

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Influência da Não Representação de  
Dispositivos Lentos de Controle nas Análises  
de Segurança de Tensão**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:  
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:  
Antônio Carlos Zambroni de Souza

Co-orientador:  
Jorge Luiz de Araújo Jardim

**Arthur da Silva Santa Rosa**

Itajubá, Dezembro de 2007

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB\_6/1700

S23 li

Santa Rosa, Arthur da Silva

Influência da não representação de dispositivos lentos de controle nas análises de segurança de tensão / Arthur da Silva Santa Rosa. -- Itajubá (MG) : [s.n.], 2007.  
119 p. : il.

Orientador: Prof. PhD. Antonio Carlos Zambroni de Souza.  
Co-orientador: Prof. PhD. Jorge Luiz de Araújo Jardim.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Controle de tensão. 2. Colapso de tensão. 3. Estabilidade de tensão. 4. Avaliação de segurança de tensão. I. Souza, Antonio Carlos Zambroni de, orient. II. Jardim, Jorge Luiz de Araújo, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 62-242.3(043)

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1:</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivação .....	3
1.2 Estrutura do Trabalho .....	4
<b>CAPÍTULO 2:</b> .....	<b>5</b>
<b>ASPECTOS GERAIS DE ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA</b> .....	<b>5</b>
<b>2 CONCEITOS, DEFINIÇÕES, CRITÉRIOS E CLASSIFICAÇÕES</b> .....	<b>5</b>
2.1 Estabilidade .....	5
2.2 Estabilidade Angular .....	7
2.2.1 Estabilidade Angular Transitória .....	8
2.2.2 Estabilidade Angular de Regime Permanente (ou a pequenos sinais).....	9
2.3 Estabilidade de Freqüência .....	9
2.4 Estabilidade de Tensão .....	10
2.4.1 Colapso de Tensão .....	11
2.4.2 Estabilidade Transitória de Tensão (ou para grandes perturbações) .....	11
2.4.3 Estabilidade de Tensão de Regime Permanente (ou a pequenos sinais) .....	12
2.5 Estabilidade de Longo Prazo .....	13
2.6 Diagrama de Classificação Geral de Estabilidade .....	15
2.7 Margem de Estabilidade de Tensão e Margem de Segurança de Tensão .....	16
2.8 Casos Reais de Instabilidade de Tensão no Brasil .....	17
2.9 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão .....	24
2.9.1 Análise Dinâmica .....	25
2.9.2 Análise Estática .....	26
2.9.3 Análise Quase-Dinâmica .....	27
2.10 Fatores de Influência na Estabilidade de Tensão .....	28
2.10.1 Carga .....	28
2.10.2 Componentes do Sistema Elétrico.....	32
2.11 Conclusões do Capítulo 2 .....	39
<b>CAPÍTULO 3:</b> .....	<b>40</b>
<b>MÉTODOS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO</b> .....	<b>40</b>
<b>3 INTRODUÇÃO AOS MÉTODOS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO</b> .....	<b>40</b>
3.1 Teoria da Bifurcação.....	41
3.1.1 Bifurcação Sela-nó .....	42
3.1.2 Sela-nó em Sistemas de Potência .....	44
3.2 Técnicas de Análise Estática.....	49

3.2.1	Curva $V \times Q$ .....	50
3.2.2	Curva $P \times V$ .....	54
3.2.3	Método da Continuação .....	62
<b>CAPÍTULO 4:.....</b>		<b>75</b>
<b>METODOLOGIA UTILIZADA PARA CÁLCULO DE REGIÕES DE</b>		
<b>SEGURANÇA .....</b>		<b>75</b>
<b>4 PROCESSO DE CÁLCULO DAS REGIÕES DE SEGURANÇA .....</b>		<b>75</b>
4.1	A Ferramenta Organon .....	75
4.2	O Processo de Variação da Geração .....	76
4.3	O Processo de Controle Automático e Discreto de Capacitores/Reatores e de LTC .....	80
4.4	Seqüência do Processo de Cálculo das Regiões de Segurança .....	83
<b>CAPÍTULO 5:.....</b>		<b>86</b>
<b>RESULTADOS .....</b>		<b>86</b>
<b>5 RESULTADOS .....</b>		<b>86</b>
5.1	Características do Sistema Estudado .....	86
5.2	Dados Gerais do SIN .....	87
5.3	Dados Gerais da Área Rio .....	88
5.4	Fluxo da Área Rio (FRJ).....	90
5.5	Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo.....	91
5.6	Faixas de Controle de Tensão nos Barramentos da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo .....	94
5.7	Cálculos das Regiões de Segurança.....	95
5.7.1	Definição dos Grupos de Geradores.....	95
5.7.2	Resultados Obtidos .....	96
<b>CAPÍTULO 6:.....</b>		<b>107</b>
<b>CONCLUSÕES.....</b>		<b>107</b>
<b>6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>		<b>107</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>110</b>

## LISTA DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1: Diagrama de Classificação Geral de Estabilidade.....	15
Figura 2.2: Curvas PxV e as Margens de Estabilidade e de Segurança de Tensão.....	16
Figura 2.3 : Comportamento da Tensão na SE Tijuco Preto 345 kV Durante o Colapso de Tensão Ocorrido em 24/04/1997.....	19
Figura 2.4 : Centro Elétrico em Itumbiara, Bandeirantes e Brasília Sul - 345 kV.....	22
Figura 2.5: Referências para monitoração da segurança de tensão da subárea Mantiqueira de Minas Gerais .....	24
Figura 2.6: Características dos três modelos de carga .....	31
Figura 3.1: Diagrama de bifurcação de uma Sela-nó.....	43
Figura 3.2: Sistema de 2 Barras.....	45
Figura 3.3: Carregamentos no Sistema de 2 Barras.....	46
Figura 3.4: Curvas VxQ para Diversos Valores de Potência Ativa .....	51
Figura 3.5: Margens de Potência Reativa para Contingência Simples .....	53
Figura 3.6: Curva PxV para diversos fatores de potência da carga .....	57
Figura 3.7: Sistema exemplo .....	58
Figura 3.8: Evolução de $P/P_{\max}$ , V/E e $I/I_{CC}$ em função da variação de $Z_t/Z_L$ .....	58
Figura 3.9 : Curvas PxV da barra de 500 kV da SE Adrianópolis.....	60
Figura 3.10: Curvas PxV da barra de 345 kV da SE Adrianópolis.....	62
Figura 3.11: Curva PxV.....	63
Figura 3.12: O processo de parametrização permite o cálculo de um ponto crítico .....	65
Figura 3.13: Predição de um novo ponto.....	66
Figura 3.14: Preditor secante .....	67
Figura 3.15: Preditor tangente .....	67
Figura 3.16: Correção da previsão.....	70
Figura 3.17 : Uso do Método da Continuação no traçado da curva PV.....	72
Figura 4.1: Três Grupos de Geradores.....	76
Figura 4.2: Processo de Variação de Geração ( $G1+G2+G3 = \text{Constante} + \text{Perdas}$ ).....	77
Figura 4.3: Região de Segurança - Superfície embutida no R3 (quase plana).....	78
Figura 4.4: Nomograma da Região de Segurança .....	79
Figura 4.5 : Nomograma da Região de Segurança - Organon .....	80
Figura 5.1: Diagrama Unifilar Simplificado do Sistema Interligado Nacional .....	87
Figura 5.2: Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo .....	89
Figura 5.3: Curva do FRJ (MW), Antes e Durante o Horário de Verão 2007.....	91
Figura 5.5: Regiões de Segurança ( $G1 \times G3$ ) para os 4 Casos Estudados.....	101
Figura 5.6: Regiões de Segurança ( $G2 \times G3$ ) para os 4 Casos Estudados.....	102
Figura 5.7: FRJ para os 4 Casos Estudados.....	106
Tabela 2.1: Providências para evitar colapso de tensão na Área Rio/Espírito Santo.....	20
Tabela 2.2: Providências para evitar colapso de tensão na Área São Paulo .....	21
Tabela 5.1: Dados Gerais da Área Rio/Espírito Santo.....	87
Tabela 5.2: Dados Gerais da Área Rio/Espírito Santo.....	88
Tabela 5.3: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo.....	92
Tabela 5.4: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo.....	93
Tabela 5.5: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo.....	94
Tabela 5.6: Faixas de Tensão da Área Rio/Espírito Santo.....	95
Tabela 5.7: Grupos de Geradores .....	96
Tabela 5.8: Representação dos Dispositivos Lentos de Controle nos Casos Estudados.....	98
Tabela 5.9: Região de Segurança do Caso 1.....	103
Tabela 5.10: Região de Segurança do Caso 2.....	103
Tabela 5.11: Região de Segurança do Caso 3.....	104
Tabela 5.12: Região de Segurança do Caso 4.....	105

## RESUMO

A capacidade dos sistemas elétricos tem sido tradicionalmente ditada pela estabilidade angular ou pela capacidade térmica de seus componentes. Entretanto, fatores como o crescimento cada vez mais intenso da carga, a expansão e interligação dos sistemas através de extensas linhas de transmissão, têm causado problemas ligados à instabilidade de tensão, tendo sido verificados diversos eventos de colapso de tensão ao redor do mundo.

Devido ao fato de grande parte dos fenômenos de colapso de tensão envolver equipamentos com comportamento dinâmico lento, os estudos de desempenho de controle de tensão a longo termo acabam sendo prejudicados pela dificuldade de representação destes equipamentos ao longo dos processos de variação de carga e geração no sistema.

Os chaveamentos automáticos e discretos destes dispositivos provocam impactos significativos no controle da tensão do sistema e precisam ser representados adequadamente para que sejam realizados cálculos de margens de carregamento mais precisos e robustos, e menos conservadores do que os tradicionalmente realizados com a maioria das ferramentas de análise estática disponíveis.

Este trabalho utilizou uma ferramenta de simulação com capacidade de implementar uma lógica de controle destes dispositivos baseada tanto na escolha do barramento a ser controlado como em faixas de controle de tensão adequadas e estabelecidas a partir da experiência adquirida na operação do sistema analisado, buscando identificar através de estudos comparativos, os impactos da representação destes dispositivos lentos nas análises de segurança de tensão. Foram feitas análises sob diversas direções de variação de geração em áreas específicas do sistema. Foi constatado que a representação destes dispositivos lentos de controle através de uma lógica de faixa de tensão trouxe ganhos significativos nas margens de carregamento do sistema analisado.

## **ABSTRACT**

Traditionally, Power Systems capacity has been determined by angular stability or thermal capacity of their elements. But factors like intense load growth, system expansion, and systems interconnections, through long transmission lines, have caused problems related to voltage instability and many voltage collapse events have been verified all over the world.

As the majority of voltage collapse events are related to equipments that have a slow dynamic behavior, studies of long term voltage control are significantly affected due to the difficulty of representing these equipments in the process of load and generation variation in the system.

The automatic and discrete switching of these equipments generate significant impacts on system voltage control and need to be represented accurately to perform more precise, and less conservative, load margin calculus than the ones that are traditionally performed with the majority of static analysis tools available.

The present study used a simulation tool capable of implementing a control logic of these slow dynamic behavior equipments based on the bus to be controlled and on suitable voltage control ranges that were established from the experience of operating the studied system, trying to identify, through comparative studies, the impacts of these equipments on voltage security analysis. The studies were made under a wide range of generation dispatches that were applied in some specific areas of the system. It was verified that representing these slow dynamic behavior equipments using voltage control range brought significant benefits on load margins of the analyzed system.

Aos meus pais Arthur Santa Rosa e Anna Maria pelo amor verdadeiro.

Às minhas filhas amadas Laura, Clara e Sarah, razão de orgulho, felicidade, realização e  
esperança para minha vida.

# Agradecimentos

Aos meus pais Arthur e Anna Maria, pelo amor, carinho, exemplo de educação e de determinação, enfim, pela base sólida, que me fez ser capaz de realizar grandes conquistas.

Às minhas filhas queridas, Laura, Clara e Sarah, que enchem minha vida de emoções maravilhosas e merecem todo o meu amor, pela paciência, compreensão, incentivo e pelo brilho especial de cada uma, que me ajuda a ter força para vencer os desafios.

Ao amigo, professor e orientador Antônio Carlos Zambroni de Souza, pela orientação, constante incentivo, preocupação, dedicação, competência e pelo jeito especial de tornar simples desafios tão complexos, fatores fundamentais para o sucesso.

Ao amigo Luiz Cláudio de Araújo Ferreira, pelo alto nível de qualidade de suas orientações e idéias, pela atenção, presteza, cuidado, incentivo, competência e prazer em ajudar, fatores que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Ao amigo Carlos Alberto da Silva Neto, pela maneira incansável, inteligente, paciente e extremamente atenciosa de ajudar, solucionar problemas, incentivar, orientar e que ajudou a tornar viável a realização deste trabalho.

Ao amigo, professor e co-orientador Jorge Jardim, pela ajuda, brilhantismo e inteligência que me fazem sentir grande admiração e respeito.

Ao ONS pela oportunidade criada para enriquecer minha formação profissional.

A todos os colegas do ONS pela ajuda e incentivo em todos os momentos.

A minha namorada Heloisa, pelo carinho, compreensão e incentivo.

Aos funcionários da PPG-UNIFEI, pela atenção, presteza e profissionalismo.

# Capítulo 1:

## Introdução

### 1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas elétricos de potência devem ter basicamente a capacidade de garantir o suprimento de energia aos consumidores em condições normais, e até mesmo quando submetidos a algumas contingências, com confiabilidade e sem sofrer interrupção ou degradação da qualidade.

Para vencer o desafio de operar estes sistemas elétricos atendendo a todos estes requisitos, são planejados, construídos e operados, complexos e extensos sistemas elétricos interligados.

A constante evolução dos sistemas elétricos de potência, movida pelo crescimento contínuo da carga, maior uso de tecnologias, materiais e controles, aliado às recentes mudanças estruturais no setor elétrico, têm conduzido estes sistemas a operar em condições próximas aos seus limites. Sob estas condições operativas, evidenciam-se diversas conseqüências graves para o sistema, das quais destacamos os problemas de instabilidade que, por serem complexos, exigem dos especialistas em análise de sistemas de potência uma compreensão dos diversos fatores que contribuem para a ocorrência deste fenômeno.

A capacidade dos sistemas tem sido tradicionalmente ditada pela estabilidade angular ou pela capacidade térmica de seus componentes. Entretanto, fatores como o crescimento cada vez mais intenso da carga, a expansão e interligação dos sistemas através de extensas linhas de transmissão, têm causado problemas ligados a instabilidade de tensão [1]. Ocorreram diversos eventos de colapso de tensão ao redor

do mundo [81], que serão destacados a seguir, iniciando pela década de 70 no Japão (1970), França em 1978 e Dinamarca em 1979, aumentando a incidência na década de 80 com a Bélgica em 1982, Flórida em 1982 e 1985, Inglaterra em 1986, França e Japão em 1987, inclusive na década de 90 no Brasil, onde ocorreram colapsos de tensão parciais com rejeições de grandes blocos de carga nas regiões Sul e Sudeste [52].

Inicialmente restrito a sistemas radiais com pouca geração local, o fenômeno da instabilidade de tensão tem se manifestado em sistemas malhados com significativa geração própria, embora com grandes transferências de potência com sistemas vizinhos e com deficiências de compensação de potência reativa nas cargas e nos pontos de interligação [5, 6, 52, 75, 76].

Para avaliar o desempenho dos sistemas elétricos de potência frente aos diversos eventos como perturbações e variações de carga, que podem levar o sistema a perda da estabilidade de tensão, vêm sendo desenvolvidos estudos utilizando diversas técnicas de simulação e análise, capazes de identificar o problema e possibilitando medir a margem de segurança dinâmica dos sistemas, bem como avaliar e propor medidas de controle que possam aumentar esta margem [7, 44, 57, 76, 82, 83].

Apesar de diversos estudos de estabilidade de tensão serem efetuados utilizando-se métodos de análise estática, obtendo-se resultados com informações valiosas a respeito da condição de equilíbrio do sistema, segundo Cutsem [1], estabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico por natureza, e em alguns casos é necessária a utilização de ferramentas de análise dinâmica com técnicas de simulação não-linear no domínio do tempo [8, 26]. Outras técnicas de simulação “quase-dinâmica” [9, 10, 12] são capazes de reproduzir a trajetória aproximada da evolução temporal do sistema, onde a representação dos elementos dinâmicos lentos é feita através de variações discretas e/ou contínuas no tempo, desprezando-se os efeitos transitórios rápidos.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A grande motivação para a elaboração deste trabalho é a busca de superar o problema que sempre afetou os estudos de desempenho de controle de tensão a longo termo, que é o da não representação do chaveamento discreto e automático de dispositivos lentos de controle, como capacitores, reatores e comutadores de tape sob carga (LTC) de transformadores. Estes chaveamentos provocam impactos significativos no controle da tensão do sistema e precisam ser modelados adequadamente para que sejam realizados cálculos de margens de carregamento mais precisos e robustos, e menos conservadores do que os tradicionalmente realizados com a maioria das ferramentas de análise estática disponíveis.

A proposta é utilizar as funcionalidades e metodologias da ferramenta Organon [8, 26, 79, 80] para implementar uma lógica de controle destes dispositivos baseada tanto na escolha de um barramento controlado como no ajuste de faixas de tensão adequadas e estabelecidas de acordo com a experiência adquirida na operação do sistema em estudo.

Para trazer maior entusiasmo na busca de resultados, os estudos foram efetuados utilizando a representação do sistema elétrico interligado brasileiro, especificamente a área Rio de Janeiro/Espírito Santo, que foi escolhida por ter seu desempenho fortemente influenciado pela coordenação entre os diversos recursos de controle internos e externos à área e por possuir características topológicas que aumentam a possibilidade de ocorrência de fenômenos de instabilidade de tensão, como a existência de grandes centros de carga, com sistema de suprimento radial, localizados muito distantes das usinas, conseqüentemente interconectados por longas linhas de transmissão. É um sistema dependente de geração externa, onde em média, somente 25% da carga é suprida por geração interna.

Outro desafio encontrado e que traz grande motivação para a elaboração de trabalhos futuros, é a implantação desta ferramenta de avaliação da segurança de tensão no ambiente de operação em tempo real de sistemas elétricos de potência.

## **1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O Capítulo 2 apresenta um breve resumo dos conceitos, definições, critérios e classificações de estabilidade de tensão e os seus fatores de influência.

No Capítulo 3 são apresentados três dos métodos e técnicas de análise de estabilidade de tensão mais difundidos e utilizados neste trabalho, que são o Método da Continuação e o levantamento das curvas  $PxV$  e  $VxQ$ , que foram utilizados nos estudos deste trabalho, e/ou que têm potencial para estudos complementares futuros.

O Capítulo 4 detalha a metodologia e os critérios utilizados pela ferramenta para cálculo das regiões de segurança, explicando detalhadamente como se processam os cálculos.

O Capítulo 5 detalha o sistema elétrico estudado, apresentando e analisando os resultados obtidos.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e as sugestões para estudos e desenvolvimentos futuros.

# Capítulo 2:

## Aspectos Gerais de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

### 2 CONCEITOS, DEFINIÇÕES, CRITÉRIOS E CLASSIFICAÇÕES

#### 2.1 ESTABILIDADE

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 sob condições normais de operação e de alcançar um estado de equilíbrio viável após ter sido submetido a uma perturbação, como por exemplo: curto-circuito em um elemento da rede, saída de operação de grandes blocos de carga ou de geração, etc. De uma forma geral, estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas [3].

A estabilidade de um sistema elétrico de potência é um problema que abrange várias formas de manifestação, onde devem ser considerados os efeitos de diversos fatores de influência neste fenômeno, tais como geradores e seus dispositivos de controle e proteção, linhas de transmissão, equipamentos de compensação de potência reativa, transformadores e seus respectivos comutadores de tap, cargas de tipos e características diversas, configuração do sistema, etc.

No Brasil, além destes fatores, os estudos de estabilidade consideraram os diversos Esquemas de Controle de Emergência - ECE instalados ao longo do sistema (ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga, ECE-Rio, etc.) conforme [13, 14], além de critérios [15] e tipos de contingências a serem analisados (perda simples, perda dupla de

circuitos que compartilham as mesmas torres, etc.), para avaliação da segurança do sistema e definição de limites de transmissão e geração.

Tradicionalmente, a estabilidade dos sistemas elétricos de potência foi estudada como um problema de manutenção de sincronismo. Entretanto, a instabilidade pode se manifestar em diferentes formas, de acordo com os fatores citados anteriormente, podendo mesmo ocorrer sem perda de sincronismo.

Por outro lado, deve-se ter em mente que a instabilidade de um sistema de potência é um problema único que envolve tanto os deslocamentos angulares dos rotores das unidades geradoras, quanto as magnitudes das tensões das barras.

A diferença básica entre estabilidade de tensão e de ângulo do rotor, é que a primeira está ligada à insuficiência de suprimento de potência reativa nas áreas de consumo, por isto também chamada de estabilidade das cargas, enquanto que a segunda está ligada à insuficiência de conjugado sincronizante e/ou conjugado de amortecimento entre as unidades geradoras do sistema, permitindo denominá-la como estabilidade dos geradores.

Ressalta-se que nem sempre é possível fazer a distinção entre os dois tipos de instabilidade, pois em alguns casos elas caminham juntas e até mesmo uma pode seguir a outra [1, 2, 16, 84]. As maiores interações entre as instabilidades de tensão e de ângulo são verificadas nos estudos de estabilidade transitória, pois os elementos de influência são praticamente os mesmos. Nas análises de longo prazo, estas interações apresentam-se menos significativas, principalmente devido ao fato de grande parte dos fenômenos de colapso de tensão envolver equipamentos com comportamento dinâmico lento ou com grandes atrasos na sua atuação. Apesar da dificuldade de separar estes casos, deve-se procurar fazer a distinção entre eles para simplificar as análises, facilitar a representação dos elementos do sistema envolvidos, com o objetivo de identificar não

só as causas reais dos problemas, como os procedimentos operativos e ECE necessários para preservar o sistema.

Considerando os diversos fatores que influenciam as análises deste fenômeno, foi proposta por Kundur [3] uma classificação e subdivisão deste problema, baseada em três aspectos:

- **Natureza física** da instabilidade:
  - Estabilidade angular
  - Estabilidade de frequência
  - Estabilidade de tensão
  
- **Dimensão** do evento causador da instabilidade:
  - Pequenas perturbações (pequenos sinais ou de regime permanente)
  - Grandes perturbações
  
- Extensão dos **tempos** envolvidos:
  - Transitória (ou curta duração)
  - Longo prazo (ou longa duração)

Cada uma destas classes será apresentada brevemente, a seguir.

## 2.2 ESTABILIDADE ANGULAR

Também denominada estabilidade de ângulo ou dos geradores, é a habilidade das máquinas síncronas de um determinado sistema de permanecerem em sincronismo sob condições normais de operação ou após serem submetidas a um distúrbio. A estabilidade angular depende da capacidade para manter e/ou restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina. Se este equilíbrio não se manifestar, a instabilidade resultante ocorre em forma de aumento das oscilações

angulares de algum gerador, levando à perda de sincronismo com os demais geradores. Levando-se em consideração que a instabilidade angular pode ser provocada por pequenos impactos (pequenos sinais) ou grandes perturbações, o problema será tratado a seguir em duas subclasses distintas.

### **2.2.1 Estabilidade Angular Transitória**

É a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando da ocorrência de perturbações, cuja natureza da resposta do sistema envolve amplas excursões angulares dos rotores das unidades geradoras.

Em sistemas de grande porte, a instabilidade transitória ocorre normalmente de duas formas:

- a) Através de aceleração do rotor, com crescimento progressivo do deslocamento angular, sendo a causa fundamental a falta de conjugado sincronizante;
- b) Através de oscilações crescentes do rotor, causadas pela superposição de diversos modos de oscilação do sistema e insuficiência de amortecimento entre as unidades geradoras.

Usualmente os estudos de estabilidade angular transitória avaliam o comportamento do sistema para um período de tempo de alguns milissegundos até aproximadamente 10 segundos. Para a realização destes estudos é empregada a técnica de simulação não-linear no domínio do tempo, que considera a relação não linear existente entre a potência elétrica e o ângulo dos geradores.

### **2.2.2 Estabilidade Angular de Regime Permanente (ou a pequenos sinais)**

É a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo das unidades geradoras do sistema para as situações de pequenos impactos, como variações normais de carga. Portanto, corresponde à análise da estabilidade do ponto de equilíbrio ou de operação.

Da mesma forma que no caso anterior a instabilidade angular pode ocorrer por insuficiência de conjugado sincronizante e/ou conjugado de amortecimento entre as unidades geradoras do sistema.

A resposta do sistema aos pequenos impactos depende de diversos fatores, incluindo as condições operativas, a capacidade de transmissão e os sistemas de excitação das unidades geradoras. Portanto, esta classe de instabilidade irá se manifestar em situações especiais de carga e topologia da rede, ou quando o sistema encontrar-se num ponto de operação próximo ao seu limite de estabilidade angular e ocorrer qualquer variação dos parâmetros elétricos em torno deste ponto de operação.

Para os estudos de estabilidade angular de regime permanente os impactos são considerados suficientemente pequenos, o que permite a linearização das equações do sistema próximo ao ponto de operação. Tipicamente são utilizadas técnicas que utilizam autovalores e autovetores [1], como por exemplo, a análise modal da matriz de estados do sistema estudada por Kundur e Martins [18, 19]. Estas análises trazem informações valiosas a respeito da característica dinâmica do sistema de potência em cada ponto de operação estudado.

### **2.3 ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA**

Estabilidade de frequência é a habilidade do sistema de potência em manter a frequência dentro de uma faixa nominal, após uma perturbação severa no sistema, e até mesmo após a ocorrência de possíveis ilhamentos neste sistema [1]. Esta habilidade é

dependente da capacidade do sistema em restaurar o balanço entre geração e carga ativa com um mínimo de perda de carga.

Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados às respostas inadequadas dos equipamentos, à fraca coordenação de controles e equipamentos de proteção, e à uma pequena reserva girante de geração. É possível, inclusive, que o fenômeno de instabilidade de frequência se manifeste sem que ocorra um grande distúrbio no sistema.

No Brasil, após os grandes blecautes da década de 80, foram implantados esquemas regionais de alívio de carga por subfrequência – ERAC, que efetuam cortes de cargas utilizando relés de frequência que atuam desligando automaticamente blocos de carga por estágios previamente determinados, sempre que a frequência do sistema atingir ou for inferior às frequências ajustadas. Este esquema tem a finalidade de buscar rapidamente um equilíbrio entre a carga e a geração do sistema após um grande distúrbio, evitando o colapso total do sistema, além de reduzir a probabilidade de bloqueio de unidades térmicas que poderiam acelerar o problema de instabilidade. Foram definidos também montantes de carga a serem cortados manualmente, complementando a atuação dos ERAC, caso o sistema remanescente fique submetido a uma subfrequência sustentada.

## **2.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Estabilidade de tensão é a habilidade que um determinado sistema de potência possui de manter as tensões de regime permanente em valores aceitáveis em todas as barras do sistema, tanto em condições normais de operação, como também após um distúrbio [3].

Caracteriza-se que um sistema sofre o fenômeno de instabilidade de tensão quando uma perturbação, elevação de carga, alteração da configuração do sistema ou uma mudança

nas condições de operação, causa uma progressiva e incontrolável queda ou elevação na tensão [21].

A determinação precisa de como ocorre uma instabilidade de tensão pode ser bastante complexa, por envolver a interação dos mais variados equipamentos e sistemas de controle e proteção, além das características das cargas. Estes equipamentos, por sua vez, apresentam um comportamento bem diverso e que depende das condições de operação do sistema.

Destacam-se como os mais importantes elementos do sistema para efeito de análise de estabilidade de tensão: linha de transmissão, transformadores com tapas variáveis sob carga (LTC), compensadores estáticos, capacitores e reatores shunt, geradores e seus limitadores, proteções, ECE e principalmente as cargas termostáticas, dinâmicas e estáticas.

#### **2.4.1 Colapso de Tensão**

Conforme citado em [2, 16] é importante entender a distinção entre instabilidade e colapso de tensão. O fenômeno de colapso de tensão está ligado à seqüência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, como a queda, em níveis inaceitáveis, do perfil de tensão em uma determinada região do sistema. A instabilidade de tensão pode, diferentemente do colapso, provocar elevação da tensão.

O colapso de tensão pode estar associado tanto com a instabilidade de tensão como com a instabilidade angular e poderá abranger toda a rede elétrica, blecaute ou colapso de tensão total, ou então apenas uma parte dele, colapso de tensão parcial.

#### **2.4.2 Estabilidade Transitória de Tensão (ou para grandes perturbações)**

É a habilidade do sistema de potência em manter valores de tensão aceitáveis nos seus barramentos após a ocorrência de uma grande perturbação, como curto-circuito com

desligamento de elementos importantes, alteração rápida e substancial no equilíbrio carga x geração, etc. 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 discretos e contínuos e os elementos de proteção do sistema.

Os estudos de estabilidade de tensão para grandes perturbações requerem a avaliação do desempenho dinâmico não-linear do sistema de potência em um período de tempo suficiente para considerar os efeitos e interações entre elementos como transformadores com LTC, cargas termostáticas, limitadores de corrente de campo dos geradores, esquemas de corte de carga por subtensão, etc. Estes períodos de tempo podem se estender de alguns poucos segundos até vários minutos.

Em função das grandes excursões verificadas para as variáveis representativas do sistema, a análise da estabilidade de tensão para grandes perturbações deve ser realizada como auxílio de equações algébrico-diferenciais não-lineares, empregando a técnica de simulação não-linear no domínio do tempo.

A estabilidade transitória da tensão é freqüentemente associada à presença de cargas dinâmicas, como motores de indução e cargas controladas eletronicamente, inclusive por conversores HVDC (*High Voltage Direct Current*), que possuem a capacidade de restaurar a potência consumida em fração de segundos.

### **2.4.3 Estabilidade de Tensão de Regime Permanente (ou a pequenos sinais)**

É a habilidade do sistema de potência em manter um perfil adequado de tensões após ter sido submetido a um pequeno impacto, como uma variação normal de carga. A natureza da resposta do sistema a estes pequenos impactos depende diretamente de fatores como

a condição operativa, as características das cargas e da forma de atuação dos controles discretos e contínuos do sistema. Conhecidos estes fatores, torna-se possível avaliar como a tensão irá responder a uma pequena mudança no sistema como, por exemplo, a transição entre diferentes períodos de carga.

Considerando que a instabilidade se manifesta principalmente pela insuficiência de potência reativa [1], provocando uma queda progressiva nas magnitudes das tensões, pode-se dizer que os estudos de estabilidade de tensão têm como principal função determinar as características próprias do sistema quanto à relação entre tensões e potências reativas.

