13. A escolha do curto-circuito monofásico se deve ao fato de ser a perturbação com maior probabilidade de ocorrência em alimentadores aéreos.

Os Alimentadores da subestação ilhada utilizam, como equipamentos de proteção, relés de sobrecorrente de fase e de neutro, que possuem ajustadas as unidades temporizadas (ANSI 51/51N) e instantâneas (ANSI 50/50N). Sendo assim, o curto-circuito para esta simulação será eliminado pela unidade temporizada em um tempo de 1 segundo.

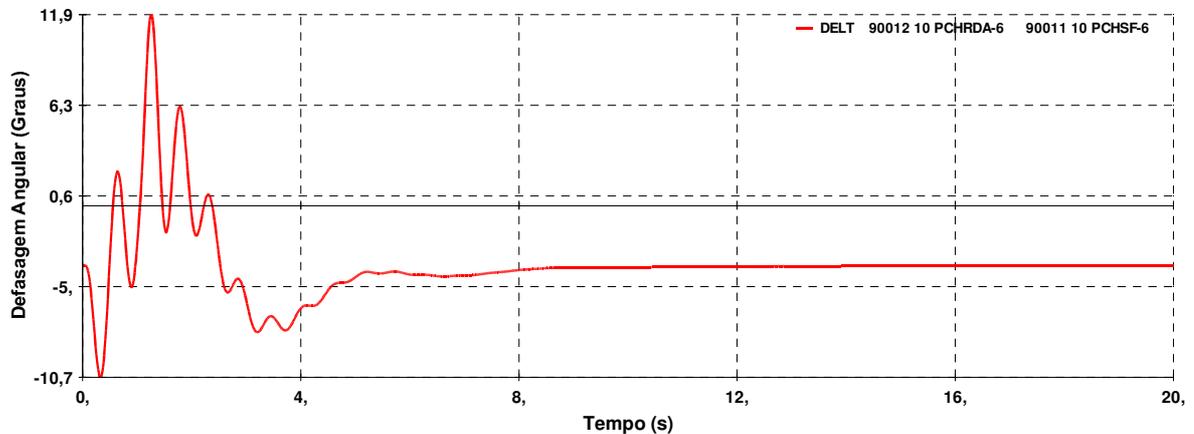


**Figura 5.37 – Frequência do sistema para Curto-circuito 1F**

A figura 5.37 mostra a variação da frequência do sistema, medida na barra de 69 kV das Subestações, durante e após a eliminação do curto-circuito. Verifica-se que a frequência atinge um valor máximo de 65,93 Hz e mínimo de 57,16 Hz, dentro

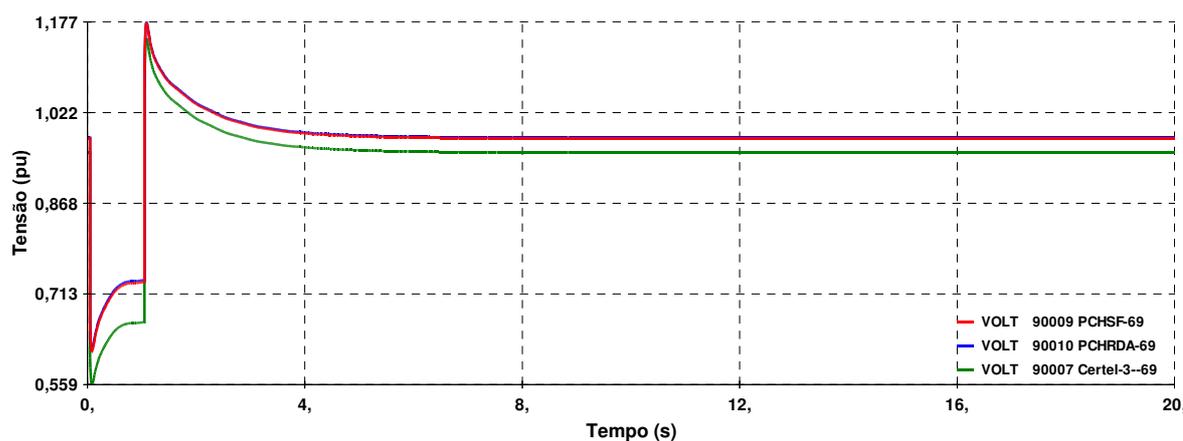
dos limites operativos, e não sensibilizando a proteção de sub e sobre frequência das usinas. Pode-se verificar também que, em aproximadamente 4s, os reguladores de velocidade dos geradores ajustam novamente as gerações para a frequência nominal operativa de 60 Hz.

A fim de se verificar o comportamento dos geradores durante a aplicação do curto-circuito, verifica-se, na figura 5.38, o comportamento da defasagem angular dos geradores durante a perturbação e o retorno para a sua posição inicial após a eliminação do curto-circuito.



**Figura 5.38 – Defasagem angular – Geradores Distribuídos durante Curto-circuito 1F**

A aplicação do curto-circuito monofásico na barra 90008 Certel-3-13 causa um afundamento da tensão durante o curto-circuito e uma elevação da tensão nos instantes iniciais, logo após a eliminação do curto-circuito. A figura 5.39 apresenta o comportamento da tensão nas barras de 69 kV durante e após a perturbação.

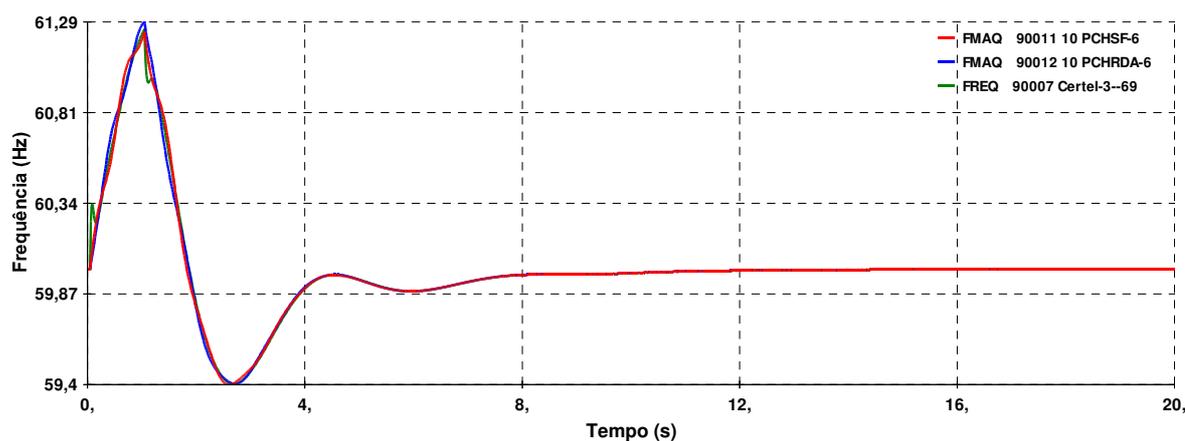


**Figura 5.39 – Tensão Barras 69 kV Subestação e Usinas - Curto-circuito 1F – Carga Pesada**

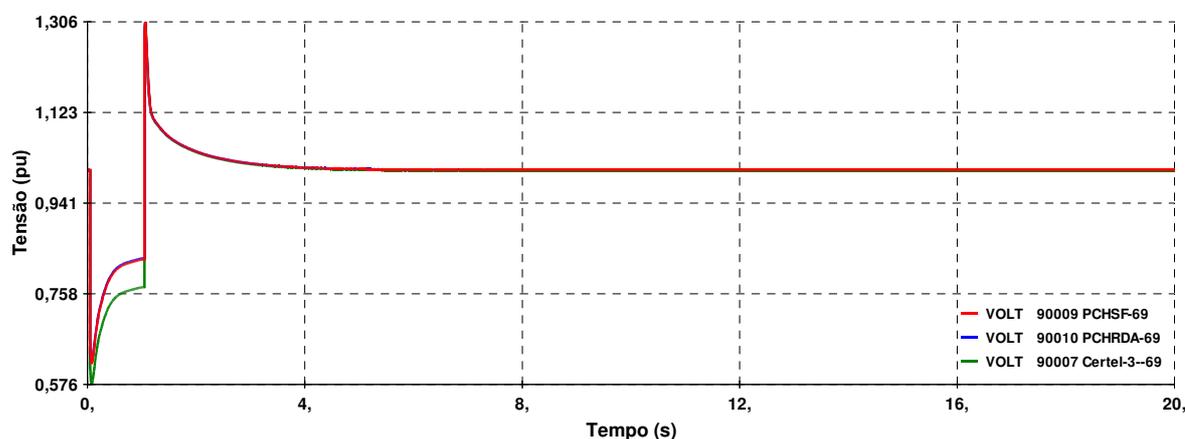
É importante observar que, quando da eliminação do curto-circuito, a tensão atinge um valor de 1,17 pu, valor este acima dos valores permitidos para operação. De acordo com as recomendações da Std 1547 da IEEE, a proteção de sub e sobre tensão devem atuar em 1 segundo para valores ente 1,1 e 1,2 pu, e 0,16 segundos para valores acima de 1,2 pu. Para esta simulação, não houve sensibilização das proteções de sub e sobre tensão, permanecendo o sistema em operação.

Mesmo que os níveis de curto-circuito do sistema não sofram influência do carregamento do sistema, o regime de operação do sistema tem influência direta no resultado das simulações para análise da estabilidade transitória. Isto porque o comportamento dos geradores depende diretamente do nível de carregamento do sistema estudado.

As figuras 5.40 e 5.41 apresentam os resultados para a simulação de um curto-circuito monofásico na barra 90008 Certel-3-13, com a única diferença de que o sistema está operando em regime de carga leve.



