

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

**DETECÇÃO E CORREÇÃO DE PROBLEMAS  
RELACIONADOS AO EFEITO OPOSTO NO CONTROLE DE  
TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA**

**DIOGO MARUJO**

**Itajubá, Abril de 2013**

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

**DIOGO MARUJO**

**DETECÇÃO E CORREÇÃO DE PROBLEMAS  
RELACIONADOS AO EFEITO OPOSTO NO CONTROLE DE  
TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Antonio Carlos Zambroni de Souza

**Co-orientador:** Benedito Isaías de Lima Lopes

Abril de 2013  
Itajubá – MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Jacqueline Balducci- CRB\_6/1698

M379d

Marujo, Diogo

Detecção e correção de problemas relacionados ao efeito  
oposto no controle de tensão e potência reativa / Diogo Marujo.

-- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.

123 p. il.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza.

Coorientador: Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Estabilidade de tensão. 2. Controle de tensão. 3. Ações  
de controle. 4. Método da continuação. 5. Curva QV. I. Souza,  
Antonio Carlos Zambroni de, orient. II. Lopes, Benedito Isaías  
de Lima, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá.  
IV. Título.

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

**DIOGO MARUJO**

**DETECÇÃO E CORREÇÃO DE PROBLEMAS  
RELACIONADOS AO EFEITO OPOSTO NO CONTROLE DE  
TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 08 de março de 2013, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Benedito Isaías de Lima Lopes (Co-Orientador)

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior

Abril de 2013  
Itajubá - MG



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002  
**A N E X O II**

**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

Título da "Detecção e Correção de Problemas Relacionados ao  
Dissertação: Efeito Oposto no Controle de Tensão e Potência Reativa"

Autor: Diogo Marujo

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
- Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A ou seja, APROVADO

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 08 de Março de 2013.

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior  
1º Examinador - UNICAMP

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa  
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaias Lima Lopes  
3º Examinador (Co-Orientador) - UNIFEI

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

# Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a DEUS, sem Ele nada seria possível realizar. Agradeço também por tudo que conquistei até agora, mas peço sabedoria para poder conquistar ainda muito mais.

Aos meus pais, Carlos e Jussara, por terem acreditado em mim, incentivando-me a seguir em frente em todas as horas, compartilhando alegrias e dificuldades, pelo apoio e amor incondicional. Seus exemplos de força e dedicação me trouxeram até aqui. Obrigado por tudo.

Ao meu irmão André pela amizade e apoio incomparáveis.

Ao meu orientador, professor Antonio Carlos Zambroni de Souza, pela confiança em mim depositada. Por ter provido de diversas situações e oportunidades nas quais pude desenvolver meu potencial, mas acima de tudo, pelos ensinamentos pessoais que me tornarão uma pessoa melhor.

A Benedito Isaías de Lima Lopes, pela amizade e co-orientação deste trabalho.

Aos colegas de Gesis, pelas conversas, momentos de diversão e por proporcionarem um ambiente de trabalho agradável.

Aos amigos engenheiros Adriano Almeida, Artur Perini, Aurélio Coelho, Dabit Sonoda, Denisson Oliveira, Marcos Santos, Marcus Sollyvan, Thiago Galvão e Silas Souza por suas contribuições para realização deste trabalho, mas também companhia e convivência ao longo desta etapa. Um agradecimento especial também a meus amigos do Paraná Adriano Kemmrich e Pablo Henrique Silva pela amizade de longa data.

Ao CNPQ pelo apoio financeiro

Aos demais amigos, familiares e àqueles que de uma forma ou de outra contribuíram no decorrer desta etapa de minha vida.

*“Nenhuma grande descoberta foi feita jamais sem um palpite ousado.”*

Isaac Newton

# Resumo

Esta dissertação apresenta uma discussão sobre a atuação do controle de tensão e potência reativa em sistemas elétricos. Em particular, é investigado um fenômeno que já foi observado em casos reais do sistema brasileiro em equipamentos para controle de tensão, no qual um aumento na injeção de potência reativa resulta numa redução de tensão, ou seja, o controle de tensão atua de maneira oposta à usual. Este comportamento caracteriza uma situação de instabilidade de tensão, comprometendo a segurança de tensão, tal que ações sucessivas do mesmo possam levar o sistema ao colapso.

Tendo como foco os geradores e compensadores síncronos, são apresentados dois índices visando identificar quando estes equipamentos encontram-se nesta situação, para que o fenômeno seja detectado e medidas corretivas possam ser tomadas. O primeiro índice, já difundido na literatura, considera uma redução nas equações linearizadas do fluxo de potência. Já o segundo, monitora o comportamento da curva QV, representando uma estimativa dos autovalores dominantes da matriz jacobiana, que tendem para zero no ponto de bifurcação, explorando o fato de que o vetor tangente converge para o autovetor à direita.

Em seguida, sabendo que o gerador/compensador encontra-se nesta situação com controle de tensão oposto ao usual, são propostas ações de controle que desloquem o ponto de operação para uma condição em que o controle volte a atuar de forma usual, estável do ponto de vista de tensão e, se possível, com aumento da margem de carga e redução das perdas. Para tanto, propõe-se a utilização da curva QV em conjunto com os índices de detecção, sobretudo para determinar a nova referência de tensão das barras problemáticas. No caso dos geradores, o redespacho de potência ativa também é explorado, a partir de uma formulação sistêmica que utiliza o método da continuação onde o parâmetro considerado é a potência ativa gerada. Por último, aborda-se o problema utilizando técnicas de otimização.

Utilizando o *software* MATLAB, foi desenvolvida uma rotina computacional que engloba a detecção e a correção do fenômeno relacionado ao efeito oposto entre o controle de tensão e potência reativa.

Para validar as técnicas e comparar os resultados, são realizadas várias simulações utilizando dois sistemas: um sistema teste, composto por nove barras, e outro, equivalente de parte do sistema elétrico brasileiro.

# Abstract

This work examines the voltage control and reactive power control in electrical power systems. In particular, it investigates a phenomenon observed in real cases on Brazilian system on voltage control devices, in which an increase in the injection of reactive power causes a voltage decrease, i.e., the voltage control operates in nonproper way. This behavior characterizes a voltage instability scenario, threatening the voltage security, in such a way that successive actions might lead the system to voltage collapse.

With focus in generators and synchronous compensators, two indices are presented to identify this situation, so that the phenomenon is detected and corrected. The first index, already known in the literature, considers a reduction in the linearized power flow equations. The second monitors the behavior of the QV curve, representing an estimation of the dominant eigenvalue of the Jacobian matrix, which tends to zero at the bifurcation point, exploiting the fact that the tangent vector converges to the right eigenvector.

Since the generator / compensator is operating in this situation, with nonproper relation, control actions are proposed to shift the operating point to a condition in which the control back to work properly, recovering the stability and, if possible, with higher load margin and losses decrease. To accomplish this, it is proposed the use of QV curve together with detection indices, especially to determine the new voltage reference on buses. Regarding to generators, the active power redispatch is also performed using the continuation method where the parameter considered is the active power. Finally, the problem is solved using optimization techniques.

A computer program that implements the methodologies for detection and correction of phenomenon related nonproper relation between voltage control and reactive power is developed in Matlab.

Many simulations are performed using a nine-bus system and a real Brazilian system, to validate the proposed techniques and to compare the results.

# Conteúdo

<b>Agradecimentos .....</b>	<b>vi</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>viii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Tabelas .....</b>	<b>xiv</b>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 O Problema do Controle de Tensão e Potência Reativa.....	2
1.2 Revisão da Literatura no Assunto.....	5
1.3 Motivação e Objetivos.....	9
1.4 Organização da Dissertação.....	10
<b>2. Fundamentação Teórica .....</b>	<b>12</b>
2.1 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão .....	12
2.1.1 Análise Estática .....	14
2.1.2 Análise Dinâmica .....	14
2.1.3 Análise Quase-Dinâmica .....	15
2.2 Curva PV .....	16
2.3 Método da Continuação.....	19
2.3.1 Definição do Método .....	20
2.3.2 Passo Previsor: Vetor Tangente.....	20
2.3.3 Passo Corretor .....	23
2.4 Curva QV.....	24
2.4.1 Conceito da Curva QV .....	25
2.4.2 Determinação da Curva QV .....	28
2.4.3 Vantagens da Curva QV .....	28
2.4.4 Desvantagens da Curva QV.....	29
2.4.5 Aplicação .....	29
2.5 Método Continuado QV .....	30
2.5.1 Critérios de Parada.....	32

<b>3.</b>	<b>Efeito Oposto do Controle de Tensão e Potência Reativa .....</b>	<b>34</b>
3.1	Descrição do Problema.....	34
3.2	Exemplo de Existência do Fenômeno .....	37
3.3	Bloqueio da Tensão de Campo.....	46
3.3.1	Análise da Viabilidade do Bloqueio.....	47
<b>4.</b>	<b>Metodologias para Detecção e Correção do Fenômeno.....</b>	<b>53</b>
4.1	Identificação da Região de Operação .....	53
4.1.1	Controle Local de Tensão.....	54
4.1.2	Controle Remoto de Tensão .....	59
4.2	Ações de Controle Corretivas.....	63
4.2.1	Proposta de Mudança na Referência de Tensão .....	66
4.2.2	Proposta de Redespacho de Potência Ativa.....	68
4.2.3	Redespacho Ótimo de Potência [15] .....	72
<b>5.</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>73</b>
5.1	Sistema 9 Barras .....	73
5.1.1	Comparação entre os índices .....	74
5.1.2	Mudança na Referência de Tensão .....	76
5.1.3	Redespacho de Potência Ativa .....	80
5.1.4	Redespacho Ótimo de Potência .....	82
5.2	Sistema 107 Barras .....	84
5.2.1	Mudança na Referência de Tensão .....	86
5.2.2	Redespacho de Potência Ativa .....	89
5.2.3	Redespacho Ótimo de Potência .....	96
<b>6.</b>	<b>Considerações Finais.....</b>	<b>99</b>
6.1	Conclusões.....	99
6.2	Propostas de Trabalhos Futuros.....	102
6.3	Publicações Decorrentes do Trabalho .....	102
	<b>Apêndices.....</b>	<b>108</b>
A.	Dedução Alternativa do Vetor Tangente .....	108
B.	Diagrama do Sistema 107 Barras .....	109

# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Padrão da curva PV .....	17
Figura 2.2 - Sistema 2 Barras .....	18
Figura 2.3 - Curva PV do sistema duas barras .....	18
Figura 2.4 - Ilustração do Método da Continuação .....	21
Figura 2.5 - Fluxograma Esquemático do Método da Continuação .....	23
Figura 2.6 - Curva característica da relação QV .....	25
Figura 2.7 - Curva QV com as principais informações destacadas .....	26
Figura 2.8 - Relação entre pontos da curva PV e da curva QV .....	27
Figura 2.9 - Curva QV e IQ .....	33
Figura 3.1 - Regiões de operação da curva QV .....	35
Figura 3.2 - Diagrama unifilar do sistema teste 9 barras .....	37
Figura 3.3 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga potência constante.....	41
Figura 3.4 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga potência constante.....	41
Figura 3.5 - Curva QV para diversos carregamentos .....	42
Figura 3.6 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga impedância constante.....	43
Figura 3.7 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga impedância constante.....	44
Figura 3.8 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga ZIP .....	44
Figura 3.9 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga ZIP .....	45
Figura 3.10 - Curva PV das barras de carga .....	48
Figura 3.11 - Sensibilidade VTq em função do carregamento .....	48
Figura 3.12 - Curva das barras de carga considerando o bloqueio.....	51
Figura 3.13 - Curva PV da barra 2 considerando o bloqueio .....	51
Figura 4.1- Sistema teste 4 barras.....	57
Figura 4.2 - Sucessão de ações de controle .....	64
Figura 4.3 - Curva QV da barra de Grajaú .....	65
Figura 4.4 - Curva QV com mudança na referência de tensão.....	67
Figura 4.5 - Curva QV para diversos valores de geração de potência ativa.....	69
Figura 4.6 - Fluxograma do redespacho proposto .....	71
Figura 5.1 - 9 Barras: Curva QV na região A.....	75
Figura 5.2 - 9 Barras: Curva QV na região B.....	75
Figura 5.3 - 9 Barras: Curva QV indicando a mudança na referência de tensão.....	76

Figura 5.4 - 9 Barras: Curva PV das barras de carga no caso base .....	79
Figura 5.5 - 9 Barras: Curva PV das barras de carga com mudança na referência .....	79
Figura 5.6 - 9 Barras: Curva PV da barra crítica .....	80
Figura 5.7 - 9 Barras: Índice <i>IQP</i> V em função da potência ativa gerada .....	81
Figura 5.8 - 9 Barras: Índice <i>IQ</i> em função da potência ativa gerada .....	81
Figura 5.9 - 9 Barras: Potência reativa da barra 1 em função da potência ativa gerada da barra 2 .....	82
Figura 5.10 - 9 Barras: Potência reativa da barra 2 em função potência ativa gerada da barra 2 .....	82
Figura 5.11 - 107 Barras: Curva QV da barra 800 no caso base .....	86
Figura 5.12 - 107 Barras: Curva QV da barra 800 indicando a mudança de referência .....	87
Figura 5.13 - 107 Barras: Curva PV da barra crítica .....	88
Figura 5.14 - 107 Barras: Curva PV das barras de carga no caso base .....	89
Figura 5.15 - 107 Barras: Curva PV das barras de carga com mudança de referência .....	89
Figura 5.16 - 107 Barras: Comportamento dos índices durante o redespacho .....	90
Figura 5.17 - 107 Barras: Comportamento das perdas com redespacho considerando o FP das máquinas .....	93
Figura 5.18 - 107 Barras: Comportamento dos índices durante o redespacho .....	94
Figura 5.19 - Comportamento das perdas com redespacho assumido pela barra de referência .....	96
Figura B.1 - Diagrama unifilar do sistema 107 barras .....	109

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Característica dos Equipamentos de Controle de Tensão .....	4
Tabela 2.1 - Indicativo de Escalas de Tempo .....	13
Tabela 3.1 - Dados de linha do sistema 9 barras .....	38
Tabela 3.2 - Dados de barra - Caso 1 - Região normal de operação .....	38
Tabela 3.3 - Dados de barra - Caso 2 - Região anormal de operação .....	39
Tabela 3.4 - Análise do Caso 1: Ponto de operação na região normal .....	39
Tabela 3.5 - Análise do Caso 2: Ponto de operação na região anormal .....	40
Tabela 3.6 - Quadro comparativo para diversos tipos de carga.....	45
Tabela 3.7 - Margem de carga e tensões para vários instantes de bloqueio .....	49
Tabela 3.8 - Comparação das condições operativas para vários instantes de bloqueio.....	49
Tabela 4.1 - Interpretação do índice <i>IQPV</i> .....	56
Tabela 5.1 - Dados de barra do sistema 9 barras na região B.....	74
Tabela 5.2 - 9 Barras: Comparação entre os índices no caso base .....	74
Tabela 5.3 - 9 Barras: Índices após a mudança na referência de tensão.....	77
Tabela 5.4 - 9 Barras: Comparação das tensões .....	77
Tabela 5.5 - 9 Barras: Comparação entre as perdas .....	78
Tabela 5.6 - 9 Barras: Comparação da margem de carga e carga suprida.....	78
Tabela 5.7 - 9 Barras: Comparação entre os índices considerando o redespacho ótimo.....	83
Tabela 5.8 - 9 Barras: Comparação das condições operativas considerando o redespacho ótimo.....	83
Tabela 5.9 - 107 Barras: Índices de todas as barras no caso base .....	85
Tabela 5.10 - 107 Barras: Índices com referência de 0,872 p.u. na barra 800 .....	87
Tabela 5.11 - 107 Barras: Índices com referência de 0,82 p.u. na barra 800 .....	87
Tabela 5.12 - 107 Barras: Comparação entre as perdas .....	88
Tabela 5.13 - 107 Barras: Comparação da Margem de carga e carga suprida .....	88
Tabela 5.14 - 107 Barras: Comparação entre os valores de potência ativa gerada .....	91
Tabela 5.15 - 107 Barras: Índices após o redespacho considerando o FP das máquinas .....	92
Tabela 5.16 - 107 Barras: Comparação da margem de carga suprida considerando o redespacho .....	93
Tabela 5.17 - 107 Barras: Índices após o redespacho assumido pela barra de referência.....	94

Tabela 5.18 - 107 Barras: Comparação das condições operativas com redespacho assumido pela referência.....	95
Tabela 5.19 - 107 Barras: Comparação entre os índices considerando redespacho ótimo.....	97
Tabela 5.20 - 107 Barras: Comparação das condições operativas considerando redespacho ótimo.....	98

---

# CAPÍTULO 1

## 1. Introdução

Restrições econômicas e ambientais têm limitado os investimentos na expansão do sistema de transmissão, fazendo com que as linhas de transmissão passem a operar cada vez mais carregadas. Uma solução encontrada para tentar contornar o problema nos investimentos e permitir que maiores blocos de energia pudessem ser transmitidos, foi utilizar equipamentos para compensação reativa. Como consequência, começaram a surgir problemas relacionados a instabilidade de tensão perto das condições normais de operação. Diante disso, a estabilidade de tensão tornou-se um ponto de preocupação, despertando o interesse de engenheiros e pesquisadores [1].

Inicialmente, alguns conceitos referentes a estabilidade, instabilidade e colapso de tensão são definidos.

A estabilidade de tensão é a capacidade de um sistema manter a tensão estável e em níveis aceitáveis em todos os barramentos seja em condições normais de operação ou em uma condição pós-perturbação. Um sistema encontra-se em um estado de instabilidade quando está sujeito a uma queda progressiva e incontrolável de tensão. O principal fator que causa a instabilidade é a incapacidade do sistema de energia para atender a demanda de potência reativa [1][2].

Outra definição para estabilidade de tensão estabelece que, para uma dada condição de operação, a magnitude da tensão deve aumentar com o aumento da injeção de potência reativa naquela mesma barra. Por outro lado, o sistema é instável do ponto de vista de tensão se em pelo menos uma barra do sistema, o nível de tensão reduzir à medida que injeção de potência reativa é aumentada naquela barra. Em outras palavras, o sistema é estável quando a sensibilidade V-Q é positiva para todas as barras do sistema e instável se a sensibilidade V-Q é negativa para pelo menos uma das barras [1].

Existe ainda uma diferenciação entre instabilidade de tensão e colapso de tensão. A instabilidade de tensão é essencialmente um fenômeno local, porém com consequências que podem ter um impacto generalizado. Já o colapso de tensão é mais complexo que a instabilidade de tensão e é geralmente o resultado de uma sequência de eventos que

---

acompanham a instabilidade de tensão, levando a um perfil de baixa tensão em uma parte significativa do sistema de potência [1].

Diante disto, este trabalho tem como foco analisar um problema que caracteriza uma situação de instabilidade de tensão, relacionado ao efeito oposto do controle de tensão e potência reativa, fenômeno este capaz inclusive de levar o sistema ao colapso.

Este capítulo introdutório explora o problema do controle de tensão e potência reativa, apresentando em seguida a revisão da literatura sobre o tema, bem como as motivações e objetivos. Por fim, apresenta-se como este trabalho foi estruturado.

## **1.1 O Problema do Controle de Tensão e Potência Reativa**

Em um sistema de transmissão, o controle de tensão é executado através do gerenciamento de potência reativa. Esta potência pode ser gerada ou absorvida tanto por equipamentos de geração quanto de transmissão. Quando realizado de forma efetiva, este controle apoia a confiabilidade e facilita as transações comerciais através da rede de transmissão.

Existem três razões principais para gerenciar a energia reativa e controlar a tensão [1] [3]. Em primeiro lugar, as tensões terminais em todos os equipamentos do sistema devem estar dentro de limites aceitáveis. Tanto os equipamentos da rede quanto os dos consumidores são projetados para operar em certas faixas de tensão, normalmente  $\pm 5\%$  da tensão nominal. Em baixas tensões, muitos equipamentos apresentam desempenho deficiente; lâmpadas fornecem menos iluminação, motores de indução podem superaquecer e danificar-se e alguns equipamentos eletrônicos simplesmente não funcionarão. Por outro lado, tensões elevadas podem danificar equipamentos e reduzir sua vida útil.

Em segundo lugar, a energia reativa consome recursos da transmissão e meios de produção. Para maximizar a quantidade de potência ativa que pode ser entregue através de uma linha de transmissão congestionada, é necessário reduzir os fluxos de potência reativa. Do mesmo modo, a produção de energia reativa pode limitar a capacidade de produção de potência ativa de um gerador.

Em terceiro lugar, o fluxo de potência reativa sobre o sistema de transmissão resulta em perdas. Deste modo, uma quantidade adicional de potência deve ser fornecida para suprir essas perdas.

Neste contexto, os geradores têm papel fundamental, uma vez que possuem uma característica inerente de tentar ajudar a manter o nível de tensão do sistema. Estes podem

---

gerar ou absorver potência reativa, dependendo da sua corrente de excitação. Quando sobreexcitados eles suprem potência reativa e quando subexcitados absorvem potência reativa. A capacidade deste suprimento contínuo em gerar ou absorver potência reativa é, contudo, limitada pela corrente de campo, corrente de armadura e região limite de aquecimento da curva de capacidade da máquina [4].

Para um dado cenário de carga e geração do sistema, o gerador possui uma tensão especificada a qual tenta manter. Se a tensão do sistema cai, o gerador irá injetar potência reativa no sistema, tentando aumentá-la. Por outro lado, se a tensão do sistema aumenta, o gerador irá reduzir a geração de potência reativa, tendendo a reduzir o nível de tensão. Este comportamento será controlado pelo regulador de tensão, cuja função consiste em ajustar a corrente de campo do gerador, de modo que a mesma varie na direção apropriada para que se obtenha a tensão especificada.

Fica evidente que o controle do nível de tensão é acompanhado pelo controle da produção, absorção e fluxo de potência reativa em todos os níveis do sistema, mostrando sua relação direta com a potência reativa gerada pelos geradores síncronos. As unidades de geração fornecem os meios básicos de controle de tensão e os reguladores automáticos de tensão controlam a corrente de excitação de maneira a manter em valores adequados os níveis de tensão nos terminais dos geradores.

Entretanto, meios adicionais são usualmente utilizados para controlar a tensão do sistema. Os principais dispositivos usados para este propósito são classificados como a seguir [1]:

- a) Fontes de potência reativa como: capacitores *shunt*, reatores *shunt*, compensadores síncronos e compensadores estáticos (SVCs);
- b) Compensação da reatância da linha, com capacitores série;
- c) Transformadores reguladores, como transformadores comutados sob carga (LTCs);

Estes dispositivos diferem entre si com relação a várias características importantes: velocidade de resposta, continuidade de controle, resposta para variações de tensões no sistema, custo de investimento e operação, conforme pode ser observado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Característica dos Equipamentos de Controle de Tensão

Tipo do Equipamento	Velocidade de Resposta	Habilidade de Manter a Tensão	Custos	
			Investimento (por KVAR em dólares)	Operando
Gerador	Rápido	Excelente, Capacidade de curto prazo adicional	Difícil separar	Alto
Compensador Síncrono	Rápido	Excelente, Capacidade de curto prazo adicional	\$30-35	Alto
Capacitor	Lento, em passos	Pobre, cai com $V^2$	\$8-10	Muito baixo
Compensador Estático (SVC)	Rápido	Pobre, cai com $V^2$	\$45-50	Moderado
STATCOM	Rápido	Bom, cai com $V$	\$50-55	Moderado
Geração Distribuída	Rápido	Bom, cai com $V$	Difícil separar	Alto

Fonte: Adaptado de [3]

A seleção e coordenação dos equipamentos para controle de potência reativa e tensão representam um dos principais desafios dos engenheiros de sistemas de potência. Para uma operação eficiente e confiável dos sistemas de potência, este controle deve ser feito de maneira adequada. Entretanto, isto representa uma tarefa complicada, principalmente por estar relacionado a alguns fatores tais como [1][3]:

- O sistema de transmissão por si só é um consumidor não linear de potência reativa, cujo comportamento depende do carregamento do sistema. Em condições de carga leve, o sistema gera potência reativa que deve ser absorvida (a linha de transmissão atua como um capacitor, aumentando as tensões), enquanto que em carga pesada, o sistema consome uma quantidade de energia reativa que deve ser suprida (a linha atua como um indutor, reduzindo as tensões).

- 
- Os requisitos de potência reativa são dependentes, tanto da geração quanto da configuração da transmissão. Conseqüentemente, estes requisitos de potência reativa variam ao longo do tempo, dependendo dos níveis de carga e das mudanças nos valores de geração. As redes de geração e transmissão brasileiras, por exemplo, constituem um sistema de grandes dimensões, nos quais os sistemas de potência devem suprir potência para um vasto número de cargas, sendo este alimentado por um grupo composto por muitos geradores, cujas localizações podem ser distantes das cargas. Isto se torna um problema, uma vez que a potência reativa não deve ser transmitida por longas distâncias (ao contrário da potência ativa), de maneira que o controle de tensão e potência reativa deve ser executado usando dispositivos distribuídos ao longo do sistema.
  - O sistema é composto por vários equipamentos que podem falhar a qualquer momento. Portanto, o sistema deve ser projetado para operar com perda de qualquer único equipamento constituinte, sem afetar os clientes. Isto é, o sistema é projetado para resistir a uma contingência simples (critério “N-1”).

Somado a todos esses desafios, outro grande problema no controle de tensão e potência reativa consiste na existência da relação oposta entre a potência reativa gerada e a tensão terminal de geradores e compensadores síncronos. Esta dissertação, portanto, aborda o problema desta relação oposta, com o intuito de comprovar a existência do fenômeno, mostrar suas características e implicações, bem como identificá-lo e sugerir ações de controle para corrigi-lo, de modo que o controle de tensão volte a atuar de maneira adequada e o sistema se torne estável do ponto de vista de tensão.

## **1.2 Revisão da Literatura no Assunto**

Existem vários estudos na literatura que tratam do controle de tensão e potência reativa, bem como de técnicas para avaliação das condições de segurança de tensão. A maioria deles baseia-se no controle ótimo dos equipamentos, buscando ações de controle otimizadas que satisfaçam o perfil de tensão recomendado. No entanto, são poucos os trabalhos que abordam o fenômeno da relação oposta entre a tensão e potência reativa, desde a identificação até determinação de ações corretivas. Neste sentido, para elaboração desta dissertação, foi realizada uma ampla pesquisa bibliográfica relacionada aos temas de controle de tensão, ações

---

de controle, métodos de avaliação e quantificação da estabilidade. Alguns destes trabalhos, considerados como básicos para a realização desta dissertação são apresentados nesta seção.

Um dos primeiros estudos encontrados que abordam as regiões de operação no qual o controle de tensão tem o efeito oposto ao desejado pode ser encontrado na referência [5]. O foco deste trabalho era confirmar a existência dessas duas regiões de operação, bem com uma região de fronteira. Três tipos mais comuns de ações de controle (instalação de capacitores, mudança de tape em transformadores e elevação do nível de tensão em barras de geração) foram aplicadas a diferentes condições de operação. Foi assumido que o nível de tensão era baixo, e objetivo era elevá-lo. Observou-se ainda que, a exemplo das outras ações de controle, o corte de carga também atua de acordo com a região de operação.

Em [6] os autores propõem uma ferramenta analítica simples para análise do fenômeno da relação oposta a usual baseada em pequenas modificações na matriz jacobiana, que permite a avaliação em tempo real da estabilidade de tensão. São apresentados índices que auxiliam nesta avaliação. Eles indicam a margem de MVA para o ponto de máximo carregamento, a região de operação, a importância relativa entre as barras, a sensibilidade para ações de controle e uma quantificação da dificuldade para transmissão de energia.

Já em [7] os autores estendem a discussão anterior, focando na necessidade de considerar uma nova restrição nos estudos de planejamento e operação de potência reativa caso a rede se encontre suficientemente carregada a ponto de causar preocupação sobre a eficácia do controle de tensão. Caso a magnitude da tensão e potência reativa apresentem relação oposta, não será mantido o controle de tensão. Em especial, trata-se da avaliação da entrada em operação de um SVC. Os resultados apresentados mostram a necessidade desta restrição durante o período de decisão da localização e do tamanho de novas fontes de potência reativa, principalmente diante de situações de controle oposto entre a tensão e potência reativa. Alerta-se ainda que os estudos de planejamento devam garantir que o controle de tensão seja mantido para todos os níveis de carga, para o caso base e casos de contingência, tal que ações corretivas sejam necessárias apenas em cenários imprevistos e não planejados.

O método proposto em [8] determina uma matriz de sensibilidade (VCS – Voltage Control Sensitivity Matrix) constituída por índices que permitem determinar se uma ação de controle é apropriada ou não. Esta matriz relaciona as variáveis de controle com as tensões controladas, permitindo ainda o cálculo de ações de controle necessárias para mover o sistema de uma região de operação instável, ou próxima dela, para um ponto de operação estável.

---

Considera-se a possibilidade do controle ser executado por transformadores comutados sob carga (LTC's), geradores, compensadores, capacitores, reatores e SVC's. Nesta mesma linha de estudo, a referência [9] investiga a interação existente entre os diversos dispositivos de controle. Inicialmente esta avaliação é feita diretamente a partir dos elementos da matriz VCS. Entretanto, conforme a dimensão do sistema aumenta, esta inspeção direta da matriz torna-se uma tarefa complexa, tendo em vista que o número de equipamentos envolvidos na análise aumenta. Para superar esta dificuldade, o autor propõe uma análise baseada em autovalores, autovetores e fatores de participação da matriz VCS. Os sinais dos autovalores indicam a região de operação dos equipamentos, ao passo que o fator de participação associado a cada autovalor mostra a influência de cada equipamento neste autovalor.

As referências [10] e [11] destacam a importância da avaliação da região de operação de dispositivos de controle de tensão, através da análise de um evento que ocorreu na área do Rio de Janeiro em 1999. Em [10] é mostrado o efeito de manobras no tape de transformadores quando este equipamento encontrava-se atuando de maneira oposta ao usual. Como não se tinha informações da região de operação do mesmo, as sucessivas manobras no tape acabaram deteriorando ainda mais o sistema, com conseqüente perda do controle de tensão e redução da margem de carga da área. Baseado nesta ocorrência, em [11] é proposta uma metodologia para garantir a segurança de tensão do sistema mesmo em situações críticas, assim como, na impossibilidade desta garantia, apoiar de forma segura ações corretivas, evitando assim a perda de controle de tensão. Isto é feito através do monitoramento de curvas PV e QV de barras importantes do sistema, considerando uma representação adequada dos dispositivos de controle de tensão. Defende-se ainda que a confiança em somente umas das técnicas de análise estática, baseadas em curvas PV ou QV, não é suficiente para a avaliação segura da estabilidade de tensão, sendo cada tipo de análise importante e necessária para complementar uma o resultado da outra.

A partir do momento em que são identificados sistemas com problemas no controle de tensão e potência reativa, ações corretivas devem ser propostas para melhorar a segurança de tensão do sistema, aumentar a margem de carga e evitar o colapso de tensão. Em [12], por exemplo, discute-se o efeito da mudança do tape no processo de instabilidade de tensão. Assim como em [11], avaliam-se casos em que esta ação de controle, em um primeiro momento efetiva, pode eventualmente levar o sistema ao colapso. É proposta então, uma metodologia para determinação do instante de bloqueio do tape utilizando a técnica do vetor

---

tangente no qual o tape é o parâmetro, fornecendo a sensibilidade das variáveis de estado em função da mudança do tape.

A referência [13], por sua vez, estende a metodologia apresentada em [12], utilizando a ideia do vetor tangente para determinar o instante do bloqueio da tensão de campo em máquinas síncronas. Sua aplicação é útil quando um gerador encontra-se numa situação em que sua atuação deteriora ainda mais o nível de tensão do sistema. A metodologia considera o jacobiano completo do sistema, como todas as equações de potência ativa e reativa, com exceção das associadas à barra de referência. A partir de uma variação na potência reativa da barra de interesse, tem-se como resultado o vetor tangente, que mostra a sensibilidade do nível de tensão na barra de interesse em função da variação da potência reativa. Enquanto um aumento de tensão resultar num aumento de potência reativa, nenhuma atitude é tomada. Por outro lado, quando a relação for inversa, a tensão de campo deve ser bloqueada.

Em [14] foi proposta uma metodologia de otimização utilizando algoritmos genéticos para determinar as ações de controle que permitam melhorar os índices de margem de potência nas barras do sistema. Uma vez que barras críticas são detectadas, a otimização é aplicada como reforço ao sistema, através da alteração do perfil de tensão nas barras que possuem unidades geradoras e com conseqüente redução das perdas. O problema a ser resolvido é determinar quais serão os valores ótimos de tensão nas barras terminais de unidades geradoras com a finalidade de melhorar as condições de segurança de tensão do sistema e torná-las menos severas.

Outro método utilizado para reforçar as condições de estabilidade de tensão é apresentado em [15], a partir de um processo que considera três etapas sequenciais. Inicialmente avaliam-se as condições de estabilidade de tensão, determinando a barra crítica através do cálculo da margem de potência. Determina-se então o “caminho de transmissão crítico” entre os vários existentes para transportar potência de geradores para a aquela barra crítica. Em seguida, determina-se o “ramo crítico” deste caminho. Por fim, utiliza-se um programa de fluxo de potência ótimo para aliviar o carregamento deste ramo, através do redespacho de potência. Uma das vantagens deste método é que o mesmo pode ser usado para reforçar as condições de estabilidade de tensão em qualquer tipo de barra do sistema, seja ela de carga, geração ou de tensão controlada por compensadores síncronos.

O redespacho de potência também é frequentemente utilizado para melhorar as condições de estabilidade de tensão. De modo geral, este redespacho é determinado através de técnicas de otimização. Outros trabalhos, porém encontram uma solução sub-ótima através de

---

uma matriz jacobiana aumentada, que é obtida através da adição de algumas restrições a matriz jacobiana original. Esta formulação da jacobiana aumentada já foi utilizada para redução de perdas de potência ativa na área de interesse [16], remoção de sobrecargas em linhas de transmissão [17], na determinação do ponto de colapso utilizando a função energia [18], e no ajuste de controles [19].