Neste tipo de estudo de estabilidade, os impactos são admitidos como sendo suficientemente pequenos, de tal forma que permitam o emprego de equações algébrico-diferenciais linearizadas nas análises. Tipicamente são utilizadas técnicas que utilizam autovalores e autovetores [1], como por exemplo, a análise modal da matriz de estados do sistema estudada por Kundur, Martins e Pinto [18, 19, 20]. Estas análises trazem valiosas informações sobre a característica dinâmica do sistema de acordo com o ponto de operação, como a identificação de áreas e barramentos críticos para colapso de tensão, contingências críticas, margem de estabilidade do sistema, definição de compensação de potência reativa e, até mesmo, a escolha das melhores medidas corretivas e preventivas a serem adotadas de modo a afastar o sistema das proximidades do seu limite de estabilidade de tensão.

## **2.5 ESTABILIDADE DE LONGO PRAZO**

Esta classe de estabilidade considera essencialmente a dinâmica lenta de determinados elementos do sistema de potência, assumindo que a fase transitória inicial após um impacto tenha alcançado amortecimento suficiente, de forma que não seja mais necessário avaliar esta fase do sistema. Assim, torna-se necessária nas análises de longo

prazo a representação de elementos com respostas da ordem de vários segundos a muitos minutos, como: cargas termostáticas, transformadores com taps variáveis sob carga, limitadores de corrente de excitação de geradores, turbinas, controle automático de geração (CAG), ECE, etc.

Caracteriza-se como estabilidade de longo prazo ou longo termo, a habilidade do sistema de potência em manter-se operando dentro dos limites nominais de operação após a ocorrência de um distúrbio e transcorrido um tempo suficiente para a completa resposta do sistema para as interações entre os citados elementos de dinâmica lenta.

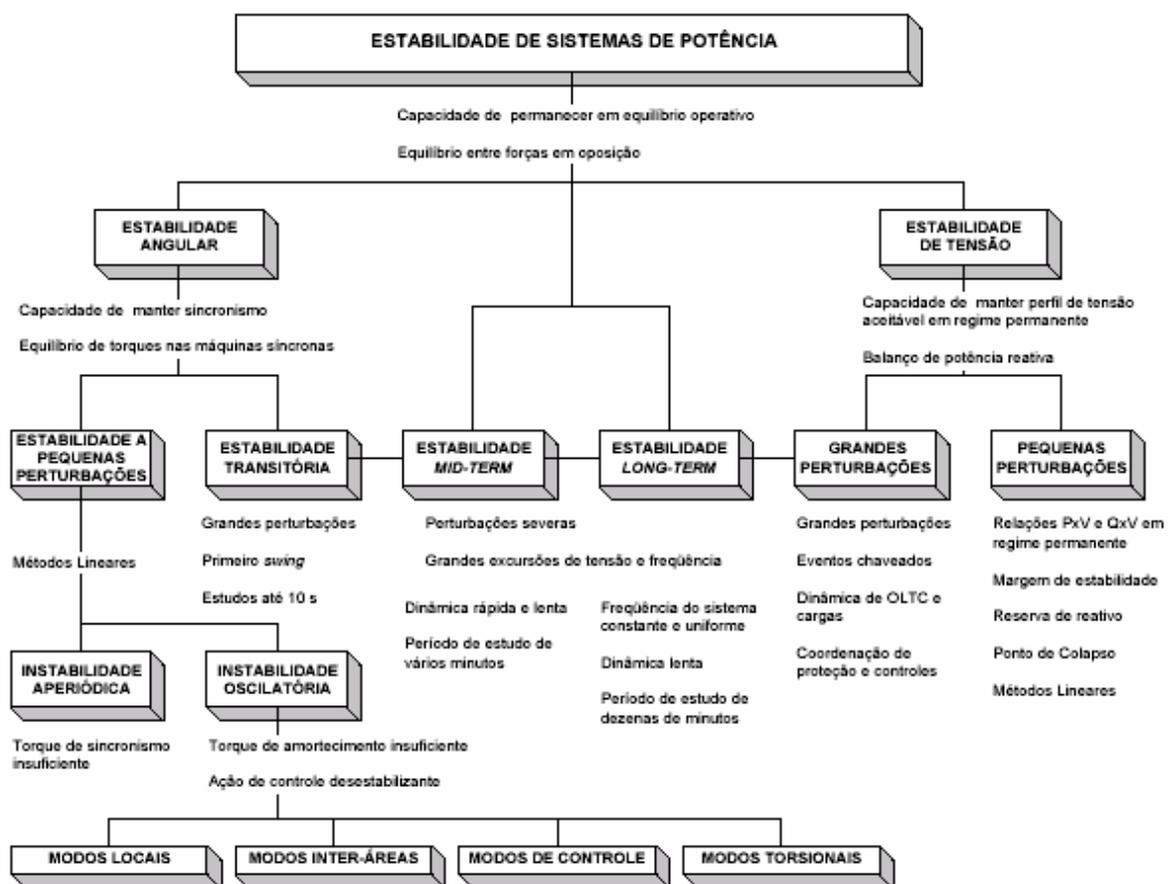
Os estudos de estabilidade de longo prazo podem ser efetuados de cinco formas:

- a) Através de equações linearizadas em torno de um ponto de operação, utilizando técnicas de análise estática;
- b) Através de um modelo quase-dinâmico, onde são mantidas as equações de fluxo de potência e agregam-se as equações de interesse do modelo dinâmico relativas aos equipamentos de controle de tensão do sistema. A vantagem desta abordagem é que permite que ambas possam ser resolvidas por um método iterativo como o de Newton-Raphson;
- c) Através de um modelo quase-estático [1];
- d) Através de técnicas similares às utilizadas nos estudos de estabilidade transitória, com o cuidado de modelar a dinâmica dos equipamentos adequadamente para todo o tempo que se deseja simular o comportamento do sistema;

e) Através de simulação não-linear no domínio do tempo, porém, com utilização de técnicas avançadas, como integração com passo variável e processamento distribuído [8, 26, 79, 80].

## 2.6 DIAGRAMA DE CLASSIFICAÇÃO GERAL DE ESTABILIDADE

As referências [35, 58] apresentam de forma bem clara e objetiva, um quadro geral de classificação de estabilidade em sistemas elétricos de potência, conforme Figura 2.1.



**Figura 2.1: Diagrama de Classificação Geral de Estabilidade**

Fonte: Albuquerque V .O, "Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa", Dissertação de M. Sc do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Dezembro de 2002.

## 2.7 MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO E MARGEM DE SEGURANÇA DE TENSÃO

Como descrito por [1, 2], um dos métodos mundialmente utilizados para a determinação dos limites de carregamento em regime permanente relacionado com estabilidade de tensão é o de determinação das curvas PxV (Figura 2.2).

Margem de estabilidade de tensão ou margem de carregamento é tradicionalmente calculada como a diferença entre o valor da carga ativa (MW) num determinado ponto de operação do sistema de potência e no ponto onde o sistema torna-se instável (ponto de inflexão da curva PxV), dada uma direção de crescimento de carga. Esta direção de variação é caracterizada pelas barras que sofrem alteração na demanda, assim como pelo comportamento do fator de potência durante a trajetória.

A margem de carregamento pode ser calculada para se identificar a habilidade do sistema de se manter estável face a uma previsão de elevação de carga. Entretanto, segundo [1] é mais utilizado o cálculo da margem de carregamento do sistema após uma contingência, também chamada de margem de segurança de tensão (Figura 2.2).

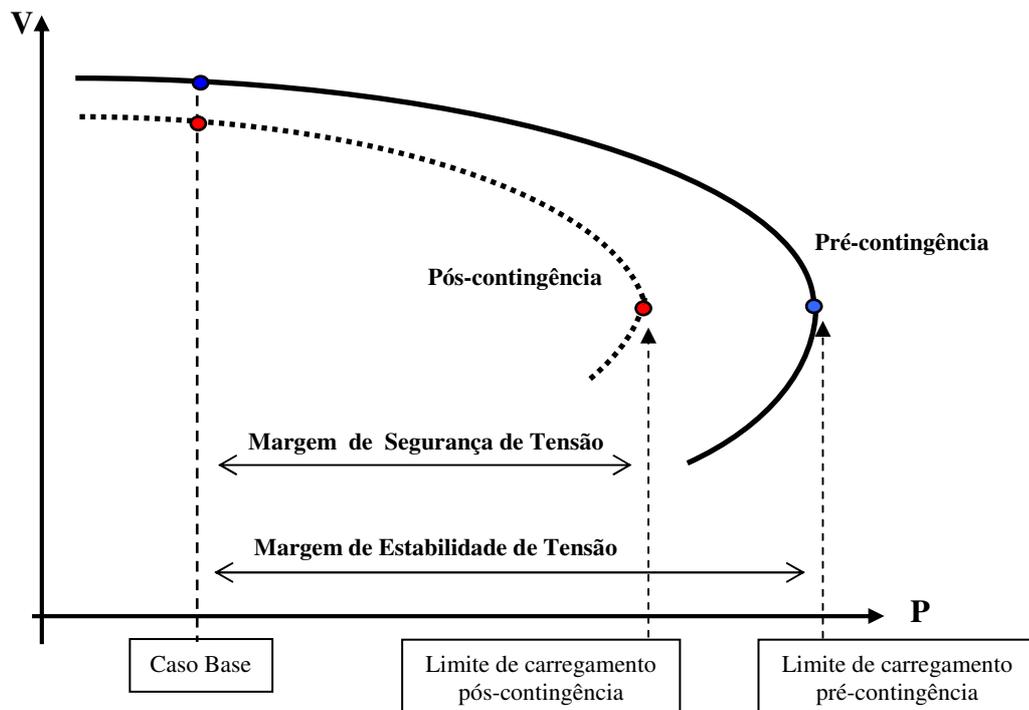


Figura 2.2: Curvas PxV e as Margens de Estabilidade e de Segurança de Tensão

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS [15] utiliza a denominação de Margem de Segurança de Tensão – MST, tanto para a condição pré-contingência quanto para a pós-contingência, diferenciando-se da definição mencionada anteriormente [1].

## **2.8 CASOS REAIS DE INSTABILIDADE DE TENSÃO NO BRASIL**

O sistema elétrico brasileiro, como já mencionado, possui características topológicas que aumentam a possibilidade de ocorrência de fenômenos de instabilidade. Serão relacionados abaixo alguns casos em que foram detectados problemas de colapso de tensão de características transitória e de longo prazo, seja na operação em tempo real ou nos estudos realizados no ambiente de planejamento da operação, onde foram definidos procedimentos operativos e até mesmo ECEs que vêm sendo utilizados para controlar o problema.

Estes casos citados como exemplo, mostram que existe um vasto campo para estudos de estabilidade de tensão no Brasil, seja atualizando os estudos existentes ou até mesmo incentivando a busca de identificação de novas áreas críticas e definição de procedimentos mitigadores dos problemas. Aliado a isto, temos o fato de que com o aparecimento de ferramentas mais poderosas e ágeis [8, 26, 79, 80], podem ser simulados e analisados muito mais casos, abrangendo numerosos cenários, em relação aos que estão sendo analisados atualmente no ambiente de planejamento do sistema elétrico.

**Caso 1: Instabilidade de Tensão de Longo Prazo** – Ocorrência de Colapso de Tensão no Sistema Interligado nos dias 24 e 25 de abril de 1997 [52].

Estas ocorrências iniciadas na área São Paulo mostraram na prática que o fenômeno de colapso de tensão, que até então era típico de sistemas radiais, pode também ocorrer em uma área formada por uma rede de transmissão malhada e com um grande parque gerador, com múltiplos pontos de interligação, enfim, um sistema robusto.

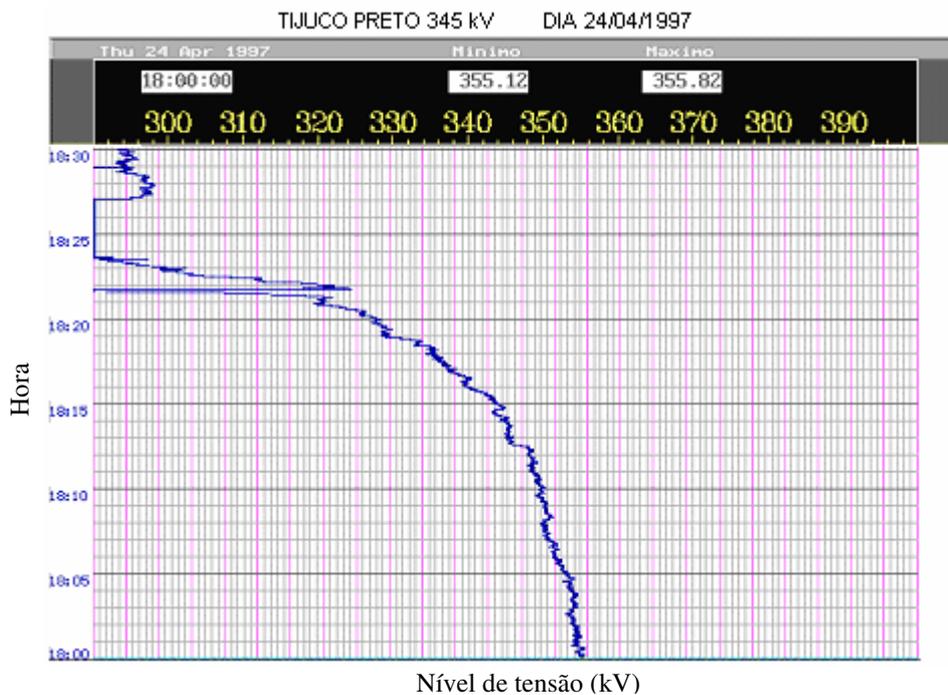
Os dois colapsos de tensão ocorreram em dois dias seguidos, tendo início às 18h00min, ambos com duração de cerca de 25 minutos, durante a hora em que ocorre a tomada de carga em São Paulo (cerca de 1100 MW em 15 minutos), atingindo-se os patamares de carga pesada.

O esgotamento dos recursos de controle de tensão da área São Paulo, mesmo antes das 18h00min, aliado a uma excessiva importação de potência reativa ainda na carga média, esgotando, por sua vez, os recursos de potência reativa do restante do sistema, ocasionaram uma instabilidade da tensão dos troncos de transmissão e de sub-transmissão da área São Paulo durante a tomada de carga.

A subtensão na área provocou o desligamento automático de vários compensadores síncronos que já operavam em sobrecarga, da usina de Angra 1 e do Elo CC de Furnas, culminando numa situação crítica de subtensão e subfrequência, interrompendo grandes blocos de carga no sistema, inclusive pela atuação do ERAC, além dos cortes de cargas manuais que foram necessários para preservar o sistema. Ainda assim, cerca de 85 % da carga total do sistema Sul/Sudeste permaneceu em serviço em ambos os distúrbios.

Estas ocorrências mostram a dependência do sistema em relação aos recursos de potência reativa e a necessidade urgente de uma otimização destes recursos e do controle de tensão.

A Figura 2.3 ilustra o caso, através de um gráfico, mostrando o comportamento da tensão num barramento crítico da área São Paulo (subestação de Tijuco Preto 345 kV), desde o início do afundamento até o ponto de colapso do sistema, com duração de cerca de 23 minutos.



**Figura 2.3 : Comportamento da Tensão na SE Tijuco Preto 345 kV Durante o Colapso de Tensão Ocorrido em 24/04/1997**

Fonte: Sistema de Supervisão e Controle do ONS.

**Caso 2: Instabilidade de Tensão de Longo Prazo** – Procedimentos operativos para evitar colapso de tensão nas áreas Rio/Espírito Santo e São Paulo.

As ocorrências dos dias 24 e 25 de abril de 1997 se tornaram um grande marco para o setor elétrico brasileiro, intensificando-se a partir de então diversas pesquisas e estudos, que geraram diversas providências para se evitar a reincidência do problema. Além da revisão de estudos que culminaram na retirada de operação de vários reatores *shunt* fixos de linha, especificamente na área São Paulo, foram definidos alguns procedimentos operativos preventivos, que inclusive já foram executados e ainda estão em vigor, para se evitar o colapso de tensão nas áreas Rio/Espírito Santo [22] ou São Paulo [23], que serão brevemente descritos abaixo.

- **Área Rio/Espírito Santo**

Para se evitar degradação da tensão que possa provocar colapso no sistema, devem ser monitorados os valores de geração dos Compensadores Síncronos (CS) de Grajaú (2 x -150/ +200 Mvar) e as tensões dos barramentos de Grajaú 138 kV, Rocha Leão 138 kV e Vitória 345 kV, conforme valores de referência estabelecidos na Tabela 2.1. Caso sejam violados os valores de referência devem ser efetuados cortes manuais de carga, conforme indicado.

**Tabela 2.1: Providências para evitar colapso de tensão na Área Rio/Espírito Santo**

MONITORAR	VALORES DE REFERÊNCIA			PROVIDÊNCIAS DE CORTE DE CARGA
	ALERTA	REDUÇÃO DE CARGA POR TENSÃO	CORTE DE CARGA	
CS 1 e 2 de GRAJAÚ	> 200 Mvar	> 250 Mvar, e	> 300 Mvar, e	Corte de carga em patamares de: LIGHT: 41,3 MW CERJ: 15,4 MW ESCELSA: 11,0 MW CFLCL: 1,7 MW CENF: 0,6 MW
GRAJAÚ 138kV	-	< 130 kV, e	< 132kV, e	
ROCHA LEÃO 138kV	-	< 130 kV, e	< 130kV, e	
VITÓRIA 345kV	-	< 350 kV.	< 350kV.	

- **Área São Paulo**

Para se evitar degradação da tensão que possa provocar colapso no sistema, deverão ser monitorados os valores de geração dos Compensadores Síncronos de Ibiúna (4 x -200/+300 Mvar) e o comportamento da carga da área São Paulo conforme valores de referência estabelecidos na Tabela 2.2. Caso sejam violados os valores de referência devem ser efetuados cortes manuais de carga, conforme indicado.

**Tabela 2.2: Providências para evitar colapso de tensão na Área São Paulo**

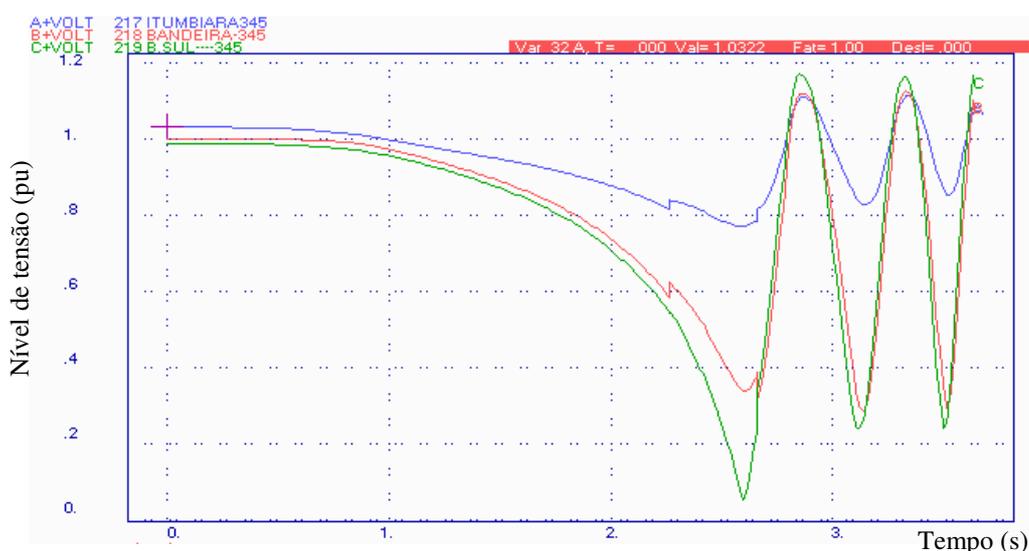
MONITORAR	VALORES DE REFERÊNCIA			PROVIDÊNCIAS DE CORTE DE CARGA
	ALERTA	ALERTA DE POSSIBILIDADE DE CORTE	CORTE DE CARGA	
Compensadores Síncronos de IBIÚNA (4 x -200/+300 Mvar)	> 700 Mvar (com 4 CS)	> 700 Mvar (com 4 CS) e Aumento de carga esperado > 500 MW	> 1100 Mvar (com 4 CS)	Corte de carga em até 4 patamares de 300 MW, combinando os montantes abaixo:  Eletropaulo: 200 MW Piratininga: 200 MW Bandeirante: 200 MW CPFL : 50 MW Peq. Concess.: 50 MW
	> 400 Mvar (com 3 CS)	> 400 Mvar (com 3 CS) e Aumento de carga esperado > 500 MW	> 800 Mvar (com 3 CS)	

**Caso 3: Instabilidade Transitória de Tensão - Colapso de Tensão na Área Brasília**

Com a entrada em operação da interligação em 500 kV Norte/Sudeste-Centro Oeste, em março de 1999, verificaram-se nos estudos elétricos problemas de colapso de tensão na região de Brasília, que era receptora desta interligação e estava conectada ao sistema Sudeste apenas através de um tronco de 345 kV, que se mostrou pouco reforçado para certas contingências no sistema Sul/Sudeste ou mesmo no sistema Norte/Nordeste. Destacavam-se as ocorrências de desligamento automático de grandes blocos de carga do consumidor Alumar e de unidades geradoras da usina de Itaipu, que provocavam elevação significativa nos fluxos desta interligação e do tronco de 345 kV e um súbito colapso de tensão na área Brasília, denominado “centro elétrico”. Para contornar este problema foi utilizado um artifício, implementando-se um ajuste na proteção para perda de sincronismo (PPS) da referida interligação, fazendo com que a interligação fosse aberta instantaneamente quando ocorressem as contingências críticas.

Para ilustrar o caso (Figura 2.4), seguem os resultados da simulação efetuada no programa *Anatem* do CEPEL [24] em que o ajuste da PPS não estava adequado e, portanto, ocorre um comportamento típico de instabilidade transitória de tensão. Foi

simulada a perda de uma linha de transmissão de 765 kV de Furnas, com conseqüente desligamento de 2 unidades geradoras na usina de Itaipu, com geração total de 1350 MW. A atuação da PPS em Serra da Mesa, em  $t = 2,265$  segundos, não foi suficiente para evitar o colapso de tensão na área.



**Figura 2.4 : Centro Elétrico em Itumbiara, Bandeirantes e Brasília Sul - 345 kV**

#### **Caso 4: Instabilidade Transitória de Tensão** – ECE para perda dupla das LT 500

kV Angra-São José e Adrianópolis-São José [14]

Para se evitar o fenômeno de colapso de tensão no tronco de 345 kV Adrianópolis-Macaé Merchant-Campos quando ocorrer o desligamento automático simultâneo das LT 500 kV Angra-São José e Adrianópolis-São José, foi implementado um ECE que atua em 1 segundo, desligando alguns circuitos que alimentam cargas radialmente a partir da SE São José.

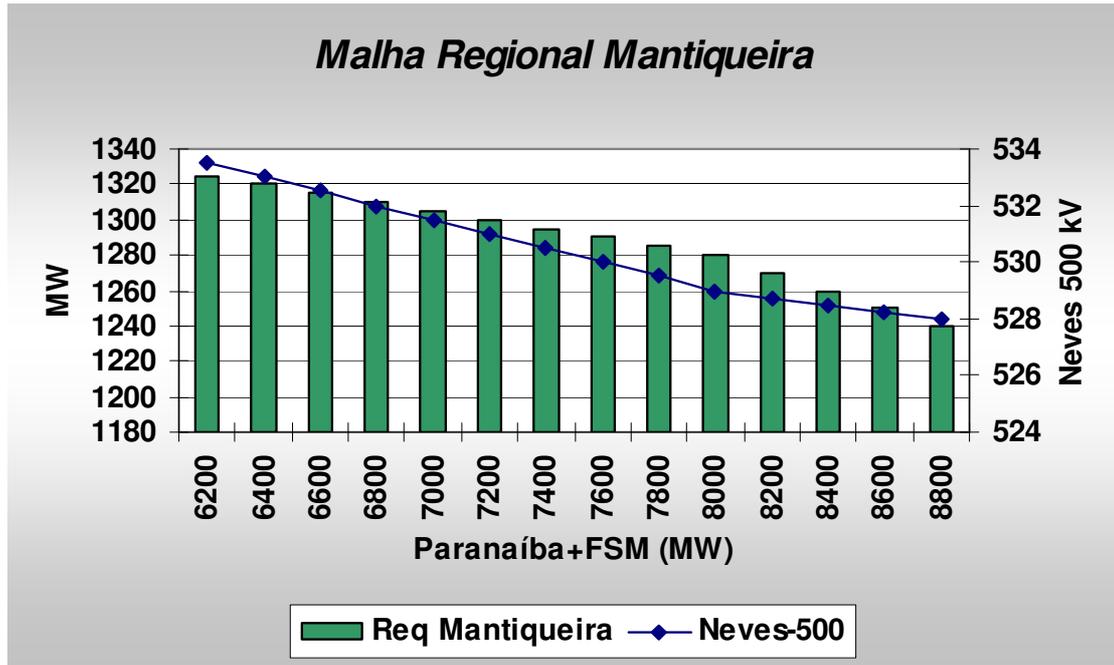
**Caso 5: Instabilidade de Tensão de Longo Prazo** – Procedimentos operativos para evitar colapso de tensão na área Minas Gerais.

Estudos realizados pelo ONS em 2006 concluíram que a área Minas Gerais estava suscetível a ocorrência de colapso de tensão em regime permanente. Para controlar este problema, foram definidos valores de referência para serem monitorados em tempo real, como requisitos de potência de subáreas e tensões em barras críticas que, caso fossem violadas, implicariam na adoção de corte manual de carga [83,85]. A Figura 2.5 apresenta o exemplo da subárea Mantiqueira do sistema de Minas Gerais, onde estão indicados os valores de referência para corte de carga visando evitar o colapso de tensão nesta subárea. Para a realização dos estudos foram definidas as seguintes grandezas:

- **Paranaíba:** corresponde ao somatório de potência ativa gerada nas seguintes usinas : UHE Nova Ponte, UHE São Simão, UHE Emborcação, UHE Itumbiara, UHE Cachoeira Dourada e UHE Corumbá;
- **Fluxo de Serra da Mesa (FSM),** que corresponde ao seguinte somatório de potência ativa:

FSM = Geração na UHE Serra da Mesa + Geração na UHE Cana Brava + somatório dos fluxos na LT 500 kV Serra da Mesa/ Gurupi C1 e C2 + fluxo de potência ativa (MW) na LT 500 kV Serra da Mesa / Rio das Éguas medido na SE Serra da Mesa, sendo positivo o sentido Serra da Mesa para Rio das Éguas.

Os limites do gráfico da Figura 2.5 devem ser obedecidos, considerando que, em função do valor da geração do Paranaíba + FSM (Fluxo de Serra da Mesa), o valor do requisito de carga (valor especificado na esquerda do gráfico) não pode ser superior e o valor da tensão (valor especificado na direita do gráfico) não pode ser inferior.



**Figura 2.5: Referências para monitoração da segurança de tensão da subárea Mantiqueira de Minas Gerais**

Fonte: TICOM, S. D., FERREIRA, L. C. A., et al. "Mitigação de Riscos e Custos Através de Medidas Operativas de Curto Prazo", In: Proceedings of the X SEPOPE, Florianópolis, Maio 2006.

## 2.9 MÉTODOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Conforme citado em [1], estabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico por natureza, o que leva a crer que o método de análise que melhor reproduz um fenômeno de instabilidade de tensão é a simulação não-linear no domínio do tempo.

No entanto, é possível analisar este fenômeno através de métodos estáticos com variadas técnicas de estudo. Estes métodos têm vantagens que inclusive tornaram seu uso mais freqüente que os métodos dinâmicos.

A determinação precisa de como ocorre uma instabilidade de tensão pode ser bastante complexa, por envolver a interação dos mais variados equipamentos e sistemas de controle com constantes de tempo de várias ordens, onde grande parte deles têm

comportamento dinâmico lento ou com grandes atrasos na sua atuação, necessitando de longos tempos de simulação.

Surge então, a partir da década de 80, a análise quase-dinâmica, que apesar de considerar algumas simplificações no processo de análise, produz bons resultados nas análises de longo prazo, permitindo-se analisar e ratificar os resultados das simulações estáticas.

### **2.9.1 Análise Dinâmica**

Esta análise considera o conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento do sistema e que são resolvidas através de técnicas de simulação não-linear no domínio do tempo, utilizando uma modelagem dinâmica bastante detalhada dos equipamentos, permitindo reproduzir precisamente o fenômeno de instabilidade de tensão.

Este tipo de análise torna-se imprescindível quando se deseja analisar a coordenação entre sistemas de controle e proteção, bem como para avaliar a estabilidade transitória do sistema frente a grandes perturbações. Mais frequentemente tem sido utilizada no processo de cálculo de limites operativos de transmissão e geração, de acordo com critérios de segurança de áreas do sistema elétrico brasileiro, face a contingências simples e duplas em equipamentos da rede.

Os problemas da análise dinâmica residem no alto esforço computacional e na complexidade dos dados envolvidos na modelagem de todos os equipamentos envolvidos para simular fenômenos de longo prazo. Outras desvantagens a serem consideradas são o não fornecimento de informações como a margem e a área crítica de estabilidade de tensão e as ações de controle necessárias.

Visando reduzir este esforço computacional, alguns métodos de simulação no tempo vêm sendo desenvolvidos e utilizados, como: métodos de integração com passo e ordem variáveis [8, 25], processamento paralelo [26] e até mesmo utilizando técnicas de simulação quase-dinâmica [9, 10, 11, 12]. Estas técnicas avançadas trazem maior rapidez de resposta dos estudos dinâmicos, inclusive de longo prazo, conseqüentemente permitindo que seja avaliada a segurança do sistema para diversos cenários operativos.

Exemplos de programa de simulação são o *Anatem* do CEPTEL [24], *Organon* [8, 26, 79, 80] e *Eurostag* [25].

### **2.9.2 Análise Estática**

Segundo Kundur [3], o comportamento de um sistema potência pode ser descrito, matematicamente, por um conjunto de equações diferenciais e por outro de equações algébricas. Quando os estados deste sistema variam lentamente, pode-se anular sua dinâmica, tornando-o representado por um conjunto de equações puramente algébricas, e analisar o seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio.

Desta forma, a análise de estabilidade de tensão será efetuada considerando-se apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência, obtendo-se grande agilidade na obtenção dos resultados dos estudos devido ao baixo esforço computacional requerido. Entretanto, podem surgir dificuldades de convergência numérica do problema nas proximidades do ponto de colapso de tensão.