**Figura 5.40 – Frequência do sistema para Curto-circuito 1F- Carga Leve**



**Figura 5.41 – Tensão Barras 69 kV Subestação e Usinas - Curto-circuito 1F – Carga Leve**

Comparando-se as figuras 5.40 e 5.41 com as figuras 5.37 e 5.39, observa-se um comportamento diferente do sistema para o mesmo evento. Verifica-se que, de acordo com o carregamento do sistema, os valores de frequência e tensão assumem valores distintos. Neste caso, a frequência máxima para um curto-circuito monofásico com o sistema operando em carga pesada é de 65,93 Hz e a mínima é de 57,16 Hz, já para o mesmo curto-circuito em carga leve é de 61,29 Hz, para a máxima, e 59,4 Hz, para a mínima.

A mesma análise pode ser realizada com a tensão. Para a carga pesada, a tensão mínima chega a 0,55 pu e a máxima a 1,17 pu, enquanto para a operação em carga leve, a tensão mínima é de 0,57 pu e a máxima, 1,30 pu.

Desta forma, a análise da estabilidade do sistema está diretamente relacionada com o carregamento do sistema no momento da ocorrência da perturbação. Um fator muito importante, que deve ser observado, é que, para as transgressões dos limites operacionais de tensão e frequência, as proteções dos grupos geradores deverão atuar da maneira mais rápida possível, evitando desta forma, danos ao sistema.

A partir das simulações apresentadas nos casos simulados acima, pode-se verificar que, a operação do sistema em modo ilhado intencional é viável, desde que respeitados alguns critérios de balanço de carga e geração, limites máximos de incremento e rejeição de carga nos alimentadores, tempos de atuação das proteções e estado operativo do sistema.

#### **5.4 Estudo de Curto-circuito e Proteção**

O sistema elétrico somente se manterá estável se o sistema de proteção estiver ajustado de maneira correta e adequada. Assim, a fim de analisar a viabilidade técnica de o sistema operar em modo ilhado, é de fundamental importância realizar uma análise da proteção.

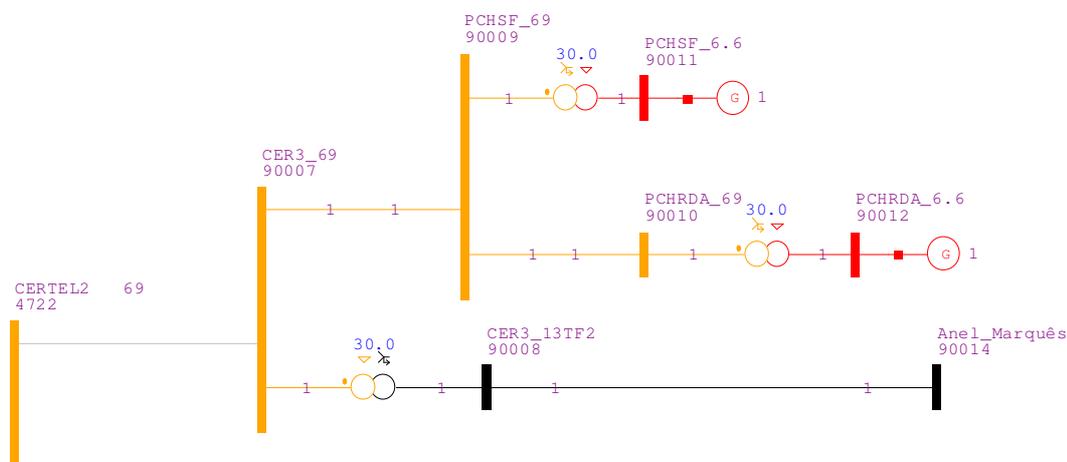
Um dos parâmetros utilizados para o dimensionamento do sistema de proteção é o nível de curto-circuito do sistema em estudo.

Para realizar a análise da proteção empregada atualmente no sistema em estudo, foi obtido, através do software ANAFAS<sup>®</sup> (SAPRE), o relatório dos níveis de curto-circuito do sistema operando no modo interligado e ilhado. Estes relatórios servem para a análise dos ajustes do sistema de proteção.

A figura 5.42 mostra o diagrama unifilar do sistema criado no software ANAFAS<sup>®</sup> (SAPRE), para a análise do curto-circuito do sistema.

Para avaliar os níveis de curto-circuito do sistema ilhado, foi criada a barra 90014 – Anel Marquês que representa o final de um alimentador de 13,8 kV da Subestação Ihada. A criação da barra 90014 tem a finalidade de avaliar o dimensionamento da proteção para um curto-circuito no ponto mais distante da Subestação.

Esta barra foi criada no final da zona de proteção do relé de sobrecorrente de Fase e Neutro (50/51 – 50/51N) do alimentador, sendo o ponto mais distante a ser protegido pelo relé de proteção deste alimentador. Cabe ressaltar que, em virtude do alimentador ser do tipo radial e rural, possui diversos ramais. Sendo assim, o sistema de proteção do alimentador é complementado com chaves fusíveis instaladas ao longo do alimentador.



**Figura 5.42 – Unifilar Sistema Ilhado – Níveis Curto-circuito**

A figura 5.43 mostra a contribuição do sistema interligado e da Geração Distribuída para um curto-circuito trifásico na Barra 90014 – Anel Marquês e, conseqüentemente, o nível de curto-circuito na barra.

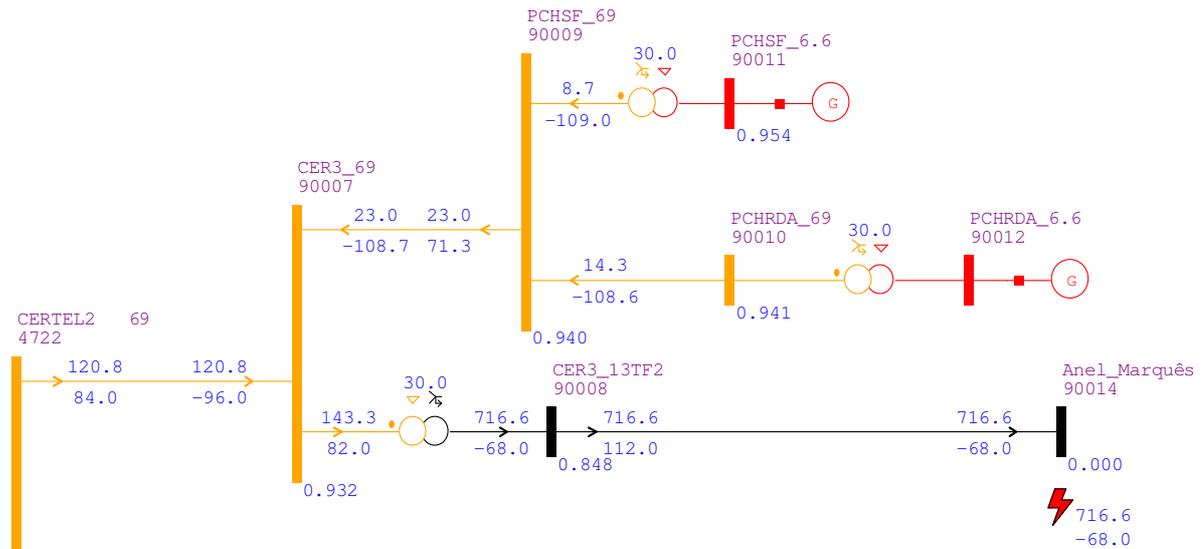


Figura 5.43 – Curto-circuito Trifásico Barra 90014 – Interligado

A figura 5.44 mostra os níveis de curto-circuito máximos para o sistema em estudo operando no modo interligado.

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO

SAPRE - REDE:<vazia> CASO:usuario

IDENTIFICACAO NUM.	NOME	VBAS	T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O			B I F A S I C O - T E R R A			F
			MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	
90007	CER3_69	69.0	2.09	-74.42	3.59	1.68	-73.66	3.41	1.95	174.52	3.53	B
90008	CER3_13TF2	13.8	4.56	-81.31	6.54	5.43	-77.69	4.58	5.55	152.26	4.87	B
90014	Anel_Marquês	13.8	0.72	-68.01	2.48	0.48	-52.88	1.32	0.71	-171.16	2.14	B

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas

Figura 5.44 – Nível de Curto-circuito - Interligado

A fim de realizar um comparativo dos níveis de curto-circuito do sistema para a operação interligada e ilhada, aplicou-se o mesmo curto-circuito trifásico na barra 90014 com a operação em modo ilhado. A figura 5.45 mostra a contribuição da Geração Distribuída para um curto-circuito trifásico na barra 90014 – Anel Marquês, operando em modo ilhado.

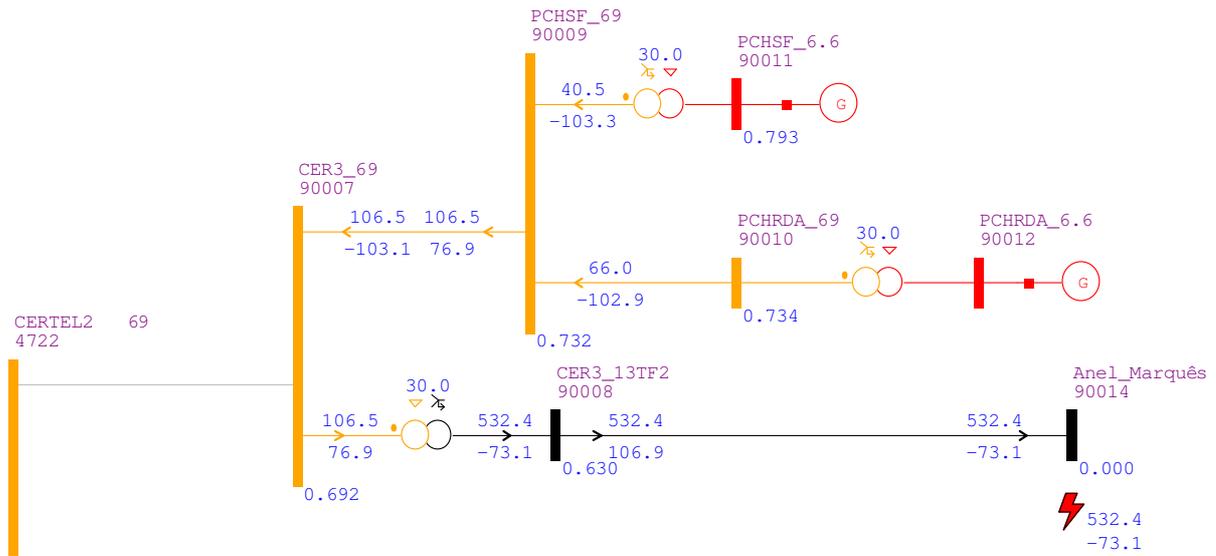


Figura 5.45 – Curto-circuito Trifásico Barra 90014 – Interligado

A figura 5.46 mostra os níveis de curto-circuito máximos para o sistema em estudo operando no modo ilhado.