### **1.3 Motivação e Objetivos**

A garantia do fornecimento de energia elétrica com qualidade e de forma ininterrupta é fundamental para o desenvolvimento de um país. Contudo, restrições econômicas e ambientais têm limitado o investimento na expansão do sistema, fazendo com que o mesmo opere cada vez mais próximo de seus limites. Neste cenário, o risco da ocorrência de fenômenos relacionados à estabilidade de tensão se acentua.

Em condições normais de operação, é necessário que a tensão mantenha-se dentro uma variação do valor nominal. Em certos casos, pode ocorrer uma queda excessiva no nível de tensão, tal que medidas devam ser tomadas para levar o sistema a um ponto normal de operação. Isto geralmente é feito através de controles associados ao suprimento de potência reativa. Podem ocorrer, entretanto, casos em que os controles não sejam suficientes para corrigir as tensões anormais. Situação pior é observada quando estes controles deterioram ainda mais o nível de tensão, de maneira que atue de maneira oposta ao usual, comportamento este indesejável, uma vez que pode levar o sistema ao colapso. Apesar de não se tratar de uma situação corriqueira, já foi observada em casos reais do sistema elétrico, justificando o estudo em questão.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo principal investigar o fenômeno da relação oposta do controle de tensão e potência reativa em geradores e compensadores síncronos, partindo do entendimento do problema e, em seguida, apresentando técnicas para detecção e correção do mesmo.

Como objetivos específicos, busca-se:

- 1) Garantir a estabilidade de tensão tanto local quanto do sistema;
- 2) Manter o nível de tensão dentro das faixas de operação exigidas;
- 3) Melhorar as condições operativas e, se possível, com aumento da margem de carga e redução das perdas.

---

Para tanto, considerando uma abordagem estática, apresenta-se um estudo detalhado do fenômeno, associando-o a regiões de operação da curva QV. A identificação destas regiões, sem que seja necessário obter a curva QV para cada barra a cada ponto operativo, é feita utilizando índices que são obtidos através de manipulações na matriz jacobiana do sistema. Caso sejam encontradas barras que se encontram com relação oposta, avalia-se a possibilidade do bloqueio da tensão de campo dos geradores e compensadores, ação esta que, mesmo não recuperando a estabilidade do ponto de vista de tensão, pode evitar que o controle deteriore ainda mais o sistema. Para deslocar o ponto de operação para uma condição normal e estável, são apresentadas três metodologias. A primeira considera a mudança da referência de tensão na barra que se encontra operando de maneira oposta ao usual, obtida com base no levantamento da curva QV. A segunda ação corretiva corresponde ao res despacho de potência ativa, sendo este realizado de maneira sistemática através de uma adaptação do método continuado QV, sem que sejam necessárias intervenções manuais. Por último, considera-se o res despacho ótimo de potência, seja ativa ou reativa, utilizando o programa FLUPOT.

## **1.4 Organização da Dissertação**

Esta dissertação foi dividida em seis capítulos, além de um apêndice, e das referências bibliográficas.

Após este capítulo introdutório, o Capítulo 2 aborda os conceitos básicos de estabilidade de tensão necessários para realização deste trabalho. São apresentadas as ferramentas, definições e termos utilizados para avaliação do mesmo. Com este objetivo, primeiramente, mostra-se como são divididas as análises de acordo com os cenários envolvidos. Em seguida, são abordadas as metodologias para obtenção das curvas PV e QV, além da automatização das mesmas, a partir do método da continuação e método continuado QV.

O Capítulo 3 discute o fenômeno da relação oposta entre a tensão e potência reativa em geradores e compensadores síncronos, de maneira a descrever a existência do mesmo e buscar possíveis explicações para sua ocorrência. Definem-se também as regiões de operação que equipamentos de controle de tensão podem atuar. Como uma primeira atitude, discute-se a possibilidade de bloqueio da tensão de campo de geradores e compensadores síncronos, tal que evite que o controle, atuando de maneira oposta ao usual, deteriore ainda mais o sistema.

---

Com o objetivo de melhorar as condições de tensão do sistema, o Capítulo 4 apresenta um índice para facilitar a detecção de ações de controle com efeito oposto, focando no controle local e remoto de geradores e compensadores síncronos. Em seguida, tendo em vista que foram identificadas máquinas operando nesta condição, são apresentadas ações corretivas de maneira a levar o equipamento a operar novamente em uma condição usual e estável do ponto de vista de tensão, com melhora nas condições operativas.

No Capítulo 5 são mostrados os resultados numéricos, obtidos através do programa computacional desenvolvido. Este programa é utilizado para validar as metodologias, utilizando para isto dois sistemas testes: um sistema ilustrativo (9 barras) e o outro correspondente a um equivalente de parte do sistema brasileiro (Sul/Sudeste/Mato Grosso 107 barras).

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as considerações finais do trabalho, resumindo as principais contribuições e conclusões provenientes da realização deste trabalho, bem como algumas sugestões para de trabalhos futuros.

---

# CAPÍTULO 2

## 2. Fundamentação Teórica

Este capítulo tem como objetivo mostrar conceitos teóricos relacionados a estabilidade de tensão, mais especificamente aqueles cujo conhecimento prévio servem de alicerce para o desenvolvimento deste trabalho.

Inicialmente são abordados os principais métodos de simulação utilizados análise de estabilidade de tensão apresentado, para cada um, suas características básicas. Em seguida, são descritos os métodos da curva PV e QV cujo conhecimento conjunto permite avaliar a condição em que o sistema se encontra assim como garantir ações preventivas e corretivas para manter a estabilidade.

### 2.1 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão

Fenômenos relacionados com a instabilidade de tensão em redes de transmissão têm contribuído para os maiores *blackouts* ao redor do mundo. Por esta razão, o tempo de identificação do risco é crucial para permitir o controle efetivo e intervenções da proteção no sistema. Na tentativa de avaliar de forma rápida o comportamento do sistema diante das mais diversas perturbações que possam ocorrer, muitos estudos e ferramentas foram desenvolvidos, cada qual aplicável a cenários específicos de carga, geração e elementos constituintes além, é claro, do tempo de análise.

Em sistemas de potência, é comum classificar o problema de estabilidade de tensão em diferentes escalas de tempo. A Tabela 2.1 indica a escala de tempo para diversas cargas e componentes do sistema que contribuem para o colapso de tensão [20].

Para cada um dos períodos da Tabela 2.1, o sistema deve ser modelado de maneira particular, sendo representado por um conjunto puramente algébrico ou algébrico-diferencial. De modo geral, a escolha da modelagem e do tipo da simulação é dependente da análise a ser realizada e da perturbação envolvida no problema.

Tabela 2.1 - Indicativo de Escalas de Tempo

<b>Escala de Tempo</b>	<b>Componentes do Sistema</b>	<b>Carga</b>
Longo Prazo	Despacho de Geração	Cargas Cíclicas
Médio Prazo	Transformadores Comutados Sob-Carga (LTCs), Limitadores de Sobreexcitação (OXLs), Capacitores/Indutores Chaveáveis, Controle Secundário de Tensão	Termostáticas
Transitório	Geradores, AVRs, Reguladores de Velocidade, HVDC	Motores de Indução
Instantâneo	Rede	Cargas Estáticas

Fonte: Adaptado de [20]

A simulação é dividida em basicamente dois grandes grupos: simulações estáticas e dinâmicas. Se o foco do estudo for o regime permanente considerando pequenas perturbações, o modelo estático (cujo sistema é representando apenas por equações algébricas) é suficiente para determinar as características do sistema tal como: margem de carga e barra/área crítica. Este método de simulação pode ser usado também para pré-selecionar contingências mais severas sob o ponto de vista de margem de carga até o ponto de colapso [21][22], com o objetivo de diminuir o esforço computacional, já que apenas as mais severas seriam rigorosamente avaliadas [23].

Entretanto, em muitos casos, simplesmente desprezar o efeito das equações diferenciais pode ser uma alternativa incorreta, principalmente quando se está considerando grandes perturbações (como um curto-circuito, perda de uma linha, gerador ou grande banco de capacitores), tendo em vista que o mesmo não mais responde nas proximidades de seu ponto de equilíbrio.

Quando o foco do estudo é a estabilidade de longo prazo, uma solução intermediária para o problema esforço computacional versus representação detalhada do sistema, é o modelo quase-dinâmico. Como o sistema apresenta constantes de tempo diferenciadas, este método considera simplificações adequadas sobre os mecanismos de resposta de cada elemento, fazendo aproximações em relação a análise dinâmica. A principal vantagem consiste redução do tempo de simulação sem a perda de qualidade do resultado.

---

Como cada um dos tipos de simulação mencionados acima possuem características diferentes, porém importantes no estudo de estabilidade de tensão, a seguir é apresentada uma breve descrição sobre cada um dos métodos.

### **2.1.1 Análise Estática**

A abordagem estática captura condições instantâneas do sistema em instantes de tempo diferentes, ao longo da trajetória no domínio do tempo [1]. Conseqüentemente, o sistema é estudado considerando o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência, ou seja, através do estudo de pontos de equilíbrios.

Por requerer um baixo esforço computacional, a análise estática é muito utilizada, principalmente em tempo real, onde existe a necessidade de estudo de uma grande quantidade de condições e/ou contingências no sistema [24].

Como principais vantagens deste tipo de análise, destacam-se: capacidade de proporcionar informações a respeito da condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, cálculo do limite de máximo carregamento, além da margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, determinação das áreas críticas do sistema, classificação das contingências críticas, identificação da melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação ou obtenção de reserva girante [22][23][24].

A desvantagem, evidentemente, consiste no fato de se desconsiderar as características dinâmicas do sistema. Entretanto, sob certas condições, a análise estática pode ser suficiente para avaliar a estabilidade dinâmica do sistema, como mostrado na referência [24]. Mesmo nos casos em que somente a análise estática não é suficiente, ela pode ser utilizada em conjunto com a análise dinâmica, de maneira complementar, uma vez que cada uma oferece informações diferenciadas sobre a estabilidade de tensão do sistema.

### **2.1.2 Análise Dinâmica**

Este tipo de análise leva em conta a característica dinâmica de todos os componentes que fazem parte do sistema. Uma representação mais geral do sistema é, então, considerada e o sistema é modelado por um conjunto de equações algébrico-diferenciais [25]. Sua utilização é importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, para análises de ocorrências e com uma base para algumas análises estáticas.

---

Como principal vantagem, a análise dinâmica proporciona uma reprodução fiel da dinâmica envolvida na instabilidade de tensão, através de uma modelagem mais detalhada dos geradores e das cargas que, neste tipo de simulação, podem ser representadas dinamicamente.

Por outro lado, as desvantagens são provenientes da necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, do não fornecimento direto de informações a respeito da margem de carga e área crítica de estabilidade e, principalmente, do longo tempo de simulação [23].

Apesar deste grande esforço computacional, este tipo de análise é muito utilizado, uma vez que a resposta transitória é de grande relevância nos estudos de estabilidade de tensão.

### **2.1.3 Análise Quase-Dinâmica**

Conforme mencionado previamente, neste tipo de análise considera-se que as dinâmicas rápidas do sistema já tenham atingido o regime permanente (o período transitório é desconsiderado), podendo ser aproximadas por pontos de equilíbrio. Nesta abordagem, o sistema anteriormente algébrico-diferencial (análise dinâmica) passa a ser puramente algébrico podendo ser resolvido utilizando um método iterativo, como por exemplo, Newton-Raphson. Assim obtém-se uma sucessão de pontos equilíbrio em função de elementos discretos do sistema.

No fluxo de carga convencional (sistema puramente algébrico), as equações de potência são linearizadas. Na análise quase-dinâmica, são apenas agregadas as equações dinâmicas linearizadas, dado que deseja-se analisar o sistema para pontos de equilíbrio. Portanto, o sistema passa ter uma matriz jacobiana aumentada em relação ao fluxo de carga convencional, pela inclusão das equações dinâmicas linearizadas. Deste modo, tem-se um modelo quase dinâmico do sistema onde o intervalo entre um estado e outro é dependente do tempo de atuação dos elementos de reposta mais lenta (tempo discreto) do sistema [25].

Esta representação puramente algébrica justifica a redução do tempo de simulação uma vez não se torna mais necessária a utilização de um método de integração, tal como o método trapezoidal. Ademais, para tempos superiores ao período transitório (em longo prazo), os resultados obtidos são satisfatórios quando comparados a análise dinâmica global.

---

## 2.2 Curva PV

A análise estática é recomendada para estudos de estabilidade de tensão, principalmente em tempo real, já que nesta situação é necessário determinar um grande número de condições operativas e/ou distúrbios na rede, de maneira a detectar e prevenir o colapso de tensão, a custo de um reduzido esforço computacional [26].

Neste sentido, os métodos estáticos baseados na obtenção das curvas PV e QV desempenham um papel extremamente importante. O Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) considera o traçado da curva PV como a metodologia mais apropriada para a determinação da margem de estabilidade, e o levantamento da curva QV como uma metodologia complementar para avaliar a margem de potência reativa e os locais para reforço do sistema. Assim, a partir dessas curvas definem-se ações preventivas e corretivas para garantir a estabilidade [27].

As curvas PV mostram a variação da tensão num dado barramento do sistema, à medida que a potência da carga aumenta e, para sistemas multi-nodais, são obtidos realizando sucessivos cálculos do fluxo de potência, baseado no método de Newton-Raphson [28].

Durante a construção da curva PV é possível incrementar apenas a potência ativa, a potência reativa ou ambas, para apenas algumas áreas selecionadas ou para todo o sistema. Entretanto, de modo geral, é mais conveniente realizar os incrementos de carga em todos os barramentos da rede, mantendo o mesmo fator de potência e repartindo o aumento por todos os geradores, uma vez que este é considerado como o pior cenário [28].

A Figura 2.1, mostra a forma padrão de uma curva PV, destacando as grandezas de maior interesse na avaliação de estabilidade de tensão.

O ponto *PMC* (ponto de máximo carregamento) representa a carga máxima ( $P_{CR}$ ) que o sistema consegue suprir, ou seja, é o limite de transmissão de potência. Neste ponto, o sistema é incapaz de fornecer potência ativa adicional, de modo que se a carga continuar a aumentar, o sistema colapsa. Assim, *PMC* é também conhecido como ponto de colapso de tensão. Ademais, associado a este ponto, existe um único valor de tensão capaz de satisfazer a equação da curva, representado pela variável dependente  $V_{CR}$ , chamado de tensão crítica.

Como pode ser observado na Figura 2.1, para um dado valor de potência  $P_0$  (menor que  $P_{CR}$ ) existem sempre dois valores de tensão. O ponto A, cuja tensão é mais elevada e a corrente é menor, corresponde a um ponto estável de funcionamento. Já o ponto B, de tensão mais baixa e corrente mais elevada, representa um ponto instável.

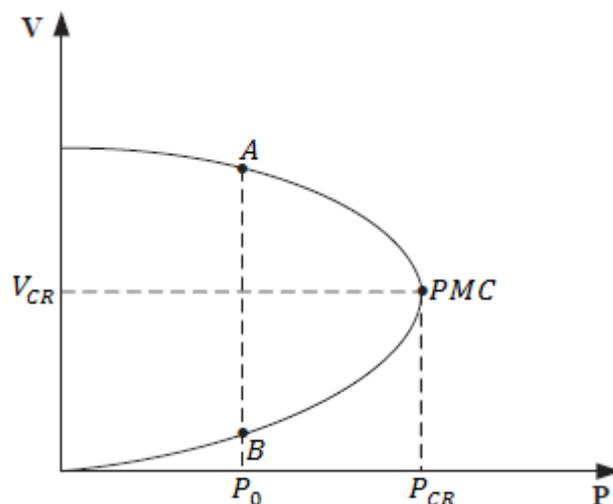


Figura 2.1 - Padrão da curva PV

A partir da análise da curva PV, consegue-se ainda determinar a proximidade do sistema elétrico à instabilidade de tensão. Assim, para um dado ponto de funcionamento, a quantidade adicional de carga, com uma forma específica de crescimento que causa o colapso de tensão, é designada como margem de carga (*MC*). Assim, a margem de carga é definida como a distância entre o carregamento no ponto de colapso ( $P_{CR}$ ) e o ponto inicial de operação [29].

As principais vantagens de se utilizar a margem de carga como índice de colapso de tensão são [29]:

- É um índice reconhecido, bem aceito e de fácil compreensão;
- A margem de carga não é baseada em nenhum modelo particular do sistema, apenas requer um modelo estático do mesmo;
- Levam em conta as não-linearidades do sistema e limites;

Quanto menor for a distância do ponto de operação ao ponto *PMC*, maior é a possibilidade de o sistema apresentar problemas se for submetido a um distúrbio. Quanto mais próximo o ponto estiver de *PMC*, mais se nota o decréscimo das tensões em função de pequenas variações de carga [28]. Por esta razão, recomenda-se que as curvas PV sejam traçadas para barras importantes do sistema, para a sustentação dos níveis de tensão da região, e para as barras críticas, que são aquelas localizadas nas áreas onde o fenômeno geralmente se inicia. A barra crítica, do ponto de vista de colapso de tensão, é definida como a barra que apresenta maior variação da tensão quando o parâmetro do sistema (por exemplo, a carga) é variado.

Para estes conceitos se tornarem mais claros, foi traçada a curva PV para a barra de carga de um sistema de duas barras mostrado na Figura 2.2. Os dados e características do sistema e da máquina podem ser encontrados com maiores detalhes em [30]. A Figura 2.3 mostra a curva PV obtida, considerando a linha de transmissão puramente reativa e com fator de potência unitário.

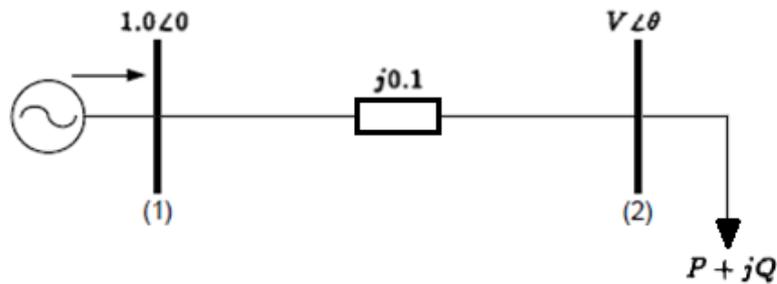


Figura 2.2 - Sistema 2 Barras

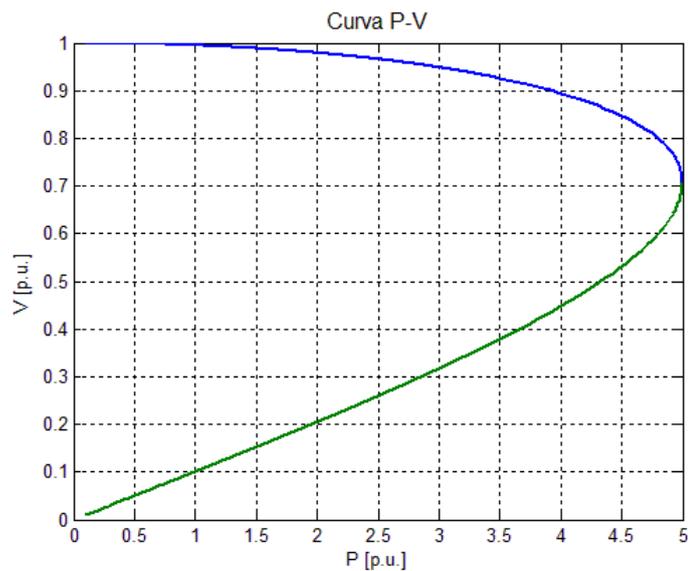


Figura 2.3 - Curva PV do sistema duas barras

De acordo com a Figura 2.3, a carga máxima que pode ser atendida pelo sistema ( $P_{CR}$ ) é de 5,0 p.u., o que corresponde a uma tensão crítica  $V_{(CR)}$  de 0,7 p.u.. Portanto, se o carregamento do sistema for maior que  $P_{CR}$  o sistema será incapaz de fornecer potência ativa adicional, tornando-se instável.

É importante também destacar que quando a carga é modelada como potência constante, a matriz jacobiana do fluxo de carga é singular (ou não inversível) no ponto de máximo carregamento, implicando em um autovalor nulo, de maneira que o algoritmo de solução diverge. Este autovalor nulo caracteriza a presença de uma bifurcação tipo sela-nó,

---

uma vez que são satisfeitas as seguintes condições de transversalidade deste tipo de bifurcação [26]:

- Duas soluções se aproximam em função de uma variação paramétrica;
- No ponto de solução única, um autovalor real nulo é identificado;
- Não existe solução para uma evolução paramétrica sucessiva;

O encontro da bifurcação, a sua distância do ponto de operação a direção inicial do colapso dinâmico, as variáveis de estado envolvidas e a determinação de quais barras críticas colaboram para o fenômeno, requerem somente modelos estáticos para os cálculos associados com as bifurcações tipo sela-nó, justificando assim a utilização da análise estática para avaliação da estabilidade de tensão [31].

Entretanto, apesar da matriz jacobiana tornar-se singular apenas no ponto de máximo carregamento, os algoritmos de fluxo de carga convencionais são susceptíveis a terem problemas de convergência em pontos anteriores próximos do limite de estabilidade. Para contornar este problema é utilizado o método da continuação para traçar a curva PV, de maneira a evitar problemas relacionados ao mau condicionamento e a singularidade da matriz da jacobiana, bem como obter tanto os pontos de equilíbrios estáveis como os instáveis [32]. Por esta razão, o método da continuação é apresentado na próxima seção.

## 2.3 Método da Continuação

Um dos principais objetivos da análise de estabilidade de tensão é determinar a margem de carga do sistema. Em um primeiro momento, imagina-se que a forma de determiná-la seria utilizando o fluxo de carga convencional considerando repetidos aumentos de carga até que o método não apresente mais convergência. Entretanto esta metodologia não é muito eficiente, visto que, alguns problemas de convergência são encontrados. No ponto de colapso a matriz jacobiana é singular e, próximo a este ponto a matriz é mal condicionada. Além disso, este processo necessitaria de intervenções manuais, o que torna o sistema mais lento e susceptível a erros.

Uma alternativa para contornar tais inconvenientes consiste na utilização do método da continuação. Este método, já conhecido e muito utilizado para encontrar o caminho das soluções de equilíbrio de um sistema não-linear de equações, é aqui utilizado para encontrar as soluções do fluxo de potência para um dado cenário de mudança de carga, levando o

---

sistema desde o caso base até o ponto crítico. Isto é possível através de uma modificação nas equações do fluxo de potência, de maneira que o sistema permaneça bem condicionado e não apresente erros de convergência. Como principal característica, o método da continuação é utilizado para determinar a margem de carga do sistema e as soluções instáveis da curva PV [33][34]. Mesmo sendo uma ferramenta estática de análise, sua importância é gigantesca nos estudos de estabilidade, principalmente quando aliada à ferramenta do vetor tangente, de modo que esta não poderia ser esquecida neste trabalho. Assim, o método da continuação é abordado a seguir.

### 2.3.1 Definição do Método

Esta ferramenta, proposta matematicamente em [35], utiliza o esquema previsor-corretor para encontrar um caminho de soluções para o conjunto de equações do fluxo de potência modificado pela inclusão de um parâmetro escolhido que, neste caso, foi a carga. Matematicamente, o novo conjunto de equações do fluxo de potência é dado por:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (2.1)$$

onde  $\lambda$  é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio para o outro, e  $x$  representa as variáveis de estado, ou seja, os módulos e ângulos das tensões nas barras.

A partir de um ponto de operação conhecido, é utilizado o vetor tangente como passo previsor de maneira a obter uma estimativa do próximo ponto de operação. Em seguida, este ponto anteriormente estimado, é corrigido através da utilização do método de Newton-Raphson.

### 2.3.2 Passo Previsor: Vetor Tangente

Na fase do passo previsor, para uma determinada direção de crescimento de carga ( $\Delta\lambda$ ), calculam-se novas variáveis de estado ( $\Delta x$ ). Para isto utiliza-se uma aproximação linear para estimar a próxima solução  $(x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta\lambda^i)$  para uma dada variação no parâmetro, conforme apresentado em [34] e representado pela Figura 2.4.

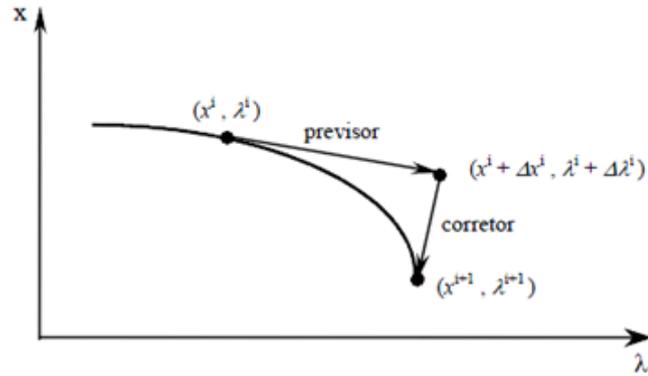


Figura 2.4 - Ilustração do Método da Continuação

O vetor tangente indica a direção de crescimento do vetor  $\Delta x$  em relação a um ponto de equilíbrio, ou seja, estima um novo ponto de operação. Assim, derivando a expressão (2.1) em relação a  $\lambda$  vem:

$$\frac{df}{dx} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{df}{d\lambda} = 0 \quad (2.2)$$

Rearranjando (2.2):

$$VT = \frac{dx}{d\lambda} = - \left( \frac{df}{dx} \right)^{-1} \frac{df}{d\lambda} \quad (2.3)$$

onde:

$dx/d\lambda$ : Vetor tangente;

$df/d\lambda$ : Derivada em relação ao parâmetro, sendo dado pela potência líquida em cada barra;

$df/dx$ : Jacobiano do fluxo de carga.

Uma demonstração alternativa de como o vetor tangente é obtido pode ser encontrada no Apêndice A.

A principal vantagem da utilização do vetor tangente é que o mesmo possibilita que o tamanho do passo seja variável. Assim, quando o sistema encontra-se distante do ponto de colapso o tamanho do passo é grande. Em contrapartida, quando se encontra próximo, o passo é pequeno. Assim, o passo variável pode ser calculado pela expressão (2.4), conforme apresentando em [36].

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|VT\|} \quad (2.4)$$

O fator  $k$  é utilizado para acelerar ou desacelerar o processo, tal que:

$$\begin{aligned}
k = 1 &\rightarrow \textit{normal} \\
k > 1 &\rightarrow \textit{acelerado} \\
k < 1 &\rightarrow \textit{desacelerado}
\end{aligned}$$

Já a direção desejada para as variáveis de estado é dada por:

$$\Delta x = \Delta \lambda \frac{dx}{d\lambda} \quad (2.5)$$

E o próximo ponto estimado será:

$$(x^{i+1}, \lambda^{i+1}) = (x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta \lambda^i) \quad (2.6)$$

Quando o parâmetro  $\lambda$  escolhido é o incremento de carga do sistema, a determinação do vetor tangente é simples, sendo este obtido diretamente da aplicação nas equações do fluxo de potência.

Considere que um sistema sofra um incremento de carga  $\Delta \lambda$ . Se  $P_0$  e  $Q_0$  são as potências ativas e reativas iniciais do sistema, as potências especificadas são:

$$P_{esp} = (1 + \Delta \lambda)P_0 \quad (2.7)$$

$$Q_{esp} = (1 + \Delta \lambda)Q_0 \quad (2.8)$$

Reescrevendo (2.7) e (2.8) vem:

$$\Delta P = \Delta \lambda P_0 \quad (2.9)$$

$$\Delta Q = \Delta \lambda Q_0 \quad (2.10)$$

Do fluxo de potência sabe-se que:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Assim, o vetor tangente é dado por:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta \lambda} = J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

O vetor tangente, mostrado na equação (2.12) apresenta diversas aplicações. Além de ser utilizado para determinação do ponto de colapso e margem de carga no método da continuação, é utilizado para comparação entre colapso de tensão e perdas do sistema, na seleção de análise de contingências, e principalmente na identificação da barra crítica do sistema, cuja determinação é baseada no maior componente do vetor [36][37]. O método da continuação, por sua vez, foi utilizado, por exemplo, em [38], para reduzir as perdas totais e

maximizar a margem de carga, através da inclusão de duas equações: a primeira referente a potência gerada de uma barra qualquer e a segunda representando as perdas ativas totais.

### 2.3.3 Passo Corretor

Como discutido anteriormente, a utilização do passo predictor desloca o sistema para um novo ponto, que não representa necessariamente um ponto de equilíbrio do sistema. Por esta razão, o ponto anteriormente estimado, precisa ser corrigido de maneira a posicioná-lo sobre uma região de equilíbrio do sistema. Esta correção é feita na etapa corretora do método da continuação.

No passo corretor, basta resolver o sistema de equações usando um método de solução de equações não lineares. Geralmente utiliza-se Newton-Raphson. Assim, o método da continuação pode ser resumido no fluxograma da Figura 2.5:

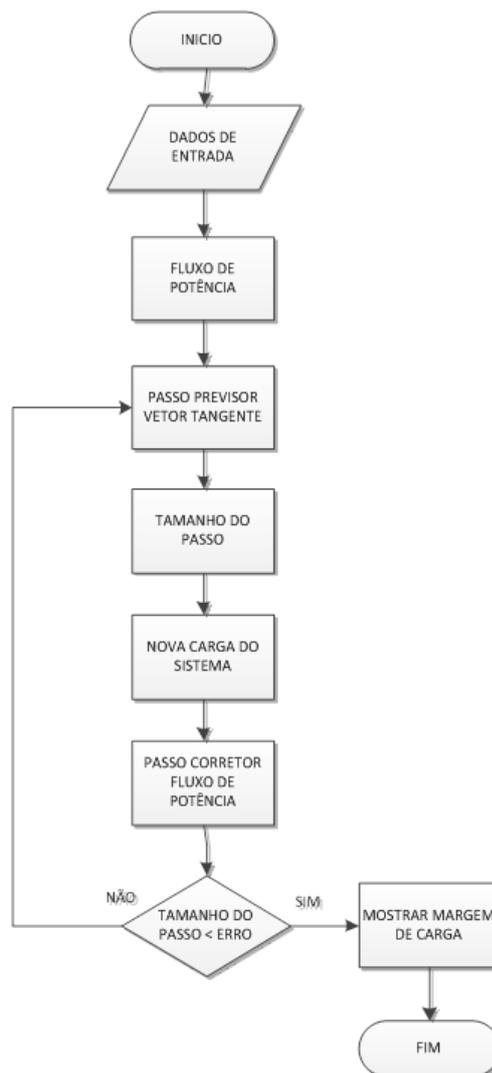


Figura 2.5 - Fluxograma Esquemático do Método da Continuação

---

## 2.4 Curva QV

A estabilidade de tensão depende de como a variação de Q e P afeta as tensões nas barras de carga. A influência da potência reativa de alguns equipamentos no lado receptor do sistema (carga ou equipamentos de compensação) é mais visível na relação QV. Esta relação mostra a sensibilidade da tensão na barra com a absorção ou geração da energia reativa [1].

O método da curva QV foi desenvolvido devido a dificuldades encontradas na convergência de programas de fluxo de potência, em especial quando eram simulados casos onde o carregamento de linhas e transformadores estava próximo do limite máximo permitido. Nesses casos, a convergência do fluxo de potência era obtida quando a tensão na barra com maior margem de erro era fixada e os limites de potência reativa eram desconsiderados, tornando-a uma barra do tipo PV. A curva QV era então obtida fixando-se a tensão nessa barra, executando o fluxo de potência, e anotando o valor de potência gerada ou absorvida na mesma [39].

Hoje em dia, entretanto, os programas modernos de fluxo de potência conseguem obter a convergência em pontos próximos ao valor da máxima transferência de potência incluindo, para isso, algoritmos completos de Newton e técnicas avançadas de convergência. Apesar disso, a curva QV se tornou uma ferramenta disseminada quando o foco do estudo era a análise estática, sendo de grande aplicabilidade, principalmente quando aliada à curva PV, possibilitando o conhecimento da capacidade de potência reativa de uma determinada barra (ou de várias barras) do sistema.

Segundo [39], algumas empresas norte-americanas como a *The Western Systems Coordinating Council* (WSCC) e a *Bonneville Power Administration* (BPA) têm utilizado a técnica da curva QV para tratar problemas relacionados ao colapso de tensão no sistema elétrico americano. Neste sistema, as linhas de transmissão operam em temperaturas bem mais elevadas se comparadas com as linhas do território brasileiro (máximo de 90°C no Brasil contra 150°C nos EUA). Para estas condições operativas, o sistema é mais susceptível à ocorrência de fenômenos relacionados ao colapso de tensão, uma vez que as linhas operam com capacidades térmicas elevadas.

Como a segurança de tensão é fortemente relacionada com potência reativa, a utilização da curva QV em estudos de estabilidade de tensão é muito importante, principalmente devido às informações relacionadas à margem de carga reativa das barras do sistema. Por esta razão, mais detalhes sobre a curva QV são apresentados nas seções a seguir.

### 2.4.1 Conceito da Curva QV

Em condições normais de operação, a magnitude da tensão aumenta com o aumento da injeção de potência reativa. Por outro lado, quando a tensão diminui com o aumento da injeção de potência reativa em qualquer uma das barras do sistema, o mesmo é considerado instável do ponto de vista de estabilidade de tensão. Esta relação entre tensão e potência reativa gerada pode ser facilmente visualizada na curva QV, conforme mostrado na Figura 2.6.