Outras vantagens do método de análise estática são: obtenção de informações com boa precisão 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 e até mesmo a determinação de qual o

mínimo corte de carga para preservar o sistema. A riqueza de informações que a análise estática pode proporcionar também qualifica esta técnica para a complementação das análises dinâmicas de estabilidade de tensão.

Diversas técnicas de análise estática vêm sendo utilizadas, como: método da continuação [1], análise modal [18, 19, 20], levantamento das famílias de curvas PxV e QxV [1, 2], fluxo de potência ótimo utilizando método de pontos interiores [27, 28] e método do vetor tangente [11, 29, 30, 31, 32,77 ].

Exemplos de programa de simulação são o *Organon* [8, 26, 79, 80], e *Flupot* [33] e *Anarede* [34] do CEPEL.

### **2.9.3 Análise Quase-Dinâmica**

A simulação quase-dinâmica para estudos de estabilidade de longo prazo torna-se consideravelmente rápida, face às simplificações assumidas nestas técnicas de análise estática, já que se utiliza um processo iterativo para resolução do sistema de equações, dispensando, portanto, o pesado processo de integração numérica. Neste modelo de simulação, são mantidas as equações de fluxo de potência e agregam-se as equações de interesse do modelo dinâmico relativas aos equipamentos de controle de tensão do sistema. Nesta análise é suposto que as dinâmicas rápidas do sistema já foram amortecidas. Assim, uma abordagem de equações puramente algébricas pode ser adotada, uma vez que os elementos discretos movem o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. A vantagem desta abordagem é que permite que o sistema possa ser resolvido por um método iterativo como o de Newton-Raphson.

Exemplos de programas de simulação quase-dinâmica para análises de longo prazo são o *FastSim<sup>++</sup>* [12] da COPPE/UFRJ e *FACCT* da UNIFEL.

## **2.10 FATORES DE INFLUÊNCIA NA ESTABILIDADE DE TENSÃO**

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência é influenciada pela interação dos mais variados equipamentos e sistemas de controle e proteção, além das características das cargas. A seguir, serão destacados os principais fatores de influência:

### **2.10.1 Carga**

O desenvolvimento de modelos que possibilitem uma representação adequada dos diversos tipos de carga não é uma tarefa simples, uma vez que em um barramento típico, a magnitude e composição da carga variam continuamente em função:

- a) Da grande diversidade de seus componentes, como por exemplo: lâmpadas incandescentes e fluorescentes, aquecedores, fornos, refrigeradores, compressores, grandes e pequenos motores, etc.;
- b) Das condições atmosféricas;
- c) Do horário ao longo do dia;
- d) Do mês e estação em um ano;
- e) Da situação econômica; etc.

Por outro lado, a dificuldade de acesso aos equipamentos dos consumidores, a falta de informações precisas e as incertezas referentes ao acompanhamento das cargas, implicam em um verdadeiro desafio, para o desenvolvimento de modelos adequados.

Devido a toda esta complexidade uma representação plausível para as cargas implica em uma boa dose de simplificações e considerações.

Existem dois tipos básicos de modelo de carga:

- a) **Modelo Estático de Carga** – é o modelo que determina as características da carga, em um dado instante, através de funções algébricas que relacionam individualmente as potências ativa e reativa com a tensão e a frequência do respectivo barramento [3, 17, 36]. Embora algumas cargas sejam insensíveis às variações da frequência, a dependência das mesmas com a tensão é preponderante, tendo sido desenvolvidos três modelos matemáticos básicos para representar as cargas estáticas, que são:

**Modelo de carga tipo Impedância Constante ( $Z_{cte}$ )** - a potência varia com o quadrado da tensão, conhecido também como admitância constante;

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

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

Estes modelos de carga costumam ser expressos através de dois modelos estáticos principais: (1) modelo polinomial e (2) modelo exponencial. Estes dois modelos são apresentados a seguir:

- (1) Modelo Polinomial - as potências ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) da carga são expressas por polinômios em termos da magnitude da tensão do respectivo barramento de carga. Este modelo é o mais utilizado e é conhecido como ZIP, pois faz uma composição dos modelos impedância, corrente e potência constantes, através das seguintes equações algébricas:

$$P = P_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.1)$$

$$Q = Q_0 \left[ a_4 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right], \quad (2.2)$$

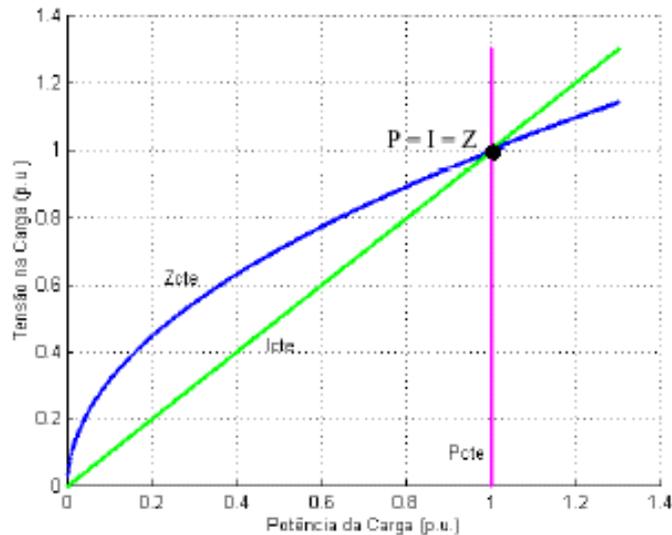
onde P e Q são as componentes de potência ativa e reativa da carga quando a magnitude da tensão na barra é V e o subscrito 0 identifica os valores das respectivas variáveis na condição inicial de operação. Os parâmetros desse modelo são os coeficientes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $a_5$  e  $a_6$ , os quais definem as proporções das parcelas de carga que se comportam como impedância constante ( $a_1$  e  $a_4$ ), corrente constante ( $a_2$  e  $a_5$ ) e potência constante ( $a_3$  e  $a_6$ ).

(2) Modelo Exponencial - neste modelo, as potências ativa (P) e reativa (Q) da carga podem ser relacionadas com a tensão através das seguintes expressões:

$$P = P_0 \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^n \quad (2.3)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left( \frac{V}{V_0} \right)^m \quad (2.4)$$

Os parâmetros “n” e “m” definem a característica da carga. Assim,  $n = 0$  e  $m = 0$  correspondem ao modelo de potência constante,  $n = 1$  e  $m = 1$  correspondem ao modelo de corrente constante e  $n = 2$  e  $m = 2$  correspondem ao modelo de impedância constante. A Figura 2.6 [58] ilustra estes três modelos citados:



**Figura 2.6: Características dos três modelos de carga**

Fonte: Albuquerque V. O., “Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa”, Dissertação de M. Sc do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Dezembro de 2002.

Para representar a carga composta de um barramento o parâmetro “n” assume, normalmente valores entre 0,5 e 1,8. Já o parâmetro “m” adquire valores que vão desde 1,5 até 6,0 [3].

**b) 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 de tempo passado ou presente. São representados por equações diferenciais e podem reproduzir o comportamento da carga em regime permanente e em transitórios elétricos. Cargas constituídas essencialmente por motores, onde a resposta a um distúrbio não ocorre instantaneamente, mas sim com determinada constante de tempo, podem requerer esses modelos, cuja representação faz uso de equações diferenciais.

## 2.10.2 Componentes do Sistema Elétrico

Os principais elementos que interferem no controle de tensão e potência reativa em um sistema elétrico de potência estão relacionados com o controle de injeção de fluxo de potência reativa. Apresenta-se a seguir os principais fatores relacionados ao comportamento desses elementos, que influenciam a estabilidade de tensão.

- **Geradores**

Os geradores possuem um sistema de excitação e um regulador de tensão (AVR) que têm a finalidade de alimentar o enrolamento de campo com corrente contínua, necessária para a produção do fluxo magnético dentro da máquina. Assim, controla-se a tensão terminal, a potência reativa gerada, além de auxiliar na estabilidade da máquina e do sistema de potência correspondente.

Uma malha de controle adicional pode ser inserida na referência do regulador de tensão com o intuito de introduzir amortecimento adicional nas oscilações do sistema de potência. Estas malhas são denominadas como sinais adicionais estabilizantes (PSS), e têm papel fundamental no processo de estabilização do sistema após uma perturbação.

Limitadores de Sobre-excitação (OXL), também chamados de limitadores de corrente de campo, são dispositivos automáticos que protegem os enrolamentos do circuito de campo dos geradores contra sobre-aquecimento. Estes dispositivos podem atuar tanto em situações imediatamente após perturbações, quanto durante um processo de carregamento do sistema de potência, reduzindo a potência reativa gerada [1].

Atuações dos limitadores de corrente de armadura do gerador não são tão comuns como as do limitador da corrente de campo. A razão principal para isto é a grande inércia térmica dos enrolamentos da armadura, que admitem certa sobrecarga a ser controlada manualmente pelos operadores da usina.

Maiores detalhes sobre o comportamento, operação e modelagem dos geradores síncronos, bem como dos seus sistemas de excitação e reguladores de tensão, podem ser obtidos em [3, 37, 38], dentre inúmeras outras publicações.

- **Linha de Transmissão**

Uma linha de transmissão (LT) apresenta um comportamento diferenciado em função de seu carregamento e em função do seu comprimento. Ela produz e consome potência reativa simultaneamente, e o balanço resultante necessariamente deve ser absorvido ou gerado pelo sistema de potência. Uma linha 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, onde a potência ativa provavelmente estará acima do SIL (Surge Impedance Loading), as mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão, quando as perdas elétricas e quedas de tensão podem tornar-se elevadas. No patamar de carga leve, com a potência ativa abaixo do SIL, a situação se inverte, com níveis de tensão elevados nas barras terminais. Neste caso a tensão na barra normalmente é controlada por compensadores de potência reativa, como o reator derivação, descrito a seguir.

- **Capacitor Derivação (*Shunt*)**

Os propósitos principais da instalação de bancos de capacitores *shunt* em sistemas de potência próximos aos centros de carga são o controle de tensão e a compensação da carga. Estes capacitores, apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, aliviando os sistemas de transmissão e aumentando as margens de potência reativa dos geradores, têm o inconveniente de fornecer essa potência reativa como função do quadrado da tensão. Portanto, em condições de tensão baixa, quando mais se carece de

fornecimento de potência reativa, o capacitor *shunt* apresenta baixa eficiência, evidenciando-se como críticas as situações de curtos-circuitos e até mesmo as proximidades do ponto de colapso de tensão de uma área.

A sobrecompensação de um sistema, com a finalidade de aumentar o limite de transmissão, pode implicar em um ponto de operação instável, apesar dos níveis de tensão estarem próximos do nominal.

A maioria dos capacitores *shunt* do sistema elétrico de potência brasileiro é manobrada manualmente pelos operadores das subestações, atendendo ao controle de tensão das áreas, que é efetuado em função de faixas de tensão estipuladas para os diversos barramentos.

- **Reator Derivação (*Shunt*)**

As considerações referentes aos capacitores *shunt*, de maneira geral, se aplicam também para os reatores *shunt*.

Os reatores *shunt* são os dispositivos de compensação adotados principalmente na energização ou restabelecimento de linhas longas e no controle de tensão no patamar de carga leve. Isto se deve ao fato de que nestas condições as baixas correntes circulantes pelas LT provocam aumento significativo de tensão nas barras terminais, resultando em um aumento de tensão em todo o sistema. Os reatores, acoplados em paralelo nas extremidades das linhas, absorvem a potência reativa em circulação pelo sistema, reduzindo a tensão nas barras terminais.

Em linhas longas, geralmente adotam-se dois tipos de bancos de reatores *shunt*: (a) fixos - ficam ligados durante todo o tempo e atuam na limitação de sobretensões oriundas de manobras ou de rejeições de carga; (b) manobráveis - são conectados à LT durante os períodos de carga leve e em condições de restabelecimento do sistema.

Além destas conexões diretamente nas LT, reatores *shunt* manobráveis são instalados diretamente aos barramentos das subestações ou a enrolamentos terciários de transformadores.

Da mesma forma que os capacitores *shunt*, a maioria dos reatores *shunt* do sistema elétrico de potência brasileiro são manobrados manualmente pelos operadores das subestações, atendendo ao controle de tensão das áreas.

- **Compensador Estático de Potência Reativa (SVC – *Static Var Compensator*)**

Pertencente à família dos equipamentos FACTS (*Flexible A.C. Transmission Systems*), o compensador estático de potência reativa (CE) é um equipamento que atua tanto para compensação capacitiva como indutiva, onde bancos de capacitores podem ser chaveados e conectados em paralelo com bancos de indutores controlados por tiristores, proporcionando uma variação contínua da potência reativa líquida para o sistema. Define-se um valor de tensão de referência para o circuito de controle, que definirá o consumo de potência reativa dos indutores e/ou o chaveamento dos bancos de capacitores, e conseqüentemente o fluxo de potência reativa que é absorvido ou fornecido à rede.

Junto aos CE normalmente são instalados filtros de harmônicos em função das distorções produzidas pelo chaveamento controlado. Estes filtros contêm capacitores que na frequência fundamental fornecem potência reativa significativa para o sistema elétrico.

No Brasil, Furnas implantou uma lógica no sistema de controle do Compensador Estático da subestação de Campos (-60/+100 Mvar), que permite que o CE controle além dos próprios equipamentos, todos os capacitores e reatores manobráveis da

subestação, proporcionando ganhos tanto na qualidade da tensão controlada, quanto na agilidade e precisão da atuação nos equipamentos.

Conforme conclusões da força tarefa [39], o compensador estático é o equipamento mais utilizado para minimizar os efeitos de instabilidade de tensão, principalmente em fenômenos transitórios. Destacam também novas tecnologias, como o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) e o UPFC (*Universal Power Flow Controller*), que apresentam respostas mais rápidas e que admitem sobrecargas de curta duração. Estes tipos de equipamentos podem ser aplicáveis em áreas susceptíveis a problemas de colapso de tensão onde se tem carga predominantemente do tipo motores de indução, regiões industriais, que apresentam dinâmicas rápidas.

No entanto, mesmo os compensadores estáticos, apesar de proporcionarem diversas vantagens e flexibilidades, ao atingirem seus limites de geração de potência reativa, tornam-se simples capacitores *shunt*. Este fato não ocorre no STATCOM e no UPFC, onde a relação  $Q \times V$  é linear .

- **Compensador Síncrono**

O compensador síncrono é uma máquina síncrona que, quando sobre-excitada, gera potência reativa, e sub-excitada, absorve a potência reativa da rede. Em comparação com o compensador estático, que apresenta característica quadrática com a tensão, o compensador síncrono apresenta enorme vantagem, pois consegue manter o fornecimento de potência reativa em situações críticas de subtensão na rede, desde que não haja atuação do limitador de sobre-excitação.

Outra vantagem deste tipo de equipamento reside nas suas características dinâmicas e resposta linear à variação de tensão e potência reativa na barra terminal. A desvantagem

deste compensador, por ser uma máquina girante grande, é o custo de manutenção superior ao dos compensadores estáticos.

- **Capacitor Série Fixo**

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 série da linha. Esta característica de auto-regulação faz com que estes equipamentos venham encontrando 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 [40].

- **Capacitor Série Controlado (TCSC – *Tyristor Controlled Series Capacitor*)**

Também da família dos equipamentos FACTS, o TCSC proporciona maior flexibilidade na compensação série das linhas, obtendo-se algumas vantagens, similarmente às obtidas ao aplicarmos esta tecnologia de eletrônica de potência para a compensação *shunt* [35, 41].

As principais motivações para a opção por esta tecnologia são a capacidade de amortecimento de oscilações entre áreas e o controle de fluxo de potência, que conseqüentemente resultam numa possibilidade de prevenção de problemas relacionados com a estabilidade de tensão.

- **Transformador com Comutador de Tape sob Carga (LTC - *Load Tap Changer*)**

Os transformadores com comutadores de tape sob carga (LTC) proporcionam o controle da tensão e da potência reativa do sistema elétrico. Estes LTC podem atuar automaticamente ou manualmente, sendo este último o mais comumente utilizado, como no Brasil e nos EUA [2].

A atuação do LTC também pode contribuir para a instabilidade de tensão. Na tentativa de manter a tensão do lado da carga dentro do valor especificado, este equipamento varia os tapes do transformador à medida que a carga aumenta. Isto corresponderá a um aumento na corrente da rede, como se estivesse sendo restaurada a carga que teria sido reduzida com a queda de tensão, provocando assim deterioração do perfil de tensão na carga. O mesmo efeito pode ser percebido em condições de emergências no sistema que levam a uma redução no perfil de tensão. Nestas condições, o efeito da atuação do LTC pode levar o sistema para a região de instabilidade.

Em [42] é analisada a influência da atuação do LTC no processo de instabilidade de tensão. É proposta uma técnica baseada no vetor tangente para determinar o melhor instante para bloquear a ação do LTC durante o processo de carregamento de um sistema, evitando-se o colapso de tensão e ao mesmo tempo maximizando a restauração das cargas variáveis com a tensão.

A influência da atuação de elementos discretos como LTC foi estudada por [43] combinando o método de otimização (pontos interiores), com o método da continuação e análise das curvas  $V \times Q$ , sendo proposto um método capaz de sugerir ajustes otimizados nos LTC e demais recursos de controle de tensão do sistema, com bons resultados.

A referência [44], apresentou os benefícios da representação do controle automático e discreto de bancos de capacitores/reatores e de LTC sistêmicos em estudos de segurança de tensão. Foi efetuada uma modelagem atendendo a uma lógica de controle baseada em faixas de tensão, diferenciando da formulação tradicional que especifica um valor. Além disto, foi implementada uma lógica que condicionava o crescimento da carga a uma taxa que garantia o tempo hábil de manobra e de interação dos dispositivos lentos envolvidos, como LTC, obtendo-se resultados menos conservativos e mais realistas.

## **2.11 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO 2**

O tema estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência possui uma vasta e rica bibliografia, onde são apresentadas diversas metodologias de comprovada eficácia de análise do fenômeno, inclusive com diferentes técnicas de simulação do comportamento do sistema de potência.

Através da pesquisa realizada neste trabalho, foi possível observar a grande relevância de se conhecer e representar corretamente os modelos e a dinâmica de todos os elementos presentes atualmente nos sistemas de potência, para que as análises possam retratar o fenômeno de estabilidade de forma confiável.

Constatou-se também, que apesar das análises dinâmicas com simulação não-linear no domínio do tempo serem, em alguns casos, imprescindíveis para os estudos de estabilidade tensão, as diversas técnicas de análise estática mostraram-se capazes de produzirem informações valiosas a respeito da condição de estabilidade dos sistemas de potência em determinados pontos de operação, qualificando estas técnicas para a complementação das análises dinâmicas.

# Capítulo 3:

## Métodos de Análise Estática de Estabilidade de Tensão

### **3 INTRODUÇÃO AOS MÉTODOS DE ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

O capítulo anterior mostrou que o fenômeno de instabilidade de tensão pode se manifestar de diferentes formas e pode ser fortemente influenciado pelas características dos diversos fatores envolvidos desde o processo de geração de energia elétrica, seu transporte e até mesmo o seu consumo final.

A estabilidade de tensão de um sistema elétrico pode ser estudada por métodos de análise estática ou por métodos de análise dinâmica. Apesar de ser um fenômeno que pode se desenvolver em um intervalo de tempo grande, é um fenômeno essencialmente dinâmico.

Os métodos de análise estática, que serão o foco deste trabalho, são mais utilizados que os métodos dinâmicos, uma vez que as simulações no domínio do tempo requerem uma modelagem mais complexa dos componentes do sistema, sendo a quantidade de dados requerida muito maior e mais difícil de ser obtida. Por sua vez, a base de dados requerida pelas ferramentas que fazem uso dos métodos estáticos é mais fácil de ser obtida, sendo praticamente a mesma base de dados utilizada para os estudos de fluxo de potência convencionais.

A análise estática considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Assim sendo, o modelo dinâmico, representado através do conjunto de equações diferenciais, pode ser reduzido a um

conjunto de equações puramente algébricas para cada ponto de equilíbrio, considerando-se apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência.

Apesar de ter sido citado que empregam-se mais os métodos de análise estática, a escolha do método depende da natureza da perturbação a ser estudada. Por exemplo:

- a) Se for necessário analisar os impactos do desligamento automático de uma linha de transmissão ou um gerador, a resposta dinâmica do sistema é relevante para saber se há perda de estabilidade. Portanto a análise deste tipo de fenômeno requer um modelo de sistema detalhado, incluindo as características transitórias dos geradores;
- b) Se for necessário analisar se o sistema pode ir ao colapso devido aos impactos de sucessivas pequenas perturbações, como variações na carga do sistema ou manobras de equipamentos de controle de tensão, trata-se de um problema estático de tensão. Portanto, equações de fluxo de potência podem ser usadas para estudar este tipo de problema [45, 46].

Um detalhamento de algumas técnicas de análise estática do fenômeno é apresentado neste capítulo, que servirá de base para o entendimento dos estudos realizados. O conhecimento destas técnicas e até mesmo uma combinação delas, permite identificar informações de extrema importância, tais como, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as barras e áreas críticas do sistema, as margens de potência reativa dos barramentos do sistema, dentre outras.

### **3.1 TEORIA DA BIFURCAÇÃO**

À medida que evoluiu o entendimento sobre a estabilidade de tensão, percebeu-se que este tipo de comportamento era comum aos sistemas dinâmicos não-lineares e que,

portanto, já existia toda uma teoria que formaliza o seu estudo, que é a teoria das bifurcações.

A maior parte dos trabalhos que associam o colapso de tensão à teoria das bifurcações refere-se à bifurcação Sela-nó [47, 48], que representa um limite estático de transmissão de potência pela rede elétrica. Todavia, dependendo do detalhamento com que os componentes do sistema elétrico são modelados, outros tipos de bifurcação podem ocorrer, podendo impor limites mais severos à operação deste sistema. De todos os tipos de bifurcação, as bifurcações de Sela-nó e Hopf são as mais comuns em estudos de estabilidade da tensão. Se um modelo dinâmico de sistema é empregado, ambos os tipos podem ser detectados. Entretanto, se o modelo de fluxo de potência (estático) é escolhido, somente a bifurcação de Sela-nó é possível de ser encontrada [50]. A bifurcação de Hopf é caracterizada pela existência de um par de autovalores puramente imaginários, enquanto que a bifurcação de Sela-nó é caracterizada pela existência de um autovalor real nulo (matriz Jacobiana singular). Esta importante característica tem sido largamente explorada na literatura. As técnicas que serão apresentadas neste capítulo reconhecem o ponto de colapso de tensão como um ponto de bifurcação do tipo Sela-nó.

### **3.1.1 Bifurcação Sela-nó**

Esta teoria será abordada de maneira simples, buscando apresentar os conceitos da bifurcação e sua correlação com o comportamento dos sistemas não lineares. Em seguida, no item 3.1.2., será feita uma aplicação desta teoria a um sistema elétrico.

Considerando a equação 3.1, que representa um sistema de equações não lineares, onde  $\lambda$  é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro e  $x$  é uma variável de estado.

$$\dot{x} = \lambda - x^2 \quad (3.1)$$

O Jacobiano da função acima é:

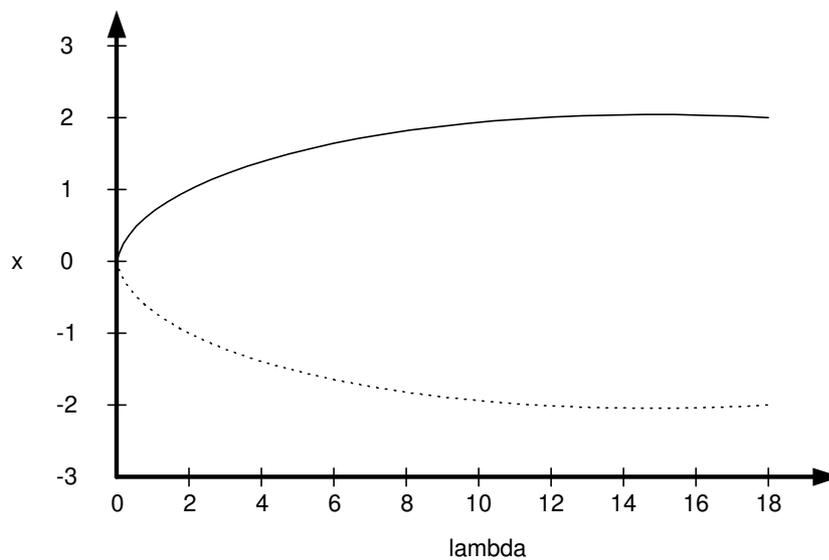
$$J_x = -2x \quad (3.2)$$

- Para  $\lambda < 0$  não existe solução para  $x$ .
- Para  $\lambda = 0$  só existe uma solução para  $x$ .
- Para  $\lambda > 0$ , duas soluções para  $x = \pm\sqrt{\lambda}$ . Portanto, para  $\lambda > 0$ :
  - Se  $x > 0$ , o sistema é estável,  $J_x < 0$ .
  - Se  $x < 0$ , o sistema é instável,  $J_x > 0$

O sistema não linear analisado possui as seguintes características:

- Duas soluções tornam-se única no ponto de bifurcação.
- Um autovalor nulo é identificado.
- Após o ponto de bifurcação as soluções desaparecem.

O diagrama de bifurcação mostrado na Figura 3.1 mostra o comportamento de uma variável de estado em função da variação de um parâmetro.



**Figura 3.1: Diagrama de bifurcação de uma Sela-nó**

O diagrama de bifurcação é um gráfico em que uma medida escalar do vetor dos estados  $x$  é plotada em função do parâmetro de bifurcação  $\lambda$ .

Pelo diagrama obtêm-se as informações:

- Para  $\lambda > 0$  há dois pontos de equilíbrio: um estável (linha contínua) e um instável (linha pontilhada).
- Quando  $\lambda$  diminui, os pontos de equilíbrio se aproximam.
- Para  $\lambda = 0$  os pontos de equilíbrio coincidem.
- Para  $\lambda < 0$  não há ponto de equilíbrio.

Então, um sistema está no ponto de bifurcação quando o Jacobiano tem um único autovalor nulo. Mas para garantir que este ponto de bifurcação seja do tipo sela-nó são necessárias as seguintes condições de transversalidade [32]:

$$w^T \frac{\partial f}{\partial \lambda} \neq 0 \quad (3.3)$$

$$w^T [D_x^2 f v] \neq 0 \quad (3.4)$$

Onde  $w$  é autovetor a esquerda e  $v$  é o autovetor à direita no ponto de bifurcação.

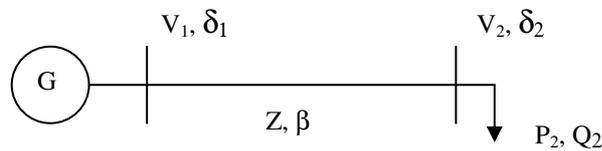
Portanto, neste trabalho, um ponto de colapso de tensão no sistema elétrico está associado a uma bifurcação do tipo sela-nó.

### 3.1.2 Sela-nó em Sistemas de Potência

Nesta seção o sistema simples de duas barras mostrado na Figura 3.2 é utilizado para a análise de colapso de tensão. O modelo de fluxo de carga empregado é baseado nas

considerações desenvolvidas nas referências [45, 50, 52, 86, 87]. A carga é modelada como potências ativa e reativa constantes e deve sempre ser suprida. Isto implica que nenhum limite de geração será considerado e a linha de transmissão é o único fator limitador .

A impedância  $Z$  da linha de transmissão é dada por 0,21 pu com ângulo  $\beta$  de  $75^\circ$ . A tensão na barra de carga é desconhecida, enquanto a tensão na barra de geração é fixada em 1,0 pu com ângulo  $\delta_1$  de  $0^\circ$ .



**Figura 3.2: Sistema de 2 Barras**

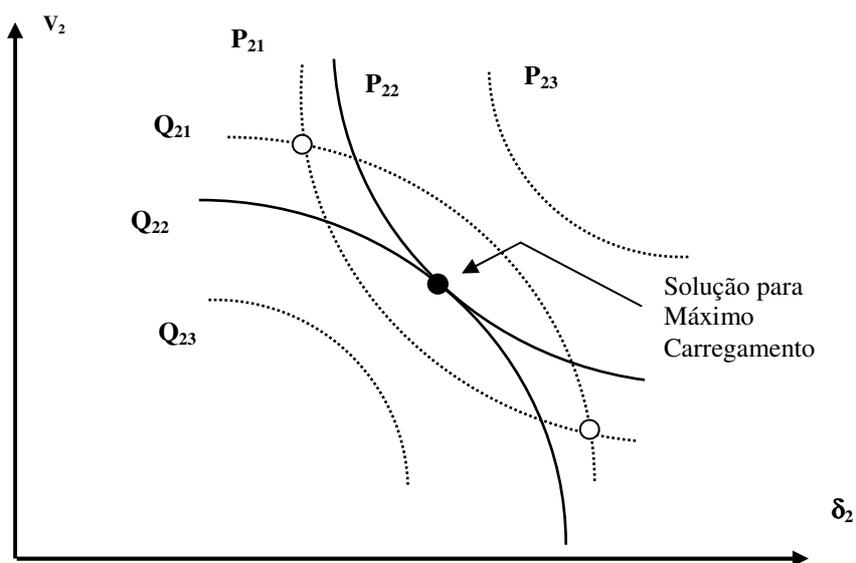
As equações de fluxo de carga são representadas pelas equações da barra de carga abaixo:

$$P_2 = -V_2 \frac{V_1}{Z} \cos(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \cos(\beta) \quad (3.5)$$

$$Q_2 = -V_2 \frac{V_1}{Z} \sin(\delta_2 - \delta_1 + \beta) + \frac{V_2^2}{Z} \sin(\beta) \quad (3.6)$$

Portanto, para cada valor de carga ( $P_2$ ,  $Q_2$ ) deseja-se determinar os valores de magnitude de tensão e ângulo de fase na barra de carga, uma vez que todas as outras variáveis são conhecidas. Note nas equações acima que para cada valor conhecido de ângulo de fase  $\delta_2$ , dois valores de magnitude de tensão  $V_2$  são obtidos. Se o ângulo de fase  $\delta_2$  variar nas equações acima, dois gráficos de  $V_2$  em função de  $\delta_2$  podem ser

obtidos, um para  $P_2$  e outro para  $Q_2$ . Para uma dada carga ( $P_2, Q_2$ ), portanto, o ponto de operação é dado pela interseção destas curvas. A Figura 3.3 mostra o gráfico de  $V_2$  em função de  $\delta_2$  para três situações de carga distintas;  $P_{21} < P_{22} < P_{23}$  e  $Q_{21} < Q_{22} < Q_{23}$ . O fator de potência é mantido constante para os três níveis de carga.



