

**Universidade Federal de Uberlândia**  
**Faculdade de Engenharia Elétrica**  
**Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**



**Tese de Doutorado**

**Serviço Ancilar de Potência Reativa de Geradores Síncronos:  
Aspectos Técnicos e Regulatórios**

**Heraldo Silveira Barbuy**

**Outubro/2008**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**Universidade Federal de Uberlândia**  
**Faculdade de Engenharia Elétrica**  
**Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**Serviço Ancilar de Potência Reativa de Geradores Síncronos:**  
**Aspectos Técnicos e Regulatórios**

**Heraldo Silveira Barbuy**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, perante a banca de examinadores abaixo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia. Aprovada em 31 de outubro de 2008.

Banca examinadora:

Geraldo Caixeta Guimarães, PhD (UFU) - ORIENTADOR

Alexandre Rocco, Dr (UNISANTA)

José Roberto Cardoso, Dr (Poli/USP)

Décio Bispo, Dr (UFU)

Darizon Alves de Andrade, PhD (UFU)

**Uberlândia**

**2008**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

---

B241s Barbuy, Heraldo Silveira, 1946-  
Serviço ancilar de potência reativa de geradores síncronos  
: aspectos  
técnicos e regulatórios / Heraldo Silveira Barbuy. - 2008.  
145 f. : il.

Orientador:..Geraldo Caixeta Guimarães.  
Tese (doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.  
Inclui bibliografia.

1. Geradores síncronos - Teses. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1954-  
II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.313.322

---

**Heraldo Silveira Barbuy**

**Serviço Ancilar de Potência Reativa de Geradores Síncronos:  
Aspectos Técnicos e Regulatórios**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia para obtenção do título de Doutor em Engenharia.

Área de concentração:

**Sistemas de Energia Elétrica**

---

**Prof. Dr. Geraldo Caixeta Guimarães**

Orientador:

**Uberlândia**

**2008**

## SUMÁRIO

Lista de figuras	V
Lista de tabelas	VII
Lista de siglas e símbolos	VIII
Resumo	XII
Abstract	XIII
<b>Capítulo I – Introdução</b>	<b>01</b>
1.1 – Contextualização do Tema	01
1.2 – Objetivos	03
1.3 – Relevância	04
1.4 – Seqüência da Tese	05
1.5 – Contribuições da Tese	07
<b>Capítulo II – Comparação Conceitual de Equipamentos para Suporte de Reativos</b>	<b>08</b>
2.1 – Considerações Iniciais	08
2.2 – Casos com Baixa Derivada de Demanda	09
2.3 – Casos com Alta Derivada de Demanda	10
2.4 – Casos com Derivada de Demanda Intermediária	10
2.5 – Síntese da Comparação	11
2.6 – Considerações Finais	11
<b>Capítulo III – Critérios de Outros Países para Remuneração do Fornecimento de Potência Reativa de Geradores</b>	<b>12</b>
3.1 – Considerações Iniciais	12
3.2 – Resumos de Várias Legislações Adotadas no Mundo	12
3.3 – Considerações Finais	15

<b>Capítulo IV – Remuneração de Potência Reativa de Geradores no Brasil e Comparação com Sistemas Estrangeiros</b>	<b>16</b>
4.1 – Considerações Iniciais	16
4.2 – A Legislação Brasileira	16
4.3 – Efeitos Questionados da Legislação Brasileira Vigente	17
4.3.1 – Ângulo de Receita Máxima do Gerador Operando como Compensador Síncrono	17
4.3.2 – Ângulo Limite de Gerador Operando como Compensador Síncrono	20
4.3.3 – Conflitos de Interesses em Conseqüência da Legislação Vigente	21
4.3.4 – Comparações Entre a Legislação Brasileira e as Estrangeiras Citadas	25
4.4 – Considerações Finais	28
<b>Capítulo V – Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão</b>	<b>30</b>
5.1 – Considerações Iniciais	30
5.2 – Classificação dos Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão	31
5.3 – Alguns Indicadores por Coeficiente de Sensibilidade	34
5.3.1 – Indicador KS1	34
5.3.2 – Indicador KS2	34
5.3.3 – Indicador KS3	34
5.3.4 – Indicador KS4	35
5.3.5 – Indicador KS5	35
5.4 – Verificação por Simulação do Comportamento dos Indicadores do item 4.3	35
5.4.1 – Sistema com 3 Barras	35
5.4.1.1 – Descrição do Sistema com 3 Barras	36
5.4.1.2 – Comparação dos Indicadores do tipo A no Sistema de 3 Barras	37
5.4.1.3 – Comparação dos Indicadores do tipo A normalizados	41
5.5 – Coeficiente de Sensibilidade KS6, Proposto neste Trabalho	46
5.6 – Considerações Finais	47
<b>Capítulo VI – Seleção de Geradores para Fornecimento de Potência Reativa</b>	<b>48</b>
6.1 – Considerações Iniciais	48
6.2 – Objetivos da Simulação	50

6.3 – Modelos Particulares de SEP para Ilustrar a Seleção de Gerador	51
6.3.1 – Modelo de 4 barras	51
6.3.2 – Modelo de 10 barras	54
6.4 – Método de Simulação	57
6.4.1 – Simulação do modelo de 4 barras	57
6.4.2 – Simulação do modelo de 10 barras	60
6.5 – Resultados da Simulação	60
6.5.1 – Resultados do modelo de 4 barras	60
6.5.2 – Resultados do modelo de 10 barras	62
6.6 – Considerações Finais	63

## **Capítulo VII – Risco de Colapso de Tensão Associado à Compensação**

### **Capacitiva de Sub-tensão 67**

7.1 – Considerações Iniciais	67
7.2 – Compensação Capacitiva de Sub-tensão	68
7.3 – Modelo Simulado	69
7.4 – Resultados da Simulação	71
7.5 – Considerações Finais	77
7.5.1 – Compensação Reativa de Sub-tensão, com Risco de Colapso de Tensão	77
7.5.2 – Análise pela Margem de Carregamento	78
7.5.3 – Análise pelo Indicador KS4	78

## **Capítulo VIII – Influência da Dinâmica da Unidade Geradora a ser**

### **Contratada 79**

8.1 – Considerações Iniciais	79
8.2 – Características dinâmicas de geradores requeridas por alguns operadores	80
8.2.1 – Requisitos do operador brasileiro - ONS	81
8.2.2 – Requisitos dos operadores do oeste dos EUA	81
8.2.3 – Requisitos de operadores do Canadá	82
8.3 – Modelo do regulador de tensão	82
8.3.1 – Controlador sugerido	83
8.3.2 – Retificador do atuador	84
8.3.3 – Retificador do sensor	86



8.3.4 – Dinâmica obtida para pequenas variações de referência ou de carga	88
8.4 – Operação do sistema de excitação com tensão de teto	93
8.5 – Considerações Finais	94
<b>Capítulo IX – Conclusões e Sugestões</b>	<b>96</b>
<b>Referências bibliográficas</b>	<b>100</b>
<b>Anexo I – Listagem de Dados de Entrada do Programa TransUFU</b>	<b>108</b>
<b>Anexo II - Listagens dos resultados dos fluxos de carga do exemplo de 4 barras, do capítulo V</b>	<b>110</b>
<b>Anexo III - Listagens dos resultados dos fluxos de carga do exemplo de 10 barras, do capítulo V</b>	<b>117</b>
<b>Anexo IV - Relação entre potência reativa e tensão de barramento</b>	<b>126</b>
<b>Anexo V - Divulgação da Pesquisa</b>	<b>128</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 –	Curva de capacidade de geração, destacando apenas o limite imposto pelo campo. Os limites de excitação mínima foram omitidos	22
Figura 5.1 –	Sistema simplificado, com 3 barras	37
Figura 5.2 –	Evolução do indicador KS1	38
Figura 5.3 –	Evolução do indicador KS2	38
Figura 5.4 –	Evolução do indicador KS3	39
Figura 5.5 –	Evolução do indicador KS4	39
Figura 5.6 –	Evolução do indicador KS5	40
Figura 5.7 –	Comparação da evolução dos indicadores KS1, KS3, KS4 e KS5	40
Figura 5.8 –	Comparação da evolução dos indicadores normalizados	41
Figura 5.9 –	Comparação da evolução dos indicadores KS1, KS3, KS4 e KS5	42
Figura 5.10 –	Comparação dos índices normalizados KS1n, KS3n, KS4n e KS5n	43
Figura 5.11 –	Diagrama de blocos de simulação no MatLab, referente ao diagrama unifilar da figura 4.1, acrescido dos subsistemas para cálculo dos coeficientes de sensibilidade KS1, KS3, KS4 e KS5, com fator de normalização	44
Figura 5.12 –	Relação entre tensão na carga e potência ativa na carga, para incrementos de carga em rampa e em degraus sucessivos	44
Figura 5.13 –	Índice KS1 em função da potência ativa na carga, para incrementos de carga em rampa e em degraus sucessivos	45
Figura 5.14 –	Novo índice KS6n, coincidente com os índices KS1n e KS4n	47
Figura 6.1 –	Diagrama unifilar do SEP do modelo de 4 barras, com suas impedâncias de linhas	52
Figura 6.2 –	Diagrama de simulação do SEP no MatLab/Simulink	54
Figura 6.3 –	Diagrama unifilar do SEP do modelo de 10 barras, com suas impedâncias de linhas	55
Figura 6.4 –	Salto (A para B) devido ao incremento de 20MVA <sub>r</sub> de um gerador	58
Figura 6.5 –	Detalhe do salto (A para B) ilustrando variação do índice KS4	59
Figura 7.1 –	Exemplo simulado, com agregação de capacitores na carga	70
Figura 7.2 –	Curva PV com sucessivas inclusões de bancos de capacitores	71
Figura 7.3 –	Curvas PV para cada total de MVA <sub>r</sub> agragado	73

Figura 7.4 –	Detalhe da faixa de tensão de 0.9 a 1.0 pu, para cada MVar total agregado	74
Figura 7.5 –	Margem de carregamento versus potência ativa, para cada agregação total de MVar	75
Figura 7.6 –	Margem de carregamento e indicador KS4 relacionados à curva PV com sucessivas inclusões de capacitores	76
Figura 8.1 –	Retificador trifásico totalmente controlado	85
Figura 8.2 –	Retificador monofásico de meia onda, com filtro	86
Figura 8.3 –	Retificador hexafásico não controlado, com filtro	87
Figura 8.4 –	Retificador duodecafásico não controlado, com filtro	87
Figura 8.5 –	Diagrama de blocos do sistema considerado, em pu	88
Figura 8.6 –	Função de transferência do controlador PI	89
Figura 8.7 –	Diagrama de blocos do sistema de excitação, modelo linear simplificado	90
Figura 8.8 –	Resposta ao degrau para vários pólos do sensor de 12 pulsos, atuador linear instantâneo sem SCR	91
Figura 8.9 –	Resposta ao degrau para vários pólos do sensor de 6 pulsos, atuador linear instantâneo sem SCR	92
Figura 8.10 –	Resposta do AVR ao degrau, atuador linear sem SCR, sensor de 1 pulso com pólo de 15 rad/s	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 –	Equipamentos para suporte de reativos	11
Tabela 3.1 –	Operadores/Países citados e tipo de legislação	27
Tabela 6.1 –	Incremento $\Delta Q_c$ de MVar, total $Q_c$ de MVar agregado, $P_{\max}$ e $V_{\max P}$	72

## LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

$\varphi$	Ângulo de potência
$\varphi_{\text{limite}}$	Ângulo limite
$\varphi_{\text{max}}$	Ângulo máximo
$\Omega$	Ohm
$\Delta K_{S_{ij}}$	Variação do indicador KS da barra j devido ao incremento de potência reativa gerada na barra i
$\Delta MCP_i$	Variação da margem de carregamento de potência ativa na barra i
$\Delta MCS_i$	Variação da margem de carregamento de potência aparente na barra i
$\Delta P$	Variação de potência ativa
$\Delta P_{ct}$	Variação de potência ativa consumida total
$\Delta P_{gt}$	Variação de potência ativa gerada total
$\Delta P_{\text{max}}$	Máximo incremento de potência ativa possível
$\Delta Q_c$	Incremento de potência reativa de banco de capacitores
$\Delta Q_{ci}$	Variação de potência reativa de carga a barra i
$\Delta Q_{gt}$	Variação de potência reativa gerada total
$\Delta Q_i$	Variação de potência reativa gerada na barra i
$\Delta S_{ci}$	Variação de potência aparente de carga a barra i
$\Delta V_i$	Variação de tensão na barra i
[Y]	Matriz de admitâncias
a	Preço pago por MWh;
ABRAGE	Associação Brasileira das Grandes Empresas de Energia Elétrica
AESO	“Alberta Electricity System Operator”
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	“Automatic Voltage Regulator”
b	Preço pago por MVarh;
CIDEL	“Congreso Internacional de Distribución Electrica”
DPM	“Default Payment Mechanism”
EMAE	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.
EPUSP	Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
ERPS	“Enhanced Reactive Power Service”

EUA	Estados Unidos da América
FACTS	“Flexible AC Transmission Systems”
$fp$	Fator de potência
$H(t)$	Degrau unitário
IEEE	“Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.”
IESO	“Independent Electricity System Operator”
$I_{max}$	Corrente eficaz máxima
IMO	“Independent Electricity Market Operator”
ISO	“Independent System Operator”
$K_I$	Ganho integrativo
$K_P$	Ganho proporcional
KS	Coefficiente de sensibilidade indicador de proximidade de colapso
LOC	“Lost opportunity Cost”
MCP	Margem de Carregamento de Potência Ativa
$MCP_j$	Margem de Carregamento de Potência Ativa na barra j
MCS	Margem de Carregamento de Potência Aparente
$MCS_j$	Margem de Carregamento de Potência Aparente na barra j
ms	mili segundo
MVA	Mega Volt Ampere
MVA <sub>r</sub>	Mega Volt Ampere reativo
MVA <sub>r</sub> h	Mega Volt Ampere reativo hora
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
NEMMCO	“National Electricity Market Management Company”
NERC	“North American Electric Reliability Corporation”
NGC	“National Grid Company”
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORPS	“Obligatory Reactive Power Service”
P	Potência ativa
$P_{ATUAL}$	Potência Ativa Atual
$P_{ATUAL_j}$	Potência Ativa Atual na barra j
PI	Proporcional e integral
PJM	“Pennsylvania-New Jersey-Maryland”
$P_{máx}$	Potência ativa máxima de transmissão

$P_{MAXantigo}$	Potência Ativa Máxima Antiga
$P_{MAXj}$	Potência Ativa Máxima na barra j
$P_{MAXnovo}$	Potência Ativa Máxima nova
PSS	“Power System Stabilizer”
pu	por unidade
Q	Potência reativa
$Q_c$	Potência reativa de banco de capacitores
$Q_c$	Potência reativa de banco de capacitores
R	Receita por hora;
rad	radiano
$R_{ativa}$	Receita ativa por hora;
$R_{ativa}$	Receita por hora pela potência ativos
S	Potência Aparente
s	segundo
$S_{atual}$	Potência aparente existente em uma situação de operação
$S_{atualj}$	Potência aparente existente na barra j, em uma situação de operação
$S_{base}$	Potência aparente de base
SCR	“Silicon Controlled Rectifier”
SEP	Sistema Elétrico de potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
$S_{máx}$	Potência aparente máxima
$S_{máxj}$	Potência aparente máxima na barra j
SOBRAEP	Sociedade brasileira de eletrônica de potência
STATCOM	“Static compensator”
SVC	“Static VAR Compensator”
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
UHE	Usina Hidroelétrica
USA	“United States of America”
VAR	Potência reativa
$V_{base}$	Tensão eficaz de base
VC	“Voltage Collapse”
VCPI	“Voltage Collapse Proximity Indicator”
$V_{max}$	Tensão eficaz máxima

$V_{\max P}$	Tensão correspondente à máxima transmissão de potência
WECC	“Western Electricity Coordinating Council”
WSCC	“Western Systems Coordinating Council”



# Serviço Ancilar de Potência Reativa de Geradores Síncronos: Aspectos Técnicos e Regulatórios

## RESUMO

Este trabalho analisa aspectos técnicos e regulatórios dos serviços ancilares de geradores síncronos, no suporte de reativos, e enfatiza que as regras brasileiras, não estimulam investimentos para atender este propósito e isto pode degradar estes recursos.

No passado, os sistemas elétricos ao redor do mundo costumavam ser serviços públicos centralizados que podiam incluir os vários custos dos serviços ancilares do suprimento de energia elétrica no preço final da potência ativa. Após a privatização e a descentralização foi necessário separar a remuneração dos serviços ancilares.

As resoluções que regem o serviço ancilar de potência reativa dos geradores síncronos vêm evoluindo de modo diferente, em diversas regiões do mundo. Neste trabalho são descritas algumas legislações estrangeiras, as quais são comparadas com a legislação brasileira, indicando aspectos polêmicos da mesma.

São propostos índices para seleção de geradores, destinados ao suporte de reativos para certa área do sistema elétrico. É proposta a concorrência pública para este fornecimento, considerando estes índices, de modo que o preço dependerá da contribuição efetiva de cada gerador para a elevação da tensão na área alvo. São apresentadas simulações ilustrando que a escolha do gerador depende de sua localização.

A necessidade de suporte de potência reativa para melhorar a margem de segurança, em relação ao colapso de tensão, pode ser indicada por diversos índices. É apresentada uma visão panorâmica dos indicadores de proximidade do colapso de tensão, com ênfase nos utilizados neste trabalho. Frequentemente os operadores de sistemas elétricos solicitam um re-despacho de potência reativa para corrigir o perfil de tensão, mas é mostrado que algumas vezes este procedimento leva a um risco de colapso de tensão.

O comportamento dinâmico dos sistemas de excitação dos geradores síncronos é de fundamental importância durante o despacho de potência reativa. São apresentadas exigências de operadores do Brasil, dos EUA e do Canadá. É proposta uma técnica para ajuste do regulador de tensão, considerando a constante de tempo, o erro de regulação e a tensão de teto (“ceiling voltage”), com ilustração por meio de simulações.

Finalizando, foram sintetizadas diversas sugestões para a evolução da legislação pertinente ao fornecimento de potência reativa pelos geradores síncronos.

**Palavras chave:** gerador síncrono, suporte de potência reativa, serviços ancilares, dinâmica de geradores, colapso de tensão, despacho rápido de potência

# Synchronous Generator Reactive Power Service: Technical and Regulatory Aspects

## ABSTRACT

This work analyzes the technical and regulatory aspects of reactive power supply ancillary services of synchronous generators and emphasizes that Brazilian rules do not stimulate investment for such purpose and this can degrade those resources.

In the past, the electrical worldwide systems used to have a centralized public utility which could include the several costs of ancillary services for electric power supply in the final price of the active power. After the privatization and decentralization, there was the need to separate the remuneration for such ancillary services.

The resolutions that rule the reactive power ancillary services of synchronous generators have developed differently in several world regions. In this work it is given a description of some foreign legislations, which are then compared to the present status of Brazilian legislation, indicating its questionable aspects.

Indexes are proposed for the selection of generators to supply reactive power to some electric power system area. It is proposed the public bidding for this supply taking the indexes into account, so that the price will depend on the effective contribution of each generator to the voltage rise in the target area. Simulations are presented to illustrate that the generator choice depends upon its localization.

The need of reactive power support to improve the security margin against voltage collapse can be indicated by several indexes. It is shown a top view of the voltage collapse proximity indicators, with emphasis to those selected for this work. Often the electric power system operators call for a reactive power redispatch for voltage profile correction, but it is shown that sometimes this procedure leads to a risk of voltage collapse

The dynamical behavior of synchronous generator excitation systems is very important for the reactive power dispatch. The operator requirements from Brazil, USA and Canada are presented. It is proposed a technique for voltage regulator adjustment, taking into account the time constant, the regulation error and the ceiling voltage, with illustration by means of simulations.

Concluding, several suggestions are synthesized towards the evolution of the legislation concerning to reactive power supply from synchronous generators.

**Keywords:** synchronous generator, reactive power support, ancillary services, generator dynamics, voltage collapse, fast power dispatch

## Capítulo I

### Introdução

#### 1.1 – Contextualização do Tema

Na última década, em muitas regiões do mundo, ocorreu uma alteração no gerenciamento operacional de sistemas elétricos. Nestas regiões, o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que era integrado, passou a ser dissociado em dois campos distintos de atividade:

- Geração e venda de energia elétrica;
- Gerenciamento das operações do sistema elétrico interligado.

Este foi o caso do sistema elétrico brasileiro, após privatização parcial.

O gerenciamento da rede envolve serviços fundamentais para sua confiabilidade, estabilidade, qualidade do perfil de tensão, etc. que foram denominados “serviços ancilares”.

Segundo a regulamentação vigente no Brasil os serviços ancilares são os controles primário e secundário de frequência e suas reservas de potência; reserva de prontidão; o suporte de reativos; o auto-restabelecimento das unidades geradoras (“black start”); e o sistema especial de proteção. Estas informações estão detalhadas no submódulo 14.1 dos Procedimentos de Rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) [5].

No sistema com comercialização descentralizada, em que cada fornecedor é remunerado pela sua contribuição, houve a necessidade de estabelecer formas de

ressarcir os serviços ancilares prestados. Dentre estes destaca-se o fornecimento dinâmico de potência reativa, pelos geradores síncronos, como foco desta tese.

Para a operação satisfatória de um sistema elétrico é necessário prover um suporte adequado de potência reativa garantindo assim a denominada “estabilidade de tensão”. Esta ocorre quando o sistema consegue manter a tensão de todas as barras, dentro de uma faixa de tolerância, inclusive após distúrbios [23]. A perda desta estabilidade ou a instabilidade de tensão acontece quando ocorre uma diminuição progressiva e incontrolável da tensão de pelo menos um barramento do sistema elétrico conduzindo ao fenômeno referido como colapso de tensão.

No Brasil, em 11 de março de 1999, ocorreu um colapso de tensão [2], devido ao esgotamento de recursos sistêmicos de potência reativa no período que antecede o horário de pico de demanda, devido à elevada derivada de demanda de potência ativa, levando a um apagão (“blackout”) de grandes proporções.

Muitos outros casos similares de colapso de tensão estão mencionados na literatura técnica [22,23], dos quais se citam:

24/04/1997 - Sistema Sul-Sudeste-Brasil,

10/08/1996 - WSCC-USA,

02/07/1996 - WSCC-USA,

14/12/1994 - WSCC-USA,

17/01/1994 - WSCC-USA,

23/07/1987 - Japão,

12/01/1987 - França,

27/12/1983 - Suécia,

28/12/1982 - Florida-USA,

04/08/1982 - Bélgica,

19/12/1978 - França.

Estes fatos evidenciam a importância de dispor de equipamentos capazes de fornecer potência reativa de forma dinâmica.

Geralmente convém que a localização seja próxima aos grandes centros de carga, para favorecer a transmissão de potência [2].

No caso de sistemas descentralizados é necessário remunerar adequadamente os serviços de potência reativa para que exista estímulo ao investimento na implantação, manutenção e aprimoramento de equipamentos supridores de reativos.

## **1.2 – Objetivos**

Dentro de todo o cenário supracitado, este trabalho pretende:

a) Revisar várias legislações adotadas ao redor do mundo com respeito a remuneração de potência reativa provida por geradores;

b) Discutir a atual legislação brasileira quanto a forma de remuneração de reativos, enfatizando a necessidade de sua evolução;

c) Revisar os indicadores de proximidade do colapso de tensão, utilizados para diagnosticar a margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico, com vistas ao item d, propondo um indicador não encontrado na literatura;

d) Avaliar índices para seleção de geradores síncronos visando prover um suporte adequado de potência reativa, ilustrando por meio de simulações;

e) Ressaltar situações em que não convém utilizar injeção de potência reativa, para ajustar o perfil de tensão, devido ao risco de colapso;

f) Situar os geradores síncronos no contexto de todos os dispositivos utilizados para o suprimento de potência reativa;

g) Analisar aspectos dinâmicos e erro de regulação de tensão dos geradores síncronos que podem ser relevantes no suprimento de potência reativa, relacionando-os a constituição e parâmetros do sistema de excitação;

h) Sintetizar todos os aspectos supracitados, no sentido de fornecer uma filosofia e sugestões para a evolução da legislação referente ao suprimento de potência reativa, por geradores.