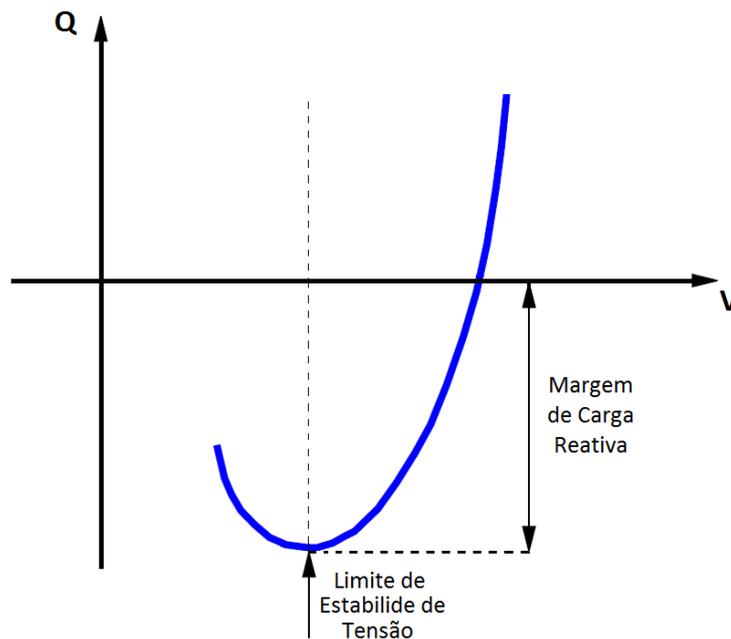


Figura 2.6 - Curva característica da relação QV

Na Figura 2.6 são destacadas as duas principais grandezas da curva QV: margem de carga reativa e o ponto limite de estabilidade de tensão.

A margem de carga reativa de uma determinada barra é definida como a distância do ponto de mínimo da curva QV ao eixo das abscissas.

Por definição, é dito que o sistema apresenta margem de carga reativa positiva quando o ponto de mínimo da curva QV estiver abaixo do eixo das abscissas. Por outro lado, a margem de carga reativa é negativa quando o ponto de mínimo encontra-se acima do eixo das tensões. Isto significa que, quando a margem é positiva, esta grandeza mostra a quantidade de potência reativa que esta barra pode suprir para o sistema. Quando a mesma é negativa, a margem indica que o sistema apresenta déficit de potência reativa, sendo necessário um fornecimento adicional de potência reativa, de maneira a prevenir o colapso de tensão [1].

Já o ponto de mínimo da curva QV, onde a derivada  $dQ/dV$  é nula, representa o ponto limite de estabilidade de tensão. Este ponto também define a menor quantidade de potência reativa requerida para manter a operação estável [1]. Se o ponto de operação estiver do lado direito da curva QV, o sistema é considerado estável e os casos processados são convergentes, uma vez que quando um aumento na potência reativa gerada é acompanhado por um aumento da magnitude da tensão (operação na qual os dispositivos de controle são projetados para operar). Em contrapartida, se o ponto de operação estiver localizado no lado esquerdo, o sistema é dito instável, podendo levar a casos de fluxo de potência com difícil convergência e, às vezes, a não-convergência. Esta instabilidade do sistema é resultado da relação inversa entre a magnitude da tensão e a potência gerada.

Destaca-se ainda que, a intersecção da curva QV com o eixo horizontal identifica a tensão no barramento sem compensação de energia reativa. A Figura 2.7 mostra novamente uma curva QV típica, sintetizando as principais características discutidas acima.

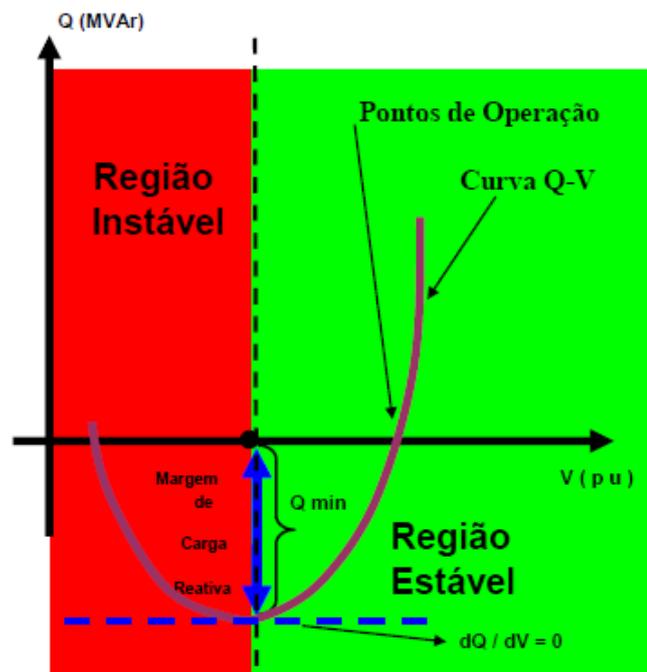


Figura 2.7 - Curva QV com as principais informações destacadas  
 Fonte: [40]

Uma característica importante que pode ser observada diz respeito ao deslocamento da curva QV em relação à variação do carregamento do sistema. À medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso, todas as barras do sistema apresentam uma diminuição da sua margem de carga reativa, sendo que, para a barra crítica esta margem torna-se muito pequena ou até mesmo nula. Isto pode ser observado na Figura 2.8.

A curva 1 (em verde, relacionada ao ponto  $p_1$ ), indica que a barra apresenta uma margem de potência reativa, de maneira que o sistema ainda possa suprir mais sua potência ativa sem a necessidade de uma compensação de potência reativa. No caso 2 (curva em vermelho), ocorre uma única intersecção com o eixo da tensão, de modo que não existe margem de potência reativa na barra, ou seja, na condição de máxima transferência de potência ativa sem compensação de reativos, significando que o sistema encontra-se no ponto limite de estabilidade tensão. Já a curva 3 (em azul), todos os pontos encontram-se acima do eixo das abscissas, ou seja, o sistema não apresenta nenhum ponto de operação factível para este nível de carregamento, sendo necessária uma compensação de reativos [41].

Assim, de acordo com Figura 2.8, à medida que os pontos  $p_1$ ,  $p_2$  e  $p_3$  tendem ao colapso (ou seja, com o aumento do carregamento) as margens de reativo vão diminuindo até se tornarem nulas. Para algumas barras do tipo PV (curva em azul), estas margens se tornam negativas, mostrando que para esses níveis de carregamento do sistema, a barra está suprindo essa quantidade de potência reativa para manter os níveis de tensão especificados nos casos de fluxo de potência e a possibilidade de convergência do mesmo [40].

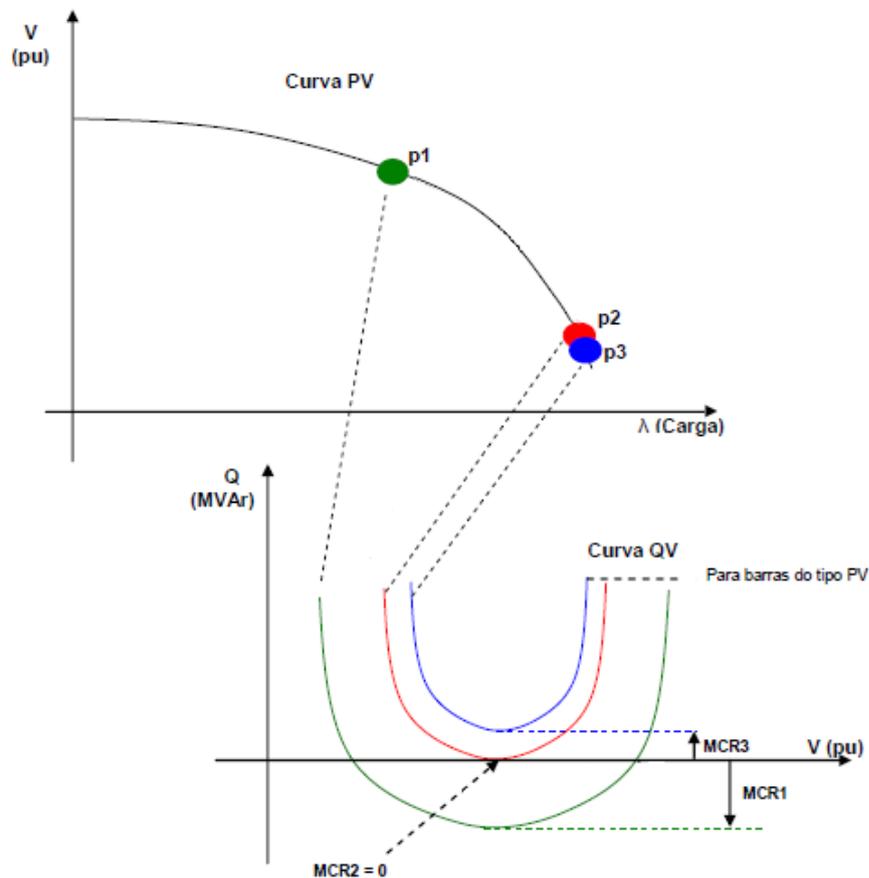


Figura 2.8 - Relação entre pontos da curva PV e da curva QV  
Fonte: Adaptado de [40]

---

## 2.4.2 Determinação da Curva QV

A obtenção da curva QV é automatizada em muitos programas de fluxo de potência. O levantamento da mesma pode ser feito para uma ou para várias barras do sistema, sempre com a metodologia sendo aplicada a uma barra em análise de cada vez, conforme o procedimento apresentando nos passos a seguir [39]:

- 1) Ajustar o sistema num caso base de fluxo de potência às condições de operação de interesse;
- 2) Introduzir na barra onde se deseja traçar a curva QV um compensador síncrono fictício com seus limites abertos (somente a barra de interesse terá seus limites abertos), ou simplesmente transformá-la numa barra tipo PV;
- 3) Variar a tensão terminal do gerador conectado nesta barra, preferencialmente em pequenos passos;
- 4) Resolver o caso de fluxo de potência, através de algum método de convergência;
- 5) Guardar o valor da tensão terminal da barra monitorada (variável independente) e a potência reativa fornecida pelo compensador síncrono (variável dependente);
- 6) Repetir os passos 3 a 5 até que pontos suficientes tenham sido obtidos;
- 7) Traçar a curva partir dos pontos obtidos nos passos anteriores.

Assim, é obtida uma curva da tensão terminal da barra versus a potência reativa gerada pelo compensador síncrono. O ponto de operação do sistema encontra-se no valor zero de potência reativa gerada pelo compensador.

## 2.4.3 Vantagens da Curva QV

O método da curva QV permite uma avaliação do desempenho do sistema em termos de estabilidade de tensão, relacionando principalmente a necessidade de compensação de potência reativa. Outras vantagens da utilização da curva QV são [39]:

- A convergência normalmente é obtida facilmente, em poucas iterações, até mesmo para as soluções instáveis localizadas no lado esquerdo da curva;
- A compensação de potência reativa na barra analisada é dada de imediato pelo valor de potência reativa gerada pelo compensador;

- 
- As curvas QV podem ser obtidas para pontos ao longo da curva PV de maneira a testar a robustez do sistema;
  - A inclinação da curva indica a sensibilidade da barra em análise com relação a variações no nível de tensão;
  - Quando são sobrepostas as curvas QV de diversas barras em um mesmo gráfico, pode-se visualizar a importância de cada barra na estabilidade do sistema, uma vez que no ponto de mínimo de cada curva, as fontes de potência reativa estão operando próximas ao seu limite de geração;

#### **2.4.4 Desvantagens da Curva QV**

Apesar de apresentar diversas vantagens (como apresentado na seção anterior), a utilização deste método apresenta também algumas desvantagens, dentre as quais se destacam [39]:

- O método considera a variação de tensão em apenas uma barra do sistema, resultando em uma avaliação local do ponto de vista de potência reativa. A curva PV, por outro lado, considera o sistema como um todo, permitindo uma avaliação global do problema;
- Quando se faz uma análise considerando contingências ou para vários patamares de carga, é necessário traçar várias curvas de carga;
- A aplicação para o sistema como um todo apresenta problemas de convergência e não é adequada;

#### **2.4.5 Aplicação**

A aplicação da técnica da curva QV é bastante utilizada quando se executa uma análise estática do sistema. A partir dela, várias características do sistema podem ser obtidas.

Determinar a margem de carga reativa, por exemplo, significa também conhecer a capacidade do sistema frente ao colapso de tensão, ajudando a definir a quantidade de compensação necessária para repor um ponto de operação, ou para obter uma tensão pretendida. Assim, o conhecimento da margem de carga reativa pode fornecer informações importantes para o controle de tensão, tais como: capacidade de compensação reativa, barras

---

mais apropriadas para a compensação, reserva de geração de potência reativa, entre outros [42].

Com o uso da curva QV é possível avaliar também a estabilidade do sistema. Uma barra cuja potência reativa varia acentuadamente com a diminuição da tensão (inclinação da curva QV) e cuja potência reativa encontra-se próxima ao eixo das abscissas (pequena margem de carga reativa), é considerada como uma barra que contribui para direcionar o sistema para a perda de estabilidade [42].

Portanto, o método da curva QV oferece uma visualização do possível desempenho do sistema elétrico durante ocorrências que podem comprometer a estabilidade do sistema, mostrando as possíveis localizações das reservas de potência reativa como ações de controle, auxiliando os operadores nas decisões de intervenção ou na elaboração de planos de obras de reforço da rede, evitando que o sistema se direcione ao colapso. Por esta razão, alguns programas trazem o cálculo da curva QV introduzido no seu algoritmo de fluxo de potência.

## 2.5 Método Continuado QV

Com o objetivo de diminuir o esforço computacional e manter a robustez, em [23] é apresentado o Método Continuado QV. Esta metodologia é muito semelhante ao Método da Continuação utilizado para obtenção da curva PV. Na realidade, quando se utiliza a expressão “Continuado QV”, refere-se a uma forma abreviada de se descrever o “Método da Continuação aplicado para se traçar a Curva QV”, em referência ao método utilizado para traçar a curva PV [40].

A ideia do método consiste em traçar a curva QV de maneira controlada, ou seja, a partir de um ponto de equilíbrio, determina-se o tamanho do passo de tensão e, posteriormente, o valor das tensões é corrigido para facilitar a convergência.

De acordo com [23], o tamanho do passo de tensão é dado por:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|TV_Q\|} \quad (2.13)$$

onde:

$k$ : é um escalar usado para acelerar ou desacelerar o processo;

$\|TV_Q\|$ : é a norma euclidiana do vetor  $TV_Q$ ;

---

O vetor  $TV_Q$  é dado por:

$$TV_Q = J^{-1}Q_1 \quad (2.14)$$

Na equação (2.14),  $J$  representa a matriz Jacobiana do fluxo de carga. Já o vetor esparsos  $Q_1$  tem todos os elementos nulos com exceção a posição correspondente à carga reativa na barra considerada para traçar a curva QV, que nesta posição assume valor unitário, conforme mostrado na equação (2.15).

$$Q_1 = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Assim, as correções de tensões nas barras PQ serão dadas por:

$$\Delta V = k \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (2.16)$$

É importante destacar que a matriz  $J$  é a mesma do fluxo de potência, considerando apenas uma modificação referente a inclusão da equação de potência reativa da barra que está sendo traçada a curva QV, ou seja, a mesma é considerada como tipo PQ (caso não seja previamente). Esta alteração é necessária, uma vez que o vetor  $Q_1$  assume valor unitário justamente na posição referente à potência reativa da barra. Ademais, esta alteração será necessária para determinar o critério de parada que será apresentado posteriormente. Entretanto, caso a barra seja originalmente PV, durante a convergência do fluxo, a mesma volta a ser PV, assumindo ela ser PQ apenas para calcular o tamanho do passo e as correções de tensão. O esforço computacional para tal alteração é reduzido, pois essa transformação é feita após a convergência do fluxo de potência [23].

Assim como no método da continuação para traçar a curva PV, o tamanho do passo (neste caso, de tensão), é variável e sensível ao Jacobiano. Quando o ponto de operação estiver distante do ponto de mínimo da curva QV, os passos serão maiores, e menores quando estiverem próximos ao ponto de inflexão.

Outra proposta apresentada em [23] para melhorar a eficiência computacional consiste na aplicação da metodologia CRIC (*Constrained Reactive Implicit Coupling*), no processo de convergência das equações do fluxo de potência. O princípio básico da metodologia CRIC é baseado em duas ideias:

- 1) Durante o ciclo de potência reativa, as injeções de potência ativa são mantidas constantes;
- 2) Durante o ciclo de potência reativa, manter as injeções de potência ativa constantes é equivalente a manter constantes os fluxos de potência ativa nos ramos;

Baseado nestas ideias é possível montar um método desacoplado com relação a cálculo os ângulos e tensões, considerando a influência das matrizes M e N (do fluxo de potência), caracterizando o método CRIC.

### 2.5.1 Critérios de Parada

Quando se deseja traçar apenas a região estável da curva QV (lado direito), são adotados dois critérios de parada, cuja aplicação é válida para qualquer método de convergência do fluxo de potência. Apesar do interesse no lado instável da curva QV neste trabalho, como informação, estes critérios são definidos a seguir [23]:

- 1) Monitorar Q, a potência reativa calculada da curva QV. Quando o seu módulo diminuir significa que já foi calculado o ponto de mínimo;
- 2) Índice  $I_Q$ . Índices de estabilidade de tensão são geralmente estimativas dos autovalores dominantes da matriz jacobiana, que tendem para zero no ponto de bifurcação, como é o caso de  $I_Q$ .

O índice  $I_Q$  é dado por:

$$I_Q = \frac{TV_Q^t}{\|TV_Q\|} J \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (2.17)$$

Na equação (2.17),  $TV_Q$  representa o vetor tangente calculado conforme mostrado na equação (2.14), enquanto que  $TV_Q^t$  representa este mesmo vetor, porém transposto. Já  $\|TV_Q\|$  indica a norma euclidiana de  $TV_Q$ .

O comportamento de  $I_Q$  (equação (2.17)) e da curva QV podem ser observados na Figura 2.9. Observa-se que, pela metodologia utilizada, o índice  $I_Q$  é nulo no ponto de mínimo da curva.

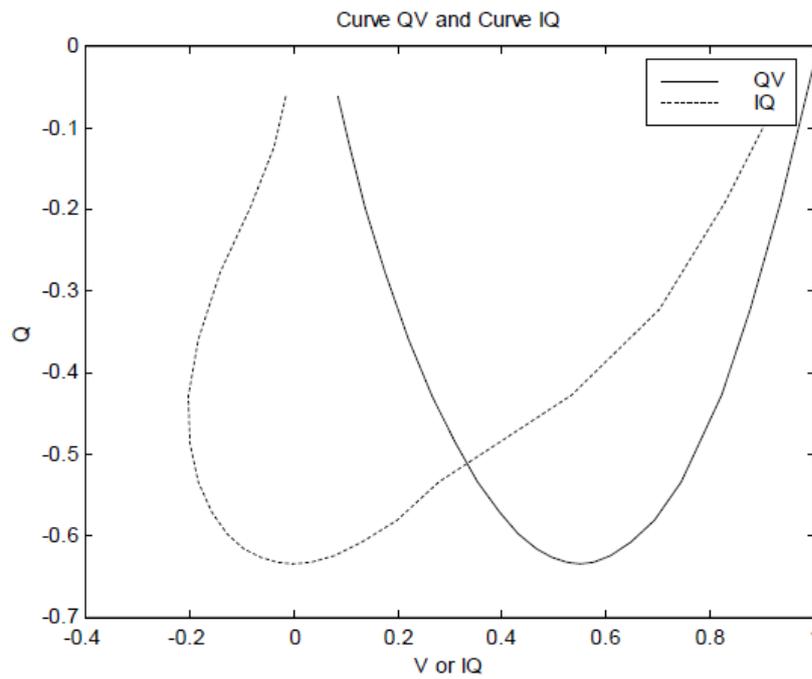


Figura 2.9 - Curva QV e  $I_Q$   
Fonte: [23]

Após serem apresentados os conceitos básicos para o entendimento do trabalho, o Capítulo 3 discutirá o fenômeno da relação oposta entre a tensão e a potência reativa, definindo as regiões de operação, além de avaliar a possibilidade do bloqueio da tensão de campo quando este fenômeno é observado.

---

## CAPÍTULO 3

### 3. Efeito Oposto do Controle de Tensão e Potência Reativa

Quando equipamentos para controle de tensão atuam no sentido oposto ao usual, o controle de tensão e potência reativa não atua de maneira efetiva, comprometendo a segurança de tensão do sistema. Ao contrário do que se espera, a ação deste equipamento acaba deteriorando ainda mais a condição de operação do sistema, tal que atuações sucessivas do mesmo podem levar o sistema ao colapso de tensão. Apesar desta situação não ser tão comum, esta condição já foi observada algumas vezes em sistemas reais recebendo, portanto, atenção especial neste capítulo.

Na abordagem deste capítulo, é apresentada uma descrição a respeito da existência do fenômeno relacionado a este controle oposto, buscando identificar sua existência, destacando as regiões de operação que um equipamento de controle de tensão pode atuar, além de apresentar resultados numéricos que possibilitem a visualização do fenômeno.

Em seguida, considerando que um gerador síncrono encontra-se atuando de maneira oposta à usual, discute-se através de um exemplo numérico, a viabilidade do bloqueio da tensão de campo do gerador, evitando que a atuação do mesmo continue a degradar o nível de tensão do sistema.

#### 3.1 Descrição do Problema

A operação normal dos sistemas elétricos de potência requer que a magnitude da tensão seja mantida dentro de uma faixa restrita em torno da tensão nominal. Esta tarefa pode ser dramática, uma vez que a manutenção do perfil desejado de tensão demanda o planejamento e gerenciamento adequado de fontes de potência reativa.

Em certas circunstâncias (por exemplo, contingências ou aumentos de carga), o sistema pode apresentar uma acentuada redução no nível tensão. Para tentar restaurar a tensão para a faixa de operação normal, são necessárias ações associadas com o controle de potência

reativa, tais como a alteração da tensão terminal de geradores e compensadores, mudança de tap em LTCs, chaveamento de capacitores e reatores, ou a utilização de compensadores estáticos e dispositivos FACTS [7].

Podem existir, entretanto, casos em que os controles disponíveis não só são insuficientes para corrigir as tensões anormais, como podem ainda causar uma deterioração dos níveis de tensão [7]. Nestes casos, o fornecimento adicional de potência reativa resultaria em uma redução na tensão terminal, ou seja, de maneira oposta.

O fenômeno relacionado à relação oposta entre a tensão terminal e a potência reativa gerada (assim como a tensão de excitação), já foi observado em casos reais do sistema elétrico brasileiro. Este evento ocorre em situações em que o sistema encontra-se muito carregado [43][44], de modo que um sistema originalmente atuando com a relação de controle de potência reativa usual possa mudar de região de operação e, conseqüentemente, apresentar uma relação oposta entre a tensão terminal e a potência reativa gerada.

Esta relação existente entre a potência reativa e a tensão terminal é facilmente visualizada na curva QV mostrada na Figura 3.1, onde estão destacadas as duas regiões de operação do controle de tensão e potência reativa.

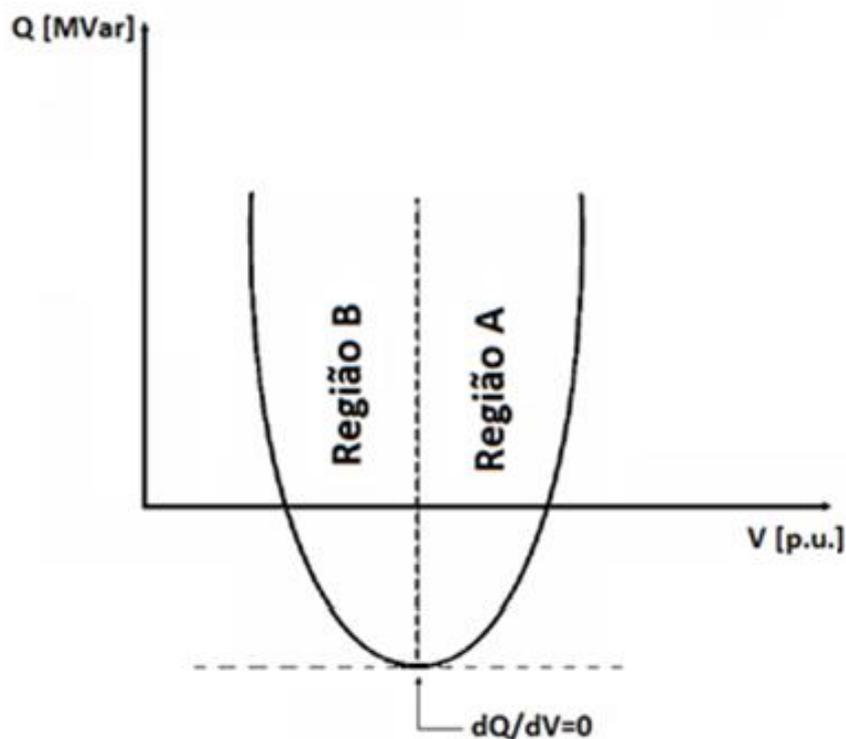


Figura 3.1 - Regiões de operação da curva QV

---

Com base na eficácia das ações de controle de potência reativa em lidar com os níveis de tensão, as duas regiões acima enfatizadas podem ser definidas como [7]:

- Região A: Localizada no lado direito da curva QV (estável do ponto de vista de tensão). É a região de operação onde as ações corretivas de controle de tensão operam de maneira usual. Nesta região, o gerador é útil para manter o controle de tensão, visto que um aumento na potência reativa gerada é acompanhado por um aumento da magnitude da tensão. Esta condição representa a situação desejada de operação.
- Região B: Caracteriza o lado esquerdo da curva QV (lado instável do ponto de vista de tensão), definindo uma região anormal de operação, onde as ações corretivas de tensão operam de maneira oposta. Nesta região, quando o sistema de excitação do gerador aumenta a corrente de excitação para elevar o nível de tensão, obtém-se a tensão variando em sentido contrário, ou seja, a injeção de potência reativa resulta numa redução do nível de tensão.

O ponto intermediário entre as duas regiões (ponto de mínimo da curva QV), onde a derivada  $dQ/dV$  é nula, além de representar o limite de estabilidade de tensão, define o ponto limite entre as regiões A e B.

A escolha pela análise focada nos geradores e compensadores se dá principalmente por estes serem os principais equipamentos com capacidade de fornecer de potência reativa e por possibilitarem uma maior flexibilidade na determinação de ações de controle. Apesar disso, este efeito oposto já foi observado em outros tipos de equipamentos [8][9].

Portanto, caso um gerador esteja trabalhando na região B da curva QV, sua capacidade de fornecer potência reativa não seria útil para manter a tensão terminal especificada, tal que uma maior corrente de excitação da máquina iria reduzir ainda mais o nível de tensão, o controle automático de tensão continuaria agindo de maneira a tentar restabelecer o perfil de tensão, porém de maneira oposta, obtendo como resultado uma redução na tensão. Este mecanismo poderia levar o sistema ao colapso de tensão.

Na próxima seção, o fenômeno é abordado para um sistema simples, com o objetivo de facilitar o entendimento e comprovar a existência do mesmo. Isto é feito por meio de sucessivos casos de fluxo de potência ou através da obtenção da curva QV de barras de geração do sistema.



Tabela 3.1 - Dados de linha do sistema 9 barras

<i>LT</i>	<b>Circuito</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b>Suceptância (Mvar)</b>	<b>Tap</b>
1-3	1	0,0000	0,0534	0,000	1
2-4	1	0,0000	0,0768	0,000	1
3-5	1	0,0170	0,0920	0,158	
3-8	1	0,0100	0,0850	0,176	
4-7	1	0,0090	0,0790	0,162	
5-7	1	0,0320	0,1610	0,306	
6-4	1	0,0085	0,0720	0,149	
6-8	1	0,0110	0,0840	0,256	
7-9	1	0,0119	0,1008	0,209	
8-9	1	0,0390	0,1700	0,358	

Tabela 3.2 - Dados de barra - Caso 1 - Região normal de operação

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Ângulo (p.u.)</b>	<b>Pg (MW)</b>	<b>Qg (Mvar)</b>	<b>Pl (MW)</b>	<b>Ql (Mvar)</b>	<b>Shunt (Mvar)</b>	<b>Área</b>
1	<i>Vθ</i>	1,000	0,0	79,82	24,06	0,0	0,0	0,0	1
2	<i>PV</i>	1,000	15,39	250,0	56,96	0,0	0,0	0,0	1
3	<i>PQ</i>	0,988	-2,47	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
4	<i>PQ</i>	0,975	4,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
5	<i>PQ</i>	0,965	-4,49	0,0	0,0	55,00	27,00	0,0	1
6	<i>PQ</i>	0,968	-0,71	0,0	0,0	37,00	18,00	0,0	1
7	<i>PQ</i>	0,952	-2,74	0,0	0,0	68,00	45,00	0,0	1
8	<i>PQ</i>	0,969	-4,39	0,0	0,0	90,00	35,00	0,0	1
9	<i>PQ</i>	0,948	-6,31	0,0	0,0	75,00	28,00	0,0	1

Como o sistema apresenta apenas dois geradores, sendo um deles considerado como referência do sistema, a análise será feita para o gerador ligado à Barra 2, classificado como PV. No caso base, a tensão nesta barra é 1,0 p.u.

Através da execução de sucessivos casos usando um algoritmo de fluxo de potência, a tensão terminal da Barra 2 foi variada em pequenos passos (tanto elevando quanto reduzindo a tensão em 0,02 p.u. [5]), e os respectivos valores de potência reativa gerada pelo Gerador 2 foram armazenados. Este procedimento foi realizando para as duas regiões de operação. A

Tabela 3.4 mostra os resultados obtidos quando o ponto de operação encontra-se na região normal (A), e a Tabela 3.5 para a região anormal (B).

Tabela 3.3 - Dados de barra - Caso 2 - Região anormal de operação

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (p.u.)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pl (MW)	Ql (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
1	<i>Vθ</i>	1,000	0,0	287,54	196,22	0,0	0,0	0,0	1
2	<i>PV</i>	1,000	0,65	250,0	189,62	0,0	0,0	0,0	1
3	<i>PQ</i>	0,908	-9,73	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
4	<i>PQ</i>	0,876	-12,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
5	<i>PQ</i>	0,828	-17,48	0,0	0,0	88,13	43,26	0,0	1
6	<i>PQ</i>	0,841	-17,33	0,0	0,0	59,29	28,84	0,0	1
7	<i>PQ</i>	0,788	-21,89	0,0	0,0	108,96	72,10	0,0	1
8	<i>PQ</i>	0,872	-19,89	0,0	0,0	144,22	56,08	0,0	1
9	<i>PQ</i>	0,756	-27,64	0,0	0,0	120,18	44,87	0,0	1

Tabela 3.4 - Análise do Caso 1: Ponto de operação na região normal

Módulo da Tensão Terminal (p.u.)	Potência Reativa Gerada (Mvar)
0,920	48,88
0,940	50,17
0,960	51,97
0,980	54,24
<b>1,000</b>	<b>56,96</b>
1,020	60,11
1,040	63,96
1,060	67,64
1,080	71,99

Observe que na região normal de operação, o controle de tensão e potência reativa atua de maneira usual, de modo que um aumento na tensão terminal é acompanhado por uma maior geração de potência reativa. Neste caso, o sistema encontra-se em uma condição estável do ponto de vista de tensão.

Tabela 3.5 - Análise do Caso 2: Ponto de operação na região anormal

<b>Módulo da Tensão Terminal (p.u.)</b>	<b>Potência Reativa Gerada (Mvar)</b>
0,920	233,17
0,940	209,43
0,960	198,90
0,980	192,95
<b>1,000</b>	<b>189,62</b>
1,020	188,08
1,040	187,88
1,060	188,75
1,080	190,53

No outro cenário, de acordo com a Tabela 3.5, já no caso base o gerador opera na região anormal (região B). Quando a tensão terminal foi alterada desde 0,92 até 1,04 p.u., a potência reativa variou no sentido oposto ao da tensão, uma vez que para atender, por exemplo, um novo nível de tensão superior ao caso base, o gerador reduziu sua geração de potência reativa, o que não representa o comportamento usual do controle de tensão e potência reativa. Este comportamento, inclusive, caracteriza uma condição de instabilidade de tensão. Pode ser observado também que, a partir de 1,06 p.u, o gerador muda de região de operação (da B para a A), tal que as ações de controle atuem de maneira usual, como confirmado pelo aumento da potência reativa gerada com o aumento da tensão.

Estas simulações tabeladas podem ser generalizadas, considerando uma maior quantidade de pontos de tensão analisados através do levantamento da curva QV. Nas Figuras 3.3 e 3.4 são mostradas as curvas QV's para a Barra 2 nas regiões A e B de operação, destacando o ponto de operação inicial, e o ponto limite para as ações de controle (fronteira entre operação usual e oposta).

De acordo com os gráficos obtidos, observa-se o comportamento anteriormente descrito para os dois casos analisados. De fato, no primeiro caso, o Gerador 2 encontra-se no lado direito da curva QV (região A, com efeito usual). No segundo caso, para o caso base, o gerador encontra-se no lado esquerdo da curva (região B, com efeito oposto). Observa-se ainda a mudança de região de operação que, segundo a Figura 3.4, ocorre para um valor de tensão um pouco inferior a 1,05 p.u. Este mudança ocorre também com o aumento do carregamento do sistema. Quando são traçadas curvas QV para diferentes valores de carga do

sistema, pode-se acompanhar a mudança de região de operação do gerador, conforme mostrado na Figura 3.5.