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO

SAPRE - REDE:<vazia> CASO:usuario

IDENTIFICACAO NUM.	NOME	VBAS	TRIFASICO			MONOFASICO			BIFASICO-TERRA			F
			MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	
90007	CER3_69	69.0	0.33	-85.15	11.80	0.38	-82.80	7.92	0.38	149.07	8.70	B
90008	CER3_13TF2	13.8	1.38	-85.40	12.43	1.93	-83.82	9.24	2.07	134.96	8.32	B
90014	Anel_Marquês	13.8	0.53	-73.06	3.28	0.42	-57.43	1.57	0.55	-178.82	2.57	B

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas

Figura 5. 46 – Nível de Curto-circuito - Ilhado

Realizando-se um comparativo dos valores dos níveis de curto-circuito para a operação interligada e para operação ilhada, verifica-se que os níveis de curto-circuito do sistema sofrem uma redução considerável em seus valores.

A redução dos níveis de curto-circuito é maior no barramento de 69 kV da Subestação, barra 90007, onde o nível de curto-circuito caiu de 2,08 kA para 0,33 kA, isto corresponde a praticamente 1/6 do valor original.

Já para o barramento de 13,8 kV da Subestação, barra 90008, o valor dos níveis de curto-circuito caíram de 4,56 kA para 1,38 kA, o que corresponde a uma queda para praticamente 1/3 do valor original.

Na barra 90014, que representa o final do alimentador, de igual forma existe uma diminuição dos níveis de curto-circuito, de 0,72 kA para 0,53 kA, o que representa uma diminuição de aproximadamente 1/4 do valor original.

A partir dos novos valores dos níveis de curto-circuito, torna-se necessária a análise dos ajustes das proteções implementadas nas linhas de 69 kV e nos alimentadores de 13,8 kV.

Como os relés de proteção estão ajustados para operarem com curvas tempo x corrente do tipo IEC, foi realizado um estudo comparativo para verificar a diferença do tempo de atuação da proteção temporizada, em virtude da diferença dos níveis de curto-circuito. A figura 5.47 representa os ajustes dos relés de proteção do sistema de 13,8 kV implementados nos alimentadores e na proteção de baixa tensão do transformador da Subestação Ilhada.

Na figura 5.47 também são plotados os níveis de curto-circuito do sistema de 13,8 kV nas respectivas curvas de proteção ajustadas nos relés. Assim, podemos verificar visualmente a diferença dos níveis de curto-circuito e seus respectivos tempos de atuação para cada modo de operação.

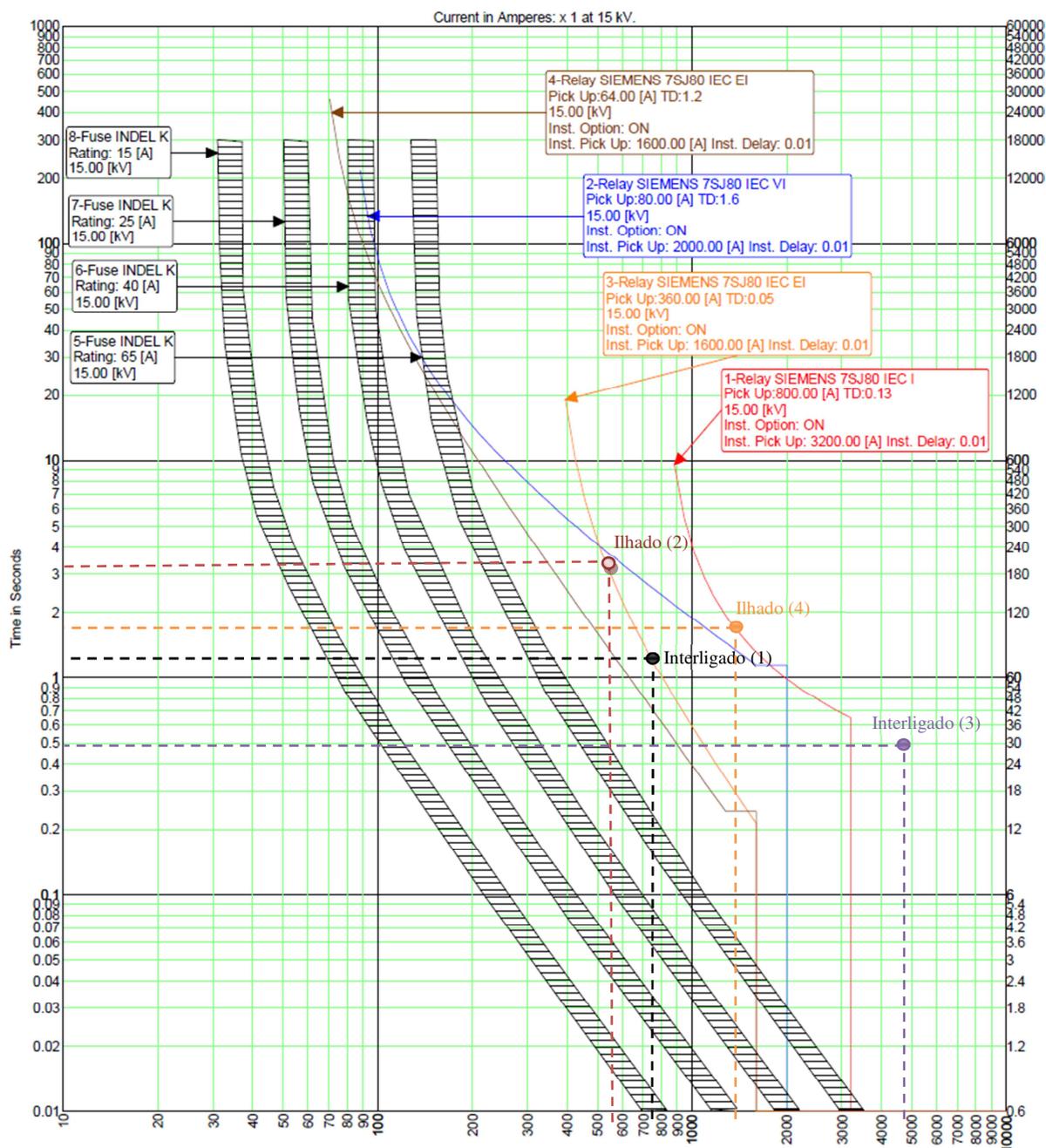


Figura 5.47 – Estudo de Coordenação e Seletividade – Sistema 13,8 kV

A fim de exemplificar a análise inicial, analisou-se o curto-circuito trifásico da barra 90014, *ponto 1* da figura 5.47, onde o valor do curto-circuito operando em modo interligado é de 0,72 kA e, conforme o coordenograma, o tempo de atuação da proteção seria de 1,2 s. Para visualizar a diferença nos tempos de atuação da proteção, foi plotado o *ponto 2*, que representa o valor do curto-circuito trifásico do sistema operando no modo ilhado. De acordo com o coordenograma, para um valor de curto-circuito de 0,52 kA, o tempo de atuação da proteção seria de 3,5 s. Desta

forma, analisando-se os tempos de atuação do relé de proteção do alimentador, verificamos um aumento de aproximadamente 2,3 s no tempo de operação da proteção para o mesmo distúrbio no modo ilhado.

A mesma comparação realizada para o curto-circuito trifásico na barra 90014 foi realizada para o curto-circuito trifásico na barra 90008 CER3\_13TF2. Em operação interligada, se não houvesse ajuste de instantâneo, o tempo de atuação do relé seria de aproximadamente 0,5 s, conforme apontado na figura 5.47, no *ponto 3*. Já para a operação ilhada, conforme *ponto 4* da figura 5.47, seria de 1,8 s, resultando em um aumento do tempo de atuação da proteção de 1,3 s. Cabe aqui ressaltar que, como o instantâneo do relé está ajustado em 3,2 kA e o curto-circuito é de 4,56 kA, ocorreria atuação instantânea da proteção, sendo assim, o aumento do tempo de atuação da proteção para o modo ilhado seria de 1,8 s.

A fim de realizar uma análise mais exata das diferenças de tempos de atuação das proteções, foram obtidos, a partir das equações matemáticas, os tempos de atuação das proteções.

Os tempos de atuação são determinados pela fórmula da IEC 60255-4 apresentada abaixo.

$$t = \frac{\alpha}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\beta - 1} x M \quad (5.1)$$

Onde:

$t$  = Tempo de atuação em segundos (s)

$I$  = Corrente de entrada no relé em ampères (A)

$I_p$  = Corrente de partida do relé (PICKUP) em ampères (A)

$M$  = Multiplicador de tempo (DIAL)

$\alpha$ ,  $\beta$  = São parâmetros da função do tipo de curva, conforme tabela 5.3

**Tabela 5.3 – Parâmetros para as Curvas IEC**

<b>Tipo de Curva - IEC</b>	<b><math>\alpha</math></b>	<b><math>\beta</math></b>
<b>Normal Inversa</b>	0,14	0,02
<b>Muito Inversa</b>	13,50	1,00
<b>Extremamente Inversa</b>	80,00	2,00
<b>Curto Inverso</b>	0,05	0,04

A partir dos dados mencionados acima, obtiveram-se os seguintes valores para os tempos de atuação dos dispositivos de proteção, de acordo com cada nível de curto-circuito.

