

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição**  
**Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração**  
**Distribuída**

**Alisson Guedes Chagas**

Itajubá, julho de 2016

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Alisson Guedes Chagas**

**Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição**  
**Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração**  
**Distribuída**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores:

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes

Julho de 2016

Itajubá



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

**A N E X O I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Título da Dissertação: **“Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída”**

Autor: **Alisson Guedes Chagas**

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A - Aprovado	R - Reprovado	
2º	A		
3º	A		
4º	A		

**Observações:**

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

**Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.**

Resultado Médio: **Conceito:** A, ou seja, APROVADO

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 08 de julho de 2016.

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi  
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes  
3º Examinador (Coorientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza  
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, pela saúde que tenho e por tantas conquistas ao longo desta caminhada. Ele está sempre presente!

À minha querida esposa e também engenheira Gisele, pelo incondicional apoio durante a execução deste trabalho, e pelo amor, carinho e paciência nas horas mais difíceis.

Aos meus pais, que são os principais responsáveis por eu ter chegado até aqui. Os exemplos de amor ao próximo, honestidade e trabalho me seguirão por toda a vida.

Ao meu irmão Andrey, grande amigo, parceiro e também grande engenheiro.

Aos professores Antônio Carlos Zambroni de Souza e Benedito Isaias de Lima, pela dedicação, profissionalismo e amizade durante minha vida acadêmica na UNIFEI.

À professora Maria Helena Murta Vale, pelos primeiros passos no campo da estabilidade de sistemas.

Aos funcionários do PRPPG-UNIFEI por todo o suporte durante a realização do curso, especialmente à Magda Abranches.

À Cemig Distribuição, que tornou possível a realização deste trabalho de Mestrado. Agradecimento especial aos colegas Beline, Valério, Anderson e Cléber pelo incentivo e patrocínio, bem como ao Alécio, Jorge e Rodnei, que enriqueceram a elaboração do trabalho com valiosas contribuições técnicas.

## RESUMO

A inserção de fontes de geração distribuída representa uma grande mudança para as distribuidoras, especialmente no que tange ao planejamento e à operação de suas redes. Entende-se como geração distribuída as unidades geradoras de energia elétrica conectadas nos sistemas de distribuição, podendo ser conectadas em alta, média ou baixa tensão. O foco deste trabalho se dá nos geradores conectados nos sistemas de distribuição em alta tensão, em 138 kV.

Características dinâmicas, antes típicas de sistemas de transmissão, tomam uma importância cada vez maior nos eixos de distribuição de alta tensão (subtransmissão), principalmente considerando que o despacho deste bloco de geração é realizado de forma descentralizada, sem a coordenação dos centros de operação das distribuidoras.

Este trabalho aborda a estabilidade em sistemas elétricos de potência, num cenário de elevada penetração de recursos distribuídos. É apresentada uma visão geral sobre as técnicas de análise de estabilidade eletromecânica e de tensão, identificando a abrangência e limitações de cada um dos fenômenos.

Finalmente é desenvolvido um estudo da estabilidade de um sistema real disponibilizado pela Cemig, considerando a conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) em sua rede de distribuição de Alta Tensão (AT). Testes de controladores e vários distúrbios são simulados com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico desta nova configuração do sistema elétrico sob o impacto da conexão. Dependendo da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode conduzir o sistema para um novo ponto de operação estável, ou não ser suficiente para sustentar a estabilidade.

## **ABSTRACT**

The integration of distributed generation sources represents a major change for the energy utilities, especially in regard to the planning and operation of their networks. Distributed generation can be understood as energy plants connected at the utilities systems, which can be at high, medium or low voltage. The focus of this work is given in the generators connected to distribution systems for high voltage 138 kV.

Dynamic characteristics, considered in early ages as typical at transmission systems, become crucially important in high voltage distribution (sub transmission) systems, especially considering that the dispatch of these generation blocks is done in a decentralized manner, without the coordination of the operation centers.

This work aims to analyze the stability in power systems, in a scenario of high penetration of distributed resources. A broad view of the techniques of electromechanical and voltage stability analysis is presented, identifying the strengths and limitations of each one.

Finally a stability study of a real system provided by Cemig is carried out, considering the connection of a Small Hydroelectric Plant (SHP) in its high voltage distribution grid. Testing controllers and various disturbances are simulated in order to evaluate the electromechanical stability of the electrical system. Depending on the type and duration of the disturbance, the electromechanical behavior of the generators may either drive the system to a stable operating point or not be able to sustain stability.

## LISTA DE FIGURAS

2.1 – Etapas da Conexão de Geradores .....	27
3.1 – Classificação dos Estudos de Estabilidade de Sistema de Potência .....	29
3.2 – Característica $P - \delta$ da máquina síncrona .....	31
3.3 – Máquina contra barramento infinito .....	32
3.4 – Condição de estabilidade transitória .....	33
3.5 – Sistema radial .....	33
3.6 – Sistema radial após a perturbação .....	34
3.7 – Característica $P - \delta$ para a retirada da LT1 .....	34
3.8 – Característica $P - \delta$ para a retirada da LT1 para $P_2 > P_1$ .....	35
3.9 – Característica $P - \delta$ para a retirada da LT1 para $P_4 > P_3$ .....	36
3.10 – Característica $P - \delta$ para a retirada da LT1 para $P_5 > P_4$ .....	37
4.1 – Sistema Elétrico Regional .....	53
4.2 – Regulador Automático de Tensão de 1ª Ordem .....	58
5.1 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Níveis de Tensão (p.u.) .....	67
5.2 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	68
5.3 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Potência Elétrica dos Geradores (MW) .....	69
5.4 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Níveis de Tensão (p.u.) .....	70
5.5 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da UHE Retiro Baixo: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	70
5.6 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da UHE Retiro Baixo: Potência Elétrica dos Geradores (MW) .....	71
5.7 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da PCH Quartel: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	72
5.8 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da PCH Quartel: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.) .....	73

5.9 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da UHE Retiro Baixo: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	74
5.10 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da UHE Retiro Baixo: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.).....	74
5.11 – Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	76
5.12 – Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto, sem religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.) .....	77
5.13 – Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto, com religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	78
5.14 – Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto, com religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.) PCH Quartel, (b) Potência Acelerante (p.u.)UHE Retiro Baixo .....	79
5.15 – Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto, com religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.).....	79
5.16 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	80
5.17 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.) .....	81
5.18 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	82
5.19 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento: Níveis de Tensão (p.u.) .....	83
5.20 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, com religamento: Defasagem Angular (Graus) .....	84
5.21 – Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	84
5.22 – Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, sem religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.) .....	85
5.23 – Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, com religamento: Defasagem Angular (Graus) .....	86



5.24 – Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento (a) Oscilação Angular (Graus) e (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	87
5.25 – Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.) .....	88
5.26 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.), (b) Frequência (Hz) dos Geradores .....	89
5.27 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento: Níveis de Tensão (p.u.) .....	90
5.28 – Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento: Potência Elétrica dos Geradores (MW) .....	91
5.29 – Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, com religamento, Defasagem Angular (Graus) .....	92

## LISTA DE TABELAS

4.1 - Limites de Tensão.....	49
4.2 - Tempo de Atuação das Proteções.....	52
4.3 - Barras do Sistema Regional .....	54
4.4 - Linhas de Distribuição e Transformadores.....	55
4.5 - Cargas e Bancos de Capacitores (Carga Pesada).....	56
4.6 - Cargas e Bancos de Capacitores (Carga Leve).....	57
4.7 - Geradores UHE Retiro Baixo.....	57
4.8 - Geradores PCH Quartel.....	58
4.9 - Regulador Automático de Tensão (a) Retiro Baixo e (b) Quartel.....	59
4.10 - Regulador Automático de Velocidade (a) Retiro Baixo e (b) Quartel .....	59
5.1 - Carregamento das Linhas de Distribuição – Carga Pesada.....	61
5.2 - Carregamento das Transformações – Carga Pesada.....	62
5.3 - Nível de Tensão dos Barramentos – Carga Pesada.....	63
5.4 - Carregamento das Linhas de Distribuição – Carga Leve.....	64
5.5 - Carregamento das Transformações – Carga Leve.....	64
5.6 - Nível de Tensão dos Barramentos – Carga Leve.....	65

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica  
ABRADEE – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica  
ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
AT – Alta Tensão ( $\geq 69$  kV)  
CA – Corrente Alternada  
CAG – Controle Automático de Geração  
CC – Corrente Contínua  
CEMIG D – Cia Energética de Minas Gerais - Distribuição  
CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco  
CIGRÈ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GD – Geração Distribuída  
HVDC – *High Voltage Direct Current*  
Icte – Corrente Constante  
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
kV – *Kilo Volt*  
LD – Linha de Distribuição ( $< 230$  kV)  
LT – Linha de Transmissão ( $\geq 230$  kV)  
LTC – *Load Tap Changer*  
MT – Média Tensão ( $< 69$  kV)  
MVA – *Mega Volt-Ampere*  
Mvar – *Mega Volt-Ampere Reativo*  
MW – *Mega Watt*  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica ( $\leq 30$  MW)  
Pcte – Potência Constante  
PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica  
RAT – Regulador Automático de Tensão  
SDAT – Sistemas de Distribuição em Alta Tensão

SDMT – Sistemas de Distribuição em Média Tensão

SE – Subestação

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIL – *Surge Impedance Level*

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usina Hidrelétrica (> 30 MW)

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência .....	14
1.2	Geração Distribuída e os Impactos na Estabilidade dos Sistemas Elétricos .....	16
1.3	Objetivos do Trabalho .....	17
1.4	Organização do Trabalho.....	18
<b>2.</b>	<b>SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>20</b>
2.1.	Setor Elétrico Brasileiro – Histórico e Reestruturação.....	20
2.2.	Planejamento da Expansão e Livre Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição .....	22
2.3.	Cenário de Geração Distribuída .....	24
2.4.	Procedimentos de Distribuição.....	26
<b>3.</b>	<b>ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>28</b>
3.1.	Introdução.....	28
3.2.	Estabilidade Eletromecânica ou Angular .....	30
3.2.1	Equação de Oscilação da Máquina Síncrona.....	30
3.2.2	Característica Potência x Ângulo e o Critério das Áreas Iguais .....	31
3.3.	Estabilidade de Tensão .....	37
3.3.1	Definições, Conceitos e Terminologias .....	38
3.3.2	Classificação Quanto ao Tipo de Perturbação .....	40
3.3.3	Classificação Quanto à Duração do Fenômeno .....	41
3.3.4	Influência dos Diversos Equipamentos.....	42
3.3.5	Cenário Típico de Colapso de Tensão .....	45
3.3.6	Técnicas de Análise .....	46
<b>4.</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>48</b>
4.1.	Crítérios e Premissas Gerais do Estudo.....	48
4.2.	Base de Dados do Sistema em Estudo.....	53
4.3.	Eventos Simulados na Avaliação da Estabilidade Eletromecânica .....	59
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES .....</b>	<b>61</b>
5.1.	Resultados das Análises de Fluxo de Potência .....	61
5.2.	Resultados das Análises de Estabilidade.....	67

<b>6.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>94</b>
6.1.	Conclusões.....	94
6.2.	Proposta de Trabalhos Futuros .....	96
6.3.	Publicações Decorrentes do Trabalho .....	97
<b>7.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>98</b>

# 1. INTRODUÇÃO

*A robustez de um sistema elétrico de potência é medida pela habilidade deste sistema operar em um estado de equilíbrio viável, sob condições normais de operação e após ter sido submetido a determinada perturbação.*

Praba Kundur [1]

## 1.1 Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência

A energia elétrica já se tornou um recurso indispensável para a manutenção das estruturas socioeconômicas das sociedades contemporâneas. Desde grandes consumidores, como indústrias, centros comerciais, irrigantes, grandes produtores rurais, até pequenos e médios consumidores, como condomínios, edifícios e residências, todos dependem da energia elétrica para exercer suas atividades.

Dessa forma, tem-se buscado sempre a maior qualidade e confiabilidade possível no fornecimento de energia elétrica, fazendo com que este seja cada vez menos susceptível a falhas. Para manter esse fornecimento, existe um complexo sistema de redes constituído por grandes e pequenas centrais geradoras, extensas linhas de transmissão e uma rede altamente ramificada de distribuição. A esse sistema como um todo se dá o nome de Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Segundo [2], 99% da população brasileira é consumidora de energia elétrica, o que corresponde a 30% a 40% de toda a energia consumida no país. Este fornecimento de energia é garantido pela existência de um sistema de energia elétrica. O propósito desse sistema é atender às demandas das cargas, promovendo um suprimento adequado dessa energia. Como esta não pode ser armazenada em larga escala, deve ser distribuída para os consumidores em tempo real [3]. Cerca de 40% do investimento total no setor de energia elétrica se concentra no sistema de distribuição. O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) consiste em dois circuitos radiais (primário e secundário) interconectados, possuindo algumas restrições, como: operação coordenada estabelecida dos dispositivos de sobrecorrente, configuração radial, perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos, atendimento de todas as cargas, dentre outras [4].

É no estágio de distribuição que se concentra a maior perda de potência mensurável em todo o sistema elétrico. Pelo menos 2% da energia elétrica são perdidos nas etapas de média tensão. Além disso, mais de 80% de todas as interrupções no fornecimento de

energia que afetam diretamente os consumidores deve-se a falhas no sistema de distribuição [4].

Nas últimas décadas, os SEP não passaram apenas por um amplo processo de expansão em escala, mas também receberam um aumento expressivo no número de cargas que utilizam eletrônica, cargas estas potencialmente perturbadoras ao sistema, além de interligação de centrais de cogeração, tornando o sistema cada vez mais complexo de se operar [5].

A função de um SEP é converter energia existente nas diversas formas naturais em elétrica e transportá-la até os pontos de consumo. A energia é raramente consumida em sua forma elétrica, mas convertida em outras formas como calor, luz e movimento. A vantagem da energia elétrica é que esta pode ser transportada e controlada com relativa facilidade e com alto grau de eficiência e confiabilidade [1,6].

As crescentes restrições ambientais à implantação de novos empreendimentos, seja de geração ou de transmissão, aliadas às mudanças institucionais no modelo do setor elétrico brasileiro, convergem para uma complexidade ainda maior no planejamento e na operação destes sistemas. Estes aspectos estão impondo aos sistemas condições de operações ainda mais estressadas, próximas aos limites operativos, o que vem contribuindo para o crescimento do problema de estabilidade do sistema e a caracterização de diferentes formas de instabilidade.

Dessa forma, os aspectos de planejamento e operação dos SEP assumem importância ainda maior que a existente. É preciso planejar e operar o sistema adotando critérios técnicos e econômicos e aceitando alguns níveis de risco, uma vez que isso pode representar a economia de um montante considerável de investimento. É preciso acompanhar de perto e controlar as variações de grandezas elétricas, como tensão e frequência, pois depende da manutenção da qualidade dessas grandezas o correto funcionamento de milhões de equipamentos dos consumidores. Não se esquecendo da importância da qualidade no fornecimento de energia elétrica, os planejadores e operadores dos SEP devem se preocupar, antes, com a continuidade deste serviço, e é neste momento que os estudos de estabilidade tomam importância.

Na análise do desempenho dinâmico de um sistema elétrico supõe-se uma determinada condição inicial de operação que define um estado de equilíbrio que corresponde a uma situação de regime permanente. Na prática, um SEP é continuamente submetido a pequenas perturbações relacionadas com as variações instantâneas das cargas ou com



manobras que causam efeitos ao seu desempenho dinâmico. Desta forma, o estado inicial de equilíbrio vai se modificando ao longo do tempo, seguindo um comportamento imposto por essas alterações.

Os sistemas elétricos devem operar de forma ininterrupta e confiável para atendimento ao consumidor final. Para permitir estes índices de qualidade e continuidade, estes sistemas devem operar em condições adequadas de tensão e frequência. As redes são normalmente dimensionadas com sua capacidade de transmissão limitada, principalmente, pela estabilidade angular dos geradores e limite térmico dos elementos. Além dos aspectos relacionados à segurança e à confiabilidade, o crescimento contínuo da demanda, o aumento das interligações, a distância das usinas aos centros de carga, o desenvolvimento da eletrônica de potência aplicada a sistemas elétricos e, num movimento recente, **o crescimento da geração distribuída**, têm contribuído para a complexidade da operação e estabilidade destes SEP, especialmente os sistemas elétricos das distribuidoras.

## **1.2 Geração Distribuída e os Impactos na Estabilidade dos Sistemas Elétricos**

Várias são as tentativas de definição para o conceito de geração distribuída. Basicamente, pode-se definir o termo por centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A geração de energia elétrica próxima aos centros consumidores chegou a ser praticamente uma regra no início do século XX. Pequenas usinas isoladas forneciam energia elétrica a áreas remotas. Grandes consumidores de energia produziam sua própria eletricidade, de tal forma que neste período os sistemas operavam de forma ilhada, sem conexão com outras redes elétricas [7].

Entretanto, a partir da primeira metade do século passado este cenário começou a ser modificado. As redes isoladas começaram a ser interconectadas, resultando em sistemas interligados de médio e grande porte, alguns em operação até os dias atuais. O avanço das tecnologias de transmissão de energia elétrica a distâncias cada vez maiores, associado à chegada dos grandes aproveitamentos energéticos, permitiu que a geração fosse implantada longe dos centros de cargas. Sistemas predominantemente hidráulicos, como o brasileiro,

tiveram um desenvolvimento extraordinário, onde grandes usinas hidrelétricas puderam ser construídas nas chamadas “caixas d’água” do país, geralmente distante centenas de quilômetros das grandes cidades e das indústrias.

A interligação dos sistemas elétricos de potência (SEP) resultou em diversas vantagens econômicas e operacionais, presentes até os dias atuais. Entre estes benefícios tem-se a cooperação mútua entre os sistemas para o suprimento de energia elétrica, bem como o aumento da reserva eletro-energética do sistema como um todo após a interligação [1].

Esta visão clássica do SEP na qual a geração é a responsável pela conversão das fontes primárias em energia elétrica, o sistema de transmissão leva os grandes blocos de energia até os centros de consumo e a distribuição entrega a energia aos consumidores finais, começa a se alterar especialmente a partir dos anos 2000. As crescentes restrições ambientais e financeiras, que se apresentam como complicadores à implantação de grandes empreendimentos de geração, associadas às mudanças regulatórias, que preconizam o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, criaram um movimento favorável para as unidades geradoras conectadas diretamente nos sistemas de distribuição.

Se por um lado existe um crescente movimento, além de incentivos governamentais, para a ampliação da geração distribuída, por outro se verifica o aumento da preocupação do operador nacional e, principalmente, das distribuidoras, com a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas elétricos. Sistemas predominantemente radiais passam a apresentar características malhadas com a inserção de geração distribuída. Preocupações com a dinâmica do sistema, antes exclusivas dos sistemas de transmissão em extra alta tensão, passam a fazer parte do dia-a-dia dos profissionais que trabalham com o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição. Barras e áreas críticas têm suas características modificadas em virtude de constantes alterações na configuração dos sistemas, com a conexão de novos acessantes.

Com isso, os estudos de estabilidade tomam maior importância no âmbito das concessionárias de distribuição, de forma a garantir que os sistemas continuem operando em condições adequadas de tensão e frequência.

### **1.3 Objetivos do Trabalho**

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel [8,9] passaram a exigir dos geradores que se conectam nas redes de distribuição a apresentação de um estudo de estabilidade quando da solicitação de acesso. É função das distribuidoras a avaliação destes

estudos, liberando o acessante para prosseguimento em seu processo de conexão. Porém, o que se percebe na prática é que cada empreendedor analisa os impactos dinâmicos decorrentes de sua conexão de uma maneira diferente. Algumas análises se concentram, muitas vezes, apenas na manutenção do sincronismo dos geradores após determinado distúrbio, deixando de lado as alterações provocadas pelo gerador em áreas e barras sensíveis à estabilidade de tensão, dificultando a avaliação por parte das distribuidoras e culminando, em alguns casos, com o não atendimento ao objetivo principal do estudo.

Dissertar sobre estabilidade em sistemas de distribuição por si só já representa um aspecto inovador no sentido de que as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil começaram há poucos anos a preparar mais adequadamente seus profissionais para lidarem com esse assunto. Desta forma, esta dissertação tem como objetivo abordar o conceito e as classificações dos estudos de estabilidade, bem como as principais técnicas de análise dos fenômenos.

Para isso, avaliou-se um caso real da Cemig Distribuição em sistemas de distribuição em alta tensão, considerando a inserção de geração distribuída. As simulações estão delimitadas ao sistema elétrico de distribuição de alta tensão, que engloba os níveis compreendidos entre 13,8 kV e 161 kV.

## **1.4 Organização do Trabalho**

O trabalho está organizado da seguinte forma: o Capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, descrevendo basicamente o problema da dinâmica de sistemas de potência e a sua importância nos estudos de desempenho de um sistema elétrico de potência. Uma rápida abordagem sobre geração distribuída e os impactos da mesma no sistema de distribuição é mostrada. No capítulo também é apresentada a motivação e os objetivos desta dissertação.

O Capítulo 2 apresenta um breve histórico sobre a reestruturação do setor elétrico brasileiro, focando basicamente nas razões que levaram ao desenvolvimento e à grande inserção de geração distribuída verificada nos últimos anos e a sua expansão prevista.

Baseado no trabalho elaborado pela Força Tarefa IEEE/CIGRÈ [6], que se propôs a normalizar o uso, a definição e a classificação dos termos para estabilidade de sistemas elétricos de potência, o Capítulo 3 apresenta conceitos aplicados aos estudos de estabilidade. A estabilidade eletromecânica, ou estabilidade de ângulo, é definida utilizando o critério das áreas iguais. São caracterizadas as oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema, analisando o comportamento existente entre as potências fornecidas pelos geradores e os

deslocamentos angulares de seus rotores. Ainda neste capítulo são apresentados os conceitos da estabilidade de tensão, sua classificação quanto aos tipos de perturbação, quanto à duração do fenômeno, as diferenças básicas entre os métodos de análise estática e dinâmica, bem como a influência de diversos equipamentos dos sistemas elétricos no desencadeamento do processo de instabilidade de tensão. Por fim, as principais técnicas de análise da estabilidade de tensão, destacando aquelas utilizadas para a determinação da(s) barra(s) crítica(s), daquelas utilizadas para determinação do ponto de colapso.

O Capítulo 4 traz a metodologia proposta nas simulações, as diretrizes e critérios do estudo, bem como a base de dados utilizada e os eventos considerados.

Utilizando-se de um sistema elétrico real, disponibilizado pela Cemig, o Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento de um estudo de estabilidade eletromecânica, considerando a conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH nesta rede. Este sistema é submetido a diversos eventos, onde as variáveis potência elétrica ativa, potência acelerante, defasagem angular, frequência e perfil de tensão são monitoradas, objetivando a avaliação do comportamento do sistema e dos geradores após tais distúrbios.

Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais do trabalho, com conclusões, propostas de trabalhos futuros e publicações decorrentes da dissertação.

## **2. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Este capítulo tem por objetivo apresentar um breve histórico sobre a evolução e reestruturação do setor elétrico brasileiro, as atividades relacionadas ao planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição e os impactos da geração distribuída em todo esse processo.

### **2.1. Setor Elétrico Brasileiro – Histórico e Reestruturação**

Em meados do século XIX, a cultura do café era a atividade que mais gerava renda no Brasil e o lucro obtido impulsionava os setores urbanos da economia. O crescimento das cidades favoreceu as primeiras iniciativas de uso da energia elétrica no país ao mesmo tempo em que elas ocorriam na Europa e nos EUA.

O marco inicial aconteceu em 1879, quando foi inaugurada iluminação elétrica na estação central da ferrovia Dom Pedro II (Central do Brasil), no Rio de Janeiro, cuja fonte de energia era um dínamo. Em 1881, instala-se a primeira iluminação pública ainda alimentada por dínamos, num trecho do jardim do Campo da Aclamação, a atual Praça da República. No mesmo ano, a energia elétrica foi utilizada para iluminar dependências do edifício do Ministério da Viação durante um evento.

Já em 1883 o Brasil inaugurava a sua primeira central geradora: uma unidade termelétrica com 52 kW de capacidade, movida à lenha, que alimentava 39 lâmpadas na cidade de Campos, RJ, inaugurando a prestação do serviço público de iluminação na América do Sul. A preferência pelo modelo hidrelétrico também é antiga: a primeira hidrelétrica brasileira também foi construída em 1883, em Diamantina, MG.

Nos anos 30 o Governo Federal assume seu papel intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica com a formalização do Código de Águas. A partir daí, a União passa a legislar e outorgar concessões de serviços públicos antes regidos por contratos regionais. A nova política setorial revê os critérios para estabelecimento de preços a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e reversão e a justa remuneração do capital investido.

Ao longo dos anos 40, seguindo a tendência de outros setores estratégicos, o Estado amplia seu papel e passa a atuar diretamente na produção. O primeiro investimento nesse sentido foi a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) em 1945.

A partir da década de 80, devido à escassez de crédito nacional e internacional, os investimentos foram praticamente interrompidos, inclusive os de infraestrutura, como os do setor elétrico, que possuem longos períodos de maturação. Em particular, o esgotamento da política de financiamento deste setor, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação das fontes de recursos financeiros, desencadeou a necessidade de uma reestruturação do setor, incluindo mecanismos para viabilizar a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro, iniciado a partir da década de 1990, fundamenta-se na competição para atrair novos investimentos e propiciar modicidade tarifária. Para estimular a competitividade na produção de energia elétrica, o governo brasileiro, através da lei federal 9.074 de 1995 [10], dentre outras novidades, estabeleceu as figuras do autoprodutor de energia elétrica com venda de excedente e do produtor independente de energia – PIE, de forma que estes geradores pudessem comercializar a sua energia diretamente com consumidores livres no ambiente de contratação livre – ACL e no ambiente de contratação regulada – ACR, por meio de leilões, ou com a distribuidora local.

Com um modelo de geração essencialmente hidrelétrico, o Brasil se viu em situação de emergência ao atravessar um período de chuvas escassas que baixou consideravelmente os reservatórios das usinas. Em maio de 2001 o governo foi obrigado a adotar medidas emergenciais para evitar um colapso na oferta de energia. O período do racionamento atrasou o crescimento do setor.

As reformas setoriais promovidas pela reestruturação se basearam em três pilares: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, a criação de instrumentos regulatórios para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos (desverticalização), tarifas de uso de redes não discriminatórias, etc., com garantia de livre acesso aos sistemas de energia elétrica e, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de regulação incentivada nos segmentos que permaneceram como monopólio natural, tais como o fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão, incluindo ainda mecanismos de regulação da rede de transmissão.

## **2.2. Planejamento da Expansão e Livre Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição**

O planejamento da expansão de sistemas elétricos de transmissão e distribuição em deve considerar não só o aumento da capacidade do sistema, mas também incorporar os pontos de vista da operação e da manutenção, dotando as instalações de recursos técnicos e construtivos requeridos por esses processos sem elevar os custos acima dos limites postos pela regulação do setor [8].

Para se adequar a esse cenário, a distribuidora deverá, entre outras ações, incorporar à expansão do sistema de distribuição de alta tensão a padronização, modularização e mobilidade das subestações.

De forma resumida, o planejamento de sistemas elétricos apresenta como principais etapas:

- Previsões de Mercado
- Diagnóstico
- Formulação e análise de alternativas
- Análise técnica e econômica
- Escolha da alternativa

As previsões de mercado constituem-se em pontos de partida para a definição das obras de expansão e reforço e também para a determinação das condições técnicas e econômicas para a conexão de grandes consumidores e novos geradores ao sistema de distribuição.

O diagnóstico permite a identificação dos problemas atuais e um prognóstico dos futuros. É realizado periodicamente e consiste na análise das condições atuais e futuras do sistema, e apresenta uma síntese dos problemas identificados sob os pontos de vista da expansão, operação e manutenção. Por meio do diagnóstico dos sistemas de distribuição em alta tensão são identificadas as violações dos critérios técnicos adotados, para o horizonte de médio e longo prazo.