**Figura 3.3: Carregamentos no Sistema de 2 Barras**

Fonte: FERREIRA, L. C. A. *Uma Avaliação da Estabilidade de Tensão Abordando Perdas Elétricas em Sistemas Elétricos de Potência*; Dissertação de M.Sc. do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Março 1999, p. 25.

Note que para a condição de carga inicial ( $P_{21}, Q_{21}$ ), duas soluções são obtidas; uma no ramo superior e outra no ramo inferior. A carga pode ser aumentada até uma condição tal em que somente uma solução possa ser determinada, como mostrado para a carga ( $P_{22}, Q_{22}$ ). Este ponto, indicado na Figura 3.3, é de extrema importância para a análise de estabilidade de tensão. A partir dele, não existe solução para nenhum valor de carga, como observado para a carga ( $P_{23}, Q_{23}$ ). A carga ( $P_{22}, Q_{22}$ ) representa o máximo carregamento possível de ser transmitido entre as barras 1 e 2.

Pela Figura 3.3, o ponto  $(P_{22}, Q_{22})$  representa uma fronteira entre os ramos superior e inferior. O fato de existir somente uma solução implica que os vetores gradiente  $\nabla P_2$  e  $\nabla Q_2$  estão alinhados [32]. Portanto, considerando-se  $\mu$  um escalar pode-se escrever:

$$\nabla P_{22} = \mu \nabla Q_{22} \quad , \text{ ou}$$

$$\nabla P_{22} - \mu \nabla Q_{22} = 0 \quad (3.7)$$

Com a definição das variáveis incrementais de P e Q, tem-se:

$$\Delta P_{22} = \frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \Delta V_2 \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{22} = \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \Delta V_2 \quad (3.9)$$

Os vetores Gradiente de P e Q são:

$$\nabla P_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\nabla Q_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} \\ \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Da equação 3.7, tem-se:

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} = 0 \quad \text{e} \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} = 0 \quad (3.13)$$

A Matriz Jacobiana é dada por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

A solução das equações (3.12) e (3.13), para  $\mu$ , requer que o determinante da matriz Jacobiana (equação 3.14) seja igual a zero:

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \delta_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} - \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial \delta_2} = 0 \quad (3.15)$$

A equação 3.15 indica que o Jacobiano do fluxo de carga para o sistema da Figura 3.2 é singular para a carga  $(P_{22}, Q_{22})$ , implicando num autovalor nulo. As condições de transversalidade de bifurcações do tipo Sela-nó [51] são satisfeitas na Figura 3.3:

- Duas soluções se aproximam em função de uma variação paramétrica (aumento de carga);
- No ponto de solução única, um autovalor real nulo é identificado;
- Não existe solução para uma nova variação paramétrica.

A satisfação das condições acima caracterizam o ponto  $(P_{22}, Q_{22})$  como um ponto de Sela-nó. Como a matriz Jacobiana do fluxo de carga no ponto de colapso é singular,

alguns métodos buscam a determinação do ponto de colapso através da identificação da singularidade desta matriz.

### **3.2 TÉCNICAS DE ANÁLISE ESTÁTICA**

Existem diversas técnicas de análise estática sendo utilizadas para avaliar o problema de estabilidade de tensão, como curvas PxV [1, 2, 32, 77, 78], curvas VxQ [1, 2, 32, 77, 78], Método da Continuação [1, 2, 32, 77, 78], Decomposição da Matriz Jacobiana por Autovalores e por Valores Singulares [32, 59, 60, 61, 62, 63, 64], Determinante do Jacobiano Reduzido [32, 65, 66], Matrizes de Sensibilidade [32, 67], Vetor Tangente [29, 30, 31, 32, 49] e Otimização [28, 33, 68, 69, 70, 71, 72]. No entanto, nesta seção será dado enfoque especial às técnicas de elaboração e utilização das curvas PxV e VxQ e o Método da Continuação, destacando-se as principais vantagens e desvantagens da aplicação de cada uma delas nos estudos do fenômeno, pelo fato do desenvolvimento deste trabalho ter relação com o emprego destas técnicas para obtenção dos resultados e para indicação de estudos futuros.

Deve-se ter sempre em mente, que estas técnicas trabalham com o modelo de equações puramente algébricas do fluxo de potência, e que o comportamento do sistema face às variações das suas grandezas é analisado como sucessivos pontos de equilíbrio. Nesta modelagem, uma dificuldade que surge para calcular a margem de carregamento do sistema é justamente a singularidade do Jacobiano do fluxo de potência no ponto de bifurcação (Sela-nó). Algumas técnicas mais robustas, como a de otimização, conseguem contornar este problema da singularidade, porém, esta característica é explorada também por outras técnicas que a utilizam como critério de parada para caracterização do ponto de máximo carregamento do sistema.

### 3.2.1 Curva $V \times Q$

O método de levantamento da curva  $V \times Q$  de uma determinada barra, é efetuado considerando essa barra como uma fonte variável e infinita de potência reativa. Isto pode ser obtido conectando-se um compensador síncrono fictício no barramento [1]. Através de fluxos de potência sucessivos altera-se o valor da tensão dessa barra, obtendo-se os valores de potência reativa necessários para manter as tensões especificadas. Considerando que a tensão é tomada como variável independente, é comum utilizar-se  $V$  no eixo das abscissas, produzindo-se curvas  $V \times Q$ , ao invés de curvas  $Q \times V$ , como é feito para a representar graficamente a variação de tensão com a potência ativa da carga, denominada curva  $P \times V$ .

Através da curva  $V \times Q$  é possível obter o nível crítico de tensão e a margem de potência reativa de um barramento.

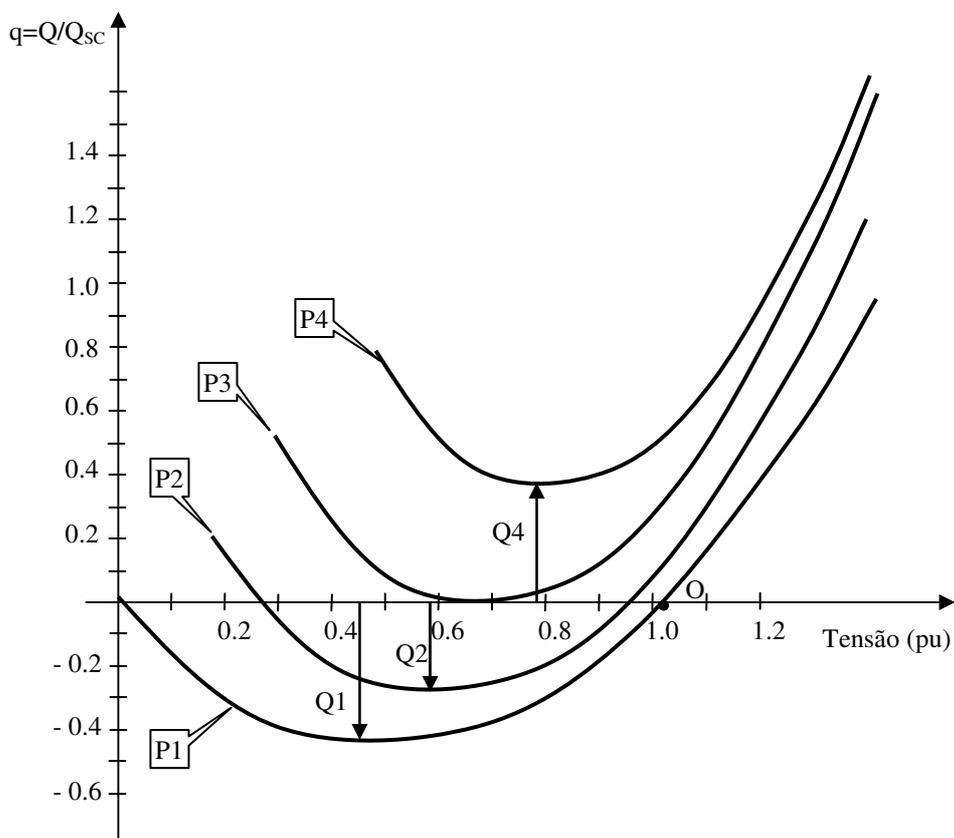
O nível crítico de tensão é o valor correspondente ao ponto de mínimo da curva, a partir do qual observa-se um comportamento contrário ao esperado, isto é, uma diminuição no nível de tensão acarreta um aumento na geração de potência reativa [52].

A margem de potência reativa é medida pela distância entre o eixo horizontal e o ponto de mínimo. Se o mínimo da curva se encontrar acima do eixo horizontal, o sistema está deficiente de potência reativa, sendo recomendada a instalação de equipamentos de controle de potência reativa adicionais. Na condição em que o ponto crítico se encontrar abaixo do eixo horizontal, o sistema tem alguma margem de potência reativa.

A curva  $V \times Q$ , se traçada para o ponto de máximo carregamento de um sistema, que pode ter sido obtido a partir do levantamento da curva  $P \times V$ , apresenta margem de potência reativa zero para as barras críticas, ou seja, o ponto de mínimo é tangente ao eixo horizontal.

As curvas  $VxQ$  são traçadas considerando-se a potência reativa positiva como sendo injetada na barra, através do compensador síncrono fictício conectado nesta barra.

A Figura 3.4 apresenta um conjunto de curvas  $VxQ$  para um determinado sistema, onde cada uma delas está associada a uma potência ativa da carga. A potência reativa foi normalizada em relação à potência de curto-circuito ( $Q_{SC}$ ). Neste exemplo foram plotadas quatro curvas, à medida que foi sendo elevada a potência ativa da carga, onde  $P1 < P2 < P3 < P4$ .



**Figura 3.4: Curvas  $VxQ$  para Diversos Valores de Potência Ativa**

Analisando o sistema da Figura 3.4, observam-se diversos aspectos importantes:

- Q1, Q2, Q3 e Q4 são as margens de potência reativa, associadas aos quatro patamares de potência da carga P1, P2, P3 e P4 respectivamente, onde  $P1 < P2 < P3 < P4$ . Estas margens correspondem ao máximo acréscimo de potência reativa

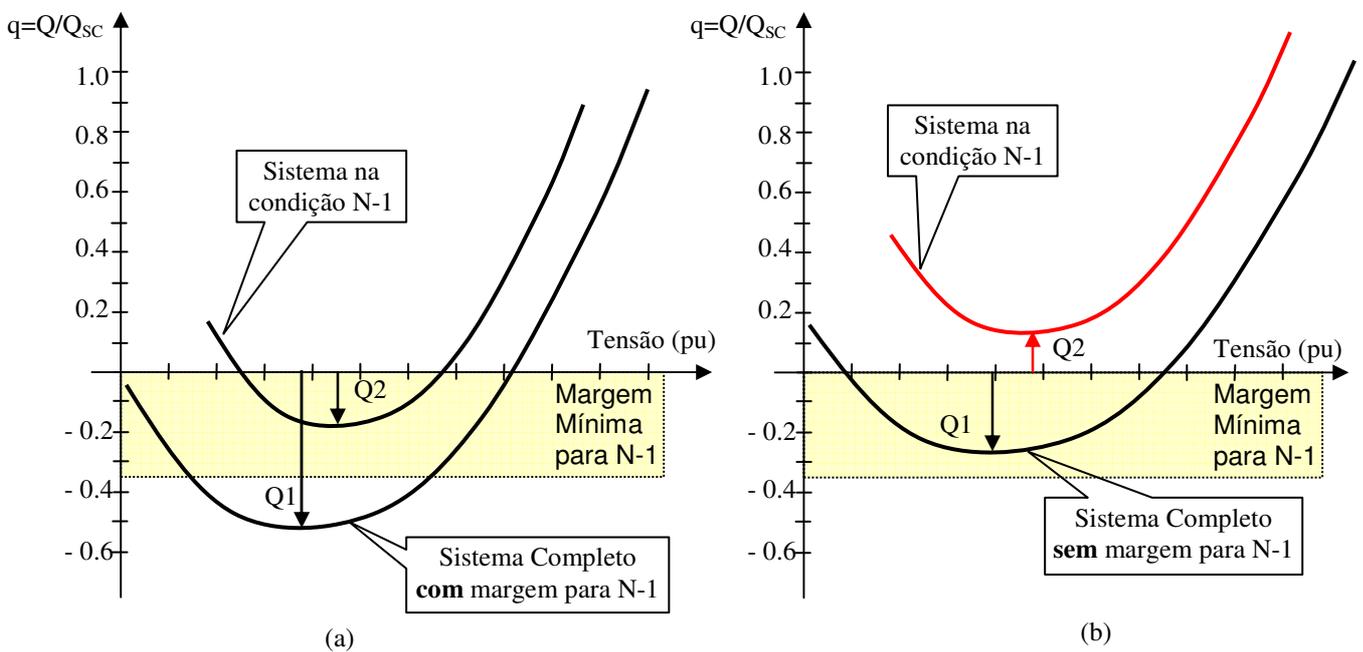
da carga do barramento (ou máxima perda equivalente de compensação ou geração de potência reativa) para o qual o sistema ainda consegue permanecer em um ponto de operação.

- b) A curva 1 se refere ao sistema operando com carga baixa (carga leve), possuindo margem de potência reativa positiva. O ponto (O) é o ponto normal de operação do sistema, a partir do qual a curva foi levantada;
- c) A curva 2 representa uma situação em que o sistema está mais carregado ( $P_2 > P_1$ ) e a margem de potência reativa foi reduzida ( $Q_2 < Q_1$ );
- d) A curva 3 corresponde a uma situação em que o sistema está com carga ainda maior e não há margem de potência reativa nesta barra ( $Q_3 = 0$ ). Esta situação pode ser considerada crítica sob o aspecto de confiabilidade, dado que não existe um mínimo de margem para fazer frente a uma contingência.
- e) A curva 4 representa uma situação em que o sistema está com carga ainda maior e não pode operar sem uma injeção de potência reativa nesta barra. Esta situação é crítica, e pode ter sido provocada por uma perturbação. A margem de potência reativa  $Q_4$  é negativa, e indica a quantidade mínima de potência reativa para que o sistema alcance um ponto de operação viável.

A curva  $V \times Q$  pode também auxiliar a identificação da quantidade de potência reativa necessária para se obter uma tensão desejada no barramento, além de apresentar a vantagem de permitir uma análise do fenômeno de estabilidade de tensão associada a capacidade do sistema de fornecer potência reativa.

As curvas  $V \times Q$  se mostraram importantes para subsidiar as tomadas de decisão, no papel de metodologias complementares, na avaliação das margens de potência reativa

[43, 44, 83, 85] e na definição das regiões do sistema mais apropriadas para a implantação de ampliações e reforços. Além disso, pode-se utilizar a curva  $V \times Q$  como ferramenta de simulação para analisar margens de segurança, sob a ótica de reserva de potência reativa para fazer frente à contingências no sistema. A Figura 3.5 apresenta gráficos que ilustram como as curvas  $V \times Q$  podem ser usadas para analisar se as reservas de potência reativa são suficientes (a) ou não (b) para suportar as contingências simples (N-1) no sistema.



**Figura 3.5: Margens de Potência Reativa para Contingência Simples**

Antes de se traçar as curvas  $V \times Q$ , é fundamental que sejam escolhidas adequadamente as barras de referência, que são barras cujas tensões servem de referência para representar o comportamento da tensão em uma determinada área do sistema de transmissão, permitindo assim, uma correta análise do fenômeno e a verificação da adequação do perfil de tensão [83, 85].

Outra importante contribuição da curva  $V \times Q$  é sobre a robustez do sistema, que pode ser obtida através da inclinação da curva ( $\partial Q/\partial V$ ).

Por fim, é importante ressaltar que a curva  $V \times Q$  não oferece indicação sobre a capacidade de carregamento do sistema, mas se traduz como um indicativo relevante nas análises dos processos de carregamento de um sistema.

### **3.2.2 Curva $P \times V$**

A metodologia para levantamento de curvas  $P \times V$ , a partir de um determinado ponto de operação, compreende a realização de aumentos sucessivos de carga em uma área do sistema, até o ponto de máximo carregamento, chamado de nó ou nariz da curva.

Através das curvas  $P \times V$  é possível identificar a diferença entre o carregamento do ponto inicial de operação do sistema e o ponto de colapso. Essa diferença é denominada de margem de carregamento do sistema ou margem de estabilidade de tensão [1].

Nesta metodologia, os principais problemas são as dificuldades em se determinar corretamente quais barras do sistema precisam ser monitoradas, e de se conseguir a convergência numérica do problema nas proximidades do ponto de colapso.

Neste trabalho, para o levantamento das curvas  $P \times V$  foi utilizado o método da continuação [53, 54], que é um método de análise estática consolidado e empregado mundialmente, que permite que sejam observados os perfis de tensão nas barras do sistema, enquanto são processados seqüencialmente vários casos de fluxo de potência, efetuando incrementos sucessivos a carga de uma barra, de um conjunto de barras ou mesmo de determinada área do sistema. Algumas ferramentas computacionais comerciais de fluxo de potência convencional como o *Anarede* [34] incorporaram esta metodologia no programa e denominaram esta aplicação como fluxo de potência continuado.

O levantamento de curvas  $P \times V$  mostrou-se na prática um método muito adequado para a determinação das margens de estabilidade de tensão do sistema, e por isso vem sendo

utilizado mundialmente com ótimos resultados. No Brasil, o ONS definiu através do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede [15], as diretrizes e critérios para estudos de segurança de tensão, onde fica explícita a necessidade de levantamento das curvas PxV para a realização das avaliações.

Além disso, durante os incrementos de carga para levantamento das curvas PxV, é possível observar a evolução do perfil de tensão das barras do sistema. Normalmente, no processo de elevação de carga o fator de potência da carga é mantido constante.

Apesar de ser possível levantar as curvas PxV de todas as barras do sistema, este procedimento não é normalmente realizado, uma vez que exigiria grande esforço de análise. Por isso, na prática, define-se um pequeno conjunto de barras representativas do sistema, para as quais se executará o levantamento e a análise das curvas PxV. Neste trabalho, as barras que integram esse pequeno conjunto capaz de representar o comportamento da tensão do sistema recebem o nome de barras de referência.

Desta forma, o primeiro desafio para o levantamento das curvas PxV consiste em escolher corretamente as barras de referência. Geralmente, uma vez definida a região do sistema que será objeto de estudo, são escolhidas as barras importantes para sustentação dos níveis de tensão dessa região e as barras onde normalmente os perfis de tensão são mais críticos.

Um aspecto a ser considerado na análise através das curvas PxV é a determinação das fontes de geração que terão a responsabilidade de atender o aumento de carga. Se durante a simulação, todo o aumento de carga for atendido pela barra swing do sistema, serão obtidos resultados irreais. Em contrapartida, se por sua vez, todo aumento de carga for atendido pela geração interna da área sobre análise, não serão consideradas as importações de potência de outras áreas do sistema. Conseqüentemente, os limites de

carregamento obtidos poderão ser superiores aos observados pela operação em tempo real.

Outro aspecto que influencia o traçado das curvas PxV é a correta representação do comportamento da carga, principalmente na área do sistema que sofre o incremento [73]. A modelagem da carga precisa guardar coerência com o comportamento real da carga. Uma modelagem incorreta do comportamento da carga certamente terá muita influência nos resultados obtidos.

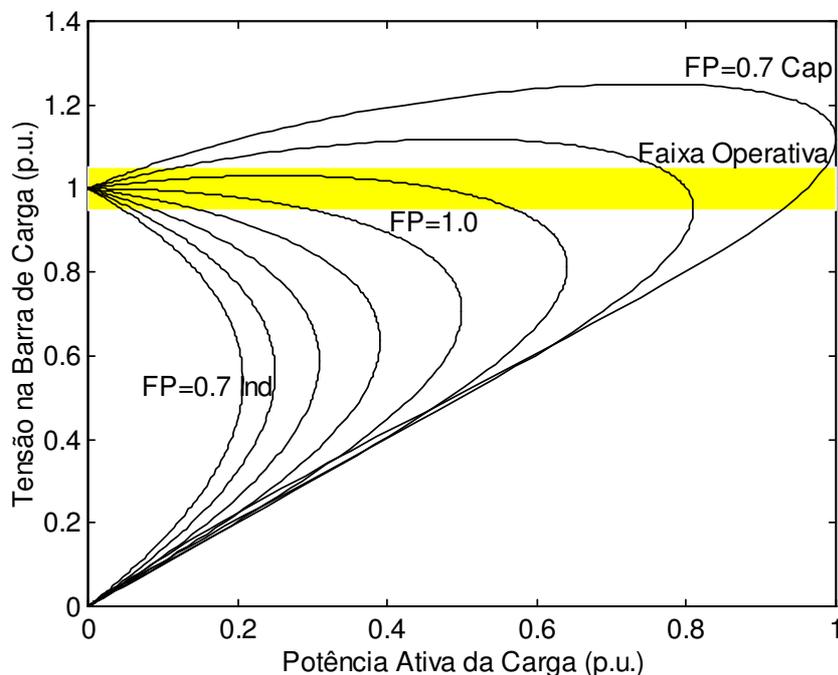
Os programas de fluxo de potência continuado, à semelhança dos programas de fluxo de potência convencionais, permitem, por exemplo, modelar as características dos montantes de carga de um conjunto de barras ou de áreas pré-selecionadas de acordo com o modelo estático tipo ZIP, que foi detalhado no item 2.10.1.

A análise das curvas PxV permite constatar um fato importante de ser ressaltado. Ao contrário do que o senso comum faz crer, um perfil de tensão elevado não caracteriza que o sistema encontra-se longe do ponto de colapso de tensão [55, 56].

Isso pode ser demonstrado através da Figura 3.6, que mostra diversas curvas PxV, onde se varia o fator de potência da carga. Os fatores de potência das curvas variam de 0.60 (indutivo) a 0.70 (capacitivo). À medida que o fator de potência da carga vai se tornando mais capacitivo, a tensão crítica, associada à máxima transferência de potência, torna-se mais alta. Através da Figura 3.6, é possível verificar que o nível de tensão de uma barra não fornece informação significativa sobre a proximidade do limite de transmissão do sistema ou da margem de estabilidade de tensão.

Através desse exemplo, também é possível observar que fatores de potência mais capacitivos (correspondendo a um sistema mais compensado), aproximam as duas soluções do problema de fluxo de potência, tornando a curva mais achatada. Da mesma

forma, a inclinação da tangente à curva ( $\partial V/\partial P$ ), pelo menos para a sua parte superior, vai ficando cada vez menor, ou seja, a curva torna-se mais plana.

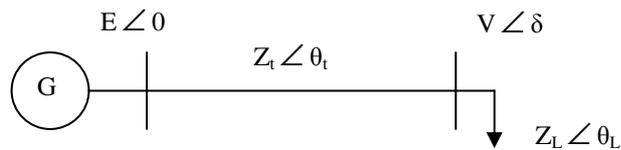


**Figura 3.6: Curva PxV para diversos fatores de potência da carga**

Fonte: Albuquerque V. O., "Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa", Dissertação de M. Sc do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Dezembro de 2002.

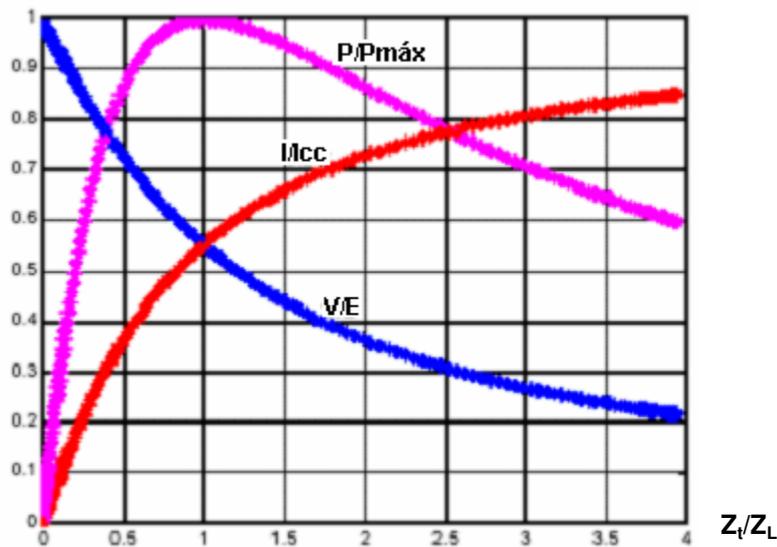
Este comportamento já era esperado e está de acordo com o teorema da máxima transferência de potência, que define a existência de um limite para a transmissão de potência nas redes elétricas.

Analisaremos este teorema a partir de um sistema de duas barras (Figura 3.7), onde está representada uma fonte ideal de tensão, que através de uma linha de transmissão com impedância  $Z_t \angle \theta_t$ , alimenta uma carga com impedância  $Z_L \angle \theta_L$ .



**Figura 3.7: Sistema exemplo**

Analisando a Figura 3.8, supondo  $\theta_t = 90^\circ$  e  $\theta_L = 0^\circ$  conclui-se que :



**Figura 3.8: Evolução de  $P/P_{máx}$ ,  $V/E$  e  $I/I_{CC}$  em função da variação de  $Z_t/Z_L$**

Fonte: Albuquerque V. O., "Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa", Dissertação de M. Sc do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Dezembro de 2002.

- a) Se  $Z_L = \infty$ , não há corrente circulando e a potência entregue à carga é zero;
- b) Se  $Z_L$  diminui (crescimento da carga), há também um aumento na corrente do sistema e uma diminuição da tensão, devido à queda na linha. Apesar da queda na tensão, o aumento no valor da corrente é mais significativo e o resultado é um aumento da potência entregue à carga;
- c) Se  $Z_L = Z_t$  ( $Z_t/Z_L=1$ ), o valor da potência entregue à carga é máximo;

- d) Se  $Z_L$  continua a diminuir (crescimento da carga), a diminuição da tensão na barra de carga é tão mais significativa que o acréscimo na corrente, que o resultado é a diminuição da potência entregue à carga.

As referências [44, 57, 85] avaliaram ainda o impacto de uma modelagem mais acurada para a representação de dispositivos lentos e discretos de controle de tensão, e de cargas do tipo motor de indução, nos estudos segurança de tensão, utilizando técnicas de análise estática. Serão apresentados abaixo os principais aspectos e impactos destas modelagens, que foram implementadas em um programa de fluxo de potência continuado, sendo revelados alguns resultados e conclusões relevantes destes estudos:

- a) Representação do controle automático e discreto de bancos de capacitores/reatores e de LTC sistêmicos em estudos de segurança de tensão [44]

A modelagem da atuação destes dispositivos foi feita atendendo a uma lógica de controle baseada em uma estratégia pré-definida, quanto a uma faixa de tensão, como é praticado na operação do sistema, diferenciando-se das lógicas baseadas em um valor específico de tensão, como normalmente são representados na formulação tradicional do problema.

Os resultados dos estudos mostraram ser benéfica esta modelagem de atuação destes controles, com ganhos na margem de carregamento do sistema. Isto mostra que a representação incompleta dos recursos chaveados de um sistema, pode produzir resultados conservativos de margem de carregamento, influenciando negativamente em seu desempenho ótimo e na tomada de ações, visando o aumento de sua segurança.

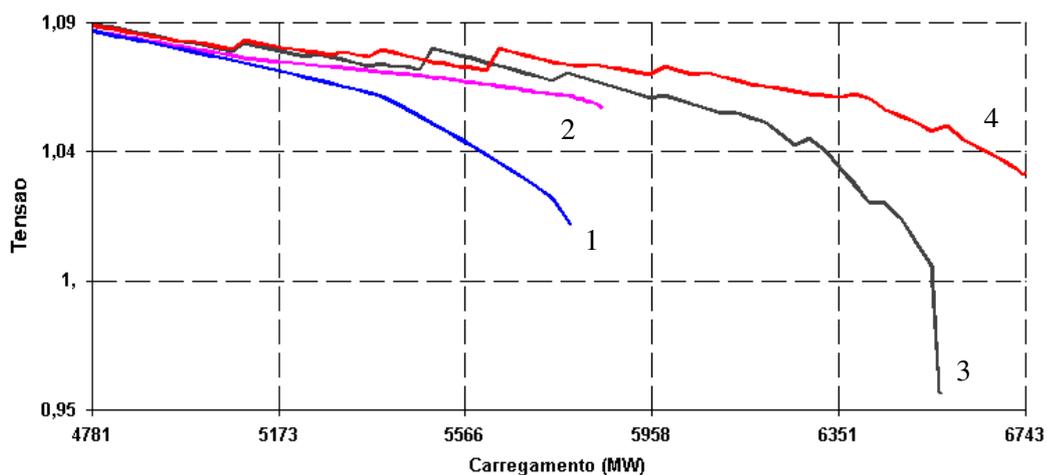
A Figura 3.9 compara as curvas PxV de uma barra importante da área estudada (Rio de Janeiro / Espírito Santo), onde:

Curva 1 - Estudo levando-se em consideração somente a atuação dos LTC representados como automáticos nos casos base (não necessariamente automáticos no campo), sem a lógica de controle por faixa de tensão;

Curva 2 - Estudo levando-se em consideração a atuação dos LTC automáticos no campo, porém, são manobrados LTC sistêmicos (manuais no campo) atendendo lógica de atuação por faixa de tensão;

Curva 3 - Estudo levando-se em consideração somente as atuações dos LTC da curva 1 em conjunto com o chaveamento discreto dos bancos de compensação *shunt*.

Curva 4 - Estudo levando-se em consideração a atuação real dos LTC do sistema (utilizados na curva 2) em conjunto com o chaveamento discreto dos bancos de compensação *shunt*, atendendo lógica de atuação por faixa de tensão.



**Figura 3.9 : Curvas PxV da barra de 500 kV da SE Adrianópolis**

Fonte: PASSOS FILHO J. A., FERREIRA L. C. A., MARTINS N., SOUZA A. C. Z., "Benefícios da Representação do Controle Automático e Discreto de Bancos de Capacitores/Reatores e de LTC Sistêmicos em Estudos de Segurança de Tensão", XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, Outubro de 2003.