### **1.3 – Relevância**

A economia em investimentos na transmissão e uma legislação desestimulante quanto ao fornecimento de potência reativa a partir de geradores síncronos, nos Estados Unidos da América causaram a diminuição da segurança do SEP (Sistema Elétrico de Potência) em relação ao colapso de tensão [44]. Em resumo, as causas foram:

- Instalação de geradores com baixa capacidade de fornecimento de reativos;
- Instalação, em excesso, de bancos de capacitores nas barras de carga;
- Aumento de perda de potência reativa nas linhas devido ao aumento de transmissão de potência ativa;
- Distribuição inadequada dos recursos de potência reativa na rede elétrica;
- Linhas de transmissão com FACTS (“Flexible AC Transmission Systems”) otimizando a transmissão de potência ativa, mas resultando pequena capacidade residual para transmissão de potência reativa.

O processo de mudança de modelo de comercialização do fornecimento de energia elétrica ocorreu em diversas regiões do mundo, com as mesmas conseqüências adversas. Esta situação requer uma repartição justa da remuneração dos serviços relacionados à estabilidade do sistema, para evitar a perda de segurança operacional.

No Brasil, bem como em diversos outros países, as regras referentes à remuneração destes serviços estão em fase de evolução e aprimoramento. Esta tese, por meio de propostas, estudos e discussões, pretende contribuir para:

- Aprimoramento da legislação atinente ao suporte de reativos;
- Índices para seleção de geradores destinados ao suporte de reativos.

#### **1.4 – Seqüência da Tese**

No capítulo II são comparados os recursos usuais de suporte de reativos, quanto ao custo e à dinâmica.

No capítulo III é apresentado o “estado da arte” referente a remuneração de serviços ancilares de potência reativa. São abordadas, de modo resumido, as legislações vigentes em diversas regiões do mundo [24] referentes à remuneração de geradores síncronos pelo fornecimento de potência reativa. É dado destaque especial à legislação inglesa, que rege o NGC (“National Grid Company”), considerada aqui a mais aprimorada.

O capítulo IV, por outro lado, tem o objetivo de expor a legislação brasileira referente à remuneração destes mesmos geradores [1,3,4,5], apresentando também alguns questionamentos, enfatizando a falta de estímulo para o investimento relacionado ao despacho de potência reativa e uma demonstração matemática [24] que retrata as conseqüências injustas da legislação vigente.

No capítulo V é apresentado o “estado da arte” referente aos indicadores de proximidade do colapso de tensão. Em uma segunda etapa são comparados alguns destes indicadores. Estas comparações são feitas por meio da simulação de casos com um programa computacional de análise de estabilidade transitória e dinâmica, desenvolvido

na UFU (Universidade Federal de Uberlândia), com base em rotinas escritas em ForTran, e denominado de TransUFU, e com o programa MatLab. Os casos analisados correspondem a um crescimento progressivo de carga ativa e reativa em uma barra de um sistema elétrico de potência, até atingir o colapso de tensão.

Já no capítulo VI são comparadas as contribuições de fornecimento de potência reativa em diferentes barramentos, para a melhoria da estabilidade de tensão, por meio da sensibilidade dos indicadores escolhidos, em relação ao incremento de potência reativa fornecida a cada barramento. Estas avaliações são ilustradas por meio de simulações. O objetivo desta análise é estabelecer um critério para a seleção de geradores, levando em conta a localização destes, para fazer contratos de fornecimento de potência reativa em um sistema de concorrência, no sentido de contribuir para o perfil de tensão de áreas críticas e consequentemente para a estabilidade de tensão do sistema.

O capítulo VII destina-se a mostrar situações em que a injeção de potência reativa, usual para resolver problemas de perfil de tensão, em alguns casos não garante uma prevenção adequada contra o colapso de tensão. Nestas situações pode ocorrer colapso de tensão, mesmo sem violação do limite de sub-tensão. Neste capítulo é apresentado como identificar e prevenir as situações citadas.

No capítulo VIII são abordados os requisitos de conectividade à rede elétrica, estabelecidos pelo operador do sistema elétrico, no Brasil, nos EUA e no Canadá, relacionados à dinâmica dos sistemas de excitação dos geradores síncronos. É proposta uma topologia e um critério de ajuste dos reguladores de tensão [2].

Finalmente, no capítulo IX, são apresentadas as conclusões gerais, relacionando os vários aspectos anteriormente abordados:

- A legislação brasileira referente ao suporte de reativos de unidades geradoras não estimula o investimento no aumento de sua capacidade de fornecimento de reativos;



- Utilização de índices para avaliar a capacidade de cada gerador para a elevação da tensão em área crítica;
- Proposta de concorrência pública para fornecimento de serviço ancilar de potência reativa por geradores, considerando os índices do item anterior;
- Destaque de situações em que o despacho de potência reativa não garante margem de estabilidade adequada, em relação ao colapso de tensão;
- Topologia e método de ajuste de regulador de tensão do sistema de excitação de geradores síncronos para obter rapidez no despacho de potência reativa.

### **1.5 – Contribuições da Tese**

Esta tese apresenta as seguintes contribuições:

- Enfatiza a necessidade de evolução da legislação brasileira referente ao serviço ancilar de fornecimento de potência reativa, por geradores;
- Propõe a possibilidade de considerar o preço a ser pago pela potência reativa, diferenciado conforme a efetividade do suprimento de cada gerador para o perfil de tensão da área crítica;
- Propõe um indicador de proximidade do colapso de tensão relacionando a elevação de tensão com a potência aparente da carga na barra ou área crítica;
- Propõe uma topologia e um método de ajuste de sistemas de excitação de geradores síncronos que atende aos requisitos de conectividade à rede elétrica no Brasil, nos EUA e no Canadá, e favorece o despacho rápido de potência reativa.

## Capítulo II

# Comparação Conceitual de Equipamentos para Suporte de Reativos

### 2.1 – Considerações Iniciais

O fornecimento de potência reativa tem por objetivo manter o perfil de tensão do SEP. Isto pode ser explicado pela forte relação entre a potência reativa e a tensão, conforme mostrado em Elgerd, O. I. [66], que foi reproduzido no apêndice IV.

Existem diversos equipamentos capazes de fornecer potência reativa ao sistema elétrico. Os geradores síncronos, como fornecedores de potência reativa, devem ser situados neste contexto.

A seleção do tipo de equipamento de suporte de potência reativa depende de sua velocidade de resposta à dinâmica da demanda solicitada pela carga ou por problemas de geração. Quando diferentes equipamentos podem atender a mesma necessidade, prevalece o de menor custo.

Assim, por exemplo, para evitar colapsos de tensão de dinâmica rápida, os bancos de capacitores com chaveamento automático têm respostas muito lentas, nestes casos a reserva dinâmica de potência reativa de geradores síncronos é o recurso adequado [44]. Estes casos de dinâmica rápida podem ser causados por perda de gerador, queda de linha de transmissão, ou crescimento rápido da carga.

Nos itens 2.2, 2.3 e 2.4 são apresentados três grupos de equipamentos, conforme sua velocidade de resposta, correlacionados com os respectivos casos de variação

da carga em três grupos de equipamentos, conforme sua velocidade de resposta, correlacionados com os respectivos casos de variação da carga.

Com isto se obtém um melhor entendimento dos critérios de seleção de equipamentos destinados a compensar variações da potência reativa demandada.

## 2.2 – Casos com Baixa Derivada de Demanda

A necessidade de suprimento de potência reativa pode variar lentamente, neste caso, bancos de capacitores ou reatores, com chaveamento automático, atendem à necessidade, e são o tipo de dispositivo mais barato para este fim. Dois tipos de situação se enquadram neste caso:

- Cargas que têm baixo fator de potência. Estas requerem compensação local.
- Capacitâncias “shunt”, capacitância dos cabos em linhas extensas, sob baixa demanda, que ocasionam desbalanceamento na potência reativa.

Os chaveamentos de bancos de capacitores ou de reatores respondem, usualmente com atraso de minutos [46], em relação a alteração do fator de potência ocorrida. Assim são compatíveis com variações da demanda, relativamente lentas.

Em um modelo dinâmico simplificado, este atraso puro, é representado por uma função de transferência de 1ª ordem, com constante de tempo igual ao atraso [32]. A frequência de corte correspondente, em radianos por segundo, é igual ao inverso da constante de tempo. Assim por exemplo, um atraso de 4 minutos corresponde a uma constante de tempo de 240 segundos e frequência de corte do equipamento, de  $(1/240)$  rad/s, ou seja, aproximadamente 0,004 rad/s.

### **2.3 – Casos com Alta Derivada de Demanda**

A necessidade de suprimento de potência reativa pode variar rapidamente, neste caso, equipamentos eletrônicos, como compensador VAR estático (SVC), STATCOM, etc., atendem à necessidade, e são o tipo de dispositivo mais caro para fornecimento de potência reativa. Esta necessidade ocorre devido a características da carga, e estão associadas a cargas que prejudicam a qualidade de energia. Um exemplo é o caso de fornos a arco. Os dispositivos eletrônicos de compensação devem ser instalados nas imediações da carga causadora do problema.

Estes casos correspondem a oscilações da potência reativa demandada, com período, na faixa de 1 ciclo (16,6 ms) até aproximadamente 1 segundo. Assim a frequência de corte desses equipamentos situa-se entre 377 rad/s e aproximadamente 6,28 rad/s [46].

### **2.4 – Casos com Derivada de Demanda Intermediária**

Quando a derivada de potência reativa solicitada situa-se entre aquelas dos itens 2.2 e 2.3, compensadores síncronos e geradores operando como compensadores síncronos atendem à necessidade. Seu custo é intermediário em relação aos dois casos anteriores. Esta necessidade ocorre devido a variações da potência reativa “consumida” nas linhas de transmissão e nos cabos, devido a variações da carga, e estão associadas a horários de pico de demanda.

A constante de tempo determinada pelo sistema de excitação do motor síncrono usado como compensador, ou do gerador síncrono varia desde aproximadamente

250 ms [2] até aproximadamente 10 segundos. Assim a frequência de corte destes equipamentos situa-se entre 4 rad/s e 0,628 rad/s [46].

## 2.5 – Síntese da Comparação

A tabela 2.1 resume as informações deste capítulo. Os valores nela citados baseiam-se no capítulo 8 da publicação do Power Systems Engineering Research Center – PSERC de maio de 2001, intitulada “Reactive Power Support Services in Electricity Markets” [46].

Tabela 2.1 – Equipamentos para suporte de reativos

Equipamento	Derivada de demanda da aplicação	Frequência de corte (rad/s)	Constante de tempo	Custo
Capacitores	Baixa	~ 0,004	~240s	Baixo
Reatores	Baixa	~ 0,004	~240s	Baixo
Compensador síncrono	Média	~ 0,628 a 4	250ms a 10s	Médio
<b>Gerador como compensador</b>	<b>Média</b>	<b>~0,628 a 4</b>	<b>250ms a 10s</b>	<b>Médio</b>
Compensador VAR estático	Alta	6,28 a 377	16ms a 1s	Alto
STATCOM e similares	Alta	6,28 a 377	16ms a 1s	Alto

## 2.6 – Considerações Finais

O foco desta tese é o suporte de reativos por meio de geradores síncronos. Esta contribuição é indicada nos casos do aumento de demanda com derivada intermediária.

A escolha da unidade geradora deve levar em consideração a dinâmica do sistema de excitação do gerador síncrono, conforme abordado no capítulo VIII.

## **Capítulo III**

# **Crítérios de Outros Países para Remuneração do Fornecimento de Potência Reativa de Geradores**

### **3.1 – Considerações Iniciais**

Este capítulo tem o objetivo destacar alguns operadores de sistemas elétricos de potência e um resumo de suas legislações referentes ao uso de geradores para o suporte de reativos.

O fato de um gerador fornecer potência reativa diminui sua capacidade de fornecimento de potência ativa, o que está relacionado com sua curva de capacidade [7] o que pode levar a uma perda de receita, denominada custo de perda de oportunidade, usualmente designada pela sigla LOC, do inglês: “Lost Opportunity Cost”.

### **3.2 – Resumos de Várias Legislações Adotadas no Mundo**

#### **a) Califórnia ISO**

O Califórnia ISO (“Independent System Operator”) [11], operador do sistema elétrico da área da Califórnia, USA, estabelece pagamento pela potência reativa, caso o gerador seja solicitado a operar com fator de potência fora da faixa que vai de 0,9 em atraso até 0,95 em avanço.

**b) NEMMCO**

O operador NEMMCO (“National Electricity Market Management Company”) [12,13,14], da Austrália, paga pela potência reativa fora da faixa que vai de 0,9 em atraso até 0,93 em avanço.

**c) New York ISO**

O New York ISO [15], operador do sistema elétrico da área de New York, USA, considera a remuneração de potência reativa embutida na remuneração da potência ativa. Além disto quando um gerador é solicitado a reduzir seu fornecimento de potência ativa para permitir a produção ou absorção de potência reativa, além daquela prevista no custo embutido, o gerador recebe uma parcela do pagamento sob a sigla LOC.

**d) PJM**

O operador norte americano, de sigla PJM (“Pennsylvania – New Jersey – Maryland”) [16], remunera o fornecimento de potência reativa, dos geradores síncronos, de modo semelhante ao “New York ISO”.

**e) IESO**

O operador de sigla IESO (“Independent Electricity System Operator”), que é operador do sistema elétrico na região de Ontario, Canadá, contrata o suporte de reativos através do IMO (“Independent Electricity Market Operator”). No capítulo VII do

manual de regras de mercado [17,18], o item 9.4.4, estabelece a remuneração de custos adicionais incorridos, para o fornecimento de suporte de reativos. Estes custos são pagos após demonstração e aprovação dos mesmos. Adicionalmente, conforme o item 9.4.5, o IMO reembolsa o custo de oportunidade, ou seja, o fornecimento de potência ativa que foi sacrificado para atender ao suporte de reativos.

#### e) NGC

O NGC, “The National Grid Company”, da Inglaterra, é um operador cujas regras sofreram diversas etapas de evolução, conforme comentado a seguir:

- ✓ Em uma primeira fase, foram definidas duas categorias principais de serviços ancilares de potência reativa: serviços ancilares do sistema (serviços que todos os geradores são obrigados a prover) e serviços ancilares comerciais (supridos por compensadores síncronos ou estáticos) [19].
- ✓ Foi estabelecida a obrigação de fornecimento de potência reativa, sem remuneração, para todas as unidades geradoras de potência ativa, com capacidade acima de 50 MW.
- ✓ Posteriormente, este serviço passou a ter a possibilidade de remuneração [20,21].

Para receber remuneração pela potência reativa, os geradores devem entrar no DPM (“Default Payment Mechanism”). O meio de conciliar o fornecimento obrigatório de potência reativa com um mecanismo de mercado é designado pela sigla ORPS (“Obligatory Reactive Power Service”). No mecanismo de mercado, os geradores concorrem



com suas propostas de fornecimento de potência reativa, estabelecendo o valor desejado pelo serviço. O preço da potência reativa fornecida varia de acordo com o número de geradores que podem prover este serviço, dentro de sua área, e com a necessidade desta potência reativa, para a estabilidade de tensão.

Além disto, geradores com maior disponibilidade para fornecimento de potência reativa podem oferecer este serviço, recebendo remuneração, sendo contratados sob a sigla ERPS (“Enhanced Reactive Power Service”).

O valor pago pela potência reativa é estabelecido por faixas de fator de potência, de modo crescente conforme o afastamento do fator de potência unitário.

### **3.3 – Considerações Finais**

Observa-se que diversos operadores de sistemas elétricos descentralizados estabelecem regras próprias para remuneração de potência reativa fornecida por geradores síncronos. Tal fato pode servir de exemplo para a evolução da legislação concernente a sistemas elétricos de potência contendo empresas de energia privatizadas recentemente, como é o caso brasileiro, o qual será abordado no próximo capítulo.

## Capítulo IV

# Remuneração de Potência Reativa de Geradores no Brasil e Comparação com Sistemas Estrangeiros

### 4.1 – Considerações Iniciais

Este capítulo visa apresentar a legislação brasileira referente à remuneração dos serviços ancilares de potência reativa e destacar a necessidade de adequações da mesma.

No Brasil este serviço só é remunerado para as unidades geradoras designadas para operarem como compensadores síncronos.

### 4.2 – A Legislação Brasileira

Em 2003 a resolução 265 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [4], no seu art. 6º definiu:

“O Suporte de Reativos deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN (Sistema Interligado Nacional), que estejam fornecendo potência ativa, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais agentes e consumidores.”

§1º Ficam excepcionados no disposto no “caput” os casos de unidades geradoras que sejam solicitadas a operar como compensador síncrono, cujo serviço será provido de forma obrigatória e remunerado pela Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, a ser

estabelecida em resolução específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção, pagos ...”.

O detalhamento desses pagamentos é definido no submódulo 14.3 – Apuração dos Serviços Ancilares, incluso nos “Procedimentos de Rede”, do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro – ONS [5].

Posteriormente esta remuneração teve seu valor estabelecido em R\$ 2,96 por MVARh [3], vigorando no ano 2004.

A resolução normativa nº 133 [1] publicada em 24/12/2004, reajustou o valor para R\$ 3,32 por MVARh, para o ano 2005. O valor vem sendo reajustado anualmente, devido à inflação, assim foi estabelecido em R\$ 3,53 por MVARh para o ano 2006.

Estes valores são muito baixos em comparação com o valor de mercado do MWh. Se para operar como compensador síncrono o gerador é impedido de fornecer potência ativa, então ocorre prejuízo para o agente.

Mesmo se fosse permitido conciliar o fornecimento de potência ativa, com a ação de compensador síncrono, ocorreria prejuízo, acima de um pequeno fator de potência, conforme detalhado no próximo item.

#### **4.3 – Efeitos Questionados da Legislação Brasileira Vigente**

##### **4.3.1 – Ângulo de Receita Máxima do Gerador Operando como Compensador Síncrono**

Se o agente fornecedor da unidade geradora, designada para operar como compensador síncrono, pudesse decidir seu fator de potência, conforme seu interesse econômico, então operaria com o fator de potência demonstrado a seguir [24].

Consideremos um gerador síncrono sem restrição da fonte primária de energia e com condições de operar em sua capacidade máxima.

Este gerador síncrono apresenta uma tensão eficaz máxima  $V_{\max}$ , uma corrente eficaz máxima  $I_{\max}$  e portanto uma potência aparente máxima  $S_{\max}$ .

Quando o ONS (Operador Nacional do Sistema) solicitar potência reativa, a receita por hora, proporcionada por este gerador, operando com potência aparente  $S_{\max}$ , será dada pela expressão:

$$R = a P + b Q \quad (1)$$

Onde:

$R$  = Receita por hora;

$a$  = Preço pago por MWh;

$b$  = Preço pago por MVarh;

$P$  = Potência ativa fornecida em MW;

$Q$  = Potência reativa fornecida em MVar.

Considerando o fator de potência  $\cos\varphi$ , ou o ângulo correspondente  $\varphi$  como variável independente a ajustar, resulta:

$$R(\varphi) = a S_{\max} \cos \varphi + b S_{\max} \sin \varphi \quad (2)$$

$$R(\varphi) = S_{\max} ( a \cos \varphi + b \sin \varphi ) \quad (3)$$

Derivando a equação (3) em relação a  $\varphi$  e igualando a zero, pode-se obter o ângulo  $\varphi = \varphi_{\max}$ , correspondente à receita máxima, conforme a equação (4):

$$\frac{dR(\varphi)}{d\varphi} = S_{\max}(-a \operatorname{sen}\varphi + b \operatorname{cos}\varphi) = 0 \quad (4)$$

da qual resulta:

$$\frac{\operatorname{sen}\varphi}{\operatorname{cos}\varphi} = \frac{b}{a} = \operatorname{tg}\varphi \quad (5)$$

ou seja:

$$\varphi_{\max} = \operatorname{arctg}\frac{b}{a} \quad (6)$$

Para confirmar que este é um ponto de máximo, a derivada segunda para  $\varphi = \varphi_{\max}$  deve resultar negativa, o que ocorre na inequação (7), abaixo, pois  $S_{\max}$  e  $\operatorname{cos}\varphi_{\max}$  são positivos.

$$\frac{d^2 R(\varphi)}{d\varphi^2} = -S_{\max} \left( a \cdot \operatorname{cos}\varphi_{\max} + \frac{b^2}{a} \operatorname{cos}\varphi_{\max} \right) < 0 \quad (7)$$

Para ilustrar, calcula-se os valores de  $\varphi_{\max}$  e do  $\operatorname{cos}\varphi_{\max}$  relacionados aos preços “a” e “b” do mercado brasileiro, tendo em vista os números vigentes em 2005, que são:  $a = 83,13$  R\$/MWh, o valor médio do segundo leilão de energia elétrica brasileiro de 03/04/2005 [6], e  $b = 3,32$  R\$/MVArh, já citado, obtendo-se:

$$\varphi_{\max} = \operatorname{arctg}\frac{3,32}{83,13} = 2,287^\circ \quad (8)$$

$$\operatorname{cos}\varphi_{\max} = 0,9992 \quad (9)$$

Entretanto o agente fornecedor da unidade geradora terá que variar seu fator de potência, inclusive passando a ter prejuízo, se obrigado a operar acima de um ângulo limite, conforme explicado a seguir.

### 4.3.2 – Ângulo Limite de Gerador Operando como Compensador Síncrono

Definindo o ângulo limite ( $\varphi_{\text{limite}}$ ) de operação do compensador síncrono, como aquele acima do qual o agente fornecedor do gerador, passa a ter prejuízo, em relação à operação com  $\cos\varphi = 1$ , resulta que a receita com o ângulo limite é dada por:

$$R(\varphi_{\text{limite}}) = S_{\text{máx}}(a \cos\varphi_{\text{limite}} + b \text{ sen } \varphi_{\text{limite}}) \quad (10)$$

A receita com  $\cos\varphi = 1$  é:

$$R_{\text{ativa}} = a S_{\text{máx}} \quad (11)$$

Igualando estas duas receitas, resulta:

$$S_{\text{máx}} (a \cos\varphi_{\text{limite}} + b \text{ sen } \varphi_{\text{limite}}) = a S_{\text{máx}} \quad (12)$$

Resolvendo esta equação, obtém-se:

$$\varphi_{\text{limite}} = \arcsen \frac{2ab}{a^2 + b^2} \quad (13)$$

Calculando com os valores de “a” e “b” vigentes em 2005, resultam:

$$\varphi_{\text{limite}} = 4,574^\circ \quad (14)$$

que corresponde a:

$$\cos\varphi_{\text{limite}} = 0,9968 \quad (15)$$

Assim, no ano 2005, com fator de potência abaixo de 0,9968, ocorreria prejuízo para agentes cujos geradores tinham condições de operar na capacidade máxima, se fosse permitido aos mesmos fornecer potência ativa, e ao mesmo tempo operarem como compensadores síncronos.

#### **4.3.3 – Conflitos de Interesses em Consequência da Legislação Vigente**

Existem conflitos de interesses entre o agente fornecedor da unidade geradora que opera como compensador síncrono e o operador do sistema elétrico interligado.

Para atender ao interesse do sistema elétrico, pela variação do ângulo  $\varphi$  no decorrer do tempo, o agente fornecedor do gerador será obrigado a operar com prejuízo, em relação ao fornecedor de potência ativa. Os itens 4.3.1 e 4.3.2 demonstram este fato.

Na carta ONS-304/100/2003, de 09/07/2003, citada pela ANEEL [3], o ONS sugeriu que o pagamento do gerador operando como compensador síncrono fosse baseado no número de horas de operação. Com o atendimento desta sugestão seria evitada a contradição de interesses aqui exposta.