**Tabela 5.4 – Parâmetros para as Curvas IEC**

<b>Curto Circuito Trifásico - 50/51 Fase</b>					
<b>Barra</b>	<b>Interligado</b>		<b>Ilhado</b>		<b>Diferença (s)</b>
	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	
<b>90007 CER3_69</b>	2,09	0,23	0,33	0,75	0,52
<b>90008 CER3_13TF2</b>	4,56	0,51	1,38	1,66	1,15
<b>90014 Anel_Marques</b>	0,72	1,33	0,53	3,43	2,09
<b>Curto Circuito Monofásico - 50/51 Neutro</b>					
<b>Barra</b>	<b>Interligado</b>		<b>Ilhado</b>		<b>Diferença (s)</b>
	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	
<b>90007 CER3_69</b>	1,68	0,35	0,38	0,50	0,15
<b>90008 CER3_13TF2</b>	5,43	0,32	1,93	0,93	0,61
<b>90014 Anel_Marques</b>	0,48	1,74	0,42	2,28	0,54
<b>Curto Circuito Bifásico - Terra - 50/51 Neutro</b>					
<b>Barra</b>	<b>Interligado</b>		<b>Ilhado</b>		<b>Diferença (s)</b>
	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	<b>Nível CC (kA)</b>	<b>Tempo de Atuação (s)</b>	
<b>90007 CER3_69</b>	1,95	0,34	0,38	0,50	0,16
<b>90008 CER3_13TF2</b>	5,55	0,32	2,07	0,87	0,55
<b>90014 Anel_Marques</b>	0,71	0,79	0,55	1,32	0,53

A partir da tabela 5.4, pode-se concluir que a operação ilhada acarreta em um aumento nos tempos de atuação dos relés, causada pela diminuição dos níveis de curto-circuito do sistema. Como exemplo, pode-se verificar que, para um curto-circuito trifásico na barra 90014, o tempo de atuação do relé de proteção seria de 1,33 s operando em modo interligado. Já para a operação em modo ilhado, o tempo de atuação para um curto-circuito trifásico na barra 90014 seria de 3,43 s, aumentando, desta maneira, em 2,09 s o tempo de atuação da proteção.

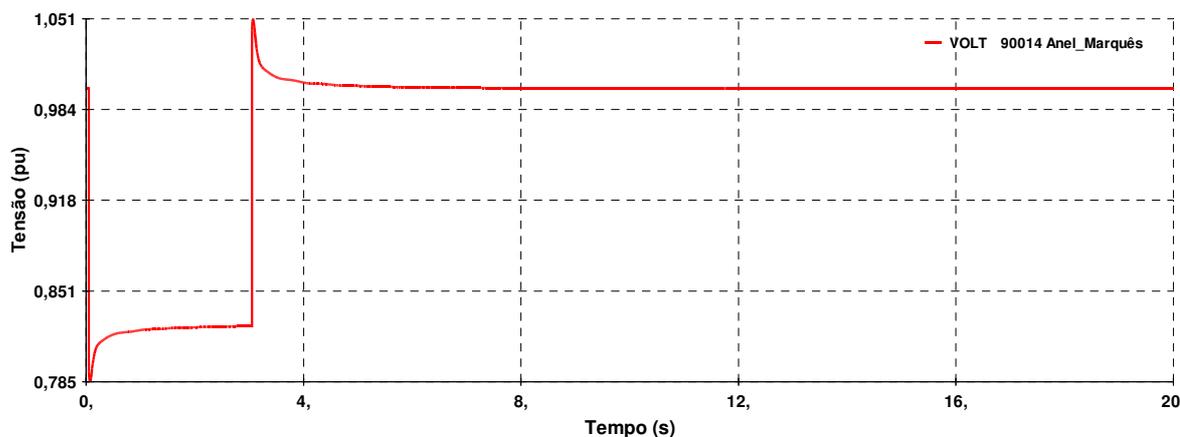
Apesar disto, avaliando-se as diferenças nos tempos de atuação das proteções na tabela 5.4, pode-se afirmar que o sistema de proteção não sofrerá prejuízos em sua função e nenhum equipamento estará desprotegido.

A fim de validar a análise de curto-circuito, foram realizadas novamente simulações no software ANATEM<sup>®</sup>, com o intuito de verificar a estabilidade do sistema para os novos tempos de atuação das proteções.

A análise de estabilidade, utilizando-se os novos tempos de atuação dos relés, foi realizada para os eventos onde foram verificados, na tabela 5.4, os maiores aumentos do tempo de atuação da proteção. Desta forma, foram realizadas simulações para curto-circuito monofásico e trifásico na barra 90014, com tempos de eliminação de curto-circuito de 3 s, para o curto-circuito monofásico, e 3,5 s para o curto-circuito trifásico. O sistema foi simulado operando em modo ilhado e em regime de carga pesada.

Decidiu-se apresentar os resultados das simulações da análise dos transitórios eletromecânicos para os curtos-circuitos monofásicos, devido ao fato deste ser o evento de maior probabilidade de ocorrência nos alimentadores.

A figura 5.48 representa o comportamento da tensão na barra 90014 para um curto-circuito monofásico, na respectiva barra, com tempo de eliminação da perturbação de 3 s.

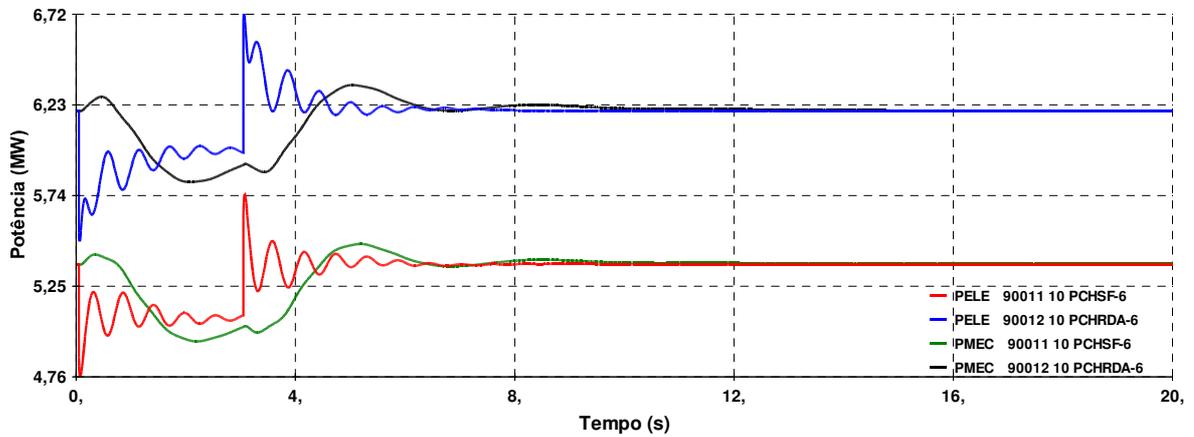


**Figura 5.48 – Tensão Barra 90014 – CC Monofásico**

Pode-se verificar a partir da figura 5.48 que, durante o curto-circuito, há uma queda de tensão na barra, mas após a eliminação do curto-circuito, o sistema volta a operar com tensão dentro dos limites estabelecidos.

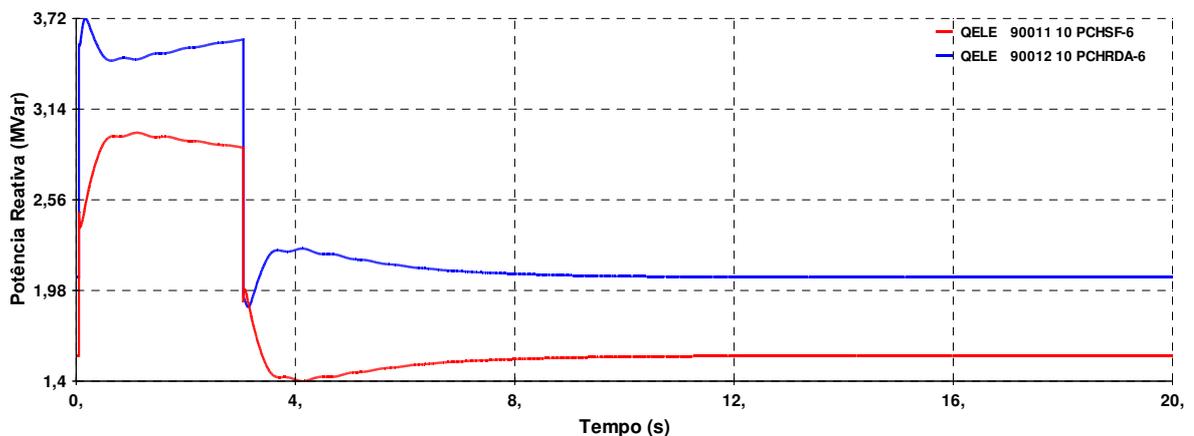
A figura 5.49 apresenta o comportamento elétrico e mecânico dos geradores distribuídos perante o curto-circuito monofásico. Observa-se que as máquinas da Geração Distribuída sustentam o sistema durante o curto-circuito e, após a

eliminação do mesmo, conseguem retornar a operar em regime, equilibrando a potência Mecânica e Elétrica.



**Figura 5.49 – Potência Mecânica e Elétrica Geração Distribuída – CC Monofásico**

Durante o curto-circuito, as máquinas da Geração Distribuída injetam potência reativa no sistema para manter os níveis de tensão nas barras, conforme mostrado na figura 5.50. É importante verificar que não há transgressão da capacidade de geração de reativos das máquinas dos geradores distribuídos.