Com base nos resultados do Diagnóstico, passa-se à formulação e análise técnica de alternativas. Caso não esteja sendo atendido algum dos critérios técnicos, a alternativa deverá ser reformulada ou abandonada, caso isso não seja possível. Na formulação e análise das alternativas deverão ser consideradas eventuais restrições ambientais relacionadas ao traçado de linhas de distribuição e à localização de novas instalações. A violação de critérios

ambientais constitui um impedimento prático para a alternativa, que poderá ser abandonada no caso de impossibilidade de solução dos impactos ambientais por ela provocados.

Uma vez analisadas tecnicamente as alternativas, segue-se a análise econômica e regulatória. Na Análise Econômica são considerados os custos dos investimentos, das perdas elétricas, custos de operação e custos de manutenção associados a cada alternativa. A comparação entre as alternativas envolve os custos globais (obras, perdas elétricas, custos de operação e manutenção), a rentabilidade de cada alternativa, a análise dos riscos de glosa e a estimativa dos custos do descumprimento dos indicadores regulatórios de qualidade envolvidos.

Os principais produtos oriundos do processo de planejamento dos sistemas elétricos de alta tensão são:

- Definição das obras de expansão dos sistemas de transmissão nas interfaces com outras empresas do setor em conjunto com o Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Definição das obras de expansão dos sistemas de transmissão;
- Definição das obras de conexão entre os sistemas de transmissão e média tensão e entre transmissão e transmissão (planejamento integrado);
- Desenvolvimento dos estudos de engenharia associados à expansão do sistema de transmissão;
- Especificação de instalações e equipamentos do sistema de transmissão;
- Desenvolvimento de procedimentos, critérios e ferramentas associadas ao planejamento dos sistemas de transmissão;
- Busca e pesquisa de novas tecnologias aplicadas aos sistemas de transmissão;
- Definição das condições técnicas e econômicas para a conexão de novos acessantes (geração, cogeração e autoprodução) aos sistemas elétricos - consultas e solicitações de acesso;
- Desenvolvimento dos estudos de engenharia associados à conexão de novos acessantes;
- Especificação de instalações e equipamentos dos sistemas de transmissão, para conexão de novos acessantes.

Assim, as soluções para o sistema elétrico devem considerar, de forma integrada, as expectativas da expansão (transmissão e distribuição), as necessidades da média tensão, as novas gerações, os novos acessantes, os novos consumidores, e as necessidades específicas de operação e manutenção. Busca-se, sempre que possível, desenvolver estudos de diagnóstico



do sistema elétrico plurianuais considerando-se os diversos aspectos (Expansão, Manutenção, Operação, etc.) bem como todos os segmentos (Geração, Transmissão, Subtransmissão e Distribuição). Esta integração resulta em significativos ganhos de escala e escopo, ou seja, redução de custos na execução das obras e/ou soluções conjuntas de mínimo custo.

Outro pilar importante da reestruturação do setor elétrico brasileiro, e que impacta diretamente o planejamento e a operação dos SEP, é a liberação do acesso às redes de transmissão e distribuição. O acesso desses geradores deve ser sempre solicitado à distribuidora, detentora da concessão da área geográfica em que se localizam as instalações de geração. A distribuidora deve estabelecer a forma de conexão do gerador aplicando o critério de mínimo custo global de investimentos e perdas elétricas, através do levantamento de alternativas de conexão viáveis tecnicamente. Estas alternativas devem atender aos critérios de carregamento de linhas de transmissão, níveis de tensão e regulação, bem como não trazer impactos negativos ao fornecimento de energia elétrica para os demais consumidores e também para a operação adequada e segura do sistema.

Na grande maioria das distribuidoras brasileiras não são realizados estudos dinâmicos nas análises iniciais que definirão o ponto de conexão. Esta análise ocorre no parecer de acesso e neste momento já não se consegue mudar o ponto de conexão, caso o mesmo não seja o mais adequado do ponto de vista de estabilidade. Neste sentido, ressalta-se a necessidade uma análise técnica por parte das áreas de planejamento da expansão das distribuidoras a fim de definir a melhor alternativa de conexão destes geradores, analisando os impactos no sistema elétrico e propondo as obras necessárias para a inserção desta nova injeção de potência.

### **2.3. Cenário de Geração Distribuída**

A energia elétrica produzida no Brasil ainda apresenta uma característica predominantemente hidráulica. Apesar de ser considerada confiável, robusta e, principalmente, renovável, a produção hidrelétrica se torna cada vez mais dependente das aflúências, que resultam das chuvas.

Considerando que a maioria dos novos projetos não possuem grandes reservatórios, verifica-se com o passar do tempo uma perda da capacidade de regularização plurianual. A estiagem verificada no Brasil nos verões de 2014 e 2015 levou o ONS a despachar uma quantidade considerável de usinas termelétricas para garantir o fornecimento e atendimento à ponta de carga do sistema interligado nacional [11].

Além do iminente risco associado de racionamento, verificou-se uma elevação do custo da geração de energia no curto prazo, que penalizou as distribuidoras, que por sua vez repassaram a conta para os consumidores. O custo do despacho das termelétricas, sabidamente de maior valor que o das hidrelétricas, foi calculado pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE em valores próximos a R\$ 12 bilhões em 2014 [12].

Estes e outros motivos que ainda serão explorados neste trabalho evidenciam a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira, com a inserção de outras fontes complementares de energia, como a eólica, a solar, da biomassa entre outras. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, a potência contratada nos últimos leilões promovidos pelo poder concedente somam um montante de 7.073 MW só de geração eólica [13]. Dentre as vantagens apresentadas pela geração distribuída cita-se, por exemplo, a melhora na capacidade de regularização dos reservatórios das grandes hidrelétricas. Enquanto uma usina eólica, térmica de biomassa ou fotovoltaica estiver gerando energia elétrica, os reservatórios estarão sendo poupados. Em alguns casos específicos, verifica-se uma redução de perdas elétricas, bem como uma melhora no desempenho dos sistemas de distribuição [13].

Outros fatores que fazem da geração distribuída uma alternativa atraente à expansão do parque gerador do país são: baixo custo de investimento; baixo custo de investimento para construção de unidades de geração; redução dos custos dos equipamentos com a produção nacional; curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação; atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida; baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração; redução dos impactos ambientais causados pelas linhas de transmissão e áreas de reservatórios da geração centralizada.

No Brasil, a operação desse sistema só teve início na década de 90, a partir da reestruturação do setor elétrico, que proporcionou um aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica, a partir de incentivos governamentais. Por exemplo, a ANEEL, através da Resolução Normativa 077/2004, estabelece que os empreendimentos com potência instalada inferior a 30 MW podem requerer descontos que chegam a até 50% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

Se por um lado existe um crescente movimento de incentivos governamentais para a ampliação da geração distribuída, por outro se verifica o aumento da preocupação do operador nacional e, maior agora das distribuidoras, com a confiabilidade e a estabilidade dos

sistemas elétricos. Sistemas predominantemente radiais passam a apresentar características malhadas com a inserção de recursos de geração distribuída. Preocupações relacionadas à dinâmica do sistema, antes exclusivas das malhas de transmissão em extra-alta tensão, estão fazendo parte do dia a dia dos profissionais que trabalham com os sistemas de distribuição.

## **2.4. Procedimentos de Distribuição**

A conexão de um novo gerador contempla quatro etapas de estudo e planejamento: consulta, informação, solicitação e parecer de acesso [9]. Em seguida, inicia-se a fase de execução das obras de conexão, que incluem projeto, construção, comissionamento e energização das instalações de conexão. As principais etapas são descritas a seguir.

### **Consulta de Acesso**

É a primeira etapa do processo de conexão: nela o gerador faz uma solicitação formal à distribuidora para elaboração do estudo de conexão informando todos os insumos necessários para a elaboração da informação de Acesso. Esse mesmo processo deve ser percorrido quando se tratar de uma expansão da unidade geradora.

### **Informação de Acesso**

A informação de acesso é a resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso, sem ônus para o acessante, com o objetivo de fornecer informações sobre o acesso pretendido, devendo indicar o ponto de conexão, baseado no critério de mínimo custo global.

### **Solicitação de Acesso**

Após a obtenção do Ato Autorizativo, o gerador submete a distribuidora os projetos das instalações de conexão para aprovação e emissão do Parecer de Acesso. Estes projetos são: projeto da medição de faturamento, projeto da proteção da SE Geradora, projeto da subestação particular de interligação e o projeto das instalações de conexão (reforço/modificação do alimentador da Cemig D, do ponto de conexão e da rede particular do Gerador).

### **Parecer de Acesso**

O Parecer de Acesso é um documento apresentado pela distribuidora, sem ônus para o gerador, onde são informadas as condições técnicas e comerciais para o acesso,

compreendendo a conexão e o uso do sistema de distribuição, os padrões da distribuidora, o escopo das obras, bem como o respectivo prazo de construção. A Figura 2.1 apresenta de forma resumida as etapas necessárias.

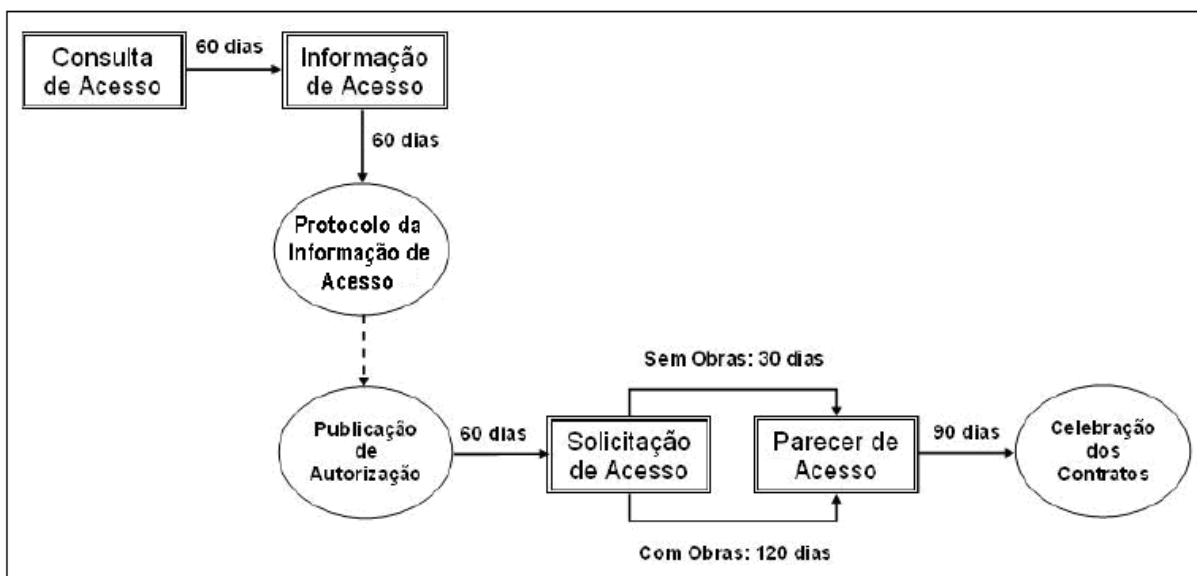


Figura 2.1 – Etapas da Conexão de Geradores  
Fonte: Aneel - Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição

## 3. ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

### 3.1. Introdução

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como sendo a capacidade que este sistema tem de se manter em um estado de equilíbrio, quando em condições operativas normais, e de alcançar um estado de equilíbrio viável após ter sido submetido a uma perturbação como: curto-circuito em um elemento importante, saída de operação de grandes blocos de carga ou de geração etc [1,6].

Um ponto de operação normal não deve ser entendido como um ponto estático. Na verdade, um SEP está continuamente submetido às pequenas perturbações representadas pela variação da carga e pelas diversas ações de controle. Como exemplo, podem ser citados os controles de tensão e frequência, como a variação dos tapes de um regulador de tensão, ou a ação da malha de um controle automático de geração (CAG).

As grandes perturbações se referem a eventos menos corriqueiros, como a saída de uma linha de transmissão ou a desconexão de um grande gerador. Em ambas as situações, é preciso que, após a ocorrência do distúrbio, o sistema volte a operar de forma satisfatória.

Os estudos de dinâmica dos sistemas elétricos podem se dividir em três tipos: estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência. O primeiro avalia a habilidade do sistema de potência manter suas unidades geradoras operando em condições de sincronismo; o segundo está relacionado com a capacidade de um sistema manter perfis de tensão adequados em todos os seus barramentos, tanto em condições normais, como em contingências e o terceiro se refere à capacidade de um sistema de potência manter a frequência em valores permissíveis, após determinado distúrbio [1]. Nestes estudos são válidas algumas aproximações como desprezar os efeitos transitórios, que serão muito rápidos quando comparados com as frequências naturais de oscilação dos rotores das máquinas síncronas, cuja inércia não permite que a frequência do sistema excursionem muito além do seu valor nominal.

Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência são associados às inadequadas respostas de equipamentos, fraca coordenação de controles e equipamentos de proteção, ou reserva de geração insuficiente. Os efeitos da atuação dos controles automáticos de geração (CAG), saturação de transformadores e comportamento da carga fora das

condições nominais são importantes nesta análise. A técnica de simulação não-linear no domínio do tempo, com modelagens mais aprimoradas para as dinâmicas associadas às severas excursões de parâmetros e intervalos de tempo estendidos, é indicada para esta análise.

A estabilidade em SEP pode ter diferentes formas e ser influenciada por uma ampla gama de fatores e o desempenho dinâmico por uma diversidade de mecanismos com características e classes de respostas diferentes. A separação ou a inclusão de determinadas características, como os impactos de pequeno ou grande porte, a instabilidade envolvida, as influências dos elementos e o tempo de avaliação permitem uma divisão do estudo de estabilidade. Esta divisão apresenta algumas particularidades, e dentro da natureza e da análise a que se propõe, são satisfatórias [14].

As classificações dos estudos de estabilidade podem ser visualizadas na Figura 3.1, na qual a natureza, o tipo de impacto e o tempo de resposta e de interesse para as análises são considerados [6].

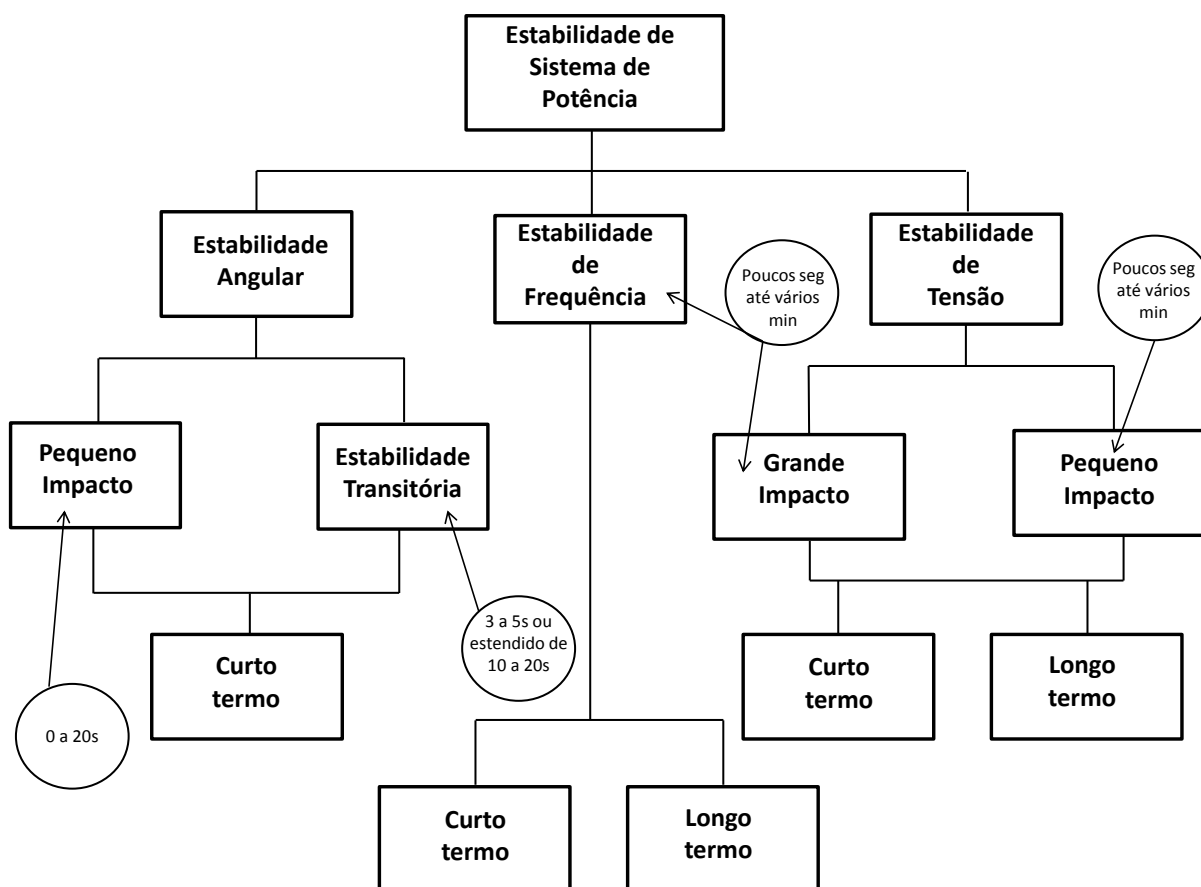


Figura 3.1 – Classificação dos Estudos de Estabilidade de Sistema de Potência

## 3.2. Estabilidade Eletromecânica ou Angular

Estudos desta natureza consideram os efeitos das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema, analisando o comportamento existente entre as potências fornecidas pelos geradores e os deslocamentos angulares de seus rotores.

As análises desta classe de estudos de estabilidade são estabelecidas, normalmente, através de dois tipos distintos de estudo. O primeiro, *estabilidade angular frente a pequenos impactos*, que considera as variações naturais de carga, apresenta respostas suficientemente pequenas, de maneira que equações linearizadas podem ser utilizadas. De uma forma geral, este tipo de estudo avalia a capacidade de manutenção do sincronismo das unidades geradoras do sistema de potência para as situações de pequenos impactos. O segundo tipo de estudo de estabilidade angular, *estabilidade angular transitória ou frente a grandes impactos*, avalia a habilidade do SEP em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando da ocorrência de impactos de grandes perturbações como curtos-circuitos, perdas de geração, desligamento de linhas, perda de uma grande unidade de geração, etc. Neste caso as equações não podem mais ser linearizadas, e as soluções do sistema são obtidas por métodos de resolução de equações diferenciais não-lineares [6,15].

### 3.2.1 Equação de Oscilação da Máquina Síncrona

A equação de oscilação da máquina síncrona, também chamada de equação de balanço, é aquela que governa o movimento do rotor [1,15]. Ela relaciona o conjugado de inércia com o conjugado de aceleração resultante no eixo (3.1). Esta equação é fundamental na avaliação do comportamento transitório da máquina síncrona.

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} \cdot [P_m - P_e] \quad (3.1)$$

onde:

$P_m$  = potência mecânica em p.u.;

$P_e$  = potência elétrica em p.u.;

$\delta$  = deslocamento angular do rotor em rad;

$\omega_s$  = velocidade síncrona em rad/s;

$H$  = constante de tempo de inércia em s, MWs/MVA ou MJ/MVA.

A constante de tempo de inércia ( $H$ ) está ligada ao tempo de resposta da máquina. Quanto maior este parâmetro, maior a capacidade que o gerador tem de manter-se em sincronismo com o sistema durante um período de perturbação e tendência de aceleração.

### 3.2.2 Característica Potência x Ângulo e o Critério das Áreas Iguais

Nos estudos de estabilidade angular [1,15] é de fundamental importância considerar a equação da potência elétrica fornecida pela máquina síncrona (3.2).

$$P = \frac{E.V}{X_s} \cdot \text{sen}(\delta) \quad (3.2)$$

onde:

$P$  = potência elétrica fornecida pela máquina;

$E$  = tensão interna da máquina;

$V$  = tensão terminal da máquina, desprezando-se a resistência de armadura;

$X_s$  = reatância síncrona da máquina;

$\delta$  = deslocamento angular.

Através de (3.2) é possível desenvolver a chamada característica potência – ângulo da máquina síncrona, ou característica  $P - \delta$ . A mesma é apresentada na Figura 3.2, sendo  $P_e$  a potência elétrica fornecida pela máquina e  $P_m$  a potência mecânica no eixo, que é considerada constante.

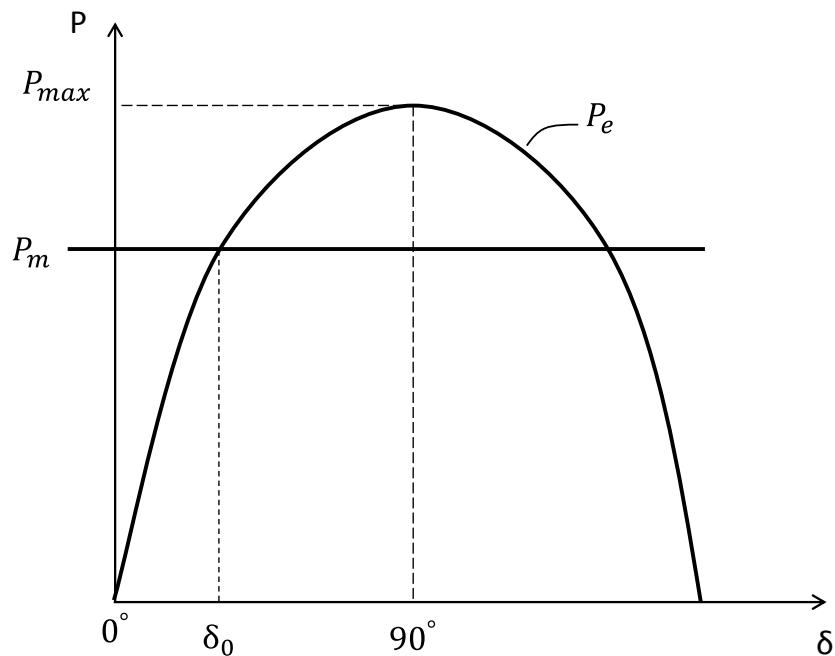


Figura 3.2 – Característica  $P - \delta$  da máquina síncrona

Observa-se que, à medida que a potência mecânica aumenta, o mesmo ocorre com a potência elétrica, pois o ângulo  $\delta$  também aumenta. Esta condição é válida desde que se considere  $P_m \leq P_{max}$ , ou ainda, ângulos  $\delta$  inferiores a  $90^\circ$ .



No caso particular  $P_m = P_{max}$  tem-se a condição de carregamento máximo da máquina, ou seja, a máxima potência ativa que pode ser fornecida pela máquina síncrona ao barramento infinito. Nesta situação tem-se  $\delta = 90^\circ$ . Se a potência mecânica atingir um valor superior a  $P_{max}$ , não haverá condição de equilíbrio, sendo a máquina síncrona submetida a uma potência acelerante positiva, o que tem como consequência a sua instabilidade.

Da característica  $P - \delta$  pode-se observar que a máxima potência que pode ser transferida da máquina síncrona de polos lisos ao barramento infinito é dada por (3.3):

$$P = \frac{E.V}{X_s} \quad (3.3)$$

Este valor corresponde ao limite de carregamento da máquina na condição de operação em regime permanente.

O chamado critério da igualdade de áreas corresponde a um método direto de análise da estabilidade angular transitória, onde a abordagem é realizada com independência do tempo. Para que se possa entender os princípios desta metodologia, considere inicialmente o sistema radial apresentado na Figura 3.3.

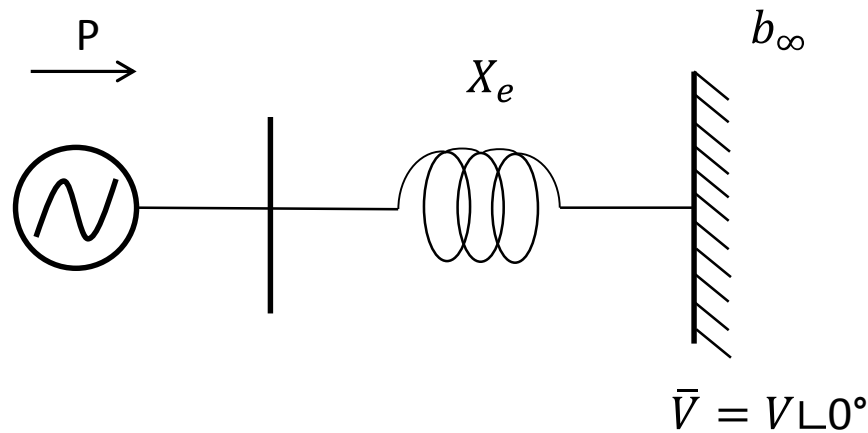


Figura 3.3 – Máquina contra barramento infinito

Considerando a equação de oscilação da máquina síncrona (3.1), percebe-se que a mesma não pode ser resolvida diretamente, uma vez que  $P_e$  é uma função não linear do ângulo  $\delta$ . Definindo  $P_a = P_m - P_e$  como sendo a potência acelerante, tem-se:

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{W_s}{H} \cdot \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a \cdot d\delta} = 0 \quad (3.4)$$

onde:

$\delta_0$  = deslocamento angular inicial do rotor.

$\delta_{max}$  = deslocamento angular máximo do rotor.

A equação (3.4) define a condição de estabilidade transitória do sistema. Para melhor compreensão do significado desta expressão, considere a Figura 3.4, na qual  $A_1$  corresponde a uma área de aceleração e  $A_2$  a uma área de desaceleração.

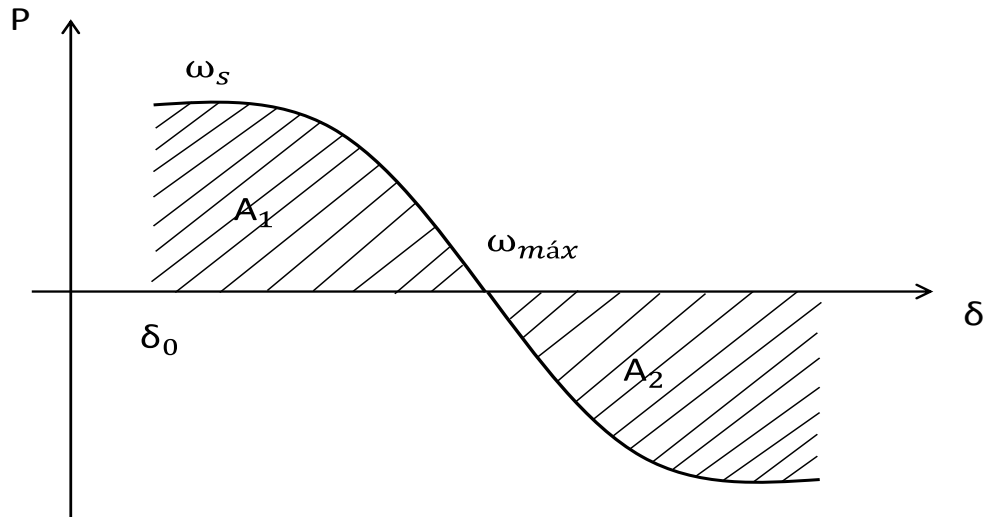


Figura 3.4 – Condição de estabilidade transitória

Observa-se que o sistema apresentará um comportamento transitoriamente estável quando houver uma área de desaceleração ( $A_2$ ) suficiente para compensar a área de aceleração  $A_1$ . No limite tem-se  $A_2=A_1$ , definindo o limite de estabilidade angular transitória.

A seguir será apresentado um exemplo de aplicação em um sistema radial, no qual será aplicada uma perturbação, sem defeito, e verificada a característica potência – ângulo deste da máquina.

Seja o sistema radial apresentado na Figura 3.5.