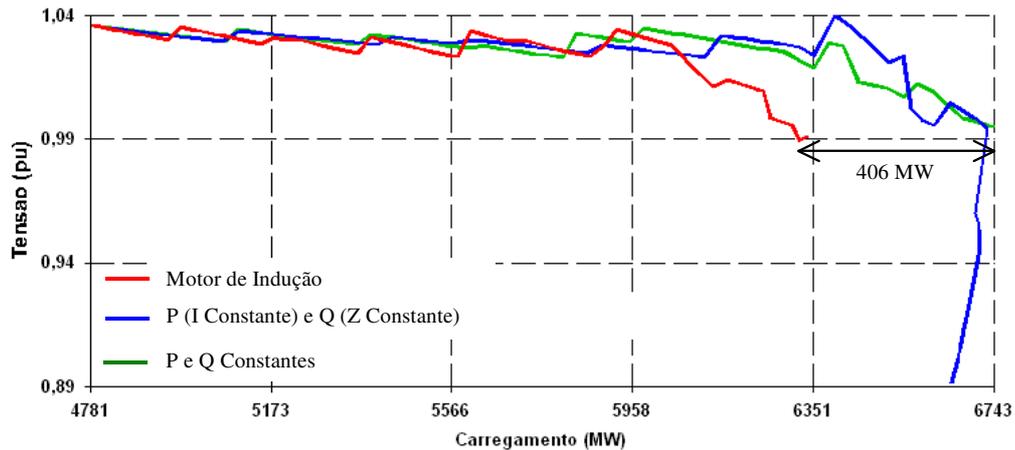
Este estudo realizado por Ferreira [44] foi uma importante referência para o desenvolvimento deste trabalho, pois tem relação direta com o tema pesquisado, inclusive tendo sido avaliada a mesma área do sistema interligado brasileiro.

b) Representação de Motores de Indução [57]

A utilização de um modelo típico agregado de duas barras para motores de indução trifásicos, que considera suas características dinâmicas, foi implementado de forma direta na matriz Jacobiana de um programa de fluxo de potência continuado, inclusive tendo sido definidos parâmetros típicos para cada tipo de motor de indução [1, 3, 57].

A representação incompleta dos recursos discretos de controle de tensão pode produzir resultados conservativos da margem de carregamento de um sistema. A referência [57], por outro lado, mostrou o impacto contrário nesta margem, quando da não representação das cargas tipo motor de indução. Concluindo, a não representação destes motores pode levar a estimar uma margem maior do que a real.

A Figura 3.10 compara os resultados das curvas PV de uma barra importante da área estudada, com e sem a modelagem da carga do tipo motor de indução, obtidas para níveis crescentes de utilização dos recursos de controle de tensão da área estudada (Rio de Janeiro / Espírito Santo). Nesta Figura, são mostradas as margens de carregamento para modelagem da carga como motor de indução, para a representação da carga como P e Q constantes e, ainda, a margem de carga quando da representação de suas parcelas totais de potência ativa e reativa, como corrente e impedância constantes, respectivamente [3].



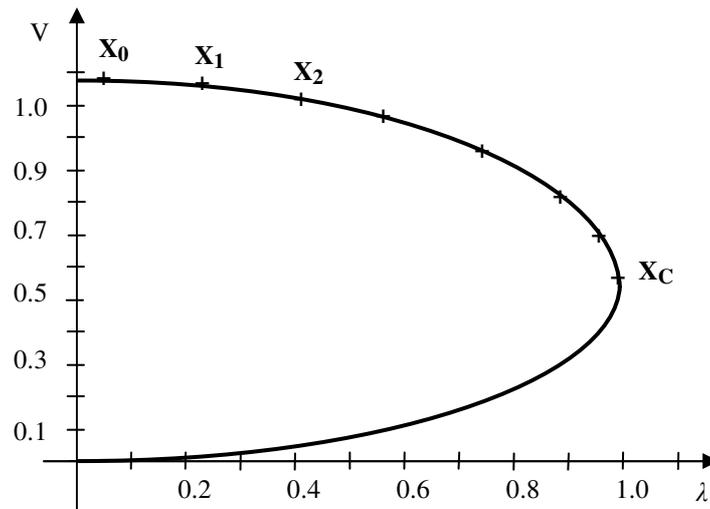
**Figura 3.10: Curvas PxV da barra de 345 kV da SE Adrianópolis**

Fonte: FERREIRA L. C. A., HENRIQUES R. M., FILHO, J. A. P., MARTINS, N., FALCÃO, D. M., "Influência da Representação de Motores de Indução e de Dispositivos de Controle Automáticos e Discretos em Estudos de Segurança de Tensão", *Proceedings of the IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, RJ, May 2004.

A Figura acima mostra que a não representação da carga do tipo motor de indução pode apresentar um erro de 6,5% (406 MW) na margem de carga da área estudada, estimando uma margem maior que a real.

### 3.2.3 Método da Continuação

O traçado de diagramas de bifurcação – ou curvas PxV – para um sistema de potência de grande porte exige uma série de soluções de fluxo de carga. Cada solução corresponde a um ponto da curva PxV. Considerando que se disponha de uma solução inicial (o ponto  $x_0$  na Figura 3.11) e, considerando também as equações do fluxo de potência modificadas pela introdução do parâmetro de bifurcação  $\lambda$ , percebe-se que a obtenção dos pontos  $x_1, x_2, \dots, x_c$  será alcançada através de sucessivos aumentos neste parâmetro.



**Figura 3.11: Curva PxV**

É natural pensar em usar um programa de fluxo de potência comum para o cálculo dos pontos  $x_0, x_1, x_2, \dots, x_c$ . Cada valor de  $\lambda$  corresponde a um valor de carregamento ( e também a uma política de geração) e o problema de determinação da curva se resume em rodar o fluxo de potência para cada um destes sucessivos valores. Este tipo de procedimento pode realmente produzir pontos da curva PxV que se aproximam bastante de  $x_c$ . Todavia o método de cálculo baseado no algoritmo de Newton-Raphson utiliza a matriz Jacobiana das equações de fluxo de potência. Conforme já foi visto, esta matriz é singular no ponto de bifurcação. Sendo assim, próximo a  $x_c$ , pode começar a haver problemas de convergência, pois o Jacobiano fica cada vez mais mal condicionado e, exatamente no ponto crítico, a solução não pode ser determinada por um programa convencional de fluxo de potência, já que não é possível inverter a matriz Jacobiana neste ponto. Uma forma de se traçar toda a curva PxV sem problemas de convergência em nenhum ponto é através do Método da Continuação.

O Método da Continuação é uma ferramenta útil na geração de diagramas de bifurcação de sistemas não lineares de co-dimensão um (ou dependentes de um parâmetro). Em [51] é descrito detalhadamente o método e sua aplicação a sistemas não lineares

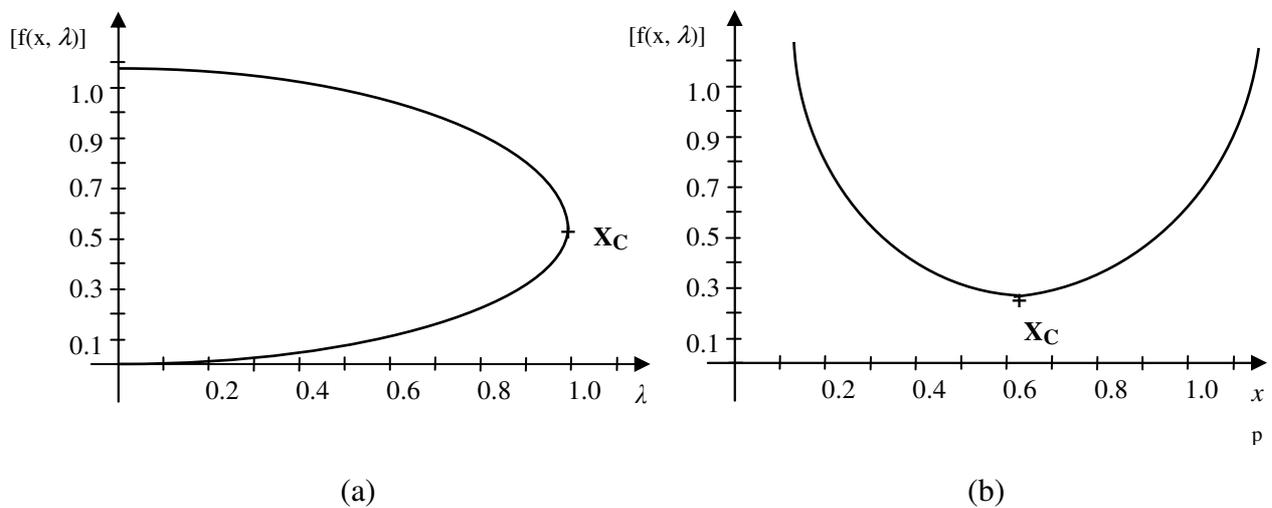
genéricos. Diversos autores já utilizaram diferentes implementações do método da continuação para o traçado das curvas PxV [53]. A abordagem que foi utilizada neste trabalho segue a forma apresentada em [54].

Simplificadamente, pode-se dizer que o método da continuação é capaz de traçar toda a curva PxV porque reinterpreta o problema de se calcular uma solução de um fluxo de potência de tal forma que o Jacobiano não fique singular em  $x_c$ . Para tanto, o método divide o cálculo de cada novo ponto em três etapas: **predição, correção e parametrização**. Antes de se discorrer sobre cada uma destas etapas, é, todavia, importante que se abra um parêntese para se diferenciar os conceitos de **parâmetro de continuação** e **parâmetro de bifurcação**.

A equação 3.16 representa o sistema de equações do fluxo de potência modificadas pela introdução do parâmetro de bifurcação  $\lambda$ .

$$F(\theta, V, \lambda) = 0 \quad (3.16)$$

Este sistema possui  $n$  equações e  $n + 1$  incógnitas. Para que ele seja resolvido, deve-se fixar uma destas incógnitas e se calcular as  $n$  restantes em função da mesma. Em outras palavras, escolhe-se uma das incógnitas para ser o parâmetro de continuação. No traçado de uma curva PxV, é natural usar o parâmetro de bifurcação  $\lambda$  para este fim. Entretanto este procedimento não permite calcular o ponto crítico. Pode-se, então, usar uma outra incógnita como parâmetro de continuação. Ao invés de fixar um novo valor para  $\lambda$ , fixa-se por exemplo, o valor de um certo ângulo  $\theta_i$  e, a partir daí, pode-se calcular os valores dos outros  $\theta$ s e  $V$ s e do próprio  $\lambda$ . Para melhor compreensão deste procedimento, utiliza-se a Figura abaixo, retirada de [51].



**Figura 3.12: O processo de parametrização permite o cálculo de um ponto crítico**

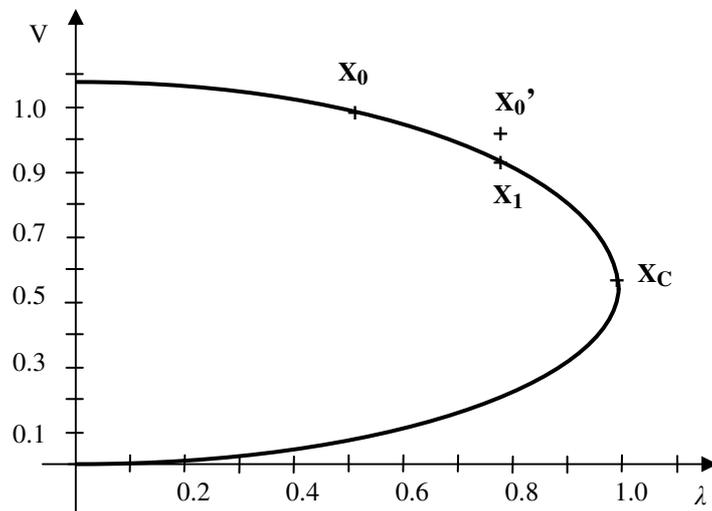
Na Figura 3.12 (a), o cálculo do ponto crítico não é possível através do método de Newton-Raphson, pois o uso de  $\lambda$  como parâmetro de continuação torna o Jacobiano de  $f(x, \lambda)$  singular em  $x_c$ . Já no caso (b) não há problema em se calcular este ponto e nem mesmo de se ir além dele, pois a escolha adequada de  $x$  como parâmetro de continuação impediu a singularidade do Jacobiano de  $f(x, \lambda)$ .

Esta é a idéia por trás do método da continuação. O vetor das incógnitas iniciais  $[\theta, V, \lambda]$  passa a ser visto como um vetor  $[z, p]$ , onde  $z$  é constituído pelas variáveis a serem calculadas e,  $p$ , o parâmetro de continuação. A cada novo ponto calculado, escolhe-se uma dentre as variáveis  $(\theta, V, \lambda)$  para servir como parâmetro de continuação  $p$  e calcula-se as outras  $z$  variáveis restantes. Utilizando-se este procedimento, pode-se traçar toda a curva PxV usando o método de Newton-Raphson. Antes de voltar à discussão do método da continuação, em si, é importante salientar que a escolha de uma variável de continuação diferente de  $\lambda$  não resulta em uma solução diferente da que seria obtida se  $\lambda$  tivesse sido a escolhida. Os pontos assinalados nas Figuras 3.12 (a) e (b) são os

mesmos, porém, estão apenas apresentados de formas diferentes. Embora, próximo ao nariz da curva  $PxV$ ,  $\lambda$  possa não ser a variável escolhida como parâmetro de continuação, esta variável ainda é um parâmetro de bifurcação, já que é a partir de um determinado valor de  $\lambda$  que não há mais soluções para  $f(\theta, V, \lambda)$ .

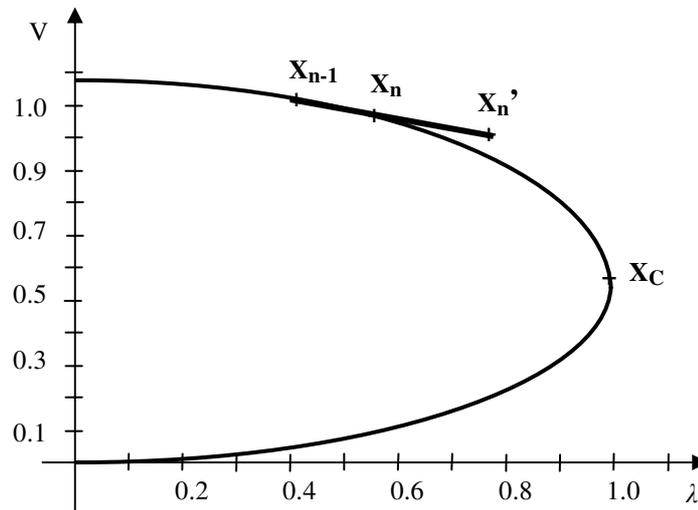
### 3.2.3.1 Predição

Suponha que se esteja no ponto  $x_0$  da curva  $PxV$  da Figura 3.11. Usando o método da continuação, o primeiro passo para o cálculo do ponto  $x_1$  é a predição de uma estimativa inicial para este novo ponto. Esta estimativa é o ponto  $x_0'$  da Figura 3.13.



**Figura 3.13: Predição de um novo ponto**

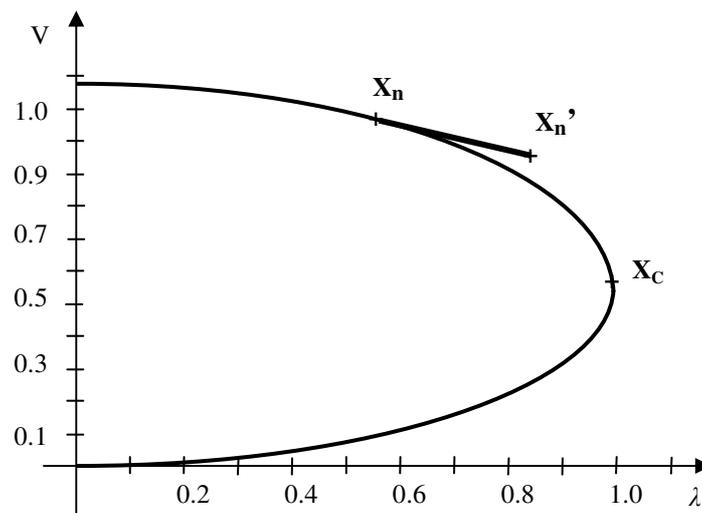
Para a obtenção de  $x_0'$ , o preditor pode usar uma extrapolação polinomial ou utilizar a tangente à curva no ponto  $x_0$ . O preditor polinomial de ordem 1, ou o preditor do tipo secante, necessita das duas últimas soluções para indicar a estimativa subsequente, como mostra a Figura 3.14.



**Figura 3.14: Preditor secante**

Preditores de ordem superior necessitam de um número maior de soluções anteriores ao ponto que se quer calcular.

Um preditor do tipo tangente necessita do cálculo da tangente no ponto precedente ao que se quer calcular, como mostra a Figura 3.15.



**Figura 3.15: Preditor tangente**

No caso das equações modificadas do fluxo de potência (escritas em função  $z$  e  $p$ , como já explicado) a tangente à curva  $P \times V$  pode ser calculada da seguinte forma :

$$F(z, p) = 0 \Rightarrow \frac{dF}{dp} = 0 \quad (3.17)$$

$$\frac{dF}{dp} = \frac{\partial F}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial p} + \frac{\partial F}{\partial p} = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial z}{\partial p} = - \left( \frac{\partial F}{\partial z} \right)^{-1} \frac{\partial F}{\partial p} \quad (3.19)$$

Onde:

$\frac{\partial z}{\partial p}$  é o Vetor Tangente,

$\frac{\partial F}{\partial z}$  é o Jacobiano do fluxo de potência e

$\frac{\partial F}{\partial p}$  para fluxo de potência, é o vetor de injeção de potência ativa e reativa em cada barra.

Na equação 3.19 foi visto que o vetor tangente mostra como as variáveis de estado se modificam com o carregamento de um sistema. Pode-se observar pela demonstração abaixo, considerando-se as equações de fluxo de potência, que o vetor tangente é obtido diretamente pelo produto da inversa da matriz Jacobiana pelo vetor de carga/geração inicial.

$$\text{Sendo :} \quad \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}, \text{ e} \quad (3.20)$$

$$P^i = P^{i(0)} \cdot (1 + \Delta \lambda), \quad \text{onde} \quad \Delta P^i = P^i - P^{i(0)} \quad (3.21)$$

$$Q^i = Q^{i(0)} \cdot (1 + \Delta \lambda), \quad \text{onde} \quad \Delta Q^i = Q^i - Q^{i(0)}, \quad \text{temos :}$$

$$\begin{aligned} \Delta P^i &= P^{i(0)} \cdot \Delta \lambda \\ \Delta Q^i &= Q^{i(0)} \cdot \Delta \lambda \end{aligned} \quad (3.22)$$

Onde  $P^{i(0)}$  e  $Q^{i(0)}$  são as cargas ativa e reativa inicialmente conectadas à barra  $i$ , e  $P^i$  e  $Q^i$  são as cargas ativa e reativa após a variação do parâmetro  $\lambda$ .

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{\Delta\lambda} = [\mathbf{J}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{P}^0 \\ \mathbf{Q}^0 \end{bmatrix} = \text{Vetor Tangente} \quad (3.23)$$

Desta forma, o cálculo deste vetor é facilmente incorporado em qualquer programa de fluxo de carga convencional.

Uma vez determinada a direção da tangente, resta, para se completar a Predição, saber qual é o passo a ser dado nesta direção. O tamanho deste passo é um parâmetro importante na eficiência do processo de continuação como um todo. Se o passo for muito pequeno, a estimativa  $x_0'$  ( e conseqüentemente o ponto  $x_1$  ) estará muito próxima a  $x_0$  e muitos pontos serão calculados para o traçado de toda a curva PxV. Por outro lado, se a estimativa  $x_0'$  estiver muito afastada da curva PxV, o que corresponde a um passo muito grande, muito tempo será despendido na fase de correção. De acordo com o exposto em [54], a adoção dos seguintes incrementos através da normalização do vetor tangente leva a resultados satisfatórios no que concerne à eficiência do método da continuação :

$$\Delta p = \frac{\pm K_c}{\left\| \frac{dz}{dp} \right\|} \quad (3.24)$$

$$\Delta z = \Delta p \cdot \frac{dz}{dp} \quad (3.25)$$

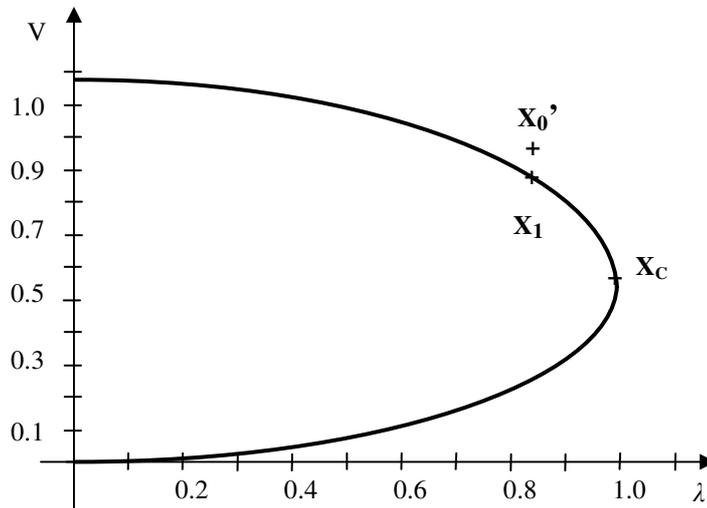
Segundo [54], um valor adequado para a constante  $K_c$  é 1. O sinal a ser utilizado na equação 3.24 vai depender de uma observação da variação do parâmetro de continuação. Se o parâmetro estiver aumentando entre os dois últimos pontos

calculados, o sinal é positivo, senão, deverá ser negativo. A variação deste parâmetro permite o traçado da curva PxV com diferentes precisões. O ponto  $x_0'$ , será, então :

$$x_0' = (z_0 + \Delta z, p_0 + \Delta p) \quad (3.26)$$

### 3.2.3.2 Correção

O objetivo da etapa de correção é calcular, a partir de uma estimativa  $x_0'$ , um ponto  $x_1$  que seja uma solução do fluxo de potência, ou seja, que pertença à curva PxV, como mostra a Figura 3.16 :



**Figura 3.16: Correção da previsão**

O método a ser utilizado no processo de correção é o próprio método de Newton-Raphson. Entretanto, para garantir que não ocorram problemas de convergência na determinação de  $x_1$ , uma nova equação é acrescentada às equações de fluxo de potência, gerando um novo sistema de equações não-lineares:

$$F_1(\theta, V, \lambda) = F_1(z, p) = \begin{bmatrix} F(z, p) \\ g(z, p) \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

A referência [51] apresenta diversas opções para a equação  $g(z,p)$ . Uma delas é manter constante o valor de  $p$  entre  $x_0'$  e  $x_1$ , ou seja:

$$g(z, p) = p - p_0 = 0 \quad (3.28)$$

$$g(z, p) = \Delta p(p - p_0 - \Delta p) + \Delta z^T(z - z_0 - \Delta z) = 0 \quad (3.29)$$

A forma implementada em [54] usa a equação do hiperplano perpendicular ao vetor tangente à curva PxV, ou seja:

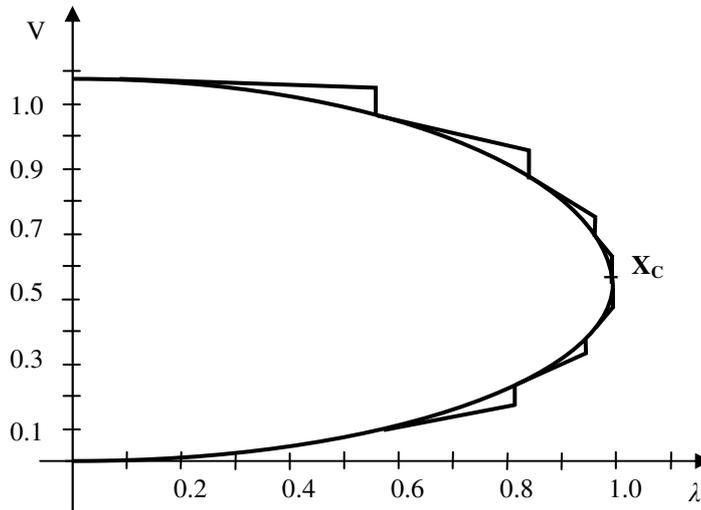
Independentemente da forma adotada para a equação  $g(z, p)$ , o importante é que o acréscimo desta ao conjunto de equações do fluxo de potência dá origem a um novo sistema cujo Jacobiano não é singular em nenhum ponto da curva PxV. Este Jacobiano será dado por:

$$J_c = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial z} & \frac{\partial F}{\partial p} \\ \Delta z^T & \Delta p \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

e o sistema linearizado ficará da seguinte forma :

$$\begin{bmatrix} \Delta F \\ \Delta g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial z} & \frac{\partial F}{\partial p} \\ \Delta z^T & \Delta p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta p \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Desta forma, garante-se que o método de Newton-Raphson será capaz de corrigir as estimativas oriundas da predição até mesmo na região do nariz da curva. Acoplado preditor e corretor, é possível traçar a curva PxV através de uma série de estimativas e correções, como mostrado na Figura 3.17:



**Figura 3.17 : Uso do Método da Continuação no traçado da curva PV**

Um comentário acerca da convergência da correção é apropriado neste momento. Embora a possibilidade de inversão do Jacobiano garanta a utilização do método de Newton-Raphson em todos os pontos da curva, existe um outro fator que pode comprometer o sucesso da correção. Tal fator é a distância entre a estimativa inicial e a solução final. Se o ponto de partida estiver muito longe do nariz da curva PxV, o método pode não convergir ou necessitar de um número excessivo de iterações para chegar a um resultado satisfatório. Desta forma, percebe-se que pode ser necessário fazer um controle dinâmico dos incrementos  $\Delta p$  e  $\Delta z$ , ou seja, aumentá-los quando a etapa de correção convergir muito rapidamente, ou diminuí-los quando a etapa de correção convergir muito lentamente ou divergir. Segundo [51], um parâmetro que pode ser usado para este fim é o número de iterações na etapa de correção. Considerando uma tolerância de erro  $\varepsilon = 10^{-4}$ , esta referência indica como número ótimo de iterações,  $N_{opt} \approx 6$ . Sendo assim, chamando de  $N_j$  o número de iterações necessárias para se chegar a uma solução do método de Newton Raphson, pode-se comparar  $N_j$  a  $N_{opt}$ . Caso  $N_j$  seja maior, pode-se reduzir o incremento adotado na última predição, multiplicando-o por  $\xi$  :

$$\xi = \frac{N_{opt}}{N_j} \quad (3.32)$$

Caso a comparação indique  $N_j$  menor do que  $N_{opt}$ , a multiplicação pelo mesmo fator pode ser usada para aumentar tais incrementos. Em [54], os incrementos em  $\Delta p$  e  $\Delta z$  são divididos por 2 toda vez que há falha no processo de correção.

### 3.2.3.3 Parametrização

Nas seções anteriores, mostrou-se como os processo de predição e correção podem ser usados no traçado da curva PxV. Até aqui o problema de mal condicionamento da matriz Jacobiana do fluxo de potência não foi resolvido, trazendo problemas para o cálculo de vetor tangente, este também dependente da inversão daquela matriz. Conforme já foi dito, a eliminação dos problemas de convergência está baseada na escolha de um parâmetro de continuação  $p$  adequado. Esta escolha é feita no momento da parametrização.

Para se determinar o parâmetro de continuação a ser usado no passo seguinte, deve-se avaliar a variação relativa em todas as variáveis do sistema. O novo parâmetro de continuação deve corresponder à variável de estado que apresentou a maior mudança, ou seja :

$$p \rightarrow \max \left\{ \left| \frac{\Delta z_1}{z_1} \right|, \left| \frac{\Delta z_2}{z_2} \right|, \left| \frac{\Delta z_3}{z_3} \right|, \dots, \left| \frac{\Delta z_n}{z_n} \right|, \left| \frac{\Delta p}{p} \right| \right\} \quad (3.33)$$

O comportamento natural do processo de parametrização é escolher inicialmente  $\lambda$ , e isso está em concordância com o fato de que a parte inicial da curva PxV é menos íngreme, ou seja, as tensões variam pouco para grandes variações de  $\lambda$ . Próximo ao ponto de bifurcação, há uma mudança de  $\lambda$  para alguma tensão ou ângulo e, após a passagem do ponto crítico, o sistema volta a usar  $\lambda$  como o parâmetro de continuação.

Como último comentário acerca da parametrização, é interessante notar que a escolha da equação 3.29 no momento da correção garante que o Jacobiano do novo sistema seja inversível em todo ponto da curva, mesmo que o parâmetro de continuação seja  $\lambda$ . Isto

não elimina a necessidade da parametrização, pois no cálculo da tangente, a matriz  $\frac{\partial F}{\partial z}$  (Jacobiano) ficaria singular no ponto crítico se outra variável não fosse escolhida como parâmetro de continuação.

# Capítulo 4:

## Metodologia Utilizada para Cálculo de Regiões de Segurança

### 4 PROCESSO DE CÁLCULO DAS REGIÕES DE SEGURANÇA

#### 4.1 A FERRAMENTA ORGANON

Os estudos foram realizados utilizando a ferramenta Organon [8, 26, 79, 80], do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Esta ferramenta passou por um processo criterioso de validação pelo ONS, sendo considerada apta para realização de estudos de análise estática.

Através desta ferramenta é possível efetuar a simulação de diversas condições de operação de um sistema elétrico, no intuito de se identificar regiões de operação segura, tanto sob o aspecto de regime permanente quanto de regime dinâmico. Neste trabalho as análises se concentraram na utilização de métodos de análise estática para cálculo destas regiões de segurança, também chamadas de “radares”.

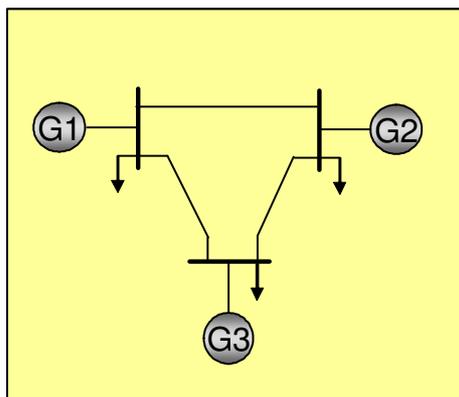
Para o cálculo das regiões de segurança foram utilizados os métodos de Newton Raphson para a solução do fluxo de potência da rede e o método da continuação, com predição pelo Vetor Tangente e parametrização, para direcionar as trajetórias de variação de geração nas usinas na busca dos limites que caracterizam as fronteiras da região segura.

## 4.2 O PROCESSO DE VARIAÇÃO DA GERAÇÃO

A metodologia utilizada pela ferramenta baseia-se na criação de três grupos de usinas geradoras, denominados G1, G2 e G3, conforme Figura 4.1. A partir da definição das usinas que compõem estes três grupos, deve ser definida uma lista de contingências na área de interesse, que serão analisadas durante o processo de variação de geração de potência ativa nestes grupos de geração.