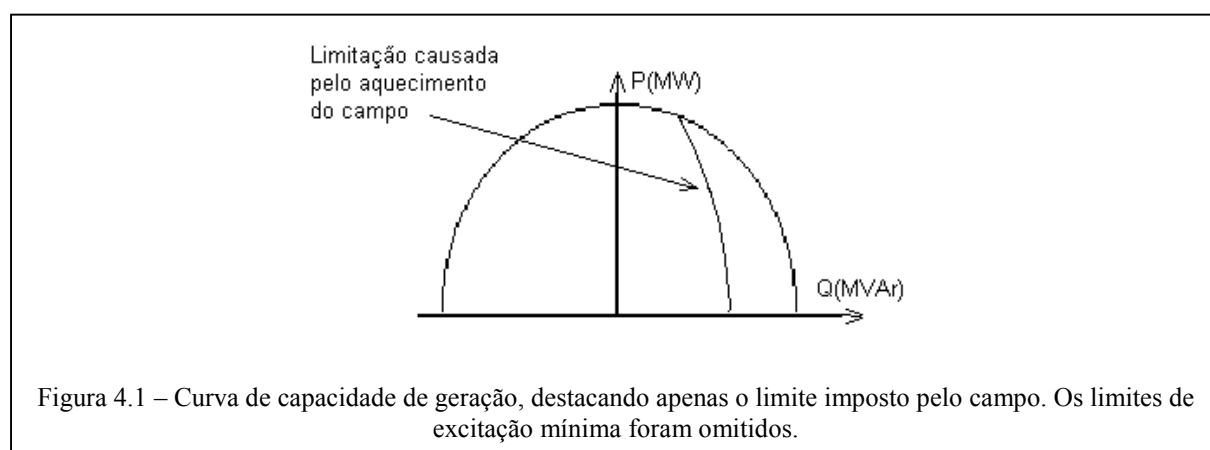
Com a atual legislação brasileira, o agente fornecedor de um gerador síncrono, em localização privilegiada e com recursos de ajuste de fator de potência, é penalizado, ao invés de ser recompensado.

Outro conflito se refere à necessidade do operador do sistema, de dispor de reserva girante de potência reativa, próximo aos centros de consumo.

A reserva de potência reativa, visaria melhorar a margem de estabilidade do sistema elétrico, em relação ao possível colapso de tensão.

Se a legislação brasileira oferecer remuneração adequada para o fornecimento de potência reativa de unidades geradoras, próximas aos centros de carga, estimulará investimentos na instalação de geradores para este fim. Estimulará também a reforma de enrolamentos de campo de geradores existentes, para que suportem maior corrente de campo, permitindo sobre excitar o gerador até a condição de  $\varphi = 90^\circ$  (capacitivo).

Como o projeto dos geradores visa o fornecimento de potência ativa, é usual o enrolamento de campo ser dimensionado para uma corrente de excitação máxima, que não permite atingir a condição de  $\varphi = 90^\circ$  (capacitivo), conforme a figura 4.1 [7,8,44].



Como exemplo, podemos citar a UHE (Usina Hidroelétrica) Henry Borden, que fica próxima ao centro de carga de São Paulo, Brasil.

Esta usina contribui significativamente com o suporte de reativos, na área metropolitana de São Paulo, e poderia aumentar ainda mais sua capacidade de fornecer potência reativa, se reformasse os enrolamentos de campo de seus geradores. Entretanto não existe estímulo financeiro para isto.

Devido a razões ambientais a UHE-Henry Borden teve reduzida sua permissão de geração de potência ativa. Atualmente sua capacidade instalada é de 889,7 MW mas sua geração de potência ativa não chega a 20% de sua capacidade. Parte de sua geração (298MW ) deveria ser recuperada através de obras de despoluição de água do Rio Pinheiros,



a ser despejada na represa Billings, que fornece vazão para a usina Henry Borden [9]. Este plano, de recuperação parcial da capacidade da usina, continua suspenso, por razões ambientais.

A despeito de sua restrição para fornecimento de potência ativa, esta usina dispõe de elevada porcentagem de sua capacidade ociosa, para fornecimento de potência reativa.

Esta reserva de potência reativa contribui para melhorar a margem de estabilidade do sistema elétrico, especialmente quando ocorrem picos de demanda no centro de carga de São Paulo.

Não existe estímulo para este serviço, porque não há remuneração de potência reativa, fornecida por geradores de potência ativa. Seus geradores designados a operar como compensadores síncronos têm apenas a remuneração citada no item 4.2.

O conflito de interesses chegou ao ponto de a Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.- EMAE propor o Processo 48500.001368/05-22, solicitando à ANEEL autorização para desativar vários geradores, a partir de 01/10/2005, alegando prejuízo na sua operação.

A ANEEL indeferiu a solicitação, prevalecendo assim o interesse do operador sobre o do agente fornecedor do serviço, caracterizando uma forma de expropriação.

Em junho de 2004 a EMAE solicitou à ANEEL a elaboração de regulação específica voltada aos seus serviços de potência reativa. Em relação à solicitação de um modo de remuneração diferente, para o caso da UHE-Henry Borden, a ANEEL alegou que não pode pagar os serviços da UHE-Henry Borden por mecanismos diferenciados, porque iria ferir princípios de isonomia dos diversos agentes de geração.

Esta decisão da ANEEL é contraditória com a legislação do NGC, que permite estabelecer mecanismos de remuneração especiais para casos deste tipo.

Outro exemplo de conflito de interesses é o abordado antes da vigência da resolução 265/2003 da ANEEL, de interesse das usinas da AES Tietê [10]. Estas usinas geram potência ativa, com fator de potência ajustado de modo a proporcionar suporte de reativos; com isto reduzem as perdas de potência ativa na transmissão, beneficiando as usinas próprias e de terceiros. Este serviço de suporte de reativos para terceiros, conforme a legislação vigente, não é remunerado. A respeito deste assunto, a Associação Brasileira das Grandes Empresas de Energia Elétrica (ABRAGE), em reunião de maio de 2006 decidiu apresentar à ANEEL, entre outros, o item: “Reiterar questões: Fornecimento de energia reativa simultaneamente com energia ativa e Reforços e melhorias de equipamentos dos geradores por razões sistêmicas.” [47]. Em março do mesmo ano, na ata da 42ª reunião do GTOP - Grupo de Trabalho de Operação, da ABRAGE [48], que teve serviços ancilares como tema, houve consenso de que a resolução 265/2003 da ANEEL é bastante restritiva e que deve incluir remuneração para diversos casos, dentre os quais convém citar:

**“b) Fornecimento de energia reativa simultaneamente com energia ativa:**

O fornecimento de reativo para controle de tensão por máquinas hidráulicas é oneroso, não só para aquelas unidades dotadas de equipamentos complementares que permitem a essas operar como compensadores síncronos, mas também para as demais que estejam gerando potência ativa, que ao se afastarem do fator de fator de potência unitário, incrementam as perdas elétricas da ordem de 1% a 5% da potência ativa nominal da máquina.”

Esclarecendo a citação acima, convém comentar que uma usina que varia seu fator de potência para melhorar o perfil de tensão do SEP, está sendo remunerada se utilizar um gerador (eventualmente de menor porte) como compensador síncrono, e fornece

potência ativa com outros. Porém não é remunerada se produzir o mesmo efeito ajustando o fator de potência de seu(s) gerador(es) destinados ao fornecimento de potência ativa.

Também o investimento do aprimoramento dos sistemas de excitação dos geradores desta e de outras usinas deveria ter estímulo financeiro.

As unidades geradoras com menor capacidade de suporte de reativos são mais baratas [44], e assim tendem a ser escolhidas nos próximos investimentos, agravando a escassez de suporte dinâmico de potência reativa. Isto poderia ser revertido com legislação que remunerasse adequadamente o suporte de reativos.

#### **4.3.4 – Comparações Entre a Legislação Brasileira e as Estrangeiras Citadas**

A atual legislação brasileira não prevê pagamento de geradores de potência ativa que são solicitados a colaborar com o suporte de reativos. Considera o custo de fornecimento de potência reativa, embutido na remuneração do fornecimento de potência ativa. Isto evita a necessidade de grande número de cálculos e autorizações de pagamentos, porém resulta em algumas injustiças conforme comentado a seguir.

Como os geradores afastados dos centros de carga são menos solicitados para o suporte de reativos, não são obrigados a diminuir sua receita de potência ativa. Assim, o custo de fornecimento de potência reativa e a conseqüente perda de receita de fornecimento de potência ativa (“Lost Opportunity Cost”) são prejuízos suportados pelos geradores próximos aos centros de carga. Em resumo, o custo embutido do fornecimento de reativos é distribuído, em proporção desigual, entre as diferentes unidades geradoras, no Brasil.

O “California ISO” e o NEMMCO compensam parcialmente este desequilíbrio, entre as unidades geradoras, por meio da remuneração do fornecimento de potência reativa, dos geradores solicitados a operar com fator de potência baixo.

Os operadores “New York ISO”, PJM e IESO/IMO remuneram caso a caso os custos adicionais incorridos para o fornecimento de suporte de reativos, bem como, o custo da perda de oportunidade (“Lost Opportunity Cost”). Isto ocasiona grande número de cálculos e autorizações de pagamento, mas estabelece maior justiça.

Assim o IMO, o PJM e o “New York ISO” remuneram caso a caso conforme a demonstração do custo e da perda de oportunidade, enquanto a legislação brasileira estimou um valor fixo de remuneração por MVArh.

Nenhum destes dois critérios de remuneração atende a casos como da Henry Borden (que tem capacidade para fornecer potência reativa, mas tem restrição para fornecer potência ativa):

- Esta não tem como receber pela potência reativa fornecida, com seu custo embutido na potência ativa, porque não pode manter proporções normais entre as duas;
- Esta não pode alegar perda de receita de potência ativa, devido às restrições ambientais que impedem este fornecimento.

Quanto aos compensadores síncronos, como operam com fator de potência próximo de  $\cos\phi = 1$ , sugere-se rever a sugestão do ONS de atribuição de remuneração pelo tempo disponibilizado, proporcional a capacidade de potência reativa [3].

Este trabalho de pesquisa apresenta considerações sobre requisitos para remuneração de serviços ancilares de potência reativa, no sentido de nortear critérios de remuneração de serviços, que possam atender a contribuições como as da Usina Henry Borden, bem como melhor valorizar os serviços de compensadores síncronos, conforme a

sugestão do parágrafo anterior, especialmente com relação a unidades geradoras de reativos, próximas aos grandes centros de carga.

A tabela 4.1 apresenta uma síntese das diversas legislações citadas referentes ao suporte de reativos, por geradores síncronos. A letra de cada coluna informa o tipo de legislação utilizado pelo operador, conforme descrito em seqüência à tabela citada.

Tabela 4.1: Operadores/Países citados e tipo de legislação.

<b>Operador/País</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>
ONS/Brasil	X					X
California ISO/EUA		X				
NEMMCO/Austrália		X				
New York ISO/EUA			X			
PJM/EUA			X			
IESO/Canadá			X	X		
NGC/Reino Unido					X	

Onde:

A - Obrigatório, sem remuneração;

B - Remunerado, a partir de certo afastamento do fator de potência unitário;

C - Remuneração por perda de oportunidade de fornecer potência ativa (LOC “Lost Opportunity Cost”);

D - Remuneração de custos adicionais devidos ao fornecimento de reativos;

E - Remuneração baseada em cadastramento e preço definido por concorrência, eventualmente considerando diferentes preços conforme o afastamento de  $fp = 1$ ;

F- Remuneração só de geradores operando como compensadores síncronos (pagando só custo da operação).

#### 4.4 – Considerações Finais

O sistema de custo embutido seria justo se, para atender ao suporte de reativos, todas as unidades geradoras tivessem a mesma perda de fornecimento de potência ativa, em porcentagem de sua capacidade. Como, em média isto não ocorre, há a necessidade de um sistema de compensação financeira dos agentes mais sacrificados, com o atendimento dos serviços de suporte de reativos.

O sistema da NGC parece ser o mais adequado para remuneração do fornecimento de potência reativa. Concilia o interesse do operador do sistema com o dos agentes fornecedores de potência reativa, por meio de um mecanismo de mercado.

O sistema da NGC considera a possibilidade de remuneração de potência reativa efetivamente fornecida, seja pelo DPM, seja pelo ERPS, o que atenderia a casos como o da Usina Henry Borden, exceto quanto à disponibilidade de potência reativa, não utilizada.

Quanto à reserva de potência reativa disponibilizada, e eventualmente não utilizada, poderia ter uma remuneração à parte ou estar estatisticamente incluída no valor do MVarh efetivamente fornecido, em um contrato análogo ao “Enhanced Reactive Power Service” da NGC.

Os estudos deste capítulo foram feitos no final de 2005 e apresentados em 26 de novembro de 2006, no “Congreso Internacional de Distribución Electrica”, CIDEL 2006, em Buenos Aires.

As reuniões da ABRAGE já citadas [47,48], após a aceitação do artigo, vieram confirmar a relevância do tema.

Subseqüentemente em 2007 e 2008 ocorreram diversas propostas sobre o assunto, e foram incluídos vários incisos e alterações na resolução 265/2003 da

ANEEL, porém apenas para reajuste de valores, intervalo de tempo de medição e outros pequenos ajustes. Assim, as necessidades de adequação da legislação, apontadas nesta tese, ainda não foram atendidas.

## Capítulo V

### Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão

#### 5.1 – Considerações Iniciais

Um dos objetivos do suporte de reativos é aumentar a margem de segurança do SEP em relação a um possível colapso de tensão. Por este motivo é apresentada neste capítulo uma visão geral de indicadores de proximidade de colapso de tensão, com maior detalhamento daqueles que foram selecionados para uso nos capítulos seguintes.

Inicialmente, foi feita uma revisão bibliográfica referente aos indicadores, procurando dividi-los em grupos quanto ao tipo de abordagem.

A seguir são apresentadas análises comparativas entre alguns indicadores citados na revisão bibliográfica. Após estas análises foram escolhidos alguns indicadores para estudo referente à seleção de fornecedores de potência reativa, a ser apresentado no capítulo VI. A comparação de diversos indicadores foi feita através de simulação de casos.

Pela alteração do valor de um indicador, conseqüente da injeção de potência reativa de uma unidade geradora, pode-se avaliar a sua contribuição para a margem de segurança do sistema elétrico. Neste sentido a localização das unidades geradoras a serem contratadas, bem como a dinâmica de seu sistema de excitação tem um papel relevante. Ao estabelecer regras para a contratação de reserva operacional de potência reativa de geradores, um dos aspectos a considerar é a efetividade da contribuição de cada unidade geradora, no sentido de aumentar a segurança, em relação ao perigo de um colapso de tensão.



A contribuição de um incremento de potência reativa de cada gerador para a melhoria da margem de segurança do sistema depende da distribuição de carga e de geração no sistema. Assim, o cálculo da contribuição deve ser feito considerando os perfis de carregamento e geração do SEP mais críticos, que a experiência indica como prováveis.

Para permitir detectar a influência da dinâmica do sistema de excitação é necessário utilizar um indicador dinâmico.

A variação estatística do carregamento do SEP também pode ser considerada.

A complexidade do cálculo de um tipo de indicador pode torná-lo inadequado para uso durante a operação do SEP, devido ao excessivo tempo de computação. Um indicador pode ser bom para o planejamento do suporte de reativos e não ser adequado para decisões de operação, em tempo real.

## **5.2 – Classificação dos Indicadores de Proximidade do Colapso de Tensão**

Para permitir uma vista de topo dos indicadores, podem-se agrupar os mesmos por tipos, conforme seu fundamento. Para facilitar citações posteriores será atribuída uma letra a cada tipo. Foram considerados os seguintes tipos de indicadores:

### **Tipo A**

Este tipo abrange vários índices de sensibilidade ou indicadores incrementais, os quais são definidos pela relação entre incrementos de duas das grandezas seguintes:

- Potência ativa ou reativa consumidas na barra em foco, ou na área em foco, ou em todo o sistema;

- Potência ativa ou reativa geradas na área em foco, ou em todo o sistema;
- Tensão elétrica da barra em foco.

### **Tipo B**

Assim será denominado o indicador que varia de 0 a 1, obtido a partir de uma matriz  $[H]$ , que por sua vez é obtida a partir da matriz admitância  $[Y]$  do SEP, em cada ponto de operação, denominado por Kessel [27] como indicador  $L$ .

### **Tipo C**

O mínimo auto valor da matriz Jacobiana do SEP em cada ponto de operação é utilizado como indicador de proximidade do colapso de tensão [28,33].

Posteriormente foram apresentadas matrizes Jacobianas reduzidas do SEP, relacionadas a áreas do sistema sensíveis ao colapso de tensão. Para cada área o indicador é o mínimo auto valor da matriz Jacobiana correspondente, em cada ponto de operação [35]. O cálculo fica menos demorado que o do indicador baseado no SEP completo.

### **Tipo D**

Foram agrupados neste tipo os indicadores relacionados a cada ramo. Estes indicadores informam o máximo incremento possível da potência transmitida por aquele ramo, no ponto de operação em que o SEP se encontra. Podem ser formulados com as opções de analisar incremento de potência ativa, reativa ou aparente [42,43].

### **Tipo E**

Foram agrupados neste tipo os indicadores relacionados a cada barra, que informam o máximo incremento possível da potência consumida pela carga daquela

barra, no ponto de operação em que o SEP se encontra. Pode ser formulado com as opções de analisar incremento de potência ativa ou de potência aparente. Neste sentido podem ser definidos:

- Margem de carregamento de potência ativa [32,40]:

Pode-se definir margem de carregamento de potência ativa, para cada barra  $j$ , pela fórmula (16), onde  $P_{MAXj}$  é a máxima potência ativa que pode ser consumida na barra  $j$  e  $P_{ATUALj}$  é a potência ativa consumida pela barra no instante considerado.

$$MCP_j = (P_{MAX} - P_{ATUAL}) / P_{MAX} \quad (16)$$

- Margem de carregamento de potência aparente [38]:

Pode-se definir margem de carregamento de potência aparente, para cada barra  $j$ , pela fórmula (17), onde  $S_{MAXj}$  é a máxima potência aparente que pode ser consumida na barra  $j$  e  $S_{ATUALj}$  é a potência aparente consumida pela barra no instante considerado.

$$MCS_j = (S_{MAX} - S_{ATUAL}) / S_{MAX} \quad (17)$$

### **Tipo F**

Assim serão denominados os indicadores estatísticos, correspondentes a uma análise com variação da carga do SEP, prevista estatisticamente. Podem-se utilizar quaisquer dos tipos anteriores, porém associados com a variação estatística da carga do SEP [31,37].

### **Tipo G**

Assim serão denominados os indicadores baseados nas perdas de potência na rede [34].

### 5.3 – Alguns Indicadores por Coeficiente de Sensibilidade (Tipo A)

Estes indicadores analisam como o incremento de uma grandeza interfere no aumento de outra grandeza. São chamados indicadores por coeficiente de sensibilidade ou indicadores incrementais.

#### 5.3.1 – Indicador KS1

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade proposto por Carpentier et al [26], que é o quociente do decremento de tensão  $\Delta V_i$ , na  $i$ -ésima barra, pelo incremento de potência reativa consumida pela mesma barra  $\Delta Q_{ci}$ . Assim para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador  $KS1_i$  :

$$KS1_i = \Delta V_i / \Delta Q_{ci} \quad (18)$$

#### 5.3.2 – Indicador KS2

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [27,28], que é o quociente do incremento de potência reativa gerada total  $\Delta Q_{gt}$ , pelo decremento de tensão  $\Delta V_i$ , na  $i$ -ésima barra. Para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador  $KS2_i$  :

$$KS2_i = \Delta Q_{gt} / \Delta V_i \quad (19)$$

#### 5.3.3 – Indicador KS3

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [26,29], que é o quociente entre o incremento da potência reativa gerada total  $\Delta Q_{gt}$  pelo

incremento de potência reativa consumida pela  $i$ -ésima barra  $\Delta Q_{ci}$ . Assim para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador  $KS3_i$  :

$$KS3_i = \Delta Q_{gt} / \Delta Q_{ci} \quad (20)$$

#### 5.3.4 – Indicador KS4

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade [27], que é o quociente entre o decremento da tensão  $\Delta V_i$ , na  $i$ -ésima barra, pelo incremento de potência ativa consumida total do sistema  $\Delta P_{ct}$ . Assim para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador  $KS4_i$  :

$$KS4_i = \Delta V_i / \Delta P_{ct} \quad (21)$$

#### 5.3.5 – Indicador KS5

É o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade definido como o quociente do decremento de tensão  $\Delta V_i$ , na  $i$ -ésima barra pelo incremento de potência ativa gerada total  $\Delta P_{gt}$ . Assim para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador  $KS5_i$  :

$$KS5_i = \Delta V_i / \Delta P_{gt} \quad (22)$$

### 5.4 – Verificação por Simulação do Comportamento dos Indicadores do Item 4.3

#### 5.4.1 – Sistema com 3 barras

Foi simulado, por meio do programa TransUFU, um sistema com 3 barras, que corresponde a um modelo simplificado, conforme descrito a seguir.

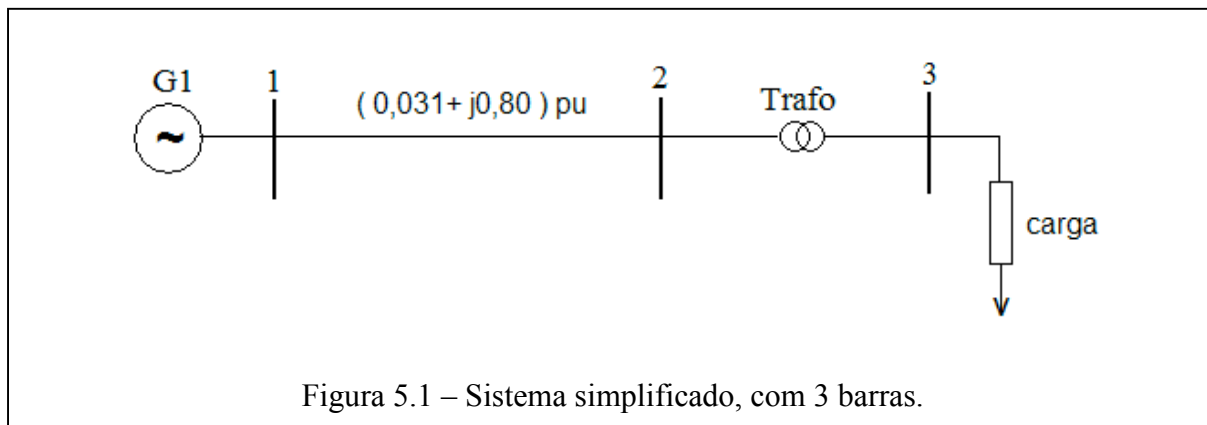
#### 5.4.1.1 – Descrição do sistema de 3 barras

O sistema simulado a seguir corresponde a uma alimentação radial de um centro de carga, em que uma unidade geradora remota, tem disponibilidade de potência para atender o incremento de demanda do centro de carga. Entretanto os geradores mais próximos do centro de carga estão com sua potência totalmente comprometida no suprimento de cargas locais. Esses geradores e suas cargas foram omitidos no modelo simplificado.

A impedância de linha entre uma barra e outra, usualmente não é maior que 0,15 pu. No modelo a seguir supõe-se que a potência do gerador remoto será transmitida através de várias linhas. A soma das impedâncias destas várias linhas, foi considerada de  $(0,031 + j0,80)$  pu, entre as barras 1 e 2. Na verdade, em um modelo completo, entre as barras 1 e 2, há várias outras barras. A figura 5.1 representa o sistema simplificado.

Os parâmetros considerados para o sistema de 3 barras, são:

- Gerador de 100 MVA na barra 1, com AVR tipo I do IEEE e regulador de velocidade;
- Linha de Transmissão da barra1 para a barra2 com impedância  $(0,031 + j0,80)$  pu;
- Transformador da barra2 para a barra3, com impedância equivalente  $(0,001 + j0,050)$  pu;
- Carga na barra3, iniciando com 2,158MW e 1,068MVar, com incrementos sucessivos de potência complexa consumida  $P_c + j Q_c$ , com a relação  $P_c / Q_c = 2/5$ . Os incrementos foram reduzidos a proporção que o ponto de colapso se aproximou. A carga foi considerada 90% como de potência constante e 10% de impedância constante;
- A potência de base foi considerada de 100MVA;
- Detalhes do sistema estão na listagem de dados de entrada do TransUFU, no anexo 1.