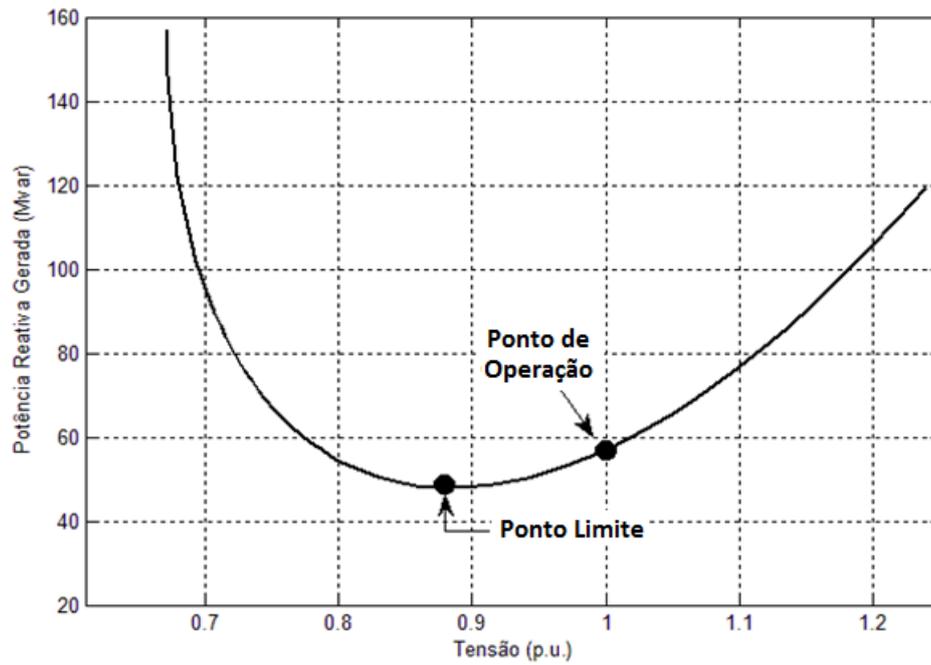


Figura 3.3 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga potência constante

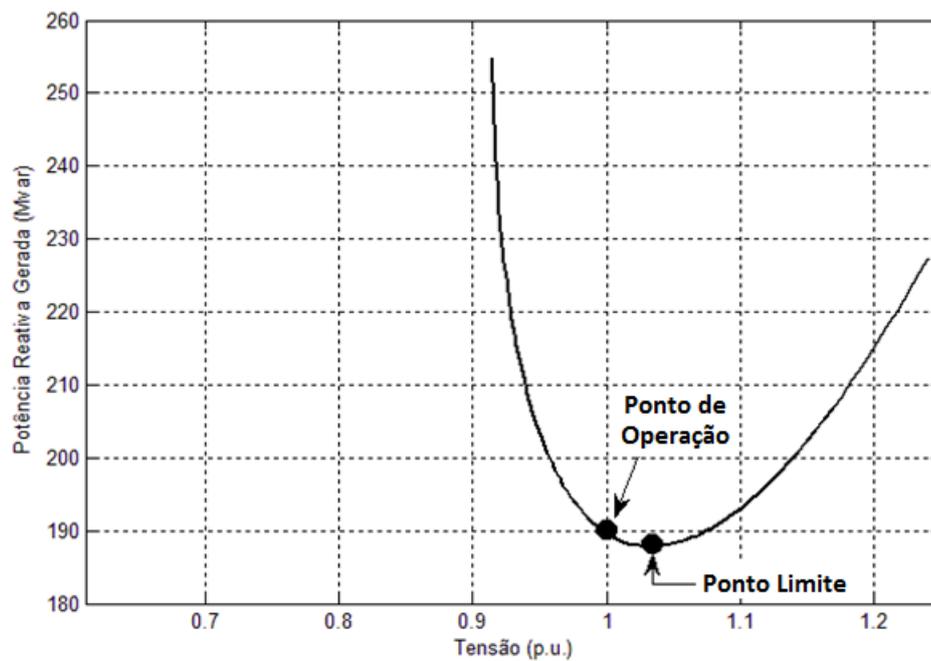


Figura 3.4 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga potência constante

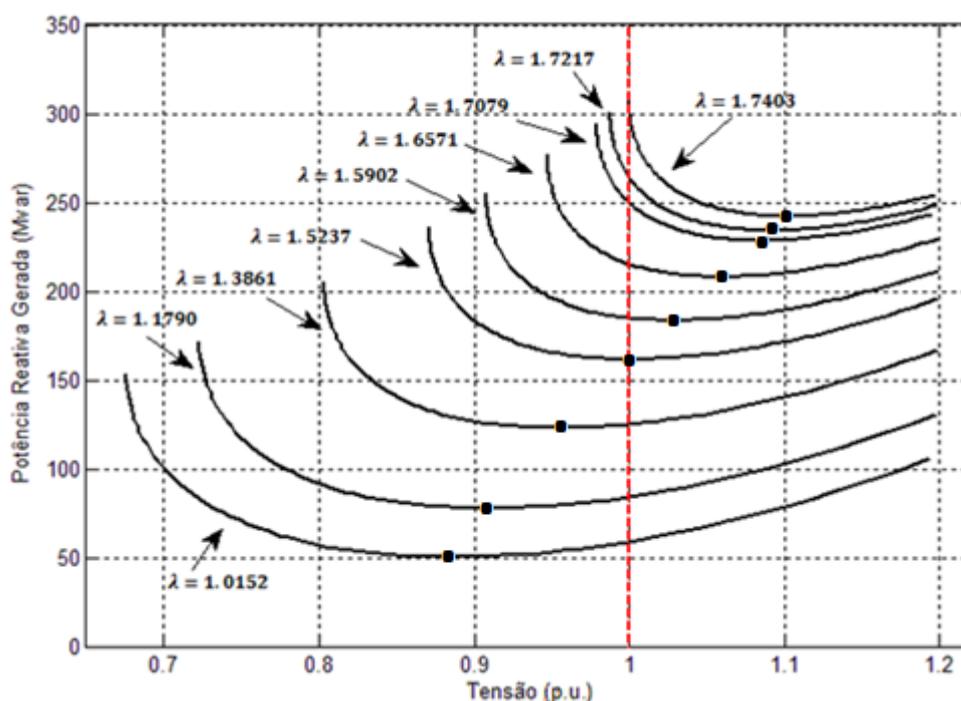


Figura 3.5 - Curva QV para diversos carregamentos

Na figura acima, inicialmente o sistema encontrava-se na região normal de operação, com tensão terminal de 1,0 p.u. na Barra 2 (conforme destacado pela linha em vermelho). Com o aumento do carregamento, a curva QV é deslocada para a direita, de modo que o sistema que inicialmente atuava em um ponto de operação que estava na região A, passa a operar na região B a partir de um determinado carregamento ( $\lambda > 1,5237$ ). Neste caso, pode-se concluir que, caso  $\lambda > 1,5237$ , o controle de tensão e potência reativa do gerador conectado a Barra 2 atuará no sentido oposto ao usual.

Outra análise consiste em verificar o efeito do tipo de carga na avaliação de controle de tensão. É sabido que o modelo de carga utilizado influencia consideravelmente nos resultados obtidos em simulações. Quando se trata do controle de tensão, esta influência pode ser ainda maior, tendo em vista que podem existir cargas que variam linearmente com a tensão (corrente constante) e também de forma quadrática (impedância constante). Apesar disso, as análises com cargas do tipo potência constantes são consideradas as ideais para estudos de estabilidade de tensão, pois são consideradas as mais severas diante de perturbações.

A seguir são traçadas curvas QV para Barra 2, a partir dos pontos de operação definidos na Tabela 3.2 (caso 1) e Tabela 3.3 (caso 2), considerando que as cargas não mais são modeladas como potência constante. A priori, não se pode concluir que o caso 1

corresponde à região normal de operação nem que o caso 2 encontra-se na região anormal, conforme encontrado anteriormente para as cargas do tipo potência constante. Na verdade, o objetivo desta análise é identificar se o mesmo ocorre quando são utilizados modelos de cargas diferentes.

Todas as cargas do sistema foram então modeladas como impedância constante. Neste modelo, as cargas variam com o quadrado da tensão. Este modelo é considerado como o menos severo para perturbações, por isso é pouco utilizado em análises de estabilidade de tensão. Por outro lado, este é o modelo utilizado no programa de simulações eletromecânicas ANATEM, justificando sua análise [44]. O caso 1 está representado na Figura 3.6 e o caso 2 na Figura 3.7.

Pode-se notar que quando a carga foi modelada como impedância constante, os dois pontos de operação (no caso base) encontram-se no lado direito da curva QV resultando, portanto, em ações de controle no sentido usual. Em comparação com as simulações em que a carga foi considerada como potência constante, observa-se que a mudança do tipo de carga deslocou o ponto de mínimo da curva QV para a esquerda, o que representa uma tensão menor no ponto de mínimo que o obtido no teste anterior. Além disso, pode-se comprovar que, mesmo a carga sendo modelada como impedância constante, existe um ponto, indicado como ponto limite, a partir do qual as ações de controle apresentam efeito oposto ao usual.

A margem de carga reativa da Barra 2, para o modelo de impedância constante, é maior que do que para potência constante, uma vez que, como ambas são negativas esta é, em módulo, menor.

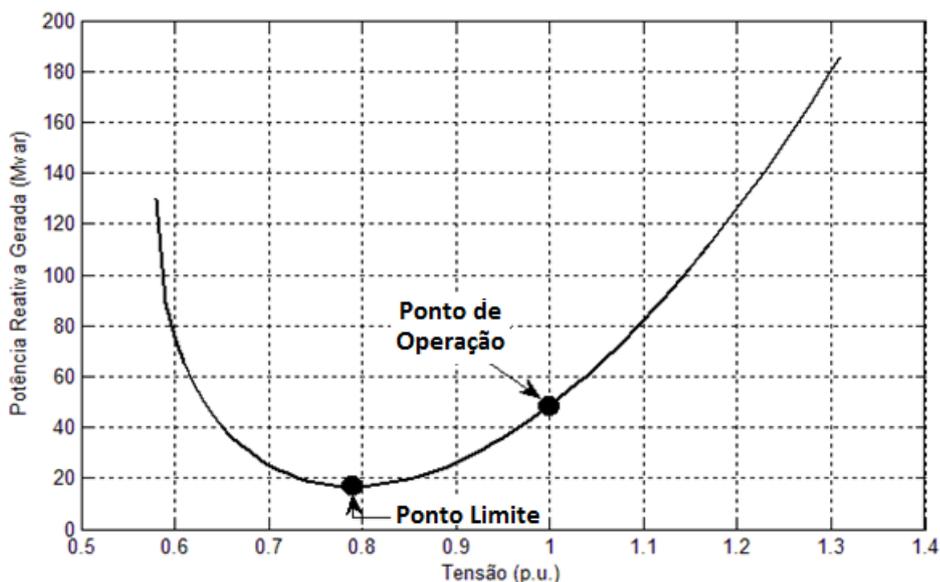


Figura 3.6 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga impedância constante

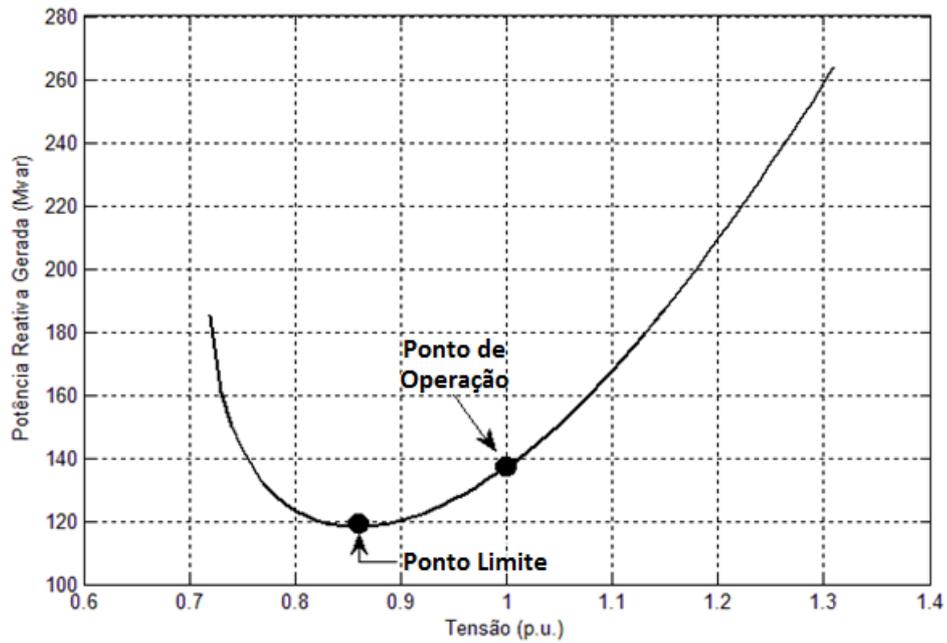


Figura 3.7 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga impedância constante

Baseado nos resultados distintos encontrados para os dois tipos de carga anteriormente estudados, foram realizadas simulações adotando agora que as cargas eram formadas pela união de três modelos de carga, através da utilização do modelo ZIP. Para esta carga, considerou-se a seguinte composição: 60% potência constante, 20% impedância constante e 20% corrente constante [44]. A curva QV para a barra 2 para os dois casos anteriormente definidos são mostrados na Figura 3.8 e na Figura 3.9.

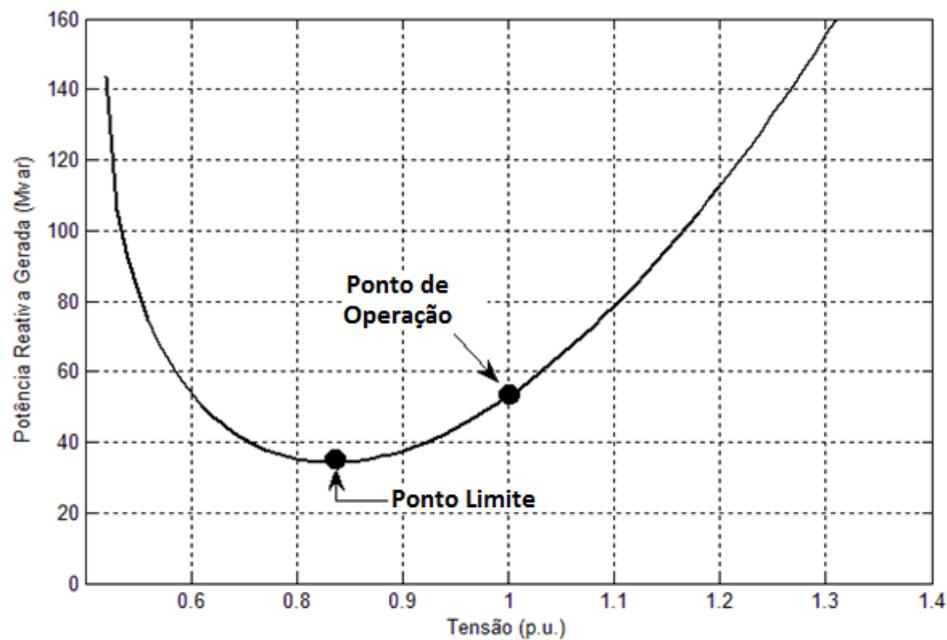


Figura 3.8 - Curva QV da barra 2 Caso 1: Carga ZIP

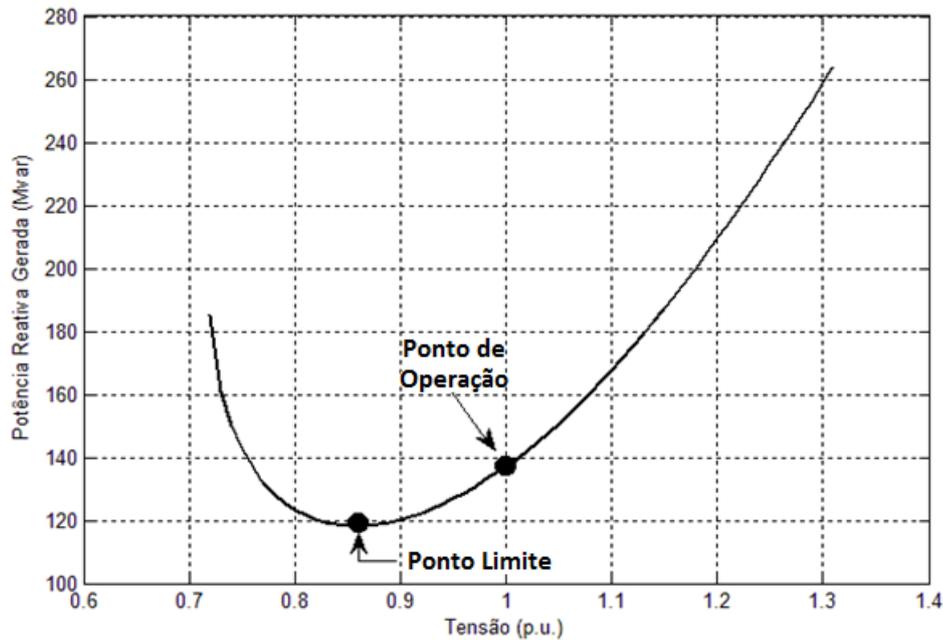


Figura 3.9 - Curva QV da barra 2 Caso 2: Carga ZIP

Assim como para a carga de impedância constante, no modelo de carga ZIP ambos os casos em análise encontravam-se no lado direito da curva QV. De fato, este modelo de carga deslocou o ponto limite para a esquerda em relação ao de potência constante, e para a direita, quando comparado a carga tipo impedância constante. Novamente existe um ponto de fronteira para as ações de controle. Já margem de carga reativa é maior que no caso de potência constante e menor que o com impedância constante. Os resultados de todas essas as simulações foram organizados e apresentados de forma resumida na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Quadro comparativo para diversos tipos de carga

Modelo de Carga	Ponto de Operação	Ponto Limite		Caso Base		Atuação do Controle de Tensão no Caso Base
		Tensão (p.u)	Qg (Mvar)	Tensão (p.u)	Qg (Mvar)	
Potência Constante	Caso 1	0,88	47,86	1,00	56,96	Usual
	Caso 2	1,04	187,73	1,00	189,62	Oposto
Impedância Constante	Caso 1	0,79	16,77	1,00	48,44	Usual
	Caso 2	0,76	55,58	1,00	105,78	Usual
ZIP	Caso 1	0,83	34,22	1,00	53,47	Usual
	Caso 2	0,86	118,10	1,00	137,09	Usual

---

### 3.3 Bloqueio da Tensão de Campo

Considere que um determinado gerador encontra-se na região anormal de operação (região B). Conforme mencionado anteriormente, do ponto de vista de estabilidade de tensão, esta situação caracteriza um condição de instabilidade. Entretanto, o sistema pode continuar operando mesmo quando um ou mais geradores encontram-se nesta situação. De fato, estes geradores não contribuirão positivamente para o controle de tensão do sistema, afetando inclusive a segurança de tensão. Por outro lado, não se pode simplesmente tirar este gerador de operação, uma vez que o mesmo contribui no fornecimento, tanto de potência ativa quanto reativa para suprir as cargas. Neste contexto, a referência [13] propõe uma metodologia que determina o instante de bloqueio no ajuste de tensão de campo de máquinas síncronas, de maneira a aumentar a margem de carga e evitar que o controle deteriore ainda mais o sistema.

A metodologia empregada em [13], considera o jacobiano completo do sistema, onde são adicionadas à matriz jacobiana as equações de potência ativa e reativa de todas as barras do sistema, com exceção da barra referência. A partir deste jacobiano, calcula-se o vetor tangente completo, considerando uma variação na potência reativa da barra PV de interesse, conforme mostrado na equação (3.1).

$$VT_{completo} = [J]_{completo}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ 0.1 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Com o vetor tangente, monitora-se a sensibilidade do nível de tensão na barra de interesse em função da variação da potência reativa. Enquanto o aumento de potência reativa resultar num aumento da tensão, o sistema atua normalmente. No entanto, quando a relação for inversa, ou seja, quando um aumento de potência reativa resultar numa redução de tensão, a tensão de campo deve ser bloqueada e, conseqüentemente, o nível de potência reativa. Portanto, a proposta de bloqueio tem por objetivo fixar o nível da tensão de campo (e o fornecimento de potência reativa) no momento anterior ao ponto de colapso de tensão. Este procedimento inibe o controle local de potência reativa, mas melhora as condições de segurança de tensão. Quando são consideradas simulações estáticas, este bloqueio consiste em alterar uma barra do tipo PV para tipo PQ.

Nas simulações realizadas em [13], os resultados obtidos mostraram-se satisfatórios para os casos em estudo uma vez que o bloqueio resultou em uma maior margem de carga.

---

Porém, não se pode generalizar esta metodologia para qualquer sistema em estudo, pois de acordo com diversas simulações realizadas, são obtidos bons resultados para algumas situações características, dependendo da topologia do sistema e dos tipos de cargas presentes. A ideia do bloqueio da tensão de campo, entretanto, não pode ser ignorada, sendo necessário um estudo mais detalhado sobre o assunto. Isto é feito na próxima seção.

### 3.3.1 Análise da Viabilidade do Bloqueio

Para avaliar a viabilidade do bloqueio da tensão de campo, foi novamente utilizado o sistema de nove barras apresentado anteriormente na Figura 3.2. O cenário considerado corresponde àquele no qual o Gerador 2 encontrava-se na região normal de operação (Tabela 3.2). No caso base, a carga ativa do total (soma das cargas ativas de todas as barras do sistema) era de 3,25 p.u.. Com a utilização do método da continuação, tanto a carga ativa quanto a parcela reativa de todas as barras foram incrementadas, sendo o sistema carregado até o fluxo de carga divergir, resultando em uma carga máxima do sistema, no ponto de máximo carregamento, no valor de 5,6582 p. u. Este resultado pode ser observado na Figura 3.10, na qual é mostrada a curva PV de todas as barras de carga do sistema.

É importante destacar que na representação da curva PV da Figura 3.10, o carregamento do sistema (eixo das abscissas do gráfico) foi representado em por unidade (p.u.), tomando como potência base a carga total do sistema no caso base. Assim o carregamento é dado por  $P/P_0 = (1 + \Delta\lambda)$ . Já o valor de 5,6582 p.u. é aproximadamente igual ao valor do ponto de máximo carregamento (1,741), multiplicado pela carga ativa total no caso base (3,25 p.u.).

Em seguida, foi testada a metodologia de bloqueio apresentada em [13], considerando uma variação na potência reativa da barra do Gerador 2. A sensibilidade entre a injeção de potência reativa e o nível de tensão, dada pela equação (3.1), foi monitorada ao longo do carregamento do sistema, como mostra a Figura 3.11.

De acordo com a metodologia proposta em [13], a tensão de campo é bloqueada caso a sensibilidade seja negativa, ou seja, se existir uma relação inversamente proporcional. Este comportamento não foi observado no caso em estudo, conforme observado na Figura 3.11, pois a sensibilidade apresentou resultados positivos para todos os carregamentos (com o menor valor encontrado de 0,5657). Isto indica que a tensão de campo não deveria ser

bloqueada, permanecendo a barra como PV, resultando na mesma margem de carga anteriormente determinada.

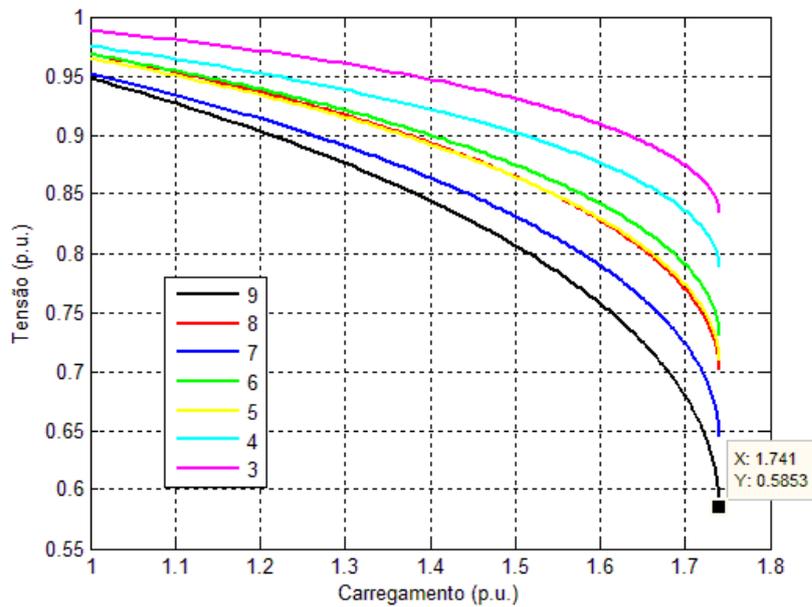


Figura 3.10 - Curva PV das barras de carga

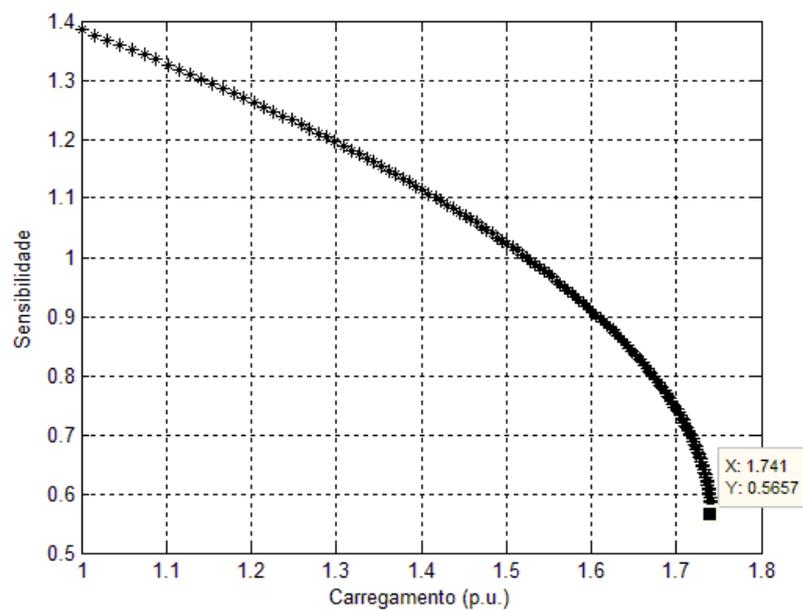


Figura 3.11 - Sensibilidade VTq em função do carregamento

Entretanto, baseado em diversas simulações realizadas, onde foram considerados vários sistemas testes, o bloqueio da tensão de campo se mostrou efetivo quando um gerador operava no lado instável (região B) da curva QV. Este ponto de bloqueio não correspondia necessariamente ao ponto de mínimo da curva QV, muito menos o bloqueio se mostrava efetivo em qualquer ponto de operação no lado esquerdo da curva. Apesar disto, existiam

pontos em que bloquear era interessante, aumentando a margem de carga e melhorando o perfil de tensão. Como o sistema em estudo é composto por apenas uma barra PV, por inspeção e experiência com o sistema, além do conhecimento já adquirido de que o bloqueio é mais eficiente quando o ponto escolhido para realizá-lo é próximo do ponto de máximo carregamento, vários instantes de bloqueios foram testados. Os resultados são apresentados na Tabela 3.7 e na Tabela 3.8.

Na Tabela 3.7, foram consideradas oito situações diferentes, representando os instantes de bloqueio, conforme indicado na primeira coluna. Já a segunda coluna, mostra a margem de carga obtida quando o sistema é bloqueado no instante definido na primeira coluna. As demais colunas representam as tensões nos barramentos do sistema no instante anterior à divergência, com exceção a barra *swing* que tem o valor da tensão mantida constante em 1,0 p.u. e, por isso, não foi mostrada.

Tabela 3.7 - Margem de carga e tensões para vários instantes de bloqueio

<b>Instante de Bloqueio (<math>\lambda</math>)</b>	<b>MC</b>	<b><math>V_2</math></b>	<b><math>V_3</math></b>	<b><math>V_4</math></b>	<b><math>V_5</math></b>	<b><math>V_6</math></b>	<b><math>V_7</math></b>	<b><math>V_8</math></b>	<b><math>V_9</math></b>
-	1,7409	1,0000	0,8340	0,7874	0,7091	0,7298	0,6445	0,7009	0,5853
<b>1,695</b>	1,7360	1,0947	0,9205	0,9426	0,8494	0,8923	0,8364	0,8581	0,7966
<b>1,700</b>	1,7431	1,1003	0,9213	0,9466	0,8508	0,8954	0,8394	0,8601	0,7922
<b>1,710</b>	1,7641	1,1135	0,9220	0,9549	0,8523	0,9012	0,8445	0,8630	0,8031
<b>1,720</b>	1,7845	1,1213	0,9201	0,9572	0,8495	0,9013	0,8433	0,8608	0,8004
<b>1,730</b>	1,8141	1,1410	0,9214	0,9698	0,8521	0,9103	0,8514	0,8654	0,8067
<b>1,735</b>	1,8334	1,1525	0,9215	0,9763	0,8526	0,9146	0,8549	0,8670	0,8089
<b>1,740</b>	1,8620	1,1708	0,9222	0,9874	0,8542	0,9221	0,8615	0,8704	0,8137

Tabela 3.8 - Comparação das condições operativas para vários instantes de bloqueio

<b>Carregamento de Bloqueio (<math>\lambda</math>)</b>	<b>Caso Base</b>	<b>1,695</b>	<b>1,700</b>	<b>1,710</b>	<b>1,720</b>	<b>1,730</b>	<b>1,735</b>	<b>1,740</b>
<b>Margem de Carga (MC) (p.u)</b>	1,7409	1,7360	1,7431	1,7641	1,7845	1,8141	1,8334	1,8620
<b>Carga total do sistema (pu)</b>	5,6577	5,6416	5,6650	5,7334	5,7994	5,8958	5,9583	6,0513
<b>Varição da MC em relação ao Caso Base (%)</b>	-	-0,66	0,30	3,13	5,88	9,88	12,48	16,34
<b>Varição da Carga Total em relação às caso base (%)</b>		-0,28	0,13	1,34	2,50	4,21	5,31	6,96

---

Os resultados obtidos fornecem várias discussões. O primeiro ponto a destacar é relacionado ao ponto de bloqueio. Observe que, caso a Barra 2 seja bloqueada em um carregamento superior a  $\lambda = 1,7$ , sempre a margem de carga obtida é superior ao caso sem bloqueio (indicada na segunda linha da Tabela 3.7). Quanto mais tarde for efetuado o bloqueio, ou seja, quanto mais carregado encontra-se o sistema no instante do bloqueio, mais eficiente ele se mostra quando o foco é o aumento da margem de carga. Fica claro também que, em todos os casos analisados, o carregamento considerado é superior a  $\lambda = 1,5237$ , valor este que define o ponto de fronteira entre as regiões de operação A e B, isto porque o bloqueio se mostrou efetivo para os pontos que se encontravam na região B de operação, onde as ações de controle atuam no sentido oposto ao usual.

A mudança da Barra 2 para tipo PQ teve como consequência a perda do controle de tensão na mesma, resultando na elevação do nível de tensão. Este aumento é importante, uma vez que o mesmo é responsável por elevar o nível de tensão nas demais barras de carga do sistema que outrora se encontravam com níveis de tensão reduzidos no carregamento considerado, devido ao controle de tensão exercido pelo gerador ligado à Barra 2. Esta condição pode ser visualizada na Figura 3.12, que mostra a curva PV para todas as barras de carga do sistema, considerado que o bloqueio é efetuado, por exemplo, para um carregamento de  $\lambda = 1,735$ .

O comportamento anteriormente descrito já era esperado, tendo em vista que são utilizadas cargas do tipo potência constante. Quando ocorre um aumento do carregamento, existe uma tendência do sistema de reduzir o nível de tensão das barras não controladas (PQ). Para recuperar a tensão, é necessário alterar a referência de tensão nas barras controladas (PV), elevando-as. No caso em análise, esta elevação ocorre naturalmente após a Barra 2 do tipo PV ser transformada em PQ, isto porque o gerador nela conectado operava na região B da curva QV, ou seja, a injeção de potência reativa estava contribuindo negativamente para controlar o nível de tensão. Quando este suprimento adicional é interrompido, o sistema tende a recuperar o nível de tensão. É claro que, caso o gerador atuasse na região A, a elevação da tensão terminal do gerador ligado a Barra 2 também elevaria o nível de tensão das demais barras. Esta elevação de tensão na Barra 2 pode ser observada na curva PV apresentada na Figura 3.13.

Por outro lado, existe uma faixa aceitável de operação em termos do nível de tensão, o que inibe que as tensões nas barras do sistema assumam valores excessivamente elevados.

Esta faixa de tensão restringe o instante de bloqueio focado simplesmente na obtenção da maior margem de carga.