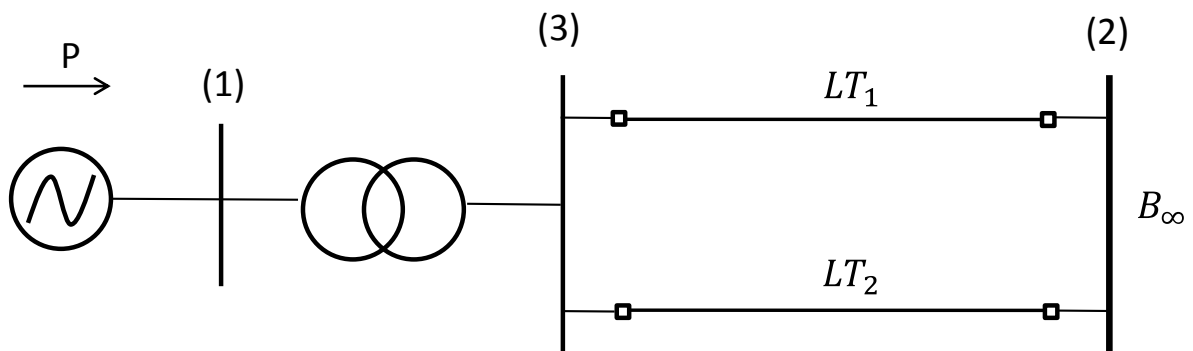


Figura 3.5 – Sistema radial

Admitindo-se a saída súbita da linha 1 (LT1) tem-se o sistema apresentado na Figura 3.6:

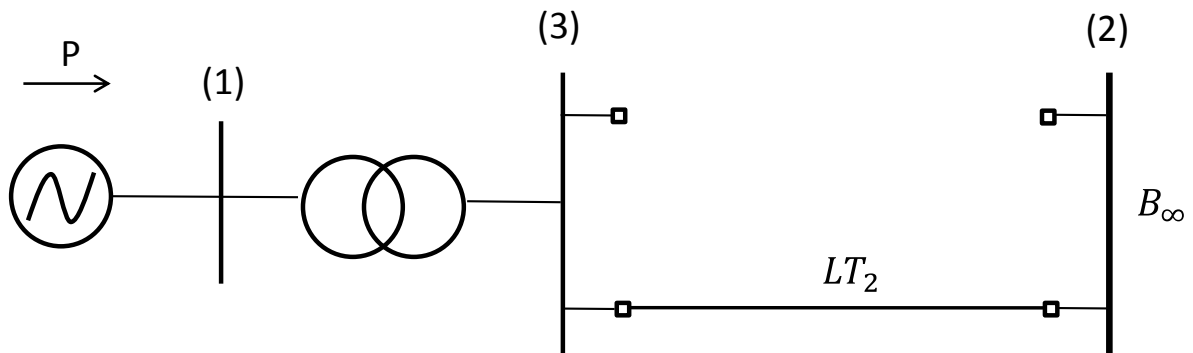


Figura 3.6 – Sistema radial após a perturbação

A Figura 3.7 mostra a característica  $P - \delta$  para o sistema quando a linha é 1 é retirada:

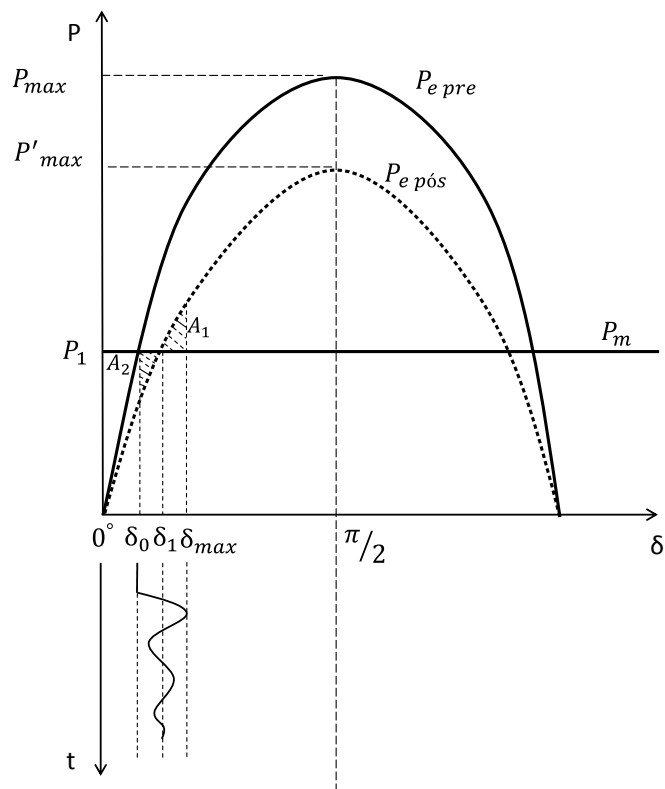


Figura 3.7 – Característica  $P - \delta$  para a retirada da LT1

onde:

$P_1$  = valor da potência mecânica;

$\delta_0$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_1$ , anterior à perturbação;

$\delta_1$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_1$ , após a perturbação;

$A_1$  = área de aceleração;

$A_2$  = área de desaceleração.

Admitindo agora outra condição de operação do sistema, na qual a máquina está com uma potência mecânica  $P_2$ , de tal forma que  $P_2 > P_1$ , tem-se uma nova curva da característica  $P - \delta$ , como mostrado na Figura 3.8:

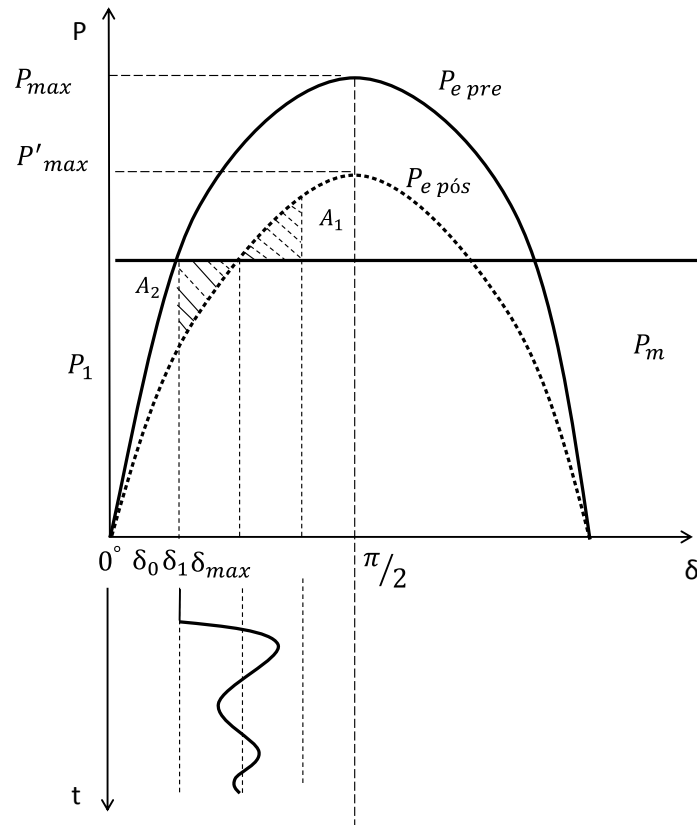


Figura 3.8 – Característica  $P - \delta$  para a retirada da LT1 para  $P_2 > P_1$ .

onde:

$P_2$  = novo valor da potência mecânica;

$\delta_0$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_2$ , anterior à perturbação;

$\delta_1$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_2$ , após a perturbação;

$A_1$  = área de aceleração;

$A_2$  = área de desaceleração.

Conforme se pode analisar através das Figuras 3.7 e 3.8, o impacto para a nova condição operativa é mais severo. Isto ocorre devido ao maior valor da potência despachada ( $P_2 > P_1$ ). Apesar da maior severidade em relação ao primeiro caso, a oscilação angular tem um amortecimento relativamente rápido e estável.

Se considerar agora uma nova condição operativa para o sistema, onde a máquina síncrona tem uma potência mecânica  $P_4$ , sendo  $P_4 > P_3$ , tem-se outra característica  $P - \delta$ , conforme mostrado na Figura 3.9.

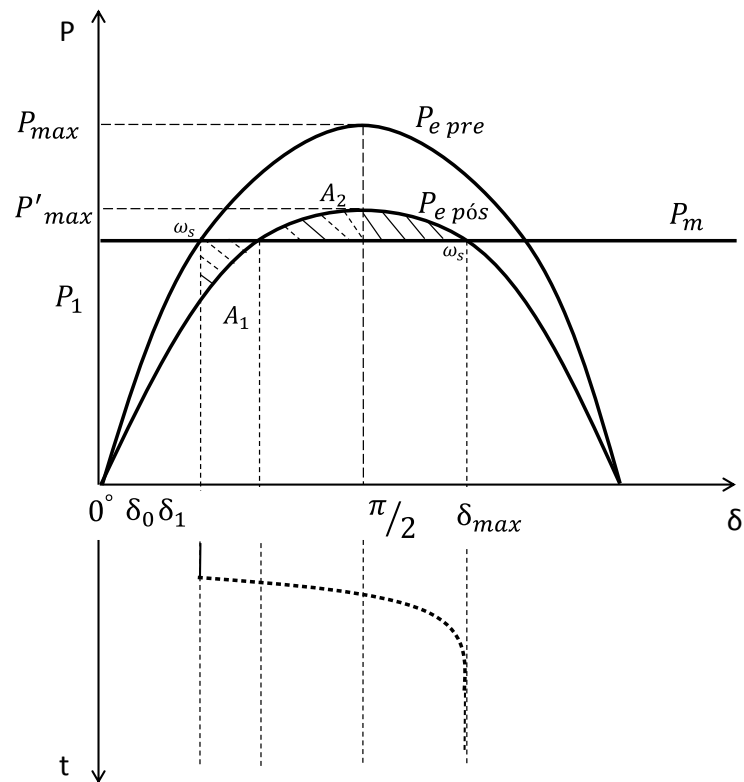


Figura 3.9 – Característica  $P - \delta$  para a retirada da LT1 para  $P_4 > P_3$

onde:

$P_4$  = novo valor da potência mecânica;

$\delta_0''$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_4$ , anterior à perturbação;

$\delta_{max}$  = ângulo máximo do rotor correspondente à  $P_4$  após a perturbação;

$A_1$  = área de aceleração;

$A_2$  = área de desaceleração.

De acordo com análise da Figura 3.9, nota-se que o impacto para a carga  $P_4$  é ainda mais severo quando comparado aos dois casos anteriores, devido ao valor da potência inicialmente despachada ( $P_4$ ). Observa-se que o sistema atinge seu limite de estabilidade angular transitória.

Por fim, a Figura 3.10 apresenta a característica  $P - \delta$  admitindo-se uma condição inicial operativa do sistema, com uma potência despachada  $P_5$ , tal que  $P_5 > P_4$ .

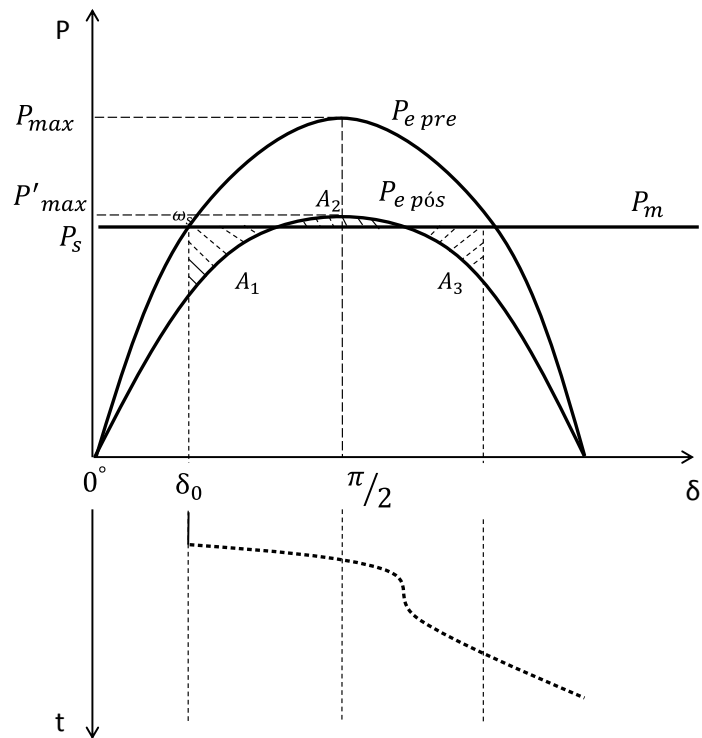


Figura 3.10 – Característica  $P - \delta$  para a retirada da LT1 para  $P_5 > P_4$

onde:

$P_5$  = novo valor da potência mecânica;

$\delta_0''$  = ângulo do rotor correspondente à  $P_5$ , anterior à perturbação;

$A_1$  = área de aceleração;

$A_2$  = área de desaceleração;

$A_3$  = área de aceleração.

O impacto para a carga  $P_5$  leva o sistema a uma condição de instabilidade angular transitória, uma vez que o ângulo não retorna a um novo valor de equilíbrio após a oscilação.

O critério da igualdade de áreas é um artifício didático bastante interessante para o início da compreensão do complexo tema da estabilidade eletromecânica.

### 3.3. Estabilidade de Tensão

Até este ponto ficou evidenciado que a complexidade da operação dos SEP leva a diferentes formas de identificação do processo de instabilidade, o que demanda uma compreensão mais abrangente sobre vários aspectos dos sistemas. O crescimento constante da carga, nem sempre acompanhado na mesma proporção pelas obras de expansão, fez com que surgissem problemas ligados à demanda de potência reativa e à estabilidade de tensão.

O estudo de estabilidade de tensão é uma das facetas do estudo de estabilidade de SEP que vem merecendo maiores atenções dos especialistas nos últimos anos. Esta classe de estudo de estabilidade está ligada à observação da habilidade do sistema de potência em manter níveis de tensão aceitáveis em todas as barras após uma perturbação, dado que o sistema estava numa condição de operação satisfatória antes da perturbação [1, 6].

Um sistema sofre instabilidade de tensão quando uma perturbação causa uma progressiva e incontrolável queda ou elevação de tensão. A instabilidade de tensão pode provocar a perda de carga em uma área, ou isolamento pela atuação da proteção de linhas de transmissão e outros elementos do sistema, conduzindo o sistema a uma saída em cascata.

Da mesma forma que o caso da estabilidade angular, para efeito de análise, a estabilidade de tensão pode ser dividida em estabilidade de tensão para pequenos e grandes impactos [14]. Se o sistema é avaliado frente a um pequeno impacto, estuda-se a capacidade do SEP de manter-se estável quanto ao nível de tensão em seus barramentos frente a uma variação normal de carga, por exemplo.

Existem na literatura diversos termos e definições relacionados à estabilidade de tensão, que são usados em praticamente todos os trabalhos. Como resultado do trabalho da Força Tarefa Conjunta IEEE/CIGRÈ, foram estabelecidos de maneira clara e objetiva, os termos, as definições e classificações para estabilidade de sistemas de potência, com o objetivo de buscar um conceito único por todos na área [6].

### **3.3.1 Definições, Conceitos e Terminologias**

#### **Instabilidade de Tensão**

A estabilidade de tensão é a capacidade do sistema de potência manter as tensões em todas as barras dentro de valores aceitáveis durante a operação normal ou após a ocorrência de perturbações na rede. A estabilidade de tensão está relacionada à manutenção e à restauração do equilíbrio entre a demanda e o abastecimento às cargas do sistema. Esse cenário abrange a progressiva queda de tensão em alguns barramentos do sistema, o corte de cargas em algumas áreas críticas, a perda de circuitos sobrecarregados devido à atuação de esquemas de proteção, o que pode progredir para a abertura em cascata de outros equipamentos e, em alguns casos, até à perda de alguns geradores devido à atuação de proteção por sobre-excitação [16].

Ações de controle como atuações dos comutadores de tape sob carga, ou *Load Tap Changer* (LTC) dos transformadores das subestações, ou o redespacho de potência ativa e

reativa podem contribuir para a estabilidade do sistema [16]. Porém, podem apresentar efeitos contrários em determinadas condições de operação deste sistema, detectadas através das regiões de operação do sistema na curva Q-V, que relaciona a tensão contra a potência reativa [17,18].

Segundo Cutsen [19], a instabilidade de tensão tem origem no esforço das dinâmicas da carga para restabelecer o consumo de potência além da capacidade da geração e do sistema de transmissão. Além disso, a referência faz questão de comentar as principais palavras de sua definição:

Tensão: o fenômeno se manifesta na forma de pronunciadas e incontroláveis quedas de tensão, para várias barras do sistema, por isso a palavra tensão tem sido universalmente aceita para a descrição.

Instabilidade: quando se tenta ultrapassar o limite da máxima transferência de potência, o mecanismo de restabelecimento de potência da carga se torna instável, reduzindo o consumo da carga ao invés de aumentá-lo.

Dinâmicas: todo problema de estabilidade envolve dinâmicas que podem ser modeladas através de equações diferenciais com dinâmicas contínuas ou por dinâmicas discretas.

Cargas: são as forças que conduzem à instabilidade de tensão, por esse motivo, o fenômeno é também conhecido como instabilidade de carga.

Sistemas de transmissão: os sistemas de transmissão têm uma capacidade limitada de transferir potência e esse limite, que é influenciado também pelo sistema de geração, marca o início da instabilidade de tensão.

Geração: os geradores não são fontes ideais de tensão. O modelo apurado dos geradores, incluindo-se os seus controles, é muito importante para se avaliar a estabilidade de tensão.

Definição pelo IEEE [6]: instabilidade de tensão é um estado de operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido à mudança do ponto de operação do sistema, e o decaimento das tensões pode durar de poucos segundos a vários minutos. Caso o



decaimento das tensões se mantenha, ocorrerá uma instabilidade angular, ou mesmo um colapso de tensão.

O sistema entra em estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação ou mudança de condições operativas provoca um progressivo e incontrolável afundamento de tensão em algumas barras, fenômeno conhecido como colapso de tensão.

### **Colapso de Tensão**

Definição pelo IEEE: é o processo no qual a instabilidade de tensão, ou angular, provoca uma degradação no perfil das tensões em uma parte significativa do sistema. Às vezes, somente uma análise pós-perturbação criteriosa pode revelar a causa principal do colapso de tensão.

Definição pelo Cigrè: um sistema de potência, em um dado ponto de operação e sujeito a uma determinada perturbação, sofre um colapso de tensão se as tensões ficam instáveis ou os valores de equilíbrio pós-perturbação estão abaixo dos limites aceitáveis. Um colapso de tensão pode ser total (blackout) ou parcial.

### **Segurança de Tensão**

Definição pelo IEEE: é a habilidade de um sistema de operar estável e de manter a estabilidade das tensões após a ocorrência de uma contingência ou de uma mudança adversa no ponto de operação do mesmo.

## **3.3.2 Classificação Quanto ao Tipo de Perturbação**

### **Estabilidade de Tensão Frente a Pequenas Perturbações**

A perturbação mais comum a qual estão sujeitos os sistemas de energia elétrica são as contínuas variações de carga nos barramentos ao longo da operação. Tais variações de carga são de pequena magnitude quando comparadas com os valores base de carregamento no qual o sistema está operando, de tal forma que seu ponto de operação é levemente alterado e excursiona em uma região muito delimitada. Neste caso as características não lineares intrínsecas do sistema são de menor importância para a descrição da excursão do ponto de operação e podem ser desprezadas para efeito de análise. Esta consideração permite que modelos lineares (linearizados) sejam empregados para a análise do sistema e muitas técnicas matemáticas analíticas podem ser empregadas para tal. No contexto da análise de estabilidade, distúrbios de pequena magnitude como a variação nodal de carga do sistema são denominados *pequenas perturbações*.

Definição Cigrè: um sistema é estável para pequenas perturbações, sob o ponto de vista de tensão, se, para uma pequena variação no ponto de operação, as tensões se mantêm iguais ou muito próximas dos seus valores pré-distúrbio.

### **Estabilidade de Tensão Frente a Grandes Perturbações**

A estabilidade transitória de tensão normalmente envolve grandes perturbações [1], do tipo: curtos-circuitos severos, saídas de importantes linhas do sistema e cargas desfavoráveis que possuem respostas (dinâmicas) rápidas, como os motores de indução e os conversores CA/CC dos elos de corrente contínua (HVDC). A duração dos fenômenos desta natureza coincide com a da estabilidade transitória angular, isto é, a escala de tempo vai de milissegundos a vários segundos. Os rápidos mecanismos das cargas atuam em um tempo similar ao dos controles automáticos de tensão dos geradores e compensadores estáticos [6].

Este tipo de estudo de estabilidade determina a capacidade do sistema de potência de controlar as tensões de seus barramentos após a ocorrência de uma grande perturbação. Pode-se dizer que o sistema apresenta estabilidade, nestas condições, se após o distúrbio seus controladores levarem as tensões de todas as barras a uma condição de equilíbrio adequada. Influem neste comportamento a condição operativa do sistema, a natureza da perturbação considerada, as características das cargas, a dinâmica dos sistemas de controle e os elementos de proteção do sistema.

A principal preocupação nesse tipo de instabilidade, após um curto, por exemplo, é a retomada de aceleração dos motores. Além dos motores, os refrigeradores que utilizam compressores do tipo torque constante e os equipamentos de ar condicionado também representam cargas desfavoráveis à estabilidade transitória de tensão.

### **3.3.3 Classificação Quanto à Duração do Fenômeno**

#### **Estabilidade de Tensão de Curto Prazo (Termo)**

A estabilidade de tensão de curto prazo envolve dinâmicas rápidas de algumas cargas, como por exemplo, motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas de corrente contínua. O período de interesse do estudo é da ordem de alguns segundos e a análise requer a solução de equações diferenciais representativas do sistema, semelhante à solução do problema de estabilidade transitória [20].

#### **Estabilidade de Tensão de Longo Prazo (Termo)**

A estabilidade de tensão de longo termo envolve dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo, reguladores de tensão, cargas termo estáticas e

atuações de limitadores de correntes de geradores. O período de interesse pode se estender de alguns a muitos minutos e simulações de longo termo são necessárias para avaliar o desempenho dinâmico do sistema.

A estabilidade é geralmente determinada a partir do estado final, em vez da severidade inicial do distúrbio. Em muitos casos, análises estáticas podem ser usadas para estimar margens de estabilidade, identificar fatores de influência e examinar diferentes condições do sistema e muitos cenários. Naquelas situações nas quais o tempo de ação dos controles é importante, as análises estáticas podem ser complementadas por simulações no domínio do tempo.

### **3.3.4 Influência dos Diversos Equipamentos**

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema de potência em manter um apropriado balanço de potência reativa e prover um suporte adequado de tensão através do sistema [1,15,20]. A seguir são apresentados os diversos fatores e equipamentos que influenciam na estabilidade de tensão.

#### **Geradores Síncronos**

A atuação dos limitadores das correntes de campo e armadura dos reguladores de tensão dos geradores pode provocar a redução da potência reativa gerada, embora transitoriamente estes equipamentos possam fornecer potência reativa além desses limites. Para análise de fluxo de carga, um modelo que assume tensão terminal e potência constante tem sido empregado. Isto considera parcialmente os efeitos dos reguladores de tensão e velocidade. Tal efeito só é observado enquanto os limites de geração de potência reativa não são violados. Quando isto ocorre, a máquina tem seu valor de potência reativa fixado no máximo e seu nível de tensão liberado, tornando-se uma barra de carga.

A potência reativa de um gerador é limitada pela corrente de campo da máquina e pela ação da corrente de armadura sobre os enrolamentos de campo. Numa situação rápida o gerador pode fornecer potência reativa além de sua limitação, até que a atuação do regulador de tensão traga a potência reativa novamente dentro de seus limites. Em estudos de fluxo de potência os geradores podem ser representados com suas tensões terminais controladas, simulando o efeito de limitação de sua potência reativa pelos reguladores de tensão [14].

#### **Linhas de Transmissão e Distribuição**

Uma linha de transmissão apresenta um comportamento diferenciado em função de seu carregamento. Ela produz potência reativa proporcionalmente ao quadrado da tensão e

consome potência ativa e reativa, proporcionalmente ao quadrado da corrente. Dessa forma, a potência reativa líquida proporcionada por uma linha de transmissão variará com seu ciclo de carga, sendo as condições de carga pesada as mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão, quando as perdas elétricas e quedas de tensão podem tornar-se elevadas. Nos estudos de fluxo de potência e estabilidade, o modelo geralmente utilizado para representar uma linha de transmissão é o modelo  $\pi$  equivalente.

Nos sistemas de distribuição em AT (subtransmissão), as linhas de distribuição apresentam características que podem ser consideradas uma mistura entre as linhas de transmissão e as redes de distribuição em média tensão (MT). Apesar do modelo  $\pi$  equivalente ser utilizado e modelado nos programas de fluxo de potência e estabilidade, há de se ressaltar que muitas linhas de distribuição antigas possuem cabos com resistências relativamente elevadas, o que pode trazer variações de potência ativa e, conseqüentemente, de tensão quando da injeção de geradores distribuídos, principalmente as usinas térmicas.

### **Compensação de Potência Reativa**

Os bancos de capacitores *shunt* apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, têm o inconveniente de fornecer essa potência como função do quadrado da tensão. Portanto, podem não produzir bons resultados na operação com baixos perfis de tensão. Mesmo os compensadores estáticos, apesar de proporcionarem maior flexibilidade ao atingirem seus limites de geração de potência reativa, tornam-se semelhantes aos capacitores tipo *shunt*.

Os capacitores série têm, tradicionalmente, sido associados a longas linhas de transmissão para proporcionarem benefícios do ponto de vista da estabilidade angular, reduzindo o ângulo de fase entre os terminais transmissor e receptor. Eles produzem potência reativa proporcionalmente ao quadrado da corrente e independentemente da tensão nas barras, possibilitando reduzir a queda de tensão resultante da reatância da linha. Esta característica de auto regulação faz com que estes equipamentos encontrem aplicações em linhas de transmissão curtas com o objetivo final de melhorar a estabilidade de tensão, em razão de serem tão mais efetivos quanto mais se necessita de compensação. Entretanto, os capacitores série têm a desvantagem de propiciarem o aparecimento de ressonância subsíncrona e a necessidade da utilização de dispositivos especiais de proteção contra sobretensões decorrentes de curto-circuito na rede elétrica.

### **Cargas Elétricas**

É comum de serem encontrados na literatura os termos “*Load driven*” e “*Load instability*” para se referir ao fenômeno de instabilidade de tensão, ou seja, a tentativa da carga de manter o seu consumo, através de sua dinâmica, pode conduzir o sistema a um ponto de operação instável.

Observa-se que, em muitos estudos, são negligenciados tais componentes do sistema, sem que haja um modelo apurado para representar tal simplificação. A modelagem da carga exerce grande influência nas análises, podendo, inclusive, levar a resultados completamente errôneos, tais como falsos diagnósticos de colapso de tensão [21,22]. Um modelo para os sistemas de grande porte não é algo trivial, mas muitos esforços têm sido despendidos no sentido de obtê-lo.

Um modelo de carga é uma representação matemática da relação entre a tensão (magnitude e frequência) e a potência (ativa e reativa) ou corrente que flui em uma dada barra de carga do sistema. Classificaram-se ainda os modelos de carga em estático e dinâmico.

**Modelo Estático de Carga:** é o modelo que expressa a potência da carga (ativa e reativa) em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante do tempo. Os modelos estáticos são utilizados para representar os componentes de cargas estáticas (cargas resistivas, iluminação, etc.) e servem como modelos aproximados para os componentes de cargas dinâmicas (motores de indução).

**Modelo Dinâmico de Carga:** é o modelo que expressa a potência da carga (ativa e reativa) em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante do tempo passado ou presente. Estes modelos são normalmente representados por equações diferenciais e podem representar o comportamento da carga em regime normal (permanente) ou transitório. Em sistemas eletricamente fracos, com altas variações de tensão e frequência, modelos dinâmicos de carga devem ser utilizados [23].

Desconsiderando a dependência da carga com a frequência, foram desenvolvidos três modelos matemáticos básicos para representar as cargas estáticas:

**Modelo de carga do tipo Impedância Constante ( $Z_{cte}$ ):** a potência varia com o quadrado da magnitude da tensão. Esse modelo é conhecido também como admitância constante.

**Modelo de carga do tipo Corrente Constante ( $I_{cte}$ ):** a potência varia linearmente com a magnitude da tensão.

**Modelo de carga do tipo Potência Constante ( $P_{cte}$ ):** a potência não varia com a magnitude da tensão. Esse modelo também é conhecido como MVA constante.

### 3.3.5 Cenário Típico de Colapso de Tensão

Um colapso de tensão pode ocorrer de várias formas, mas, geralmente, existe uma sequência de fatos comuns em muitos destes fenômenos. Uma descrição muito interessante de um cenário típico de colapso de tensão encontra-se em [1], onde é relatada a ocorrência do fenômeno.