#### 5.4.1.2 – Comparação dos indicadores do tipo A no sistema de 3 barras

Foram calculados os indicadores KS1, KS2, KS3, KS4 e KS5, cujos valores devem aumentar, à proporção que o sistema se aproxima do colapso de tensão. Nas referências bibliográficas sobre este assunto, são citados também como indicadores, os inversos daqueles aqui utilizados, os quais devem então diminuir à proporção que o sistema se aproxima do colapso de tensão.

O programa utilizado destina-se a análise de transitórios, e os índices escolhidos utilizam comparação entre estados em regime estacionário, antes e depois de cada incremento de carga. Assim, foi estabelecido um intervalo de 10 segundos entre incrementos de carga consecutivos, e os valores de tensão e potência foram colhidos pouco antes de cada incremento. Verificou-se que 10 segundos são suficientes, neste caso, para atingir os valores de equilíbrio estacionário.

Assim obtivemos os sucessivos valores dos índices, que foram representados na ordenada vertical dos gráficos a seguir, em função da potência ativa consumida total, representada no eixo horizontal.

A figura 5.2 mostra o comportamento do índice KS1.

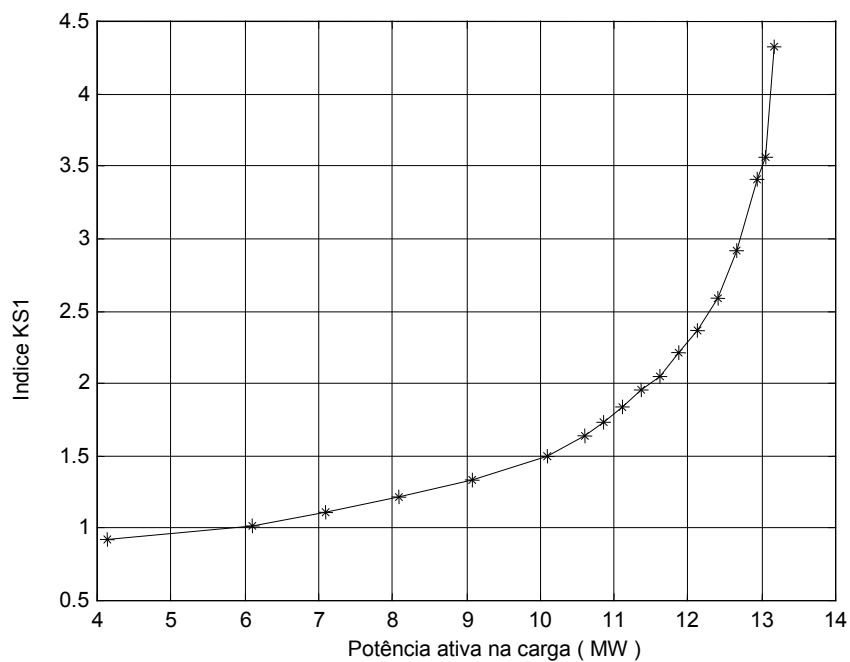


Figura 5.2 – Evolução do indicador KS1.

A figura 5.3, abaixo, mostra o comportamento do índice KS2.

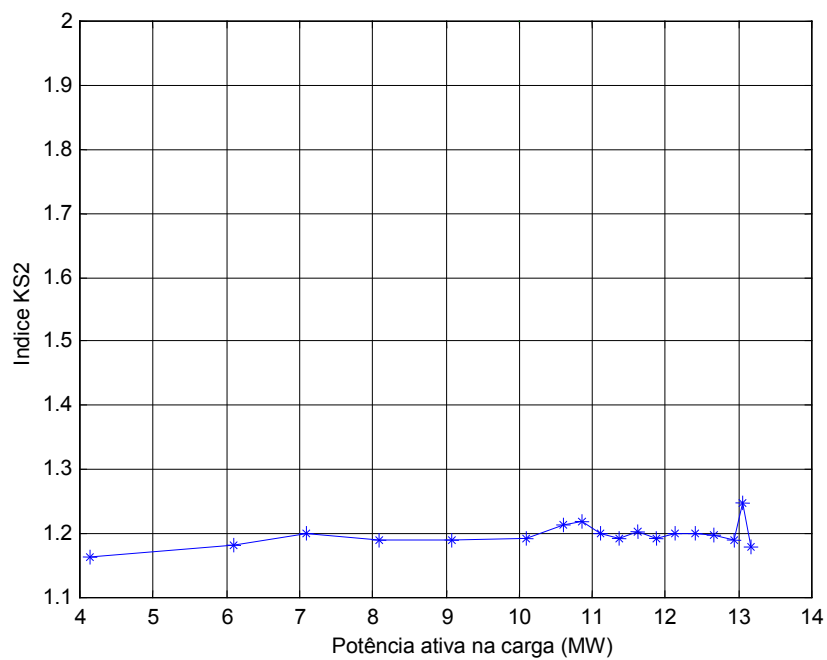


Figura 5.3 – Evolução do indicador KS2.



A figura 5.4, abaixo, mostra o comportamento do índice KS3.

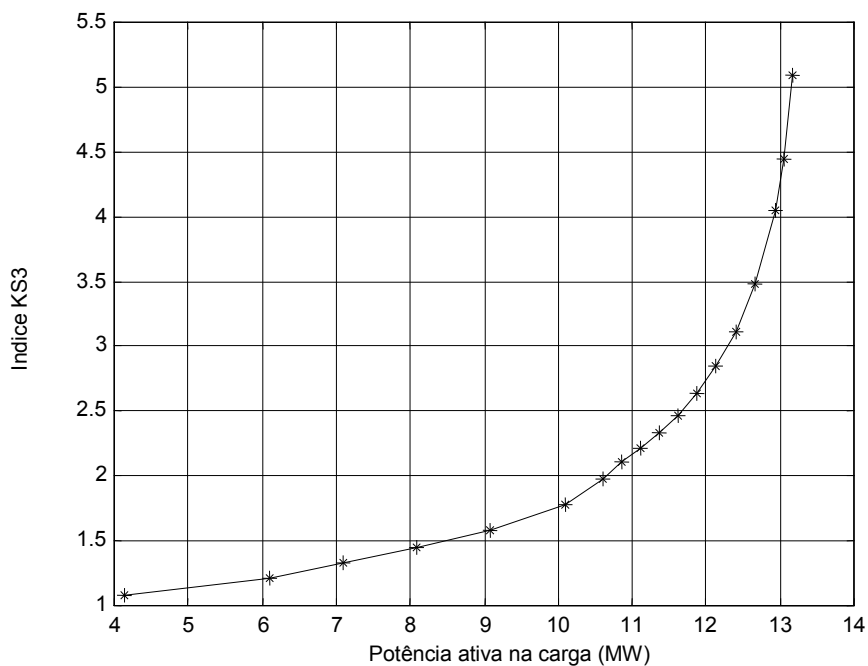


Figura 5.4 – Evolução do indicador KS3.

A figura 5.5, abaixo, mostra o comportamento do índice KS4.

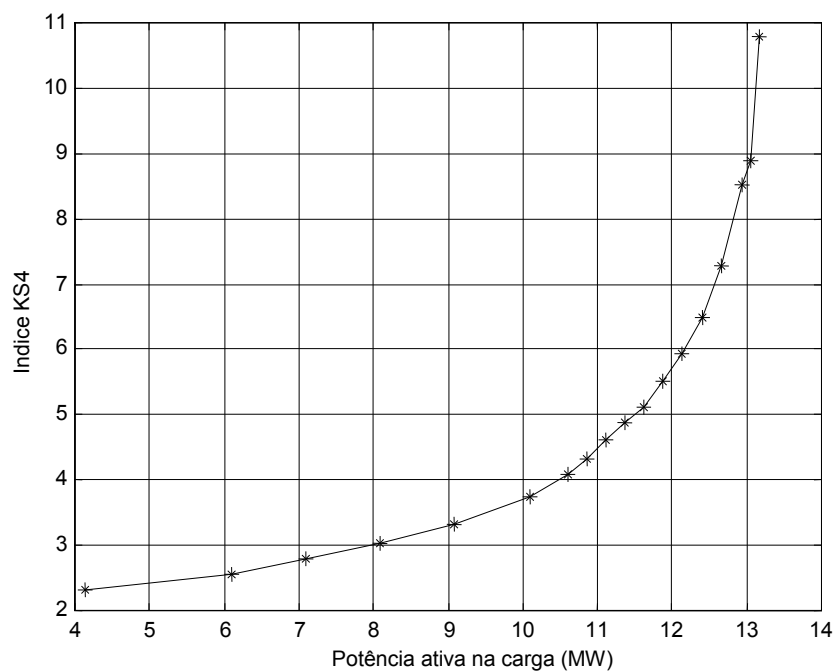
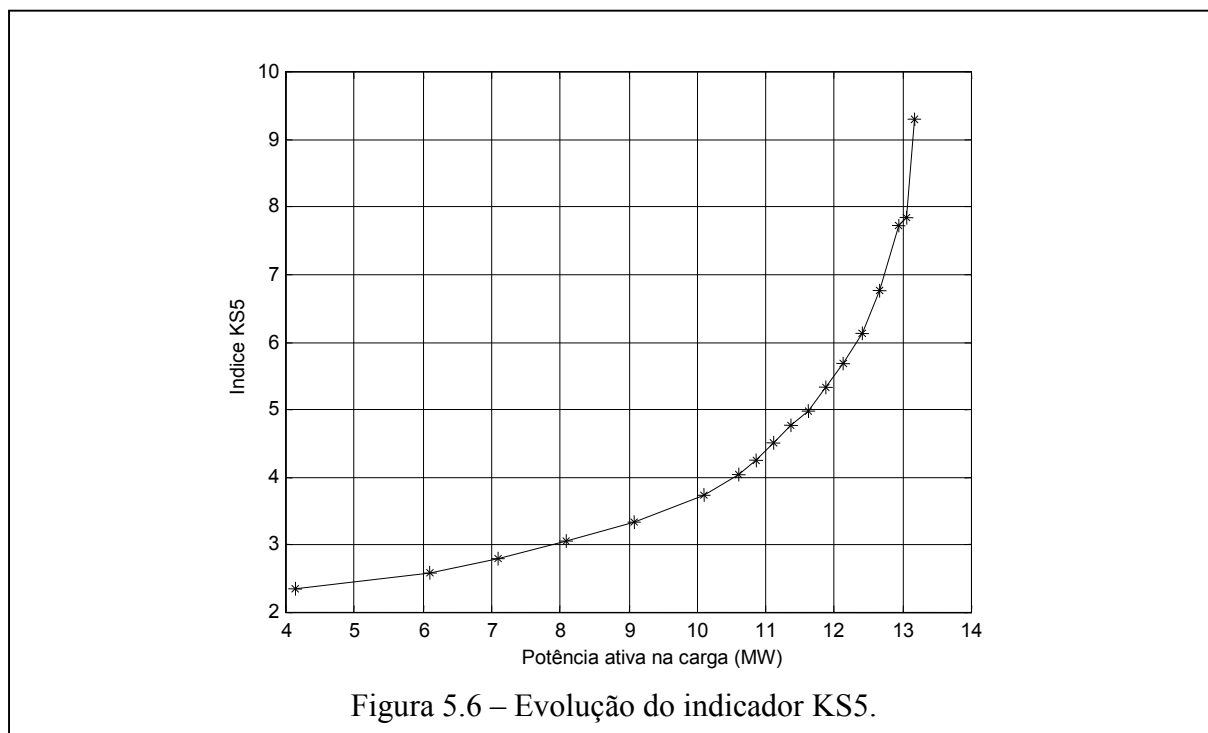
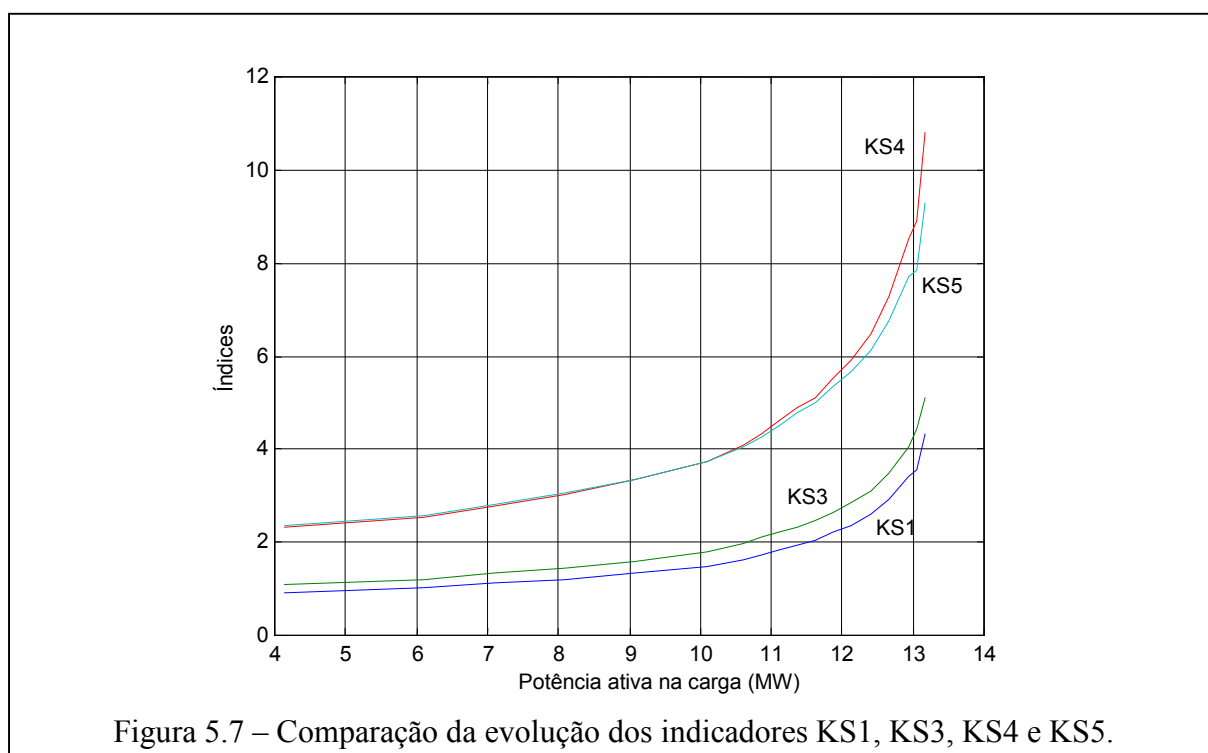


Figura 5.5 – Evolução do indicador KS4.

A figura 5.6, mostra o comportamento do índice KS5.

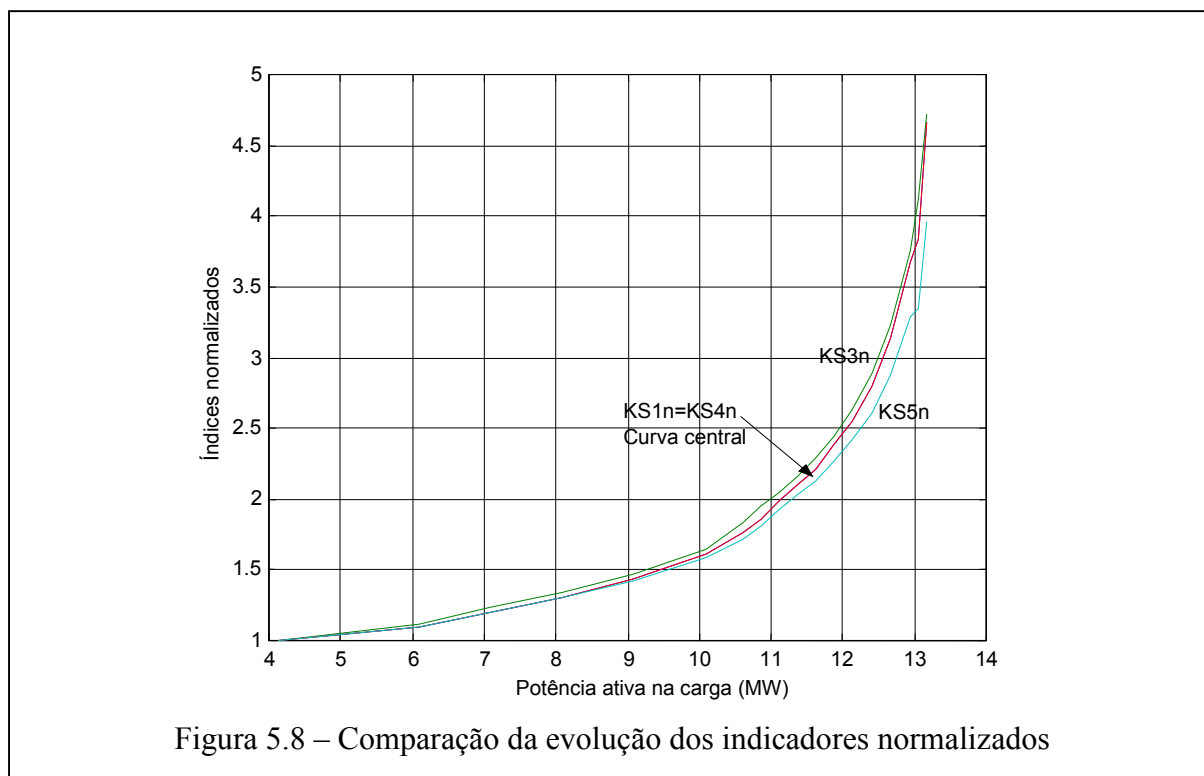


O índice KS2 revelou-se inadequado, neste modelo que não contém restrição de geração de potência reativa, pelo que foi descartado nos estudos posteriores. Apresentando os índices KS1, KS3, KS4 e KS5 em um mesmo gráfico, resulta a figura 5.7, abaixo, para comparação destes indicadores.



### 5.4.1.3 – Comparação dos indicadores do tipo A normalizados

Dividindo os 4 índices acima pelo seu valor inicial, de modo que todas as curvas comecem com índice igual a 1,0 e denominando respectivamente de KS1n, KS3n, KS4n e KS5n, os 4 índices, assim “normalizados”, se obtém uma comparação mais clara.



Na figura 5.8, acima, consta a evolução dos 4 indicadores normalizados, em um mesmo gráfico.

Assim na simulação feita com um sistema de 3 barras, o colapso de tensão ocorre devido a ser atingido o limite da capacidade de transmissão da potência ativa gerada, para a carga. O colapso ocorre com a potência consumida pela carga, bem abaixo da capacidade do gerador. Observa-se que os 4 índices ( KS1n, KS3n, KS4n e KS5n ) da figura 5.8, acima, são equivalentes, como indicadores de proximidade do colapso de tensão.

A equivalência entre  $KS1_n$ ,  $KS3_n$  e  $KS5_n$  pode ser demonstrada:  $KS1=KS5 \times \cos\varphi$  e  $KS3=KS5 \times \sin\varphi$ , como o ângulo  $\varphi$  foi mantido constante na simulação, resulta  $KS1_n=KS3_n=KS5_n$  porque os fatores  $\cos\varphi$  e  $\sin\varphi$  são cancelados na normalização.

Os gráficos da figura 5.7 e 5.8 foram simulados novamente, utilizando agora o programa MatLab, resultando os gráficos da figura 5.9 e 5.10 respectivamente.

Na simulação com o MatLab, da figura 5.11, o gerador e seus reguladores de tensão e de velocidade foram substituídos por uma fonte trifásica ideal de tensão alternada, com tensão, fase e frequência constantes. O uso de modelo simplificado do gerador, não causou mudança significativa no resultado dos indicadores, conforme a comparação das curvas das figuras 5.9 e 5.10 com as das figuras 5.7 e 5.8, respectivamente.

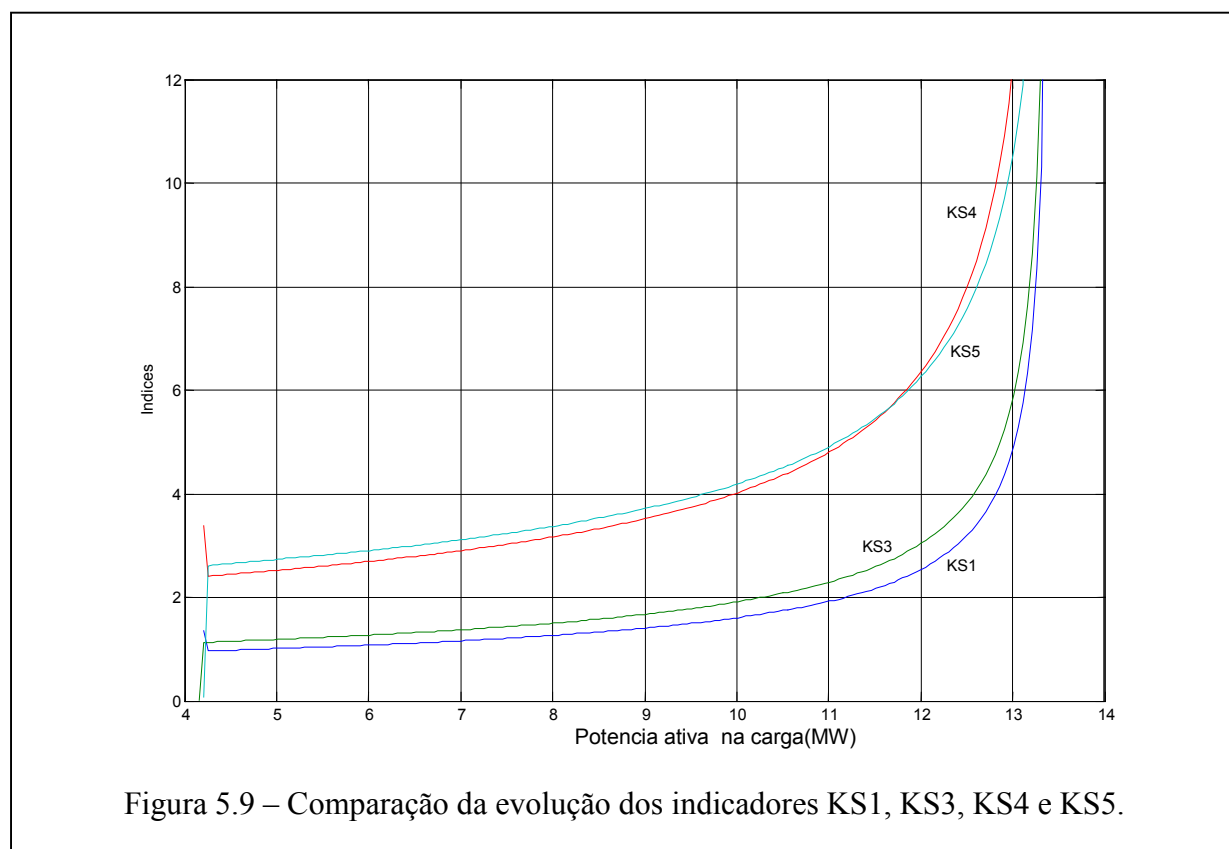
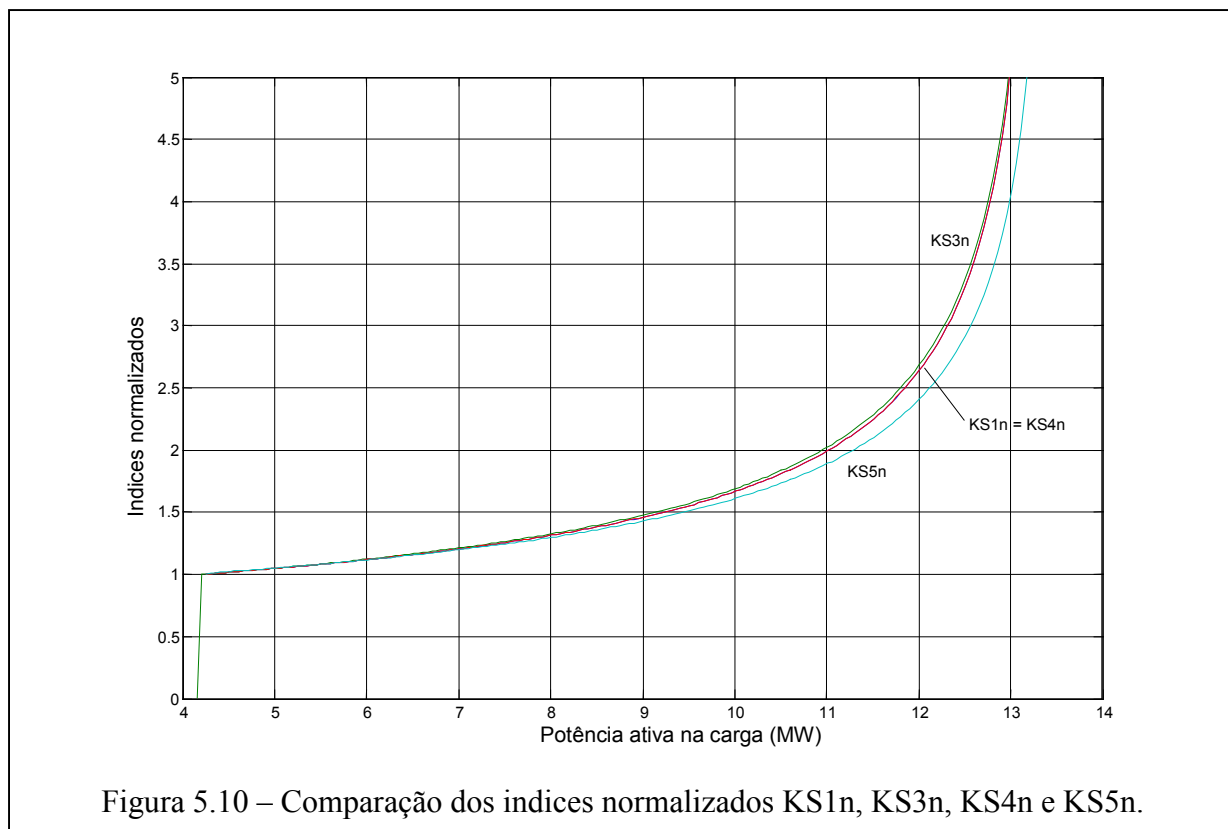


Figura 5.9 – Comparação da evolução dos indicadores KS1, KS3, KS4 e KS5.