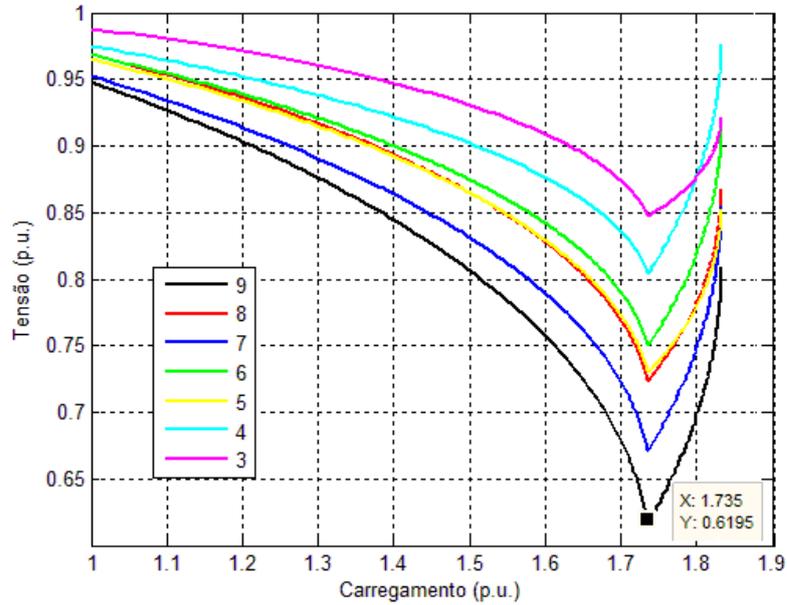


Figura 3.12 - Curva das barras de carga considerando o bloqueio

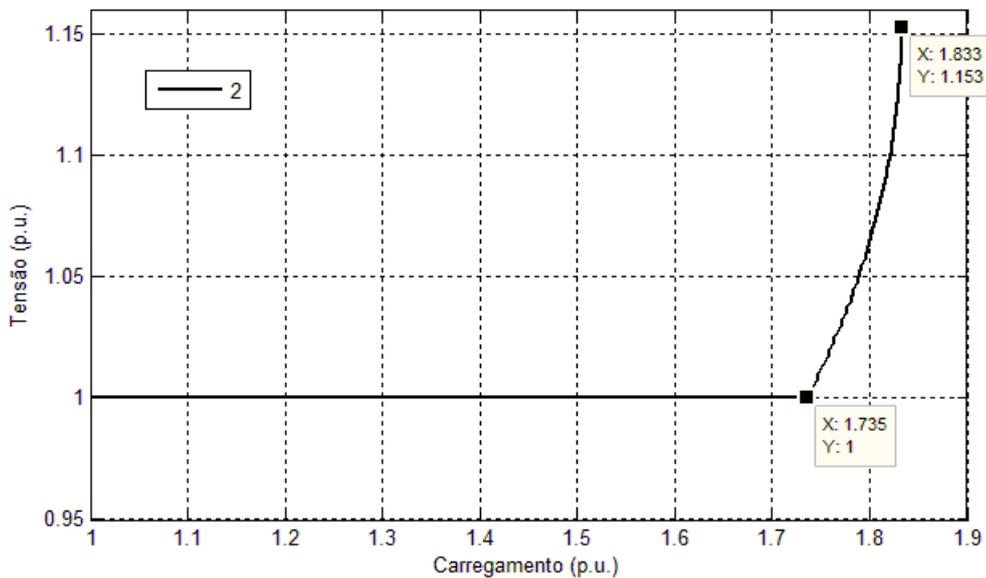


Figura 3.13 - Curva PV da barra 2 considerando o bloqueio

De fato, o resultado alcançado para o caso em análise se mostrou mais efetivo do que aquele em que se utiliza a metodologia apresentada em [13]. Entretanto, o ponto de bloqueio foi obtido por verificação, sem que houvesse sido proposta uma metodologia para detecção automática do ponto adequado. Isto motiva uma investigação futura ainda mais detalhada a respeito do assunto. Um primeiro desafio seria determinar quais barras deveriam ser

---

bloqueadas. Como foi observado, uma barra PV torna-se candidata a ser bloqueada quando a mesma encontra-se na região B de operação. A identificação das barras que operam na região B já foi solucionada e será apresentada no próximo capítulo deste trabalho. Já para a obtenção do ponto de bloqueio, possivelmente a solução seria encontrada através da utilização de técnicas de otimização. A função objetivo deveria ser “maximização da margem de carga”, ou o “reforço da segurança de tensão”, através da adequação dos níveis de tensão das barras. É evidente que algumas restrições deveriam ser adotadas neste processo. Os níveis de tensão, por exemplo, devem ser determinados de tal forma que não ultrapassem a faixa de tensão aceitável para operação. Além desta, outra restrição seria relacionada aos limites de potência reativa das unidades geradoras. No caso apresentado como exemplo, por conveniência, o mesmo foi desconsiderado. Entretanto, como o sistema anterior é composto por apenas dois geradores, caso o gerador ligado à Barra 2 seja bloqueado, pode ocorrer da barra de referência não possuir capacidade suficiente de potência reativa para suprir as cargas do sistema. Mesmo o Gerador 2 estando contribuindo negativamente do ponto de vista de controle de tensão, sua capacidade de geração de potência reativa ajuda a suprir o aumento das cargas do sistema. Além disso, pode existir a possibilidade da linha que interliga a barra de referência ao restante do sistema ficar sobrecarregada, resultando no colapso de tensão.

Diante do que foi exposto, no Capítulo 4 são apresentadas as metodologias adotadas para detecção e correção do problema relacionado ao controle oposto entre a tensão e a potência reativa.

---

# CAPÍTULO 4

## 4. Metodologias para Detecção e Correção do Fenômeno

Neste capítulo são apresentadas as metodologias empregadas para identificar o controle oposto de tensão e potência reativa, assim como ações corretivas que levem o sistema a operar em um ponto estável do ponto de vista de tensão e, se possível, com o aumento da margem de carga e redução nas perdas.

### 4.1 Identificação da Região de Operação

Como exposto no Capítulo 3, existem casos em que o controle de tensão e potência reativa em geradores e compensadores síncronos atua no sentido oposto ao usual. Esse fenômeno é facilmente identificado quando são determinadas as curvas QV das barras de geração do sistema. Entretanto, identificar de forma rápida quando este fenômeno ocorre é desafiador.

Em um sistema de grande porte, por exemplo, obter a curva QV para todas as barras do sistema se tornaria um processo relativamente lento, sobretudo pela quantidade de barras a serem analisadas assim como o grande número de casos fluxos de potência que devem ser executados para a obtenção da mesma. Em [46] emprega-se uma análise de sensibilidade para determinar a impedância de compensação de queda de tensão em controles conjuntos de tensão de usinas. Uma destas sensibilidades é muito similar ao procedimento da curva QV, uma vez que considera uma pequena variação na tensão em uma barra específica do sistema (que no caso em análise seria uma barra PV), avaliando a variação da potência reativa gerada, como mostrado na equação (4.1):

$$S_G = \Delta Q_G / \Delta V_L \quad (4.1)$$

Este índice é eficiente, determinando com precisão a região de operação do controle de tensão. No entanto, o mesmo exige um grande esforço computacional para sistemas de grande porte, como era esperado, tendo em vista a similaridade deste com a curva QV. O esforço

computacional para determinação da região de operação, contudo, pode ser reduzido através de uma análise estática, que considera algumas manipulações na matriz jacobiana estendida do sistema. A seguir é apresentada esta metodologia de análise, a partir de duas formulações, que diferenciam quando o controle é executado de forma local e remota.

#### 4.1.1 Controle Local de Tensão

O controle de tensão em geradores e compensadores síncronos pode ser executado de maneira local ou remota. Quando o controle é realizado de maneira local, a tensão que o gerador/compensador controla é a da própria barra. Neste caso, tais barras são classificadas como barras PV, sendo especificados a potência ativa gerada e o módulo da tensão, tendo como incógnitas a potência reativa gerada ou consumida e o ângulo de fase da tensão [47][48].

Para um ponto de operação conhecido, monta-se um jacobiano estendido ( $J_{est}$ ). Este jacobiano estendido considera as equações de potência ativa e reativa em relação ao ângulo de fase e nível de tensão, incluindo as equações de potência reativa das barras PV (que não são consideradas na matriz jacobiana do fluxo de potência tradicional).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J_{est} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Já que a análise é focada no comportamento de barras de geração, a equação (4.2) pode ser rearranjada tal que as linhas e colunas associadas a potências ativas e reativas das barras PV de interesse fiquem na parte inferior da matriz [7][37], resultando em:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde  $l$  representa as barras analisadas e as sub-matrizes A, B, C e D são originadas da partição da matriz  $J_{est}$ , tal que:

[A] - Matriz original do fluxo de potência, com exceção as colunas e linhas referentes a barras em análise;

[B] - Matriz com as derivadas das equações de potência ativa e reativa do sistema em relação as variáveis dependentes das barras em estudo;

[C] – Matriz com as derivadas das equações de potência ativa e reativa das barras em análise com relação às outras variáveis dependentes do sistema;

[D] – Matriz com as derivadas das equações de potência ativa e reativa das barras em análise com relação as suas próprias variáveis dependentes.

De acordo com [1][7], se  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  forem considerados nulos na equação (4.3), tal que sejam avaliadas apenas as variações de potência ativa e reativa nas barras de interesse, o sistema é representado agora como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Separando o sistema anterior em duas equações, tem-se:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = C \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} + D \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Isolando  $\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$  em (4.5) e substituindo em (4.6) vem:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = C[-A^{-1}B] \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} + D \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = J_{PV} \begin{bmatrix} \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Com:

$$J_{PV} = [D - CA^{-1}B] \quad (4.9)$$

Como o interesse é apenas na análise da variação da potência reativa em relação ao nível de tensão, a matriz  $J_{PV}$  pode ser reduzida de maneira análoga à matriz  $J_{est}$ , de modo que agora os elementos associados à potência reativa das barras PV de  $J_{PV}$  fiquem na parte inferior da matriz, resultando em:

$$[\Delta Q_l] = J_{QP} [\Delta V_l] \quad (4.10)$$

A matriz  $J_{QPv}$  poderia ser obtida de forma direta, com apenas uma redução da matriz  $J_{est}$ . Entretanto, para facilitar a visualização do procedimento, foi considerada esta redução em duas etapas. Ressalta-se, porém, que no programa implementado para identificação de ações opostas de controle, a redução é feita de forma direta, ou seja, uma única vez.

Depois de obtida a matriz  $J_{QPv}$ , calcula-se para cada barra PV o índice de sensibilidade entre a sua potência reativa gerada e a tensão terminal ( $I_{QPv}$ ), considerando um incremento na tensão da barra PV analisada. Neste caso, o valor adotado para o incremento foi 0,1, conforme mostrado na equação (4.11):

$$I_{QPv} = J_{QPv} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0,1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Este índice é análogo à abordagem da curva QV. Valores positivos indicam que o gerador encontra-se na região normal de operação (região A), onde as ações de controle atuam de maneira usual. Por outro lado, se o índice for negativo, o sistema encontra-se em uma situação instável do ponto de vista de tensão, com o controle atuando na região anormal de operação (região B). A interpretação do índice é resumida na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Interpretação do índice  $I_{QPv}$

Valor do Índice	Significado	Região de Operação	Controle de Tensão e Potência Reativa
$I_{QPv} = \frac{\Delta Q_l}{\Delta V_l} > 0$	O aumento da tensão terminal resulta no aumento da potência Reativa Gerada pela barra.	Região A	Usual
$I_{QPv} = \frac{\Delta Q_l}{\Delta V_l} < 0$	O aumento da tensão terminal resulta na redução da potência Reativa Gerada.	Região B	Oposto
$I_{QPv} = 0$	-	Ponto Limite	-

Na equação (4.11), o índice é calculado separadamente para cada barra de geração, variando a posição na qual é considerada a variação de tensão. O índice independe do valor adotado para esta variação, uma vez o importante não é a magnitude do índice, mas sim o sinal. Apesar do mesmo ser apresentado de uma maneira um pouco diferente neste trabalho, a ideia da redução da matriz e a proposta do índice para determinar regiões de operação já foi abordada em outros trabalhos, como por exemplo, os trabalhos [6][7][8].

Para exemplificar esta metodologia de identificação de operação de geradores com controle local de tensão, é utilizado um sistema exemplo de quatro barras. O mesmo é composto por três barras de geração (a de referência e duas PV) com controle local de tensão, além de uma barra de carga (PQ). O diagrama é mostrado na Figura 4.1.

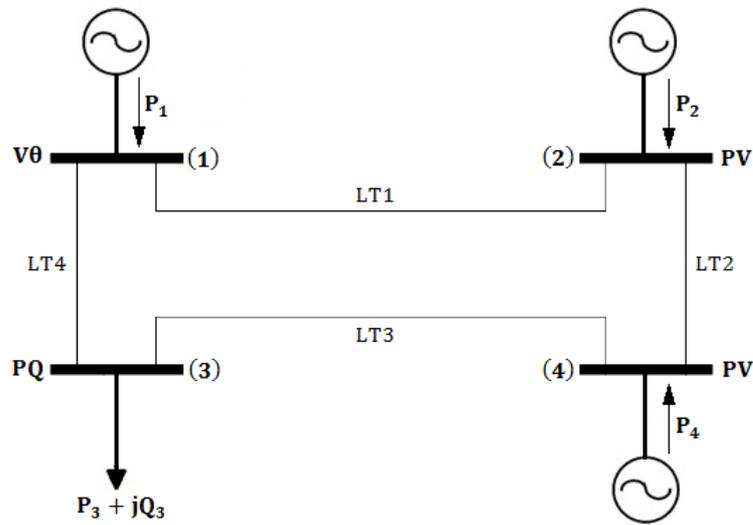


Figura 4.1- Sistema teste 4 barras

Para este sistema, as equações do fluxo de potência convencional são:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Já a equação (4.13) mostra a formulação com a jacobiana estendida, considerando que as barras 2 e 4 serão analisadas, ou seja, com as equações de potência reativa destas barras adicionadas e colocadas na parte inferior da matriz.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Particionando a matriz  $J_{est}$ , as matrizes A, B, C e D são:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_4} \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix}$$

Realizando a redução dada pela equação (4.9), obtém-se a matriz  $J_{QP_V}$ . Em seguida, os índices são calculados de acordo com a equação (4.11), conforme mostrados nas equações abaixo:

$$I_{QP_V_2} = J_{QP_V} \begin{bmatrix} 0,1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

$$I_{QP_V_4} = J_{QP_V} \begin{bmatrix} 0 \\ 0,1 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Deste modo, pode-se avaliar a região de operação dos geradores 2 e 4, identificando se o controle local de tensão e potência reativa opera de forma usual. Como dito anteriormente, em comparação com a obtenção da curva QV, esta técnica evita que sejam executados vários casos de fluxo de potência, sendo possível identificar a região de operação do controle através da execução de apenas um fluxo de carga (para cada carregamento analisado), a partir da inclusão de linhas e colunas referentes a barra PV em análise. Quando são consideradas várias barras PV, a diferença de tempo para executar o fluxo de potência tradicional e o fluxo de

potência com a matriz Jacobiana estendida é praticamente insignificante, se comparado ao tempo gasto para a determinação da curva QV. Além disso, com esta metodologia, mesmo que o sistema possua várias barras PV, se for de interesse avaliar apenas algumas barras específicas, o índice pode ser calculado apenas para estas barras, considerando que a jacobiana estendida será formada pela jacobina tradicional além das equações de potência reativa das barras de interesse.

#### 4.1.2 Controle Remoto de Tensão

No item anterior foi apresentada a identificação da região de operação do controle de tensão e potência reativa, quando os geradores controlam localmente a tensão. Por outro lado, quando se considera que os geradores controlam remotamente a magnitude da tensão de uma barra do sistema, é necessário considerar algumas modificações na matriz jacobiana do sistema. A barra que controla é classificada como tipo P (só a injeção de potência ativa é especificada), enquanto a barra cuja magnitude de tensão é controlada é classificada como tipo PQV (são especificadas as potências ativas e reativas e o nível de tensão) [49].

Em [49] é apresentada a formulação clássica para inclusão do controle remoto de tensão na matriz jacobiana. Utilizando esta metodologia, na equação (4.17), é mostrado um sistema linearizado genérico, onde são exibidas apenas as equações referentes as barras k e m. A barra k é classificada como P, enquanto que a barra m é do tipo PQV [48].

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \vdots & \dots \\ \dots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \vdots & \dots \\ \dots & \theta_k & \frac{\partial \theta_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial V_k}{\partial V_k} & \vdots & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Na equação (4.17), como a barra m é classificada como PQV, sua tensão deixa de ser uma variável de estado e passa a ser uma constante. No seu lugar, a tensão na barra k passa a ser uma variável desconhecida (a ser determinada), uma vez que agora a barra k é classificada como tipo P. Assim a barra m contribui com duas equações e uma incógnita. Já a barra k, com uma equação e duas incógnitas.

Observe que, neste método para controle remoto de tensão, pode-se determinar somente a relação entre a potência reativa gerada da barra controlada e a tensão terminal da barra controladora. Entretanto, fisicamente, este controle é feito tal que a barra controladora varie a sua geração de potência reativa de acordo com o nível de tensão ajustado para a barra controlada, tentando mantê-la na tensão especificada. Por esta razão, é necessário que se obtenha a relação entre a potência reativa gerada pela barra P e a tensão terminal da barra PQV. Esta relação pode ser obtida explicitamente através de uma formulação alternativa para o controle remoto de tensão. Esta metodologia é mostrada de maneira resumida a seguir, podendo ser encontrada com mais detalhes em [47][48].

Considere o sistema de equações genérico representado pela equação (4.18), novamente com a barra k sendo tipo P e a barra m do tipo PQV:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q'_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta V'_m \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \ddots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial Q_{Gk}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial Q_{Gk}} & \dots \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial Q_{Gk}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial Q_{Gk}} & \dots \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial V'_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial V'_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial V'_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial V'_m}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial V'_m}{\partial Q_{Gk}} & \dots \\ \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta Q_{Gk} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

A equação de controle adicional em relação ao modelo tradicional é,

$$V_m - V_m^{esp} = 0 \quad (4.19)$$

com o resíduo dado pela equação (4.20):

$$\Delta V'_m = V_m^{esp} - V_m \quad (4.20)$$

Note que a potência reativa da barra k passa agora a ser calculada, como era de interesse, sendo esta atualizada a cada iteração do processo de convergência através da equação (4.21),

$$Q_{Gk}^{v+1} = Q_{Gk}^v + \Delta Q_{Gk}^v \quad (4.21)$$

Esse valor é utilizado para atualizar o valor do resíduo:

$$\Delta Q'_k = Q_k^{esp} - Q_k^{cal} = (Q_{Gk} - Q_{Lk}) - Q_k^{cal} \quad (4.22)$$

Em [47], o autor destaca que dos elementos da coluna adicional  $\Delta Q_{Gk}$ , apenas o elemento da linha de  $\Delta Q'_k$  não é nulo. Já na linha da equação adicional  $\Delta V'_m$ , somente o elemento da coluna  $V_m$  não é nulo. Os valores destes elementos não nulos são mostrados a seguir:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial Q_{Gk}} = \frac{\partial (Q_k^{cal} - (Q_{Gk} - Q_{Lk}))}{\partial Q_{Gk}} = -1 \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial V'_m}{\partial V_m} = \frac{\partial (V_m - V_m^{esp})}{\partial V_m} = 1 \quad (4.24)$$

Considerando a partição da equação (4.18) nas matrizes A, B, C e D e utilizando a redução dada pela equação (4.9), obtém-se a matriz de sensibilidade  $J_{QPv}$  (equação (4.25)), bem como o índice da relação oposta com controle remoto de tensão (equação (4.26)).

$$[\Delta V'_m] = [J_{QPv}] [\Delta Q_{Gk}] \quad (4.25)$$

$$I_{QPv} = [J_{QPv}] [0,1] \quad (4.26)$$

Na equação (4.26), observe que o índice  $I_{QPv}$  é dado pela razão  $\Delta V'_m / \Delta Q_{Gk}$ , diferentemente dos índices calculados com controle local de tensão, que são definidos de maneira inversa, ou seja, pela relação entre a potência reativa gerada e o nível de tensão. Na verdade, esta relação poderia ser obtida também considerando o controle remoto de tensão, bastando para isso que a matriz  $J_{QPv}$  fosse invertida, conforme mostrado na equação (4.27). Entretanto, esta inversão não é necessária, uma vez que a interpretação do índice está relacionada com o sinal do mesmo e não com sua magnitude, resultando em índices com ordem de grandeza diferentes, porém mantendo o sinal. Ademais, a não inversão da matriz proporciona um menor esforço computacional (principalmente nos casos em que é de interesse analisar várias barras), evitando também que surjam problemas nos casos em que a matriz seja  $J_{QPv}$  é singular, conforme verificado em diversas simulações realizadas.

$$I_{QPv} = [J_{QPv}]^{-1} [0,1] \quad (4.27)$$

Novamente, para exemplificar a aplicação desta metodologia, a mesma é aplicada ao sistema quatro barras apresentado anteriormente. A principal diferença da análise anterior é a consideração de que agora a Barra 2 está controlando remotamente a tensão da barra de carga (Barra 3), enquanto que a Barra 4 exerce o controle local de tensão. Em um primeiro momento, por conveniência, não é de interesse analisar o comportamento da Barra 4 (para que a matriz  $J_{ext}$  seja igual a matriz do fluxo de potência usando a formulação alternativa de controle remoto de tensão), justificando a não representação da equação de potência reativa desta barra. A matriz jacobiana estendida para esta situação é mostrada na equação (4.28).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q'_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta V'_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & 0 \\ \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q'_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q'_2}{\partial V_3} & \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_4} & -1 \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & 0 \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & 0 \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Assim, matrizes A, B, C e D são:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q'_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q'_2}{\partial V_3} & \frac{\partial Q'_2}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad C = [0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0] \quad D = [0] \quad (4.29)$$

Já o índice de sensibilidade é dado por

$$I_{QP_{V_2}} = [J_{QP_{V_2}}] [0,1] \quad (4.30)$$

Com:

$$J_{QP_{V_2}} = [D - CA^{-1}B] \quad (4.31)$$

Por outro lado, se for de interesse avaliar simultaneamente a sensibilidade da barra com controle remoto (Barra 2) e a barra com controle local (Barra 4), matriz  $J_{est}$  deve ser escrita como mostra a equação (4.32).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2' \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta V_3' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2'}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2'}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_2'}{\partial V_4} & -1 \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_4 \\ \Delta Q_{G2} \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Sendo:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2'}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2'}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_2'}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_2'}{\partial V_4} & -1 \\ \frac{\partial P_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial P_4}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} & 0 \end{bmatrix} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

E os índices:

$$I_{QPV_2} = J_{QPV} \begin{bmatrix} 0,1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

$$I_{QPV_4} = J_{QPV} \begin{bmatrix} 0 \\ 0,1 \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

## 4.2 Ações de Controle Corretivas

Ações corretivas devem ser tomadas quando o sistema elétrico se aproxima ou entra na área de instabilidade de tensão, com o objetivo de interromper o fenômeno ou ganhar tempo para que uma ação de controle mais lenta possa atuar. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sugere que estas ações sejam executadas segundo uma hierarquia: i) chaveamento de

banco de capacitores na tentativa de elevar o nível de tensão localmente; ii) atuação de transformadores com tapes comutados sob carga (LTC's) tentando corrigir ou controlar o nível de tensão de uma barra; iii) ajuste do "set-point" do AVR (*Automatic Voltage Regulator*), ou seja, a mudança na referência para uma barra a ser controlada por um ou mais geradores. Caso nenhuma dessas providências tenha obtido o resultado esperado, parte-se para a ação drástica de corte de carga em uma ou mais barras do sistema [25]. Esta sucessão de ações de controle pode ser observada na Figura 4.2, que mostra a atuação para uma barra do sistema analisado em [50].

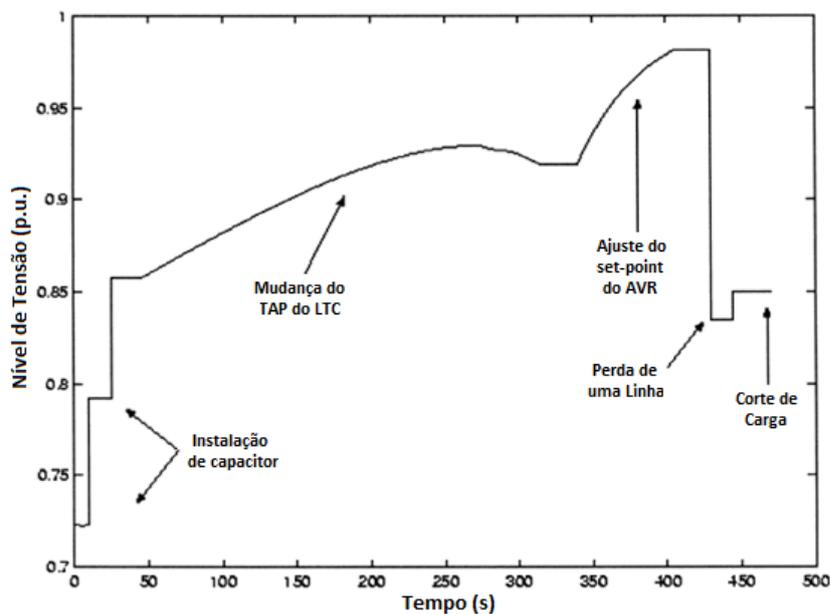


Figura 4.2 - Sucessão de ações de controle  
Fonte: [50]

De fato, as ações de controle pretendem evitar alguns fenômenos que precedem o colapso de tensão, como altas perdas e baixa tensão. O objetivo, portanto, é obter uma estratégia de controle de maneira que se minimizem as perdas e se maximize a magnitude da tensão e a carga suprida pelo sistema. Por outro lado, se estas ações forem executadas de maneira inadequada, sua atuação pode levar o sistema ao colapso. Isto ocorre, por exemplo, quando o controle de tensão e potência reativa atua de maneira oposta a usual. Sucessivas atuações destes equipamentos deterioram ainda mais o sistema. Assim, a partir do momento em que se detecta este tipo de operação, ações corretivas devem ser tomadas, de maneira a levar o equipamento a atuar na região A, onde as ações de controle atuam de maneira usual.

Conforme apresentado no Capítulo 1, a referência [10] aborda um evento que ocorreu em maio de 1999 na área Rio de Janeiro/ Espírito Santo, ilustrando a importância da avaliação

da atuação oposta de dispositivos de controle de tensão. Este evento aponta para a existência de um ponto operativo onde as manobras nos transformadores de 138/500 kV da Subestação de Grajaú levaram à perda do controle de tensão na área. As condições de carga ativa e reativa neste dia foram semelhantes às do dia anterior, sem registro de qualquer problema de controle de tensão, o que sugeria que a manobra na transformação da Subestação de Grajaú era a principal suspeita.

A curva QV do barramento de 500kV da Subestação de Grajaú mostra que (Figura 4.3), para as condições de carregamento do dia (5400MW), o valor mínimo da tensão neste barramento, de maneira que o sistema atua em um ponto operativo na região estável da curva (região A), era de 1,024 p.u. O início da perda de controle de tensão na área coincidiu com o instante em que a tensão em Grajaú atingiu valores de tensão inferiores ao mínimo, através de sucessivas elevações do tape da transformação da Subestação 138/500kV. Com isto, concluiu-se que, as manobras dos tapes de transformadores que tinham como objetivo reduzir a geração nas máquinas nesta estação, atitude esta rotineira e recomendada, acabaram reduzindo a margem de carga da área (em 7%), uma vez que o equipamento estava operando em um ponto instável (região B).

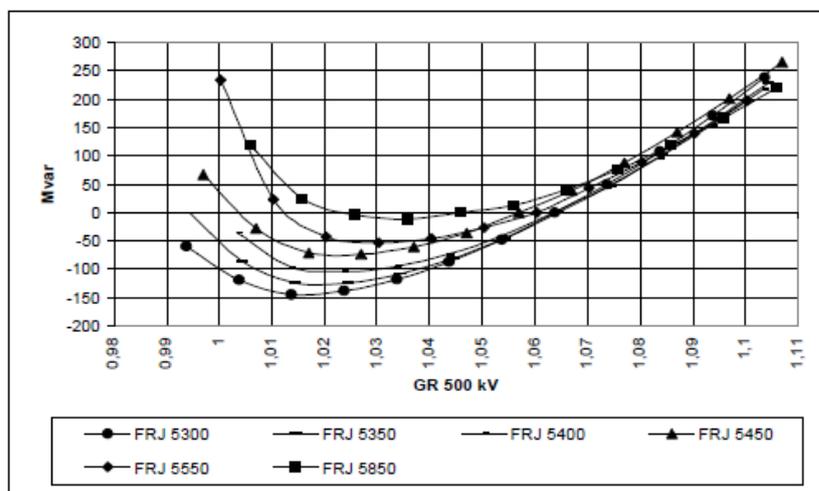


Figura 4.3 - Curva QV da barra de Grajaú

Tendo em vista que, quanto mais à direita do ponto de mínimo mais seguro é o ponto de operação e, observando a Figura 4.3, verifica-se que [15]:

- i) Para um dado carregamento, aumentar o nível de tensão na barra desloca o ponto de operação para a direita;

- 
- ii) Para uma dada tensão na barra, diminuir o carregamento desloca o ponto de operação para a direita;
  - iii) Para uma dada geração de potência reativa, quanto menor for o carregamento, mais à direita encontra-se o ponto de operação.

Portanto, conclui-se que, para melhorar a estabilidade de tensão em barras de tensão controlada, é preciso alterar a referência de tensão da barra ou reduzir o fluxo de potência no caminho de transmissão no qual está conectado o equipamento de controle de tensão [15]. De acordo com as três condições acima descritas, a seguir, são apresentadas três metodologias que possibilitem deslocar o ponto de operação entre as regiões, tal que barras controladas por geradores e compensadores síncronos, inicialmente atuando de maneira oposta a usual (região B), passem a operar de maneira usual (região A), buscando uma maior margem de carga e melhores condições de segurança de tensão do sistema. Estas ações corretivas devem ser tomadas, a partir do momento em que o fenômeno é identificado, justificando a utilização em conjunto com o índice definido na seção anterior.

#### **4.2.1 Proposta de Mudança na Referência de Tensão**

Suponha que um dado distúrbio, ou simplesmente o aumento de carga, tenha levado uma determinada barra de geração a operar no lado esquerdo da curva QV. Conforme discutido anteriormente, caso nenhuma ação seja tomada na tentativa de recuperar o nível de tensão, a injeção de potência reativa acabaria reduzindo ainda mais a tensão.

A ação corretiva aqui proposta consiste em mudar a referência de tensão desta barra, que se encontra em uma região de operação onde as ações de controle tem efeito oposto ao usual. A partir do momento em que o índice da Seção 4.1 indicar que existe uma ou mais barras cujo ponto de operação encontra-se na região B, indicado como ponto 1 na Figura 4.4, traça-se a curva QV para estas barras. Em cada uma delas, avalia-se então a possibilidade de mudança na referência de tensão na barra para um valor que corresponda a mesma quantidade de potência reativa, porém na região normal de operação, através do deslocamento da tensão no sentido do eixo das tensões, em linha reta, observando o valor no qual esta linha coincide com a curva QV da barra (ponto 2). Este ponto de intersecção determina a tensão que deve ser ajustada como nova referência para a barra. Existem casos, contudo, em que o nível de tensão obtido no lado direito da curva QV, não corresponde a um ponto de operação desejável, fora dos limites estabelecidos para uma operação segura e com qualidade do sistema. Nestes casos,

o ponto escolhido (ponto 2) será aquele no qual obtém-se o maior nível de tensão dentro dos limites aceitáveis. É evidente que esta mudança na referência de tensão é limitada pelas curvas de capacidade das máquinas envolvidas, sendo necessário respeitar tais limites. Este deslocamento para um ponto no com mesmo valor de potência reativa foi adotado de maneira a causar o menor distúrbio possível ao sistema, visto que uma mudança brusca no nível de tensão, do ponto de vista do sistema, pode ser encarada como um distúrbio.

A principal vantagem desta técnica é que, utilizada em conjunto com o índice  $I_{QPV}$ , torna o processo de correção ponto de operação uma tarefa relativamente simples e que exige um menor esforço computacional, já que a curva QV é obtida uma única vez, nos carregamentos/condições nos quais o índice apontar barras com ações contrárias, e somente para as barras nas quais o índice apresentar sinal negativo. Além disso, o problema pode ser resolvido, em muitos casos, alterando a referência de tensão em apenas uma única barra, o que, do ponto de vista operativo, é conveniente.

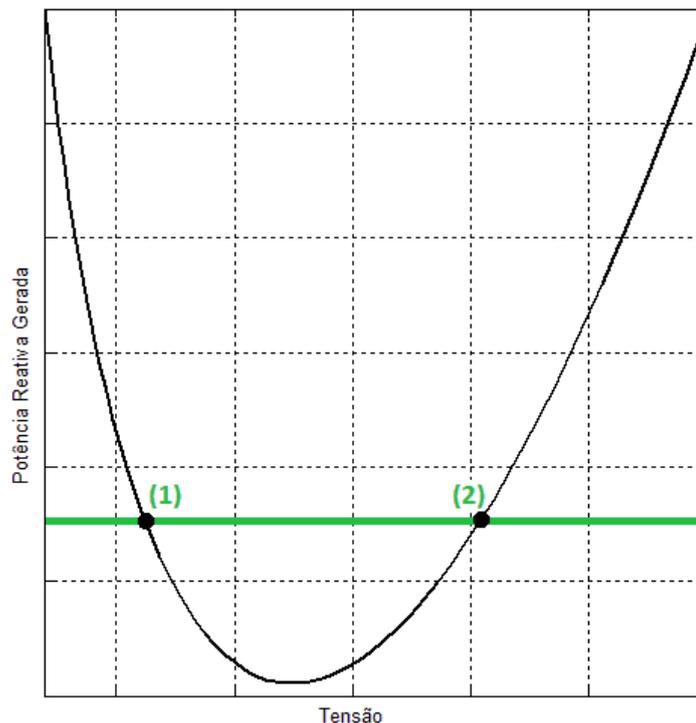


Figura 4.4 - Curva QV com mudança na referência de tensão

O processo em si pode ser sumarizado através dos passos descritos a seguir:

- 1) Determinar a região de operação de todas as barras PV's de interesse;
- 2) Obter a curva QV das barras que se encontram na região B;

- 
- 3) Determinar a nova referência de tensão da barra através do deslocamento horizontal da tensão até que a mesma intercepte a curva QV da barra;
  - 4) Executar o fluxo de potência e calcular índices para avaliar a estabilidade de tensão.
  - 5) Caso o ponto de operação continue na região B, complementar o reforço utilizando outra ação de controle como, por exemplo, o redespacho de potência ativa.

### 4.2.2 Proposta de Redespacho de Potência Ativa

A referência [15] foi uma das primeiras a abordar o redespacho de potência ativa para melhorar as condições estabilidade de tensão em barras em geração. Quando barras deste tipo eram analisadas, era recomendável desviar a geração de ramos mais carregados para ramos menos carregados. Entre outros trabalhos, os resultados deste redespacho podem ser visualizados [51].