**Figura 5.50 – Potência Reativa Geração Distribuída – CC Monofásico**

Para avaliar a viabilidade de operação do sistema em modo ilhado, é necessário também verificar o comportamento da tensão e da frequência do sistema durante e após a perturbação. As figuras 5.51 e 5.52 apresentam, respectivamente, o comportamento da frequência e da tensão do sistema durante e após a perturbação.

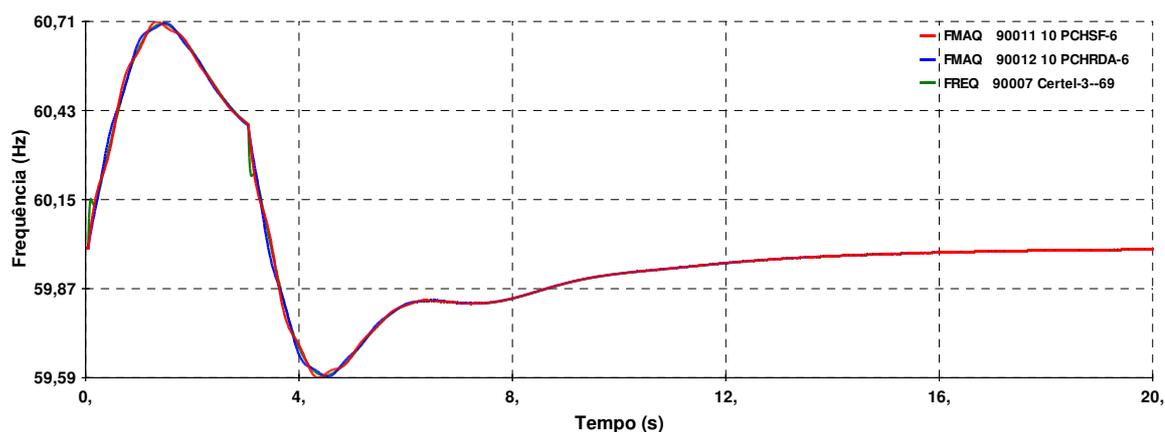


Figura 5.51 – Frequência Sistema Ilhado – CC Monofásico

Pode-se verificar a partir da figura 5.51, que durante o curto-circuito o sistema sofre uma elevação da frequência, chegando a 60,71 Hz e que, logo após a eliminação do curto-circuito, a frequência decai para 59,59 Hz. Verifica-se também que, em aproximadamente 9 s, a frequência do sistema volta a operar dentro da faixa dos 60 Hz.

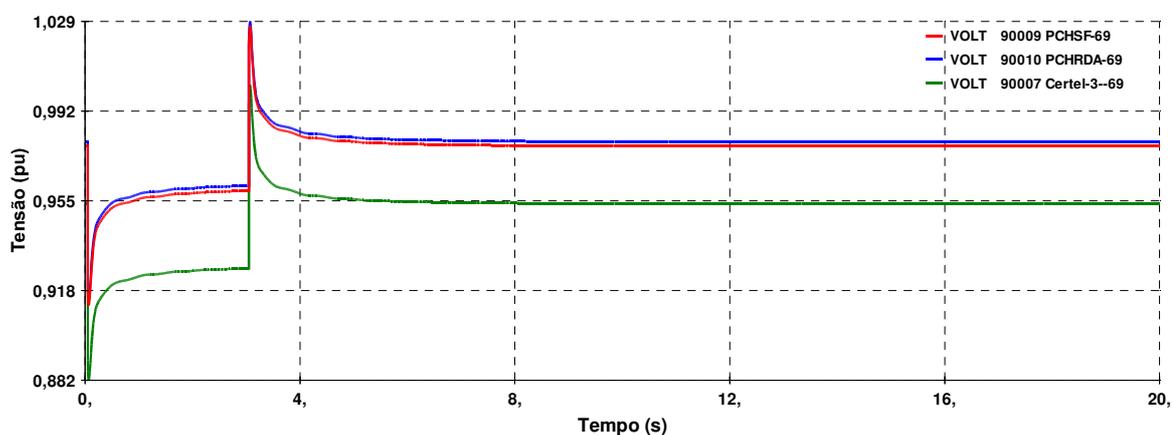


Figura 5.52 – Tensão Sistema Ilhado – CC Monofásico

Analisando-se a figura 5.52, verifica-se que ocorre um afundamento da tensão durante o curto-circuito. Este afundamento chega ao valor de 0,88 pu na barra 90007 Certel-3-69. Logo após a eliminação do curto-circuito, a tensão se eleva para 1,029 pu nas barras de 69 kV das Gerações Distribuídas, decaindo rapidamente até chegar ao nível de operação. A tensão do sistema volta aos níveis operacionais em aproximadamente 7s após a eliminação do curto-circuito.

A partir das simulações e análise dos níveis de curto-circuito e da análise das proteções hoje utilizadas no sistema, pode-se concluir que, apesar de haver diminuição dos níveis de curto-circuito e aumento dos tempos de atuação das proteções, estes fatores não são empecilhos para a operação do sistema em modo ilhado intencional.

## **5.5 Considerações finais**

Este capítulo apresentou as simulações e as análises realizadas para os estudos de fluxo de potência, transitórios eletromecânicos e curto-circuito, a fim de se verificar a viabilidade da operação do sistema em modo Ilhado Intencional.

A partir das simulações e análises, verificou-se que a operação em modo ilhado intencional é possível, contudo, depende de fatores como carregamento do sistema, montantes de rejeição ou incremento de carga e tempos de atuação da proteção, para permanecer operando de modo estável quando, da ocorrência de curtos-circuitos.



## 6 CONCLUSÕES

A possibilidade da operação de Gerações Distribuídas em modo ilhado intencional traz benefícios tanto para os consumidores de energia elétrica, como para as distribuidoras e geradores independentes.

Hoje, a grande maioria das distribuidoras de energia elétrica não admite a operação ilhada, uma vez que não podem garantir o atendimento dos níveis de qualidade da energia elétrica aos seus consumidores, quando da operação em modo ilhado.

Acredita-se que a posição das Distribuidoras de Energia possa mudar, à medida que os estudos de operação em modo ilhado apresentem garantias de que os níveis de qualidade e continuidade do sistema não sejam prejudicados.

Esta dissertação tratou dos estudos necessários para a análise da viabilidade técnica da operação do sistema elétrico em modo ilhado intencional, tomando como critérios de viabilidade a não transgressão dos níveis de tensão e frequência do sistema, de acordo com os limites estipulados pelos órgãos reguladores. Os estudos de Fluxo de Potência, Estabilidade Eletromecânica e Curto-Circuito são fundamentais para a avaliação inicial da viabilidade técnica de operação das Gerações Distribuídas em modo ilhado intencional.

Os estudos e simulações realizadas nesta dissertação tiveram como foco de análise principal o comportamento do sistema elétrico da Permissionária de Distribuição de Energia. Além do atendimento aos níveis de qualidade de energia, foram verificados os carregamentos dos equipamentos e também a manutenção do sistema de proteção durante a operação ilhada.

Nesta dissertação, foram utilizados modelos simplificados para a modelagem da Geração Distribuída e também controles predefinidos para os Reguladores de Tensão e Velocidade. Conforme mencionado nas revisões bibliográficas, as Gerações Distribuídas devem possuir algumas características mínimas de projeto para operação em modo ilhado. Como a grande maioria das Gerações Distribuídas não foram concebidas para operação ilhada, torna-se necessário, além dos estudos apresentados nesta dissertação, a análise das características mecânicas, hidráulicas

e dos modos de operação e controle das Gerações Distribuídas, antes da operaçãoilhada.

A partir do momento em que a operaçãoilhada das Gerações Distribuídas seja admitida, os projetos para novas usinas poderão prever a operação em modoilhado intencional. Desta forma, para um melhor aproveitamento dos recursos energéticos, novas estratégias de operação e controle deverão ser estabelecidas entre a Distribuidora e os Geradores Independentes.

Cabe ainda ressaltar que cada sistema apresenta características diferentes, desta forma, cada estudo de ilhamento deve ser analisado de forma individual.

Com relação aos estudos, pode-se observar, através das simulações, que a estabilidade do sistema e a viabilidade da operaçãoilhada, dependem do estado operacional do sistema. Verificou-se que, dependendo do nível do carregamento do sistema elétrico ilhado, ele pode ser instável ou estável para ocorrência de distúrbios iguais ou de mesma magnitude.

Da mesma forma, o balanço carga-geração tem influência significativa no sucesso da transição do modo de operação interligado para o ilhado intencional. Os estudos devem, além de avaliar o comportamento do sistema elétrico perante perturbações na operação interligada e ilhada, também avaliar o comportamento do sistema durante a manobra de ilhamento intencional. Esta análise deve ser realizada com muito cuidado, pois, para o atendimento ao balanço carga-geração, poderá ser necessário o corte de carga ou a diminuição das potências de Geração.

Considera-se que os objetivos desta dissertação foram alcançados, uma vez que, a partir das simulações realizadas, foram identificadas as possibilidades de operaçãoilhada do sistema considerado.

## **6.1 Perspectivas de trabalhos futuros**

- Análise do comportamento do sistema elétrico operando em modoilhado intencional, a partir da modelagem completa dos Geradores Distribuídos;
- Análise das adequações técnicas necessárias nas Gerações Distribuídas existentes para a operaçãoilhada.

- Análise de Transitórios Eletromagnéticos para o sistema em estudo.
- Refazer este estudo para os demais tipos de Geração Distribuída.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES\_SUL. **NTD 014.001 - Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída**. 2012, Norma Técnica AES Sul.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2012, <http://www.aneel.gov.br/>.

CEMIG-D. **ND 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Média Tensão**. 2015, Manual de Distribuição CEMIG-D.