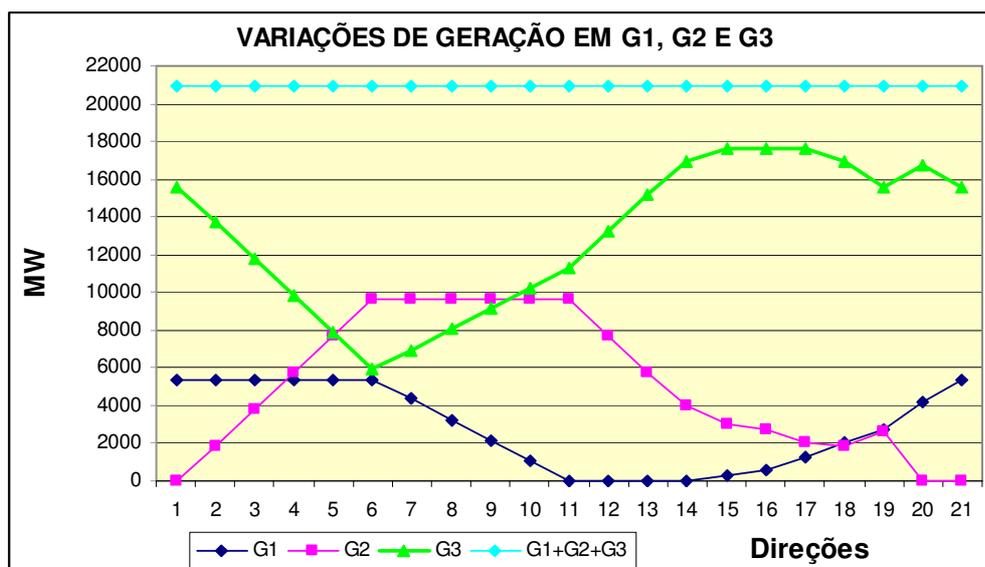
Os grupos de geração devem ser organizados da seguinte forma:

- G1: primeiro grupo de geradores eletricamente próximos da área a ser estudada;
- G2: segundo grupo de geradores eletricamente próximos da área a ser estudada;
- G3: grupo de geradores eletricamente fora da área a ser estudada, que irá se comportar como um grupo “swing”, fazendo o balanço de geração face às variações dos grupos G1 e G2.



**Figura 4.1: Três Grupos de Geradores**

A carga do sistema é sempre mantida constante durante todo o processo de variação de geração entre os grupos. A Figura 4.2 exemplifica este processo de variação de geração.



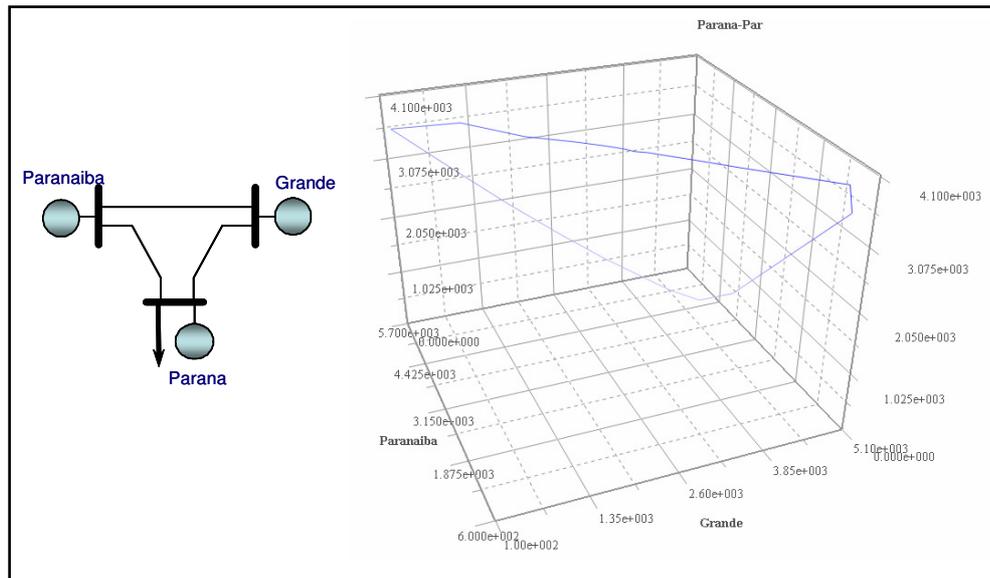
**Figura 4.2: Processo de Variação de Geração ( $G1+G2+G3 = \text{Constante} + \text{Perdas}$ )**

O processo se inicia a partir de um ponto de operação de uma rede elétrica representada através de um caso de fluxo de potência convergido. A partir deste ponto de operação são efetuadas variações de geração de potência ativa nos três grupos de geradores em diversas direções radiais (em linha reta) em torno deste ponto, utilizando-se o método da continuação, na busca dos limites da região de segurança. É possível calcular desde até 40 direções aproximadamente equidistantes. Estas regiões de segurança podem estar delimitadas por violações de limites de tensão, de limites térmicos de equipamentos e/ou de limites de estabilidade de tensão, que serão monitorados ao longo da trajetória de cada direção estudada. Para cada direção, a geração dos grupos de geradores é modificada até que seja alcançado um limite de estabilidade de tensão ou que se esgote a capacidade de redução ou elevação de geração de um determinado grupo.

Não há uma técnica definida sobre como selecionar e agrupar da melhor maneira os geradores que compõem cada grupo, ficando esta tarefa a cargo do usuário do Organon. Contudo, considerando a lógica de variação de geração estabelecida no programa e os resultados obtidos neste trabalho, sugere-se que cada grupo seja composto por usinas

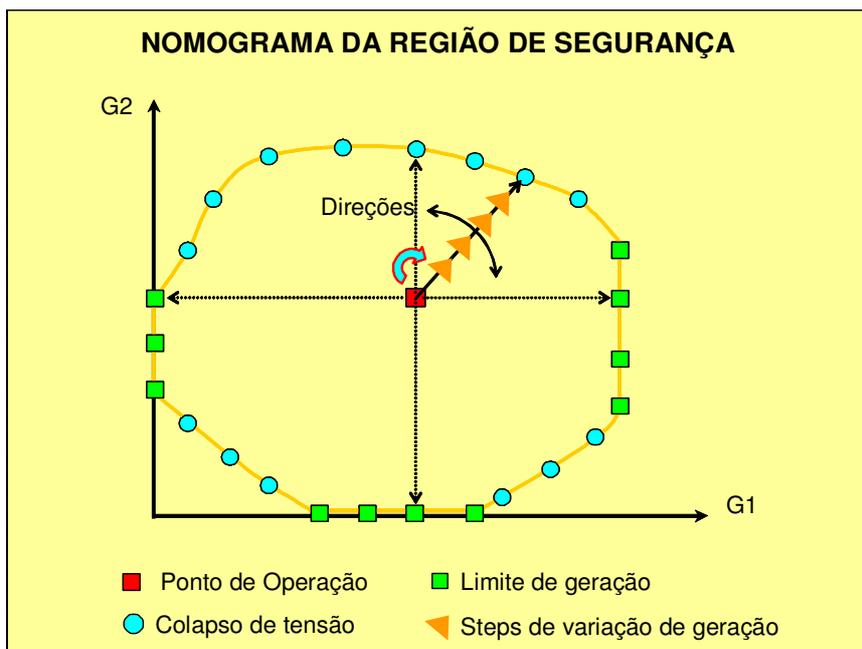
contidas numa mesma área ou região geoeétrica específica para cada grupo, de forma que o sistema de transmissão que une os três grupos seja o foco do estudo e onde serão aplicadas as contingências.

As regiões de segurança são calculadas em função de três variáveis, que são as gerações dos três grupos de geradores, o que resulta num contorno similar ao exemplo da Figura 4.3.



**Figura 4.3: Região de Segurança - Superfície embutida no R3 (quase plana)**

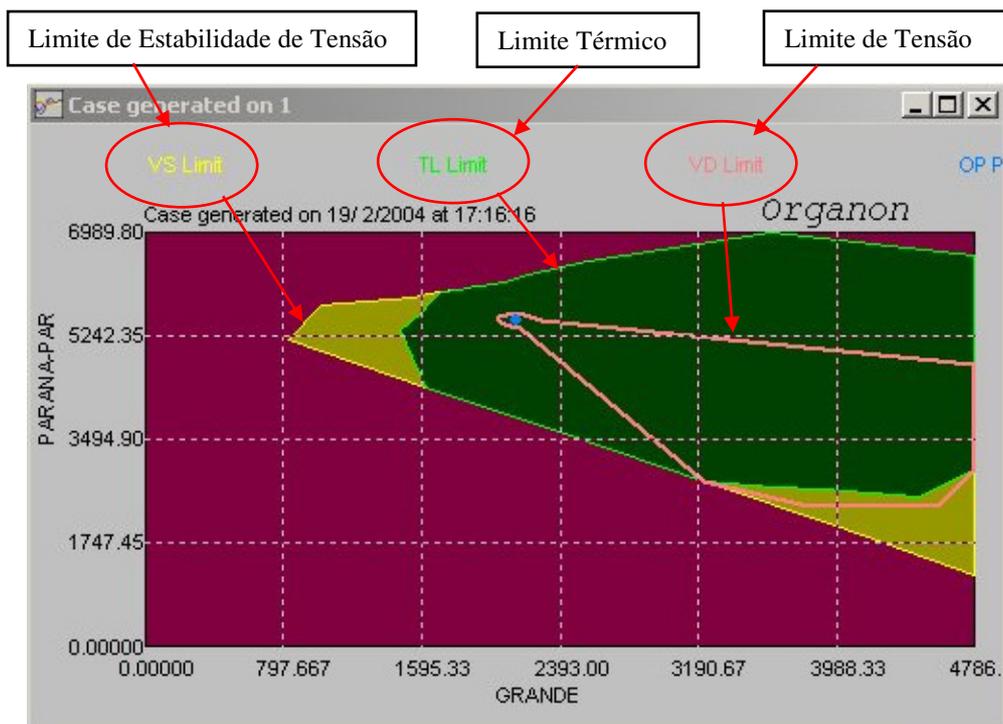
Com o objetivo de facilitar a visualização gráfica, e a tomada de decisões operativas de remanejamento de geração entre usinas, optou-se por apresentar os resultados que são tridimensionais, através de três nomogramas, conforme o exemplo da Figura 4.4. Nota-se também por esta figura, que as variações de geração em cada direção obedecem a uma linha reta.



**Figura 4.4: Nomograma da Região de Segurança**

O fluxo de potência continuado do Organon é utilizado para definir as variações da geração, além de proporcionar maior robustez nas análises efetuadas nas proximidades dos limites da região de segurança. Neste método, as variações de geração dependem do parâmetro de continuação  $\lambda$ , e podem ser positivas ou negativas. Cada patamar de variação nos grupos de geradores corresponde a um passo Predictor do tipo tangente. A utilização do método da continuação permite que todas as soluções para qualquer ponto da curva PxV, inclusive a ponta do nariz da curva, seja calculada sem problemas relacionados à singularidade da matriz Jacobiana, conforme já detalhado no capítulo 3.

Os pontos limites da região de segurança, os motivos associados e as contingências críticas, são armazenados e indicados nos nomogramas para cada direção estudada, conforme exemplo de nomograma da Figura 4.5, gerado pelo Organon.



**Figura 4.5 : Nomograma da Região de Segurança - Organon**

Apesar de não ser possível efetuar a variação da carga de uma determinada área neste processo, pode-se agrupar um conjunto de usinas em uma mesma área do sistema e fazer com que a variação de geração interna caracterize uma variação de carga para esta área. Além disto, foi implementada uma lógica ao programa que desliga e liga máquinas nas usinas ao longo das direções de variação de geração permitindo não só a exploração de toda a capacidade das usinas, como também tornando mais realista a variação de geração desejada. Além disso, evita-se principalmente permanecer com unidades geradoras sincronizadas a vazio, com toda a folga de potência reativa disponível, o que poderia mascarar os problemas relacionados à estabilidade de tensão que estão diretamente ligados às margens de potência reativa.

#### **4.3 O PROCESSO DE CONTROLE AUTOMÁTICO E DISCRETO DE CAPACITORES/REACTORES E DE LTC**

A ferramenta utilizada dispõe de algumas maneiras de representação dos dispositivos lentos de controle de tensão, que definirão a lógica que será utilizada para o

chaveamento destes dispositivos ao longo do processo de cálculo das regiões de segurança.

Inicialmente, é necessário que seja disponibilizado um arquivo denominado “*shunt.dat*” com registros de todos os capacitores e reatores *shunt* existentes no sistema a ser analisado, como um banco de dados, contendo o número do barramento onde os mesmos estão conectados, a quantidade e a potência reativa nominal de cada equipamento.

Para um mesmo barramento é possível especificar até 8 grupos distintos de dispositivos *shunt*. Nestes casos, a seqüência de entrada de dados é de extrema importância, pois no processo de controle de tensão o chaveamento destes equipamentos pelo programa segue esta mesma seqüência, iniciando pelo primeiro grupo. Portanto, é necessário que se cadastre primeiramente os reatores, se existirem, e em seguida os capacitores, se existirem. Este arquivo deve ser lido juntamente com o caso base a ser estudado.

Para cada barramento que dispõe de capacitores e/ou reatores *shunt*, deve ser especificada a barra controlada pelos dispositivos, as tensões mínima e máxima da faixa de controle ( $V_{\text{mín}}$  e  $V_{\text{máx}}$ ) e o modo de controle dos dispositivos (discreto, contínuo ou fixo). Pode ser especificada uma barra remota para ser controlada por estes dispositivos, devendo-se adotar alguns cuidados como não utilizar mais de um barramento remoto controlando um mesmo barramento, visando evitar problemas de conflito de controles pelo programa.

No caso dos LTC dos transformadores selecionados para controle automático, é necessário que seja especificada a barra controlada e os valores de tensão mínima e máxima da faixa de controle ( $V_{\text{mín}}$  e  $V_{\text{máx}}$ ). Esta lógica de atuação dos LTC por faixa de tensão é a que mais se aproxima da estratégia operativa real para os LTC não automáticos no campo, que são manobrados manualmente por ordem dos operadores,

portanto, traduzindo melhor o raciocínio dos mesmos [44, 57, 73]. A outra forma de representar LTC para atuar automaticamente é através da especificação de um valor fixo de tensão para a barra controlada ( $V_{\min} = V_{\max}$ ), forma como os LTC costumam ser representados nos casos base (não necessariamente automáticos no campo, mas representados assim, por conveniência de ajustes nos estudos e por não provocarem grande impacto durante o processo numérico de convergência) [44].

No sentido de se evitar que ocorram conflitos de controle, o Organon tem uma regra que unifica as faixas de controle de um barramento que esteja sendo controlado simultaneamente por dispositivos *shunt* e LTC, caso tenham sido especificadas faixas diferentes para os mesmos. O programa uniformiza a faixa de controle considerando o menor de todos os valores mínimos e o maior de todos os valores máximos de tensão.

O valor do elemento *shunt* varia de forma discreta, tal como em sistemas reais, onde são chaveados bancos de capacitores/reatores de valores fixos. Como no modelo matemático a variação é feita de forma contínua, após a convergência do processo iterativo, há necessidade de se ajustar a potência do dispositivo *shunt* para um valor discreto. Este procedimento é feito através de uma análise comparativa entre o valor do *shunt* discreto e o valor contínuo encontrado na solução, decidindo ou não pelo chaveamento do *shunt*, de maneira a minimizar o impacto na tensão controlada. Este procedimento pode eventualmente ocasionar valores finais da tensão controlada fora da faixa de operação permitida.

No processo de controle de tensão, apesar dos dispositivos *shunt* terem prioridade em relação ao controle por LTC, quando o desvio de tensão na barra controlada é pequeno um *shunt* pode não ser chaveado caso o seu valor discreto seja relativamente alto, comparado com o valor contínuo de compensação de potência reativa necessário para corrigir o desvio da tensão. Neste caso, se houver um LTC controlando este barramento, o mesmo irá atuar para ajustar a tensão na faixa, caso exista margem nos

tapes. Por outro lado, caso o desvio de tensão na barra controlada seja maior, implicando num valor contínuo de compensação de potência reativa mais próximo do valor discreto do *shunt*, o mesmo será chaveado. Em seguida, após o processo de discretização, o tap assume o controle e faz o ajuste fino necessário para manter a tensão na faixa de controle. No caso de haver um *shunt* contínuo (compensador estático), este tem a prioridade, ou seja, o tape só assume o controle se o *shunt* atingir o limite.

#### **4.4 SEQUÊNCIA DO PROCESSO DE CÁLCULO DAS REGIÕES DE SEGURANÇA**

O processo de cálculo das regiões de segurança está totalmente automatizado na ferramenta Organon, podendo ser inclusive realizado por processamento distribuído com ganhos significativos no tempo de processamento. Este processo pode ser melhor entendido através da seqüência de passos descrita abaixo:

**Passo 1:** inicia-se o processo carregando o programa Organon e lendo um caso base da rede a ser estudada. Este caso base deve ter identificado todos os dispositivos *shunt* disponíveis;

**Passo 2:** o Organon simula a lista de contingências para este ponto. Esta lista pode conter quantas contingências forem necessárias, devendo ter no mínimo uma;

**Passo 3:** o Organon escolhe uma direção (podem ser definidas de 4 a 40 direções) para efetuar as variações de geração. Cada direção recebe uma numeração para facilitar a identificação;

**Passo 4:** efetua-se a variação de geração nos grupos de geradores G1, G2 e G3 através do método da continuação, fazendo um passo “Preditor” (utilizando o Vetor Tangente);

**Passo 5:** verifica-se se foi esgotada a capacidade máxima ou mínima de geração de cada grupo de geradores. Se ocorrer esgotamento de geração em qualquer dos grupos o processo efetua somente o passo 6 (Corretor) e dá o ciclo como encerrado, ou seja, volta

ao Passo 3 para uma nova direção, classificando este ponto de operação como limite de geração. Se não ocorrer esgotamento de geração, segue-se para o Passo 6;

**Passo 6:** efetua-se o passo “Corretor” para se encontrar um ponto de operação convergido;

Se o caso convergir segue-se para o Passo 7;

Se o caso não convergir, o programa inicia uma busca binária, voltando ao último ponto em que o caso estava convergido e reduzindo o passo “Preditor” à metade. Daí em diante ele inicia uma seqüência de avanços, se o caso convergir, ou recuos se o caso não convergir, sempre reduzindo o delta de deslocamento pela metade. Esse processo acaba quando ocorrerem dois pontos consecutivos onde o caso converge em um e não converge no outro e a distância entre eles é inferior a 50MW. Assim, o ponto de operação referente ao último caso convergido é considerado um limite de estabilidade de tensão e é classificado pelo programa como “Nose Limit”. Em outras palavras, é um limite obtido com o sistema completo, sem que qualquer contingência tenha sido aplicada. Neste ponto, retorna-se ao Passo 3;

**Passo 7:** discretizam-se os tapes e os dispositivos *shunt* discretos, de acordo com a lógica apresentada no item 4.3.

**Passo 8:** inicia-se a simulação da lista de contingências, verificando se o caso converge para todas as contingências. Se as contingências convergirem, retorna-se ao Passo 4. Ao detectar um ponto em que a contingência pára de convergir, o programa inicia uma busca binária, voltando ao último ponto em que a contingência convergiu e reduzindo o passo “Preditor” à metade. Daí em diante ele inicia uma seqüência de avanços, se a contingência convergir, ou recuos se ela falhar, sempre reduzindo o delta de deslocamento pela metade. Esse processo acaba quando ocorrerem dois pontos consecutivos onde a contingência converge em um e não converge no outro e a distância

entre eles é inferior a 50MW. Assim, o ponto de operação referente ao último caso convergido é considerado um limite de estabilidade de tensão e é classificado pelo programa como “Security Limit”.

Obs.1: esta lista de contingências é definida pelo usuário e armazenada num arquivo que deve ser lido pelo Organon no início do processo;

Obs. 2: ao longo deste processo, caso sejam detectadas violações de limites de tensão ou de carregamento de equipamentos, o programa registra este ponto de operação nos relatórios e nomogramas e continua a variar as gerações na mesma direção, dando seqüência aos demais passos, até que seja encontrado um limite de estabilidade de tensão ou um limite de geração num determinado grupo de geradores;

**Passo 9:** refaz-se o ciclo a partir do passo 3 até completar o número de direções especificado.

Ao final de todo este processo, o programa gera os três nomogramas (G1xG2, G1xG3 e G2xG3) das regiões de segurança e relatórios sob forma de tabelas com informações sobre os limites encontrados em cada direção de variação de geração. O Capítulo 5 irá apresentar e analisar alguns exemplos deste processo e seus resultados.

# Capítulo 5:

## Resultados

### 5 RESULTADOS

#### 5.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ESTUDADO

O sistema estudado através desta metodologia de cálculo de regiões de segurança implementada no programa Organon, foi o de suprimento à área Rio de Janeiro/Espírito Santo. Esta área foi escolhida por ter seu desempenho fortemente influenciado pela coordenação entre os diversos recursos de controle internos e externos à área e possui características topológicas que aumentam a possibilidade de ocorrência de fenômenos de instabilidade de tensão, como a existência de grandes centros de carga, com sistema de suprimento radial, localizados muito distantes das usinas, conseqüentemente interconectados por longas linhas de transmissão. É um sistema dependente de geração externa, onde em média, somente 25% da carga é suprida por geração interna.

Apesar do estudo ter sido focado na área Rio de Janeiro/Espírito Santo, ressalta-se que foi utilizado um caso base mensal do Panejamento da Operação do ONS referente ao período de carga média do mês de novembro de 2006, portanto, com todo o Sistema Interligado Nacional – SIN representado.

## 5.2 DADOS GERAIS DO SIN

O Sistema Interligado Nacional que está representado no caso base analisado, possui as seguintes principais características:

**Tabela 5.1: Dados Gerais da Área Rio/Espírito Santo**

<b>Número de Barramentos</b>	<b>3526</b>
<b>Número de Linhas de Transmissão</b>	<b>5041</b>
<b>Capacidade Instalada de Geração (Potência Ativa)</b> Observação: não está sendo considerada a capacidade de Itaipu 50 Hz = 7000 MW	<b>TOTAL = 87002 MW</b> <b>Hidráulica = 70392 MW</b> <b>Térmica = 11371 MW</b> <b>Nuclear = 2007 MW</b> <b>Eólica = 198,5 MW</b> <b>Biomassa = 33,2 MW</b>
<b>Geração Total (Pg+jQg)</b>	<b>60869 + j 1446</b>
<b>Carga Total (P+jQ)</b>	<b>57453 + j 17372</b>

A topologia simplificada do SIN é mostrada na Figura 5.1.



**Figura 5.1: Diagrama Unifilar Simplificado do Sistema Interligado Nacional**

Fonte: Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) – 2006)

### 5.3 DADOS GERAIS DA ÁREA RIO

A Tabela 5.2 apresenta alguns dados relativos à carga e geração da área Rio de Janeiro/Espírito Santo, também denominada área Rio, obtidos de um caso base mensal do planejamento da operação do ONS, onde podemos destacar a dependência de geração externa para suprir a carga da área. Destaca-se que apesar da capacidade de geração instalada ser da ordem de 66,4 % da carga da área, a maior parte desta geração (65,3%) é oriunda de usinas térmicas, que frequentemente não estão sendo utilizadas, seja por razões de mérito, ou pela falta de gás.

Neste caso de carga média do mês de novembro de 2006, somente 23 % da carga foi suprida por geração interna, implicando em carregamentos através do sistema de suprimento à área da ordem de 5900 MW. Este caso base foi o utilizado nos estudos realizados neste trabalho.

**Tabela 5.2: Dados Gerais da Área Rio/Espírito Santo**

<b>CARGA ( Caso base de Nov/2006- Carga Média )</b>		
EMPRESA	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
LIGHT	4624,5	1087,5
AMPLA	1488,1	772,4
ESCELSA	1285,4	487,9
CFLCL	178,7	99,0
CENF	47,3	21,9
<b>Total Área RJ/ES</b>	<b>7624,0</b>	<b>2468,7</b>
<b>CAPACIDADE DE GERAÇÃO INSTALADA (Nov/06)</b>		
	MW	%
HIDRÁULICA	1757,4	34,7
TÉRMICA	3306,0	65,3
<b>Total Área RJ/ES</b>	<b>5063,4</b>	<b>100,0</b>
<b>GERAÇÃO VERIFICADA MW (Caso base de Nov/2006- Carga Média)</b>		
<b>Total Área RJ/ES</b>	<b>1753,0</b>	
<b>FLUXO DA ÁREA RIO – FRJ MW (definição no item 5.1.2)</b>		
<b>FRJ</b>	<b>5871</b>	

A topologia simplificada desta área é mostrada na Figura 5.2. As siglas de quatro letras identificam as principais subestações e usinas da área ou que tenham influência no seu desempenho.

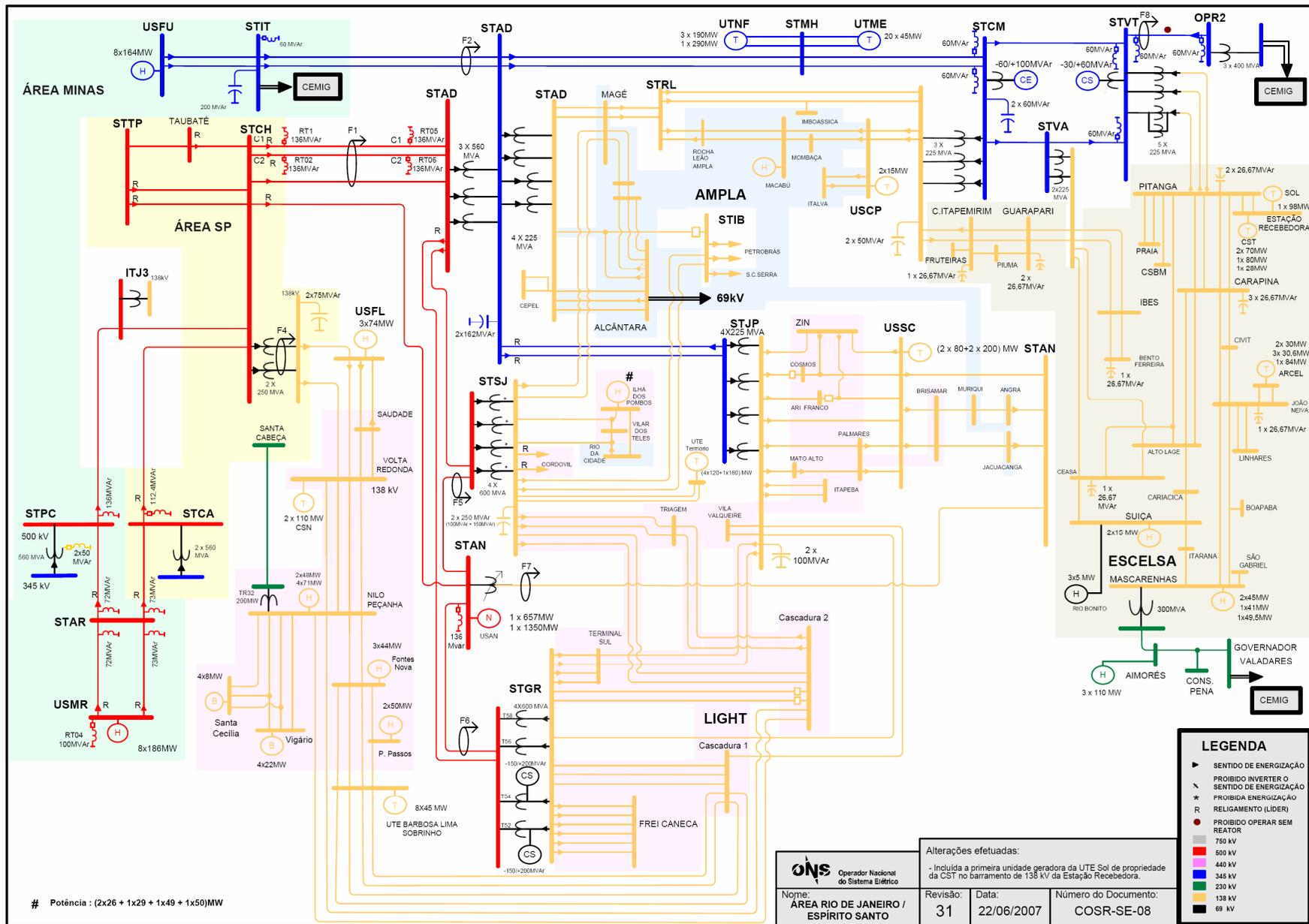


Figura 5.2: Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro / Espírito Santo

#### **5.4 FLUXO DA ÁREA RIO (FRJ)**

O Fluxo da Área Rio (FRJ) é composto pelo somatório de fluxos de potência ativa nas interligações desta área com o sistema de suprimento.

$FRJ = F1 + F2 + F4 + F5 + F6 + F7 + F8$  , onde:

F1 =Somatório dos fluxos de potência ativa que chegam na SE Adrianópolis provenientes das LT 500kV Adrianópolis / Cachoeira Paulista C1, C2 e C3.

F2 =Somatório dos fluxos de potência ativa que chegam na SE Adrianópolis provenientes das LT 345 kV Adrianópolis / Itutinga C1 e C2.

F4 =Fluxo de potência ativa na transformação 500/138kV de Cachoeira Paulista no sentido do 500 para o 138 kV.

F5 =Fluxo de potência ativa que chega na SE São José proveniente da LT 500 kV Angra / São José.

F6 =Fluxo de potência ativa que chega na SE Grajaú proveniente da LT 500 kV Angra / Grajaú.

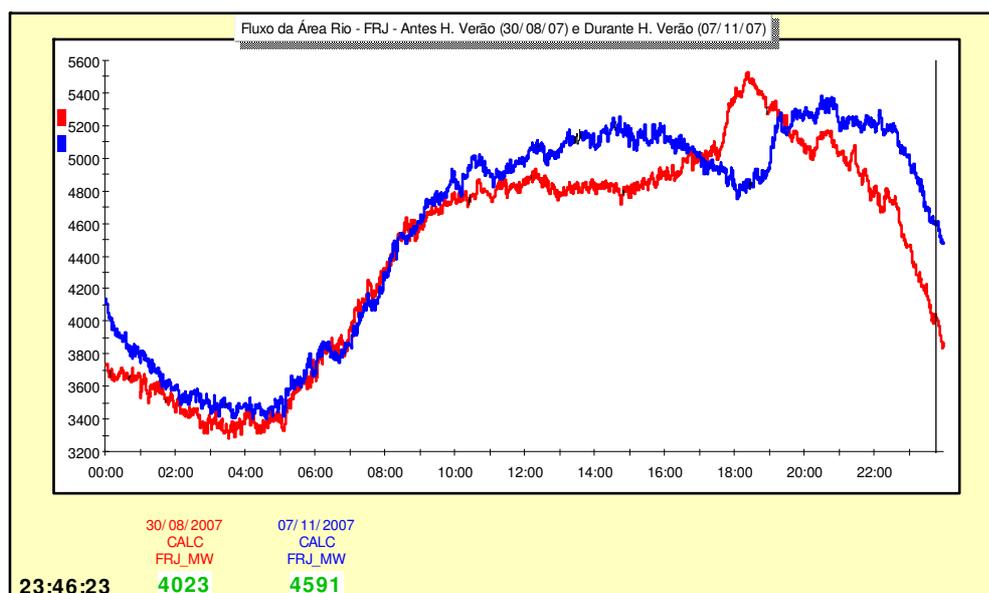
F7 =Fluxo de potência ativa que chega na barra de 138 kV da SE Angra proveniente do transformador defasador 138 kV de Angra.