Nos casos de geradores hidroelétricos remotos, nos quais existe apenas um único tronco ligando a barra de geração crítica ao resto do sistema, a única possibilidade é diminuir a geração, primeiramente reativa e, se necessário, a ativa [15]. Sabe-se que esta era a atitude tomada pelos operadores do sistema das regiões Sul/Sudeste em épocas de carga pesada: reduziam a geração da parte brasileira da Usina de Itaipu (60Hz) de 100 a 200 MW, possibilitando assim alcançar um maior fluxo de potência ativa chegando na Área Rio [10].

A utilização do redespacho de potência ativa como ação corretiva nos casos em que um gerador opera com relação não usual entre a tensão e potência reativa pode ser visualizada na Figura 4.5. Nela são mostradas as curvas QV's para uma barra de geração considerando diversos valores de potência ativa gerada. Para o levantamento da mesma, considerou-se o sistema 107 barras em uma condição em que existissem barras operando na região B. Maiores informações deste sistema serão apresentadas no próximo capítulo. A curva QV corresponde à barra 800, do tipo PV. Para cada curva, o ponto em que a linha vermelha e a azul se encontram representa o ponto de operação no caso base.

Pela análise da Figura 4.5 fica claro que diminuir o valor da potência ativa gerada desloca a curva QV e, conseqüentemente, pode resultar numa mudança de região do ponto de operação (da região B para a A, por exemplo). Esta possibilidade de mudança na região de operação é a característica que será útil para solucionar o problema em questão.

Com o objetivo de automatizar o processo de redespacho de potência ativa e diminuir o esforço computacional, propõe-se a utilização do método da continuação. Na realidade, este redespacho é feito através de uma adaptação do método continuado QV, apresentando no Capítulo 2. A ideia consiste em determinar o valor do redespacho de maneira controlada, tal que, a partir de um ponto de equilíbrio, determine-se o tamanho do passo. A principal vantagem consiste no fato do passo ser variável e sensível ao jacobiano. Quando o ponto de operação estiver distante do ponto de mínimo da curva QV, os passos serão maiores, e menores quando estiverem próximos ao ponto de inflexão.

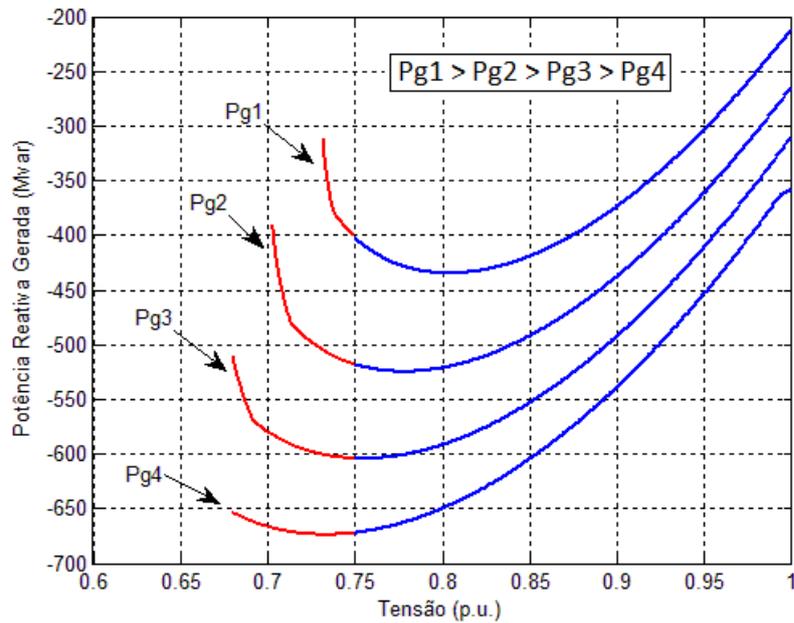


Figura 4.5 - Curva QV para diversos valores de geração de potência ativa

Em [23] o método continuado QV foi proposto para traçar a curva QV de maneira sistemática e com passos controlados. A proposta de utilizá-lo no redespacho de potência ativa nos casos em que existem geradores atuando com o controle de tensão e potência reativa de maneira oposta não foi encontrada na literatura, indicando o ineditismo da proposta.

O tamanho do passo de potência ativa é dado por:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|TV_Q\|} \quad (4.36)$$

onde:

$$TV_Q = J^{-1}Q_1 \quad (4.37)$$

Na equação (4.37),  $J$  representa a matriz Jacobiana do fluxo de carga, considerando agora a equação de potência reativa da barra  $p$  tipo PV, sendo  $p$  uma barra de tensão controlada qualquer, na qual se deseja realizar o redespacho de potência ativa. Isto basicamente consiste em considerar que esta barra é do tipo PQ. Já o vetor  $Q_1$  assume o valor unitário na posição referente a potência reativa da barra no qual o redespacho será realizado e zero para as demais posições. A variável  $k$  é novamente um fator que acelera ou desacelera o processo.

Assumindo que a barra de referência irá absorver todo o redespacho, o novo valor de potência ativa gerada da barra  $p$  será:

$$P_{G_p} = P_{G0_p} - \Delta\lambda \quad (4.38)$$

Caso outras barras assumam o redespacho de potência ativa, cada gerador assume uma quantidade de potência ativa proporcional a seu fator de participação (FP), conforme mostrado na equação (4.39):

$$P_{G_i} = P_{G0_i} + FP_i * \Delta\lambda \quad (4.39)$$

Com:

$$FP_i = \frac{P_{G0_i}}{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq p}}^{n_g} (P_{G0_i})} \quad (4.40)$$

onde  $P_{G0_i}$  representa a potência ativa gerada no caso base do gerador  $i$  e  $n_g$  os geradores envolvidos no redespacho. É importante destacar que, durante a convergência do fluxo de potência, a barra  $p$  volta a ser PV, sendo esta assumida como PQ apenas para calcular o tamanho do passo.

Baseado no comportamento do índice  $I_Q$  mostrado em [23], propõe-se utilizá-lo como critério de parada do redespacho, bem como na identificação da região de operação, de tal forma que o mesmo possa substituir o índice  $I_{QP}$  mostrado anteriormente. Na referência [23],  $I_Q$  era aplicado quando era de interesse determinar apenas o lado direito da curva QV, tendo em vista que o mesmo era nulo no ponto de mínimo da curva, já que representava uma estimativa dos autovalores dominantes da matriz jacobiana, que tendem para zero no ponto de bifurcação. O índice  $I_Q$ , já apresentado no Capítulo 2 é dado por:

$$I_Q = \frac{TV_Q^t}{\|TV_Q\|} J \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (4.41)$$

Portanto, o redespacho de potência ativa é realizado até que o gerador passe a atuar no lado direito da curva QV (região A). Isto é obtido através da atuação conjunta do redespacho com a monitoração da região de operação, que pode ser feita usando índice  $I_{QPV}$ , ou pelo índice  $I_Q$ . Este processo é resumido no fluxograma mostrado na Figura 4.6:

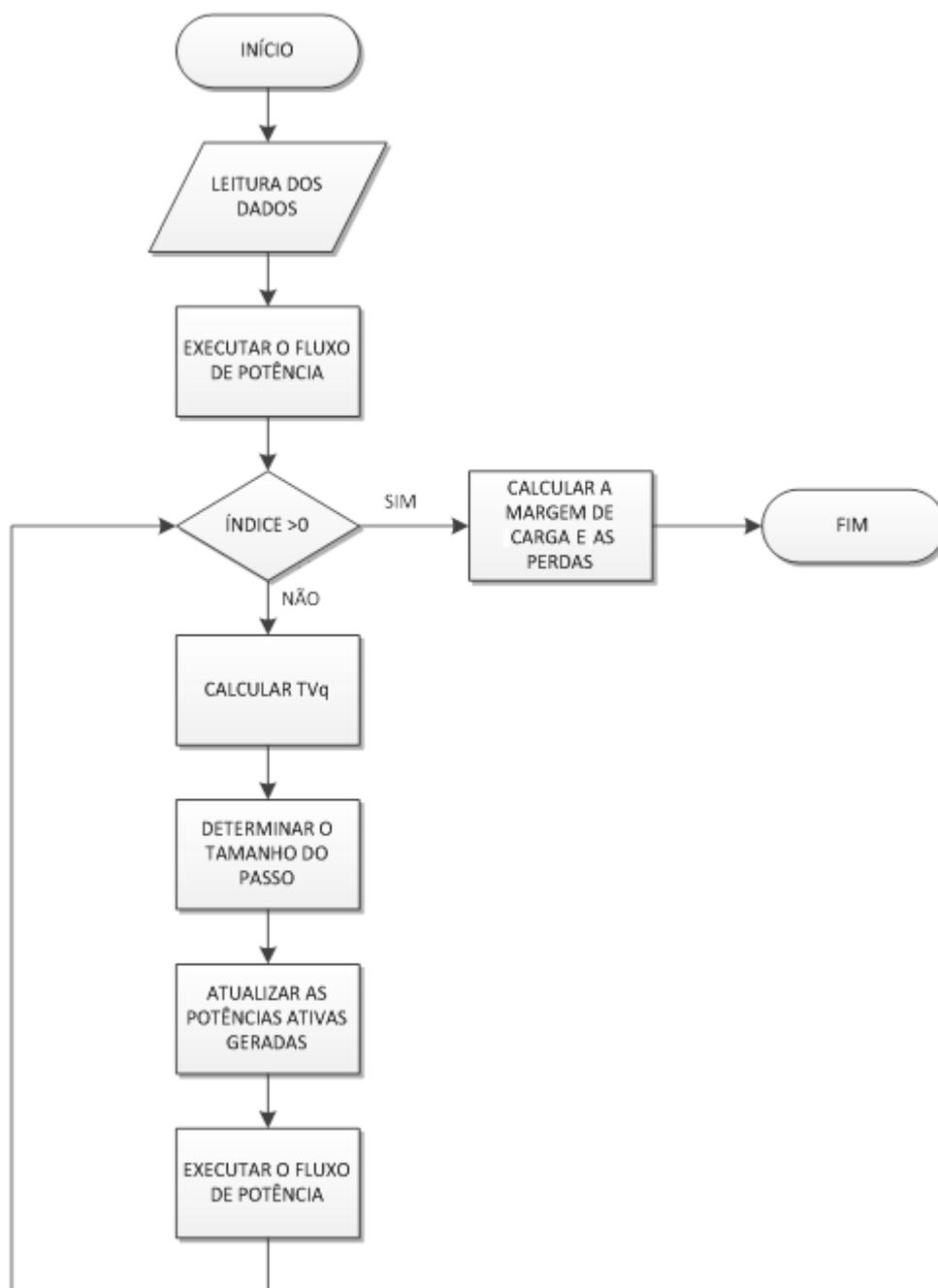


Figura 4.6 - Fluxograma do redespacho proposto

---

### 4.2.3 Redespacho Ótimo de Potência [15]

Neste trabalho, propôs-se a alteração do perfil de tensão nas barras PV's bem como o redespacho de potência ativa, para deslocar o ponto de operação para a região A. Outra solução, já difundida na literatura, foi apresentada em [15]. Esta consiste em utilizar técnicas de otimização como medida para reforçar as condições de segurança de tensão. Para isto, foi utilizado o programa FLUPOT [52] tal que, ao final do processo, ter-se-á os novos valores de tensão nas barras de tensão controlada, além dos novos valores de potência ativa despachada pelas unidades geradoras.

O FLUPOT é um programa de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que utiliza a metodologia de pontos interiores, cujo objetivo é encontrar um estado operativo de uma rede elétrica em regime permanente, otimizando uma função objetivo escolhida pelo usuário, ao mesmo tempo em que satisfaz uma série de restrições físicas e operacionais. Para isto, o mesmo estabelece os controles necessários para que esta solução seja alcançada [52].

O objetivo, neste caso, é reduzir a geração no tronco que interliga a barra que se encontra na região B ao resto do sistema, ou seja, minimizar a transferência de potência nesse ramo. Como o FLUPOT não possui esta função objetivo, a mesma é obtida através de uma adaptação da função “Máxima Transferência de Potência Ativa (MXTR)”. Para diminuir o fluxo de potência da barra k para a barra j, utiliza-se a função objetivo “Máxima Transferência de Potência Ativa” aplicada ao ramo j-k.

A redução do fluxo de potência no ramo crítico pode ser obtida em etapas: primeiro através do redespacho de potência reativa e, se necessário, de potência ativa, como o apresentado em [15]. De fato este seria o procedimento mais indicado, já que em muitos casos o ponto de operação poderia ser deslocado para a região A somente com o redespacho de potência reativa, opção esta economicamente viável e mais indicada em termos operativos. Entretanto, esta metodologia não é o foco da dissertação, sendo apresentada apenas para demonstrar que a mesma também pode ser utilizada para recuperar as condições de estabilidade de tensão. Portanto, neste trabalho, o reforço é executado em única etapa que permite tanto o redespacho de potência reativa quanto ativa.

---

# CAPÍTULO 5

## 5. Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a aplicação das técnicas descritas no capítulo 4. Inicialmente discute-se a aplicabilidade dos índices apresentados para detecção da região de operação dos geradores e compensadores síncronos, comparando-os. Em seguida, são executadas ações corretivas visando recuperar a estabilidade de tensão do sistema e, se possível, melhorar as condições operativas. Para isto, as metodologias foram aplicadas em dois sistemas: um sistema teste e outro real, equivalente de parte do sistema elétrico brasileiro.

Uma ferramenta computacional foi desenvolvida pelo autor utilizando o *software* MATLAB, de maneira a sistematizar o processo. Esta possui incorporado o algoritmo de fluxo de potência, método da continuação, determinação da barra crítica, curvas PV e QV, bem como a identificação e as ações corretivas para o problema do controle oposto entre a tensão e potência reativa.

### 5.1 Sistema 9 Barras

Com o objetivo de validar e discutir as metodologias, os testes foram realizados para o sistema 9 barras outrora apresentado no Capítulo 3. A aplicação para um sistema relativamente pequeno, em um primeiro momento, é oportuna, visto que facilita a compreensão dos fenômenos que possam ocorrer. Isto possibilita que, em seguida, se possa estender para um sistema de grande porte, cuja representação envolve muitas equações, além das interações entre os equipamentos, tornando a interpretação um pouco mais complexa.

Dois pontos de operação foram escolhidos: um com o gerador ligado à Barra 2 na região normal (região A – caso 1) e outro na região anormal (região B – caso 2). Por conveniência, o ponto de operação no qual o equipamento opera na região A é o mesmo definido no capítulo 3 (Tabela 3.2). Para o segundo caso, na região B, foram feitas pequenas alterações. Contudo, nada impediria que a análise fosse feita para o ponto na região B

anteriormente definido. Os dados de barra utilizados quando sistema opera na região B são mostrados na Tabela 5.1. Já os dados de linhas não foram alterados, sendo os mesmos apresentados na Tabela 3.1 do capítulo 3.

Tabela 5.1 - Dados de barra do sistema 9 barras na região B

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (p.u.)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pl (MW)	Ql (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
1	$V\theta$	1,000	0,0	279,84	185,01	0,0	0,0	0,0	1
2	PV	1,000	1,31	250,0	181,49	0,0	0,0	0,0	1
3	PQ	0,914	-9,41	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
4	PQ	0,882	-11,27	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
5	PQ	0,834	-16,86	0,0	0,0	86,99	42,71	0,0	1
6	PQ	0,849	-16,53	0,0	0,0	58,52	28,47	0,0	1
7	PQ	0,798	-20,36	0,0	0,0	107,6	71,18	0,0	1
8	PQ	0,836	-19,14	0,0	0,0	142,35	55,36	0,0	1
9	PQ	0,768	-26,51	0,0	0,0	118,63	44,29	0,0	1

### 5.1.1 Comparação entre os índices

Como o sistema apresenta apenas dois geradores, a análise é feita para o gerador ligado à Barra 2, especificada como PV. A tensão nesta barra é de 1,0 p.u.

Os índices apresentados nas Seções 4.1 e 4.2.2 do Capítulo 4 são então empregados para identificar a região de operação do gerador. A Tabela 5.2 mostra os índices para ambos os casos considerados.

Tabela 5.2 - 9 Barras: Comparação entre os índices no caso base

Caso	Região de Operação	Índice	Valor
1	Região A	$I_{QP}$	1,4697
		$I_Q$	0,3094
2	Região B	$I_{QP}$	-0,7737
		$I_Q$	-0,0828

Os resultados da Tabela 5.2 indicam que os índices apresentam comportamentos similares, apontando as mesmas regiões de operação para cada um dos casos analisados. No primeiro caso, ambos os valores foram positivos, sugerindo que o Gerador 2 encontra-se na

região A. Em contrapartida, o segundo caso indica que o gerador opera na região B, onde o controle de tensão e potência reativa atua de maneira oposta a usual, tendo em vista o sinal negativo dos índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$ . Estes resultados podem ser confrontados com os obtidos através da obtenção da curva QV, como mostra a Figura 5.1 e a Figura 5.2.

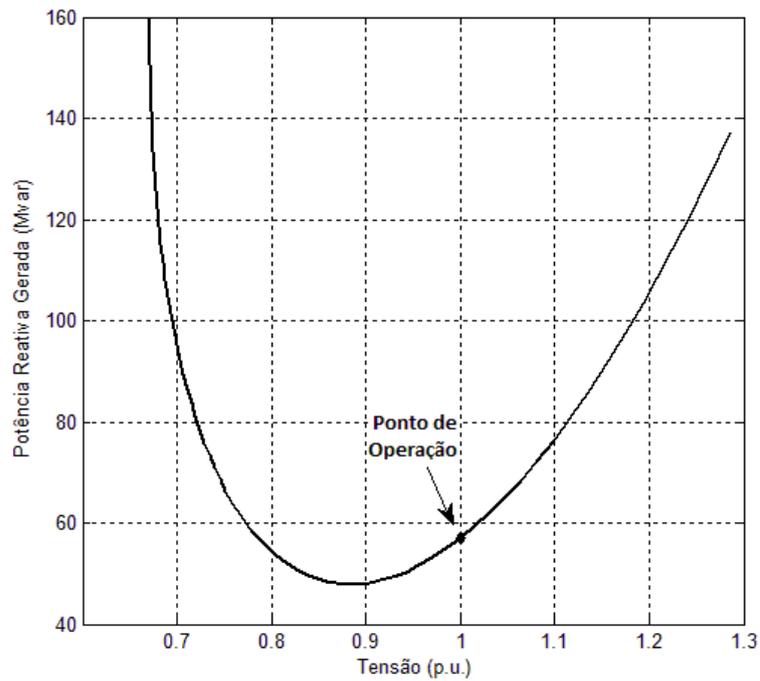


Figura 5.1 - 9 Barras: Curva QV na região A

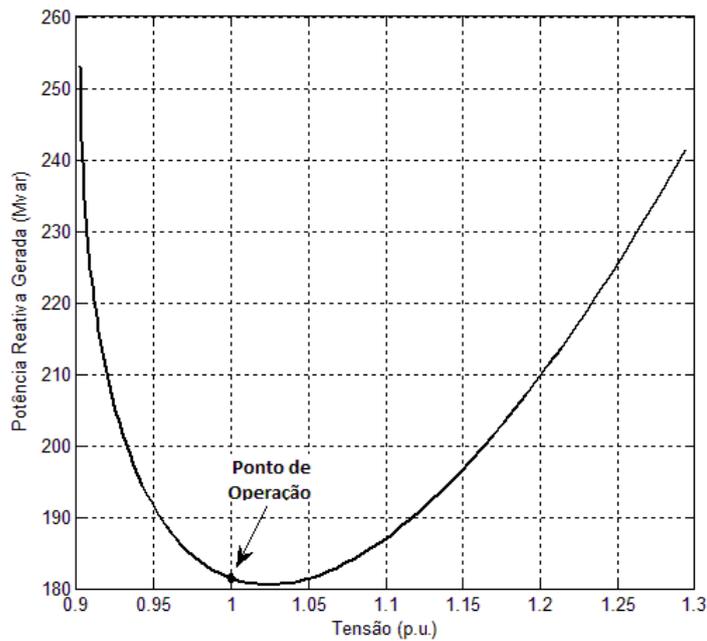


Figura 5.2 - 9 Barras: Curva QV na região B

A partir das curvas QV's conclui-se que os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  indicaram corretamente a região de operação do gerador ligado à Barra 2. A diferença na magnitude dos índices não é importante neste momento, já que a região de operação é definida a partir de seus sinais. Assim, os resultados acima demonstraram que ambos os índices foram eficientes para identificar o fenômeno da relação oposta entre o controle de tensão e potência reativa para o sistema em análise.

### 5.1.2 Mudança na Referência de Tensão

Como discutido na seção anterior, o segundo ponto de operação analisado encontra-se na região B. Neste caso, são necessárias ações corretivas que reforcem o sistema e desloquem o ponto para a região A, onde o controle de tensão e potência reativa atua de maneira usual. A metodologia proposta de mudança na referência de tensão é então aplicada. A Figura 5.3 mostra a curva QV da Barra 2.

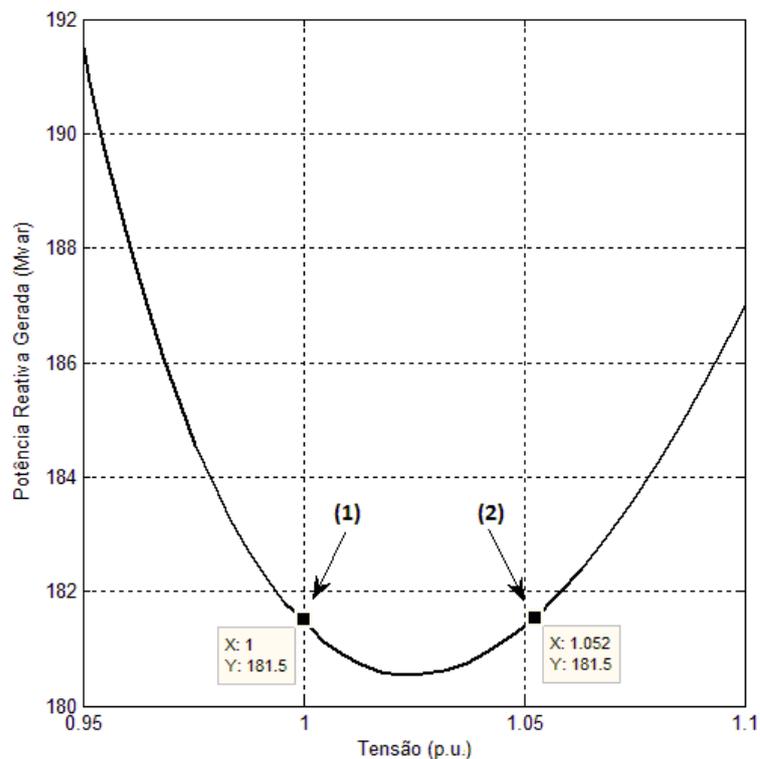


Figura 5.3 - 9 Barras: Curva QV indicando a mudança na referência de tensão

No caso base, a potência reativa gerada pela máquina ligada à Barra 2 era de 181,5 Mvar para uma tensão terminal de 1,0 p.u. (ponto 1). De maneira a causar o menor distúrbio

possível ao sistema, realiza-se o deslocamento horizontal da tensão no sentido do eixo das tensões até que o ponto de operação intercepte a curva QV, tal que se obtenha o mesmo valor de potência reativa gerada. Este ponto corresponde a tensão de 1,052 p.u., indicado como ponto 2 na figura acima. Como o valor encontrado é superior ao desejável (entre 0,95 e 1,05), define-se que a nova tensão de referência da Barra 2 é ajustada em 1,05 p.u. Os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  são novamente calculados e mostrados na Tabela 5.3, enquanto que os novos valores das tensões nos barramentos do sistema podem ser vistos na Tabela 5.4.

Tabela 5.3 - 9 Barras: Índices após a mudança na referência de tensão

<b>Índice</b>	<b>Valor</b>
$I_{QPV}$	0,6397
$I_Q$	0,0899

Tabela 5.4 - 9 Barras: Comparação das tensões

<b>Barra</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>		<b>Varição da Tensão (%)</b>
	<b>Ponto (1)</b>	<b>Ponto (2)</b>	
1	1,000	1,000	0,00
2	1,000	1,050	5,00
3	0,914	0,936	2,41
4	0,882	0,936	6,12
5	0,834	0,874	4,80
6	0,849	0,899	5,89
7	0,798	0,854	7,02
8	0,836	0,879	5,14
9	0,768	0,824	7,29

Observe que a mudança na referência de tensão de fato alterou o ponto de operação para a região A, visto que ambos os índices são agora positivos. O Gerador 2 tornou-se então estável do ponto de vista de tensão, uma vez que, nesta região de operação, o aumento da geração de potência reativa resulta no acréscimo da tensão. Além disso, essa alteração aumentou o nível de tensão das barras de carga do sistema, o que é uma situação desejável. É evidente que as tensões das barras de carga ainda não se encontram dentro da faixa recomendável, já que no caso base as mesmas eram bastante reduzidas. Isto ocorreu devido à condição em que o sistema foi ajustado, de maneira a operar simulando a ocorrência do

fenômeno. Por outro lado, em casos reais, as tensões nas barras de carga poderiam superar o limite superior (1,05 p.u.), resultado este do aumento da tensão na barra de tensão controlada (Barra 2). Assim, para a determinação da nova referência de tensão, deve-se considerar como restrição o valor da tensão na barra cuja alteração é feita, além das barras de carga.

Para avaliar a eficiência da ação de reforço proposta, a Tabela 5.5 e a Tabela 5.6 mostram as perdas, margem de carga e a máxima carga que pode ser suprida pelo sistema.

Tabela 5.5 - 9 Barras: Comparação entre as perdas

<b>Ponto de Operação</b>	<b>Tensão - Barra 2</b>	<b>Perdas Ativas Totais</b>	<b>Variação (%)</b>
Caso Base (Ponto 1)	1,00 p.u.	0,1578 p.u.	-
Mudança de Referência (Ponto 2)	1,05 p.u.	0,1369 p.u.	-13,25

Tabela 5.6 - 9 Barras: Comparação da margem de carga e carga suprida

<b>Ponto de Operação</b>	<b>Carga Total Suprida</b>	<b>Margem de Carga</b>	<b>Variação (%)</b>
Caso Base (Ponto 1)	5,6588 p.u.	1,101 p.u.	-
Mudança de Referência (Ponto 2)	5,8997 p.u.	1,148 p.u.	4,27

De acordo com os dados das tabelas acima, a aplicação da metodologia reduziu as perdas ativas totais do sistema em 13,25% em relação ao caso base, o que equivale a 2,09MW de diferença, simplesmente pela mudança na referência de tensão na Barra 2. Além disso, com esta redução nas perdas e com o aumento no nível de tensão, obtém-se uma maior margem de carga e conseqüentemente uma maior carga que pode ser suprida pelo sistema antes que o mesmo colapse. Este aumento de 4,27% na margem de carga pode ser mais bem visualizado através da curva PV.

A Figura 5.4 e a Figura 5.5 mostram, respectivamente, a curva PV para todas as barras de carga com e sem a ação corretiva, com exceção daquelas cuja carga era nula no caso base. Já a Figura 5.6 mostra a curva PV da barra crítica do sistema (Barra 9) com e sem a mudança da referência de tensão. A linha contínua indica o comportamento da tensão em função da carga no caso base, enquanto que a linha pontilhada considera o caso com mudança na referência de tensão.

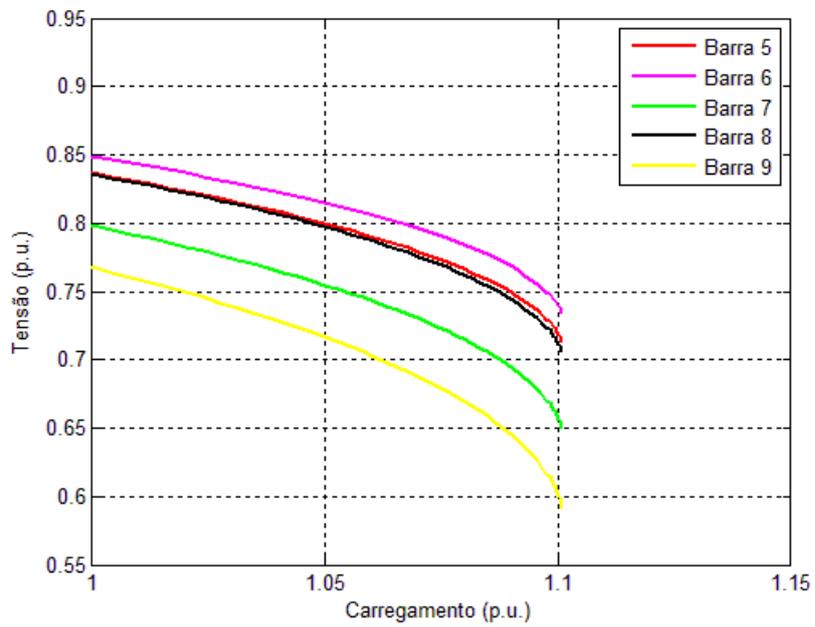


Figura 5.4 - 9 Barras: Curva PV das barras de carga no caso base

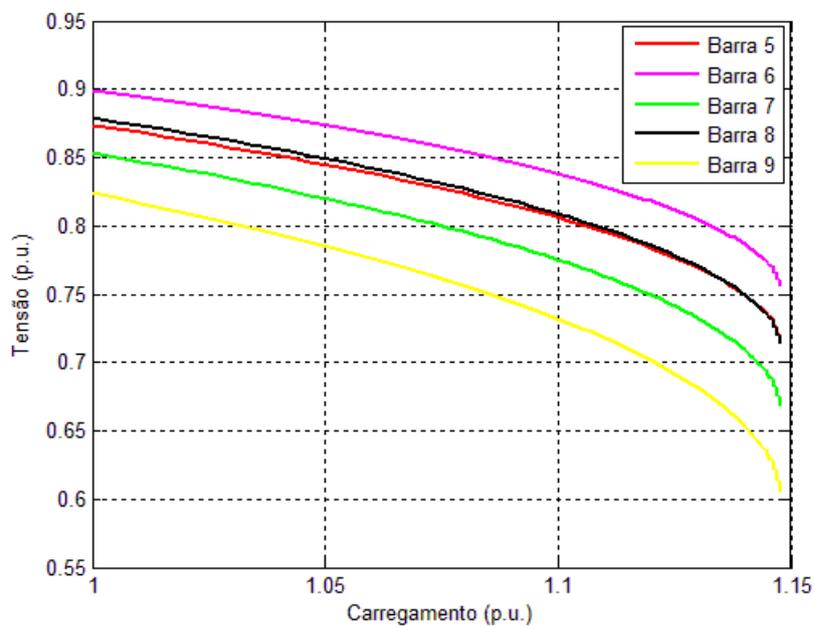


Figura 5.5 - 9 Barras: Curva PV das barras de carga com mudança na referência

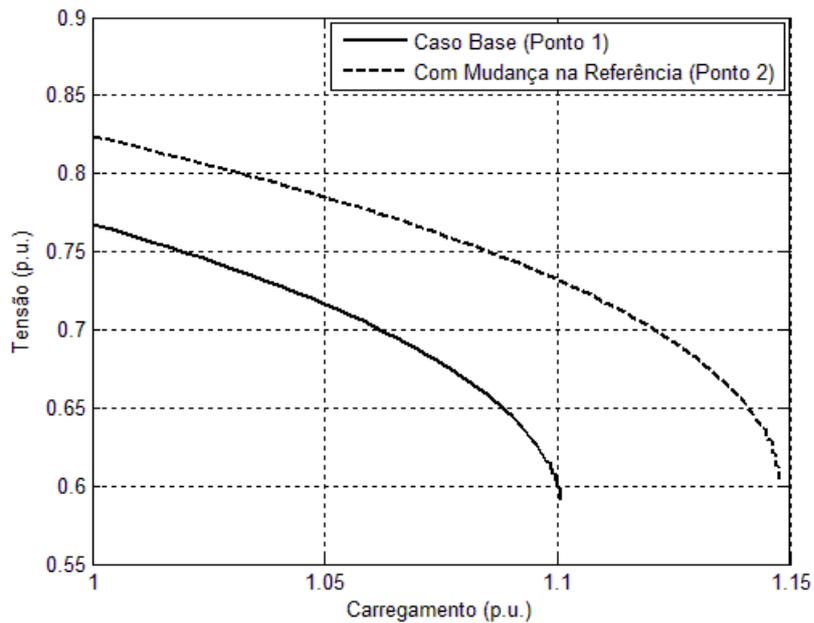


Figura 5.6 - 9 Barras: Curva PV da barra crítica

### 5.1.3 Redespacho de Potência Ativa

A metodologia proposta para redespacho de potência ativa é aplicada ao sistema 9 barras, com um dos geradores operando na região B (caso 2), para tentar melhorar as condições de estabilidade de tensão. Neste caso, o objetivo é redespachar a potência ativa na Barra 2, até que o ponto de operação encontre-se à direita do ponto de mínimo da curva QV. Como o sistema apresenta apenas dois geradores, toda a potência reduzida na Barra 2 deve ser assumida pela barra de referência.

Para este ponto de operação, partindo do caso base, somente o redespacho de potência ativa não foi suficiente para deslocar o ponto de operação para o ponto de mínimo da curva QV. Este comportamento pode ser observado na Figura 5.7 e na Figura 5.8 que mostram, respectivamente, os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  em função da potência ativa gerada. Já a Figura 5.9 e a Figura 5.10, mostram as potências reativas geradas pelas Máquinas 1 e 2 em função da potência ativa gerada pela Barra 2.