CEPEL, “Programa ANAREDE – Programa de Análise de Redes”, Manual do Usuário, V09.07.05, 2011.

CEPEL, “Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos”, Manual do Usuário, V10.04.06, 2012.

CEPEL, “Programa SAPRE – Sistema de Análise de Redes Elétricas”, Manual do Usuário, V2.2 Beta, 2011.

CHOWDHURY, S. P. et al. Islanding Operation of Distributed Generators in Active Distribution Networks. **IEEE Universities Power Engineering Conference**, pp. 1-5, May 2008.

COPEL-D. **NTC 905100 – Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel (com comercialização de energia)**. 2013, Normas Técnicas COPEL.

CPFL, E. **NT-33 – Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL**. 2013, Norma Técnica CPFL.

CPFL, E. **GED 15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2013, Norma Técnica CPFL.

FUANGFOO, P. et al. PEA Guidelines of Impact Study and Operation of DG for Islanding Operation. **IEEE Industry & Commercial Power Systems Technical Conference**, pp. 1-5, May 2007.

FUANGFOO, P.; LEE, W. J.; KUO, M. T. Impact Study on Intentional Islanding of Distributed Generation Connected to a Radial Subtransmission System in Thailand's Electric Power System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol.43, no. 6, pp. 1491-1498, Nov 2007.

FULTON, R.; ABBEY, C. Planned Islanding of 8,6 MVA IPP for BC Hydro System Reliability. In: International Conference on the Integration of RE and DER, 1, 2004, Brussels, Belgium. **Anais....Brussels: 2004.** pp. 1-9.

GAUTHIER, M. et al. Planned Islanding as a Distribution System Operation Tool for Reliability Enhancement. In: International Conference on Electricity Distribution, 19, 2007, Viena, Austria. **Anais....Viena: CIRED, 2007.** p. 1-4.

GUIMARÃES, C. H. C.; RANGEL, R. D. Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 10, 2006, Florianópolis. **Anais....Florianópolis: CIGRÉ, 2006.** 6 p.

IEEE. **1547-2003** – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. P 1-16.

IEEE. **1547.2-2008** – IEEE Application Guide for IEEE Std 1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. p. 1-208.

IEEE. **1547.4-2011** – IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. p. 1-42.

KATIRAEI, F. et al. Planned Islanding on Rural Feeders – Utility Perspective. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-6, Jul 2008.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**, Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

LIGHT, S. **Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Até 34,5kV**. 2013, Norma Técnica Light SESA.

LIMA, R. L. **ANÁLISE DE REQUISITOS TÉCNICOS PARA ILHAMENTO INTENCIONAL DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS**. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo – EESC/USP, São Carlos, Brasil, 2013.

LIMA, R. L.; MOTTER, D.; VIEIRA JR J. C. M. Análise de Estratégias Aplicadas ao Ilhamento Intencional de Geradores Síncronos Distribuídos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20., 2014, Belo Horizonte. **Anais....**Belo Horizonte: Sociedade Brasileira de Automática, 2014. p. 4264-4269.

LONDERO, R. R.; AFONSO, C. M.; NUNES M.V.A. Ilhamento intencional da Geração Distribuída para Aumento da Confiabilidade do Sistema. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 19., 2012, Campina Grande. **Anais....**Campina Grande: Sociedade Brasileira de Automática, 2012. p. 4516-4521.

MONTICELLI, A.; GARCIA A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**, Campinas: UNICAMP, 2003. 251 p.

OLIVEIRA, J. C. **METODOLOGIA E PROCEDIMENTOS PARA O ILHAMENTO DE USINAS DE MÉDIO E PEQUENO PORTES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DISTRIBUÍDOS**. 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Itajubá, Brasil, 2014.

ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3. **Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos**. 2011, <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>.

PILO, F.; CELLI, G.; MOCCI S. Improvement of Reliability in Active Networks With Intentional Islanding. **IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies**, pp. 474-479, Apr 2004.

SAADAT, H. **Power System Analysis**, Third Edition, PSAP, 2010. 752 p.

SALLES, N. J. **MODELAGEM MULTIAMBIENTE DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA ILHAMENTO INTENCIONAL DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS**. 2013. Tese (Doutorando em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, Brasil, 2013.

SECA, L.; LOPES J.A.P. Intentional Islanding for Reliability Improvement in Distribution Networks With High DG Penetration. **IEEE International Conference on Future Power Systems**, pp. 1-5, 2005.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation Islanding Implications on Power System Dynamic Performance. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, vol.1, pp. 92-96, Jul 2002.

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S.A.. Data Book – **Hidrogerador SSD800**, Dez 2012. 150 p.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. **An Assessment of DG Islanding Detection Methods and Issues for Canada.** 2004, report CETC-Varenes 2004-074 (TR), CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada, 53 pp.

# ANEXO A – Curva de Capabilidade - Máquina PCH Salto Forqueta



**GE Energy  
Motors**

CUSTOMER: CERTEL

ENGINEER:

KVA: 3800.0

VOLTS: 6600.0

DATE: 3-Sep-15

PF: 0.82

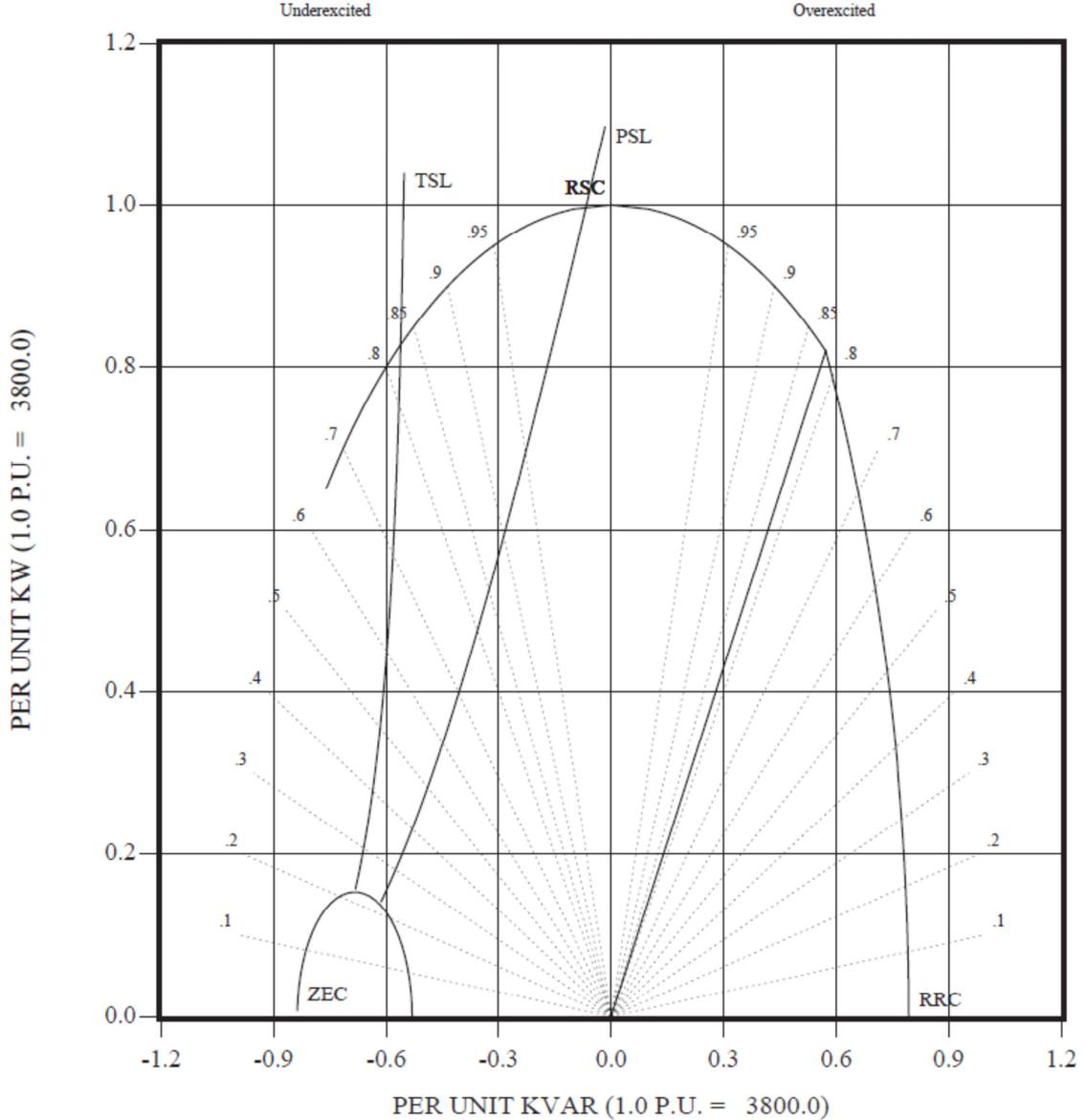
GENERATOR MODEL # s2270083

GE REQUISITION # 2270083

KW: 3116.0

CURRENT: 332.4

## RATED VOLTAGE REACTIVE CAPABILITY DIAGRAM



RSC - RATED STATOR CURRENT

RRC - RATED ROTOR CURRENT

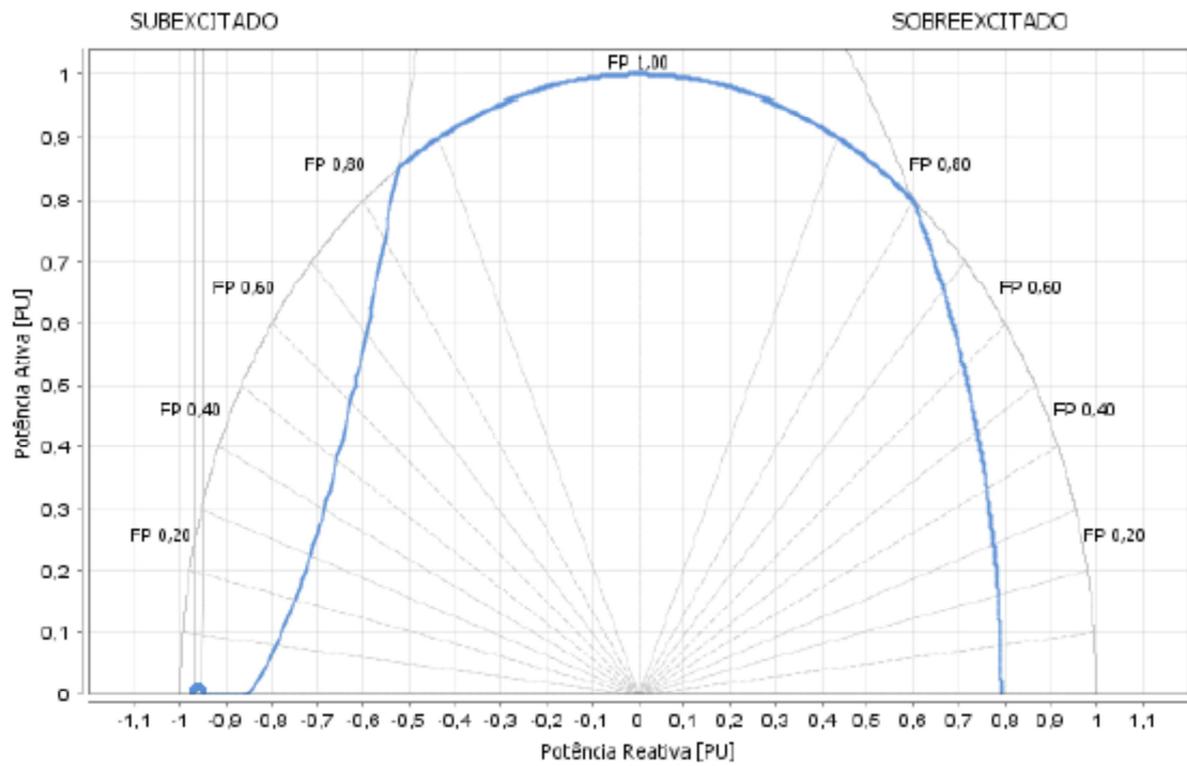
ZEC - ZERO EXCITATION CIRCLE

TSL - THEORETICAL STABILITY LIMIT

PSL - PRACTICAL STABILITY LIMIT  
(10% MARGIN)

DWG No.

CP2270083

**ANEXO B – Curva de Capabilidade - Máquina PCH Rastro de Auto**

# ANEXO C – Curvas Características - Máquina PCH Salto Forqueta



**GE Energy  
Motors**

CUSTOMER: CERTEL

GENERATOR MODEL # s2270083

ENGINEER:

DATE: 3-Sep-15

GE REQUISITION # 2270083

KVA: 3800.0

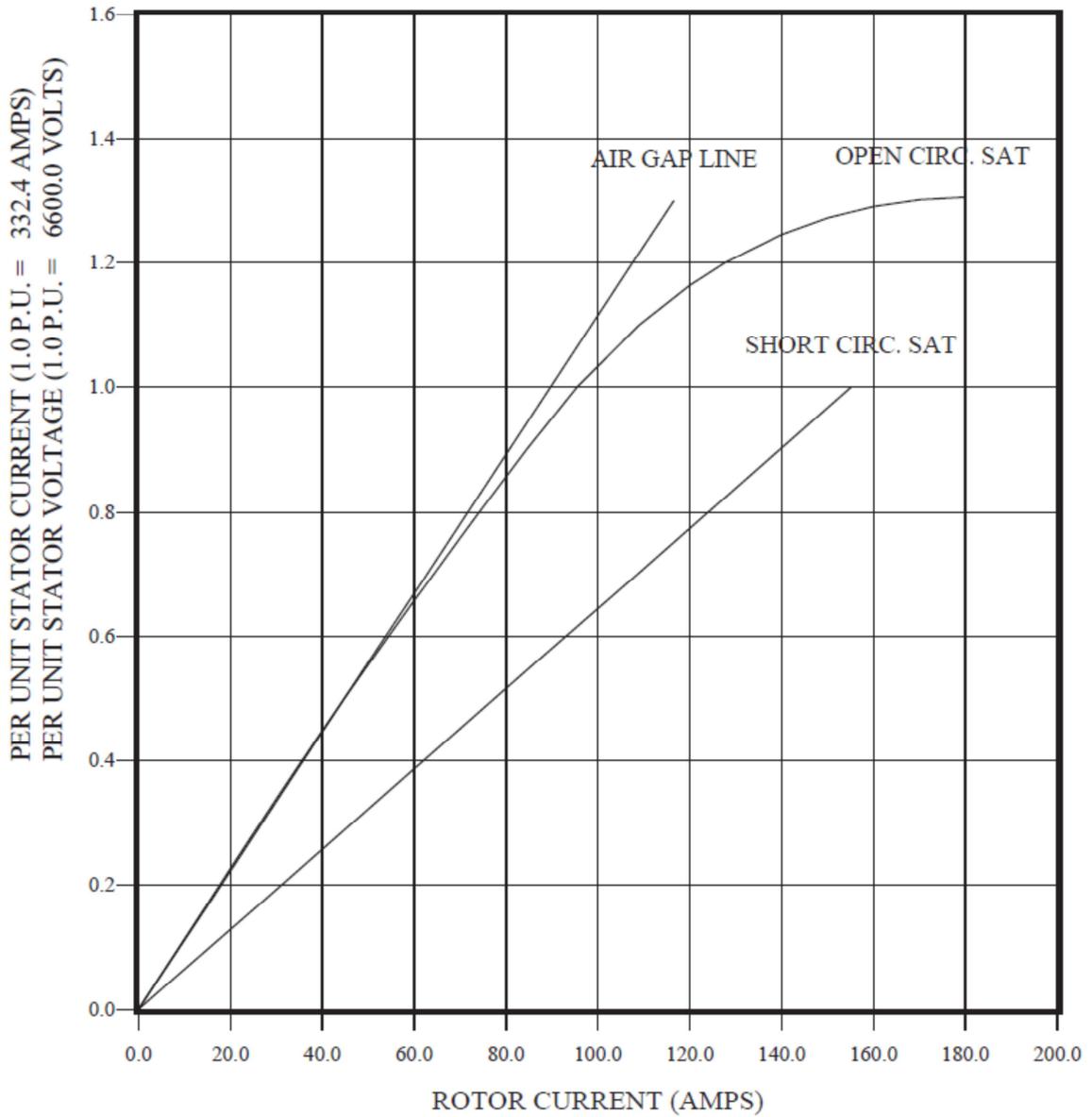
VOLTS: 6600.0

PF: 0.82

KW: 3116.0

CURRENT: 332.4

## CALCULATED OPEN AND SHORT CIRCUIT SATURATION CURVES

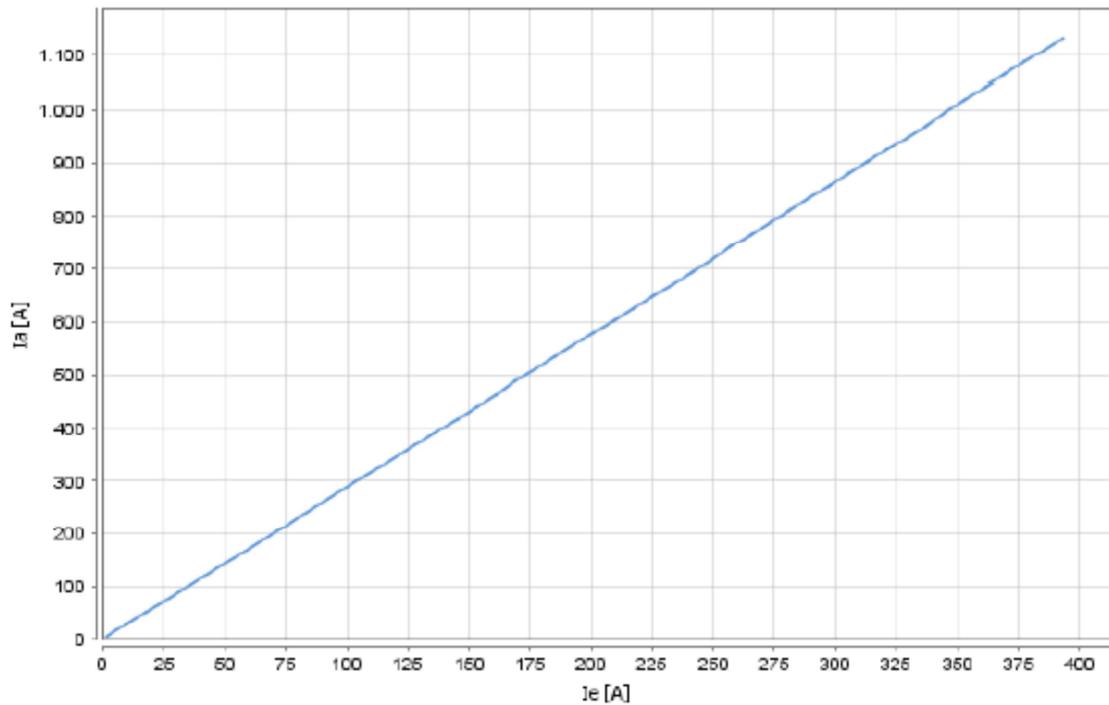


DWG No.