F8 = Fluxo de potência ativa que chega na SE Vitória, proveniente da LT 345 kV Vitória / Ouro Preto 2

Estes fluxos estão devidamente indicados na Figura 5.2, através de suas siglas, facilitando a visualização da composição do FRJ.

A Figura 5.3 apresenta curvas típicas diárias de FRJ, que seguem aproximadamente o mesmo perfil da carga da área Rio de Janeiro / Espírito Santo, antes e durante o horário

de verão brasileiro de 2007. Considerando que nos estudos realizados não foi possível representar a variação da carga da área e sim a variação de geração, o FRJ será um excelente parâmetro para representar os resultados dos carregamentos máximos e mínimos identificados nas análises realizadas. Por exemplo, quanto menor a geração interna da área Rio, maior o FRJ.



**Figura 5.3: Curva do FRJ (MW), Antes e Durante o Horário de Verão 2007**

Fonte: Sistema de Supervisão e Controle do ONS.

## **5.5 RECURSOS PARA O CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO**

Neste estudo foram utilizados os recursos locais apresentados nas Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5, obtidos através da referência [22], para o controle de tensão da Área Rio de Janeiro e Espírito Santo.

A implementação das lógicas destes recursos de controle, caracterizada pela escolha das barras controladas e faixas de tensão, refletiram a experiência acumulada na operação do sistema, respeitando-se todos os limites operativos especificados nos documentos normativos do ONS.

**Tabela 5.3: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo**

Tipo	Empresa	Equipamento		
Tensão de Geração das Usinas	FURNAS	Funil - Santa Cruz - Angra - Usinas do Rio Grande (principalmente Marimbondo, Furnas e L. C. Barreto)		
	LIGHT	Ilha dos Pombos, Fontes, Pereira Passos e Nilo Peçanha		
	ESCELSA	Mascarenhas		
	Eletronuclear	Angra 1 e Angra 2		
	SFE	UTE Barbosa Lima Sobrinho (atiga UTE Eletrobolt)		
	EL PASO	UTE Macaé Merchant		
	UTE Juiz de Fora	UTE Juiz de Fora		
	UTE Norte Fluminense	UTE Norte Fluminense		
	UTE Termorio	UTE Termorio		
	CHA	UHE Aimorés		
Tapes de Transformadores	FURNAS		Tape Mín. (kV)	Tape Max. (kV)
		Adrianópolis - 500/345 kV	1 = 327,5	17 = 382,95
		Adrianópolis - 345/138 kV	1 = 124,3	33 = 152,1
		Grajaú - 500/138 kV	17 = 124,2	1 = 151,8
		Jacarepaguá - 345/138 kV	1 = 124,2	33 = 151,8
		Vitória - 345/138 kV	1 = 124,2	33 = 151,8
		Viana - 345/138 kV	1 = 124,2	33 = 151,8
		Campos - 345/138 kV	1 = 124,2	33 = 151,8
		C. Paulista - 500/138 kV	13 = 131,1	1 = 151,8
		São José - 500/138 kV	17 = 124,2	1 = 151,8
	Obs 2) Os LTC de Vitória operam em automático Obs 3) Os LTC de Viana operam em automático			
LIGHT	- Nilo Peçanha 230/138kV			
Reatores	FURNAS	- Adrianópolis 2 x 136 Mvar - 500 kV 2 x 50 Mvar - 13,8 kV 2 x 25 Mvar - 13,8 kV - Jacarepaguá 3 x 30 Mvar - 13,8 kV - Campos 2 x 25 Mvar - 13,8 kV 2 x 60 Mvar - 345 kV - C. Paulista 2 x 136 Mvar - 500 kV - T. Preto 2 x 180 Mvar - 69 kV - Vitória 3 x 60 Mvar - 345 kV - Ouro Preto2 1 x 60 Mvar - 345 kV - Campinas 112,4 Mvar - 500 kV - Marimbondo 1 x 100 Mvar - 500 kV - Angra 1 x 136 Mvar - 500 kV - Itutinga 1 x 60 Mvar - 345 kV		

**Tabela 5.4: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo**

Tipo	Empresa	Equipamento
Capacitores	FURNAS	- Campos 2 x 50 Mvar - 138 kV 2 x 60 Mvar - 345 kV 6 x 10 Mvar - 13,8 kV - Adrianópolis 4 x 20 Mvar - 13,8 kV 2 x 162,5 Mvar - 345 kV 3 x 8 Mvar - 13,8 kV - Jacarepaguá 2 x 100 Mvar - 138 kV - Vitória 12 x 10 Mvar - 13,8 kV - São José 2 x 100 Mvar - 138 kV 2 x 150 Mvar - 138 kV - Cachoeira Paulista 2 x 75 Mvar - 138 kV - Angra 1 x 25 Mvar - 138 kV 1 x 5 Mvar - 13,8 kV 1 x 3 Mvar - 13,8 kV
	LIGHT	- Palmares 6 x 22,4 Mvar – 138 kV - ZIN 3 x 22,4 Mvar – 138 kV - V. Redonda 6 x 22,4 Mvar – 138 kV
	ESCELSA	- Carapina 3 x 26,7 Mvar - 138 kV 2 x 8,1 Mvar - 34,5 kV - Alto Lage 2 x 10,8 Mvar - 34,5 kV - Cachoeiro 1 x 26,7 Mvar - 138 kV 2 x 8,1 Mvar - 34,5 kV - Guarapari 2 x 26,7 Mvar - 138 kV - N. Venécia 1 x 26,7 Mvar - 138 kV - Pinheiros 1 x 26,67Mvar - 138 kV - Paulista 1 x 9,00 Mvar - 69 kV - Pitanga 2 x 26,70 Mvar - 138 kV - Praia 2 x 10,8 Mvar - 34,5 kV - Linhares 1 x 20,0 Mvar - 138 kV - Bento Ferreira 1 x 26,7 Mvar - 138 kV - J.Neiva 1 x 26,7 Mvar - 138 kV - Barra do Sahy 1 x 26,7 Mvar - 138 kV - Ceasa 1 x 26.7 Mvar - 138 kV

**Tabela 5.5: Recursos para o Controle de Tensão da Área Rio/Espírito Santo**

<b>Tipo</b>	<b>Empresa</b>	<b>Equipamento</b>
Capacitores	AMPLA	- Alcântara 69                    2 x 14,4 Mvar - Magé 69                            2 x 14,4 Mvar - São Lourenço 69            3x4,2+3x3,0 Mvar - Alcântara 138                2x8,0+1x9,6 Mvar - Guaxindiba 138                2x4,8 Mvar - P.Rosa 138                        2x4,8+2x4,0 Mvar - Galo Branco 138            4x4,0+2x4,8 Mvar - S. Pontes 138            4x4,0+2x3,6+2x2,4 Mvar - V. das Pedras 138        1x6,0+1x11,0 Mvar - Zona Sul 138                    4x4,0 Mvar - Icaraí 138                         4x4,0 Mvar - Arsenal 138                      2x4,8 Mvar - Imbariê 138                    2x3,6+3x2,4 Mvar - Petrobrás 138                    2x4,8 Mvar - Rocha Leão 138            30,0+37,2+23,3 Mvar - Teresópolis 138                16,4 Mvar - UTEC 69                            13,3 Mvar - Campos Distribuidora 69    19,7 Mvar - Italva 69                            26,0 Mvar - Itaorna 138                      1,0 Mvar
Compensadores Síncronos	FURNAS	- Grajaú            2 x(+200, -150 Mvar) - Vitória                    (+60, -30 Mvar)
Compensadores Estáticos	FURNAS	- Campos            (- 60 / + 100 Mvar)

## **5.6 FAIXAS DE CONTROLE DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS DA ÁREA RIO DE JANEIRO / ESPÍRITO SANTO**

A Tabela 5.6, obtida através da referência [22], apresenta as faixas de tensão que devem ser respeitadas tanto nos estudos de planejamento da operação como na operação em tempo real, e que foram consideradas neste estudo.

Para os demais barramentos da área Rio que não constam nesta tabela as faixas são liberadas, devendo-se, no entanto, serem respeitados os limites máximos de suportabilidade dos equipamentos (105% para barramentos de 138 kV, 230 kV e 345 kV, 110 % para barramentos de 500 kV e 104,6 % para barramentos de 765 kV).

**Tabela 5.6: Faixas de Tensão da Área Rio/Espírito Santo**

<b>BARRA</b>	<b>PESADA</b>	<b>MEDIA</b>	<b>LEVE</b>	<b>MÍNIMA</b>
	Faixa (kV)	Faixa (kV)	Faixa (kV)	Faixa (kV)
Marimbondo 500 kV	525 – 545	525 – 540	500 – 525	500 – 525
Itajubá 3 500 kV	475 – 550	475 – 550	475 – 550	475 – 550
Itutinga 345 kV (Furnas)	345 – 362	345 – 360	330 – 362	330 – 362
Vitória 345 kV	350 – 362	350 – 362	350 – 362	350 – 362
Viana 138 kV	139 – 144	139 – 144	139 – 144	139 – 144
SE Campos 138 kV	140 – 145	140 – 144	135 – 141	135 – 141
C. Paulista 138 kV	142 – 145	142 – 145	139 – 145	139 – 145
Adrianópolis 138 kV	141 – 145	139 – 145	138 – 143	135 – 143
São José 138 kV	135 – 142	135 – 142	132 – 138	132 – 138
Grajaú 138 kV	135 – 139	135 – 139	132 – 135	132 – 135
Jacarepaguá 138 kV	135 – 139	135 – 139	132 – 138	132 – 138
Vitória 138 kV	139 – 144	139 – 144	139 – 144	139 – 144
Angra 138 kV	139 – 144	139 – 144	136 – 139	136 – 139

## **5.7 CÁLCULOS DAS REGIÕES DE SEGURANÇA**

### **5.7.1 DEFINIÇÃO DOS GRUPOS DE GERADORES**

A Tabela 5.7 apresenta os três grupos de geradores escolhidos para efetuar os cálculos das regiões de segurança. A escolha dos grupos foi baseada na necessidade de agrupamento do maior número possível de usinas pertencentes à área Rio de Janeiro / Espírito Santo, de maneira que fosse possível ter uma boa margem para variação de geração de potência ativa nestas usinas, principalmente no sentido de redução, caracterizando um “aumento da carga do Rio”, mas também no sentido de elevação de geração, caracterizando uma “redução da carga do Rio”.

Desta maneira, como no caso base utilizado (novembro/2006 – carga média) a carga da área Rio encontrava-se em 7624 MW e a geração interna em 1753 MW, a redução desta geração caracterizou um “aumento de carga do Rio” neste montante, ou seja, tendo atingindo patamares equivalentes a 9377 MW.

**Tabela 5.7: Grupos de Geradores**

Grupo 1 – G1(RJ)		Grupo 2 – G2(GDMGPB)		Grupo 3 – G3(SULSP)	
nº Barra	Usina	nº Barra	Usina	nº Barra	Usina
14	FUNIL1	12	L.C.BARRETO	20	MARIMBONDO
15	FUNIL2	16	FURNAS	800	GBM
30	SCRUZ34	22	M. MORAES345	808	S. CAXIAS
31	SCRUZ12	24	M. MORAES138	810	GOV NEYBRAGA
250	NILO PEÇANHA	28	PCOLOMBIA	925	S.SANTIAGO
253	FONTES	301	JAGUARA	904	ITA
255	P. PASSOS	305	VOLTA GRANDE	915	MACHADINHO
257	I. POMBOS	306	GUILMAN A.	913	J. LACERDA C
269	CSN	312	MIRANDA	400	H. BORDEN88
3962	N. FLUMINENSE1	18	ITUMBIARA	401	H. BORDEN230
3963	N. FLUMINENSE2	35	CORUMBÁ	500	A. VERMELHA
3974	ELETROBOLT	36	SERRA DA MESA	520	TRÊS IRMAOS
3977	MACAE M.1	1500	IGARAPE	502	JUPIA
3978	MACAE M.2	1585	IBIRITE GAS	503	JUPIA138
4203	TERMORIO111	1586	IBIRITE VAPOR	507	CAPIVARA
4204	TERMORIO 18	1501	ITUTINGA+CAMAR	510	P. PRIMAVERA
4205	TERMORIO 28	4044	FUNILGRANDE	513	TAQUARUÇU
4206	TERMORIO 212	3964	CANABRAVA	514	CHAVANTES
4207	TERMORIO 313				
4208	TERMORIO 38				
4100	JUIZ DE FORA				
2696	ROSAL				
2600	MASCARENHAS				
Grupo 1 – G1(RJ)		Grupo 2 – G2(GDMGPB)		Grupo 3 – G3(SULSP)	
Geração no Caso Base	1753 MW	Geração no Caso Base	8084 MW	Geração no Caso Base	11096 MW
Capacidade Instalada	5363 MW	Capacidade Instalada	9638 MW	Capacidade Instalada	17625 MW
Folga para REDUÇÃO	1753 MW	Folga para REDUÇÃO	8084 MW	Folga para REDUÇÃO	11096 MW
Folga para ELEVACÃO	3610 MW	Folga para ELEVACÃO	1554 MW	Folga para ELEVACÃO	6529 MW

### 5.7.2 RESULTADOS OBTIDOS

Foram calculadas regiões de segurança para quatro casos distintos, com o objetivo de se identificar a influência da representação dos chaveamentos automáticos dos dispositivos lentos de controle, capacitores/reatores e LTC do sistema da área Rio, na análise de segurança de tensão desta área.

Esta representação foi feita atendendo tanto a uma lógica de controle baseada na escolha de uma barra controlada, como também respeitando uma faixa de tensão especificada,

diferenciando-se das lógicas baseadas em um valor específico de tensão, como normalmente são representados aqueles dispositivos na formulação tradicional do problema. A implementação destas lógicas de controle, refletiram a experiência acumulada na operação do sistema, respeitando-se todos os limites operativos existentes.

Foi constatado que quando se analisam diversas direções de variação de geração o ajuste das faixas de controle ( $V_{\text{mín}}$  e  $V_{\text{máx}}$ ) fica muito sensível. Qualquer pequena modificação nos valores das faixas pode afetar significativamente a região de segurança calculada. A definição de faixas de controle para os dispositivos discretos lentos, que atendam a estas diversas direções de variação é uma tarefa bastante complicada e que depende não só de uma vasta experiência na operação do sistema analisado, como de uma boa ferramenta de simulação que inclusive seja apoiada em técnicas avançadas de inteligência artificial.

As referências [44, 57, 73] enfatizam a importância e os benefícios desta forma de representação do chaveamento automático e discreto destes dispositivos de controle para avaliação da segurança de tensão de um sistema.

Os demais bancos de capacitores, reatores e LTC fora do sistema da área Rio não foram representados segundo esta lógica. Para estes capacitores e reatores, o Organon identifica a existência destes dispositivos e especifica uma faixa de controle de  $\pm 1\%$  em torno do valor da tensão da barra onde o mesmo estiver conectado, que será a barra controlada pelo dispositivo. No entanto, para os LTC será considerado como valor especificado para controle o valor que estiver pré-definido no caso base estudado, que neste trabalho foi o de carga média de novembro de 2006, gerado pelo ONS.

Considerando o objetivo do trabalho, não foi necessário incluir nas análises nenhuma lista de contingências, pois os resultados desta forma já foram bastante satisfatórios para

a avaliação da representação dos dispositivos lentos de controle de tensão nas análises de segurança de tensão. Apenas por uma necessidade do programa, foi escolhido um ramo da rede com influência desprezível para o desempenho da área Rio para ser a contingência estudada.

Os resultados obtidos serão apresentados a seguir através de nomogramas e tabelas, de forma comparativa entre os quatro casos simulados, permitindo uma melhor compreensão dos mesmos.

A Tabela 5.8 apresenta de forma resumida, como foram representados os dispositivos lentos de controle em todo o SIN, para cada caso estudado.

**Tabela 5.8: Representação dos Dispositivos Lentos de Controle nos Casos Estudados**

<b>CASO ESTUDADO</b>	<b>SHUNTS da Área Rio</b>	<b>SHUNTS fora da Área Rio</b>	<b>LTC da Área Rio</b>	<b>LTC fora da Área Rio</b>
<b>CASO 1</b>	Com lógica de faixa de tensão.	Com faixa de tensão = $\pm 1\%$ da tensão da barra controlada.	Com lógica de faixa de tensão. Para a SE Viana e trafos das Distribuidoras: $V_{\text{especificada}}$ do caso base	$V_{\text{especificada}}$ no caso base. Valor fixo, não usa lógica de faixa de tensão.
<b>CASO 2</b>	Com lógica de faixa de tensão.	Com faixa de tensão = $\pm 1\%$ da tensão da barra controlada.	Bloqueados.	$V_{\text{especificada}}$ no caso base. Valor fixo, não usa lógica de faixa de tensão.
<b>CASO 3</b>	Bloqueados. Fixados apenas os <i>shunts</i> já ligados no caso base.	Com faixa de tensão = $\pm 1\%$ da tensão da barra controlada.	Com lógica de faixa de tensão. Para a SE Viana e trafos das Distribuidoras: $V_{\text{especificada}}$ do caso base	$V_{\text{especificada}}$ no caso base. Valor fixo, não usa lógica de faixa de tensão.
<b>CASO 4</b>	Bloqueados. Fixados apenas os <i>shunts</i> já ligados no caso base.	Com faixa de tensão = $\pm 1\%$ da tensão da barra controlada.	Bloqueados.	$V_{\text{especificada}}$ no caso base. Valor fixo, não usa lógica de faixa de tensão.

As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 comparam os nomogramas das regiões de segurança obtidas para níveis crescentes de utilização dos recursos da área estudada, sempre com 20 direções de variação de geração.

Estes nomogramas apresentados foram elaborados através do aplicativo EXCEL (*Microsoft Office*) utilizando os resultados obtidos através do Organon. Esta opção teve o objetivo de facilitar visualmente a análise comparativa dos resultados dos quatro casos estudados, considerando o fato do Organon somente permitir a visualização dos nomogramas para cada caso separadamente.

A curva referente ao caso 1, considerou os capacitores/reatores e LTC da área Rio, ambos representados pela lógica de faixa de tensão, quanto os do restante do Sistema Interligado Nacional – SIN, capacitores/reatores com faixa em  $\pm 1\%$  da tensão e LTC por tensão especificada, atuando de forma automática ao longo do processo de cálculo da região de segurança. Apesar deste caso dispor de todos os recursos atuando automaticamente, foram identificados limites de estabilidade de tensão em algumas direções, o que não foi encontrado em nenhuma direção de variação de geração no caso 2, que diferiu do caso 1 apenas pela não representação dos LTC da área Rio. Isto indica a possibilidade de conflito de controles para ajuste de tensão em barramentos do sistema, dificultando a convergência dos casos à medida em que se caminha para as vizinhanças de limites de estabilidade de tensão. Foram experimentadas diversas alterações de faixas de controle e de barras controladas pelos dispositivos lentos de controle, porém, estes foram os melhores resultados obtidos, apresentando as maiores regiões de segurança, ou seja, maiores margens de carregamento.

O caso 3 difere do caso 1 (representação completa) apenas pela não representação dos capacitores e reatores da área Rio. Neste caso, observou-se que mesmo mantendo-se representados os LTC da área Rio atuando automaticamente por faixa de tensão, a não representação do chaveamento dos dispositivos *shunt* da área Rio trouxe impacto para a

região de segurança, sendo encontrados diversos pontos classificados como limites de estabilidade de tensão, principalmente quando a geração interna da área Rio (G1) foi reduzida, provocando aumento do FRJ, ou seja, carregamento elevado no sistema de suprimento à área.

Finalmente, no caso 4, foram bloqueados os capacitores/reatores e os LTC da área Rio. Como era esperado, este caso resultou nas menores regiões de segurança comparado com os demais casos, resultando em margens ainda menores de carregamento para a área Rio, tendo sido identificados limites de estabilidade de tensão em todas as direções em que ocorreu a redução da geração interna da área Rio (G1), provocando carregamento elevado no sistema de suprimento à área.

As menores margens de carregamento foram sendo obtidas quando o sistema de suprimento à área Rio estava bastante carregado (FRJ elevado) e com pouca ou nenhuma representação de dispositivos de controle. Este resultado era esperado, considerando que esta área se caracteriza como grande centro de carga com sistema de suprimento radial extenso e dependente de geração externa.

A comparação das curvas mostra como a representação incompleta de recursos de suporte de tensão e potência reativa pode prejudicar as análises de segurança de tensão, obtendo resultados conservativos sobre a margem de carregamento do sistema.

Os casos analisados comprovaram o que propõe este trabalho, que é avaliar a influência da representação de dispositivos lentos de controle nas análises de segurança de tensão.

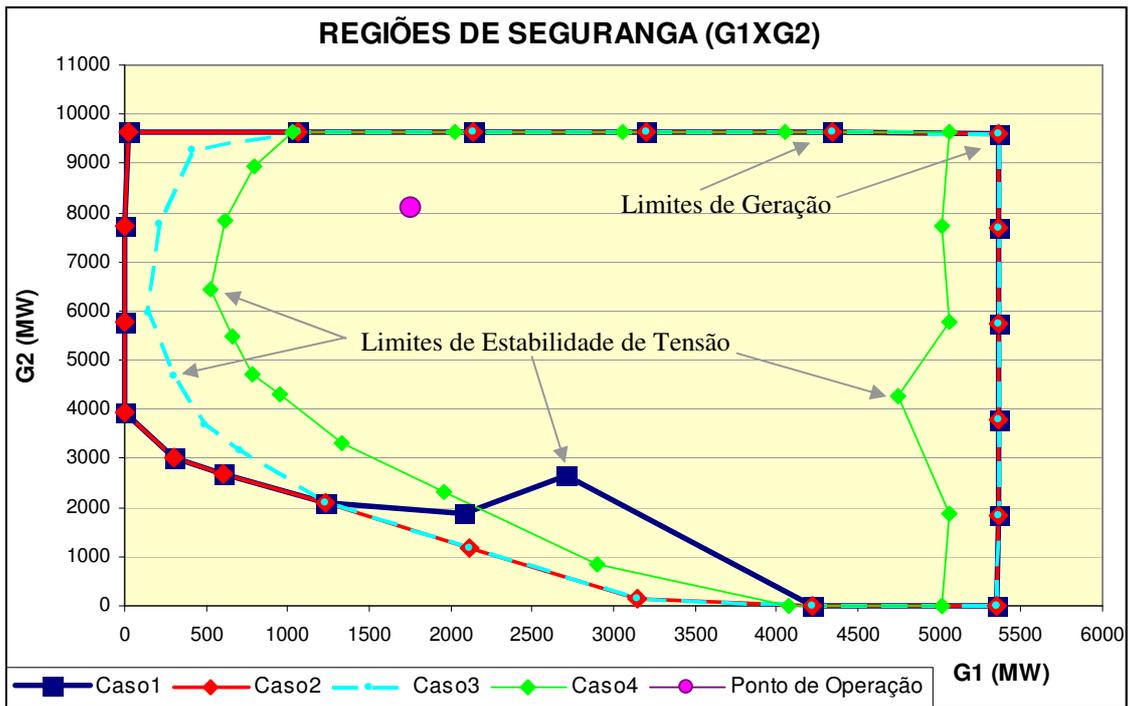


Figura 5.4: Regiões de Segurança (G1 x G2) para os 4 Casos Estudados

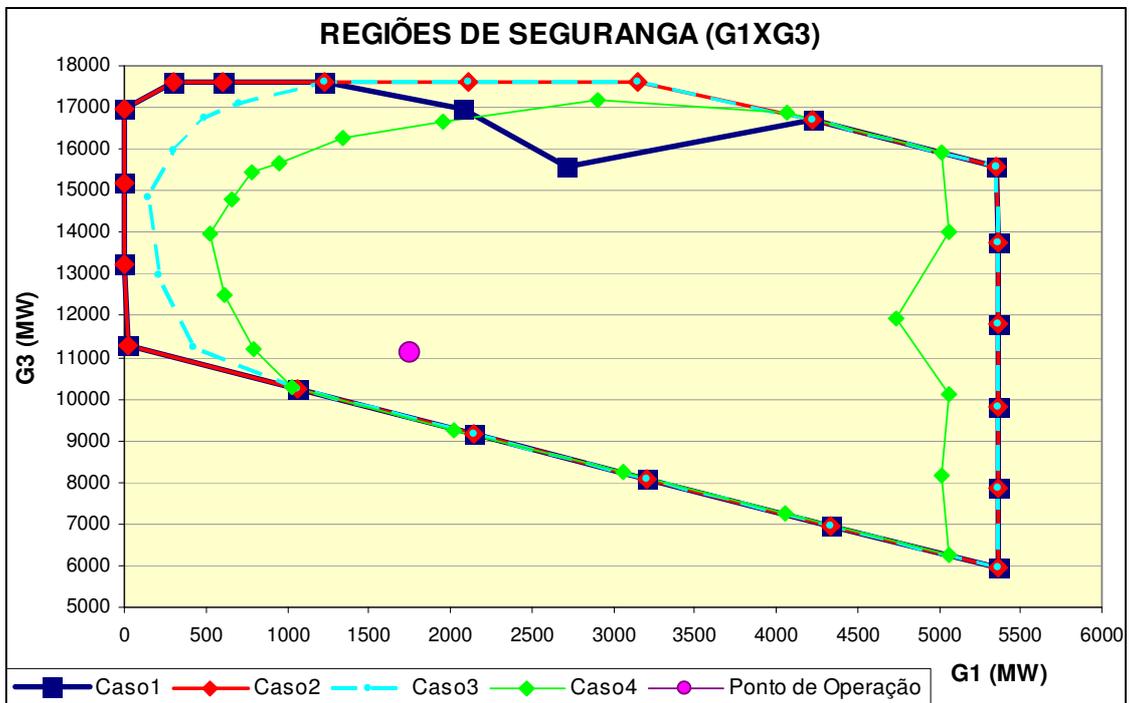
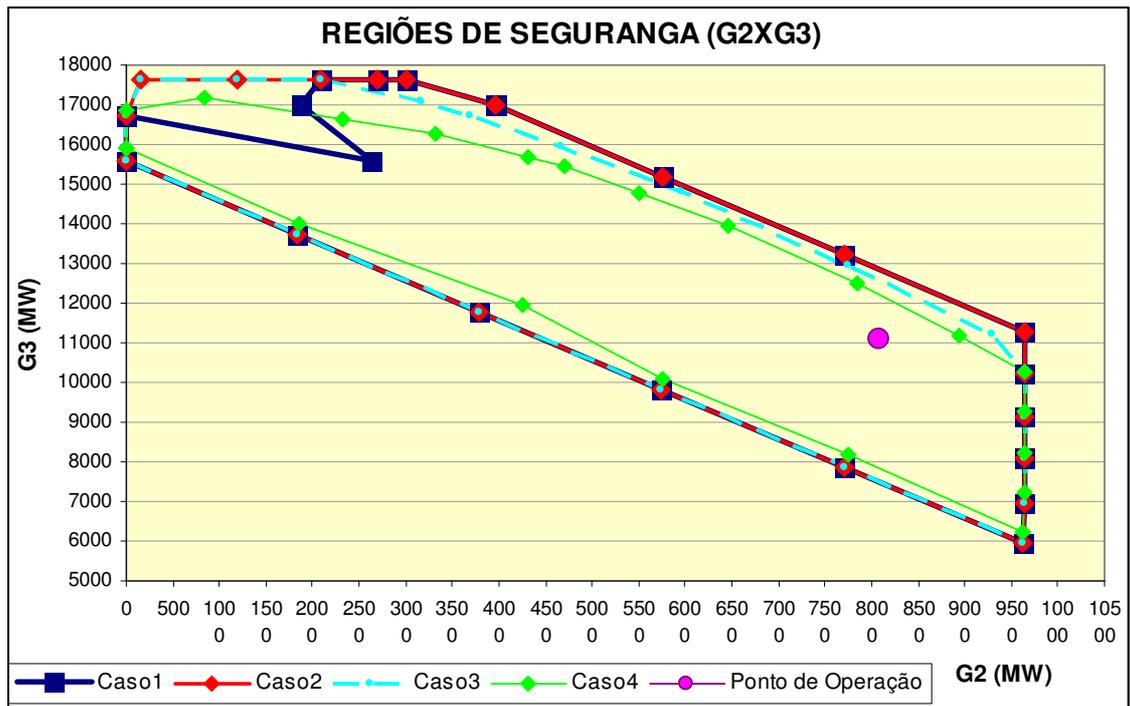


Figura 5.5: Regiões de Segurança (G1 x G3) para os 4 Casos Estudados



**Figura 5.6: Regiões de Segurança (G2 x G3) para os 4 Casos Estudados**

A Tabelas 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12 apresentam os pontos limites das regiões de segurança referente os casos 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Estas tabelas servem como apoio para analisar os nomogramas das Figuras 5.4, 5.5 e 5.6, que foram gerados a partir destas tabelas.

Observando as tabelas, verificam-se cada um dos limites identificados e o seu tipo. Os limites de tensão atingidos em algumas direções não impediram que o programa avançasse na mesma direção até obter um limite de estabilidade de tensão ou limite de geração.