Inicialmente, a redução na potência ativa é eficiente, fazendo com os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  diminuam (em módulo), sendo este comportamento acompanhado pela redução na potência reativa gerada na Barra 2. Porém existe um ponto a partir do qual os índices voltam a aumentar, bem como a potência reativa, afastando novamente o ponto de operação da região A. Este ponto representa uma condição limite, no qual o redespacho de potência ativa deixa

de ser eficiente, indicando que o mesmo deve ser interrompido e outra ação corretiva deve ser tomada, como por exemplo, o redespacho de potência reativa. Este resultado obtido, contudo, é consequência da topologia e das condições operativas do sistema, e não da metodologia, sendo necessária a definição de uma hierarquia de controle, de modo que seja analisada a viabilidade da aplicação de cada uma das técnicas ou até mesmo a atuação conjunta delas. Por outro lado, a metodologia poderia ser utilizada para determinar o valor mínimo de tensão necessário para deslocar o ponto de operação para a região A, considerando simplesmente que o tamanho do passo é utilizado para determinar o novo valor de tensão e não mais o novo valor de potência ativa.

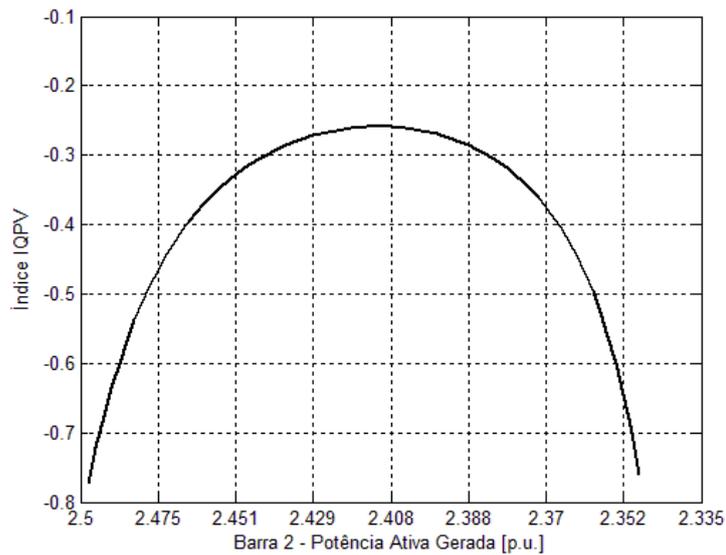


Figura 5.7 - 9 Barras: Índice  $I_{QPV}$  em função da potência ativa gerada

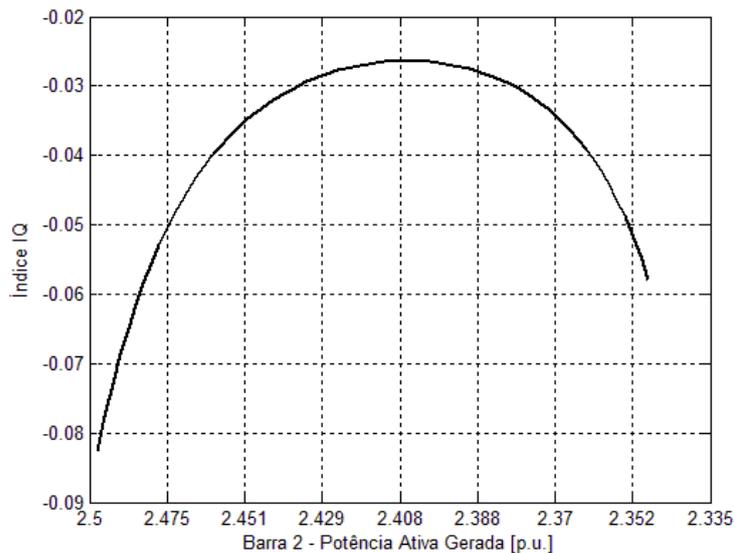


Figura 5.8 - 9 Barras: Índice  $I_Q$  em função da potência ativa gerada

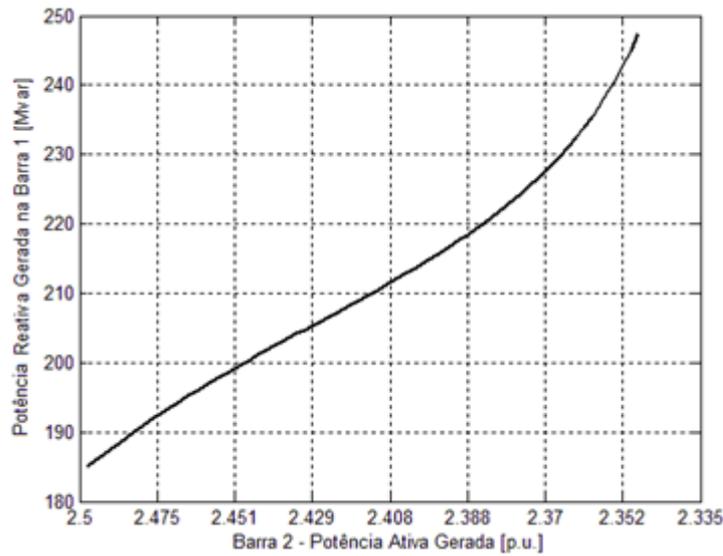


Figura 5.9 - 9 Barras: Potência reativa da barra 1 em função da potência ativa gerada da barra 2

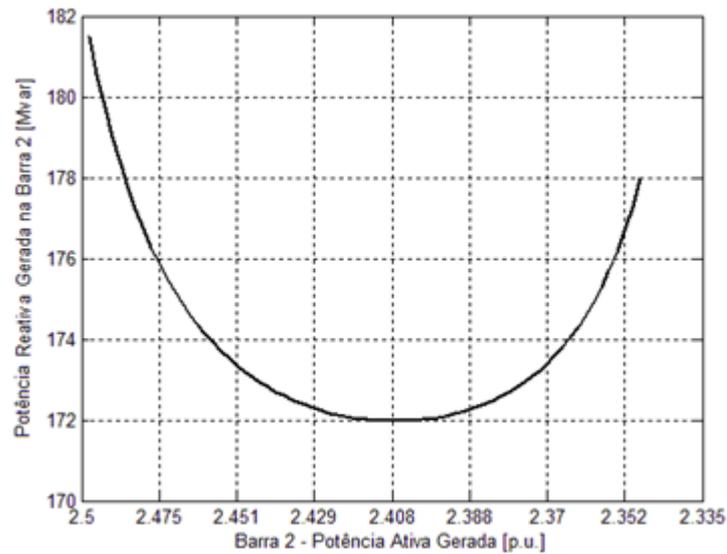


Figura 5.10 - 9 Barras: Potência reativa da barra 2 em função potência ativa gerada da barra 2

### 5.1.4 Redespacho Ótimo de Potência

O programa FLUPOT é utilizado para deslocar o ponto de operação da Barra 2, na região B, para a região A. Como a Barra 2 é conectada ao restante do sistema unicamente pelo transformador entre as Barras 2 e 4, define-se como objetivo reduzir o fluxo de potência através deste ramo. Permite-se tanto o redespacho de potência reativa quanto de potência ativa.

Para evitar que o fluxo no ramo seja reduzido demasiadamente ou até mesmo zerado, podendo resultar no carregamento excessivo de outro ramo do sistema, são impostos limites

fictícios, máximo e mínimo, aos valores de geração de potência ativa para todas as unidades geradoras ligadas a barras PV's. Adota-se, portanto, que todas as máquinas podem variar sua geração de potência ativa em  $\pm 10\%$ , com exceção a barra de referência, cuja geração de potência ativa foi liberada [15]. Como o programa é susceptível às restrições das tensões utilizadas, foram realizados vários testes, e os resultados confrontados. Buscou-se uma solução em que o caso fosse convergente, com tensões próximas aos limites recomendáveis. Assim, os módulos ficaram todos entre 0,87 e 1,05 p.u. Os seguintes parâmetros foram considerados no FLUPOT:

- Função Objetivo: MXTR;
- Controles Ativos: PGEN QGEN VGEN;
- Dados de Circuitos Otimizados (DVES): Da barra 4 para a barra 2;
- Área de Monitoração: Todo o sistema;
- Área de Controle: Todo o sistema;

A Tabela 5.7 apresenta uma comparação entre os índices, antes e após a utilização do FLUPOT. A Tabela 5.8, por sua vez, compara a condições operativas. Através da análise dos resultados obtidos é possível verificar que o redespacho de potência recuperou a estabilidade do ponto de vista de tensão, já que os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  tornaram-se positivos. Ademais, as condições operativas melhoram, uma vez que tanto a margem de carga quanto a máxima carga que pode ser suprida foram aproximadamente 8% maiores que no caso base. As perdas reduziram em 18,89% enquanto que as tensões nas barras de carga aumentaram consideravelmente. Observe que este resultado foi obtido com a redução da geração de potência ativa na barra 2 até o máximo permitido (10%), bem como com o aumento a tensão nas barras de tensão controlada.

Tabela 5.7 - 9 Barras: Comparação entre os índices considerando o redespacho ótimo

<b>Caso</b>	<b>Índice</b>	<b>Valor</b>
Caso-Base	$I_{QPV}$	-0,7737
	$I_Q$	-0,0828
Red. Reativo e Ativo	$I_{QPV}$	1,2892
	$I_Q$	0,2158

Tabela 5.8 - 9 Barras: Comparação das condições operativas considerando o redespacho ótimo

<b>Caso</b>	<b>Tensão na</b>	<b>Potência</b>	<b>MC</b>	<b>Potência Suprida</b>	<b>Perdas</b>
-------------	------------------	-----------------	-----------	-------------------------	---------------

	Barra 2 (p.u.)	Ativa Gerada na Barra 2 (p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)
Caso Base	1,00	2,5000	1,1010	5,6588	0,1578
Red. Reativo e Ativo	1,0490	2,2510	1, 1897	6,1120	0,1280

## 5.2 Sistema 107 Barras

A metodologia foi agora testada para o sistema 107 barras [45], que abrange as áreas Sul, Sudeste e o Mato Grosso do sistema brasileiro, com o objetivo de avaliar o comportamento das técnicas quando aplicadas a um sistema de grande porte. No caso base, das 107 barras, 24 correspondem a barras de geração (uma de referência e 23 PV's). Os dados de barras e de linha encontram-se na referência [45], enquanto que o diagrama unifilar do sistema, totalmente em corrente alternada, é mostrado no Apêndice B.

Para que o fenômeno da relação oposta entre a tensão e a potência reativa fosse observado, o ponto de operação do sistema foi modificado. Foi adotado que a tensão na barra da Usina Bento Munhoz da Rocha Netto (Barra 800), de propriedade da COPEL, operava com tensão terminal de 0,75 p.u. Destaca-se que, apesar da tensão nesta barra não se encontrar dentro da faixa de operação desejável (entre 0,95 e 1,05), isto não inviabiliza o uso do ponto de operação escolhido, já que esta foi uma condição forçada, de modo que o problema pudesse ser analisado. Além do mais, quando o fenômeno foi observado em casos reais do sistema brasileiro, as tensões encontravam-se dentro da faixa desejável. Os demais dados não foram alterados. Neste novo ponto de operação as Barras 810 e 919 violaram o limite inferior de potência reativa. Estas barras foram então transformadas em barras do tipo PQ, com seus limites de potência reativa fixadas no limite inferior, passando o sistema a operar agora com 21 barras PV's, além da referência.

A primeira análise consiste em determinar os índices  $I_{QP}$  e  $I_Q$  para todas as barras PV do sistema, tal que se possam definir quais barras encontram-se na região B de operação. Os valores dos índices, mantendo a numeração original das barras, são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - 107 Barras: Índices de todas as barras no caso base

<b>Nome da Barra</b>	<b>Número</b>	<b><math>I_{QPV}</math></b>	<b><math>I_Q</math></b>
LCBARRET-4GR	12	38,8547	15,1688
FURNAS---5GR	16	21,3835	2,6118
MARIMBON-5GR	20	35,3497	5,9925
MANSO----3GR	21	1,6724	0,1802
M.MOR.A--3GR	22	9,4938	8,6813
CORUMBA--2GR	35	12,7197	4,9177
IBIUNA---4CS	48	4,4493	0,1315
EMBORCAC-3GR	300	37,4920	11,9343
JAGUARA--4GR	301	26,0804	20,7449
N.PONTE--3GR	302	31,0794	20,7485
S.SIMAO--4GR	303	45,2628	22,0625
V.GRANDE-4GR	305	26,3704	15,4762
A.VERMEL-4GR	500	40,8970	17,0381
<b>GBMUNHOZ-2GR</b>	<b>800</b>	<b>-15,0003</b>	<b>-0,2501</b>
SCAXIAS--4GR	808	24,4836	1,0640
ITA-----4GR	904	1,1559	0,0237
MACHADIN-2GR	915	15,6703	0,9015
SSANTIAG-3GR	925	30,2482	1,1451
ITIQUIR--2GR	4523	2,3092	0,5456
CBA--GAS-2GR	4596	3,6099	0,3222
GUAPORE--2GR	4804	2,0108	0,7016

Os resultados obtidos indicam que todas as barras, com exceção de uma, estão operando na região A. Para a Barra 800, ambos os índices são negativos, indicando que o controle de tensão e potência reativa atua de maneira oposta a usual, como pode ser confirmado pela curva QV desta barra, mostrada na Figura 5.11. Estes resultados, portanto, comprovam que os ambos os índices podem ser utilizados para determinar as regiões de operação sem que seja necessário, independente da dimensão do sistema, obter a curva QV.

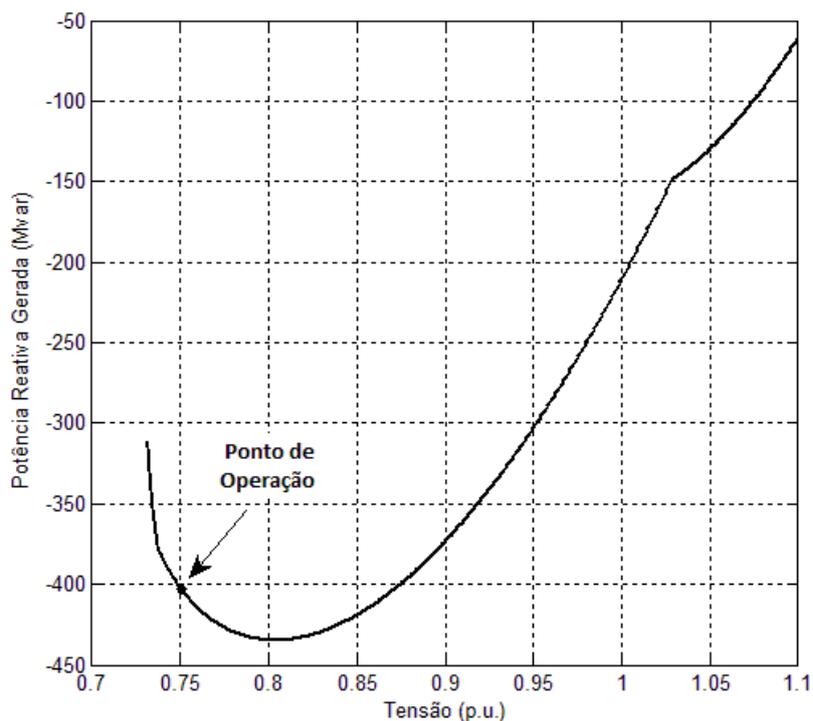


Figura 5.11 - 107 Barras: Curva QV da barra 800 no caso base

### 5.2.1 Mudança na Referência de Tensão

Visto que a Barra 800 encontra-se na região B de operação, utiliza-se a metodologia de mudança na referência de tensão nesta barra. Na Figura 5.12, é novamente apresentada a curva QV, destacando agora os pontos que são de interesse. Para o caso base, representado pelo ponto 1, a tensão na Barra 2 é de 0,75 p.u., para uma potência reativa gerada de -402 Mvar. Através da metodologia proposta, a referência de tensão é alterada tal que se obtenha o mesmo valor de potência reativa. Este ponto, no lado direito da curva QV, corresponde a tensão de 0,8718. Adota-se, entretanto, o valor de 0,872 p.u. Na Tabela 5.10 são mostrados os novos índices obtidos.

Observe que a mudança na referência de tensão recuperou a estabilidade do ponto de vista de tensão, passando o gerador a operar na região A, já que ambos os índices apresentaram sinal positivo. Apesar da melhora nas condições operativas, representada pelo aumento de 3,37% e redução das perdas na ordem 13,59%, este ponto operativo violou o limite superior de tensão, indicando que um novo valor de referência deve ser escolhido. Assumindo então que a tensão foi alterada para 0,82 p.u., o ponto de operação encontra-se agora na região A (Tabela 5.11), sem que ocorram violações nos limites de tensão. A Tabela

5.12 e a Tabela 5.13 mostram as perdas, bem como a nova margem de carga obtida. Esta nova referência (0,82 p.u.) também reduziu as perdas em 9,28% assim como aumentou a margem de carga em 3,27%.

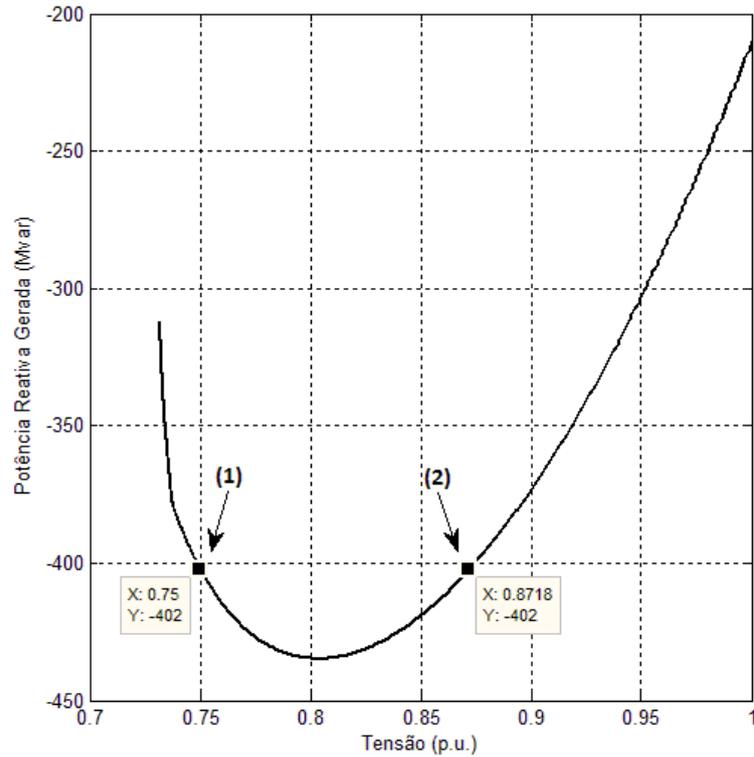


Figura 5.12 - 107 Barras: Curva QV da barra 800 indicando a mudança de referência

Tabela 5.10 - 107 Barras: Índices com referência de 0,872 p.u. na barra 800

Índice	Valor
$I_{QP}$	8,8933
$I_Q$	0,5670

Tabela 5.11 - 107 Barras: Índices com referência de 0,82 p.u. na barra 800

Índice	Valor
$I_{QP}$	2,5272
$I_Q$	0,1148

Tabela 5.12 - 107 Barras: Comparação entre as perdas

Ponto de Operação	Tensão na Barra 800	Perdas Ativas Totais	Variação (%)
Caso Base (Ponto 1)	0,75 p.u.	4,0 p.u.	-
Mudança de Referência (Ponto 2)	0,82 p.u.	3,6288 p.u	-9,28

Tabela 5.13 - 107 Barras: Comparação da Margem de carga e carga suprida

Ponto de Operação	Carga Total Suprida	Margem de Carga	Variação (%)
Caso Base (Ponto 1)	131,8798 p.u.	1,04 p.u.	-
Mudança de Referência (Ponto 2)	136,2817 p.u.	1,074 p.u.	3,27

Para facilitar a compreensão, a Figura 5.13 mostra a curva PV da barra crítica do sistema (4582) com e sem a mudança da referência de tensão. A Figura 5.14 apresenta as curvas PV's no caso base, enquanto que a Figura 5.15 mostra as curvas PV's após a mudança de referência. Devido à dimensão deste sistema, foram traçadas as curvas somente das cinco barras que apresentaram maior componente no vetor tangente no ponto anterior ao colapso, ou seja, as barras mais críticas neste ponto de operação. É importante destacar que na legenda da figura, as barras foram organizadas em ordem decrescente dos seus respectivos componentes no vetor tangente, ou seja, dos maiores componentes para os menores.

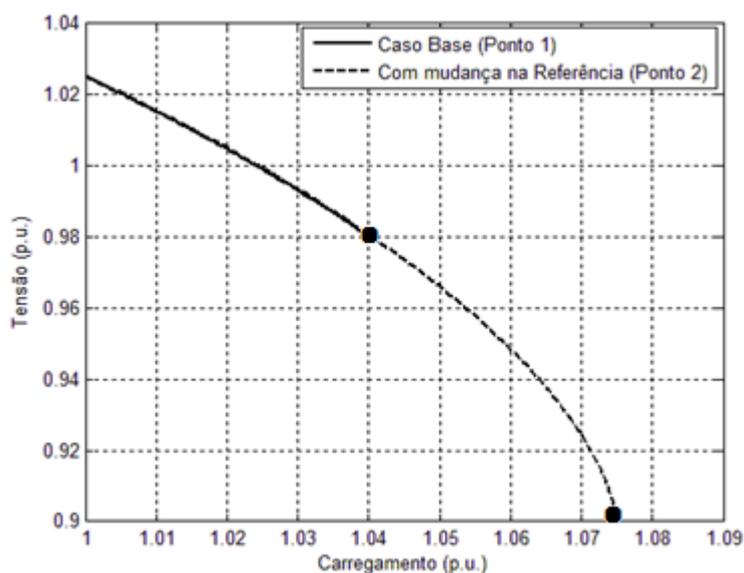


Figura 5.13 - 107 Barras: Curva PV da barra crítica

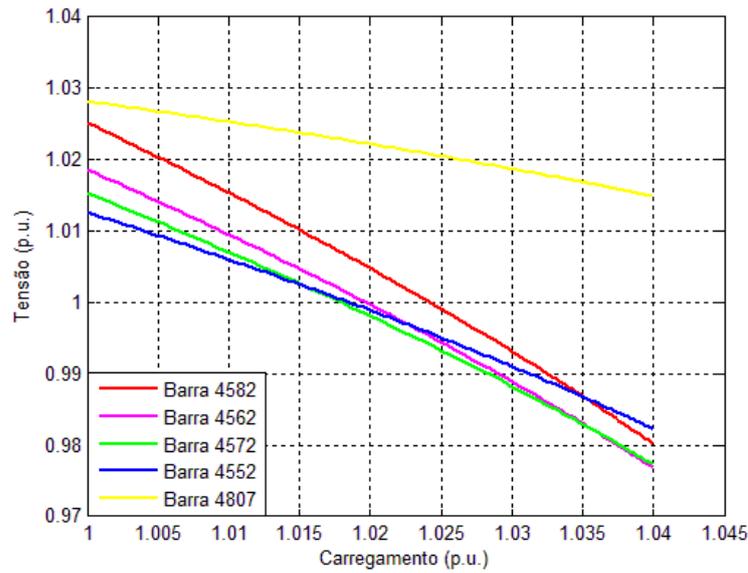


Figura 5.14 - 107 Barras: Curva PV das barras de carga no caso base

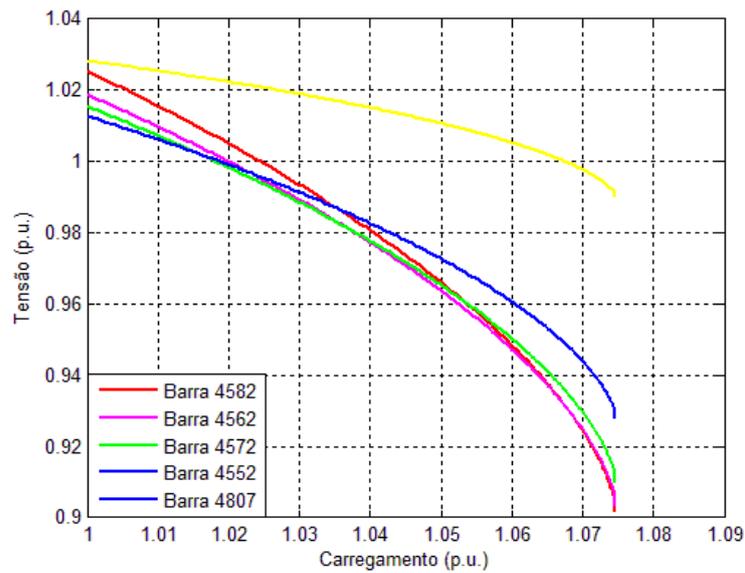


Figura 5.15 - 107 Barras: Curva PV das barras de carga com mudança de referência

A partir dos resultados obtidos, fica claro o aumento na margem de carga do sistema com a alteração da referência de tensão.

## 5.2.2 Redespacho de Potência Ativa

Novamente utiliza-se a metodologia de redespacho de potência ativa apresentada na seção 4.2.2. O objetivo é deslocar o ponto de operação para a região A, através da redução do montante de potência gerado pela máquina ligada à Barra 800. Serão consideradas duas

opções de redespacho. Na primeira, a potência reduzida na Barra 800 é absorvida pelos demais geradores, de acordo com seus fatores de participação. Já a segunda considera que todo o montante de potência ativa reduzido é assumido pela barra de referência.

### 5.2.2.1 Redespacho de acordo com o FP das Máquinas

O redespacho de potência é realizado e os índices  $I_{QPV}$  e  $I_Q$  são monitorados, conforme pode ser observado na Figura 5.16. Para facilitar a compreensão e possibilitar que os índices fossem monitorados lentamente ao longo do processo, considerou-se um fator  $k$  (já definido no Capítulos 2 e 4) pequeno. Isto explica porque foram necessárias várias iterações para que índice mudasse de sinal. O eixo das ordenadas representa o valor do índice, ao passo que no eixo das abcissas são indicadas as iterações.

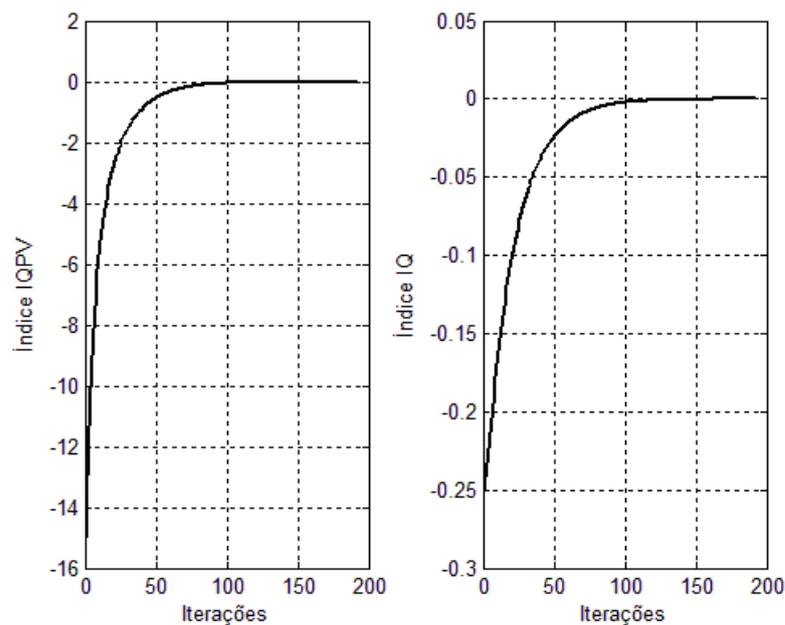


Figura 5.16 - 107 Barras: Comportamento dos índices durante o redespacho

Ao contrário dos resultados obtidos para o sistema 9 barras, neste caso foi possível mudar de região de operação através apenas do redespacho de potência ativa, já que ambos os índices tornam-se maiores que zero em um determinado valor de potência gerada na Barra 800 (7,8896 p.u.). Os novos valores despachados pelas unidades geradoras, obtidos de acordo com o fator de participação de cada grupo de máquinas, são apresentados na Tabela 5.14. Ressalta-se que, com apenas 3,45% de aumento na potência ativa gerada de cada máquina (e redução de 28,28% na Barra 800), foi possível restabelecer a estabilidade do ponto de vista de

tensão. O compensador síncrono ligado à Barra 48 não alterou sua geração de potência ativa (que era zero), visto que seu fator de participação é nulo.

Tabela 5.14 - 107 Barras: Comparação entre os valores de potência ativa gerada

<b>Barra</b>	<b>Pg no Caso Base (p.u.)</b>	<b>Pg após Redespacho após (p.u.)</b>	<b>Varição (%)</b>
12	3,00	3,1034	3,45
16	8,00	8,2759	3,45
20	9,00	9,3103	3,45
21	1,40	1,4483	3,45
22	1,50	1,5517	3,45
35	2,00	2,0690	3,45
48	0,00	0,00	0,00
300	7,00	7,2414	3,45
301	3,00	3,1034	3,45
302	4,00	4,1379	3,45
303	2,00	2,0690	3,45
305	3,00	3,1034	3,45
500	8,00	8,2759	3,45
800	11,00	7,8896	-28,28
808	11,50	11,8966	3,45
904	7,00	7,2414	3,45
915	7,00	7,2414	3,45
925	9,50	9,8276	3,45
4523	0,50	0,5172	3,44
4596	2,30	2,3793	3,45
4804	0,50	0,5172	3,44

Após o redespacho, deve-se avaliar novamente os índices, e verificar se o aumento de geração fez com algum outro grupo gerador mudasse de região de operação. Conforme os dados apresentados Tabela 5.15, para o caso em análise, isto não ocorre.

Tabela 5.15 - 107 Barras: Índices após o redespacho considerando o FP das máquinas

<b>Nome da Barra</b>	<b>Número</b>	<b><math>I_{QP}</math></b>	<b><math>I_Q</math></b>
LCBARRET-4GR	12	38,8690	14,9338
FURNAS---5GR	16	21,5782	2,6893
MARIMBON-5GR	20	35,4382	6,0513
MANSO----3GR	21	1,6543	0,1869
M.MOR.A--3GR	22	9,4884	8,6463
CORUMBA--2GR	35	12,7013	5,5480
IBIUNA---4CS	48	11,9573	0,7023
EMBORCAC-3GR	300	37,4418	13,1605
JAGUARA--4GR	301	26,0720	20,8141
N.PONTE--3GR	302	31,0584	21,2666
S.SIMAO--4GR	303	45,2563	23,2925
V.GRANDE-4GR	305	26,3562	15,8018
A.VERMEL-4GR	500	40,8494	17,1385
GBMUNHOZ-2GR	800	6,6106e-004	3,0910e-005
SCAXIAS--4GR	808	28,1181	2,3390
ITA-----4GR	904	14,9026	1,1892
MACHADIN-2GR	915	21,4223	2,2027
SSANTIAG-3GR	925	35,2169	2,2183
ITIQUIR--2GR	4523	2,3041	0,6889
CBA--GAS-2GR	4596	3,6485	0,3482
GUAPORE--2GR	4804	1,9975	0,9154

As condições operativas podem então ser avaliadas de acordo com a Tabela 5.16, que indica a máxima carga que pode ser suprida bem como a margem de carga, com e sem a aplicação da metodologia. Fica claro que o redespacho melhorou as condições operativas através de aumento de 2,46% na margem de carga e de 324,24 MW na máxima carga que o sistema pode suprir.

Outro indicador da eficiência da utilização desta metodologia consiste em monitorar as perdas em função do carregamento do sistema, conforme é apresentado na Figura 5.17. Neste caso, foram monitoradas as perdas ativas totais enquanto o sistema era carregado utilizando o método da continuação. O caso denominado “sem redespacho” representa o caso base (com a

Barra 800 operando na região B), enquanto que o “com redespacho” é aquele resultante da aplicação da metodologia de redespacho de potência ativa. De acordo com os dois pontos destacados na figura, o redespacho gerou resultados satisfatórios, visto que reduziu em 8,62% as perdas no respectivo carregamento, possibilitando inclusive que uma maior margem de carga fosse obtida.

Tabela 5.16 - 107 Barras: Comparação da margem de carga suprida considerando o redespacho

Ponto de Operação	Carga Total Suprida	Margem de Carga	Varição (%)
Caso Base (Ponto 1)	131,8798 p.u.	1,04 p.u.	-
Com Redespacho	135,1222 p.u.	1,0656 p.u.	2,46

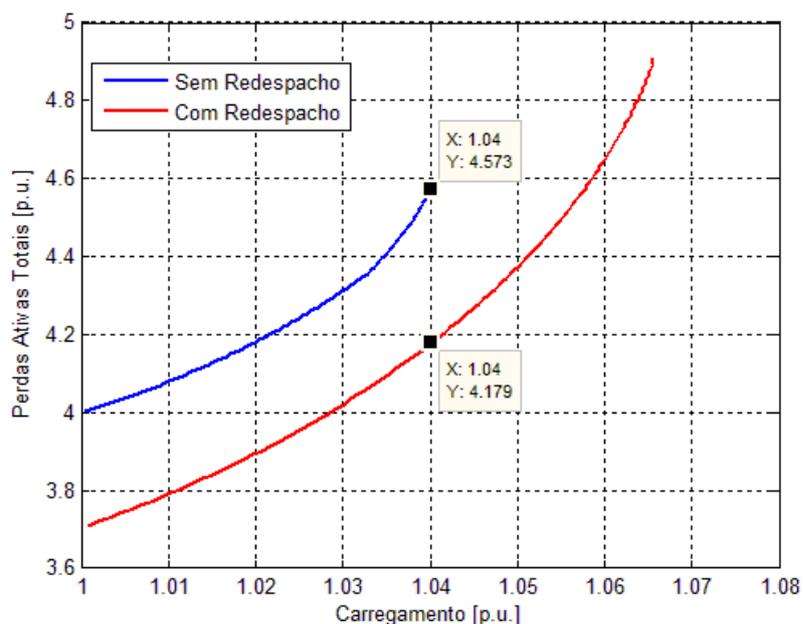


Figura 5.17 - 107 Barras: Comportamento das perdas com redespacho considerando o FP das máquinas

### 5.2.2.2 Redespacho assumido pela barra de referência

No segundo teste, como mencionado anteriormente, toda a potência ativa reduzida na Barra 800 será assumida pela barra de referência. Neste caso, considera-se que a barra de referência não possui restrições referentes a máxima potência ativa gerada, ou seja, que a mesma pode aumentar indefinidamente. O comportamento dos índices  $I_{QP}$  e  $I_Q$  durante o redespacho pode ser visualizado na Figura 5.18.