Se um sistema de potência experimenta uma condição anormal de operação, com grandes unidades geradoras próximas aos centros de carga sob manutenção (fora do serviço) e algumas linhas de extra alta tensão apresentam elevado carregamento, os recursos de potência reativa reduzem-se ao mínimo.

Com a perda de uma dessas linhas, ocorre um carregamento adicional nas linhas remanescentes. As perdas de potência reativa nas linhas crescem significativamente e o sistema solicita uma elevada demanda de potência reativa. Imediatamente ocorrerá uma considerável redução da tensão nos centros de cargas adjacentes, diminuindo a carga e o fluxo de potência nas linhas de extra-alta tensão, que teria um efeito estabilizante. Entretanto, os reguladores automáticos de tensão (RAT) restauram as tensões terminais rapidamente através do aumento da corrente de excitação. O fluxo de potência reativa adicional resultante através das indutâncias associadas aos transformadores dos geradores e linhas provoca um aumento na queda de tensão através de cada um desses elementos.

Nesse estágio, os geradores estão provavelmente dentro de suas capacidades de potência ativa e reativa. Os reguladores de velocidade regulam a frequência através da redução da potência de saída dos geradores. A redução do nível de tensão nas linhas de extra-alta tensão nos centros de carga será refletida nos sistemas de distribuição. Os comutadores de *tape sob carga* (LTC) dos transformadores das subestações restauram, em um período de 2 a 4 minutos, as tensões e as cargas de distribuição para os níveis pré-falta. Cada operação dos LTC resulta em um incremento no carregamento das linhas de extra-alta tensão, com um respectivo aumento das perdas ativas ( $R.I^2$ ), reativas ( $X.I^2$ ) e elevação na queda de tensão das mesmas.

Se as linhas de extra-alta tensão estão consideravelmente carregadas (acima do SIL – *Surge Impedance Loading*), cada aumento de potência aparente (MVA) nas mesmas provocará uma perda reativa (Mvar) ainda maior. A cada operação dos LTC, cresce a potência reativa de saída dos geradores para o sistema. Gradualmente, os geradores alcançarão seus limites de potência reativa, um a um. Quando o primeiro gerador atinge o limite de sua corrente de campo, sua tensão terminal decairá. Com a tensão terminal reduzida, para uma

potência ativa (MW) fixa, a corrente de armadura também aumentará. Isso pode limitar a potência reativa de saída, para manter a corrente de armadura dentro dos limites permitidos. Essa parcela de potência reativa não suprida é transferida para os outros geradores, sobrecarregando-os mais e mais. Com poucos geradores operando com o controle automático de excitação, o sistema fica muito mais susceptível a uma instabilidade de tensão.

A situação complica-se ainda mais, com a redução na eficácia dos compensadores *shunts*, devido às baixas tensões no sistema. O processo eventualmente promoverá um colapso de tensão, possivelmente acompanhado de perda de sincronismo das unidades geradoras e de um *blackout*.

### 3.3.6 Técnicas de Análise

A estabilidade de tensão vem sendo estudada sob o ponto de vista estático e dinâmico, sendo a escolha da abordagem dependente da análise a ser efetuada.

#### Análise Dinâmica

A análise dinâmica usa técnicas não lineares ou linearizadas de simulação no domínio do tempo ou no domínio da frequência. É importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, nas análises de ocorrências e como uma base para algumas análises estáticas.

As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura e cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão. As desvantagens dessa análise são a necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, longos tempos de simulação e o não fornecimento direto de informações a respeito da margem e área crítica da estabilidade.

Técnicas de simulação com passo de integração variável, processamento paralelo e de simulação quase-dinâmica, vêm reduzindo drasticamente o esforço computacional nas análises dinâmicas, tornando possível, inclusive, a utilização deste tipo de análise em tempo real [16].

#### Análise Estática

A análise estática considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Assim sendo, as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo podem ser consideradas iguais a zero e o modelo dinâmico, que varia em função das variáveis de estado do sistema, reduz-se a uma equação puramente algébrica para cada ponto de equilíbrio.

Isto permite a obtenção, identificação e estudo de pontos instantâneos da operação. A análise de estabilidade de tensão é desenvolvida, neste caso, considerando apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência.

As vantagens adicionais da análise estática são: a capacidade de proporcionar informações a respeito da condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas e a melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação ou obtenção de reserva girante. A riqueza de informações que a análise estática pode proporcionar também qualifica esta técnica para a complementação das análises dinâmicas de estabilidade de tensão [22].

Neste capítulo foram abordados os conceitos aplicados à classificação dos estudos de estabilidade eletromecânica e estabilidade de tensão, e suas principais técnicas de análise.



## **4. METODOLOGIA PROPOSTA**

### **4.1. Critérios e Premissas Gerais**

Neste capítulo é apresentada uma proposta de metodologia para o desenvolvimento de avaliações de estabilidade eletromecânica dos sistemas elétricos de distribuição em Alta Tensão, considerando a conexão de unidades de geração distribuída nestes sistemas. A metodologia será verificada através da utilização de um caso real, disponibilizado pela Cemig D, que considera a conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH Quartel no sistema da região Norte de Minas Gerais.

Para tal estudo dinâmico serão definidos também os critérios e premissas da análise do comportamento em regime permanente quando da conexão da referida usina, através das simulações convencionais de fluxo de potência.

#### **4.1.1. Critérios das Análises de Fluxo de Potência**

O Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT) tem como finalidades o suprimento da rede de distribuição em média tensão, o atendimento aos consumidores, a interligação das centrais geradoras conectadas em alta tensão e a interligação do sistema de distribuição ao Sistema Interligado Nacional - SIN. O planejamento tem como objetivos definir as soluções adequadas para o atendimento à demanda das cargas das subestações (SE) de distribuição, aos consumidores de alta tensão e à interligação das fontes de geração conectadas à rede de distribuição, de forma a se possibilitar o cumprimento das finalidades do sistema de distribuição.

Os critérios técnicos e regulatórios para o sistema de distribuição de alta tensão são estabelecidos pelo órgão regulador e pelas próprias concessionárias, em função dos requisitos de qualidade do serviço e da qualidade da energia e da modicidade tarifária. Asseguram o atendimento dentro de padrões compatíveis com os admissíveis por pessoas, equipamentos e instalações dos consumidores e da concessionária [25].

Em regime permanente, as cargas foram representadas com 100% de potência constante para a parte ativa e reativa.

#### **Níveis de Tensão**

A tensão nas barras de alta tensão deverá permitir o suprimento das subestações de distribuição e a ligação de consumidores e geradores em conformidade com os limites determinados no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da ANEEL [27].

A Tabela 4.1 mostra os níveis de tensão e os respectivos limites e classificações.

Tabela 4.1 - Limites de Tensão

Nível de Tensão	Limites	Classificação
138 kV, 69 kV e 34,5 kV	Valor >1,05 p.u.	Crítica
	1,00 p.u. ≤ Valor ≤ 1,05 p.u.	Favorável
	0,95 p.u. ≤ Valor < 1,00 p.u.	Precária
	Valor ≤ 0,95 p.u.	Crítica
23 kV e 13,8 kV	Valor >1,05 p.u.	Crítica
	1,03 p.u. ≤ Valor ≤ 1,05 p.u.	Favorável
	1,00 p.u. ≤ Valor < 1,03 p.u.	Precária
	Valor < 1,00 p.u.	Crítica

Os valores críticos e precários pressupõem a utilização de todos os recursos de regulação de tensão dos transformadores e reguladores.

### Limites de Regulação e Controle de Tensão

É necessário garantir níveis adequados de tensão nos barramentos de média tensão e nas conexões com consumidores e geradores interligados ao sistema de distribuição.

A disseminação de interligação de geração distribuída nas redes de distribuição em média tensão tende a elevar a complexidade do controle de tensão, tanto sob o aspecto estático do perfil de tensão quanto no tocante às oscilações periódicas.

Por esses motivos, esse aspecto deverá ser considerado nos diagnósticos e na análise das alternativas propostas. Essa análise envolve os estudos de fluxo de potência de carga leve e carga pesada e estudos dinâmicos específicos além dos estudos realizados quando da conexão das usinas geradoras.

### Limites Máximos de Carregamento de Equipamentos e Instalações

Em condições normais de operação, o carregamento de equipamentos e instalações não deverá superar 100% dos seus valores nominais. Esses limites consideram linhas, transformadores, reguladores de tensão, reatores e capacitores. O carregamento das linhas de distribuição em condição normal de operação não deve exceder os limites térmicos

dos condutores, a flecha máxima de projeto ou limite de carregamento de equipamentos terminais, como transformadores de corrente.

No caso de transformadores, em condições de contingência poderá ser utilizada a capacidade admissível dos transformadores remanescentes, definida conforme informações dos fabricantes e critérios das distribuidoras.

### **Perdas Ôhmicas em Linhas de Distribuição**

O limite máximo referencial de perdas em uma linha de distribuição será de 10% da máxima potência passante.

#### **4.1.2. Critérios das Análises de Estabilidade Eletromecânica**

Partindo de um ponto de equilíbrio encontrado através do fluxo de potência convencional, as simulações seguem com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico do sistema elétrico sob o impacto da conexão da usina, através da análise das oscilações angulares dos geradores, potência acelerante, potência elétrica, frequência e perfil de tensão dos barramentos de carga. Para tanto, a partir da representação computacional das referidas máquinas, bem como dos controles dos respectivos sistemas de excitação e de velocidade das turbinas, foram realizadas simulações com o auxílio de um programa de análise de redes em regime permanente e em transitórios eletromecânicos - *Simulight* [24,26], visando avaliar a manutenção da estabilidade do sistema diante de ocorrências, como o desligamento de linhas e transformações sistêmicas próximas das usinas.

Segundo o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [28], os estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência visam avaliar o desempenho da rede após distúrbios. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações com diferentes intensidades e risco de perda de sincronismo entre elas ou com o sistema. Em função da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não, terminando em um novo ponto de operação estável ou no colapso do sistema.

Em qualquer condição de carga, o sistema deve permanecer estável para aberturas intempestivas com ou sem a aplicação de curtos-circuitos, sem religamento, ainda que haja a perda de algum dos elementos do sistema de transmissão, até mesmo de transformadores. Além de ser estável, o sistema não deve estar sujeito a riscos de sobrecargas inadmissíveis em

equipamentos, à violação de faixas de tensão, nem tampouco a desligamentos indesejáveis de elementos da rede ou de carga.

Para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, devem ser considerados os seguintes critérios:

- a tensão mínima para situação pós-distúrbio no sistema, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação, ou seja,  $V_{final} \geq [V_{inicial} - 10\%V_{nop}]$ ;
- a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica é de 10% da tensão nominal de operação;
- a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio;
- a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas e entre 57 Hz e 63 Hz para usinas termoelétricas.

Quanto ao controle de tensão, em caso de rejeição de carga nos terminais do gerador que estiver operando dentro de sua curva de capacidade, a tensão terminal não deve exceder o valor máximo de 120% do valor ajustado; deve ser rapidamente restabelecida para um valor compreendido entre  $\pm 5\%$  do valor ajustado, num tempo inferior a 0,5 s após a ocorrência da rejeição.

As análises de fechamento de anel elétrico na rede de transmissão sobre as unidades geradoras visam à avaliação de esforços mecânicos excessivos em seus eixos. Se a variação instantânea da potência ativa da unidade geradora é igual ou inferior a 50% da sua potência nominal aparente, o fechamento de anel é permitido tanto para unidades hidroelétricas quanto para unidades termoelétricas. No caso de a variação instantânea da potência ativa da unidade geradora ser superior a 50% da sua potência nominal aparente, o agente deve ser consultado sobre a possibilidade de haver danos em componentes da unidade em decorrência do impacto mecânico a que esses componentes são submetidos.

Neste ponto é importante ressaltar um trabalho relacionado ao redespacho de potência ativa de geradores objetivando a redução do ângulo de fase no fechamento de anel entre duas barras [29]. O método proposto é baseado no aumento da matriz jacobiana do fluxo de potência, associado a uma técnica de sensibilidade para identificar os geradores mais adequados a participar do processo de redespacho e recomposição.

Tendo em vista esses possíveis danos causados aos geradores, muitas técnicas vêm sendo estudadas com o objetivo de reduzir o ângulo de fase no fechamento de anel entre duas barras. Em [29] o método proposto é baseado no aumento da matriz jacobiana do fluxo de potência cujos autovalores dominantes são calculados a fim de se avaliar as características dinâmicas das máquinas. Esta abordagem foi associada a uma técnica de sensibilidade para identificar os geradores mais adequados a participar do processo de redespacho e recomposição. A técnica do vetor tangente [20] foi utilizada para determinar quais seriam os geradores que aumentariam/reduziriam a geração de potência ativa. Uma vez identificados, o montante de redespacho é calculado utilizando o fluxo de potência tradicional. A principal vantagem do método proposto é que o valor de ângulo de fase inicial não necessita ser conhecido previamente. Dessa forma, essa abordagem pode ser empregada durante o processo de restauração do sistema após uma contingência ou quando o sistema de energia está sob controle manual.

#### 4.1.3. Tempo de Atuação das Proteções

A manutenção da estabilidade de um sistema de potência é diretamente influenciada pela atuação das proteções de suas linhas e subestações. Quanto mais rápida for a detecção e eliminação de um defeito, maiores são as chances de este sistema retornar a uma nova condição de equilíbrio, sem que suas máquinas percam o sincronismo e, principalmente, sem que os níveis de tensão nos barramentos dos consumidores atinjam valores fora dos definidos pelos critérios vigentes. A Tabela 4.2 contém os tempos de atuação das proteções do sistema de Três Marias. Ressalta-se que esses tempos consideram a atuação dos relés de proteção e a abertura dos disjuntores.

Tabela 4.2 - Tempo de Atuação das Proteções

LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO			
LD	TENSÃO	PROTEÇÃO	TEMPO DE ATUAÇÃO CONSIDERADO
UHE TMARIAS - CORINTO	138 kV	Distância	100 ms
CORINTO - DIAMANTINA	138 kV	Distância	100 ms
CORINTO - CURVELO 2	138 kV	Distância	100 ms
DIAMANTINA - PCH QUARTEL	138 kV	Distância	100 ms
CURVELO 2 - UHE RETIRO BAIXO	138 kV	Distância	100 ms
CURVELO 2 - CURVELO 1	69 kV	Sobrecorrente	400 ms
DIAMANTINA - GOUVEA	34,5 kV	Sobrecorrente	400 ms

Os valores acima representados diferem um pouco dos tempos indicativos nos Procedimentos de Rede, que são um pouco mais conservadores, ou seja, maiores. Porém, esses dados foram obtidos junto à área de planejamento operativo da distribuidora e considera a proteção por relés de distância digitais.

É procedimento comum nas concessionárias de energia elétrica o religamento de linhas de distribuição após atuação das proteções das mesmas. Foram realizadas simulações de defeitos seguidos do consequente religamento. Na Cemig Distribuição o tempo de religamento é padronizado em 2 segundos para os sistemas de 69 kV e 138 kV.

## **4.2. Base de Dados do Sistema em Estudo**

O sistema elétrico em estudo, mostrado com alguns detalhes na Figura 4.1, refere-se à área suprida pela UHE Três Marias que atende parte da região Norte do Estado de Minas Gerais, abrangendo os municípios de Três Marias, Corinto, Curvelo, Gouvêa, Datas, Couto Magalhães e Diamantina.

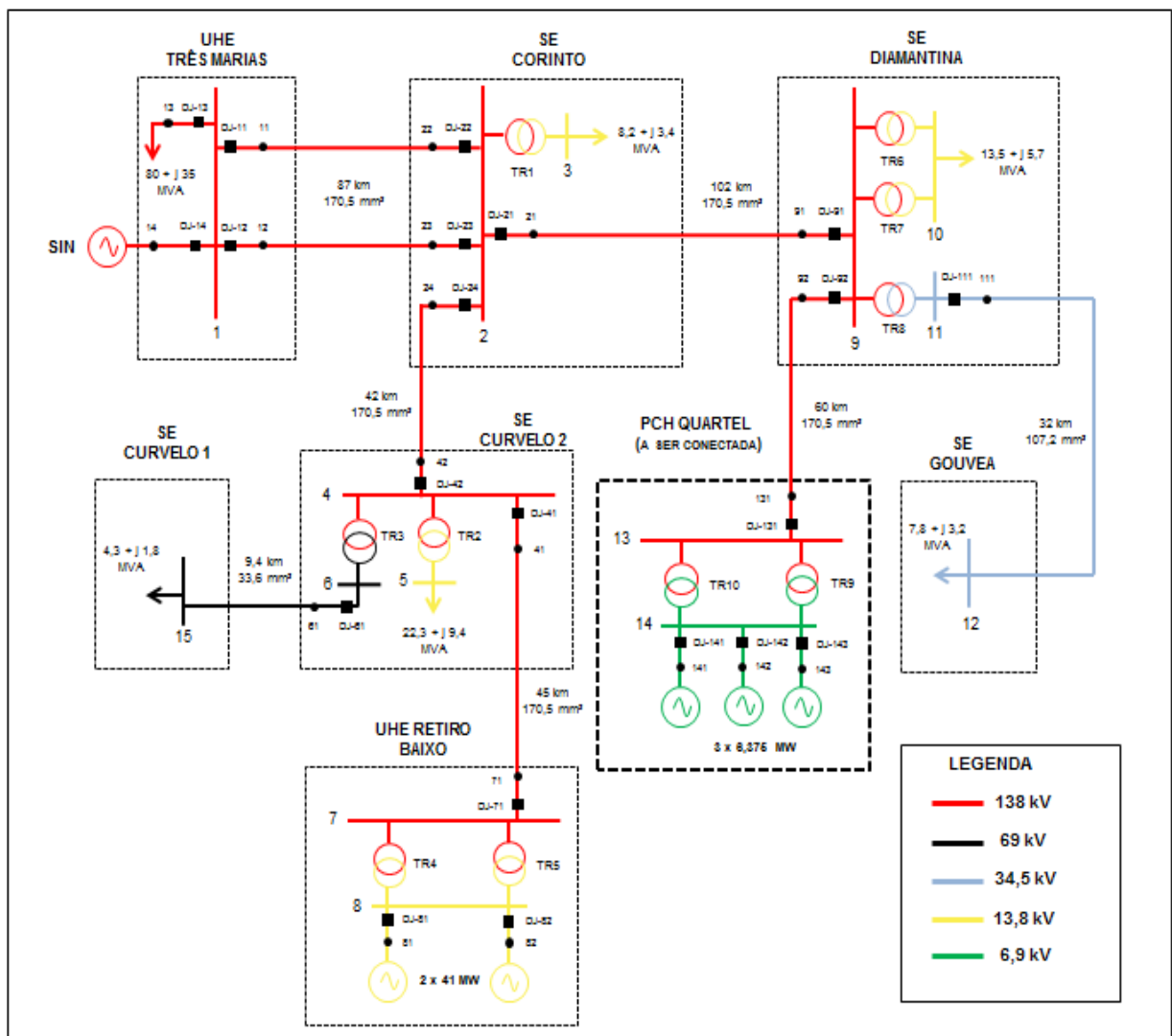


Figura 4.1 – Sistema Elétrico Regional

Este sistema apresenta hoje diversos níveis de tensão, sendo que o mesmo se conecta ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através da SE UHE Três Marias via transformação 345/138 kV. Trata-se de um sistema de distribuição de alta tensão originalmente radial, com o suprimento através de duas linhas em 138 kV, com capacidade nominal de 125 MVA cada. Com uma demanda atual da ordem de 150 MW e aproximadamente 130 mil consumidores de energia, representa uma região importante do Norte do Estado de Minas Gerais.

No ano de 2010 a UHE Retiro Baixo, com uma capacidade de geração de 82 MW, entra em operação, se conectando à barra de 138 kV da SE Curvelo 2. A partir de então, o sistema deixa de ser totalmente radial e passa a contar com uma injeção de potência no sentido carga – fonte principal, auxiliando no controle de potência reativa e tensão da região.

A PCH Quartel, com capacidade futura prevista para 19,12 MW, se interligará ao sistema regional no barramento de 138 kV da SE Diamantina, através de uma linha de distribuição de aproximadamente 60 km de extensão. O detalhamento dos componentes e parâmetros do sistema será apresentado na próxima seção.

#### 4.2.1. Parâmetros da Rede de Alta Tensão

Na Tabela 4.3 são apresentadas as características das barras que compõem o sistema de distribuição de alta tensão regional.

Tabela 4.3 – Barras do Sistema Regional

SUBESTAÇÃO	BARRA	Nº	TIPO
UHE TRÊS MARIAS	UHETMARIAS_138	1	V $\theta$
CORINTO	CORINTO_138	2	PQ
	CORINTO_13.8	3	PQ
CURVELO 2	CURVELO2_138	4	PQ
	CURVELO2_13.8	5	PQ
	CURVELO2_69	6	PQ
UHE RETIRO BAIXO	UHERBAIXO_138	7	PQ
	UHERBAIXO_13.8	8	PV
DIAMANTINA	DIAMANTINA_138	9	PQ
	DIAMANTINA_13.8	10	PQ
	DIAMANTINA_34.5	11	PQ
GOUVEA	GOUVEA_34.5	12	PQ
PCH QUARTEL	PCHQUARTEL_138	13	PQ
	PCHQUARTEL_6.9	14	PV
CURVELO 1	CURVELO1_69	15	PQ

As linhas de transmissão do sistema em estudo possuem diversos níveis de tensão, desde 34,5 kV a 138 kV e seus parâmetros variam muito devido aos seus elevados comprimentos. Na Tabela 4.4 são apresentados os parâmetros das linhas de transmissão e dos transformadores existentes (potência base de 100 MVA).



Tabela 4.4 - Linhas de Distribuição e Transformadores

					CAPAC.	COMP.	R1	X1	R0	X0	B
TIPO	DE	Nº	PARA	Nº	(MVA)	(Km)	(%)	(%)	(%)	(%)	(Mvar)
LD1	UHE TRÊS MARIAS_138	1	CORINTO_138	2	125	87	8,86	22,92	20,72	80,38	5,43
LD2	UHE TRÊS MARIAS_138	1	CORINTO_138	2	182	87	4,81	22,14	21,18	80,23	6,09
TR1	CORINTO_138	2	CORINTO_13.8	3	15	-	-	97,12	-	-	-
LD3	CORINTO_138	2	CURVELO2_138	4	96	42	4,26	11,22	10,24	39,39	2,66
TR2	CURVELO2_138	4	CURVELO2_13.8	5	25	-	-	54,80	-	-	-
TR3	CURVELO2_138	4	CURVELO2_69	6	15	-	-	35,00	-	-	-
LD4	CURVELO2_69	6	CURVELO1_69	15	18,0	9,40	18,81	10,64	22,28	38,04	0,14
LD5	CURVELO2_138	4	UHERBAIXO_138	7	117	45	2,39	10,99	8,86	32,28	3,03
TR4	UHERBAIXO_138	7	UHERBAIXO_13.8	8	46,11	-	-	20,0	-	-	-
TR5	UHERBAIXO_138	7	UHERBAIXO_13.8	8	46,11	-	-	20,0	-	-	-
LD6	CORINTO_138	2	DIAMANTINA_138	9	125	101,8	10,17	26,35	25,34	100,57	6,45
TR6	DIAMANTINA_138	9	DIAMANTINA_13.8	10	15	-	-	93,00	-	-	-
TR7	DIAMANTINA_138	9	DIAMANTINA_13.8	10	15	-	-	93,00	-	-	-
TR8	DIAMANTINA_138	9	DIAMANTINA_34.5	11	25	-	-	90,00	-	-	-
LD7	DIAMANTINA_138	9	PCHQUARTEL_138	13	125	60	5,98	15,53	14,52	56,08	3,81
TR9	PCHQUARTEL_138	13	PCHQUARTEL_6.9	14	45	-	-	20,0	-	-	-
TR10	PCHQUARTEL_138	13	PCHQUARTEL_6.9	14	45	-	-	20,0	-	-	-
LD8	DIAMANTINA_34.5	11	GOUVEA	12	24	31	71,401	104,25	129,32	553,979	0,144

As cargas e as compensações de potência reativa presentes em algumas barras para o patamar de carga pesada estão apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Cargas e Bancos de Capacitores (Carga Pesada)

PATAMAR DE CARGA PESADA			
BARRA	Nº	P (MW)	Q (Mvar)
UHE TRÊS MARIAS_138	8	80,0	35,0
CORINTO_13.8	3	8,2	3,4
CORINTO_13.8	3	0,0	3,0
CURVELO2_13.8	5	22,3	9,4
CURVELO2_13.8	5	0,0	7,8
DIAMANTINA_13.8	10	13,5	5,7
DIAMANTINA_13.8	10	0,0	3,6
GOUVEA_34.5	12	7,8	3,3
GOUVEA_34.5	12	0,0	2,4
CURVELO1_69	15	4,3	1,8

Na Tabela 4.6 são apresentadas as cargas para o patamar de carga leve. Ressalta-se que neste patamar de carga alguns bancos de capacitores são desligados de forma a evitar-se tensões elevadas no sistema.

Tabela 4.6 - Cargas e Bancos de Capacitores (Carga Leve)

PATAMAR DE CARGA LEVE			
BARRA	Nº	P (MW)	Q (Mvar)
UHE TRÊS MARIAS_138	8	40,0	35
CORINTO_13.8	3	5,9	2,5
CURVELO2_13.8	5	18,4	7,7
DIAMANTINA_13.8	10	9,6	4,0
GOUVEA_34.5	12	5,8	2,4
CURVELO1_69	15	3,0	1,3

#### 4.2.2. Parâmetros dos Geradores

De acordo com o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, usinas de pequeno porte podem ser representadas pelo modelo clássico. A UHE Retiro Baixo já se encontra conectada e em operação comercial, com dois geradores de 41,0 MW cada. Na Tabela 4.7 são apresentados os seus parâmetros.

Tabela 4.7 - Geradores UHE Retiro Baixo

UHE RETIRO BAIXO - G1 e G2 - BARRA UHERBAIXO_13.8			
Modelo	DIN. SÍNCRONO	Xd (%)	110,00
P (MW)	41,00	Xq (%)	65,00
Fator de Potência	0,90	X'd (%)	35,00
QMAX (Mvar)	17,18	X'q (%)	-
QMIN (Mvar)	-17,18	X''d (%)	22,00
SBASE (MVA)	46,11	XI (%)	14,00
VBASE (kV)	13,80	T'do (s)	5,00
H (s)	3,3100	T'qo (s)	-
D (pu)	-	T''do (s)	0,06
Ra (%)	-	T''qo (s)	0,15
Curva Sat. - Ag	0,0932		
Curva Sat. - Bg	3,5640		

Conforme já mencionado anteriormente, o objetivo principal deste capítulo é apresentar o resultado das simulações dinâmicas quando da conexão da PCH Quartel no sistema regional. A usina é composta de três geradores síncronos de 6,375 MW cada, totalizando 19,12 MW de potência instalada. Os parâmetros destes geradores são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Geradores PCH Quartel

PCH QUARTEL - G1, G2 e G3 - BARRA PCHQUARTEL_13.8			
Modelo	DIN. SÍNCRONO	Xd (%)	131,00
P (MW)	6,375	Xq (%)	92,00
Fator de Potência	0,90	X'd (%)	42,00
QMAX (Mvar)	2,67	X'q (%)	-
QMIN (Mvar)	-2,67	X''d (%)	24,00
SBASE (MVA)	7,084	Xl (%)	14,00
VBASE (kV)	6,90	T'do (s)	3,02
H (s)	3,1650	T'qo (s)	-
D (pu)	-	T''do (s)	0,041
Ra (%)	-	T''qo (s)	0,088
Curva Sat. - Ag	0,0172	C	0,8
Curva Sat. - Bg	7,2980		

O modelo utilizado para o regulador automático de tensão é um modelo de 1ª ordem [24,26], conforme Figura 4.2.