Na figura 5.11 é mostrado o diagrama de blocos de simulação, do caso já simulado com o programa TransUFU, porém com as alterações justificadas a seguir:

- Gerador trifásico ideal (barramento infinito) em vez de gerador trifásico real de 100MVA com reguladores de tensão e de velocidade. Justifica-se pelo fato de ser analisada a limitação causada pela alta impedância da linha de transmissão entre o gerador e a carga.
- O crescimento da carga foi realizado com rampa de potência ativa e reativa, nas mesmas proporções 2/5, enquanto com o TransUFU foram considerados incrementos da carga, na forma de degraus sucessivos. O crescimento das rampas de potência de carga foi ajustado de modo que as constantes de tempo do sistema, não resultassem em alteração em relação a incrementos de carga em degrau, conforme demonstrado nas figuras 5.12 e 5.13.
- As impedâncias em pu, entre barra 1 e barra 2 e entre a barra 2 e barra 3, foram somadas, reduzindo o sistema de 3 barras para um modelo de 2 barras. Isto se justifica pelo fato dos índices estarem sendo calculados a partir de valores em pu.

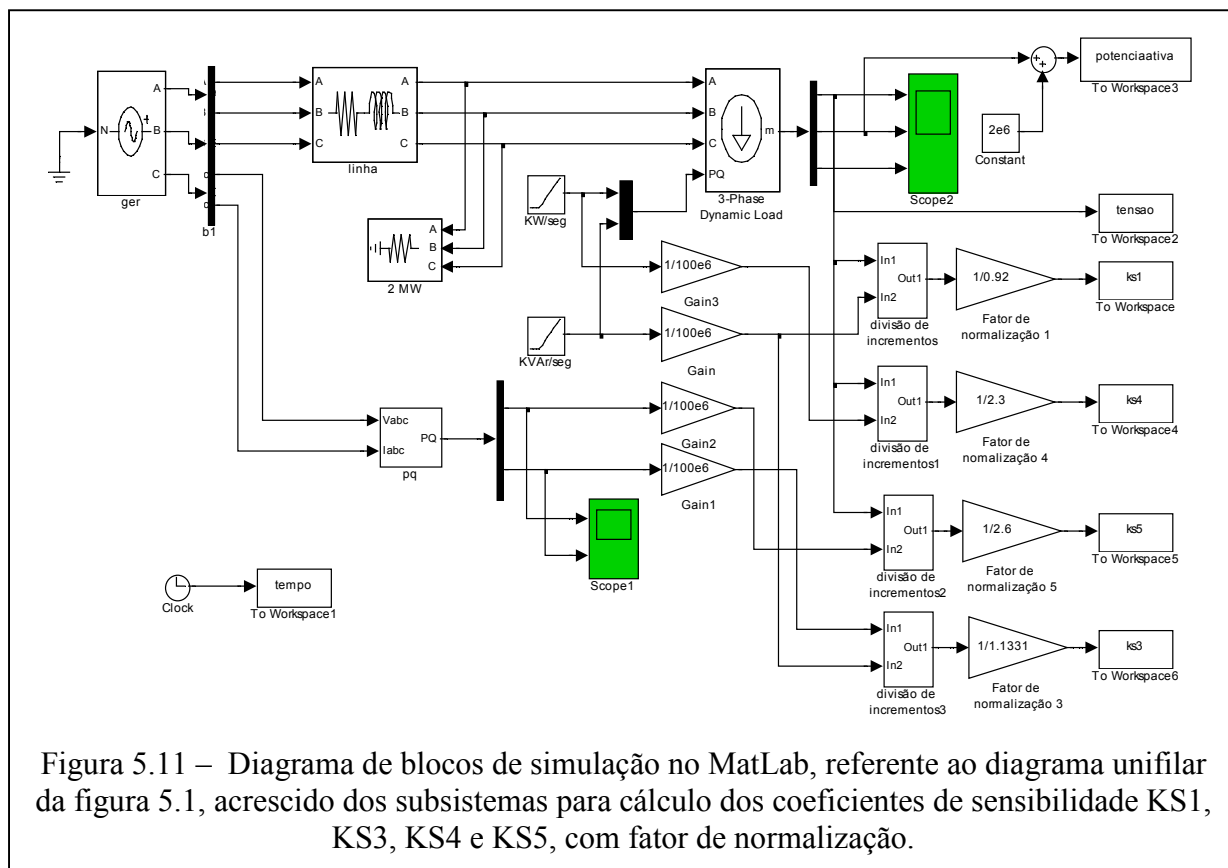


Figura 5.11 – Diagrama de blocos de simulação no MatLab, referente ao diagrama unifilar da figura 5.1, acrescido dos subsistemas para cálculo dos coeficientes de sensibilidade KS1, KS3, KS4 e KS5, com fator de normalização.

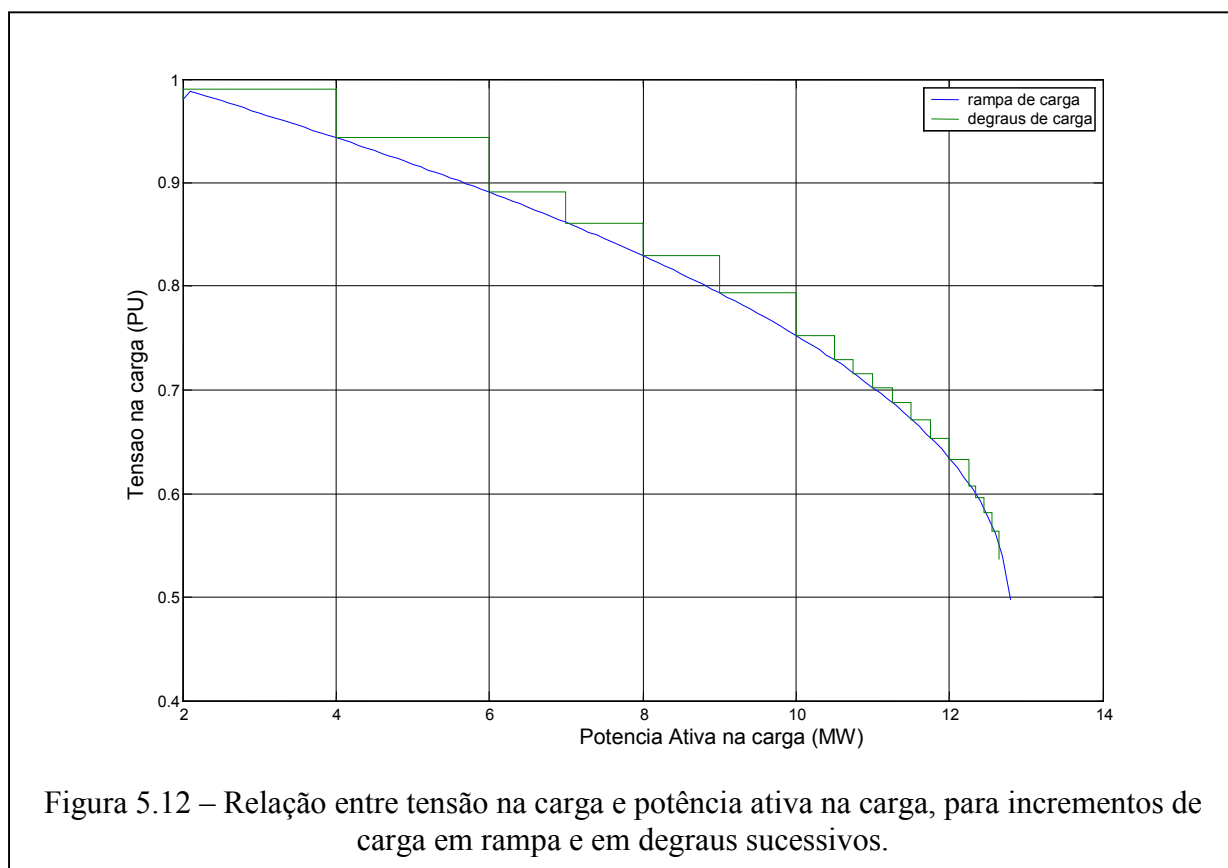
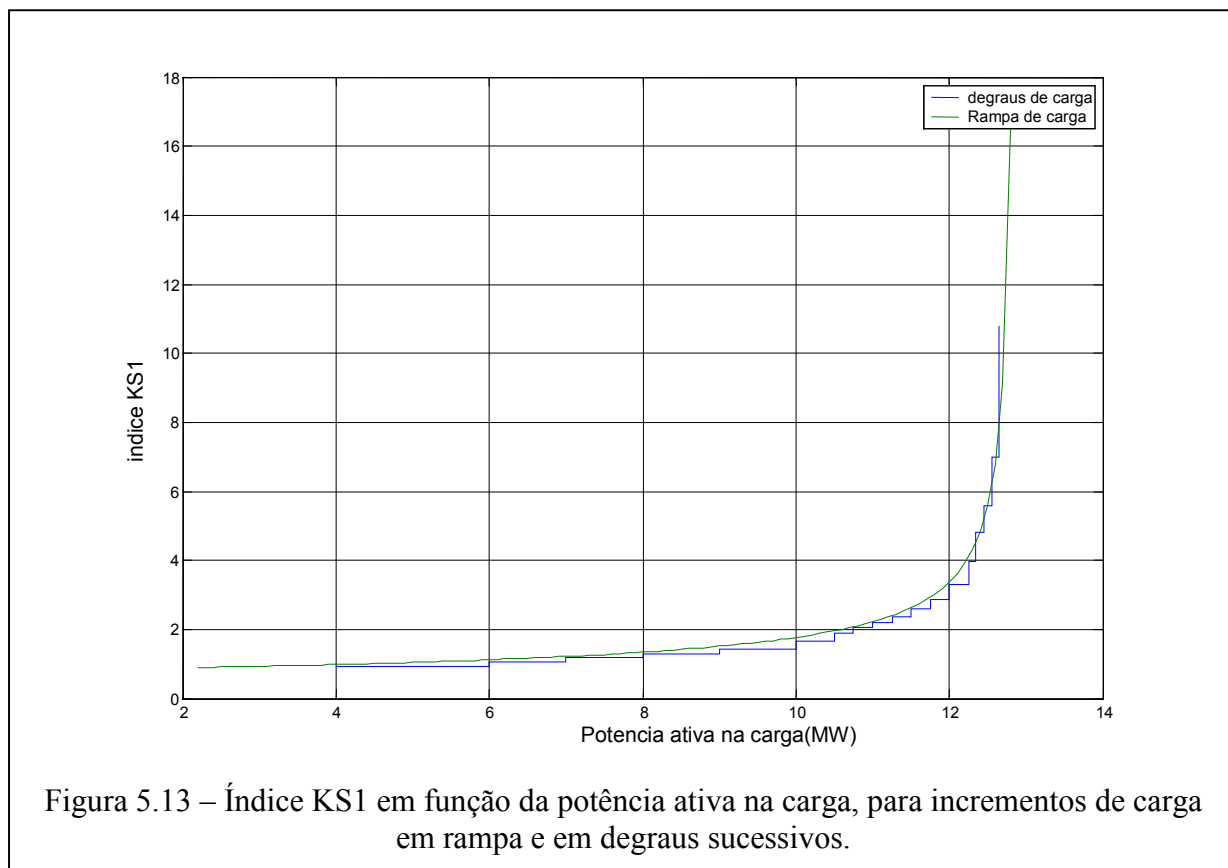


Figura 5.12 – Relação entre tensão na carga e potência ativa na carga, para incrementos de carga em rampa e em degraus sucessivos.



Detalhes da simulação referente a figura 5.11:

- Potência de base: 100MVA;
- Gerador: tensão 13,8 kV, frequência 60Hz e ângulo de fase  $0^\circ$ ;
- Linha de transmissão com impedância  $[(0,031+0,001)+j(0,80+0,05)]$  pu, correspondendo a  $(0,061 + j 377*0,004294)$   $\Omega$ ;
- Carga parcial do tipo “impedância constante” de 2 MW;
- Carga parcial do tipo “potência constante”, variando no tempo conforme a equação:  
 $S(t) = [ ( 2,158 + 0,5 t H(t) ) + j ( 5,068 + 1,25 t H(t) ) ]$  MVA, tensão nominal de linha 13,8 kV, 60 Hz, com tensão inicial 0,9535 pu e ângulo de fase  $-2^\circ$ ;
- Após teste inicial foi estipulado o tempo de simulação de 18,5823 segundos, que é o valor correspondente ao colapso de tensão;

- Foi usado o método ode23tb (stiff/TR-BDF2) de cálculo numérico, com os parâmetros: “Max step size” =  $2e^{-5}$ , “Min step size” =  $1e^{-6}$ , “Initial step size” =  $1e^{-6}$ , “Relative tolerance” =  $1e^{-4}$  e “Absolute tolerance” = auto.

Uma grande desvantagem dos indicadores do tipo A, é que só indicam pontos críticos quando o colapso está próximo.

### 5.5 – Coeficiente de Sensibilidade KS6, Proposto neste Trabalho

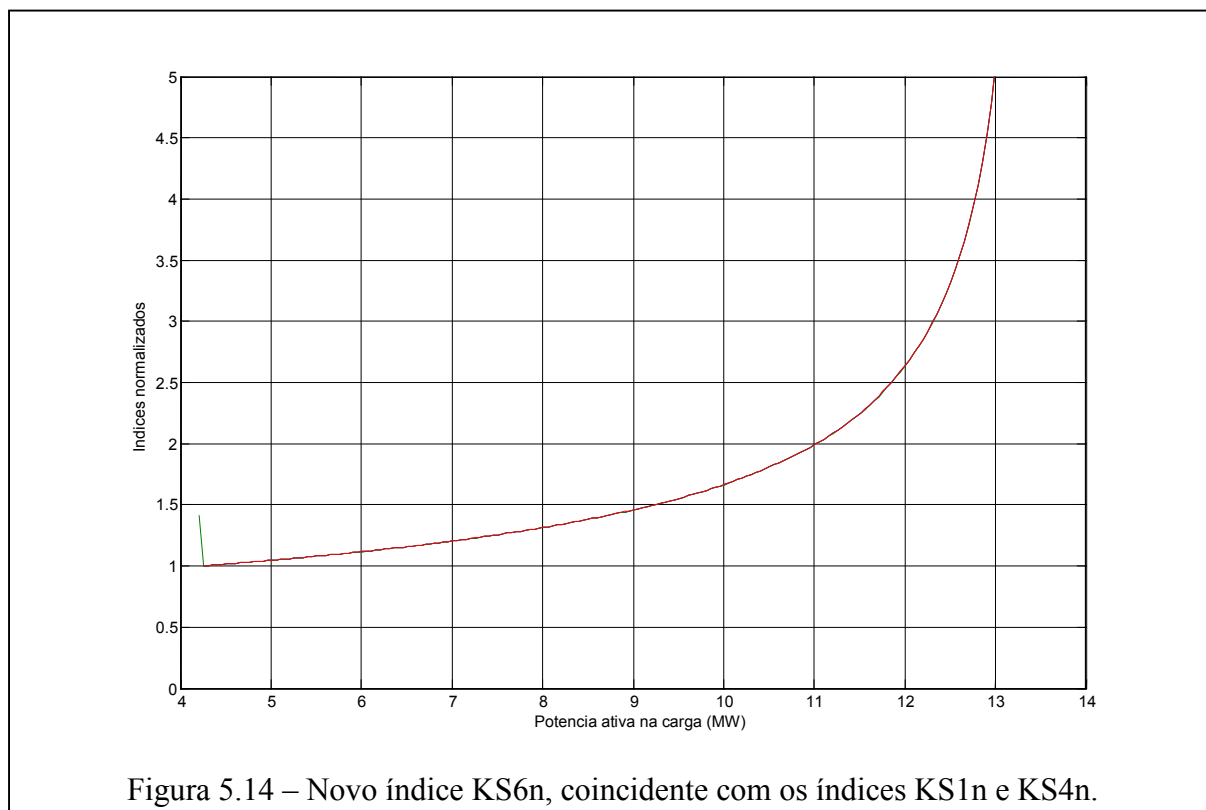
O indicador de proximidade do colapso de tensão KS6 é o nome adotado, neste trabalho, para o coeficiente de sensibilidade, que é definido pela razão entre o decremento da tensão na barra  $i$ -ésima  $\Delta V_i$  e o incremento de potência aparente consumida pela  $i$ -ésima barra  $\Delta S_{ci}$ . Assim para a  $i$ -ésima barra teremos o indicador KS6 <sub>$i$</sub> :

$$KS6_i = \Delta V_i / \Delta S_{ci} \quad (23)$$

Não foi encontrada, pelo autor deste trabalho, nenhuma referência a este índice na literatura pesquisada. Conforme mostrado na figura 5.14, este indicador resulta equivalente aos indicadores KS1 e KS4. Na verdade, sua única vantagem é que ele é aplicado também para situações extremas, nas quais ocorrem somente variações de potência ativa ou somente de potência reativa, situações estas em que KS1 e KS4 ficam indefinidos (pois ocorre divisor nulo).

Na figura 5.14 é apresentado o comportamento do índice KS6, no caso da simulação da figura 5.11.





## 5.6 – Considerações Finais

Excluindo o indicador KS2, ocorre equivalência entre todos os indicadores analisados, para o caso radial, com demanda crescendo com fator de potência constante.

Embora os indicadores aparentem curvas diferentes, a normalização mostrou que diferem apenas por um fator de escala, quando a carga cresce com fator de potência constante.

## Capítulo VI

### Seleção de Geradores para Fornecimento de Potência Reativa

#### 6.1 – Considerações Iniciais

Quando a transmissão de potência para um centro de carga está próxima da capacidade máxima, um incremento de demanda de potência ativa, sem um correspondente acréscimo de potência reativa, tende a levar o sistema ao colapso de tensão. Por isso, nesta situação, o operador do sistema solicita um acréscimo de potência reativa no sentido de permitir um incremento na capacidade de transmissão de potência ativa do sistema elétrico [23]. O mesmo despacho pode ser solicitado para melhorar o perfil das tensões.

Entretanto a potência reativa gerada, que efetivamente será aproveitada na área alvo depende da distância elétrica da unidade geradora à área alvo, bem como, dos demais ajustes referentes ao ponto de operação do SEP, no momento em que a potência reativa se faz necessária.

O valor da potência reativa produzida tem sido fixado sem obedecer a uma analogia com o de produtos que tem um preço na região produtora e outro nos centros de consumo. Geralmente os custos de transporte e de perdas são descontados do preço dos centros de consumo, para obter o preço em cada região produtora, entretanto as legislações, para serviço ancilar de potência reativa, de geradores não costumam levar este aspecto em consideração. No caso dos SEP o ajuste é menos flexível, possivelmente devido ao pouco tempo que o serviço ancilar (remunerado) de potência reativa foi instituído em diversas regiões do mundo. Em um sistema de mercado este aspecto deveria ser considerado nas concorrências para fornecimento de potência reativa de geradores.

Há sistemas regulatórios que estabelecem o valor do serviço ancilar de potência reativa, independente da localização do gerador, fixado por MVA<sub>r</sub> gerado, medido nos terminais do gerador. Para estes casos é considerada a seguir a seleção do gerador a despachar, de modo a ter o melhor aproveitamento na área alvo.

Dentro deste contexto, este capítulo pretende abordar índices para a seleção de geradores síncronos destinados a funcionar como fontes supridoras de potência reativa.

Em um sistema com  $n$  barras, sendo  $m$  barras de geração (da barra 1 até a barra  $m$ ) e um total de  $n-m$  barras de carga (da barra  $m+1$  até a barra  $n$ ), um acréscimo de potência reativa gerada  $\Delta Q_i$  na barra de geração  $i$ -ésima, ocasiona um aumento de tensão  $\Delta V_j$  na  $j$ -ésima barra de carga, bem como, uma variação em um indicador de proximidade do colapso de tensão  $\Delta KS_{ij}$ . Isto para incremento apenas da potência reativa da barra de geração  $i$ , fixados os demais valores de potências geradas e cargas do sistema, numa determinada condição de carregamento da rede.

Pode ser feita a comparação entre os diversos geradores da rede em relação à sua contribuição para a recuperação do perfil de tensão de cada barra de carga  $j$ , pela comparação dos índices  $\Delta V_j / \Delta Q_i$ . Quanto maior este índice, mais indicado é o gerador  $i$  para elevar a tensão da barra  $j$ .

Pode ser feita a comparação entre os diversos geradores da rede em relação à sua contribuição para a melhoria do indicador de proximidade do colapso de tensão de cada barra de carga  $j$ , pela comparação dos índices  $\Delta KS_j / \Delta Q_i$ . Quanto maior o módulo deste índice, mais indicado é o gerador  $i$  para reduzir o risco de colapso de tensão na barra  $j$ .

Pode ser feita a comparação entre os diversos geradores da rede em relação à sua contribuição para a melhoria da margem de carregamento da barra  $j$  pelos indicadores  $\Delta MCP_j / \Delta Q_i$  ou  $\Delta MCS_j / \Delta Q_i$ , onde  $\Delta MCP_j$  é igual à diferença entre a  $MCP_j$  após

o fornecimento da potência reativa  $\Delta Q_i$  pelo gerador  $i$ , e o valor de  $MCP_j$  antes deste fornecimento. Quanto maior o módulo do indicador  $\Delta MCP_j / \Delta Q_i$ , mais indicado é o gerador  $i$  para reduzir o risco de colapso de tensão na barra  $j$ .

Do mesmo modo poderia ser analisada a contribuição de cada gerador para a melhoria da margem de carregamento de potência aparente de cada barra, com base na margem MCS.

A melhoria do índice de carregamento de cada barra  $MCP$ , em relação a potência ativa consumida na mesma, a melhoria do índice  $KS4$  e o incremento de tensão em cada barra  $j$  serão analisados nesta tese.

A análise de sensibilidade do indicador  $KS4$ , da margem de carregamento, e do incremento de tensão da barra  $j$  em relação ao incremento de potência reativa de cada barra de geração  $i$  é calculada, permitindo determinar as barras de geração em que a injeção de potência reativa é mais eficiente para a segurança do sistema, quanto à barra considerada.