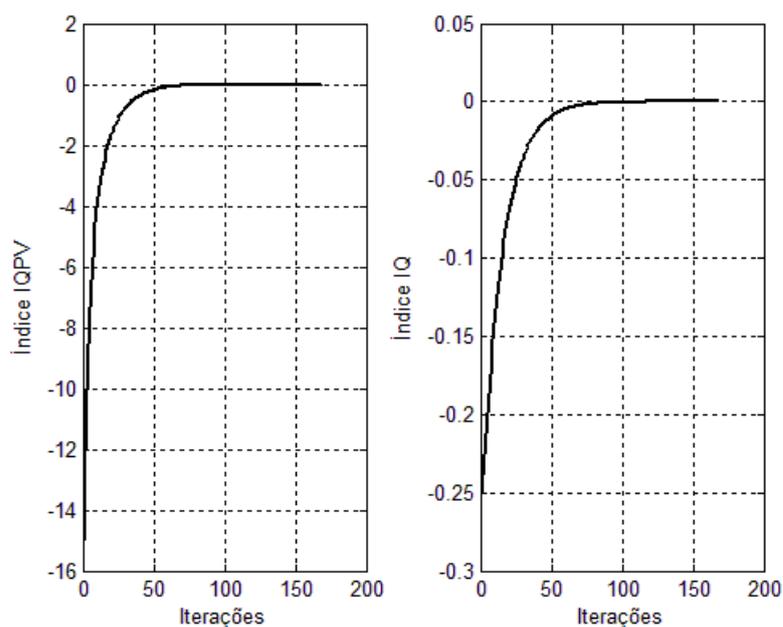


Figura 5.18 - 107 Barras: Comportamento dos índices durante o redespacho

De acordo com a figura acima, o redespacho foi capaz de deslocar o ponto de operação para o lado direito da curva QV, na região A, onde as ações de controle atuam de maneira usual. Os índices, novamente calculados após o redespacho, indicam agora que todas as barras encontram-se operando na região A, como pode ser observado na Tabela 5.17.

A margem de carga obtida e, conseqüentemente, a máxima carga que ser suprida foram maiores (2.47%), quando comparados ao caso base (Tabela 5.18). Destaca-se ainda que, quando a barra de referência assume a redução de potência ativa na barra com índice negativo, aquela teve que aumentar sua geração, enquanto que a Barra 800 reduziu menos a sua geração, atingindo o valor de 8,7985 p.u, contra 7,8896 p.u. do primeiro caso.

Tabela 5.17 - 107 Barras: Índices após o redespacho assumido pela barra de referência

<b>Nome da Barra</b>	<b>Número</b>	<b><math>I_{QPV}</math></b>	<b><math>I_Q</math></b>
LCBARRET-4GR	12	38,8870	14,4289
FURNAS---5GR	16	21,6682	2,6327
MARIMBON-5GR	20	35,5034	5,6111
MANSO----3GR	21	1,6724	0,1802
M.MOR.A--3GR	22	9,5004	8,6487
CORUMBA--2GR	35	12,7191	4,8835
IBIUNA---4CS	48	12,2936	0,7453

Tabela 5.17 - 107 Barras: Índices após o redespacho assumido pela barra de referência (cont)

<b>Nome da Barra</b>	<b>Número</b>	<b><math>I_{QPV}</math></b>	<b><math>I_Q</math></b>
EMBORCAC-3GR	300	37,4956	11,7750
JAGUARA--4GR	301	26,0939	20,5334
N.PONTE--3GR	302	31,0843	20,5754
S.SIMAO--4GR	303	45,2725	21,5076
V.GRANDE-4GR	305	26,3794	15,2643
A.VERMEL-4GR	500	40,9229	16,4711
GBMUNHOZ-2GR	800	0,0021	1,0349e-004
SCAXIAS--4GR	808	28,5573	2,5294
ITA-----4GR	904	15,9188	1,3645
MACHADIN-2GR	915	21,8674	2,3439
SSANTIAG-3GR	925	35,6527	2,3424
ITIQUIR--2GR	4523	2,3092	0,5453
CBA--GAS-2GR	4596	3,6098	0,3221
GUAPORE--2GR	4804	2,0109	0,7011

Tabela 5.18 - 107 Barras: Comparação das condições operativas com redespacho assumido pela referência

<b>Ponto de Operação</b>	<b>Carga Total Suprida</b>	<b>Margem de Carga</b>	<b>Variação (%)</b>
Caso Base (Ponto 1)	131,8798 p.u.	1,04 p.u.	-
Com Redespacho	135,1333 p.u.	1,066 p.u.	2,47

As perdas ativas totais em função do carregamento são mostradas na Figura 5.19. No ponto em destaque, correspondente a um carregamento de 1,04 p.u., o redespacho reduziu as perdas em aproximadamente 7,87%.

Em comparação com o caso em que o redespacho é efetuado por todos os geradores de acordo com seus fatores de participação, apesar dos resultados serem relativamente parecidos, este caso gera maiores perdas (4,213 p.u. contra 4,179 p.u.), porém com maior margem de carga (1,066 p.u. contra 1,0656 p.u.). Se o objetivo principal for obter uma solução com maior margem de carga, para este sistema em análise, escolher a barra de referência para assumir toda a potência ativa seria vantajoso. Ademais não seria necessário alterar o despacho nas demais máquinas do sistema (com exceção da Barra 800). Por outro lado, com este

procedimento a barra de referência deve ser capaz de aumentar sua geração em 1,89 p.u. (17,8%) o que, dependendo da situação, poderia sobrecarregar o ramo que interliga esta máquina ao sistema, levando o sistema ao colapso. Quando o redespacho é assumido pelos vários geradores presentes isto não ocorre, inclusive sendo observada uma pequena redução (2,75%) em relação ao caso base. Além disso, a barra de referência deve ser capaz de assumir este aumento de geração de potência ativa.

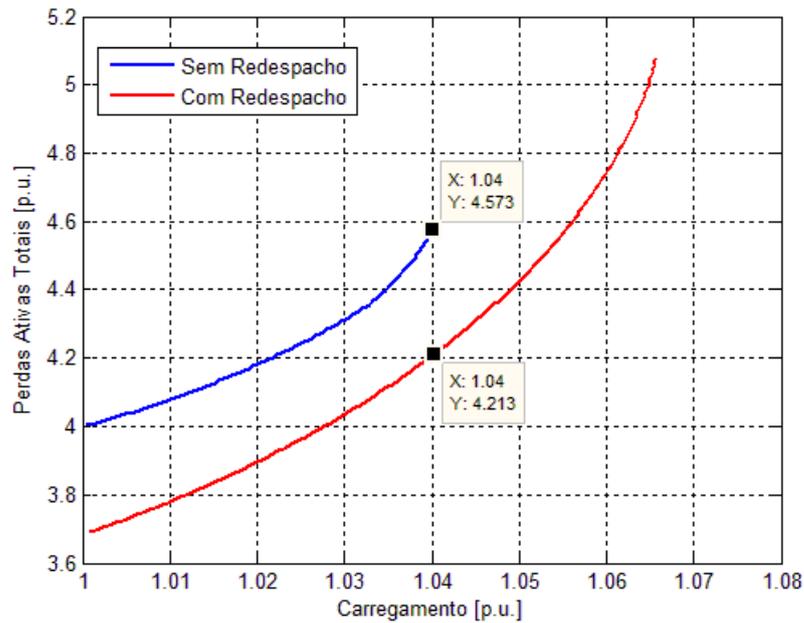


Figura 5.19 - Comportamento das perdas com redespacho assumido pela barra de referência

### 5.2.3 Redespacho Ótimo de Potência

A partir do caso-base em que a Barra 800 encontra-se na região B da curva QV, utiliza-se o programa FLUPOT como ação corretiva para deslocar o ponto de operação para a região A. Assim como no sistema 9 barras, a Barra 800 é conectada ao restante do sistema através de um transformador, ligado entre as barras 800 e 824. O objetivo, portanto, é reduzir o fluxo de potência que flui através deste ramo.

São consideradas praticamente as mesmas premissas adotadas para o sistema 9 barras, ou seja, limites fictícios de  $\pm 10\%$  na geração de potência ativa das barras PV's e redespacho tanto de potência ativa como reativa. A única exceção refere-se a as restrições de tensão que, para este caso, devem estar entre 0,95 e 1,055 p.u. Apesar de o sistema apresentar transformadores com tapas comutáveis sob carga (LTC's), não se permitiu que estes fossem alterados, sendo o resultado obtido apenas pela redespacho de potência ativa das unidades e

com a alteração da referência de tensão nas barras de tensão controlada. Assim, os parâmetros utilizados na configuração do programa FLUPOT são:

- Função Objetivo: MXTR;
- Controles Ativos: PGEN QGEN VGEN;
- Dados de Circuitos Otimizados (DVES): Da barra 824 para a barra 800;
- Area de Monitoração: Todo o sistema;
- Area de Controle: Todo o sistema;

Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.19 e na Tabela 5.20. Verifica-se que a ação utilizada deslocou o ponto de operação para a região A, recuperando as condições de estabilidade do ponto de vista de tensão. No caso base, a margem de carga e máxima carga e máxima carga suprida pelo sistema eram 1,04 p.u. e 131,8798 p.u., respectivamente. Após a aplicação programa, e conseqüentemente o redespacho, os valores obtidos para margem de carga e máxima carga suprida foram de 1,0642 p.u. e 134,9506 p.u., indicando um aumento de aproximadamente 2,33%. Considerando a potência base do sistema, esta porcentagem representa um acréscimo de 307 MW na potência que pode ser suprida pelo sistema. A melhora nas condições operativas pode também ser avaliada comparando as perdas, já que após a aplicação da metodologia, alcançou-se uma redução de 13,63% em relação ao caso-base.

Assim como no sistema de 9 barras, a otimização utiliza a estratégia reduzir a potência ativa gerada ao máximo permitido (10%), e em seguida eleva a tensão nas barras de tensão controlada, melhorando inclusive o nível de tensão nas barras de carga. Por outro lado, essa alteração no nível na referência em barras de tensão controlada, pode gerar tensões superiores ao limite máximo estabelecido, bem como encontrar soluções tecnicamente inviáveis ou não convergentes.

Tabela 5.19 - 107 Barras: Comparação entre os índices considerando redespacho ótimo

<b>Caso</b>	<b>Índice</b>	<b>Valor</b>
Caso-Base	$I_{QPV}$	-15,0003
	$I_Q$	-0,2501
Red. Reativo e Ativo	$I_{QPV}$	34,5725
	$I_Q$	6,1372

Tabela 5.20 - 107 Barras: Comparação das condições operativas considerando redespacho ótimo

<b>Caso</b>	<b>Tensão na Barra 800 (p.u.)</b>	<b>Potência Ativa Gerada na Barra 800 (p.u.)</b>	<b>MC (p.u.)</b>	<b>Potência Suprida (p.u.)</b>	<b>Perdas (p.u.)</b>
Caso Base	0,75	11	1,04	131,8798	4,00
Red. Reativo e Ativo	1,028	9,9	1,0642	134,9506	3,4551

---

# CAPÍTULO 6

## 6. Considerações Finais

### 6.1 Conclusões

Quando ocorrem contingências ou até mesmo sucessivos aumentos de carga, o sistema pode apresentar uma acentuada redução no nível de tensão. É nesse contexto que os controles associados à potência reativa apresentam fundamental importância, atuando na tentativa de restaurar o nível de tensão para a faixa normal de operação. Em alguns casos, contudo, as ações de controle relacionadas a tensão e potência reativa não são suficientes para restabelecer o nível de tensão. Situação pior ocorre quando estas, na tentativa de restabelecer o nível de tensão, acabam deteriorando ainda mais.

Desta forma, esta dissertação tratou do fenômeno relacionado à relação oposta entre a tensão terminal e a potência reativa gerada em geradores e compensadores síncronos. Este evento, já observado em casos reais do sistema elétrico brasileiro, e que ocorre em situações de carregamento elevado da rede, indica uma situação de instabilidade local de tensão, visto que uma maior corrente de excitação acabaria reduzindo a tensão controlada, tal que ações sucessivas do regulador de tensão abaixariam cada vez mais a tensão, podendo levar o sistema ao colapso. O objetivo do trabalho foi então entender melhor as situações em que o fenômeno ocorre de maneira que o mesmo pudesse ser identificado de maneira rápida, e ações de controle pudessem ser tomadas.

Primeiramente o fenômeno foi abordado associando-o ao comportamento da curva QV, através da consideração de que existem duas regiões de operação possíveis. A partir delas, ficou evidente que na região A as ações de controle atuam de maneira usual, enquanto que na região B, estas atuam de maneira oposta. Isto foi confirmado visualizando os resultados da curva QV bem como através de sucessivos casos de fluxo de potência que consideraram pequenas variações da tensão terminal de barras controladas. A mudança de região de operação também foi observada, indicando que, uma barra inicialmente operando na

---

região A, pode passar a operar na região B através de sucessivos aumentos de carga, o que confirma a ideia inicial de que o fenômeno ocorre em situações de elevado carregamento.

Como o tipo de carga influencia nas simulações, este foi variado com o objetivo de avaliar se o fenômeno relacionado ao efeito oposto é visualizado nos demais tipos de carga. Inicialmente considerou-se a carga do tipo potência constante, adotadas para estudos de estabilidade de tensão, visto que são mais severas diante de perturbações. Em seguida a mesma foi considerada como impedância constante e, por fim, utilizou-se um modelo ZIP, que corresponde a uma composição dos demais tipos de cargas disponíveis. Os resultados comprovaram que, independente do tipo de carga, existe um ponto limite de estabilidade de tensão, bem como as duas regiões de operação. Por outro lado, ficou claro que este ponto é diferente para cada tipo de carga, já que o nível de tensão correspondente para este ponto é diferente.

Em seguida, considerou-se a possibilidade do bloqueio da tensão de campo, quando o gerador/compensador encontrava-se operando na região B, ou seja, quando sua atuação não estava mais contribuindo positivamente no controle de tensão. O ponto de bloqueio foi determinado de acordo com uma metodologia já conhecida na literatura e, como segunda opção, pela experiência adquirida com o sistema. Os resultados obtidos mostraram que existe um ponto no qual o bloqueio da tensão é efetivo, melhorando as condições operativas, com aumento da margem de carga e elevação no nível de tensão. Entretanto, determinar de maneira efetiva e automática não é uma tarefa simples, o que sugere a necessidade de se utilizar de uma ferramenta de otimização.

Outro objetivo era determinar de maneira rápida e eficiente quando o fenômeno da relação oposta existia, apontando qual era o gerador/compensador responsável por este comportamento. É evidente que se fossem obtidas as curvas QV's para todas as barras do sistema, a região de operação poderia ser determinada. Contudo, dependendo a dimensão do sistema, este procedimento é relativamente lento, principalmente devido ao elevado número de casos de fluxo de potência requeridos. Para contornar este problema, foram apresentados dois índices, um já conhecido na literatura e outro cuja aplicação para identificação do problema em questão é inédita. Ambos os índices se mostraram eficientes para determinação da região de operação, indicando corretamente em todos os casos analisados.

Para reforçar as condições de estabilidade, foram apresentadas três metodologias, aplicáveis principalmente naqueles casos em que o sistema encontra-se operando na região B, cuja utilização fornece meios para deslocar o ponto de operação para a região A, onde o

---

controle de tensão e potência reativa atua de maneira usual. Na primeira delas, foi considerada a possibilidade da alteração na referência de tensão nas barras de geração críticas, ou seja, aquelas que se encontram operando na região B, através da utilização da curva QV. Caso esta primeira ação não seja suficiente, no caso dos geradores, discute-se o redespacho de potência ativa, determinado a partir de uma metodologia que automatiza o processo e controla o montante de potência a ser redespachada. Por último, avaliou-se a aplicação do redespacho ótimo tanto de potência ativa quanto reativa, utilizando o software FLUPOT. Para isto, considerou-se a função objetivo que minimiza o fluxo de potência no tronco que interliga a barra que se encontra na região B com o restante do sistema.

De modo geral, os resultados obtidos nas três metodologias corretivas foram satisfatórios, sendo possível recuperar a estabilidade do ponto de vista de tensão, com todas as barras operando na região A. Além disso, as melhoras foram perceptíveis nas condições operativas, visto que foi observada a melhora no perfil de tensão, aumento da margem de carga e na máxima carga suprida pelo sistema bem como a redução nas perdas totais. É claro que nem todas elas foram eficientes para todos os casos em estudo, de modo que a escolha por uma delas depende do caso em análise, sendo necessário respeitar certa hierarquia. A alteração do nível de tensão, por exemplo, é inicialmente a mais indicada, principalmente pela vantagem de considerar uma solução local, sem causar mudanças significativas no sistema como um todo, o que é preferível do ponto de vista operativo. Apesar de ser mais eficiente na maioria dos casos no que diz respeito a melhora das condições operativas, o redespacho de potência ativa tem como desvantagem a necessidade de alterar o despacho de várias unidades geradoras, distantes entre si, o que torna o processo, do ponto de vista operativo, mais complicado. O redespacho ótimo usando o FLUPOT tem como principal vantagem a capacidade de recuperar o sistema das situações mais severas, obtendo respostas satisfatórias, tendo em vista o elevado grau de liberdade nas ações de controle. Por outro lado, como principal desvantagem, este método não garante a priori que, ao fim do processo, ter-se-á um caso no qual aquela barra problemática em análise recuperou a estabilidade de tensão, com o ponto de operação migrando para a região A. A região de operação, contudo, só será determinada ao término do processo através da utilização dos índices apresentados ou da obtenção da curva QV.

---

## 6.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Visando a continuidade da pesquisa iniciada no presente trabalho, são apresentadas a seguir algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Avaliar o fenômeno relacionado a relação oposta entre a tensão e potência reativa frente a simulações dinâmicas, bem como as implicações dinâmicas das ações de controle propostas;
- Estender e avaliar o índice  $I_Q$  quando controle é realizado por outros equipamentos de controle de tensão, visto que este monitora o comportamento da barra, independente do equipamento responsável pelo controle;
- Definir uma metodologia capaz de indicar quais são os geradores mais indicados para participar do redespacho de potência, tendo como o foco recuperar a estabilidade de tensão e melhorar as condições operativas;
- Utilizar técnicas otimização para determinar o instante do bloqueio da tensão de campo de geradores e compensadores síncronos.

## 6.3 Publicações Decorrentes do Trabalho

Até o presente momento, este trabalho de dissertação gerou duas publicações em conferências internacionais. São elas:

- D. Marujo, A. C. Z. Souza, B. I. L. Lima, “Detecção do Controle Oposto de Tensão e Bloqueio da Tensão de Campo em Geradores e Compensadores Síncronos”, *XV ERIAC*, artigo aceito para publicação e apresentação em 2013;
- R. S. Moura, D. Marujo, A. C. Z. Souza, B. I. L. Lima “Blocking Reactive Power Generation as a Voltage Control Measure”, *22 International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, Sweden, artigo aceito para publicação e apresentação em 2013.

---

## Referências Bibliográficas

- [1] P. KUNDUR. *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [2] IEEE Special Publication. “*Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience*”. 90TH0358-2-PWR-1990.
- [3] F. B. KIRBY; E. HIRST. “*Ancillary Service Details: Voltage Control*”. ORNL/CON-453, Oak Ridge National Laboratory, TN (United States), December, 1997.
- [4] M. G. S. GIFFONI. “*Desempenho de Sistemas de Controle de Unidade Térmica de Co-geração*”. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2004.
- [5] A. C. ZAMBRONI DE SOUZA. “Uma Análise do Fenômeno de Colapso de Tensão”. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, 1990.
- [6] R. B. PRADA; E. G. C. PALOMINO; J. O. R. dos SANTOS; A. BIANCO; L. A. S. PILOTTO. "Voltage stability assessment for real-time operation". *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol.149, no.2, pp.175-181, March, 2002.
- [7] R. B. PRADA; L. J. SOUZA; L. A. P. SOUZA. “The Need for a New Constraint on Voltage/Reactive Power Studies to Ensure Proper Voltage Control”. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 24, pp. 535-540, October, 2002.
- [8] R. B. PRADA; L. J. SOUZA. “Voltage Control Actions Adequacy in Electrical Systems Aiming Voltage Security Conditions Reinforcement”. *Conference on Power Engineering, Large Engineering Systems*, pp. 107-111, July 2006.
- [9] R. B. PRADA; L. J. SOUZA. “Interaction Among Voltage Controlling Devices and Voltage Control Effect Identification”. *Proceedings of 2010 IEEE International Symposium on*, pp. 2762-2765, May 30 2010-June 2 2010.
- [10] L. C. A. FERREIRA; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA. “Método Estático para Avaliação da Influência de Load Tap Changer na Estabilidade de Tensão”. *Proceedings of the VII SEPOPE*, Curitiba, Maio 2000
- [11] L. C. A. FERREIRA; J. A. P. FILHO; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; J. C. S. SOUSA. “Método Estático para Análise à Longo Termo da Segurança de Tensão de Sistemas

---

Elétricos de Grande Porte”. *XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro – RJ, 2007.

[12] B. I. L. LOPES; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA. “On Multiple Tap Blocking to Avoid Voltage Collapse”. *Electric Power Systems Research*. vol. 67, pp. 225-231, December, 2003.

[13] R. S. MOURA; T. T. ETO, A.C. Z. SOUZA; R. C. LEME; B.I. L. LOPES . “Efeito de Controle de Tensão em Problemas de Colapso de Tensão”. *In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Anais do SBSE2010, Belém-PA, 2010.

[14] C. P. POMA; M. A. PACHECO. “Reforço das Condições de Segurança de Tensão utilizando Algoritmos Genéticos” *Revista de Inteligência Computacional Aplicada*, Ica, Puc-Rio , 2003.

[15] E. G. C. PALOMINO. “Reforço das Condições de Estabilidade de Tensão na Operação do Sistema Elétrico,” Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, 2002.

[16] R. C. LEME, “Aplicações da Incorporação de Redespacho no Jacobiano do Fluxo de Potência Durante o Método da Continuação”, Tese de Mestrado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2005.

[17] A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; M. GLAVIC; F. ALVARADO. "Continuation Power Flow with Overload and Redispatch". *32nd NAPS*, vol I, pp 1-26, October. 2000,.

[18] A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; R. C. LEME; L. F. B. VASCONCELOS; B. I. L. LOPES; Y. C. DA SILVA RIBEIRO. “Energy Function and Unstable Solutions by the Means of an Augmented Jacobian”. *Applied Mathematics and Computation*, vol. 206, no. 1, pp. 154.163, December 2008.

[19] A. M. VARIZ; V. M. COSTA; J. L. R. PEREIRA; N. MARTINS. “Improved representation of Control Adjustments into the Newton Raphson Power Flow”, *International Journal Of Electrical Power And Energy Systems*, vol. 25, no. 7, pp.501-513, 2003.

[20] T. V. CUTSEM; C. D. VOURNAS. “Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales”. *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp.146-154, February 1992.

[21] J. L. A. JARDIM; C. A. SILVA NETO; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; A. P. ALVES da SILVA; D. M. FALCÃO; C. L. T. BORGES; G. N. TARANTO. “A New On-Line

---

Dynamic Security Assessment System”, *VI Simposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Salvador, 1998.

[22] A. C. ZAMBRONI DE SOUZA; A. P. ALVES DA SILVA; J. L. A. JARDIM; C. A. SILVA NETO; G. L. TORRES; C. FERREIRA; L. C. A. FERREIRA, “A New Contingency Analysis Approach For Voltage Collapse Assessment”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, pp. 781-785, December 2003.

[23] F. W MOHN; A. C. ZAMBRONI DE SOUZA “Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method”. *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1115-1122, Agosto 2006.

[24] A. C. Z. SOUZA. “New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse” PhD Thesis, University of Waterloo, August 1995.

[25] B. I. L. LOPES. "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos". Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2004.

[26] L. C. A FERREIRA. “Análise a Longo Termo da Estabilidade de Tensão Utilizando Métodos Estáticos e um Sistema Especialista Fuzzy para Representação de Ações de Controle”, Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2008.

[27] R. R. MATARUCCO; J. H. CANOSSA; D. A. ALVES; C. C.P. SILVA; C. A. CASTRO. “Método da Continuação aplicado na Análise de Contingência de Linhas de Transmissão”. *Controle e Automação*, vol. 17, no. 2, Campinas-SP, 2006.

[28] C. S. M. M. REIS. “Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão”. Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, 2005.

[29] C. CANIZARES “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools” *IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication*, Agosto de 2002.

[30] C. RAJAGOPALAN; B. LEAIEUTRE; P. W. SAUER; M. A. PAI. “Dynamic Aspects of Voltage/Power Characteristics”. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, August 1992.

[31] I. DOBSON, et al. “Basic Theoretical Concepts”, *In: Power System Stability Subcommittee, Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, IEEE/PES Special Publication*, August 2002.

- 
- [32] D.A. ALVES; L.C.P. DA SILVA; C.A. CASTRO; V.F. DA COSTA, "Continuation fast decoupled power flow with secant predictor". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.18, no.3, pp. 1078- 1085, August 2003.
- [33] V. AJJARAPU; C. CHRISTY. "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no. 1, February 1992.
- [34] G. S. FRANCISCO, "Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão", Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2005.
- [35] R. SEYDEL. *From Equilibrium to Chaos-Practical Bifurcation and Stability Analysis*. Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- [36] C. ZAMBRONI DE SOUZA; C. A. CAÑIZARES; V. H. QUINTANA, "New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations using Tangent Vectors". *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 12, pp. 1380-1387, August 1997.
- [37] C. ZAMBRONI DE SOUZA "Discussion on some Voltage Collapse Indices ". *Electric Power Systems Research*, vol. 12, pp. 53–58, March 1999.
- [38] F.C.V. MALANGE; D.A. ALVES; L.C.P. DA SILVA; C.A. CASTRO; G.R.M. DA COSTA, "Real Power Losses Reduction and Loading Margin Improvement Via Continuation Method". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, no.3, pp. 1690- 1692, August 2004.
- [39] B. H. CHOWDHURY; C.W. TAYLOR. "Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation Versus Dynamic Simulation". *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.15, no. 2, pp. 1354-1359, November, 2000.
- [40] T. R. O. KRAUER. "Uma Metodologia de Análise de Sistemas de Potência Aplicando o Continuado QV e PV no Ambiente de Planejamento de sistemas Elétricos", Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2007.
- [41] E. S. AMORIM; D. A. ALVES. "Aplicação da Análise Modal para Redução de Perdas e Aumento da Margem de Carregamento" In: *CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS – INDUSCON*, 9., 2010, São Paulo. Anais... São Paulo: [s.n.], 2010.
- [42] I. F. B. PAIVA. "Comportamento da Curva QV nas Barras da Região Crítica de um Sistema Elétrico", Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2007.

- 
- [43] L. F. FERREIRA. "Simulação Estática e Dinâmica do Controle de Tensão por Geradores". Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, Rio de Janeiro-RJ, 2006.
- [44] A. G. LEITE. "Simulação Estática e Dinâmica do Controle de Tensão por Gerador e Compensador Síncrono". Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, Rio de Janeiro-RJ, 2008.
- [45] W. L. ALVES. "Proposição de Sistemas-Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência". Dissertação Mestrado, UFF, Niterói-RJ, 2007.
- [46] R. J. G. C. SILVA. "Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado", Tese de Doutorado, UNIFEI, Itajubá-MG, 2007.
- [47] J. A. PASSOS FILHO. "Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência", Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2005.
- [48] J. A. PASSOS FILHO. "Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora-MG, 2000.
- [49] MONTICELLI. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Editora Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [50] A. C. ZAMBRONI DE SOUZA, B. I. L. LOPES. "Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions". *Electric Power Components and Systems*, vol.33, iss. 9, 2005.
- [51] E. G. C. PALOMINO; R. B. PRADA; L.A.S. PILOTTO ; A. BIANCO . "Weakest bus, most loaded transmission path and critical branch identification for voltage security reinforcement". *Electric Power Systems Research*, vol. 73, pp. 217-226, 2004.
- [52] CEPEL. Programa de Fluxo de Potência Ótimo – FLUPOT, V07.02.00 – Manual do Usuário, Março de 2008.

---

# Apêndices

## A. Dedução Alternativa do Vetor Tangente

Considere o sistema de equações A.1, que representa o conjunto de equações do fluxo potência modificado pela inclusão de um parâmetro  $\lambda$ .

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (\text{A.1})$$

A alteração no parâmetro  $\lambda$  provoca uma alteração em  $x$ , ou seja, no ponto de equilíbrio, tal que o novo ponto de operação atende:

$$f(x + \Delta x, \lambda + \Delta \lambda) = 0 \quad (\text{A.2})$$

Se a equação A.2 for expandida utilizando a série de Taylor, considerando apenas os primeiros termos, esta passa a ser escrita como:

$$f(x + \Delta x, \lambda + \Delta \lambda) = f(x, \lambda) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial \lambda} \Delta \lambda \quad (\text{A.3})$$

Já que  $f(x, \lambda) = 0$ , a equação A.3 pode ser reescrita, como mostra a equação A.4:

$$\frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial \lambda} \Delta \lambda = 0 \quad (\text{A.4})$$

Reordenando A.4, vem:

$$\Delta x = - \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial \lambda} \Delta \lambda \quad (\text{A.5})$$

Portanto, o vetor tangente (VT) é calculado como mostra a equação A.6:

$$VT = \frac{\Delta x}{\Delta \lambda} = \frac{\partial x}{\partial \lambda} = - \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial \lambda} \quad (\text{A.6})$$

## B. Diagrama do Sistema 107 Barras

A figura abaixo mostra o diagrama do sistema 107 barras utilizado nesta dissertação. Ele possui três áreas: Sul, Sudeste e Mato grosso. Os dados de linha e de barra podem ser encontrados na referência [45].

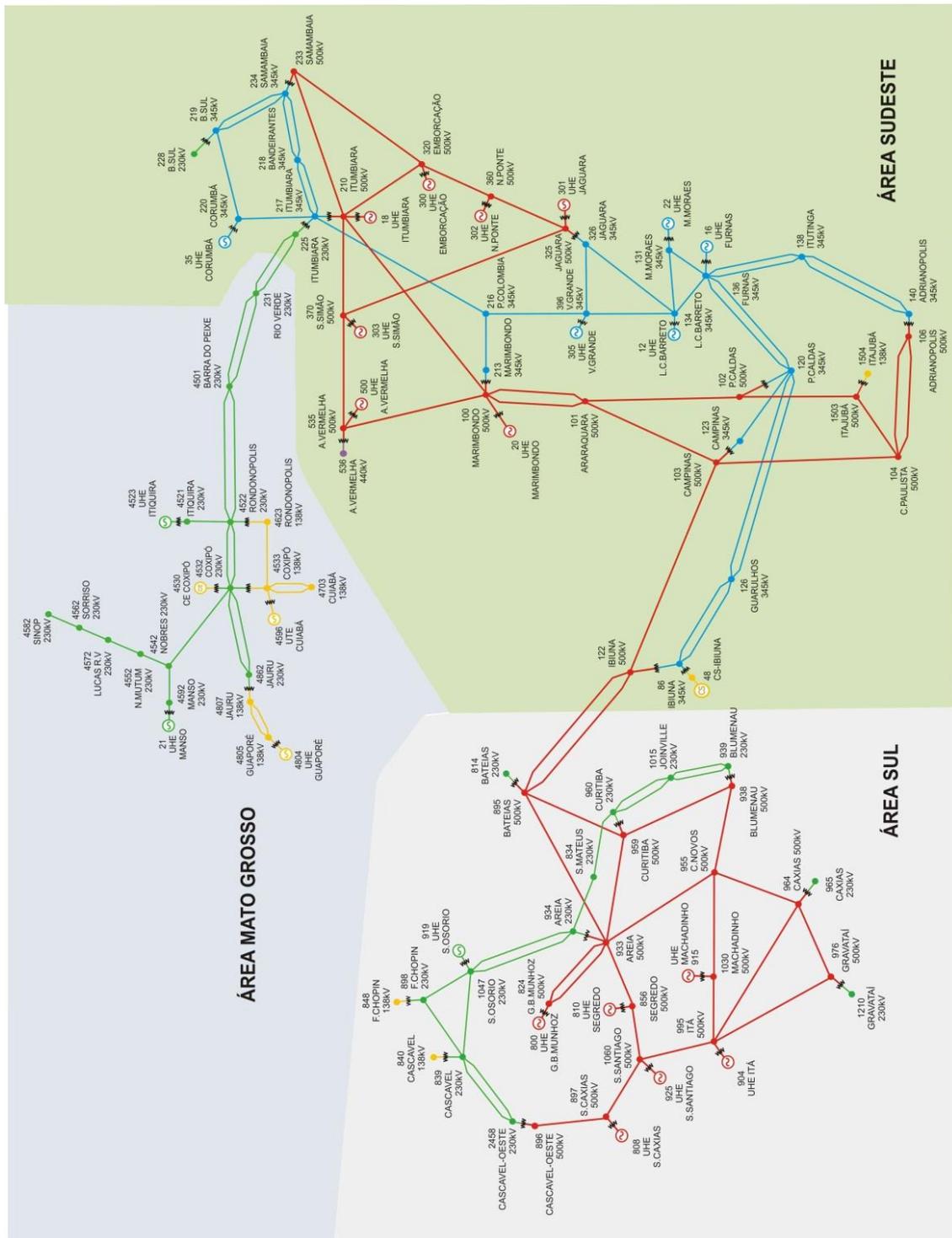


Figura B.1 - Diagrama unifilar do sistema 107 barras