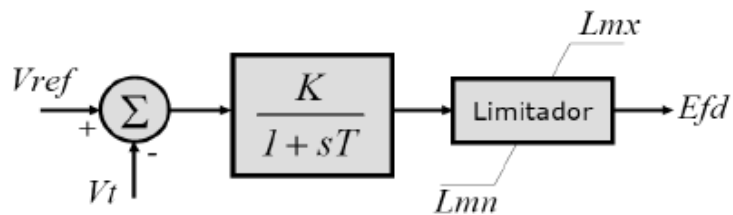


Figura 4.2 – Regulador Automático de Tensão de 1ª Ordem

Onde:

$K$ : ganho do regulador;

$T$ : constante de tempo do regulador;

$V_t$ : tensão terminal do gerador;

$V_{ref}$ : valor da tensão de referência (1pu para valores nominais);

$L_{mn}$ : limite mínimo da tensão de campo;

$L_{mx}$ : limite máximo da tensão de campo;

$E_{fd}$ : tensão de excitação.

A parametrização do regulador automático de tensão para as PCHs Retiro Baixo e Quartel estão apresentadas na Tabela 4.9(a) e (b), respectivamente.

Tabela 4.9 - Regulador Automático de Tensão (a) Retiro Baixo e (b) Quartel

(a)		(b)	
<b>UHE RETIRO BAIXO - REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO</b>		<b>PCH QUARTEL - REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO</b>	
<b>Modelo</b>		<b>Modelo</b>	
<b>K</b>	2,50	<b>K</b>	40,00
<b>T (s)</b>	4,00	<b>T (s)</b>	0,04
<b>Lmn</b>	-6,40	<b>Lmn</b>	-1,00
<b>Lmx</b>	7,00	<b>Lmx</b>	15,00
<b>Vref (pu)</b>	0,00	<b>Vref (pu)</b>	0,00

O regulador de velocidade utilizado foi um modelo com estatismo permanente [24].

A parametrização do regulador de velocidade para as PCHs Retiro Baixo e Quartel estão apresentadas na Tabela 4.10(a) e (b), respectivamente.

Tabela 4.10 - Regulador Automático de Velocidade (a) Retiro Baixo e (b) Quartel

(a)		(b)	
<b>UHE RETIRO BAIXO REGULADOR DE VELOCIDADE</b>		<b>PCH QUARTEL REGULADOR DE VELOCIDADE</b>	
<b>Modelo</b>		<b>Modelo</b>	
<b>R(s)</b>	5,00	<b>R(s)</b>	5,00
<b>Tc</b>	0.0129	<b>Tc</b>	0.015
<b>Tr</b>	6,00	<b>Tr</b>	4,00
<b>Pref</b>	0,00	<b>Pref</b>	0,00

Ressalta-se que foram utilizados os modelos de regulador de tensão e velocidade disponíveis na biblioteca do simulador de redes e estabilidade.

### 4.3. Eventos Simulados na Avaliação da Estabilidade

#### Eletrromecânica

Nesta seção serão apresentados os eventos considerados nas avaliações da estabilidade eletrromecânica (angular) do sistema em estudo.

Foram considerados os seguintes testes de modelos dos controladores (regulador automático de tensão e de velocidade dos geradores) objetivando avaliar a resposta dinâmica dos mesmos:

- Degrau de 5% na tensão de referência do regulador de tensão da PCH Quartel;
- Degrau de 5% na tensão de referência do regulador de tensão da UHE Retiro Baixo;
- Degrau de 5% na referência da potência mecânica do regulador de velocidade da PCH Quartel;
- Degrau de 5% na referência da potência mecânica do regulador de velocidade da UHE Retiro Baixo.

Na sequência, foram simulados os seguintes eventos no sistema, com e sem o religamento automático das linhas de distribuição:

- Curto-circuito trifásico, sem religamento, na LD 138 kV Três Marias - Corinto;
- Curto-circuito trifásico, com religamento, na LD 138 kV Três Marias - Corinto;
- Curto-circuito trifásico, sem religamento, na LD 138 kV Corinto - Diamantina;
- Curto-circuito trifásico, com religamento, na LD 138 kV Corinto - Diamantina;
- Curto-circuito trifásico, sem religamento, na LD 138 kV Diamantina - PCH Quartel;
- Curto-circuito trifásico, com religamento, na LD 138 kV Diamantina - PCH Quartel;
- Curto-circuito trifásico, sem religamento, na LD 138 kV Corinto - Curvelo 2;
- Curto-circuito trifásico, com religamento, na LD 138 kV Corinto - Curvelo 2.

Ressalta-se que nos Procedimentos de Rede do ONS há orientação para simulação de curtos-circuitos monofásicos, por serem os de maior probabilidade de ocorrência nos sistemas elétricos. Porém, a versão utilizada do programa de análise de transitórios eletromecânicos - Simulight não disponibiliza a simulação de faltas monofásicas. Sem prejuízo para o objetivo das simulações e do trabalho final, foram realizadas faltas trifásicas.

As simulações tiveram como objetivo avaliar o comportamento dinâmico do sistema elétrico sob o impacto da conexão da PCH, através da análise das oscilações angulares, frequência e potência elétrica acelerante dos geradores, bem como o perfil de tensão nos barramentos.

## 5. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

### 5.1. Resultados das Análises de Fluxo de Potência

As análises de fluxo de potência foram desenvolvidas a partir da base de dados do sistema de distribuição da Cemig D, com o detalhamento e modelagem da região de Três Marias e Diamantina. A PCH Quartel se conectará na barra de 138 kV da SE Diamantina, através de uma linha de distribuição com 60 km de extensão, cabos condutores bitola 170,5 mm<sup>2</sup> e capacidade de 125 MVA em regime normal de operação. A usina é composta de três geradores síncronos de 6,375 MW cada, totalizando 19,12 MW de potência instalada. A interligação com o sistema de alta tensão se dá através de dois transformadores elevadores 6,9-138 kV com capacidade de 45 MVA cada.

Serão avaliados os resultados dos carregamentos das linhas de distribuição e dos transformadores, os níveis de tensão nas barras das subestações e o montante de perda de potência ativa nos dois patamares de carga do sistema, pesada e leve.

#### 5.1.1. Patamar de Carga Pesada

##### Carregamento de Linhas e Transformações

A Tabela 5.1 apresenta o resultado das simulações de carregamento das linhas de distribuição no patamar de carga pesada do sistema. Verifica-se que todas as linhas apresentam carregamentos abaixo dos seus respectivos limites nominais, não havendo violações.

Tabela 5.1 - Carregamento das Linhas de Distribuição – Carga Pesada

LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO							
BARRA "DE"	BARRA "PARA"	CIRCUITO	CAPACIDADE [MVA]	FLUXO [MW]	FLUXO [Mvar]	FLUXO [MVA]	CARREG. [%]
CORINTO_138	UHETMARIAS_138	1	125	19,43	-10,49	22,08	17,7%
CORINTO_138	UHETMARIAS_138	2	182	22,09	-8,14	23,54	12,9%
CORINTO_138	DIAMANTINA_138	1	125	2,82	-3,17	4,24	3,4%
CURVELO1_69	CURVELO2_69	1	18	4,30	1,80	4,66	25,9%
CURVELO2_138	CORINTO_138	1	96	53,85	-20,11	57,48	59,9%
DIAMANTINA_34.5	GOUVEA_34.5	1	24	8,23	0,39	8,24	34,3%
PCHQUARTEL_138	DIAMANTINA_138	1	125	19,13	-3,65	19,47	15,6%
UHERBAIXO_138	CURVELO2_138	1	117	82,00	-8,95	82,49	70,5%

A Tabela 5.2 apresenta o carregamento dos transformadores e autotransformadores tanto das subestações da Cemig quanto dos equipamentos nas instalações das usinas. O transformador 138-13,8 kV de 25 MVA da SE Curvelo 2 apresentou o maior carregamento percentual, atingindo 92% da sua capacidade nominal. Os demais apresentaram carregamento abaixo de 90%. Não houve, portanto, violação nos limites nominais dos transformadores no patamar de carga pesada.

Tabela 5.2 - Carregamento das Transformações – Carga Pesada

TRANSFORMADORES							
BARRA "DE"	BARRA "PARA"	CIRCUITO	CAPACIDADE [MVA]	FLUXO [MW]	FLUXO [Mvar]	FLUXO [MVA]	CARREG. [%]
CURVELO2_138	CURVELO2_13.8	5	25	22,3	5,7	23,0	92,1%
CURVELO2_138	CURVELO2_69	3	18	4,3	1,7	4,7	26,0%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_13.8	3	15	6,8	1,3	6,9	45,8%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_13.8	4	15	6,8	1,3	6,9	45,8%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_34.5	5	25	8,2	0,9	8,3	33,2%
PCHQUARTEL_6.9	PCHQUARTEL_138	3	45	9,6	-1,6	9,7	21,6%
PCHQUARTEL_6.9	PCHQUARTEL_138	2	45	9,6	-1,6	9,7	21,6%
UHERBAIXO_13.8	UHERBAIXO_138	1	46,11	41,0	-1,3	41,0	89,0%
UHERBAIXO_13.8	UHERBAIXO_138	2	46,11	41,0	-1,3	41,0	89,0%
CORINTO_138	CORINTO_13.8	1	15	8,2	1,0	8,3	55,1%

### Níveis de Tensão

Os níveis de tensão dos barramentos do sistema em estudo estão apresentados na Tabela 5.3. Conforme estabelecido pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição [27], em regime permanente a tensão nos barramentos de distribuição de alta tensão deve estar compreendida entre 0,95 e 1,05 p.u. da tensão nominal. Conforme apresentado a seguir, todos os barramentos estão com os níveis de tensão dentro do determinado pela legislação, sem violações.

Neste ponto ressalta-se a importância das usinas para o controle de tensão em toda a região, mesmo no patamar de maiores carregamentos no sistema. A subestação Diamantina está a aproximadamente 200 km de distância do sistema de Três Marias, através de um eixo 138 kV radial. Mesmo nestas condições, o nível de tensão está adequado, sendo que a PCH Quartel contribui para elevação e controle deste perfil de tensão.

Tabela 5.3 - Nível de Tensão dos Barramentos – Carga Pesada

BARRA	TENSÃO [PU]	TENSÃO [GRAUS]
CORINTO_138	1,029	2,770
CORINTO_13.8	1,001	-1,750
CURVELO1_69	1,012	5,580
CURVELO2_69	1,024	5,650
CURVELO2_138	1,028	6,480
CURVELO2_13.8	1,041	-0,450
DIAMANTINA_34.5	1,056	-1,400
DIAMANTINA_138	1,025	2,380
DIAMANTINA_13.8	1,047	-0,870
GOUVEA_34.5	0,999	-5,880
PCHQUARTEL_6.9	1,030	5,070
PCHQUARTEL_138	1,033	4,040
UHERBAIXO_138	1,035	11,430
UHERBAIXO_13.8	1,030	15,840
UHETMARIAS_138	1,030	0,000

### Perdas de Potência Ativa

As perdas de potência ativa nas linhas e transformações do sistema somam o montante de 4,4 MW sem a conexão da PCH e 4,6 MW com a conexão da usina. Este valor equivale a 3% do montante de carga consumida neste patamar (136 MW). Portanto, dentro dos limites estabelecidos nos critérios para análises de fluxo de potência. De qualquer forma mostra uma elevação de 0,2 MW, considerando a PCH no sistema.

### 5.1.2. Patamar de Carga Leve

A importância da simulação de fluxo de potência em patamares de carga leve, e até mínima, quando da conexão de geradores, reside nas prováveis inversões do sentido do carregamento, podendo provocar superações de circuitos radiais com pouca carga e geração elevada. Além disso, ressalta-se a preocupação com a manutenção dos níveis de tensão nos limites estabelecidos, bem como com prováveis elevações das perdas elétricas.

### Carregamento de Linhas e Transformações

A Tabela 5.4 apresenta o resultado das simulações de carregamento das linhas de distribuição no patamar de carga leve do sistema. Apesar da elevação do carregamento nas LD 138 kV Curvelo 2 – Corinto e Corinto – UHE Três Marias, quando comparado com o



caso de carga pesada, verifica-se que todas as linhas apresentam carregamentos abaixo dos seus respectivos limites nominais, não havendo violações.

Tabela 5.4 - Carregamento das Linhas de Distribuição – Carga Leve

LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO							
BARRA "DE"	BARRA "PARA"	CIRCUITO	CAPACIDADE [MVA]	FLUXO [MW]	FLUXO [Mvar]	FLUXO [MVA]	CARREG. [%]
CORINTO_138	UHETMARIAS_138	1	125	28,10	-11,70	30,44	24,4%
CORINTO_138	UHETMARIAS_138	2	182	31,60	-7,90	32,57	17,9%
CORINTO_138	DIAMANTINA_138	1	125	4,00	2,50	4,72	3,8%
CURVELO1_69	CURVELO2_69	1	18	3,00	1,20	3,23	18,0%
CURVELO2_138	CORINTO_138	1	96	63,60	-20,70	66,88	69,7%
DIAMANTINA_34.5	GOUVEA_34.5	1	24	5,40	-0,50	5,42	22,6%
PCHQUARTEL_138	DIAMANTINA_138	1	125	19,13	-3,65	19,47	15,6%
UHERBAIXO_138	CURVELO2_138	1	117	82,00	-8,95	82,49	70,5%

A Tabela 5.5 apresenta o carregamento dos transformadores e autotransformadores tanto das subestações da Cemig quanto dos equipamentos nas instalações das usinas.

Tabela 5.5 - Carregamento das Transformações – Carga Leve

TRANSFORMADORES							
BARRA "DE"	BARRA "PARA"	CIRCUITO	CAPACIDADE [MVA]	FLUXO [MW]	FLUXO [Mvar]	FLUXO [MVA]	CARREG. [%]
CURVELO2_138	CURVELO2_13.8	5	25	18,00	0,17	18,00	72,0%
CURVELO2_138	CURVELO2_69	3	18	3,00	1,09	3,19	17,7%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_13.8	3	15	4,75	0,16	4,75	31,7%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_13.8	4	15	4,70	0,50	4,73	31,5%
DIAMANTINA_138	DIAMANTINA_34.5	5	25	5,30	0,50	5,32	21,3%
PCHQUARTEL_6.9	PCHQUARTEL_138	3	45	9,56	-3,80	10,29	22,9%
PCHQUARTEL_6.9	PCHQUARTEL_138	2	45	9,56	-3,80	10,29	22,9%
UHERBAIXO_13.8	UHERBAIXO_138	1	46,11	43,00	-3,00	43,10	93,5%
UHERBAIXO_13.8	UHERBAIXO_138	2	46,11	43,00	-3,00	43,10	93,5%
CORINTO_138	CORINTO_13.8	1	15	5,90	0,16	5,90	39,3%

Os transformadores do sistema da distribuidora apresentaram carregamento abaixo de 72% das suas capacidades nominais, como era previsto neste patamar de carga. Não houve, portanto, violação nos limites nominais destes transformadores no patamar de carga leve. Entretanto, ressalta-se uma elevação no carregamento dos transformadores elevadores tanto da UHE Retiro Baixo, quanto da PCH Quartel. Com a redução da carga verifica-se uma ligeira, porém generalizada, elevação dos níveis de tensão em todo o sistema, conforme

Tabela 5.6. Para que os geradores possam injetar potência ativa no sistema, suas máquinas trabalham sobre-excitadas, drenando um montante maior de potência reativa, contribuindo para o controle de tensão no barramento. Este maior fluxo de potência reativa eleva o carregamento nos transformadores.

### Níveis de Tensão

Conforme estabelecido pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição [27], em regime permanente a tensão nos barramentos de distribuição de alta tensão deve estar compreendida entre 0,95 e 1,05 p.u. da tensão nominal. Conforme apresentado a seguir, os barramentos estão com os níveis de tensão dentro do determinado pela legislação, sem violações, com exceção dos barramentos regulados das SE Diamantina e Curvelo 2, que apresentaram nível de tensão de 1,06 p.u..

Tabela 5.6 - Nível de Tensão dos Barramentos – Carga Leve

BARRA	TENSÃO [PU]	TENSÃO [GRAUS]
CORINTO_138	1,030	3,95
CORINTO_13.8	1,001	0,66
CURVELO1_69	1,020	7,50
CURVELO2_69	1,030	7,64
CURVELO2_138	1,034	8,20
CURVELO2_13.8	1,060	2,70
DIAMANTINA_34.5	1,060	2,00
DIAMANTINA_138	1,030	2,38
DIAMANTINA_13.8	1,060	2,00
GOUVEA_34.5	1,040	-0,87
PCHQUARTEL_6.9	1,030	7,10
PCHQUARTEL_138	1,033	13,00
UHERBAIXO_138	1,037	11,43
UHERBAIXO_13.8	1,028	15,84
UHETMARIAS_138	1,030	0,00

### Perdas de Potência Ativa

As perdas de potência ativa nas linhas e transformações do sistema somam o montante de 4,2 MW sem a conexão da PCH e 5,5 MW com a conexão da usina. Verifica-se, portanto, uma elevação nas perdas de 1,3 MW no patamar de carga leve.

Este acréscimo de perdas no patamar de carga leve, somado ao acréscimo no patamar de carga pesada, representa um custo médio ponderado anual de R\$ 978 mil, ou um valor presente de R\$ 10,9 milhões, projetados para 30 anos. Valores calculados considerando o Valor de Referência (VR), que é a média dos preços dos leilões de energia nova A-3 e A-5, ponderada pela energia contratada em cada leilão [31].

- VR = R\$ 104,03/MWh
- Fator de carga da região = 0,70
- Taxa de retorno regulatória = 8,09%
- Horizonte: 30 anos

Muitos trabalhos e publicações no Brasil e no mundo ressaltam, como um dos pontos positivos da disseminação da geração distribuída, a redução das perdas de potência, uma vez que as fontes de geração estão próximas às cargas, reduzindo-se, assim, o carregamento das redes e linhas de distribuição [32,33]. Porém, em grande parte do estado de Minas Gerais, incluindo o sistema em estudo, existem regiões onde o perfil de carga é predominantemente residencial, ou seja, com um montante de carga elevado bem definido no horário de ponta, se reduzindo consideravelmente ao longo do restante do dia. Este cenário de baixa carga durante grande parte do dia, associado à geração distribuída em seus valores máximos, produz uma elevação do carregamento das linhas e transformações e, conseqüentemente, das perdas de potência.

### **5.1.3. Conclusões das Análises de Fluxo de Potência**

Os maiores carregamentos das transformações, como esperado, foram verificados no patamar de carga pesada do sistema. Analisando os resultados obtidos nas simulações de fluxo de potência, observa-se, portanto, não haver violações nem na tensão das barras nem no carregamento das linhas e transformações.

Ressalta-se, também, a importância da avaliação do patamar de carga leve quando das análises de fluxo de potência para conexão de unidades geradoras. No cenário de baixa carga do sistema e elevada geração é onde podem ocorrer violações principalmente no carregamento das linhas distribuição e nas perdas de potência ativa. Apesar de não violarem os limites estabelecidos nos critérios para análises de fluxo de potência, as perdas no patamar de carga leve apresentaram uma elevação considerável, podendo impactar negativamente a distribuidora.

Não desconsiderando as constatações anteriores, pode-se concluir ser satisfatório o desempenho do sistema elétrico em regime permanente, sendo assim, viável a conexão da PCH Quartel através do barramento de 138 kV da SE Diamantina.

## 5.2. Resultados das Análises de Estabilidade

Nesta seção serão apresentados os resultados das avaliações da estabilidade eletromecânica (angular) do sistema em estudo.

### 5.2.1. Testes dos Modelos dos Controladores de Tensão e de Velocidade

#### Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão PCH Quartel

Com o objetivo de avaliar o desempenho da modelagem e os ajustes sugeridos para o regulador automático de tensão dos geradores da PCH Quartel, foi aplicado um degrau de 5% na tensão de referência dos mesmos, de forma a verificar o comportamento da resposta no domínio do tempo.

A Figura 5.1 apresenta os resultados dos níveis de tensão nos barramentos do sistema.

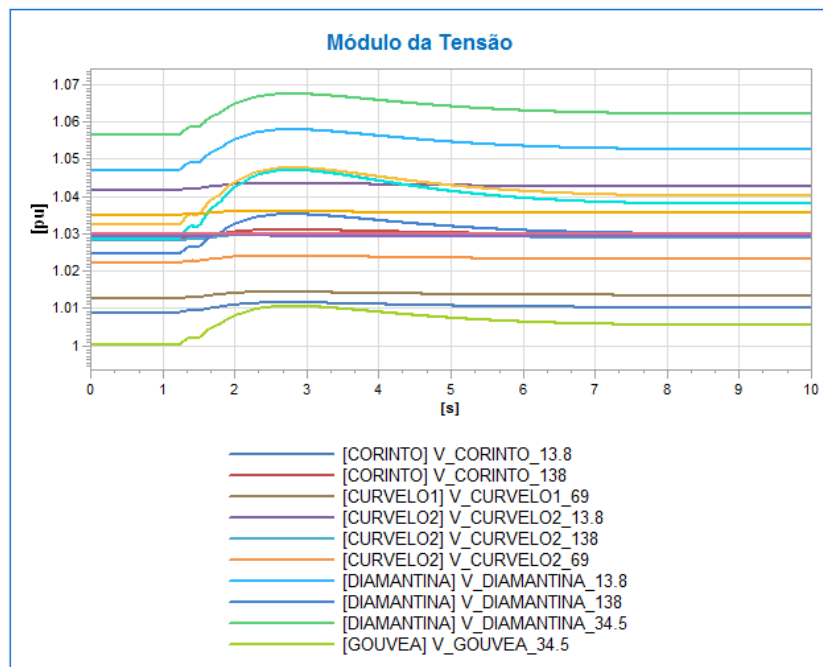


Figura 5.1 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme figura anterior, verifica-se uma variação de aproximadamente 2% nos níveis de tensão das barras e, na sequência, um amortecimento adequado em aproximadamente três segundos. As tensões nas barras se estabilizam dentro dos limites de  $\pm$

5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação, comprovando ajustes adequados para o controlador.

A Figura 5.2 apresenta os resultados das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.

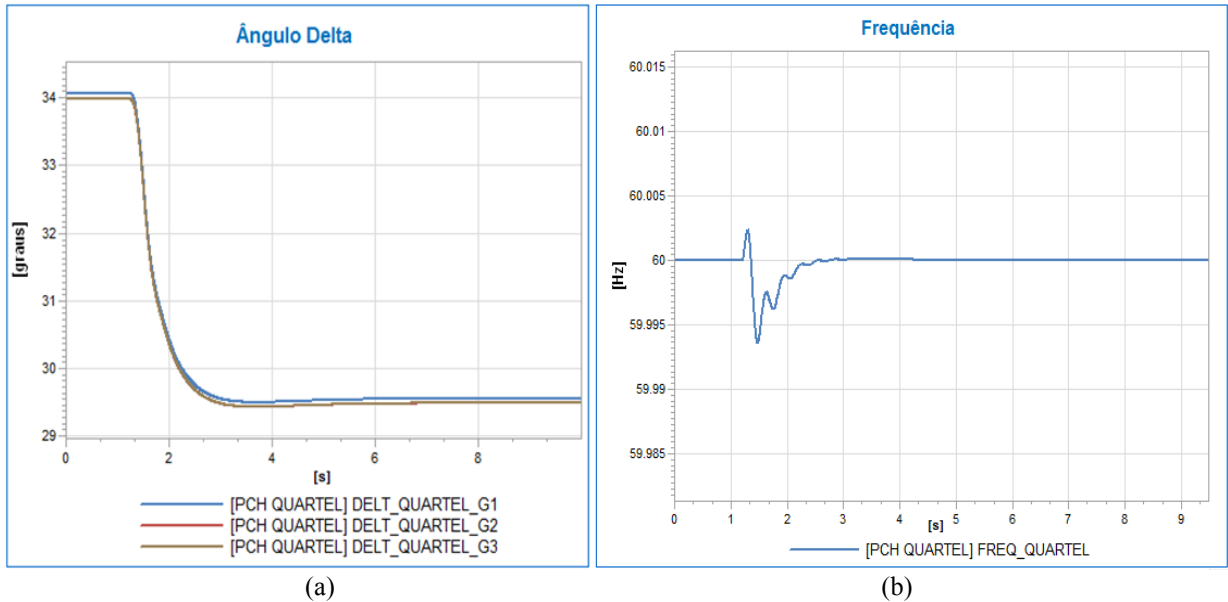


Figura 5.2 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme Figura 5.2(a), a simulação de degrau na tensão na referência do regulador de tensão da PCH Quartel mostrou que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores se estabilizam em aproximadamente 5 segundos, com um deslocamento angular de aproximadamente 4,5 graus, atingindo um novo ponto de operação satisfatório. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, com uma variação praticamente inexistente, conforme Figura 5.2(b). Segundo os critérios dos Procedimentos de Rede do ONS [28], a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

A Figura 5.3 apresenta os resultados da potência elétrica ativa dos geradores, quando do degrau na tensão de referência do regulador de tensão da PCH Quartel.

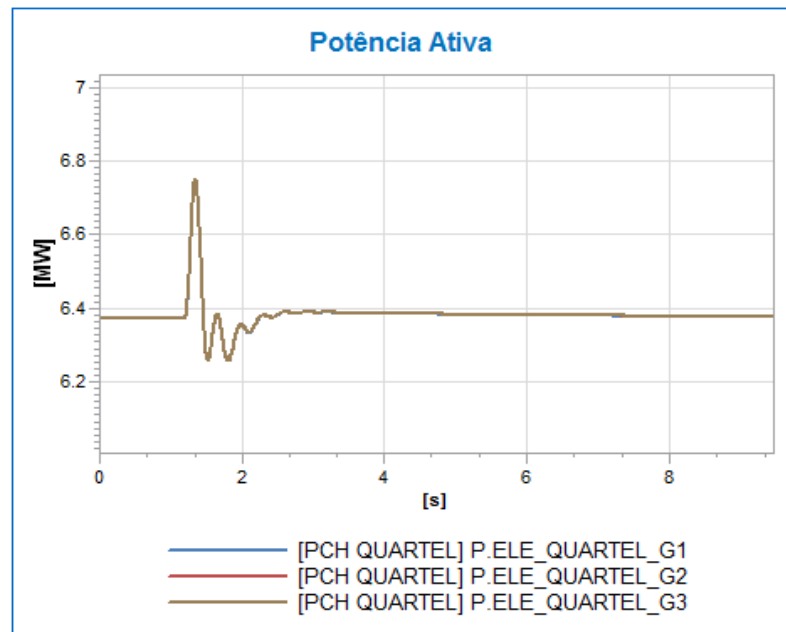


Figura 5.3 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Potência Elétrica dos Geradores (MW)

A estabilização da potência elétrica se dá em até 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas.

### **Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da UHE Retiro Baixo**

Foi aplicado um degrau de 5% na tensão de referência do regulador de tensão dos geradores da UHE Retiro Baixo, de forma a verificar o comportamento da resposta no domínio do tempo.

A Figura 5.4 apresenta os resultados dos níveis de tensão nos barramentos do sistema.