No caso de concorrência para fornecimento de potência reativa, conforme existe no processo do NGC, poderia ser considerado um dos indicadores propostos neste capítulo, considerando o preço proposto pelo fornecedor bem como seu “rendimento” para a área que necessita de potência reativa.

## **6.2 – Objetivo da simulação**

O objetivo deste exemplo simples é mostrar que em um sistema complexo podem ser obtidos por simulação os valores dos índices  $\Delta V_j / \Delta Q_i$ ,  $\Delta KS_j / \Delta Q_i$  e  $\Delta MCP_j / \Delta Q_i$  ou  $\Delta MCS_j / \Delta Q_i$  referentes aos valores de  $j$  das barras mais vulneráveis a sub-tensão e colapso de tensão. Os maiores valores em módulo correspondem ao geradores cujo

despacho de potência reativa é melhor aproveitado na barra de carga considerada. Na simulação a seguir, serão mostrados resultados dos índices  $\Delta V_j / \Delta Q_i$  e  $\Delta K S_j / \Delta Q_i$

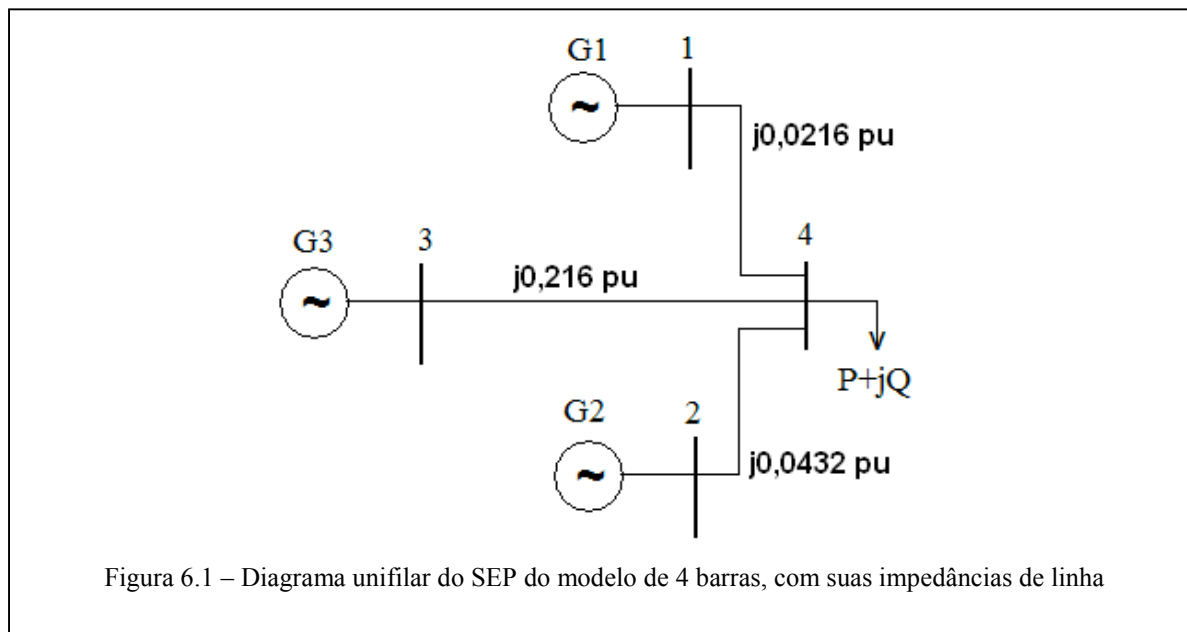
### **6.3 – Modelos Particulares de SEP para Ilustrar a Seleção do Gerador**

#### **6.3.1 – Modelo de 4 barras**

Foi considerado um caso particular do SEP genérico com  $n = 4$ , sendo as barras 1, 2 e 3 de geração e a barra 4 de carga. Assim, os seguintes valores são adotados:  $m=3$  barras de geração,  $n-m = 4-3 = 1$  barra de carga, conforme a descrição literal genérica proposta no item 6.1.

São consideradas três fontes de Thevenin, com tensão senoidal de frequência 60 Hz, alimentando a barra de carga  $j=4$ , para uma particular condição inicial de carregamento do SEP. A primeira fonte de Thevenin corresponde à contribuição do gerador 1 para a alimentação da barra 4, por meio de uma linha de transmissão independente do restante do SEP. A segunda fonte corresponde à contribuição do gerador 2 para a alimentação da mesma barra 4, por meio de sua linha de transmissão, independente do restante do SEP. E a terceira fonte corresponde a contribuição do restante do sistema para alimentação da mesma barra.

Considerando para os valores de base  $V_{base}=230kV$  e  $S_{base}=100MVA$ , resulta o diagrama unifilar simplificado deste modelo de SEP, com os valores adotados para as impedâncias, em pu, mostrado na figura 6.1.



Nesse exemplo são considerados:

#### BARRAS:

- Barra 1 do tipo PV, alimentada pelo gerador G1 e com carga de tipo impedância constante com 5 MW/13,8 kV;
- Barra 2 do tipo PV, alimentada pelo gerador G2 e com carga de tipo impedância constante com 5 MW/13,8 kV;
- Barra 3 do tipo barramento infinito, com 230 kV;
- Barra 4 do tipo PQ, com adição de uma pequena carga de tipo impedância constante (exigida pelo programa de simulação) arbitrada com 1 kW/230 kV.

#### LINHAS DE TRANSMISSÃO:

- Linha L1 conectando barra 1 à barra 4, com impedância  $0,1 \cdot (15,87 + j 114,23) \Omega$  além da impedância de um transformador 13,8kV/230kV;
- Linha L2 conectando barra 2 à barra 4, com impedância  $0,2 \cdot (15,87 + j 114,23) \Omega$  além da impedância de um transformador 13,8kV/230kV;
- Linha L3 conectando barra 3 à barra 4, com impedância  $(15,87 + j 114,23) \Omega$ .

#### TRANSFORMADORES:

- Os transformadores associados às linhas L1 e L2 mantêm os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- As impedâncias dos transformadores foram desprezadas no diagrama unifilar simplificado da figura 6.1.

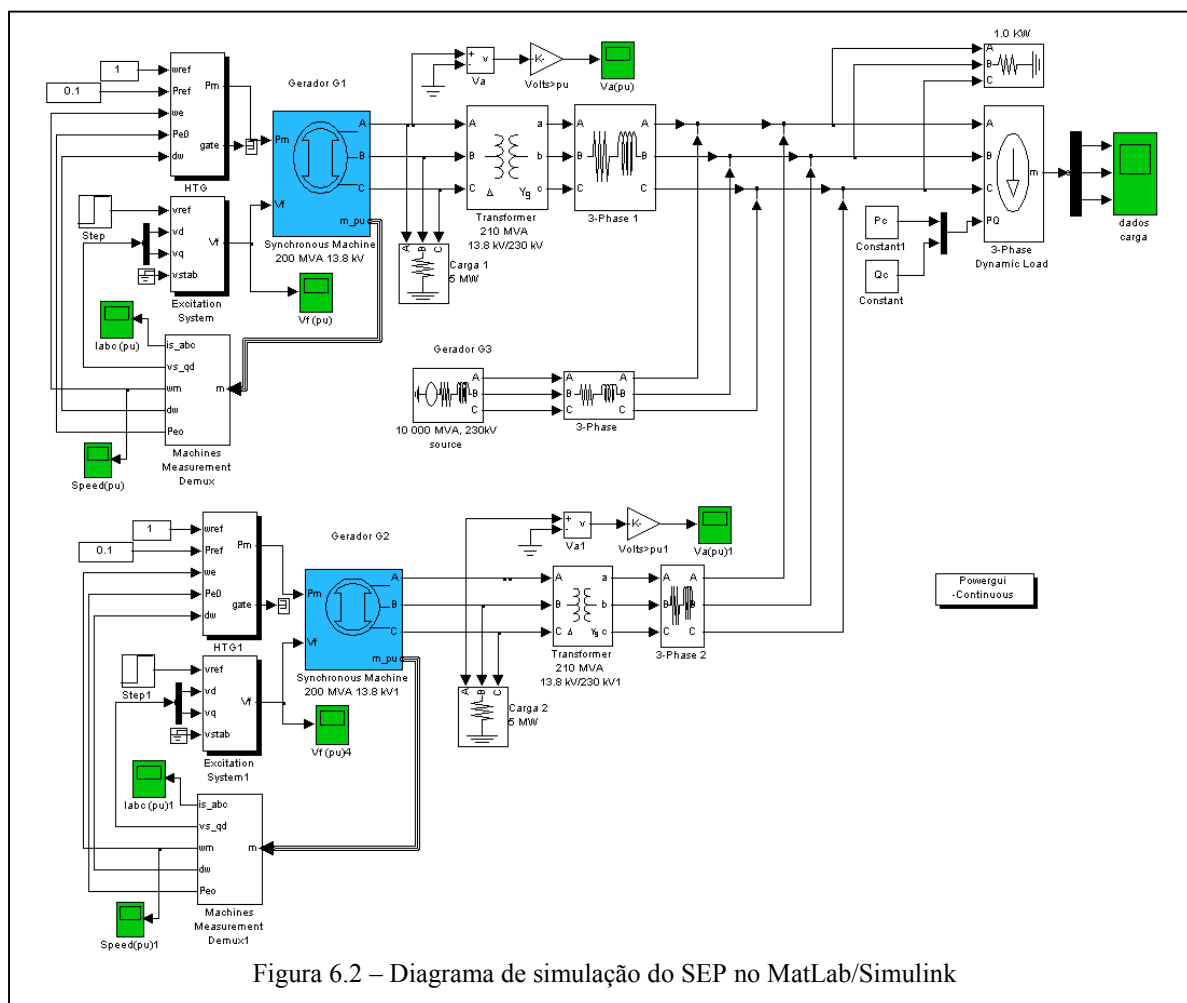
#### GERADORES:

- Gerador G1 de 13,8kV/50MVA, com regulador de tensão e regulador de velocidade da turbina hidráulica, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- Gerador G2 de 13,8kV/50MVA, com regulador de tensão e regulador de velocidade da turbina hidráulica, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- Gerador G3 ideal de 230kV, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab, representando um barramento infinito;

#### DESPACHO DE POTÊNCIA DOS GERADORES:

- Gerador G1 do tipo PV, fornecendo 5MW com 13,8kV (ajustado para apenas suprir a carga local);
- Gerador G2 do tipo PV, fornecendo 5MW com 13,8kV (ajustado para apenas suprir a carga local);
- Gerador G3 livre (“swing”).

A figura 6.2 corresponde ao diagrama de simulação do sistema descrito, no programa MatLab/Simulink.



A carga PQ constante da barra 4 foi adotada de modo a deixar o SEP próximo ao colapso de tensão.

### 6.3.2 – Modelo de 10 barras

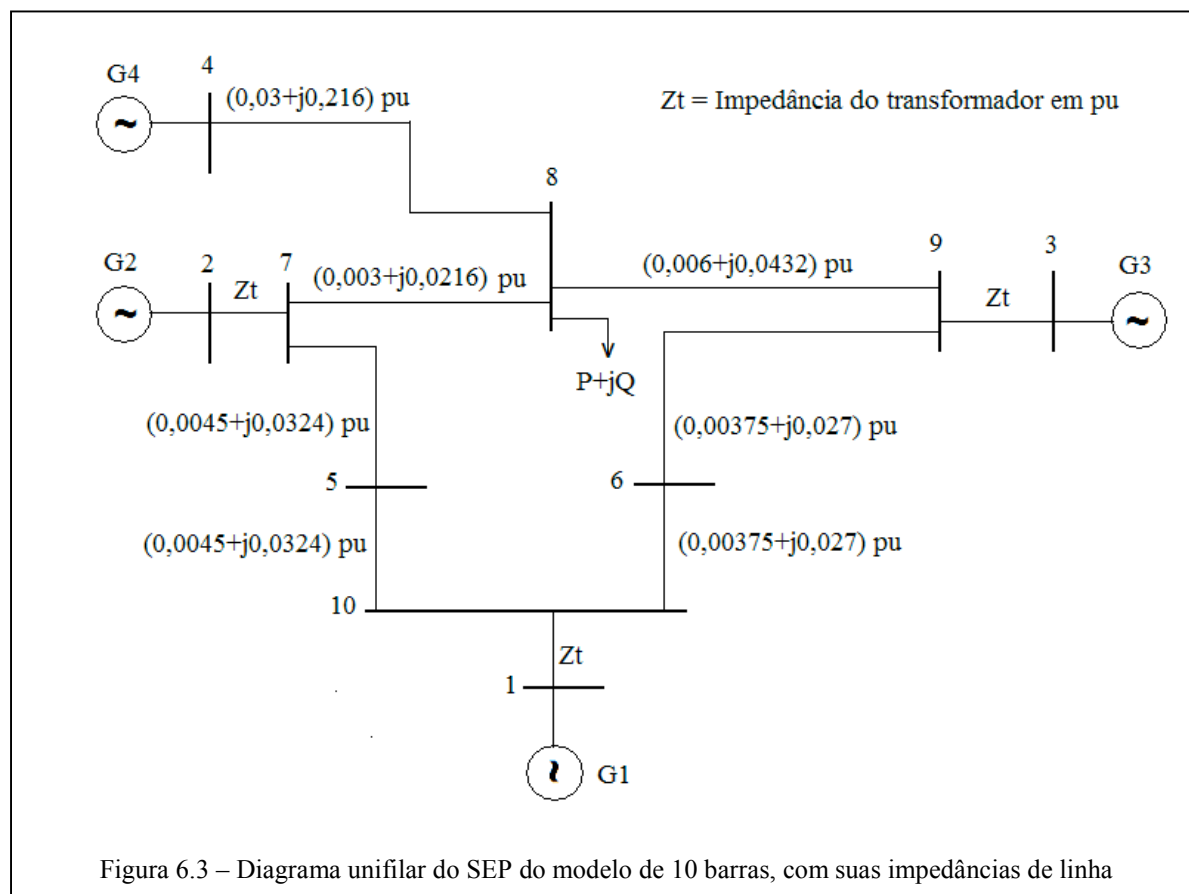
Considerando um caso particular do SEP genérico com  $n = 10$ , sendo as barras de 1 a 4 de geração e as barras de 5 a 10 de carga. Assim, os seguintes valores são adotados:  $m=4$  barras de geração,  $n-m = 10-4 = 6$  barras de carga, conforme a descrição literal genérica proposta no item 6.1.

Foi considerado um sistema com a configuração do exemplo de 9 barras do livro de Fouad [60], acrescido de um gerador ideal G4 (barramento infinito),



alimentando a barra 8 do referido exemplo por meio de uma linha de impedância mais alta que as demais. A carga da barra 8 foi modelada do tipo de potência constante.

Considerando para os valores de base  $V_{base}=230\text{kV}$  e  $S_{base}=100\text{MVA}$ , resulta o diagrama unifilar simplificado deste modelo de SEP, com os valores adotados para as impedâncias, em pu, mostrado na figura 6.3.



Nesse exemplo são considerados:

BARRAS:

- Barra 1 do tipo PV, alimentada pelo gerador G1 e com carga de tipo impedância constante com 5 MW/13,8 kV;
- Barra 2 do tipo PV, alimentada pelo gerador G2 e com carga de tipo impedância constante com 5 MW/13,8 kV;
- Barra 3 do tipo barramento infinito, com 230 kV;

- Barra 4 do tipo PQ, com adição de uma pequena carga de tipo impedância constante (exigida pelo programa de simulação) arbitrada com 1 KW/230 kV.

LINHAS DE TRANSMISSÃO: com as impedâncias indicadas na figura 6.3.

TRANSFORMADORES:

- Os transformadores de 13,8kV/230kV de 210MVA, associados às barras dos geradores G1, G2 e G3 mantém os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- As impedâncias dos transformadores foram desprezadas no diagrama unifilar simplificado da figura 6.3.

GERADORES:

- Gerador G1 de 13,8kV/200MVA, com regulador de tensão e regulador de velocidade da turbina hidráulica, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- Gerador G2 de 13,8kV/200MVA, com regulador de tensão e regulador de velocidade da turbina hidráulica, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- Gerador G3 de 13,8kV/200MVA, com regulador de tensão e regulador de velocidade da turbina hidráulica, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab;
- Gerador G4 ideal de 230kV, mantendo os parâmetros conforme o padrão do MatLab, representando um barramento infinito;

DESPACHO DE POTÊNCIA DOS GERADORES:

- Gerador G1 do tipo PV, fornecendo 5MW com 13,8kV (ajustado para apenas suprir a carga local);
- Gerador G2 do tipo PV, fornecendo 5MW com 13,8kV (ajustado para apenas suprir a carga local);
- Gerador G3 do tipo PV, fornecendo 5MW com 13,8kV (ajustado para apenas suprir a carga local);
- Gerador G4 livre (“swing”).

A carga PQ constante da barra 8 foi adotada de modo a deixar o SEP próximo ao colapso de tensão.

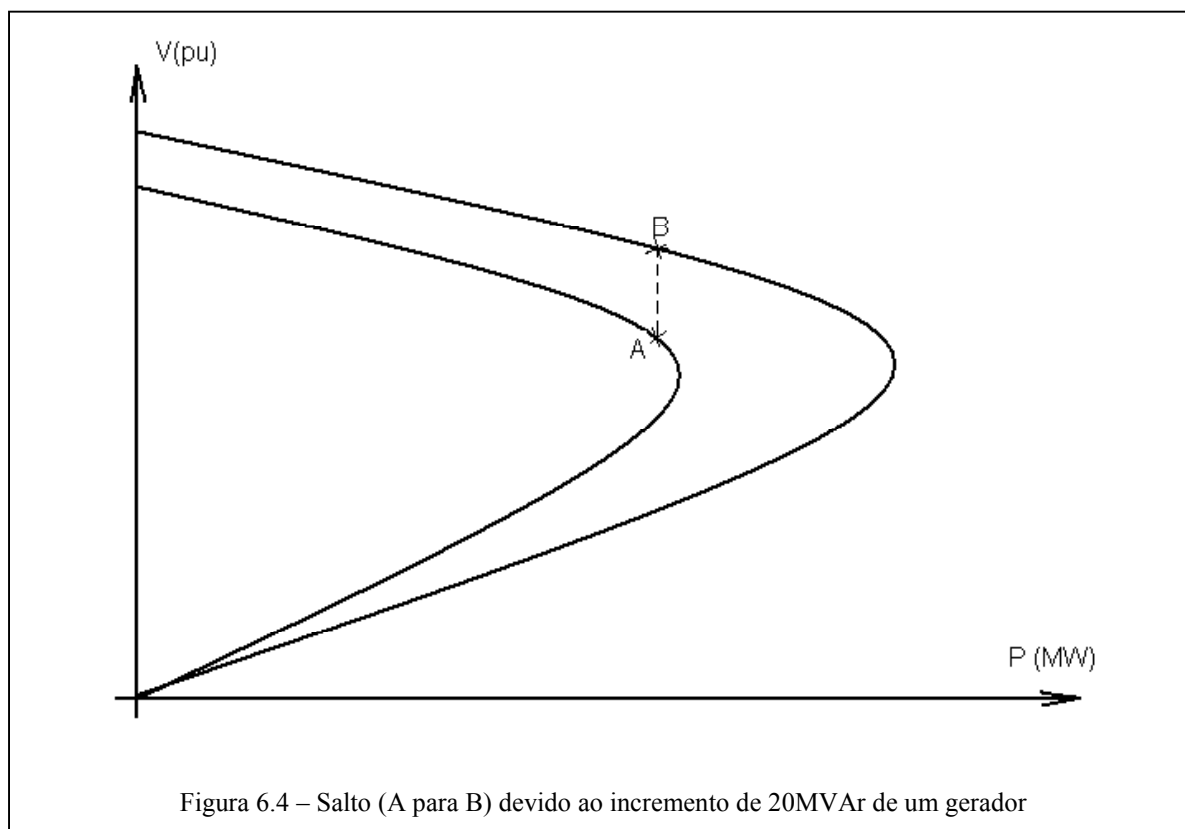
## **6.4 – Método de simulação**

### **6.4.1 – Simulação do modelo de 4 barras**

Foi considerada inicialmente uma situação relativamente próximo do colapso de tensão, ou seja, uma carga de potência elevada na barra 4, que correspondeu à potência complexa  $S = (290 + j 116) \text{ MVA}$ . O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 1 do anexo II.

Neste item são apresentadas as variações de tensão da barra de carga e do índice KS4, em relação a condição inicial acima, respectivamente com o incremento de 20 MVA<sub>r</sub> do gerador G1 ou do gerador G2. Para conseguir o acréscimo citado, foi aplicado um degrau adequado na tensão de referência do regulador de tensão do gerador em pauta.

A figura 6.4 apresenta ilustração das curvas PV para carga crescendo com fator de potência constante, antes e depois do incremento de 20MVA<sub>r</sub> do gerador. Em cada curva PV foi considerado fator de potência 0,928 indutivo. No exemplo, o ponto A corresponde a  $S = (290 + j 116) \text{ MVA}$  sem o incremento de potência do gerador. O ponto B corresponde à mesma carga após o incremento de 20 MVA<sub>r</sub> do gerador.



No exemplo elementar de 4 barras, são ordenados os geradores G1 e G2 para suporte de reativos para a barra 4 (só existe a barra de carga com  $j = 4$ ).

São obtidos por simulação os valores dos índices:

$$\Delta V_4 / \Delta Q_1, \Delta V_4 / \Delta Q_2,$$

$$\Delta KS_4 / \Delta Q_1, \Delta KS_4 / \Delta Q_2$$

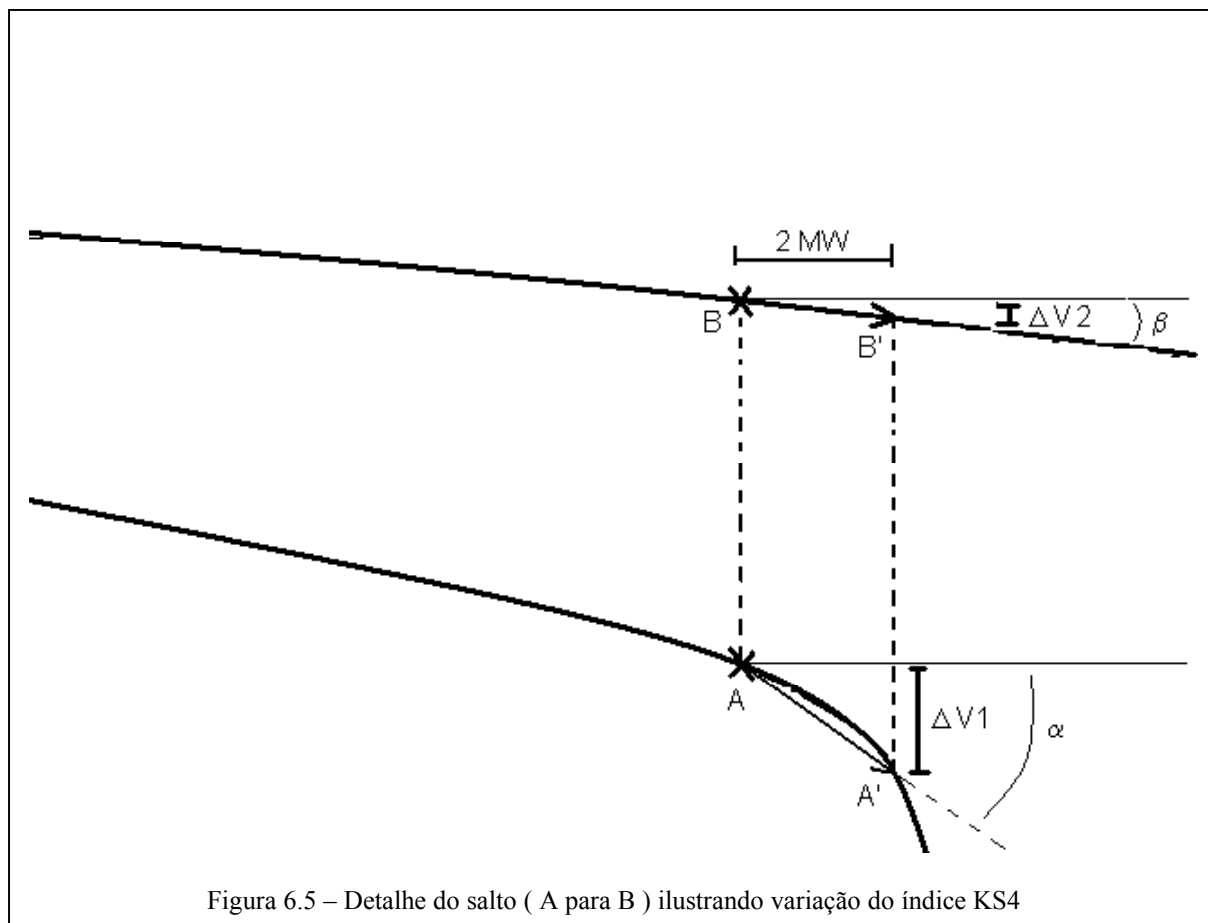
referentes à barra 4 vulnerável a sub-tensão e colapso de tensão.