**Tabela 5.9: Região de Segurança do Caso 1**

CASO 1					
Direção	Ângulo da Direção(graus)	Tipo de Limite Atingido	G1(Limite)	G2 (Limite)	G3 (Limite)
1	-66	Limite de Geração	5352,2	0	15580,8
2	-60	Limite de Geração	5363	1831,3	13738,7
3	-50	Limite de Geração	5363	3781,8	11788,2
4	-33	Limite de Geração	5363	5739,6	9830,4
5	-6	Limite de Geração	5363	7704,6	7865,4
6	23	Limite de Geração	5363	9616,3	5953,6
7	31	Limite de Geração	4339,3	9638	6955,7
8	47	Limite de Geração	3202,1	9638	8092,9
9	76	Limite de Geração	2140,5	9638	9154,5
10	114	Limite de Geração	1061,1	9638	10233,9
11	138	Limite de Geração	27,1	9638	11267,9
12	192	Limite de Geração	0	7711,4	13221,6
13	233	Limite de Geração	0	5757,7	15175,3
14	247	Limite de Geração	0	3954,2	16978,8
14	247	Lim.Tensão (barra 76)	27,6	4019,2	16886,2
15	254	Limite de Geração	298	3009,7	17625,3
16	258	Limite de Geração	608,4	2699,3	17625,3
17	265	Limite de Geração	1227,7	2080	17625,3
18	-87	<b>Security Limit</b>	2078,5	1873,9	16980,7
19	-80	<b>Security Limit</b>	2712,7	2641,4	15578,9
20	-73	Limite de Geração	4224,5	0	16708,5

**Tabela 5.10: Região de Segurança do Caso 2**

CASO 2					
Direção	Ângulo da Direção(graus)	Tipo de Limite Atingido	G1(Limite)	G2 (Limite)	G3 (Limite)
1	-66	Limite de Geração	5352,2	0	15580,8
2	-60	Limite de Geração	5363	1831,3	13738,7
3	-50	Limite de Geração	5363	3781,8	11788,2
4	-33	Limite de Geração	5363	5739,6	9830,4
5	-6	Limite de Geração	5363	7704,6	7865,4
6	23	Limite de Geração	5363	9616,3	5953,6
7	31	Limite de Geração	4339,3	9638	6955,7
8	47	Limite de Geração	3202,1	9638	8092,9
9	76	Limite de Geração	2140,5	9638	9154,5
10	114	Limite de Geração	1061,1	9638	10233,9
11	138	Limite de Geração	27,1	9638	11267,9
12	192	Limite de Geração	0	7711,4	13221,6
13	233	Limite de Geração	0	5757,7	15175,3
14	247	Limite de Geração	0	3954,2	16978,8
14	247	Lim.Tensão (barra 76)	27,6	4019,2	16886,2
15	254	Limite de Geração	298	3009,7	17625,3
16	258	Limite de Geração	608,4	2699,3	17625,3
17	265	Limite de Geração	1227,7	2080	17625,3
18	-87	Limite de Geração	2078,5	1873,9	16980,7
19	-80	Limite de Geração	2712,7	2641,4	15578,9
20	-73	Limite de Geração	4224,5	0	16708,5

**Tabela 5.11: Região de Segurança do Caso 3**

CASO 3					
Direção	Ângulo da Direção(graus)	Tipo de Limite Atingido	G1(Limite)	G2 (Limite)	G3 (Limite)
1	-66	Limite de Geração	5352,2	0	15580,8
2	-60	Limite de Geração	5363	1831,3	13738,7
3	-50	Limite de Geração	5363	3781,8	11788,2
4	-33	Limite de Geração	5363	5739,6	9830,4
5	-6	Limite de Geração	5363	7704,6	7865,4
6	23	Limite de Geração	5363	9616,3	5953,6
7	31	Limite de Geração	4339,3	9638	6955,7
8	47	Limite de Geração	3202,1	9638	8092,9
9	76	Limite de Geração	2140,5	9638	9154,5
10	114	Limite de Geração	1061,1	9638	10233,9
11	138	<b>Nose Limit</b>	419,7	9284,5	11228,8
11	138	Lim.Tensão (barra 2625)	649,5	9077,6	11205,9
12	192	<b>Nose Limit</b>	216,9	7757,5	12958,5
12	192	Lim.Tensão (barra 142)	506,7	7819,1	12607,2
13	233	<b>Security Limit</b>	148,5	5954,7	14829,8
13	233	Lim.Tensão (barra 76)	585,4	6534,6	13813
14	247	<b>Security Limit</b>	304,7	4672	15956,3
14	247	Lim.Tensão (barra 76)	746,9	5713,8	14472,3
15	254	<b>Security Limit</b>	495,1	3697,2	16740,7
15	254	Lim.Tensão (barra 76)	884,8	5056,4	14991,7
16	258	<b>Security Limit</b>	705,7	3157	17070,3
16	258	Lim.Tensão (barra 76)	1014,4	4609,3	15309,3
17	265	Limite de Geração	1227,7	2080	17625,3
17	265	Lim.Tensão (barra 76)	1363,8	3635,3	15933,9
18	-87	Limite de Geração	2114,1	1193,6	17625,3
18	-87	Lim.Tensão (barra 76)	2068,2	2070,1	16794,7
19	-80	Limite de Geração	3150,7	156,9	17625,3
19	-80	Lim.Tensão (barra 76)	3143,3	199	17590,7
20	-73	Limite de Geração	4224,5	0	16708,5

**Tabela 5.12: Região de Segurança do Caso 4**

CASO 4					
Direção	Ângulo da Direção(graus)	Tipo de Limite Atingido	G1(Limite)	G2 (Limite)	G3 (Limite)
1	-68	Limite de Geração	5019,1	0	15913,8
2	-62	Limite de Geração	5063,4	1858	14011,6
3	-52	<b>Security Limit</b>	4741,5	4258,8	11932,6
3	-52	Lim.Tensão (barra 4505)	4741,5	4258,8	11932,6
4	-35	Limite de Geração	5063,4	5766	10103,6
5	-6	<b>Security Limit</b>	5015,7	7741,1	8176,2
6	25	Limite de Geração	5063,4	9627,7	6241,9
7	34	Limite de Geração	4056,9	9638	7238,1
8	50	Limite de Geração	3057	9638	8238
9	80	Limite de Geração	2027	9638	9268
10	115	Limite de Geração	1028,3	9638	10266,6
11	138	<b>Security Limit</b>	796,8	8944,9	11191,2
12	192	<b>Security Limit</b>	612,8	7841,6	12478,5
12	192	Lim.Tensão (barra 2643)	699,4	7860	12373,6
13	233	<b>Security Limit</b>	522,2	6450,7	13960
13	233	Lim.Tensão (barra 2684)	627	6589,7	13716,3
14	247	<b>Security Limit</b>	655,3	5497,9	14779,8
14	247	Lim.Tensão (barra 76)	808,5	5858,9	14265,6
15	254	<b>Security Limit</b>	783,9	4704,2	15444,9
15	254	Lim.Tensão (barra 76)	872,9	5014,6	15045,5
16	258	<b>Security Limit</b>	949,9	4305,5	15677,6
16	258	Lim.Tensão (barra 76)	1012	4598	15322,9
17	265	<b>Security Limit</b>	1335,7	3314,9	16282,4
18	-88	<b>Security Limit</b>	1954,2	2322,4	16656,4
19	-81	Limite de Geração	2899,9	842,8	17190,3
20	-74	Limite de Geração	4071	0	16861,9

A Figura 5.7 apresenta os valores de FRJ encontrados nos limites das regiões de segurança, para os quatro casos estudados. Pode-se observar que os maiores valores de FRJ se referem aos casos 1 e 2, nas direções 11, 12, 13 e 14, onde foram obtidas as maiores margens de carregamento para a área Rio.

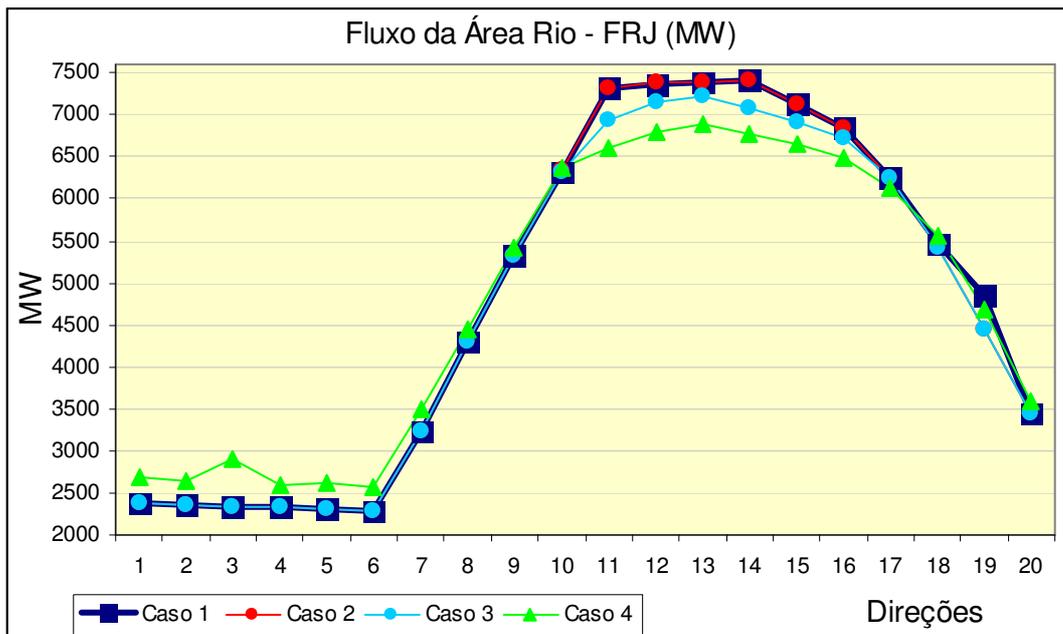


Figura 5.7: FRJ para os 4 Casos Estudados

# Capítulo 6:

## Conclusões

### 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Foi constatado que a representação de dispositivos discretos lentos de controle de tensão através de uma lógica de faixa de tensão trouxe ganhos significativos nas margens de carregamento do sistema analisado, que foi uma área importante do sistema elétrico brasileiro, além de estar aderente à forma com a qual os operadores executam o controle de tensão na Rede de Operação. A comparação dos resultados das simulações também mostrou como a representação incompleta destes dispositivos pode prejudicar as análises de segurança de tensão, obtendo resultados conservativos sobre a margem de carregamento do sistema, influenciando negativamente em seu desempenho ótimo e na tomada de ações, visando o aumento de sua segurança.

Foi constatado que existe uma dificuldade para eliminar o problema de conflito de controle entre os elementos chaveados de forma discreta (LTC e shunts) ao longo do processo de cálculo das regiões de segurança, considerando diferentes direções de crescimento de carga ou geração. Em alguns casos, a atuação conjunta de LTC e dispositivos shunt discretos resultou em um limite menor para a região de segurança em algumas direções de variação e até mesmo a não exploração total destes recursos. Este tipo de problema está sendo enfrentado e discutido por diversos especialistas no assunto, porém as soluções encontradas até o momento não atendem completamente. Para contornar este problema foram efetuadas diversas simulações alterando-se as estratégias de atuação nestes equipamentos (barras controladas, faixas de tensão, retardo de até 3 iterações para utilização de LTC nas simulações, dentre outras) até que fosse

encontrada uma solução que desse o melhor resultado com relação à região de segurança.

Em alguns casos seria interessante efetuar uma análise através de curvas  $VxQ$  para verificar se não existia esgotamento de margem de potência reativa em algum barramento, antes mesmo do ponto de máximo carregamento do sistema. Esta análise complementar tem se mostrado extremamente necessária uma vez que a combinação destas duas técnicas de análise estática ( $PxV$  e  $VxQ$ ) quando bem empregadas podem ser bastante úteis em estudos para definição de limites de carregamento de sistema.

Margens de carregamento mais precisas, casos de fluxo de potência automaticamente ajustados, capacidade para sugerir ajustes de recursos do sistema de acordo com uma estratégia operativa em um ponto futuro de operação, ganho com hierarquização de recursos, indicação dos mecanismos de interação de dispositivos lentos e identificação de controles nocivos, são alguns dos potenciais benefícios da metodologia utilizada neste trabalho, com amplo emprego nos ambientes de planejamento do sistema e de sua operação em tempo real.

São raras as ferramentas de simulação que dispõem de funcionalidades e modelagens capazes de implementar de forma robusta e eficaz estas lógicas de controle automático e discreto de dispositivos lentos de controle de tensão ao longo de processos de variação de carga e/ou geração do sistema. Destacam-se as implementações feitas no Organon, que permitiram a realização deste trabalho, e no Anarede, que tem propiciado a realização de estudos relevantes nesta área.

As faixas operativas de tensão nos barramentos do sistema consideradas nos estudos de planejamento da operação e por consequência especificadas em Instruções de Operação do ONS (muitas vezes devido problemas/limitações em equipamentos das distribuidoras) impõem, em alguns casos, limitações que impedem a exploração de

todos os recursos de controle de tensão do sistema através do processo de simulação utilizando o chaveamento automático pela lógica de faixa de tensão, resultando em regiões de segurança menores. Para se contornar este problema, em alguns casos, foi necessário definir outro barramento a ser controlado por determinado recurso de controle de tensão durante os cálculos das regiões de segurança.

O fato do Organon permitir que seja efetuada variação somente de geração nos cálculos das regiões de segurança, dificulta a representação adequada de uma variação de carga numa determinada parte do sistema, como é desejável em estudos realizados para definição de margens de carregamento. Espera-se que futuramente a ferramenta venha a dispor deste recurso para os cálculos de regiões de segurança, tanto estática quanto dinâmica.

Simulações considerando outras áreas do Sistema Interligado Nacional, com diferentes características e recursos de controle, podem consolidar as conclusões obtidas neste trabalho com relação à metodologia de representação dos dispositivos lentos de controle, portanto, poderão ser objeto de estudos futuros.

Simulações utilizando a metodologia de análise dinâmica incorporada no Organon para cálculo das regiões de segurança, também poderão ser objeto de estudos futuros.

# Referências Bibliográficas

- [1] CUTSEM T. V.; VOURNAS C., **Voltage Stability of Electric Power Systems**. London : Kluwer Academic Publisher; 1998
- [2] TAYLOR, C. W., **Power System Voltage Stability**. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.
- [3] KUNDUR, P., **Power System Stability and Control**. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.
- [4] GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, “**Análise das perturbações dos dias 24 e 25/04/97 no sistema interligado S/SE/CO**”, Relatório SCO/SCEL-01/97, 1997.
- [5] GCOI/SCEL/GTAD, Termo de Referência, **Força Tarefa “Colapso de Tensão”**, Março 1998.
- [6] MARTINS, A. C. B., CARIJÓ, L. M. S., PINTO, H. J. C. P., MELO A., RANGEL R. D., GUIMARÃES C. H. C., TAKAHATA, A. Y., “Avaliação de Soluções para o Fenômeno da Instabilidade de Tensão no Sistema Interligado Sul/Sudeste Brasileiro”, **VI SEPOPE**, Maio 1998.
- [7] MARTINS, A. C. B., PINTO, H. J. C. P., et al., “Criteria and Methodologies Established in the Ambit of GTAD/SCEL/GCOI Voltage Collapse Task Force for Studies on Voltage Stability in the Brazilian North/Northeast, South/Southeast and North/South Interconnected Systems”, **IEEE Summer Meeting**, 2000.
- [8] JARDIM, J. L. A., “ Utilização de Ferramentas de Simulação Dinâmica de Longa Duração na Análise de Fenômenos de Colapso de Tensão e no Treinamento de Operadores”, **XII SNPTEE**, Belém, Outubro 1997.
- [9] VAN CUTSEM, T., JACQUEMART, Y., MARQUET, J. N., PRUVOT, P., “A Comprehensive Analysis of Mid-Term Voltage Stability”, **IEEE Transactions on Power Systems**, vol.10, pp. 1173-1182, 1985.

- [10] VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C. D., “Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n.1, pp. 146-154, February 1992.
- [11] SOUZA, A. C. Z., JARDIM, J. L. A., SILVA NETO, C. A., ALVES da SILVA, A. P., TORRES, G. L., FERREIRA, C., FERREIRA, L. C. A., “A New Contingency Analysis Approach for Voltage Collapse Assessment,” *Electric Power Systems Research*, 1998.
- [12] MANZONI, A., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., “FastSim<sup>++</sup> Simulação de Média e Longa Duração para Estudos de Controle e Estabilidade de Tensão”, COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002.
- [13] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede**. Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação, revisão 1 – Instrução de Operação IOG 11 “Controle de Frequência Quando de Déficit de Geração no Sistema”, data de vigência: 23/01/2002. Site acessado: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [14] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede**. Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação, revisão 2 – Instrução de Operação IO-EE.SE.5RJ, “Esquemas Especiais da Área 500/345 kV Rio de Janeiro e Espírito Santo”, data de vigência: 02/12/2003. Site acessado: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [15] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede**. Módulo 23 – Critérios para Estudos, Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, data de vigência: 25/03/2002. Site acessado em 01/11/2007: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [16] KUNDUR, P., MORISON, G. K., “A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today’s Power Systems”, *IEEE PES Meeting*, New York, February 1997.
- [17] MENDES, P. P. C., “**Estabilidade e Dinâmica de Sistemas Elétricos**”, Apostila de Curso, FUPAI, Itajubá - MG, 2002.
- [18] KUNDUR, P., ROGERS, G. J., WONG, D. Y., WANG, L., LAUBY, M. G., “A Comprehensive Computer Program Package for Small Signal Stability Analysis of

- Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, n.4, pp. 1076-1083, 1990.
- [19] MARTINS, N., “Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-1, pp. 217-225, 1986.
- [20] PINTO, H. J. C. P., “**Análise Modal Aplicada ao Problema da Estabilidade de Tensão**”, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Março 1998.
- [21] KUNDUR, P., “General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis”, In: IEEE PES Summer Meeting, *IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability*, San Diego, 1998.
- [22] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede**. Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação, revisão 2 – Instrução de Operação IO-ON.SE.5RJ, “Operação Normal da Área 500/345 kV Rio de Janeiro e Espírito Santo”, data de vigência: 02/12/2003. Site acessado: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [23] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, **Procedimentos de Rede**. Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação, revisão 2 – Instrução de Operação IO-ON.SE.3SP, “Operação Normal da Área 345 kV São Paulo”, data de vigência: 27/02/2004. Site acessado: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [24] RANGEL, R. D., JUNIOR, S. G., **ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos**, Apostila do Curso de Treinamento, Cepel, Maio 2000.
- [25] STRUBBE, M., BIHAIN, A., DEUSE, J, BAADER, J. C., “STAG - A New Unified Software Program for the Study of the Dynamic Behavior of Electrical Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.4, n.1, 1989.
- [26] JARDIM, J. L. A., SILVA NETO, C. A., SOUZA, A. C. Z., ALVES da SILVA, A. P., FALCÃO, D. M., BORGES, C. L. T., TARANTO, G. N., “A New On-Line Dynamic Security Assessment System”, *VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Salvador, 1998.

- [27] GRANVILLE, S., “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, n.1, pp. 136-142, February, 1994.
- [28] GRANVILLE, S., MELLO, J. C. O., MELO, A. C. G., “Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, n.2, , pp. 1096-1103, May 1996.
- [29] SOUZA, A. C. Z., “Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies”, *Electric Power Systems Research*, n.47, pp. 65-70, 1998.
- [30] SOUZA, A. C. Z., “Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Vetor Tangente,” **XI Congresso Brasileiro de Automática**, vol.3, pp. 1393-1998, São Paulo, Setembro 1996.
- [31] SOUZA, A. C. Z., CAÑIZARES, C. A., QUITANA, V. H., “New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors”, *IEEE/PES Summer Meeting* , Paper PE-219- PWRS-0-11-1996, Berlin, July 1997.
- [32] SOUZA, A. C. Z., **Estabilidade de Tensão**, Apostila de Curso - CAEST, FUPAI, Itajubá - MG, 2002.
- [33] GRANVILLE, S., LATORRE, M. L., OLIVEIRA, M. L. G., PEREIRA, L. A. C., **Programa de Fluxo de Potência Ótimo - FLUPOT, Manual do Usuário - V.4.2 - 01/99**, Cepel, 1999.
- [34] ALVES, F. R. M., GUIMARÃES, C. H. C., PINTO, H. J. C. P., BINATO, S., **Programa de Análise de Redes – ANAREDE, Manual do Usuário - V.07-01/99**, Cepel, Janeiro 1999.
- [35] TARANTO, G. N., PINTO, L. M. V. G, PEREIRA, M. V. F., “Representation of Facts Devices in Power System Economic Dispatch”; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, nº 2, pp. 572-576, May 1992.
- [36] IEEE Task Force Report, “Load Representation for Dynamic Performance Analysis”; Paper 92WM126-3 PWRD, *Winter Meeting*, New York, Janeiro 1992.
- [37] ANDERSON, P. M., and A.A. FOUAD, *Power System Control and Stability*. Ames, Iowa: The Iowa State University Press, 1977.

- [38] ARRILAGA, J., ARNOLD, C.P., and HARKER, B. J., *Computer Modeling of Electrical Power Systems*. John Wiley & Sons, 1983.
- [39] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation; *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 10, nº 3, August 1995. 1302-1313 pp.
- [40] D' AJUZ, A. et al., **Equipamentos Elétricos - Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão**, Niterói, FURNAS : Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.
- [41] FAUR, Z. T., CAÑIZARES, C. A., “Effects of FACTS Devices on Systems Loadability”, **North American Power Symposium**, June 1995.
- [42] LOPES, I. B. L., **Análise de Bloqueio de LTC's no Fenômeno de Colapso de Tensão**; Dissertação de M.Sc. do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Março 2001.
- [43] FERREIRA L. C. A., SOUZA A. C. Z., “Método Estático para Avaliação da Influência de Load Tap Changer na Estabilidade de Tensão”, **Proceedings of the VII SEPOPE** , Curitiba, PR, May 2000.
- [44] PASSOS FILHO J. A., FERREIRA L. C. A., MARTINS N., SOUZA A. C. Z., “Benefícios da Representação do Controle Automático e Discreto de Bancos de Capacitores/Reatores e de LTC Sistêmicos em Estudos de Segurança de Tensão”, **XVII SNPTEE**, Uberlândia, MG, Outubro de 2003.
- [45] SAUER P. W., PAI M. A., “ Power system steady-state stability and the load-flow jacobian”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, nº 4, November 1990, pp. 1374-1381.
- [46] CAÑIZARES C. A., “Conditions for saddle-node bifurcations in ac/dc power systems”, *Electric Power & Energy Systems*, vol. 17, nº 1, 1995, pp. 61-68.

- [47] DOBSON I. , “ Observations on the geometry of saddle node bifurcations and voltage collapse in electrical power systems”, *IEEE Transactions Circuits and Systems-I*, vol. 39, n° 3, March 1992, pp. 240-243.
- [48] DOBSON I. and LU L. , “ New methods for computing a closest saddle node bifurcation and worst case load power margin for voltage collapse”, *IEEE/PES Summer Meeting – Paper 92 SM 587-6 PWRS*, 1992.
- [49] CAÑIZARES, C. A., *Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems*, PhD thesis, University of Wisconsin-Madison, 1991.
- [50] CAÑIZARES, C. A., “Conditions for saddle-node bifurcations in ac/dc power systems with losses”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.36, n.11, pp. 1423-1429, 1989.
- [51] SEYDEL, R., *From Equilibrium to Chaos – Practical Bifurcation and Stability Analysis*, Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- [52] FERREIRA, L. C. A.; “**Uma Avaliação da Estabilidade de Tensão Abordando Perdas Elétricas em Sistemas Elétricos de Potência**”; Dissertação de M.Sc. do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Março 1999.
- [53] AJJARAPU, V., CHRISTY, C., “The Continuation Power Flow: a tool for Steady State Voltage Stability Analysis”; *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n° 1, pp. 416-423, February 1991.
- [54] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L., “Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems”; *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 1, pp. 416-423, February 1993.
- [55] PAL, M. K., “On Power System Stability Terms and Definitions”; Presented at **IEEE/PES Panel on Stability terms and Definition**; New York, NY, USA, February 1997.
- [56] PINTO, H. J. C. P., “**Análise Modal Aplicada ao Problema de Estabilidade de Tensão**”; Dissertação de D.Sc., COPPE/UFRJ; Rio de Janeiro, RJ, Brasil; 1998.

- [57] FERREIRA L. C. A., HENRIQUES R. M., PASSOS FILHO J. A., MARTINS, N., FALCÃO, D. M., “Influência da Representação de Motores de Indução e de Dispositivos de Controle Automáticos e Discretos em Estudos de Segurança de Tensão”, Proceedings of the **IX SEPOPE** , Rio de Janeiro, RJ, May 2004.
- [58] Albuquerque V .O, “**Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa**”, Dissertação de M. Sc do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Minas Gerais, Brasil, Dezembro de 2002.
- [59] GAO, B., MORISON, G. K., KUNDUR, P., “Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-7, n.4, pp. 1529-1542, 1992.
- [60] MARANNINO, P., BRESESTI, P., DELFANTI, M., GRANELLI, G. P., MONTAGNA, M., “Voltage collapse proximity indicators for very short term security assessment”, *Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III-Voltage Stability and Security*, ECC Inc. , Switzerland, August 1994.
- [61] LÖFF, P. A., SMED, T., ANDERSON, G., HILL, D. J., “Fast Calculation of a Voltage Stability Index”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, n.1, pp. 54-64, February 1992.
- [62] BARQUIN, J., GÓMEZ, T., PAGOLA, F. L., “Estimating the loading limit margin taking into account voltage collapse areas”, *IEEE/PES Winter Meeting - Paper 95 WM 183-4 PWRS*, 1990.
- [63] LÖFF, P. A., ANDERSON, G., HILL, D. J., “Voltage Stability Indices for Stressed Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, n.1, pp. 326-335, February 1993.
- [64] CAÑIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H., “Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, n.3, pp. 1441-1447, August 1996.
- [65] PRADA, R. B., SOUZA, A. C. S., FILHO, X. V., MASSAUD A. G. and OLIVEIRA, J. C., “Voltage stability: phenomena characterization based on

reactive control effects and system critical areas identification”, Proceedings of the **III SEPOPE**, Belo Horizonte, MG, 1991, SP-14.

- [66] MANSOUR, Y., “Industry practice in voltage stability analysis of power systems,” *Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III-Voltage Stability and Security*, ECC Inc. , Switzerland, August 1994.
- [67] SCHULUETER, R. A., HU, I., CHANG, M. W., “ Methods for determining proximity to voltage collapse”, *IEEE/PES Winter Meeting* – Paper 90 WM 096-8 PWRS, 1990.
- [68] GRANVILLE, S., LATORRE, M. L., PEREIRA, L. A. C., “Fluxo de Potência Ótimo: Modelagem Básica e Aplicações”, **XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE**, 1995.
- [69] FERREIRA, L. C. A., **Medidas Operativas para Evitar Colapso de Tensão no Sistema Interligado Sul/Sudeste**, Nota Técnica DANS.O.003.97, Furnas Centrais Elétricas, 1997.
- [70] FERREIRA, L. C. A., SOUZA, A. C. Z., GRANVILLE, S., “Uma Proposta para Implantação de Controle Automático de Colapso de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência”, **XII Congresso Brasileiro de Automática**, Uberlândia, 1998.
- [71] WU, Y., DEBS, A. S., MARSTEN, R. E., “A Nonlinear Programming Approach Based on an Interior Point Method for Optimal Power Flows”, *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference*, paper APT 409-17-27, Athens, 1993.
- [72] LATORRE, M. L., “**Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual Para A Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo**”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro,1995.
- [73] FILHO, J. A. P., FERREIRA L. C. A, MARTINS, N., FALCÃO, D. M., BARBOSA, A. A., “Simulação da Curva de Carga Semanal e de Dispositivos Discretos para Avaliação do Desempenho de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Grande Porte”, Proceedings of the **IX SEPOPE** , Rio de Janeiro, RJ, May 2004.

- [74] PASSOS FILHO J. A., “**Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle do Problema de Fluxo de Potência**”; Dissertação de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora; Juiz de Fora, MG, Brasil; Julho de 2000.
- [75] A.C.B. Martins, L.R.A. Correia, A. V.Gomes e H.J.C.P. Pinto, "Estudos e Ferramentas de Estabilidade de Tensão Utilizados no Âmbito do Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado", **XIII SNPTEE**, Outubro 1995.
- [76] A.C.B. Martins, A.V.Gomes, H.J.C.P. Pinto, C.E.V.Pontes e A.Y.Takahata, "Investigações e Propostas de Solução Para o Fenômeno do Colapso de Tensão na Área Rio de Janeiro/Espírito Santo", V SEPOPE, Maio 1996.
- [77] IEEE/PES, Power System Stability Subcommitee, “**Voltage Satbility Assessment: Concepts, Practices and Tools**”, Special Publication, August2002.
- [78] CAÑIZARES, C. A., “**Power System Stability and Blackouts**”, Seminário realizado na UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil, Setembro 2007.
- [79] JARDIM, J. L. A., **Programa ORGANON, User Guide - V.1.2- 04/06**.
- [80] JARDIM, J. L. A., **Programa ORGANON, Methodology – Volume III - V.1.1- 04/05**.
- [81] MENDES, P. P. C., “*Aplicação de Redes Neurais Artificiais na Análise em Tempo Real da Estabilidade de Tensão de Regime Permanente de Sistemas Elétricos de Potência*”, Tese D.Sc. apresentada à COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Julho 1999.
- [82] FERREIRA, L. C. A., ZAMBRONI, A. C. S., GRANVILLE, S. “Medidas Operativas de Curto Prazo no Controle de Colapso de Tensão”, In: **XIX SNPTEE**, Foz do Iguaçu, Outubro 1999.
- [83] FERREIRA, L. C. A., PASSOS FILHO, J. A., ZAMBRONI, A. C. S., STACCHINI, J. C. S. “Método Estático para Análise a Longo Termo da Segurança de Tensão de Sistemas Elétricos de Grande Porte”, In: **XIX SNPTEE**, Rio de Janeiro, Outubro 2007.

- [84] VOURNAS, C. D., SAUER, P. W., PAI, M. A. “Relationships Between Voltage and Angle Stability of Power Systems”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 18(8): 493-500, 1996.
- [85] TICOM, S. D., FERREIRA, L. C. A., et al. “Mitigação de Riscos e Custos Através de Medidas Operativas de Curto Prazo”, In: *Proceedings of the X SEPOPE*, Florianópolis, Maio 2006.
- [86] PRADA, R. B., CORY, B. J., NAVARRO-PEREZ, R. “Assessment of Steady State Voltage Collapse Critical Conditions”, In: *Proceedings of Power Systems Computation Conference – PSCC*, Graz, August 1990.
- [87] PRADA, R. B., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., VIEIRA FILHO, X., MASSAUD, A. G., OLIVEIRA, J. C. C. “Voltage Stability: Phenomena Characterization Based on Reactive Control Effects and System Areas Identification”, In: *Proceedings of the III SEPOPE*, Belo Horizonte, 1992.
- [88] PASSOS FILHO J. A., “**Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle do Problema de Fluxo de Potência**”; Tese de D.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro; Rio de Janeiro, RJ, Brasil; Novembro de 2005.