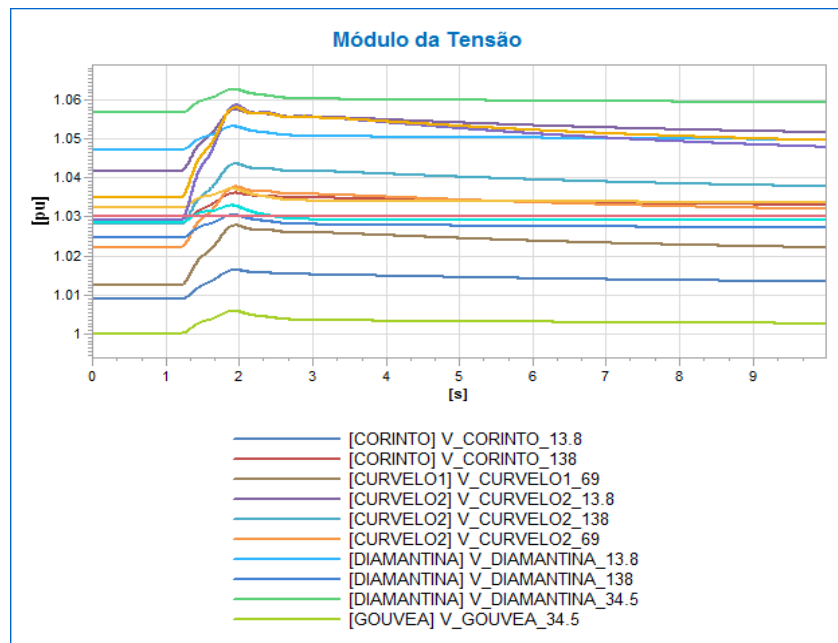
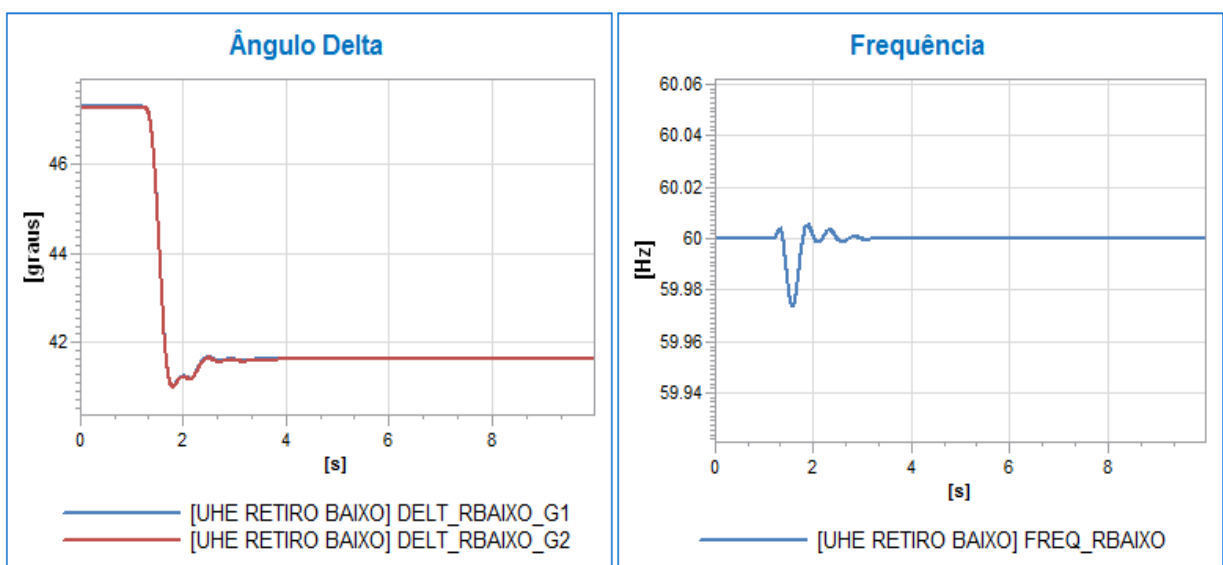


Figura 5.4 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da PCH Quartel: Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme figura anterior, verifica-se uma variação de 3% nos níveis de tensão das barras e, na sequência, um amortecimento adequado em aproximadamente cinco segundos. As tensões nas barras se estabilizam dentro dos limites de  $\pm 5\%$  da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação, comprovando ajustes adequados para o controlador.

A Figura 5.5 apresenta os resultados das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.



(a)

(b)

Figura 5.5 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da UHE Retiro Baixo: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, a simulação de degrau de tensão na referência do regulador de tensão da PCH Quartel mostrou que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores, em relação à referência, se estabilizam em menos de 4 segundos, com um deslocamento angular de aproximadamente 6 graus, atingindo um novo ponto de operação satisfatório. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, com uma variação praticamente inexistente, conforme Figura 5.5(b).

A Figura 5.6 apresenta os resultados da potência elétrica ativa dos geradores, quando do degrau na tensão de referência do regulador de tensão da PCH Quartel.

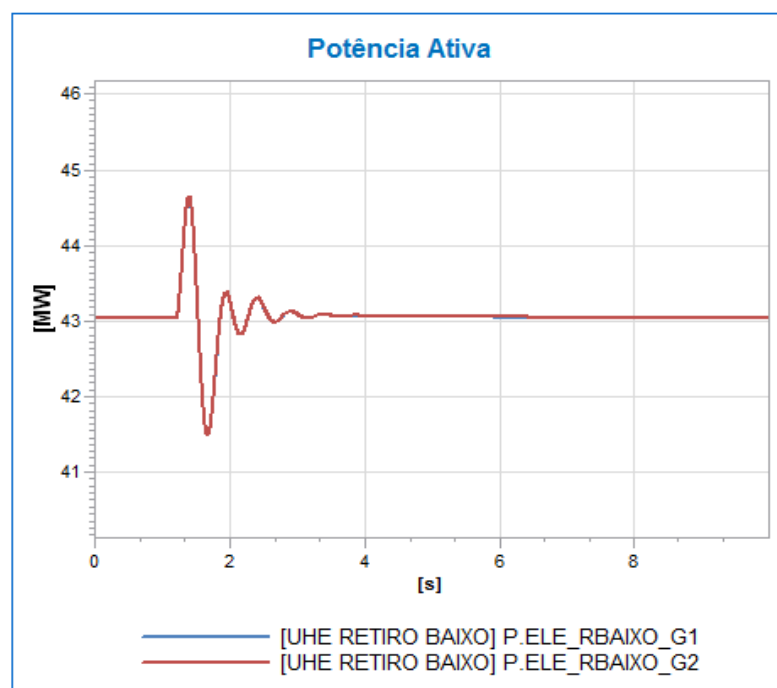


Figura 5.6 – Degrau na Tensão de Referência do Regulador de Tensão da UHE Retiro Baixo: Potência Elétrica dos Geradores (MW)

De forma similar à análise para o regulador automático de tensão da PCH Quartel, a estabilização da potência acelerante se dá em até 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, evidenciando o bom ajuste deste controlador, conforme Figura 5.6.

### **Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da PCH Quartel**

Foi aplicado um degrau de 5% na referência da potência mecânica dos reguladores de velocidade da PCH Quartel, de forma a verificar o comportamento da resposta



no domínio do tempo. A Figura 5.7 apresenta os resultados das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.

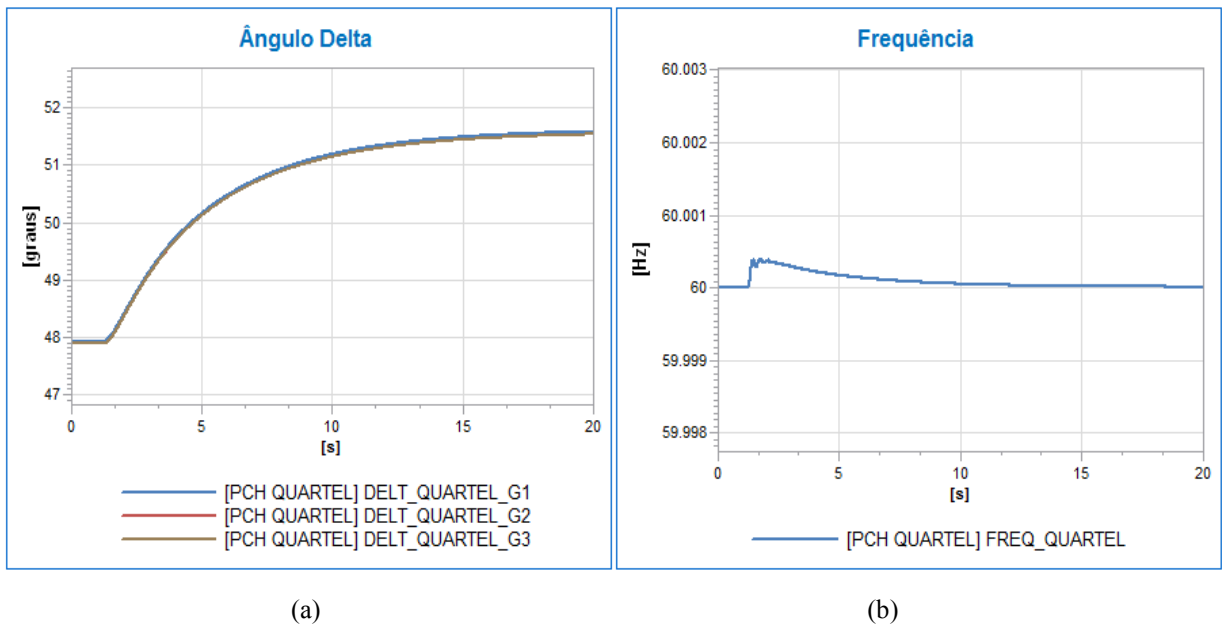
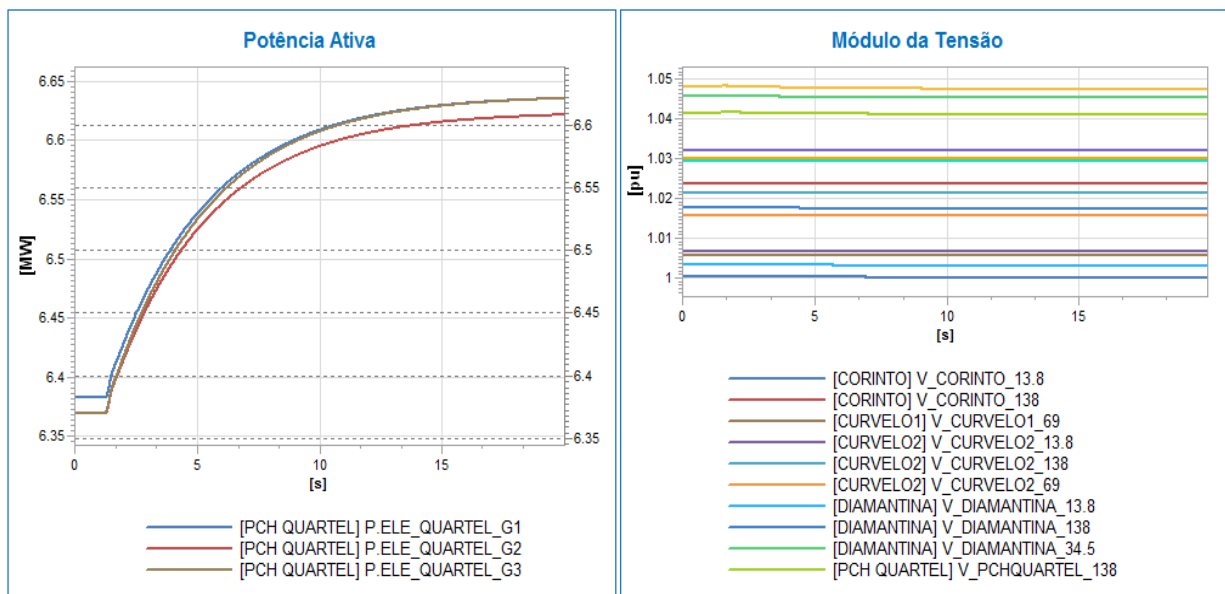


Figura 5.7 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da PCH Quartel: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Em 5.7(a) a simulação de degrau na referência de potência mecânica do regulador de velocidade da PCH Quartel mostrou que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores, em relação à referência, se estabilizam em aproximadamente 10 segundos, com um deslocamento angular de 3 graus. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, também com uma variação praticamente inexistente, conforme Figura 5.7(b).

A Figura 5.8 apresenta os resultados da potência elétrica ativa dos geradores e o perfil de tensão nos barramentos.



(a)

(b)

Figura 5.8 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da PCH Quartel: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.8(a) a estabilização da potência elétrica ativa se dá em até 15 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência são completamente amortecidas, evidenciando o bom ajuste deste controlador.

Na Figura 5.8(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente.

### Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da UHE Retiro Baixo

Este último teste de modelos refere-se à aplicação de um degrau de 5% na referência da potência mecânica dos reguladores de velocidade da UHE Retiro Baixo, de forma a verificar o comportamento da resposta no domínio do tempo. A Figura 5.9 apresenta os resultados das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.

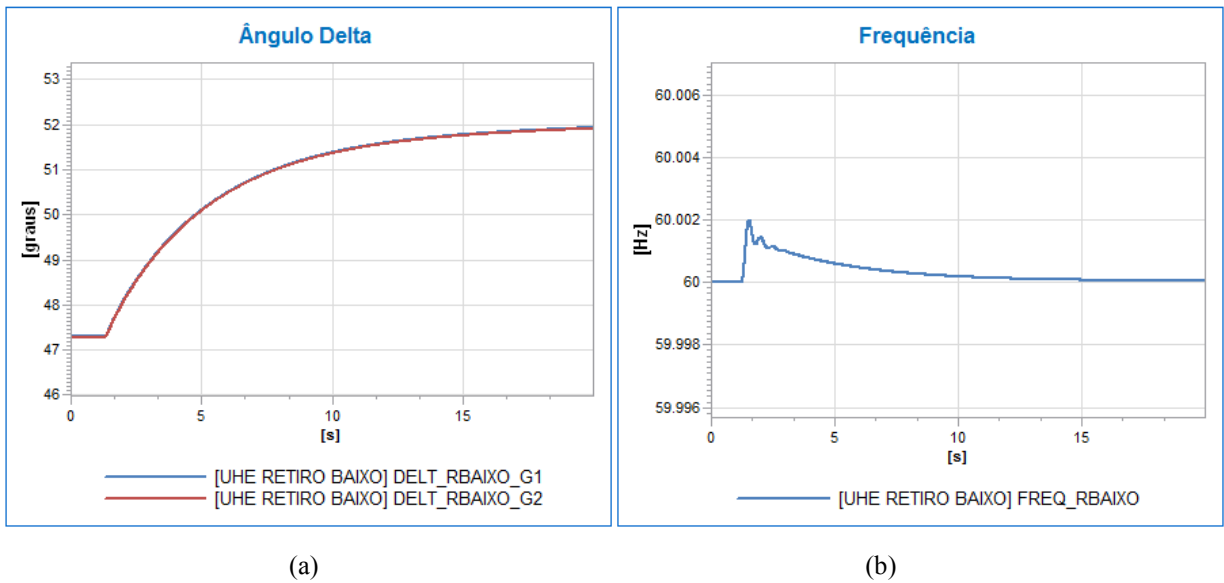


Figura 5.9 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da UHE Retiro Baixo: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

A simulação de degraú na referência de potência mecânica do regulador de velocidade da UHE Retiro Baixo mostrou que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores, em relação à referência, se estabilizam em menos de 15 segundos, com um deslocamento angular de aproximadamente 5 graus, conforme 5.9(a). A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, também com uma variação praticamente inexistente, conforme Figura 5.9(b).

A Figura 5.10 apresenta os resultados da potência elétrica ativa dos geradores e o perfil de tensão nos barramentos.

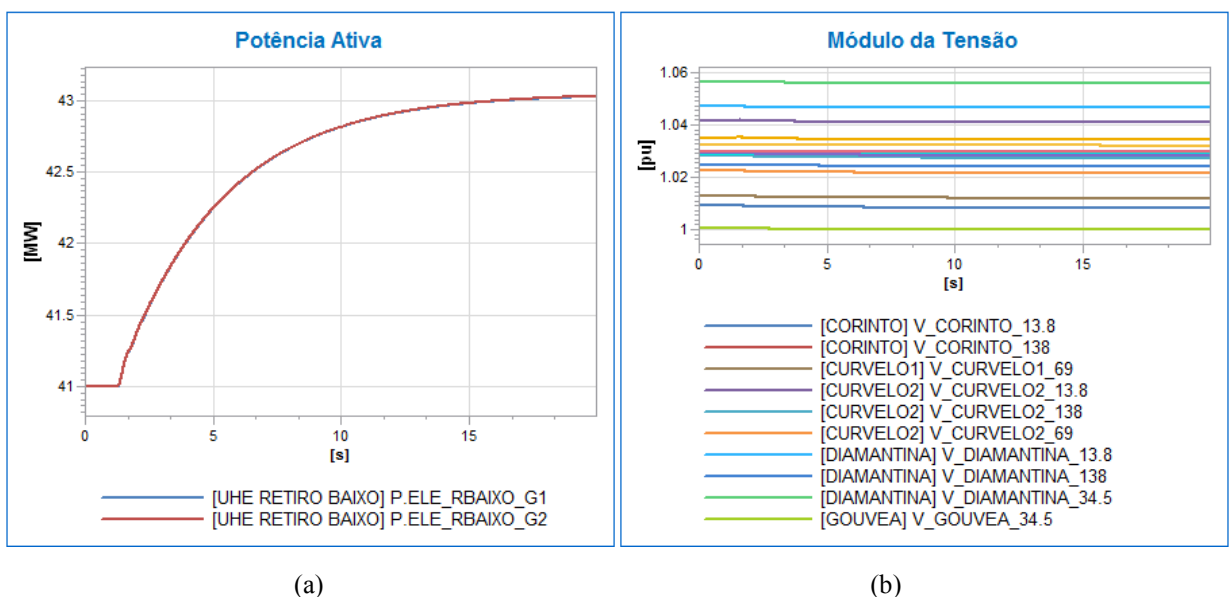


Figura 5.10 – Degrau na Referência de Potência Mecânica do Regulador de Velocidade da UHE Retiro Baixo: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.10(a) a estabilização da potência elétrica ativa se dá em até 15 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência são completamente amortecidas, evidenciando o bom ajuste deste controlador.

Na Figura 5.10(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação, comprovando ajustes adequados para o controlador.

Ressalta-se que nos testes dos modelos não foram realizadas análises paramétricas exaustivas no sentido de se obter a máxima otimização dos controladores por falta de informações adicionais necessárias para a aferição da modelagem a ser implementada, como: resultados de testes de campo, esclarecimentos sobre algumas não-linearidades de funções dos modelos fornecidos que, normalmente, são detectadas nos testes de campo, entre outras.

### **5.2.2. Eventos Simulados na Rede de Alta Tensão**

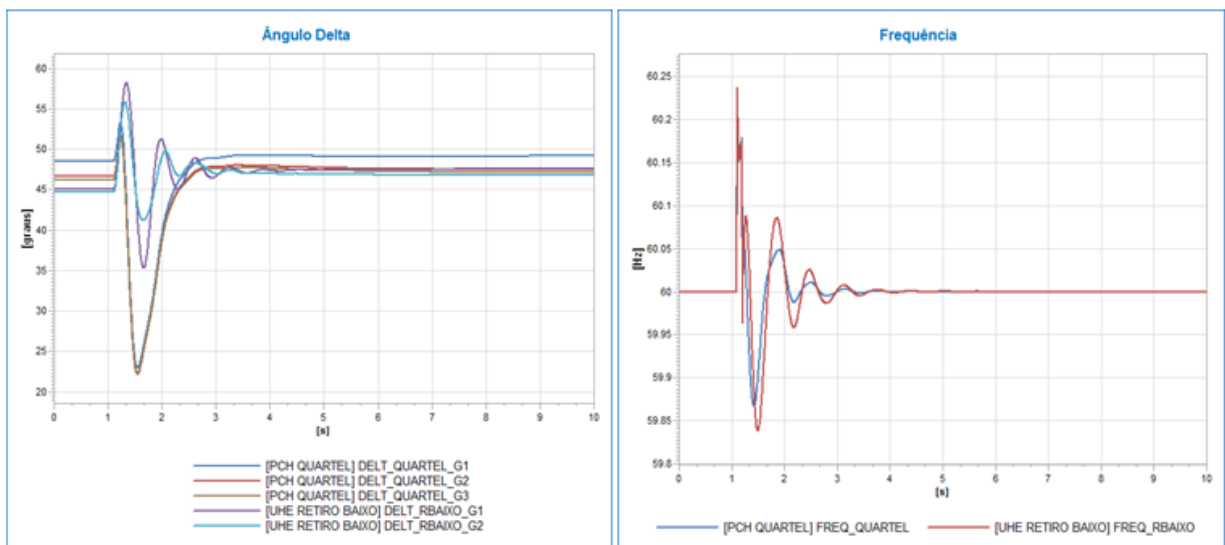
Segundo o submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [28], os estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas elétricos de potência visam avaliar o desempenho da rede após distúrbios. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações com diferentes intensidades e risco de perda de sincronismo entre elas ou com o sistema. Em função da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não, terminando em um novo ponto de operação estável ou no colapso do sistema.

Na sequência foram simulados os seguintes eventos no sistema, com e sem o religamento automático das linhas de distribuição.

#### **Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias – Corinto**

##### **- Sem religamento automático**

Foi aplicado um curto-circuito trifásico com a consequente abertura de um dos circuitos das linhas de distribuição (LD 1) 138 kV Três Marias - Corinto, sem considerar o religamento automático. Como essa linha é protegida por um relé de distância, a falta foi eliminada em 100 ms, conforme apresentado no item 4.1.3. A Figura 5.11 apresenta os resultados das oscilações angulares dos geradores e a frequência do sistema.



(a)

(b)

Figura 5.11 - Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias - Corinto, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, dinamicamente não foram verificadas quaisquer restrições quanto à perda dessa LD. Na Figura 5.11(a) verifica-se que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores são amortecidas satisfatoriamente em aproximadamente 4 segundos. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, com uma variação de 0,2 Hz, conforme Figura 5.11(b). Segundo os critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, como neste caso, a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

Verifica-se uma amplitude de oscilação angular ligeiramente superior na PCH Quartel, quando comparada à da UHE Retiro Baixo, porém rapidamente amortecida, o que comprova o desempenho satisfatório dos sistemas de controle de velocidade das unidades geradoras. Esta diferença é explicada pelo porte inferior das máquinas da PCH Quartel, as quais apresentam uma constante de tempo de inércia (H) menor que a UHE Retiro Baixo, conforme seção 4.2.2 deste trabalho.

A Figura 5.12 apresenta os resultados da potência elétrica ativa das máquinas e dos níveis de tensão nos barramentos.

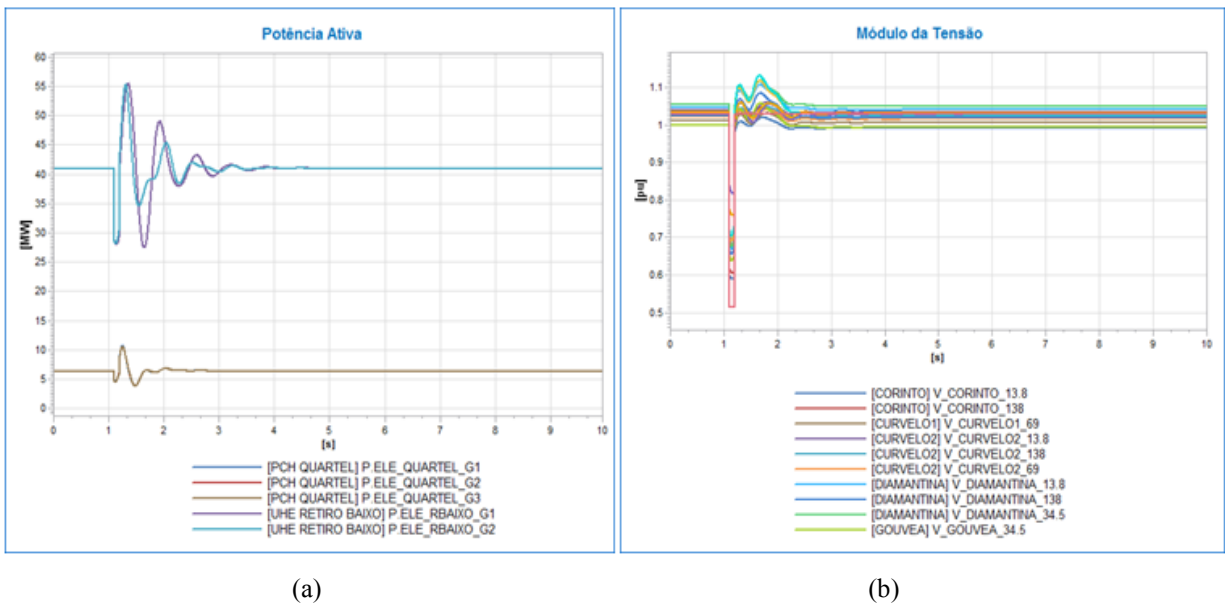


Figura 5.12 - Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias - Corinto, sem religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.12(a) a estabilização da potência ativa se dá em menos de 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, evidenciando o adequado comportamento das máquinas e reguladores para este evento.

Na Figura 5.12(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação. A tensão mínima para situação pós-distúrbio no sistema, na primeira oscilação, não foi inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, foi superior a 80% da tensão nominal de operação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação, conforme definido nos critérios estabelecidos.

#### - Com religamento automático

O mesmo evento foi agora simulado com o consequente religamento automático temporizado em 2 segundos. A Figura 5.13 apresenta os resultados das oscilações angulares e a frequência do sistema para este evento.

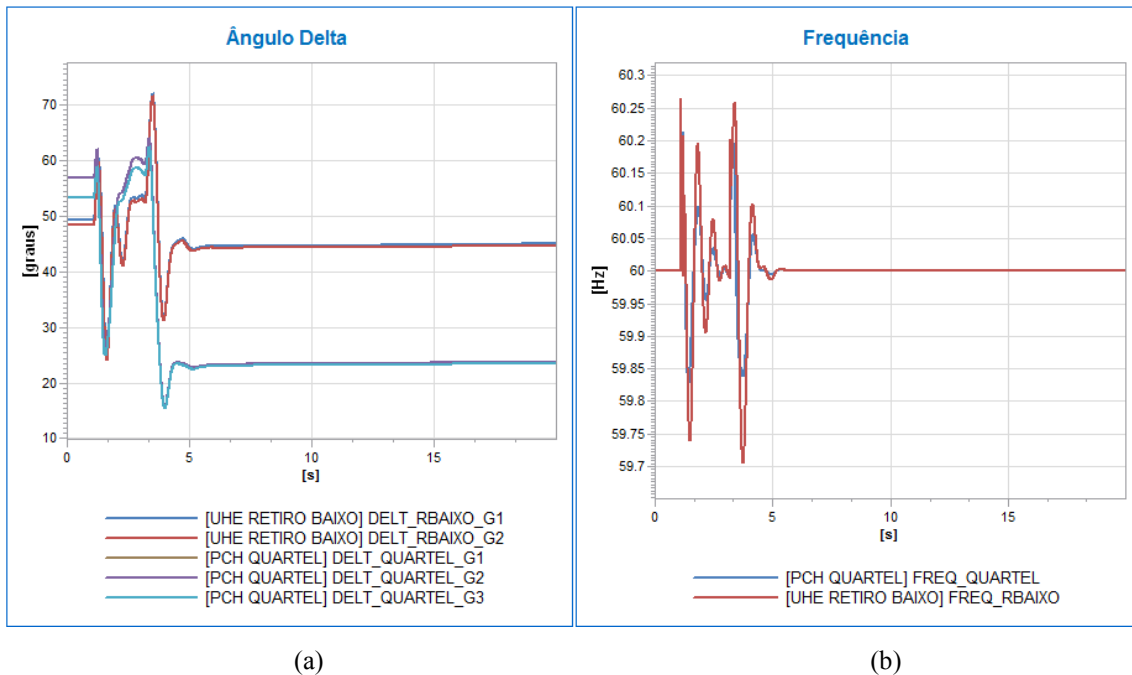
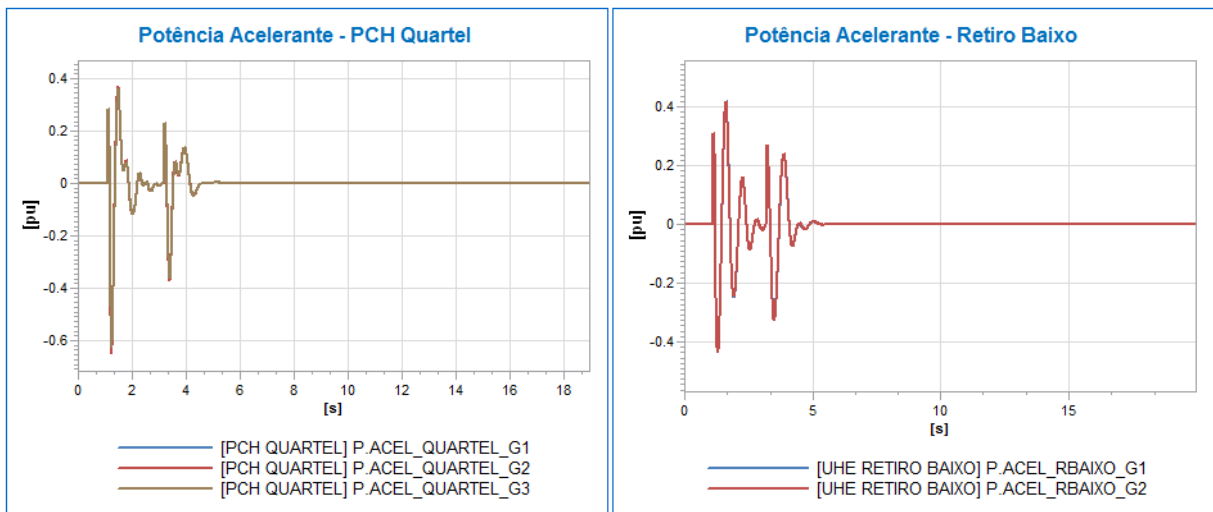


Figura 5.13 - Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias - Corinto, com religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, dinamicamente não foram observadas quaisquer restrições em relação a esta ocorrência e o consequente religamento. Na Figura 5.13(a) verifica-se que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores são amortecidas satisfatoriamente em aproximadamente 5 segundos. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 6 segundos, com uma variação de 0,3 Hz, conforme Figura 5.13(b). Segundo os critérios estabelecidos, a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

Apesar de uma maior amplitude de oscilação angular neste evento com religamento, a simulação demonstra que o sistema atinge um novo ponto de operação estável.