No caso geral, esta metodologia permite ordenar os geradores mais indicados para suporte de reativos, em cada barra vulnerável  $j$ .

No exemplo, é óbvio que, o gerador G1 é o mais indicado e produz os índices mais favoráveis, pois sua linha de transmissão para a barra de carga tem menor impedância. Em um sistema complexo o resultado não seria tão óbvio.

Para a obtenção dos índices  $\Delta KS_4 / \Delta Q_1$  e  $\Delta KS_4 / \Delta Q_2$  foi considerado um acréscimo de carga  $\Delta S = ( 2 + j0,8 )$  MVA, respectivamente nos pontos de operação A e B. O incremento  $\Delta P = 2$  MW corresponde a  $\Delta P = 0,02$  pu, utilizado no denominador de KS4.

A figura 6.5 apresenta um detalhe da figura 6.3, ilustrando a obtenção de KS4 e sua variação no ponto B em relação ao ponto A.



O acréscimo de carga, de  $( 2 + j0,8 )$  MVA, desloca de A para A', resultando  $KS4 = |\operatorname{tg} \alpha| = |\Delta V1| / 0,02 \text{ pu}$ , ou de B para B', resultando  $KS4 = |\operatorname{tg} \beta| = |\Delta V2| / 0,02 \text{ pu}$ .

A mudança de A para B  $\rightarrow |\operatorname{tg} \beta| < |\operatorname{tg} \alpha| \rightarrow$  maior segurança.

## 6.4.2 – Simulação do modelo de 10 barras

No exemplo de 10 barras, são ordenados os geradores G1, G2 e G3 para suporte de reativos para a barra 8.

Para simplificação foi feita a comparação exclusivamente em relação a contribuição dos geradores para a elevação de tensão da barra 8, omitindo o efeito sobre o indicador KS4.

Assim, foram obtidos por simulação os valores dos índices:

$$\Delta V_8 / \Delta Q_1, \Delta V_8 / \Delta Q_2, \Delta V_8 / \Delta Q_3,$$

referentes à barra 8 vulnerável a sub-tensão e colapso de tensão.

## 6.5 – Resultados da simulação

### 6.5.1 – Resultados do modelo de 4 barras

Na situação inicial, do ponto A, sendo denominados V4 a tensão da barra de carga em pu, bem como,  $S1 = P1 + jQ1$  e  $S2 = P2 + jQ2$  as potências complexas respectivamente dos geradores G1 e G2, resultam  $V4 = 0,8298$  pu,  $S1 = (5 + j174,36)$ MVA e  $S2 = (5+j142,50)$  MVA.

Para calcular o indicador KS4, neste ponto de operação, foi simulado um incremento de  $(2+j0,8)$  MVA na carga, ou seja  $\Delta P = 0,02$  pu . O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 2 do anexo II. A tensão cai para  $V4=0,8245$ , logo:

$$KS4 = |\Delta V_4 / \Delta P| = (0,8298-0,8245) / 0,02 = 0,265 \quad (24)$$

A seguir o incremento na carga, de  $(2+j0,8)$  MVA, é excluído.

Alterando a tensão de referência do AVR (“Automatic Voltage Regulator”) do gerador G1 para 1,04112 pu, resulta aproximadamente o incremento proposto de 20 MVar (ou seja 0,2 pu) em Q1. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 3 do anexo II. Resultam  $V_4 = 0,8589$  pu;  $S_1=(5+j194,36)$ MVA e  $S_2=(5+j118,11)$ MVA. Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador :

$$|\Delta V_4 / \Delta Q_1| = (0,8589-0,8298)/0,2 = 0,1455 \quad (25)$$

Para calcular o indicador KS4, neste ponto de operação, foi simulado um incremento de  $(2+j0,8)$  MVA na carga. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 4 do anexo II. A tensão cai para  $V_4=0,8550$ , logo:

$$KS4 = |\Delta V_4 / \Delta P| = (0,8589-0,8550) / 0,02 = 0,195 \quad (26)$$

Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador:

$$|\Delta KS_4 / \Delta Q_1| = (0,265-0,195)/0,2 = 0,35 \quad (27)$$

A seguir o incremento na carga, de  $(2+j0,8)$  MVA, é excluído.

Retornando a tensão de referência do AVR do gerador G1 para 1 pu e alterando a tensão de referência do AVR do gerador G2 para 1,04016 pu, resulta aproximadamente o incremento proposto de 20 MVar em Q2. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 5 do anexo II. Resultam  $V_4 = 0,8536$  pu;  $S_1=(5+j149,99)$ MVA e  $S_2=(5+j162,51)$ MVA. Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador:

$$|\Delta V_4 / \Delta Q_2| = (0,8536-0,8298)/0,2 = 0,1190 \quad (28)$$

Para calcular o indicador KS4, neste ponto de operação, foi simulado um incremento de  $(2+j0,8)$  MVA na carga. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 6 do anexo II. A tensão cai para  $V_4= 0,8495$ , logo:

$$KS4 = |\Delta V_4 / \Delta P| = (0,8536-0,8495) / 0,02 = 0,205 \quad (29)$$

Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador:

$$|\Delta K S_4 / \Delta Q_2| = (0,265-0,205)/0,2 = 0,3 \quad (30)$$

Observa-se que os indicadores referentes ao gerador G1 são maiores que os correspondentes do gerador G2, indicando que o primeiro é mais eficiente para suprir potência reativa à barra 4.

### 6.5.2 – Resultados do modelo de 10 barras

Na situação inicial, do ponto A, sendo denominados V8 a tensão da barra de carga em pu, bem como,  $S_1 = P_1 + jQ_1$ ,  $S_2 = P_2 + jQ_2$  e  $S_3 = P_3 + jQ_3$  as potências complexas respectivamente dos geradores G1, G2 e G3, resultam  $V_8 = 0,9190$  pu,  $S_1 = (5 + j49,468)$ MVA,  $S_2 = (5+j76,218)$  MVA e  $S_3 = (5+j61,878)$  MVA.

Alterando a tensão de referência do AVR (“Automatic Voltage Regulator”) do gerador G1 para 1,0131 pu, resulta aproximadamente o incremento proposto de 10 MVA<sub>r</sub> (ou seja 0,1 pu) em Q1. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 2 do anexo III. Resultam  $V_8 = 0,9222$  pu;  $S_1=(5+j59,475)$ MVA,  $S_2=(5+j71,929)$ MVA e  $S_3=(5+j57,378)$ MVA. Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador :

$$|\Delta V_8 / \Delta Q_1| = (0,9222-0,9190)/0,1 = 0,032 \quad (31)$$

Retornando a tensão de referência do AVR do gerador G1 para 1 pu e alterando a tensão de referência do AVR do gerador G2 para 1,0128 pu, resulta aproximadamente o incremento proposto de 10 MVA<sub>r</sub> em Q2. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 3 do anexo III. Resultam  $V_8 = 0,9239$  pu;  $S_1=(5+j45,237)$ MVA,  $S_2=(5+j86,250)$ MVA e  $S_3=(5+j57,679)$ MVA. Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador:



$$|\Delta V_4 / \Delta Q_2| = (0,9239 - 0,9190) / 0,1 = 0,049 \quad (32)$$

Retornando a tensão de referência do AVR do gerador G2 para 1 pu e alterando a tensão de referência do AVR do gerador G3 para 1,0128 pu, resulta aproximadamente o incremento proposto de 10 MVar em Q2. O resultado do cálculo do fluxo de carga, gerado pelo MatLab é apresentado na listagem 4 do anexo III. Resultam  $V_8 = 0,9230$  pu;  $S_1 = (5 + j45,052)$  MVA,  $S_2 = (5 + j72,040)$  MVA e  $S_3 = (5 + j71,852)$  MVA. Os valores assim obtidos são usados para calcular o indicador:

$$|\Delta V_4 / \Delta Q_2| = (0,9230 - 0,9190) / 0,1 = 0,040 \quad (33)$$

Observa-se que o indicador referente ao gerador G2 é maior que o do gerador G3, o qual é maior que o do gerador G1. Assim, o suprimento de potência reativa do gerador G2 é mais eficiente para elevar a tensão da barra 8. Para este fim o gerador G1 é o menos eficiente dos três.

## 6.6 – Considerações Finais

Foi apresentada uma análise dos coeficientes de sensibilidade da tensão de cada barra de carga, bem como do indicador KS4, em relação ao incremento de potência reativa dos geradores disponíveis para suporte de reativos, e exemplificada para um exemplo simples.

Do mesmo modo, dispondo-se de um programa que calcule rapidamente as margens de carregamento MCP ou MCS, em cada ponto de operação do SEP, podem-se calcular seus coeficientes de sensibilidade em relação ao incremento de potência reativa dos geradores disponíveis para suporte de reativos, que são  $\Delta MCP_j / \Delta Q_i$  ou  $\Delta MCS_j / \Delta Q_i$ .

É sugerido que se selecione os geradores disponíveis priorizando os que resultem maior coeficiente de sensibilidade, no caso da legislação prever um pagamento isonômico dos MVAR gerados.

Neste caso, no exemplo de 4 barras, é indicado priorizar o gerador G1 para fornecimento de serviço ancilar de potência reativa.

Como alternativa, é sugerido que a legislação proponha concorrência para o fornecimento de serviço ancilar de potência reativa, à semelhança da legislação do NGC, e que nesta concorrência sejam considerados o preço proposto pelo fornecedor, por MVAR, bem como seu aproveitamento na área alvo. Este aproveitamento é informado pelos coeficientes de sensibilidade propostos neste capítulo.

Neste caso, no exemplo de 4 barras, poderia haver propostas de preço do gerador G1 e do gerador G2 para fornecimento de serviço ancilar de potência reativa. O agente do gerador G2 só ganharia a concorrência se seu preço fosse mais baixo que o do concorrente, a ponto de compensar sua menor eficiência para o objetivo de recuperar a tensão da barra 4 e a margem de segurança, da mesma, em relação ao colapso de tensão.

Analisando pela eficiência na elevação de tensão, sendo  $X_1$  o preço proposto pelo proprietário do gerador G1, e  $X_2$  o preço proposto pelo proprietário do gerador G2, este último só ganharia a concorrência se  $X_2 < X_1 * [|\Delta V_4 / \Delta Q_2| / |\Delta V_4 / \Delta Q_1|]$ .

Para exemplificar, supondo que em uma concorrência pública o agente proprietário do gerador G1 propusesse o preço  $X_1 = 5,00$  R\$/MVARh, o proprietário do gerador G2 ganharia a concorrência se seu preço fosse menor que  $5,00 * 0,1190 / 0,1455$  R\$/MVARh ou seja, se  $X_2 < 4,089$  R\$/MVARh.

No caso do exemplo de 10 barras, poderia haver propostas de preço do gerador G1, do gerador G2 e do gerador G3 para fornecimento de serviço ancilar de potência reativa. Os agentes dos geradores G1 e G3 só ganhariam a concorrência se seu preço fosse

mais baixo que o do concorrente G2, a ponto de compensar sua menor eficiência para o objetivo de recuperar a tensão da barra 8.

Analisando pela eficiência na elevação de tensão, sendo  $X_2$  o preço proposto pelo proprietário do gerador G2 e  $X_1$  o preço proposto pelo proprietário do gerador G1, este último só ganharia a concorrência se  $X_1 < X_2 * [|\Delta V_8 / \Delta Q_1| / |\Delta V_8 / \Delta Q_2|]$ .

Para exemplificar, supondo que em uma concorrência pública o agente proprietário do gerador G2 propusesse o preço  $X_1 = 5,00$  R\$/MVA<sub>rh</sub>, o proprietário do gerador G1 ganharia a concorrência se seu preço fosse menor que  $5,00 * 0,032 / 0,049$  R\$/MVA<sub>rh</sub> ou seja, se  $X_2 < 3,265$  R\$/MVA<sub>rh</sub>.

Do mesmo modo, sendo  $X_3$  o preço proposto pelo proprietário do gerador G3, este só ganharia a concorrência se  $X_3 < X_2 * [|\Delta V_8 / \Delta Q_3| / |\Delta V_8 / \Delta Q_2|]$ .

Para exemplificar, supondo que em uma concorrência pública o agente proprietário do gerador G2 propusesse o preço  $X_1 = 5,00$  R\$/MVA<sub>rh</sub>, o proprietário do gerador G1 ganharia a concorrência se seu preço fosse menor que  $5,00 * 0,040 / 0,049$  R\$/MVA<sub>rh</sub> ou seja, se  $X_2 < 4,0816$  R\$/MVA<sub>rh</sub>.

Para um sistema como o do NGC, deve ser feita a comparação de preço da potência reativa, levando em consideração o afastamento do fator de potência do gerador, em relação ao unitário, que resulta em aumento do preço por MVA<sub>rh</sub>.

Do mesmo modo, se o suprimento de reativos obrigar o gerador a perder fornecimento de potência ativa, deve ser levado em conta o pagamento para compensação desta perda “LOC”, se a legislação tiver esta previsão.

Este não é o caso do exemplo apresentado, no qual o suprimento de reativos não obriga o gerador a perder fornecimento de potência ativa.

Como há várias maneiras de remunerar o serviço ancilar de potência reativa de geradores, resulta que a legislação pode estabelecer diferentes combinações dos

procedimentos citados. Este capítulo apenas pretende sugerir que os indicadores de sensibilidade propostos sejam considerados na legislação, ou nas concorrências propostas pela legislação.

Ressalva-se que pode ocorrer que a injeção de reativos melhore o perfil de tensão mas não recupere adequadamente uma margem de carregamento segura, conforme é explicado no capítulo VII.

## Capítulo VII

# Risco de Colapso de Tensão Associado à Compensação Capacitiva de Sub-Tensão

### 7.1 – Considerações Iniciais

Em algumas situações um adequado perfil de tensão não é uma garantia contra apagão (“blackout”).

Na operação do SEP é usual providenciar injeção de potência reativa para evitar a condição de sub-tensão em barras do sistema. Esse procedimento geralmente permite também melhorar a transmissão de potência ativa. Porém a repetição deste procedimento pode levar a barra a uma condição excessivamente capacitiva. Se, além disso, uma considerável porcentagem da carga for do tipo “potência constante” haverá um alto risco da ocorrência de colapso de tensão VC (“Voltage Collapse”) [36,44].

Devido aos motivos citados deve-se analisar, não só a tensão da barra, mas também sua margem de carregamento ou um indicador de proximidade do colapso de tensão VCPI (“Voltage Collapse Proximity Indicator”) como KS4. Com estas informações pode ser verificado que há necessidade de desligamento de carga, ou redespacho de potência ativa e reativa, em vez de nova injeção de potência reativa na barra considerada ou em sua área.

Todos estes conceitos são melhor esclarecidos neste capítulo, por meio de simulações de exemplos básicos, utilizando o MatLab/SimPowerSystems.

## 7.2 – Compensação Capacitiva de Sub-Tensão

Na referência [45] foi analisada a correção de subtensão, em uma barra de carga, por meio da colocação de banco de capacitores em paralelo com a carga. Para a análise, o capacitor em paralelo foi incluído em um circuito equivalente de Thevenin que alimenta a barra de carga.

As curvas PV (tensão na barra de carga pela potência ativa consumida na mesma) para carga crescente, com fator de potência constante, são apresentadas na figura 14.2 da referência [23]. No contexto destas curvas a inclusão de um capacitor “shunt”, durante o crescimento da carga, corresponde a um salto de uma curva PV para outra similar, com a alteração dos parâmetros da fonte de Thevenin (impedância  $Z_{th}$  e fonte de tensão  $E_{th}$ ) que alimenta a barra.

Nestas condições a máxima potência ativa que a barra de carga pode receber ( $P_{max}$ ) e a tensão correspondente ( $V_{maxP}$ ) podem ser calculadas analiticamente.[45].

Na operação do SEP é usual manter sob observação a tensão das barras consideradas críticas. Uma ação corretiva é tomada quando uma destas tensões se aproxima de um valor mínimo, por exemplo, 0,9 pu. [25,30]. Esta ação costuma ser a injeção de potência reativa na barra com sub-tensão ou em sua área e pode ser repetida, se tornar a ocorrer sub-tensão. Uma opção alternativa, economicamente pior, é o desligamento de carga da barra com sub-tensão ou em sua área. Porém, se o procedimento citado para a recuperação do nível de tensão for repetido sucessivamente, para compensar o efeito de crescimento de carga, a barra pode ficar muito capacitiva. Se, além disto, houver uma porcentagem considerável de carga do tipo de potência constante, pode ocorrer colapso de tensão, mesmo sem violação do limite de sub-tensão [44]. Para evitar o colapso é necessário desligar parte da carga quando um indicador VCPI mostrar perigo de colapso.

Quando a transmissão de potência ativa é sucessivamente melhorada por meio da injeção de potência reativa, o SEP pode operar muito próximo ao seu limite. Para esta situação é demonstrado estatisticamente que aumenta a probabilidade de um apagão de maiores proporções [41]

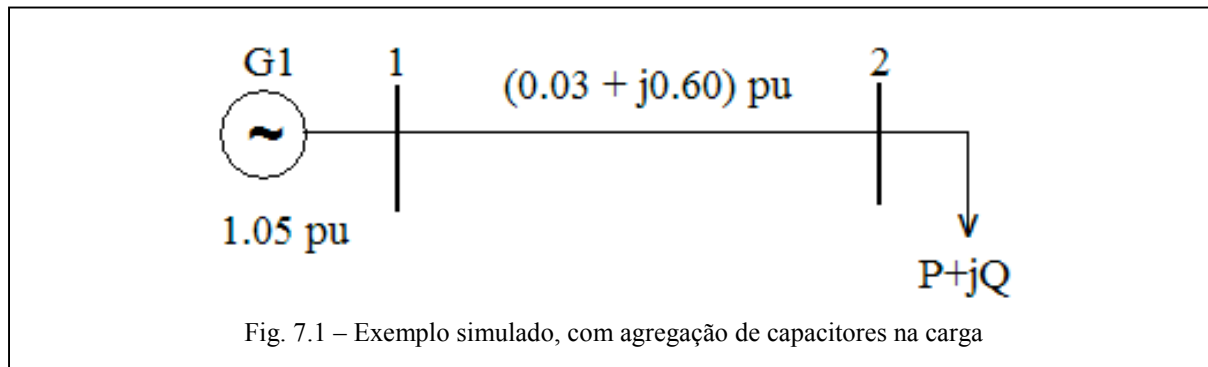
Um VCPI muito utilizado é a margem de carregamento de potência ativa  $MCP_j$  citado no item 5.2.1 Este indicador é utilizado em muitos programas para operação em tempo real, que calculam  $MCP_j = [(P_{MAXj} - P_{ATUALj}) / P_{MAXj}] \times 100\%$  onde  $P_{MAXj}$  é a máxima potência ativa que pode ser consumida na barra  $j$ . O valor de  $P_{MAXj}$ , pode ser calculado pelo método da continuação [32] mas será calculado analiticamente [45] nas análises seguintes.

Alguns exemplos de programas computacionais, que informam a porcentagem de carregamento de cada barra, são: QuickStab desenvolvido pela Energy Consulting International, Inc., VSAT desenvolvido pela Powertech Labs Inc., VSA& desenvolvido pela Bigwood Systems, Inc. nos EUA e [39] no Brasil. Estes programas também servem para a análise de contingências.

### **7.3 – Modelo simulado**

A figura 7.1 mostra o diagrama unifilar do modelo que consiste na Fonte de Thevenin equivalente da parte do SEP que alimenta uma barra de carga. Foi considerada carga do tipo potência constante crescendo em rampa, mantendo fator de potência constante. Resulta assim um sistema de duas barras que é equivalente a um sistema de  $n$  barras, em uma particular condição de operação. Valem as mesmas considerações do item 5.4.1.1

Com a tensão do gerador ideal de 1,05 pu, a impedância da linha de  $0,03 + j0,60$  pu e carga  $P + jQ$  (do tipo potência constante), foi simulado o comportamento do sistema abaixo, para valores de base 100MVA e 138kV



Esta configuração é similar àquela com circuito de Thevenin equivalente, do modelo IEEE de 30 barras apresentado na referência [45], sem a compensação capacitiva, e desprezando o efeito da capacitância “shunt”

Todas as simplificações do modelo simulado visam analisar a capacidade de transmissão de potência para a carga, desprezando detalhes pouco relevantes.

Nas simulações seguintes foi acrescentado um banco de capacitores de impedância constante, em paralelo com a carga toda vez que a tensão na carga caiu a 0,9 pu (limite de tensão mínima considerado). A queda de tensão foi causada pelo crescimento da carga  $P + jQ$  em rampa. Os valores dos bancos de capacitores automaticamente introduzidos sequencialmente no tempo corresponderam a: 14,5 MVar, 11 MVar, 8,5 MVar, 6 MVar, 5 MVar, 3,8 MVar, 3 MVar. e 2,5 MVar. Estes valores de potência reativa foram calculados para recuperar a tensão da barra de carga de 0,9 pu para 1 pu aproximadamente. A figura 7.2 mostra a curva PV da barra de carga correspondente à estratégia de compensação reativa proposta.

Note-se que o uso de bancos de capacitores tem a intenção de caracterizar os saltos de uma curva PV típica para outra, desconsiderando a perturbação

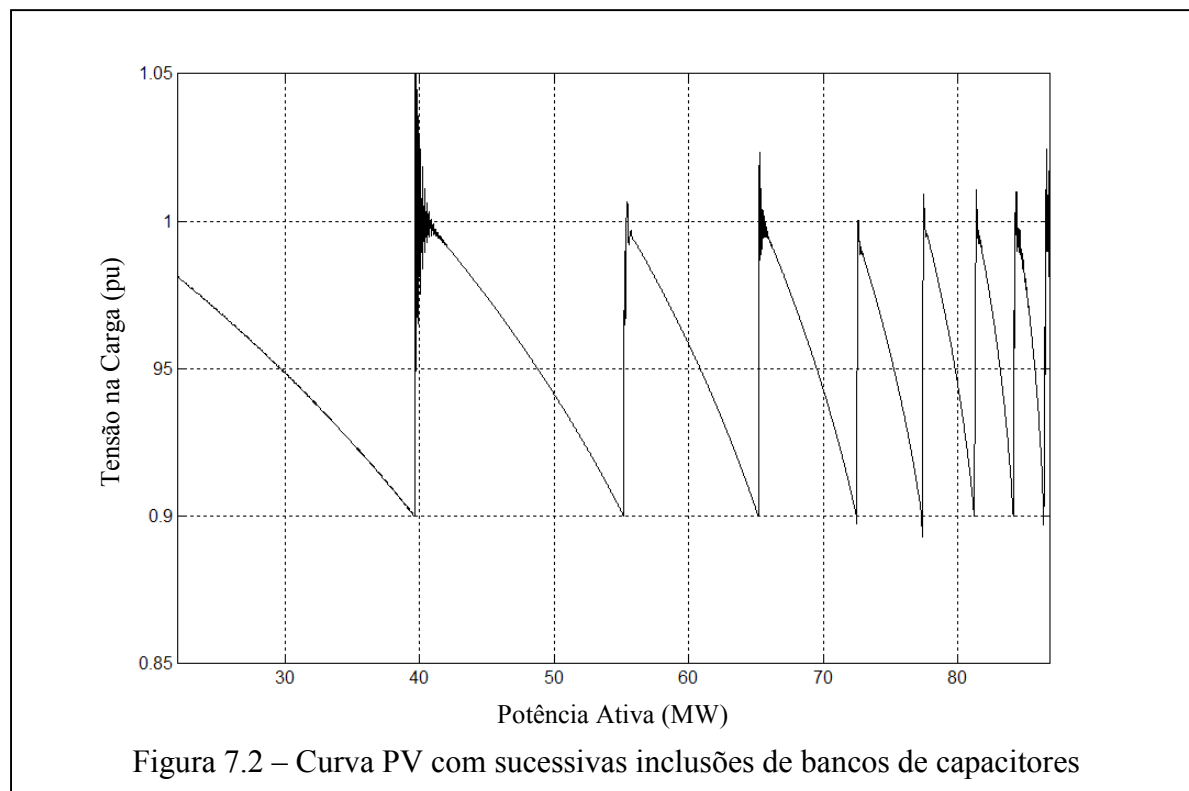


transitória que causam no SEP. O uso de um equipamento com ajuste contínuo de injeção de potência reativa seria melhor na prática, mas é pior para entender a relação da transição de uma curva PV para outra com a mudança dos parâmetros da fonte de Thevenin [45]. Os saltos das figuras de 7.2 e 7.6 caracterizam a referida relação.