SC2270083

## ANEXO D – Curva Característica em Curto-Circuito Máquina PCH

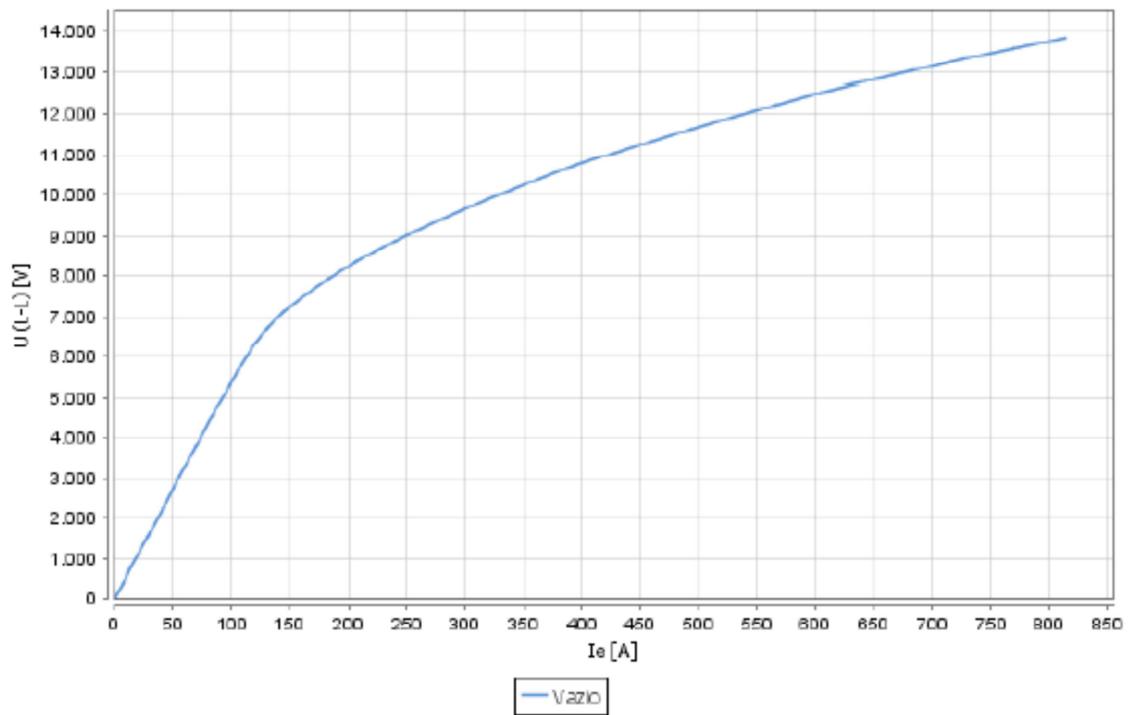
### Rastro de Auto



---

$I_a$  - CORRENTE DE ARMADURA  
 $I_e$  - CORRENTE DE CAMPO

## ANEXO E – Curva Característica em Vazio - Máquina PCH Rastro de Auto



$I_{e0} = 127.5$  A

---

U - TENSÃO DE ARMADURA  
 $I_e$  - CORRENTE DE CAMPO

## ANEXO F – Folha de dados de Ensaio Máquina - PCH Salto

### Forqueta

GE GEVISA - FOLHA DE DADOS - GERADORES SINCRONOS -		
=====		
Cliente	: CERTEL/PCH SALTO FORQUETA	
No. de Ordem Cliente	:	
No. de Parte Cliente	:	
GEVISA Req/Item	: 132-0-2861/01	
GEVISA SO	: 2270083	Quantidade : 2
Acionado por	: Turbina	GD2 Requerido: 22000 kgf.m2
Altitude Maxima	: 1000 m	Max. Temp. Amb. : 40.C
=====		
No. de Modelo	: 271R450 G1	No. de Serie : 227001237/8
Carcaca	: 8900E	Tipo de Mancal : BUCHA
Tipo	: ATI	Lubrif. Mancal: ANEL DE OLEO
No. de Polos	: 14	Deslocamento Axial : 13 mm
Potencia	: 3800 kVA	Carga (%) FP(pu) Rend(pu)
Potencia	: 3116 kW	115 ----
Rotacao	: 514.3 rpm	100 0.82 0.966
Tensao	: 6600 V	75 0.82 0.964
Frequencia	: 60 Hz	50 0.82 0.960
No. de Fases	: 3	Reat. (pu) -Xd = 1.82 -Xq = 1.19
Protecao/Refriger.	: ODP / IP23	[2] -X'd= 0.55 -X"q= 0.39
Conexao do Estator	: Y	-X"d= 0.34
Fator de Servico	: 1.0	[3] Peso Total(estimad): 28900 kgf
Regime de Servico	: CONTINUO	Rotor GD2(estim.): 5730 kgf.m2
Tipo do Polo Rotor	: SALIENT C/ AMORT.	No. de Contorno : M10D100098
Classe Isol.Estator:	F	Rotac. Visto L.O.A.: ANTI-HOR.
Elev. Temp. Estator:	100.C/RTD-FS=1.0	[2] Entreferro Minimo : 8.1 mm
Classe Isol. Rotor	: F	Excitacao -Tipo : Brushless
Elev. Temp. Rotor	: 100.C/RES-COR. CAMPO	NOMINAL -Potencia: 33 kW
Corrente Nominal	: 332 A	-Tensao : 125 V
Rel. de Curto Circ.:	0.62 [2]	Campo Brushl -Corr.: (Fl 2) A
Tipo de Acoplamento:	Flangeado (rigido)	-Volts: (Fl 2) V
=====		
Dados Adicionais do Gerador:		
- Prevista rotacao de disparo 1024 rpm		
-		
=====		
Tests: - Medicao Resist. dos Enrolamentos - Ensaio de Tensao Aplicada		
- Medicao Resist. de Isolamento - Ensaio de Vibracao		
- Corrente de Campo em vazio - Aquecimento dos Mancais		
-		
=====		
Acessorios:		
- 6 RTD's para estator Pt 100 ohm a 0 .C		
- Resistencia para Desumidificacao do Estator - 220V -3200 w - 1 fase		
- 2 Termometros para mancais com mostrador simples [1]		
- 2 RTD's para mancais Pt 100 ohm a 0 .C		
- 3 TC's com dois secundarios 500 : 5 : 5 A		
- 1 PMG		
=====		

## ANEXO G – Folha de dados de Ensaio Máquina - PCH Rastro de Auto

	<b>WEG Equipamentos Elétricos S.A - Máquinas</b>				Data: 25/AGO/2010				
	Folha de Dados				FD:34740-1/2010				
	Máquinas Síncronas - Gerador				Desenho Dimensional 10000945899				
Cliente : WEG EQUIP.ELETS.S.A.-SBC-MAQS. Referência do cliente : Modelo : SSA									
<b>Identificação da máquina</b>									
Carcaça : 800 Potência : 4400 KVA Tensão Nominal : 6600 V Tipo de Ligação : Y Corrente nominal : 384.9 A Número de pólos : 12 Frequência : 60 Hz Rotação nominal : 600 rpm Regime de serviço : S1 Fator de potência : 0.8 Excitação : BRUSHLESS Enrolamento amortecedor : SIM Classe de Isolamento do Estator : F Elevação de temp. do estator : 80 °C Classe de Isolamento do Rotor : F Elevação de temp. do Rotor : 80 °C Temperatura ambiente : 40 °C Altitude : 1000 m			Forma construtiva : D5 Grau de proteção : IP21 Refrigeração : IC01 Massa aproximada : 25000 kg Inércia do Rotor (J=GD <sup>2</sup> /4) : 1125 kgm <sup>2</sup> Inércia do Volante (J=GD <sup>2</sup> /4) : Sobrecarga : 1.1 x In por 1 h cada 6h Sobrecarga Momentânea : 1.5 x In por 30 s Corrente curto circuito eficaz : 1673.5 A Corr. Curto Circ. pico assimétrica : 4260 A Distorção Harmônica ff : 5 % Nivel de ruído : 91 dB(A) Vibração : NORMAL 2.3 mm/s rms Sobrevelocidade : 1.8 x n por 600 s Acoplamento : DIRETO Máquina Acionante : TURBINA HIDRAULICA Sentido de rotação : HORARIO ( Olhando ponta de eixo dianteira da máquina )						
<b>Características de Desempenho</b>									
Carga	0%	25%		50%		75%		100%	
Fator de potência	-	1	0.8	1	0.8	1	0.8	1	0.8
Rendimento (%)	-	95.5	93.9	97.0	95.6	97.2	96.0	97.4	96.1
Tensão Excitação (V)	56.59	59.06	66.76	65.37	79.41	74.34	92.96	85.44	107.88
Corrente excitação (A)	5.23	5.46	6.17	6.04	7.34	6.87	8.59	7.89	9.97
<b>Reatâncias (p.u.) e Constantes de Tempo (s) - Saturada / Não Saturada</b>									
Xd 1.12 /1.17	Xd" 0.23 /0.24	Xq" 0.26 /0.29	X2 0.24 /0.26	Td' 0.3707/0.3727	Tdo' 1.1156/1.1555				
Xd' 0.37 /0.38	Xq 1.1 /1.14	X0 0.06 /0.06	Td" 0.0097/0.0115	Tdo" 0.0158/0.0177	Ta 0.0855/0.0925				
<b>Observações/Acessórios</b>									
<ul style="list-style-type: none"> <li>- ROTAÇÃO MÁXIMA PARA ENSAIO: 720 RPM X 120 SEG</li> <li>- PERDAS, RENDIMENTOS E TOLERÂNCIAS CONFORME NORMA IEC 60034-1.</li> <li>- NÃO ESTÃO CONSIDERADAS NO CÁLCULO DE RENDIMENTO AS PERDAS DO MANCAL COMBINADO.</li> <li>- PERDAS DO MANCAL COMBINADO: N/A</li> <li>- TOLERÂNCIA DE RUÍDO: + 3 dB(A)</li> </ul>									
<b>Normas</b>									
Especificação : IEC 60034-1			Ruído : IEC 60034-9			Tolerância : ISO 286			
Ensaio : IEC 60034-4			Vibração : IEC 60034-14						
<b>DOCUMENTO PRELIMINAR</b>									