De forma a corroborar a conclusão anterior, a Figura 5.14 apresenta as potências acelerantes das duas usinas.



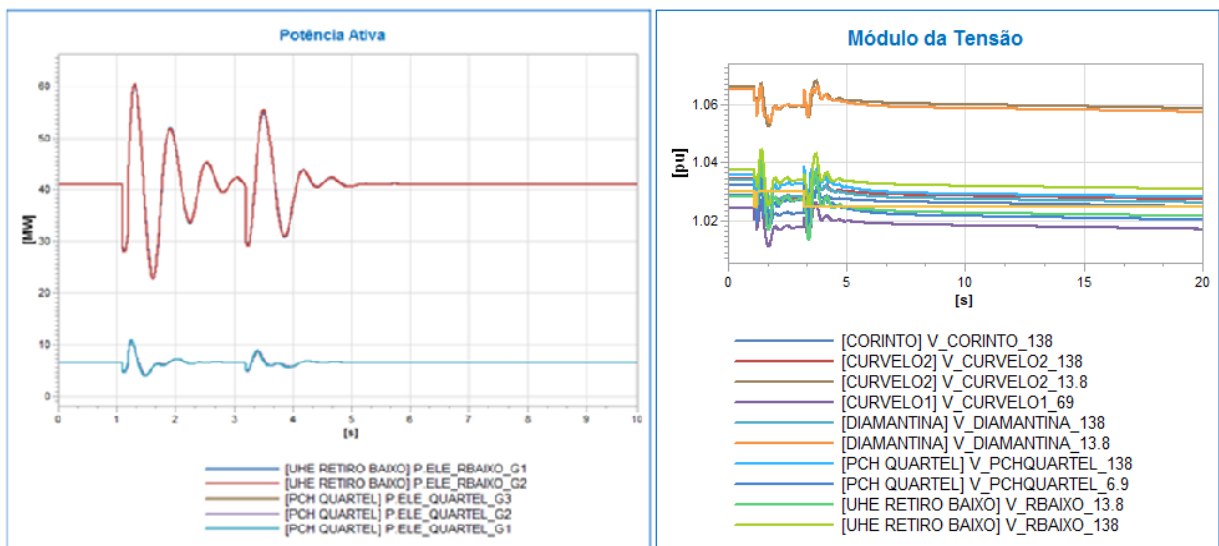
(a)

(b)

Figura 5.14 - Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias - Corinto, com religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.) PCH Quartel, (b) Potência Acelerante (p.u.) UHE Retiro Baixo

Conforme Figura 5.14, o comportamento das acelerações das máquinas das duas usinas é amortecido em até 5 segundos, com uma variação máxima de 40%.

A Figura 5.15 apresenta os resultados da potência elétrica ativa das máquinas e do perfil de tensão nos barramentos do sistema.



(a)

(b)

Figura 5.15 - Curto-circuito trifásico na LD 1 138 kV Três Marias - Corinto, com religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.15(a) a estabilização da potência ativa se dá em aproximadamente 5 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, evidenciando o adequado comportamento das máquinas e reguladores para este evento.

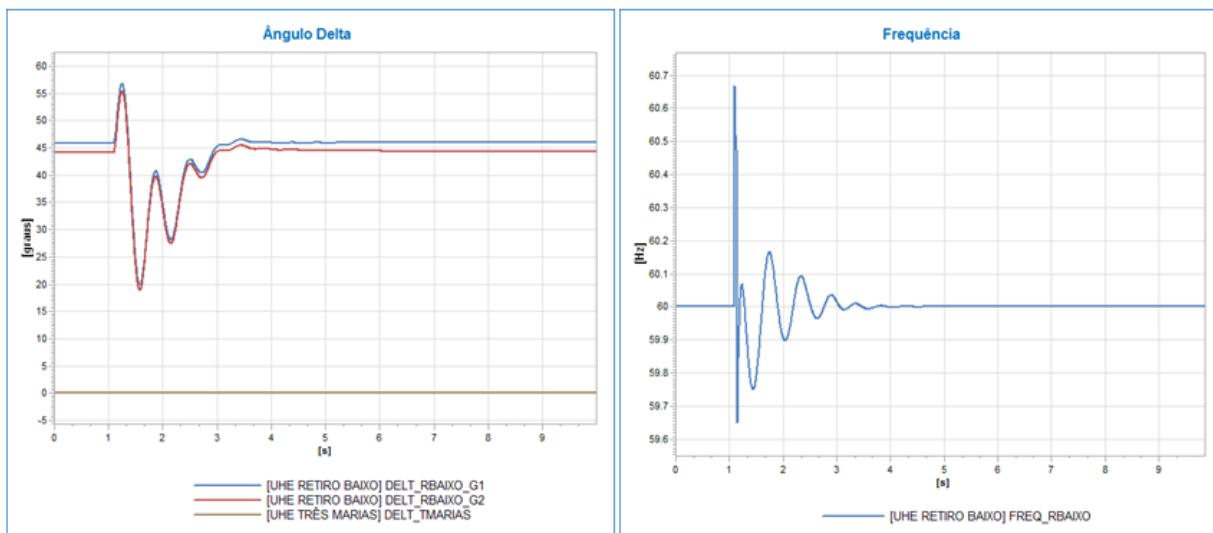


Na Figura 5.15(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação. A tensão mínima para situação pós-distúrbio no sistema, na primeira oscilação, não foi inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, foi superior a 80% da tensão nominal de operação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação, conforme definido nos critérios estabelecidos.

## Curto-circuito Trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina

### - Sem religamento automático (UHE Retiro Baixo interligada ao sistema)

Foi aplicado um curto-circuito trifásico com a consequente abertura da LD 138 kV Corinto - Diamantina em 100 ms, sem considerar o religamento automático. Esta contingência provoca a separação do sistema em estudo em duas áreas (a primeira com a UHE Retiro Baixo e o sistema interligado e a segunda com a PCH Quartelilhada). A Figura 5.16 refere-se aos resultados da área alimentada pela UHE Retiro Baixo, apresentando os valores das oscilações angulares e da frequência do sistema.



(a)

(b)

Figura 5.16 - Curto-circuito Trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, dinamicamente não foram observadas quaisquer restrições quanto à perda dessa LD. Na Figura 5.16(a) verifica-se que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores são amortecidas satisfatoriamente em

aproximadamente 5 segundos. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 5 segundos, com uma variação de 0,2 Hz, conforme Figura 5.16(b). Segundo os critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, como neste caso, a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

A Figura 5.17 refere-se aos resultados da área alimentada pela UHE Retiro Baixo, apresentando os resultados da potência elétrica ativa das máquinas e do perfil de tensão nos barramentos do sistema.

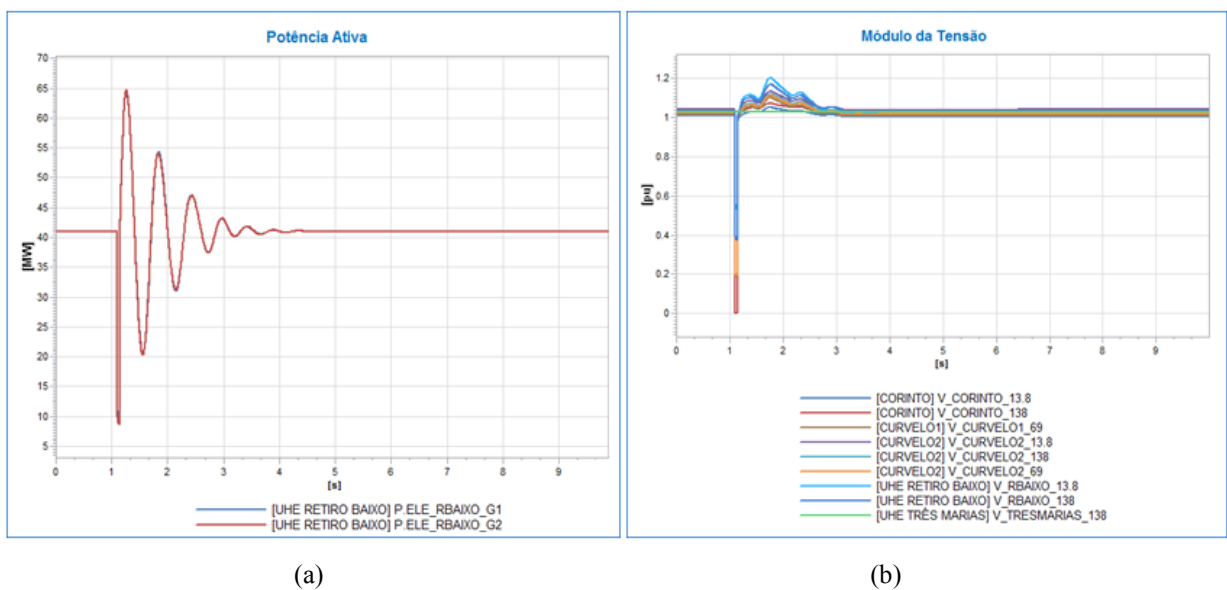


Figura 5.17 - Curto-circuito Trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.17(a) a estabilização da potência se dá em menos de 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, evidenciando o adequado comportamento destas máquinas para este evento.

Na Figura 5.17(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação.

#### - Sem religamento automático (Ilha PCH Quartel)

A Figura 5.18 refere-se aos resultados da ilha formada pela PCH Quartel e as subestações Diamantina e Gouvêa, e apresenta os valores da potência acelerante das máquinas da PCH e da frequência da região.

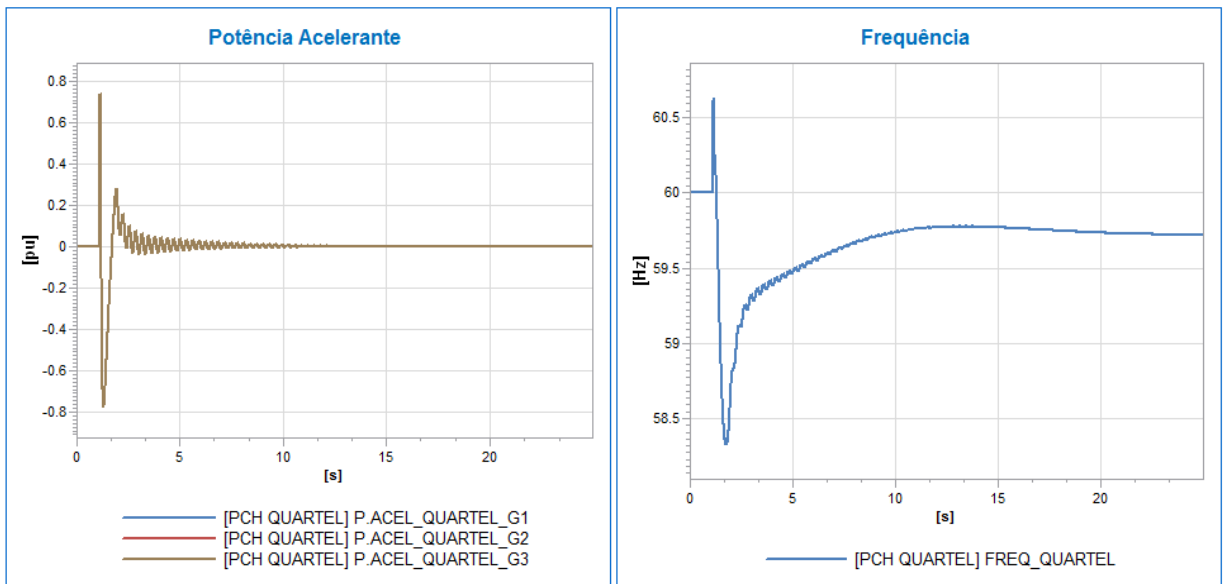


Figura 5.18 – Curto-circuito Trifásico na LD 138 kV Corinto – Diamantina, sem religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Este resultado refere-se à área que se separou do sistema interligado, alimentada pela PCH Quartel. Conforme Figura 5.18(a) o comportamento das acelerações das máquinas das duas usinas é amortecido em até 10 segundos, sendo que o sistema encontra um novo ponto de operação estável.

A estabilização da frequência dos grupos de geradores também se dá em aproximadamente 10 segundos, com uma variação de 0,3 Hz, conforme Figura 5.18(b). Segundo os critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, como neste caso, a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

A Figura 5.19 apresenta os resultados do perfil de tensão nos barramentos do sistema.

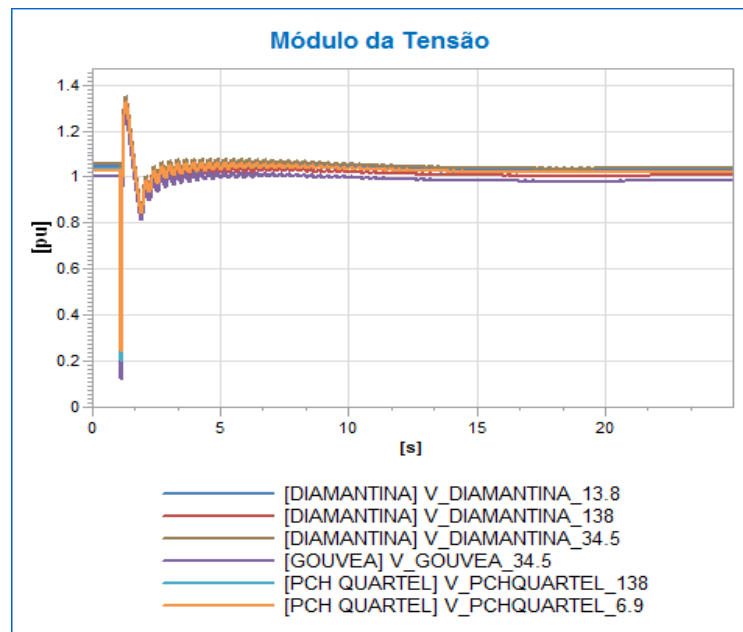


Figura 5.19 - Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto - Diamantina, sem religamento: Níveis de Tensão (p.u.)

Na Figura 5.19 verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação.

Neste ponto é importante ressaltar a necessidade de um estudo posterior específico relacionado ao ilhamento da PCH Quartel e de um esquema de controle de emergência, de forma a equilibrar o balanço carga x geração, em situações como a desta simulação. De uma forma geral, as distribuidoras brasileiras avançaram pouco nos estudos relacionados ao atendimento de regiões de forma isolada, se beneficiando do aumento da geração distribuída no país.

#### - Com religamento automático (Sistema Instável)

A Figura 5.20 apresenta as oscilações angulares dos geradores da PCH Quartel e da UHE Retiro Baixo após o religamento automático temporizado em 2 segundos.

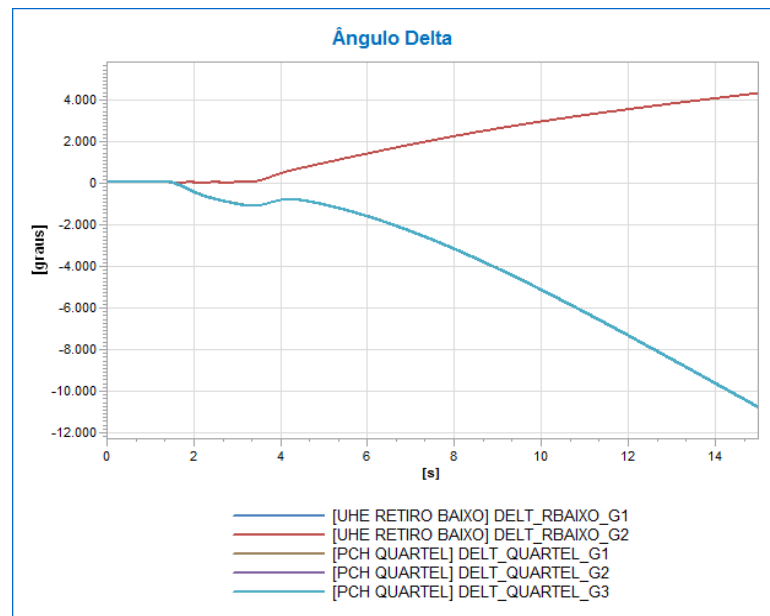


Figura 5.20 - Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto - Diamantina, com religamento: Defasagem Angular (Graus)

Conforme Figura 5.20, as duas usinas tiveram elevações abruptas do ângulo dos seus geradores, indicando a perda de sincronismo e estabilidade angular.

## Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel

### - Sem religamento automático (UHE Retiro Baixo interligada ao sistema)

Foi aplicado um curto-circuito trifásico com a consequente abertura da LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel em 100 ms, sem considerar o religamento automático. Esta contingência também provoca a separação do sistema em estudo em duas áreas (a primeira com a UHE Retiro Baixo e o sistema interligado e a segunda com a PCH Quartel). A Figura 5.21 refere-se aos resultados da área alimentada pela UHE Retiro Baixo, apresentando os valores das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.

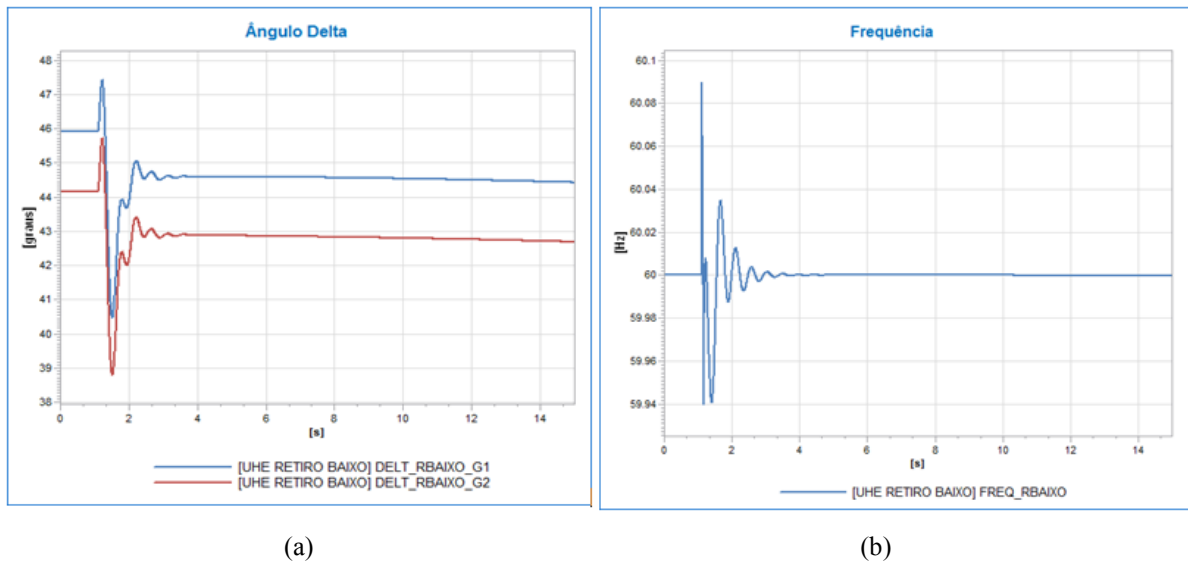


Figura 5.21 - Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, sem religamento: (a) Oscilação Angular (Graus), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, dinamicamente não foram observadas quaisquer restrições quanto à perda dessa LD. Na Figura 5.21(a) verifica-se que as oscilações da defasagem angular do grupo de geradores são amortecidas satisfatoriamente em aproximadamente 4 segundos. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 5 segundos, com uma variação de 0,6 Hz no primeiro ciclo, conforme Figura 5.21(b). Mais uma vez, dentro dos limites estabelecidos pelo ONS.

A Figura 5.22 refere-se aos resultados da área alimentada pela UHE Retiro Baixo e apresenta a potência elétrica dos geradores e os níveis de tensão nos barramentos.

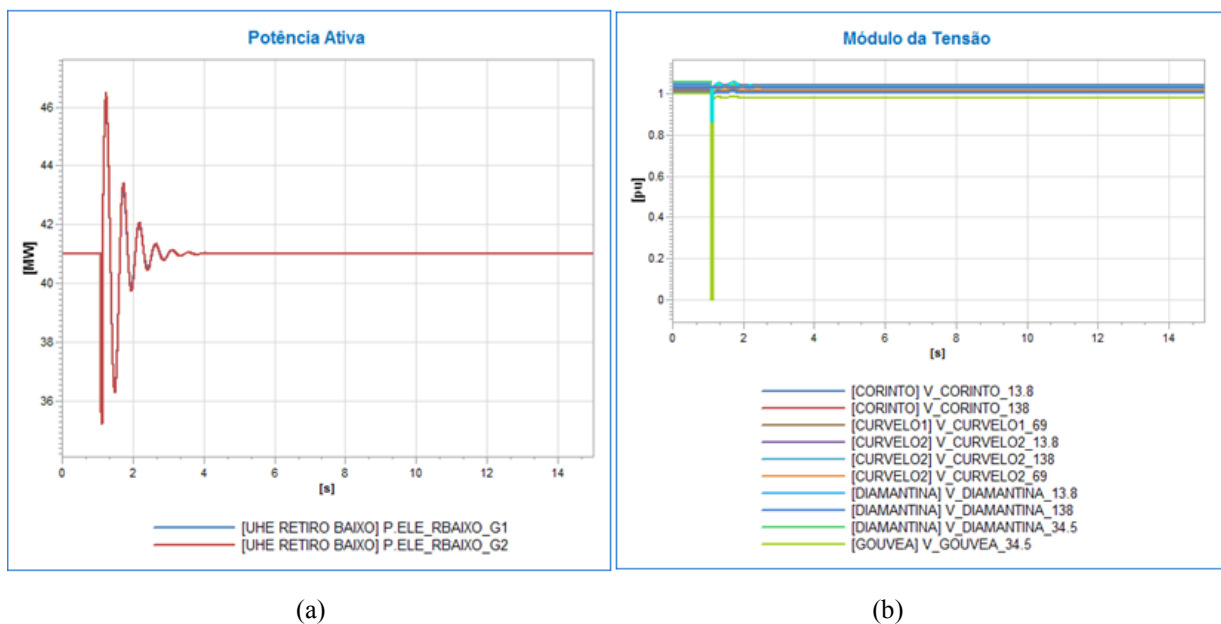


Figura 5.22 - Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, sem religamento: (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.22(a) a estabilização da potência ativa se dá em menos de 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, evidenciando o adequado comportamento das máquinas e reguladores para este evento.

Na Figura 5.22(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação, conforme definido nos critérios estabelecidos.

#### - Com religamento automático

Foi aplicado um curto-circuito trifásico com a consequente abertura da LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel em 100 ms, agora considerando o religamento automático em 2 segundos.

A Figura 5.23 apresenta a defasagem angular entre os geradores, após o religamento automático temporizado em 2 segundos.

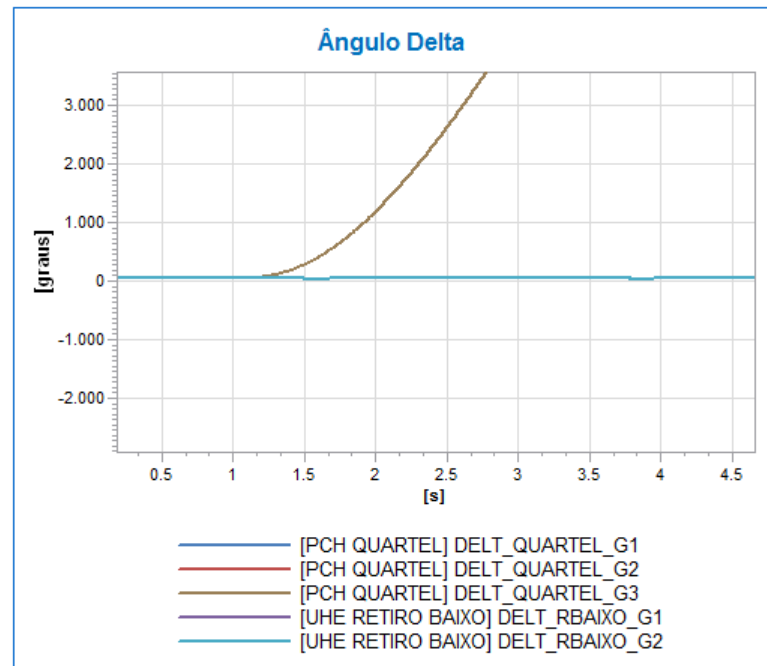


Figura 5.23 - Curto-circuito na LD 138 kV Diamantina – PCH Quartel, com religamento: Defasagem Angular (Graus)

Conforme Figura 5.23, as duas usinas tiveram elevações abruptas do ângulo dos seus geradores, indicando a perda de sincronismo e estabilidade angular.

Estes resultados evidenciam o comportamento não satisfatório deste evento com religamento e justificam a implementação de um eventual proteção nos geradores para desconexão antes do religamento da distribuidora.

## Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2

### - Sem religamento automático (PCH Quartel interligada ao sistema)

Foi aplicado um curto-circuito trifásico com a consequente abertura da LD 138 kV Corinto – Curvelo 2 em 100 ms, sem considerar o religamento automático. Esta contingência também provoca a separação do sistema em estudo em duas áreas (a primeira com a PCH Quartel e o sistema interligado e a segunda com a UHE Retiro Baixo alimentando isoladamente as subestações Curvelo 1 e Curvelo 2). A Figura 5.24 refere-se aos resultados da área alimentada pela PCH Quartel, apresentando os valores das oscilações angulares dos geradores e da frequência do sistema.

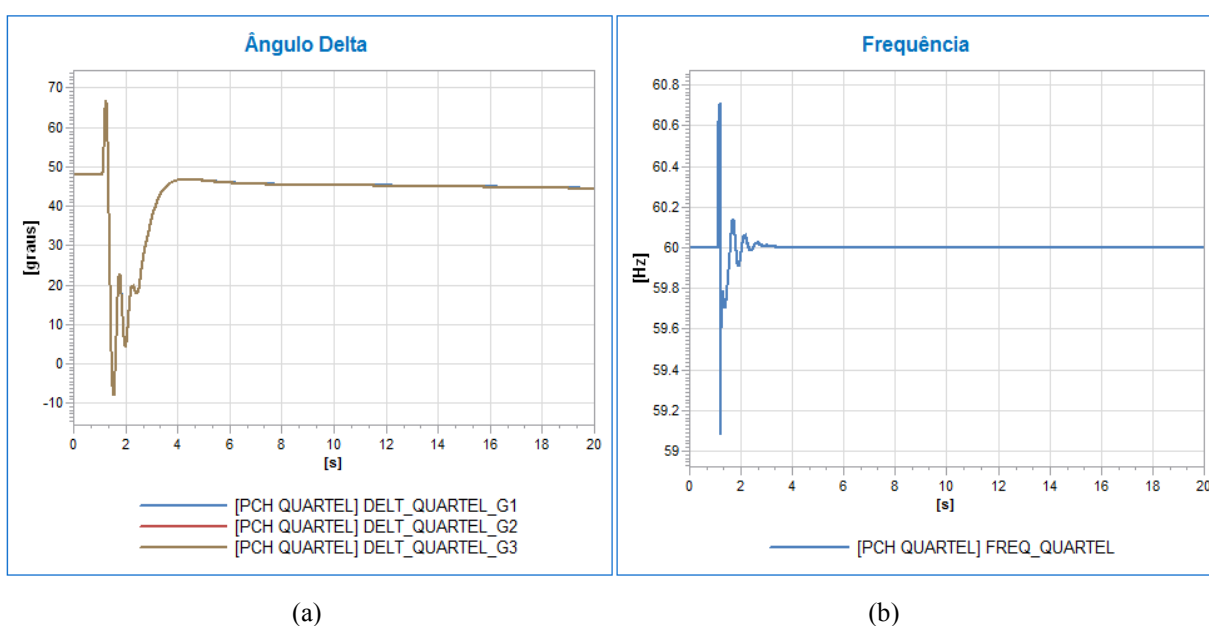
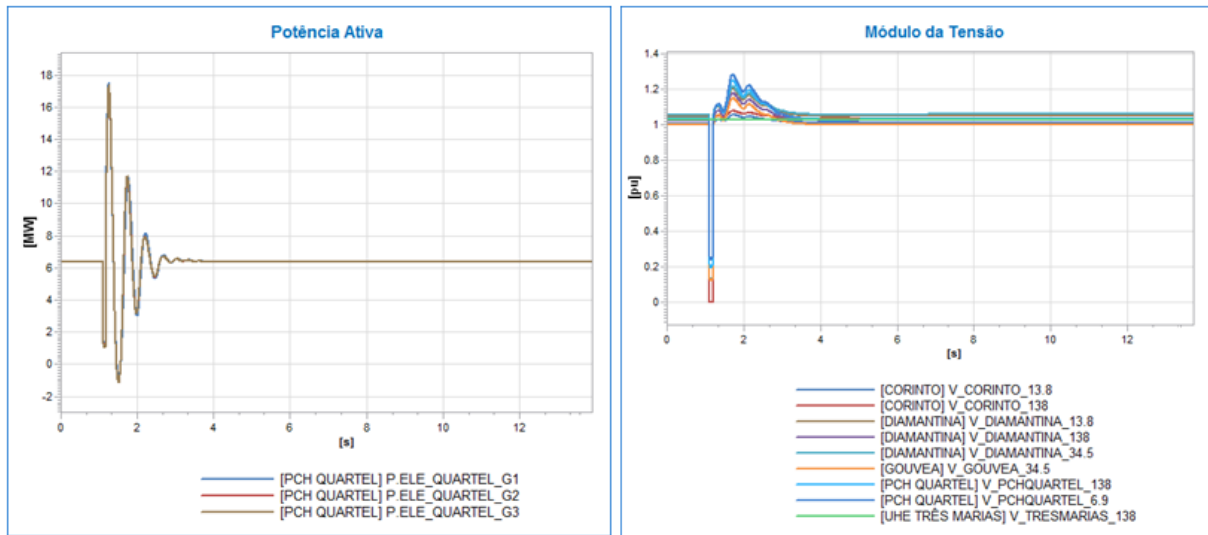


Figura 5.24 - Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento (a) Oscilação Angular (Graus) e (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme pode ser visualizado, dinamicamente não foram observadas quaisquer restrições quanto à perda dessa LD. Na Figura 5.24(a) verifica-se que as oscilações angulares do grupo de geradores são amortecidas satisfatoriamente em aproximadamente 6 segundos. A estabilização da frequência dos grupos de geradores se dá em até 4 segundos, com uma variação de 0,7 Hz no primeiro ciclo, conforme Figura 5.24(b). Mais uma vez, dentro dos limites estabelecidos pelo ONS.



A Figura 5.25 refere-se aos resultados da área alimentada pela PCH Quartel, apresentando os valores da potência elétrica ativa dos geradores e dos níveis de tensão nos barramentos.



(a)

(b)

Figura 5.25 - Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento (a) Potência Elétrica dos Geradores (MW), (b) Níveis de Tensão (p.u.)

Conforme verificado na Figura 5.25(a) a estabilização da potência elétrica se dá em menos de 4 segundos, tal que após este intervalo de tempo as oscilações de potência elétrica ativa são completamente amortecidas, apesar da variação superior a 50% da potência nominal das máquinas.

Na Figura 5.25(b) verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação.

#### - Sem religamento automático (Ilha UHE Retiro Baixo)

A Figura 5.26 refere-se aos resultados da ilha formada pela UHE Retiro Baixo e as subestações Curvelo 1 e Curvelo 2, e apresenta os valores da potência acelerante dos geradores e da frequência da região.

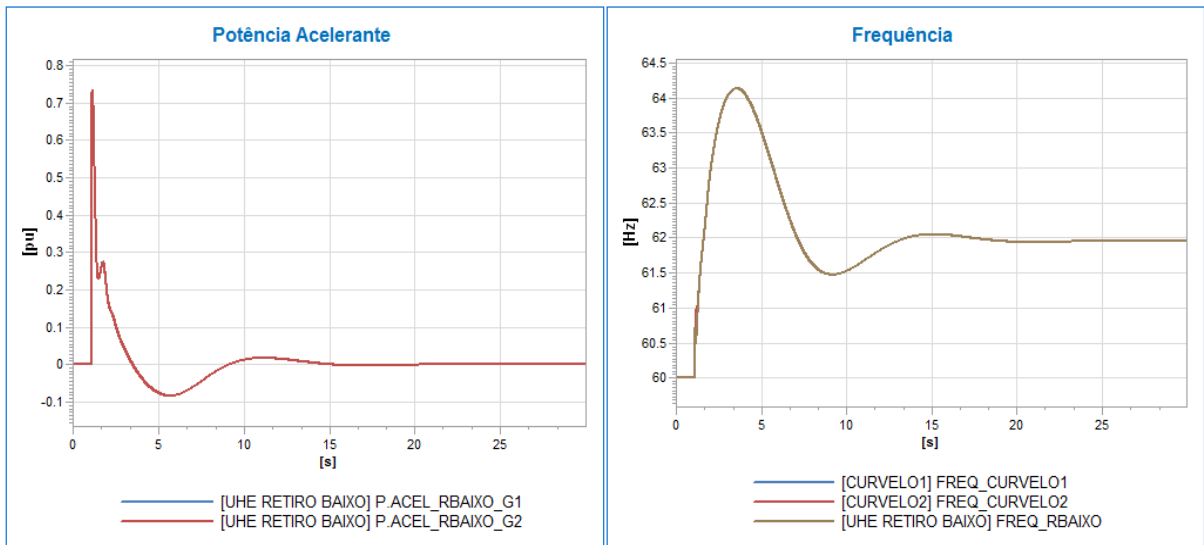


Figura 5.26 – Curto-circuito Trifásico na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento: (a) Potência Acelerante (p.u.), (b) Frequência (Hz) dos Geradores

Conforme Figura 5.26(a) o comportamento das acelerações das máquinas da usina é amortecido em aproximadamente 15 segundos, sendo que o sistema encontra um novo ponto de operação estável.

A estabilização da frequência dos grupos de geradores também se dá em aproximadamente 15 segundos, com uma variação de 4 Hz na primeira oscilação, se estabilizando em 62 Hz, conforme Figura 5.26(b). Segundo os critérios dos Procedimentos de Rede do ONS, para a determinação do limite de estabilidade eletromecânica, constatado coeficiente de amortecimento positivo, como neste caso, a frequência deve estar limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz para usinas hidroelétricas.

A Figura 5.27 apresenta os resultados do perfil de tensão nos barramentos do sistema.

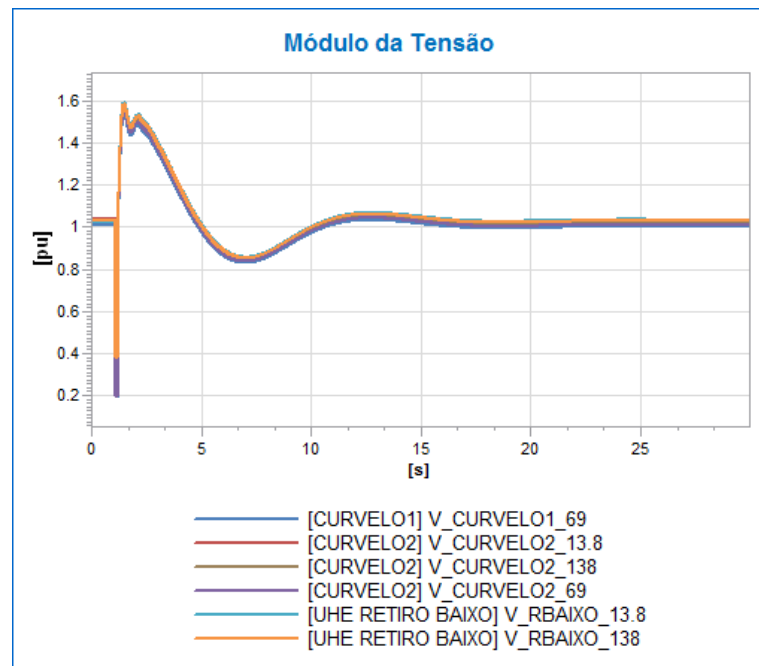


Figura 5.27 - Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, sem religamento: Níveis de Tensão (p.u.)

Na Figura 5.27 verifica-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente da simulação.

Entretanto, conforme critérios estabelecidos, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica é de 10% da tensão nominal de operação. Verifica-se que as sobretensões dinâmicas chegaram a 50% da tensão nominal de operação, evidenciando um comportamento restritivo nesta simulação. Há uma rejeição de carga muito elevada na usina, conforme próxima figura. A Figura 5.28 apresenta a potência elétrica ativa dos geradores da UHE Retiro Baixo.

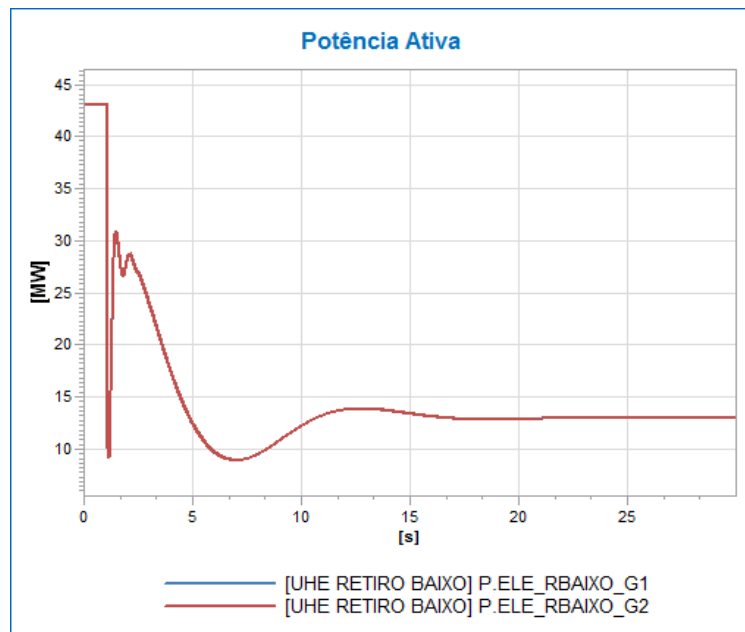


Figura 5.28 - Curto-circuito trifásico na LD 138 kV Corinto - Curvelo 2, sem religamento: Potência Elétrica dos Geradores (MW)

Na Figura 5.28 verifica-se uma rejeição de carga da ordem de 30 MW em cada unidade geradora. Esse desequilíbrio ajuda a explicar os resultados anteriores, especialmente as elevações de tensão e de frequência.

Mais uma vez ressalta-se a importância de um estudo posterior específico relacionado ao ilhamento desta usina e de um esquema de controle de emergência, de forma a equilibrar o balanço carga x geração, em situações como a desta simulação.

#### - Com religamento automático (Sistema Instável)

A Figura 5.29 apresenta as oscilações angulares dos geradores da PCH Quartel e da UHE Retiro Baixo após o religamento automático temporizado em 2 segundos. Os geradores perdem o sincronismo com o sistema, conforme evidenciado pela perda da estabilidade angular.

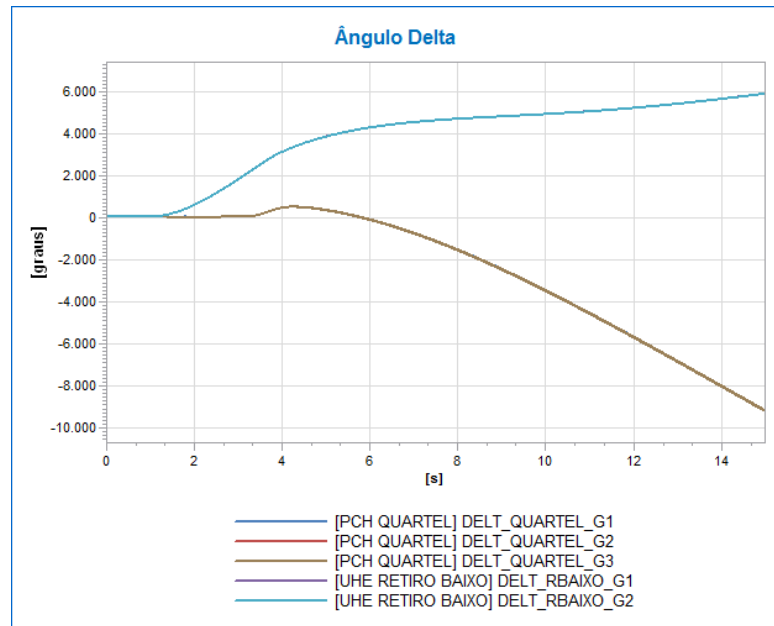


Figura 5.29 - Curto-circuito na LD 138 kV Corinto – Curvelo 2, com religamento, Defasagem Angular (Graus)

Verifica-se perda de sincronismo e estabilidade angular, conforme demonstrado pela elevação abrupta do ângulo dos geradores. Isso implica na implementação de proteção nos geradores de tal forma que os mesmos sejam desconectados do sistema antes do consequente religamento da distribuidora.

### 5.2.3. Conclusões das Análises de Estabilidade

Neste capítulo foram realizadas simulações que tiveram como objetivo a avaliação do comportamento dinâmico do sistema elétrico sob o impacto da conexão da PCH Quartel, através da análise das oscilações angulares, potência elétrica e acelerante dos geradores, frequência e perfil de tensão nos barramentos.

Os resultados das simulações indicaram um desempenho satisfatório do sistema elétrico regional em função da entrada em operação da PCH Quartel. De uma forma geral, dinamicamente não foram observadas restrições quanto à conexão da PCH nas simulações realizadas. A mesma apresentou resposta adequada às ocorrências de perturbações na rede analisada, sem impactos significativos para as instalações acessadas. Observou-se, em geral, um tempo inferior ao definido nos critérios do ONS para amortecimento das oscilações das grandezas envolvidas.

A tensão mínima para situação pós-distúrbio no sistema, na primeira oscilação, não foi inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, foi superior a 80% da tensão nominal de operação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre

o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação, conforme definido nos critérios estabelecidos. Do mesmo modo verificou-se que a variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente das simulações. Na grande maioria das simulações, a frequência esteve limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz.

Para a garantia da estabilidade do sistema e bom desempenho nos distúrbios simulados, ressalta-se a importância da utilização de relés de proteção de distância em grande parte do sistema, com tempos de atuação próximos a 100 ms, como os utilizados no caso em estudo.

Para as simulações que consideraram o religamento automático temporizado da distribuidora, verifica-se em algumas contingências, perda de sincronismo e estabilidade. Isso implica na necessidade de implementação de proteção nos geradores de tal forma que os mesmos sejam desconectados do sistema antes do subsequente religamento da distribuidora.

As distribuidoras podem avançar na realização de estudos posteriores específicos relacionados ao ilhamento de usinas e de um esquema de controle de emergência, de forma a equilibrar o balanço carga x geração, em situações de sistemas isolados, como em algumas contingências analisadas.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo sintetiza as principais conclusões obtidas, apresenta algumas considerações sobre perspectivas de pesquisas futuras relativas à área de estudo do trabalho, bem como apresenta as publicações decorrentes do mesmo.

### 6.1. Conclusões

O aproveitamento de novos potenciais energéticos, especialmente através da expansão da geração distribuída, nos leva a questionamentos relacionados ao impacto operacional e à estabilidade dos sistemas elétricos de distribuição.

Dentre as vantagens apresentadas pela geração distribuída cita-se, por exemplo, a melhora na capacidade de regularização dos reservatórios das grandes hidrelétricas. Enquanto uma usina eólica, térmica de biomassa ou fotovoltaica estiver gerando energia elétrica, os reservatórios estarão sendo poupados. Em alguns casos específicos, verifica-se uma redução de perdas elétricas, bem como uma melhora no desempenho dos sistemas de distribuição.

A inserção de fontes de geração distribuída representa uma grande mudança para as distribuidoras, especialmente no que tange ao planejamento e à operação de suas redes, incorporando análises e estudos dinâmicos, antes típicos dos sistemas de transmissão. As empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil começaram há poucos anos a preparar mais adequadamente seus profissionais para lidarem com esse assunto, que toma relevância cada vez maior quando se considera o recente crescimento de fontes alternativas de energia e geração distribuída. Neste sentido, dissertar sobre estabilidade em sistemas de distribuição por si só já representa um aspecto inovador.

Desta forma, este trabalho teve como objetivo abordar o conceito, as classificações e as principais técnicas de análise dos estudos de estabilidade, bem como realizar simulações para a verificação do comportamento estático e dinâmico de um sistema real, quando da conexão de uma Pequena Central Hidrelétrica. Para isso, avaliou-se um caso disponibilizado pela Cemig, de um sistema de distribuição em alta tensão na região Norte de Minas Gerais.

Os resultados das análises de fluxo de potência demonstraram não haver violações no perfil de tensão das barras, assim como no carregamento das linhas e transformações do sistema. Porém, importante ressaltar a necessidade da avaliação do patamar de carga leve quando das análises de fluxo de potência para conexão de unidades geradoras. Apesar de não

violarem os limites estabelecidos nos critérios para análises de fluxo de potência, as perdas no patamar de carga leve apresentaram uma elevação considerável, o que impactará técnica e economicamente a distribuidora, uma vez que a maior parte destas perdas é de responsabilidade regulatória da mesma. A elevação das perdas no sistema representaria um custo anual de R\$ 978 mil, ou um valor presente de R\$ 10,9 milhões, projetados para 30 anos. Este valor anual pode representar, à princípio, um valor relativamente pequeno, porém, ao se considerar a grande demanda de fontes alternativas de geração distribuída a ser conectada ao sistema de distribuição, pode-se projetar um problema potencial para a Cemig nos próximos anos.

Partindo de um ponto de equilíbrio encontrado através das análises do fluxo de potência convencional, as simulações seguiram com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico do sistema elétrico sob o impacto da conexão da PCH. As unidades geradoras foram submetidas a acelerações e desacelerações com diferentes intensidades e risco de perda de sincronismo entre elas ou com o sistema. Em função da natureza e da duração do distúrbio, o comportamento eletromecânico das unidades geradoras pode ser amortecido ou não, terminando em um novo ponto de operação estável ou no colapso do sistema. Para tanto, a partir da representação computacional das referidas máquinas, bem como dos controles dos respectivos sistemas de excitação e de velocidade das turbinas, foram realizadas simulações, visando avaliar a manutenção da estabilidade do sistema diante de ocorrências, como o desligamento de linhas, avaliando-se as oscilações angulares dos geradores, potência acelerante, potência elétrica, frequência e perfil de tensão dos barramentos.

Os resultados das simulações dinâmicas indicaram um desempenho satisfatório do sistema elétrico regional em função da entrada em operação da PCH Quartel. De uma forma geral, dinamicamente não foram observadas restrições quanto à conexão da PCH nas simulações realizadas. A mesma apresentou resposta adequada às ocorrências de perturbações na rede analisada, sem impactos significativos para as instalações acessadas. Observou-se, em geral, um tempo inferior ao definido nos critérios do ONS para amortecimento das oscilações das grandezas envolvidas.

A tensão mínima para situação pós-distúrbio no sistema, na primeira oscilação, não foi inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, foi superior a 80% da tensão nominal de operação. Além disso, a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica foi menor que 10% da tensão nominal de operação, conforme definido nos critérios estabelecidos. Do mesmo modo verificou-se que a



variação do módulo da tensão em todas as barras situou no limite aceitável dos critérios estabelecidos de 5% da tensão nominal de operação, na fase de regime permanente das simulações. Na grande maioria das simulações, a frequência esteve limitada dentro da faixa de 56,5 Hz e 66 Hz.

Para a garantia da estabilidade do sistema e bom desempenho nos distúrbios simulados, ressalta-se a importância da utilização de relés de proteção de distância em grande parte do sistema, com tempos de atuação próximos a 100 ms, como os utilizados no caso em estudo.

Para as simulações que consideraram o religamento automático temporizado da distribuidora, verifica-se em algumas contingências, perda de sincronismo e estabilidade. Isso implica na necessidade de implementação de proteção nos geradores de tal forma que os mesmos sejam desconectados do sistema antes do subsequente religamento da distribuidora.

Por fim, considerando-se as perspectivas de crescimento da geração distribuída no Brasil, os Engenheiros de Planejamento dos Sistemas de Distribuição devem incorporar as análises dinâmicas (estabilidade angular transitória), quando do parecer de acesso para conexão de unidades de geração. Este trabalho buscou trazer uma contribuição para aqueles que estão diante deste desafio.

## **6.2. Proposta de Trabalhos Futuros**

Objetivando dar continuidade à pesquisa iniciada no presente trabalho e complementar as análises relacionadas aos impactos no sistema de distribuição quando da conexão de geração distribuída em suas redes, são apresentadas a seguir oportunidades de trabalhos futuros:

- Avaliar o fenômeno e definir uma metodologia para ilhamento (intencional ou não) de unidades geradoras distribuídas em sistemas de distribuição, com o efetivo esquema de controle de emergência, de forma a equilibrar o balanço carga x geração, em situações de distúrbios nos componentes do sistema;
- Estender a avaliação da estabilidade nos sistemas de distribuição de alta tensão para os sistemas de média tensão, onde as questões relacionadas a desequilíbrios de cargas, grande número de ramais e baixa potência de curto circuito são preponderantes;

- Incorporar a avaliação da estabilidade de tensão, analisada através da inclusão de aspectos dinâmicos de operação da curva P-V, e não apenas através da análise de fluxo de potência, com o foco nos modos de controle de tensão;
- Avaliar o impacto na qualidade de energia decorrente da conexão de fontes alternativas de geração de energia, como a fotovoltaica, que utilizam inversores de frequência no acoplamento geração x rede de distribuição.

### **6.3. Publicações Decorrentes do Trabalho**

Este trabalho de dissertação de mestrado gerou a seguinte publicação até o presente momento:

- CHAGAS A. G., SOUZA, A. C. Z. *Avaliação da Estabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando a Presença de Elevada Penetração de Geração Distribuída*, XI CBQEE - Congresso Brasileiro Sobre Qualidade de Energia. Artigo aceito para publicação e apresentação em 2015.

Além da publicação, foi aprovado também um resumo estendido, categoria poster, no IEEE ISGT-LA - Innovative Smart Grid Technologies - Latin America 2015: *Impact on the Stability of Distribution Systems Considering the Presence of High Penetration of Distributed Generation*.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. Palo Alto, Califórnia, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] BRASIL. *Universalização de acesso e uso da energia elétrica no meio rural brasileiro: lições do Programa Luz para Todos*. IICA. Brasília, 2011.
- [3] BENAVIDES, A. J. *Service restoration and switch allocation in power distribution networks: bounds and algorithms*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.
- [4] THAKUR, T. *Study and characterization of power distribution system network reconfiguration*. IEEE PES Transmission and Distribution conference & Exposition, Latin America, 2006, pp. 1–6.
- [5] SANTOS, A. C., DELBEM, A., BRETAS, N. G. *Energy restoration for large-scale distribution system using EA and new data structure*. In Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE pp. 1-8, 2008.
- [6] KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 19, N° 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [7] ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. J. *Power Systems Restructuring: engineering and economics*. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [8] ANEEL. *Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 14 de maio de 2015.
- [9] ANEEL. *Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 14 de maio de 2015.
- [10] BRASIL. *Lei n.º 9074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências*. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 1995.
- [11] CHIPPE, H. Em Busca do Equilíbrio e da Expansão do Setor Elétrico Nacional – ONS. *Anais do XII Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico Brasileiro – ENASE*. Rio de Janeiro, 2015.
- [12] LEITE, N. F. Panorama do Setor de Distribuição de Energia Elétrica – ABRADÉE. *Anais do XII Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico Brasileiro – ENASE*. Rio de Janeiro, 2015.
- [13] MELO, E. Matriz Elétrica: Geração Renovável Complementar – ABEEólica. *Anais do X Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico Brasileiro – ENASE*. Rio de Janeiro, 2015.
- [14] LOPES, B. I. L. *Estabilidade de sistemas elétricos de potência no horizonte de curto e longo prazos*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.
- [15] ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A. *Power System Control and Stability*, IEEE PRESS, Power Systems Engineering Series, New York, 1977.

- [16] SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L. *Quasi-dynamic model and strategy for control actions*. *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 33, no. 9, pp. 1057–1070, 2005.
- [17] MARUJO D., SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., SANTOS M.V., KWOK L.L.O. *On Controls Actions Effects by Using QV Curves*. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2015 vol. 30, no. 3, pp. 1298–1305, 2015.
- [18] SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L. *On multiple tap-blocking to avoid voltage collapse*. *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 67, no. 3, pp.225–231, Dec. 2003.
- [19] CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. D. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. 1<sup>a</sup> ed. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [20] SOUZA, A. C. Z. *New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse*. PhD thesis, University of Waterloo, Waterloo 1995.
- [21] SOUZA, A. C. Z., CANIZARES C.A., QUINTANA V.H. *Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse*. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1441–1447, Aug. 1996.
- [22] SOUZA, A. C. Z., CANIZARES C.A., QUINTANA V.H. *New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors*. *IEEE Trans. Power Syst.*, 1997, 12, (3), pp. 1380–1387.
- [23] VAAHEDI, E. *Dynamic Load Modeling in Large Scale Stability Studies*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 1039–1045, 1988.
- [24] SIMULIGHT. *Simulador para Redes Eléctricas com Geração Distribuída*. Light e Coope/UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.
- [25] CEMIG DISTRIBUIÇÃO. *Diretrizes Básicas para o Planejamento Elétrico de Distribuição em Alta Tensão*. Belo Horizonte, 2013.
- [26] TARANTO, G. N., MARINHO, J. M. T., FALCÃO, D. M., ASSIS, T. M. L., ESCALANTE, S. L., RODRIGUEZ, J. I. R. *Simulador de Redes de Distribuição com Modelagem Monofásica/Trifásica*. XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Rio de Janeiro, 2012.
- [27] ANEEL. *Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Disponíveis em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 14 de maio de 2015.
- [28] ONS, *Procedimentos de Rede*. Disponíveis em <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 08 de abril de 2015.
- [29] LEME, R.C., SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., FERREIRA, L.C.A. *Using Redispatch Generators to Reduce the Standing Phase Angle During System Restoration*. *IEEG Proceedings Gener. Transm. Distr.*, 7, pp. 531–539, 2006.
- [30] RAJAGOPALAN C., LESIURET B., SAUER P.W., PAI M.A. *Dynamic aspects of voltage/power characteristics*. *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 7, pp. 990–1000, 1992.
- [31] ANEEL. Despacho SEM n° 289 de 10 de fevereiro de 2014. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2014289.pdf>>. Acesso em: 10 de março de 2016.
- [32] BORTONI, E. C. *Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras*. *Revista Brasileira de Energia – SBPE*. *IEEE Trans. Power Syst.*, 2012 vol. 11, no. 2.

- [33] QUIROGA, G. A., KAGAN, H., AMASIFEN, J. C. C, ALMEIDA, C. F. M, VICENTINI, E. *Evaluation of Distributed Generation Impacts on Distribution Networks under Different Penetration Scenarios*. IEEE Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015, pp. 155–160.