O gráfico da margem de carregamento  $(P_{MAX}-P)/P_{MAX}$ , em função da potência ativa na carga  $P$ , é uma reta que decresce de 1 para 0 conforme  $P$  cresce de 0 até  $P_{MAX}$ , se não for acrescentado banco de capacitores ou outro suporte de reativos.

#### 7.4 – Resultados da Simulação

O gráfico da figura 7.2 é obtido com as sucessivas inclusões de bancos de capacitores já citadas. Os saltos de uma curva PV tradicional para outra ilustram a consequência das inclusões de bancos de capacitores [45].



A máxima potência ativa transferível à carga ( $P_{\max}$ ) e a tensão correspondente na barra de carga ( $V_{\max P}$ ), relacionadas à potência reativa do banco de capacitores agregado ( $Q_c$ ).  $P_{\max}$  e  $V_{\max P}$  podem ser calculados usando as equações baseadas na referência [45], que são:

$$P_{\max} = \frac{E^2 \cos \varphi}{2X(1 - B_c X)(1 + \sin \varphi)} \quad (34)$$

$$V_{\max P} = \frac{E}{(1 - B_c X)\sqrt{2(1 + \sin \varphi)}} \quad (35)$$

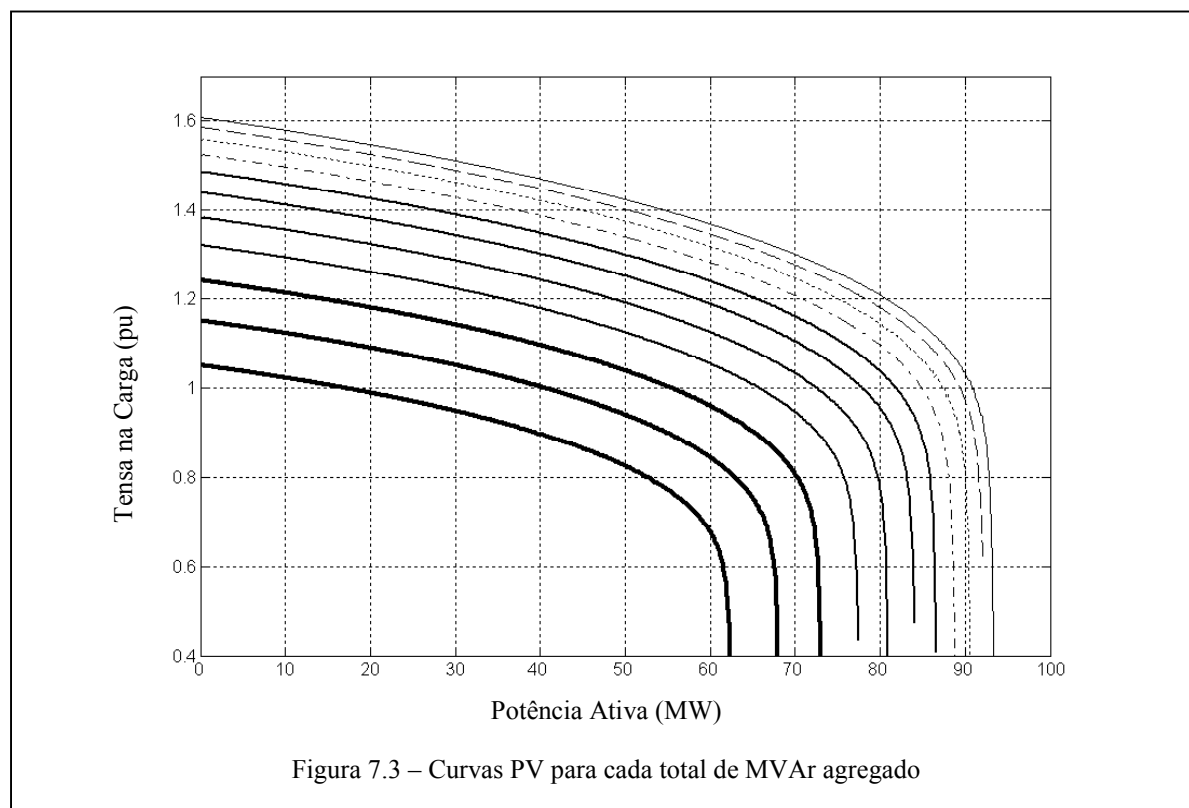
Com a aplicação destas equações, para o caso simulado, resultaram os dados da tabela 7.1, conforme segue.

Tabela 7.1: Incremento  $\Delta Q_c$  de MVar, total  $Q_c$  de MVar agregado,  $P_{\max}$  e  $V_{\max P}$

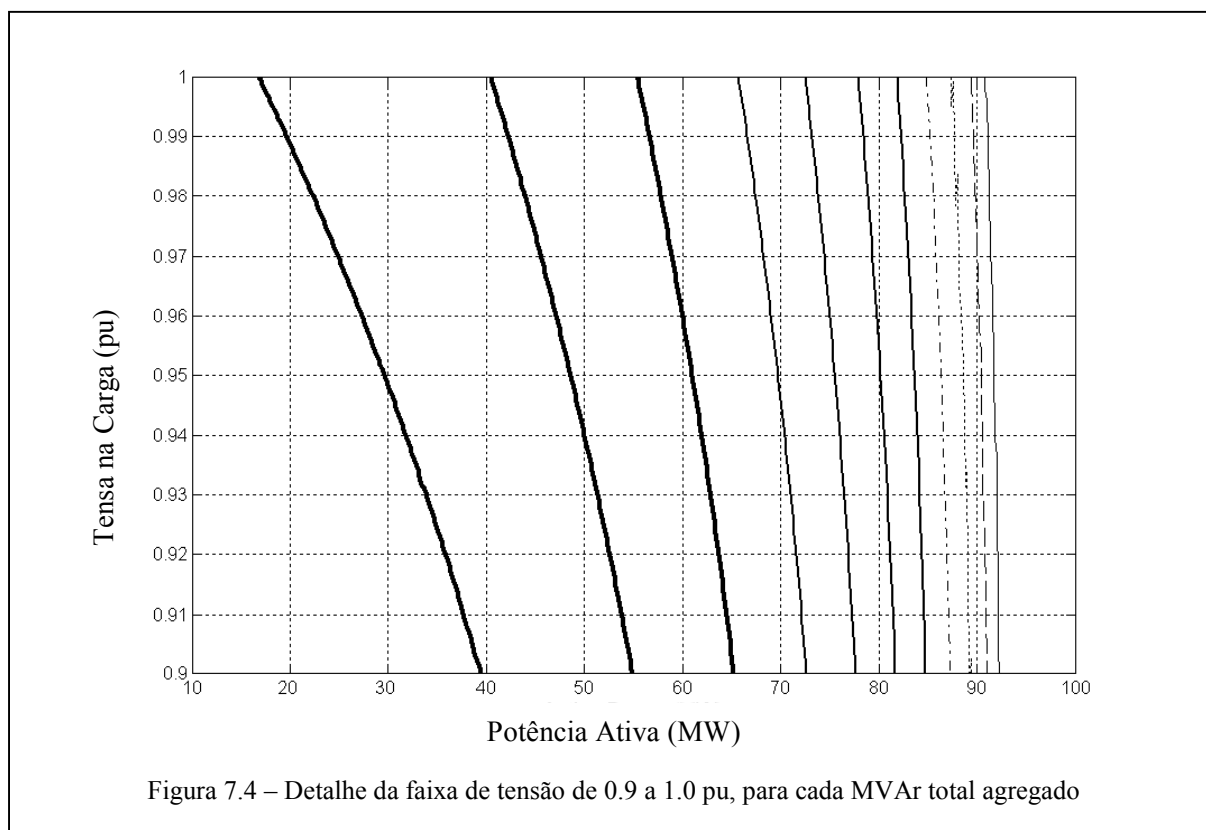
$\Delta Q_c$ (MVar)	Total $Q_c$ (MVar)	$P_{\max}$ (MW)	$\Delta P_{\max}$ (MW)	$V_{\max P}$ (pu)
0.0	0.0	62.20	0.00	0.6340
14.5	14.5	67.53	5.33	0.6883
11.0	25.5	72.23	4.69	0.7362
8.5	34.0	76.33	4.10	0.7780
6.0	40.0	79.51	3.19	0.8104
5.0	45.0	82.38	2.87	0.8396
3.8	48.8	84.70	2.32	0.8633
3.0	51.8	86.62	1.93	0.8829
2.5	54.3	88.29	1.67	0.9000
2.0	56.3	89.68	1.39	0.9141
1.5	57.8	90.75	1.07	0.9250

A figura 7.3 mostra a parte estável das curvas PV correspondentes a cada linha da tabela 7.1, com crescimento da carga com fator de potência constante. Na simulação dinâmica cada curva cai para tensão nula quando ocorre o colapso. Cada curva corresponde a uma impedância capacitiva agregada constante. A curva inferior é sem compensação capacitiva, a próxima acima é com banco de capacitores de 14,5 MVar, e

assim por diante até a curva superior que corresponde ao total dos bancos de capacitores, ou seja 57,8 MVar.



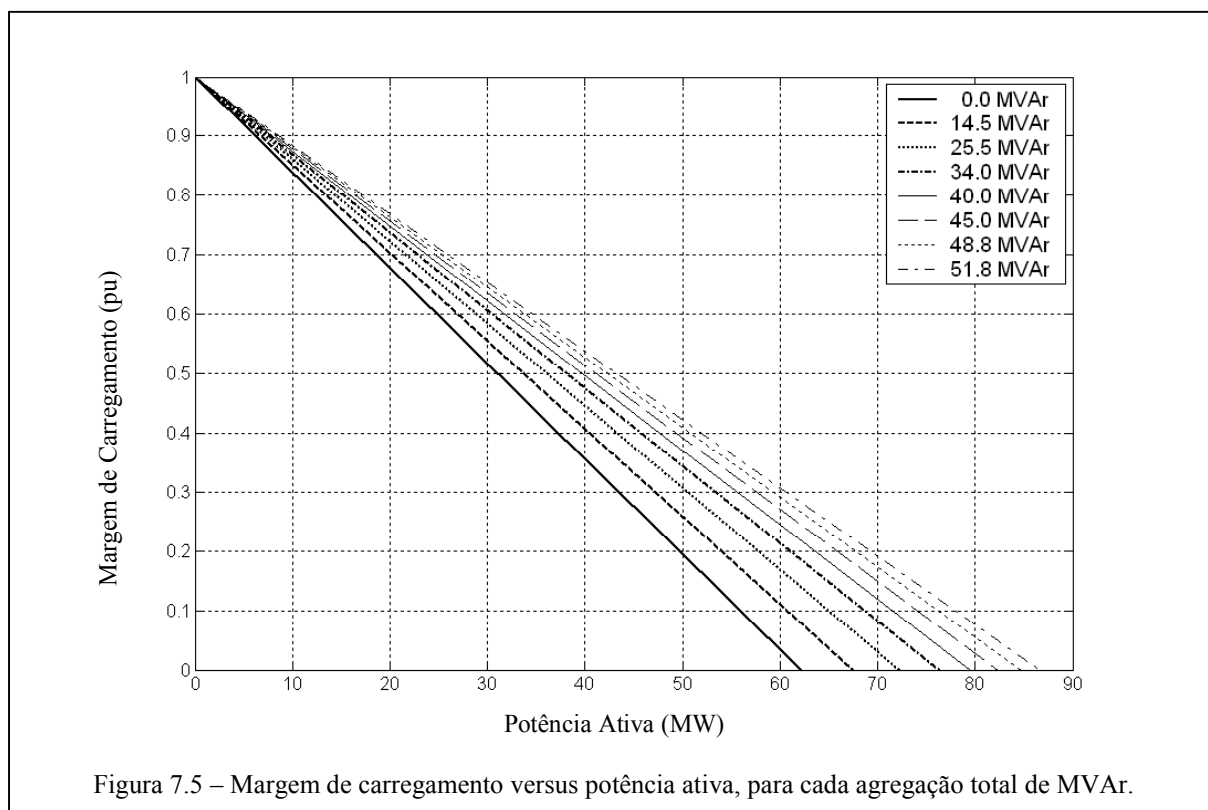
A figura 7.4 mostra a ampliação do intervalo de tensão de 0,9 a 1,0 pu, referente à figura 7.3, com a finalidade de esclarecer os saltos da figura 7.2, sem as perturbações dinâmicas.



A figura 7.5 mostra as retas correspondentes à margem de carregamento de potência ativa relacionadas a cada valor de  $P_{\max}$  da tabela 7.1. Em cada reta a correspondente impedância capacitiva agregada é constante.

Conforme um banco de capacitores é incluído resulta um salto de uma curva PV tradicional para outra acima dela. Do mesmo modo resultam saltos de uma reta de margem de carregamento para a reta acima, conforme mostrado na figura 7.6.

Pela análise da tabela 7.1 e das figuras 7.2 a 7.6 percebe-se que cada vez que o processo de recuperação de tensão foi repetido resultou um incremento menor em  $P_{\max}$ . Em conseqüência, a margem de carregamento não é adequadamente recuperada, nas últimas inclusões de capacitores, o que leva a um alto risco de colapso de tensão.



A figura 7.6 apresenta o indicador KS4 e a margem de carregamento  $(P_{\max} - P_{\text{atual}}) / P_{\max}$  correlacionadas com a curva PV da figura 7.2 (com sucessivas inclusões de capacitores).

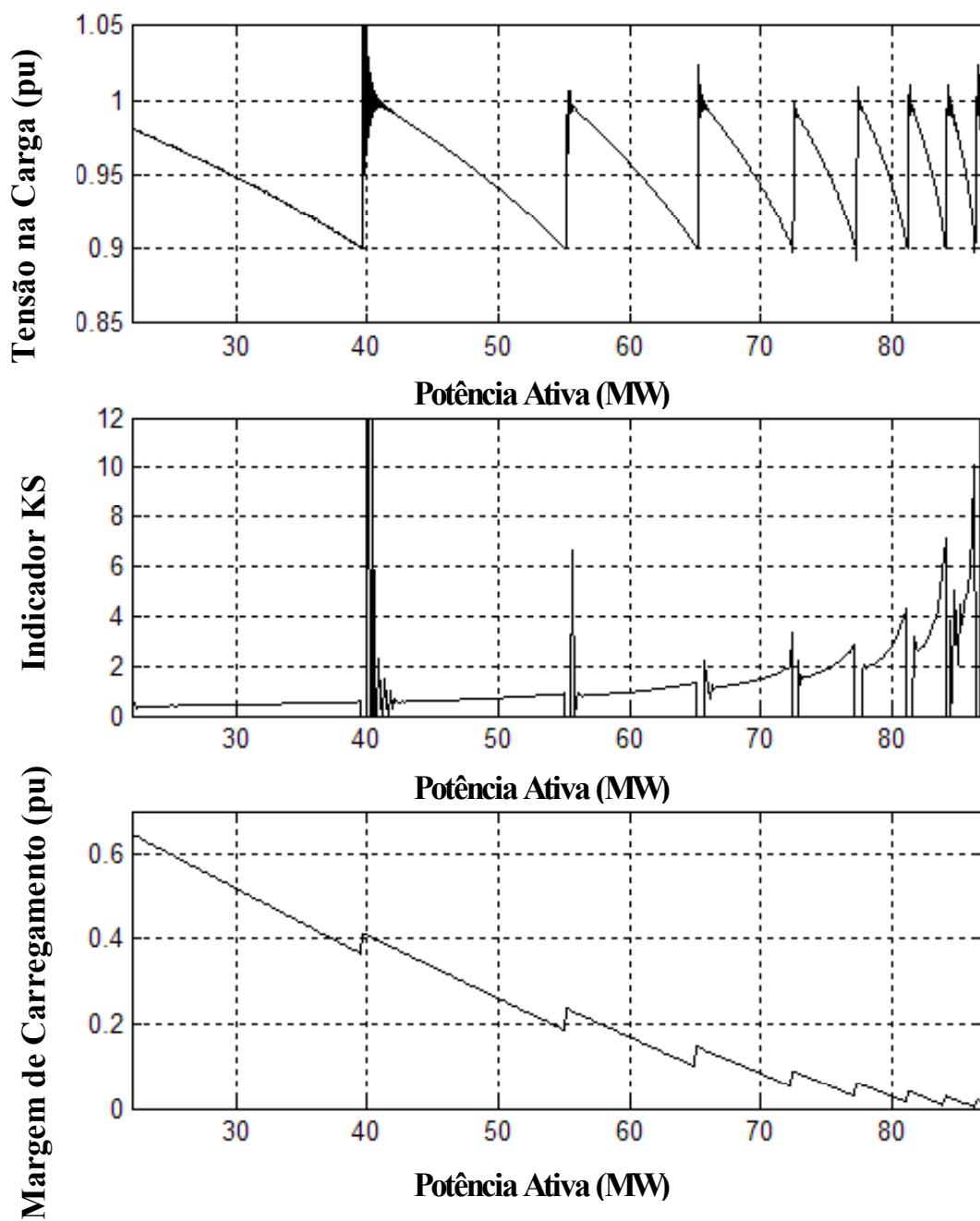


Figura 7.6 – Margem de carregamento e indicador KS4 relacionados à curva PV com sucessivas inclusões de capacitores

## 7.5 – Considerações Finais

Conforme detalhado a seguir, da análise das figuras 7.2 a 7.6 e da tabela 7.1, resultam as conclusões a seguir, que embora resultem de uma análise com capacitores, são válidas para o despacho de potência reativa a partir de geradores.

Um novo valor de potência ativa máxima na carga ( $P_{MAXnovo}$ ) se torna possível, cada vez que um banco de capacitores é incluído na barra de carga. Este valor é maior que o anterior ( $P_{MAXantigo}$ ), e corresponde a uma nova fonte de Thevenin. A diferença ( $P_{MAXnovo} - P_{MAXantigo}$ ) será menor a cada nova inclusão de banco de capacitores. Conseqüentemente, na inclusão dos últimos bancos de capacitores, a melhoria da margem de carregamento não é suficiente para garantir uma segurança razoável.

A recuperação do nível de tensão por meio da injeção de potência reativa deve ser evitada quando a margem de carregamento estiver muito pequena. Neste caso o desligamento de carga é a opção indicada. O programa do sistema supervisorio, deve calcular a margem de carregamento ou qualquer indicador de proximidade do colapso de tensão, e alertar para o operador do sistema com um alarme.

### 7.5.1 – Compensação Reativa de Sub-Tensão com Risco de Colapso de Tensão

Na tabela 7.1 e nas figuras 7.2 e 7.6 é mostrado que a sucessiva injeção de potência reativa para compensar a queda de tensão, causada por um contínuo crescimento da carga, pode levar o SEP ao colapso de tensão. Este colapso pode ocorrer mesmo sem a violação dos limites de tensão. Isto acontece depois do último salto de tensão da figura 7.2, porque a próxima curva PV tem colapso com  $V_{maxP} = 0.90$  pu. As curvas seguintes da figura 7.3 tem respectivamente  $V_{maxP} = 0.9141$  pu e  $V_{maxP} = 0.9250$  pu. Assim, nos três últimos

casos, que correspondem às três curvas superiores da figura 7.3, o colapso de tensão ocorre sem violar o limite de tensão.

### **7.5.2 – Análise pela Margem de Carregamento**

A injeção de potência reativa é recomendável quando a tensão na barra de carga se aproxima do limite mínimo e a margem de carregamento é maior do que um limite mínimo (0,15 pu, por exemplo). Pelo contrário o desligamento de carga é recomendável quando a tensão na barra de carga se aproxima do limite mínimo e a margem de carregamento é menor do que o mesmo limite.

As últimas inclusões de potência reativa observadas na figura 7.2, não são adequadas para a segurança do SEP, embora tenha sido obtida tensão adequada para a barra de carga. Nestes casos, a injeção de potência reativa corresponde a um incremento desprezível da potência ativa máxima permitida e conseqüentemente a margem de carregamento não é recuperada adequadamente. Resulta uma condição inaceitável de risco de colapso de tensão. O indicador VCPI alertaria o operador no sentido de que a opção correta seria o desligamento de carga.

### **7.5.3 – Análise pelo Indicador KS4**

A injeção de potência reativa é recomendável quando a tensão na barra de carga se aproxima do limite mínimo e o indicador KS4 é menor do que um limite máximo (1,5 pu, por exemplo). Pelo contrário o desligamento de carga é recomendável quando a tensão na barra de carga se aproxima do limite mínimo e o indicador KS4 é maior do que o mesmo limite.



## Capítulo VIII

### Influência da Dinâmica da Unidade Geradora a ser Contratada

#### 8.1 – Considerações Iniciais

O despacho rápido de potência reativa contribui para a estabilidade dinâmica da malha Q-V do sistema de energia elétrica, evitando o colapso de tensão, conforme exposto no item 17.1.11 do livro de P. Kundur [23].

No período que precede o pico diário de demanda de energia elétrica, sua derivada é alta acarretando perigo de “blackout” do sistema elétrico, por colapso de tensão. Nestas condições é necessária a injeção de potência reativa, com uma derivada compatível com a da demanda, para manter os níveis de tensão dentro das margens operacionais.

As regras a serem estabelecidas para a contratação de unidades geradoras para o suporte de reativos, devem considerar a velocidade do fornecimento de potência reativa, ou seja, a derivada da potência reativa fornecida ao centro de carga ( $dQ/dt$ ). Esta rapidez, no atendimento de reativos, depende da impedância entre o fornecedor do suporte e o centro de carga, e das características dinâmicas do sistema de excitação do gerador síncrono [2], bem como a eliminação de erro estacionário na regulação de tensão.

Esta característica se torna importante em situações de elevada demanda de potência, em que a derivada desta demanda for relativamente alta.

Também é desejável a inclusão de ação integrativa no controlador do sistema de excitação do gerador síncrono para a eliminação de erro estacionário na regulação de tensão.

Conforme detalhado no item seguinte, há operadores de SEP que estabelecem requisitos dinâmicos para qualquer gerador a ser conectado à rede elétrica, sem distinção de sua função. Alguns operadores, como os norte-americanos, estabelecem maior exigência em relação aos geradores destinados ao fornecimento de potência reativa.

O ajuste da dinâmica do regulador de tensão do gerador foi objeto da dissertação de mestrado intitulada “Regulador de Tensão de Gerador”, do autor desta tese, aprovada na EPUSP em 2001, relacionada a dois artigos [2,57]. Na ocasião não foi estudada compatibilidade dos ajustes propostos, com os requisitos dinâmicos de conectividade do gerador ao SEP.

A compatibilidade da dinâmica do regulador de tensão obtida com controlador PI e sensor realizado com retificador de doze pulsos, com os requisitos de alguns operadores foi analisada no decurso desta tese de doutorado, relacionado ao contexto mais amplo da regulação do perfil de tensão da rede elétrica.

## **8.2 – Características dinâmicas de geradores requeridas por alguns operadores**

São apresentados a seguir alguns aspectos relacionados à dinâmica dos sistemas de excitação de geradores, requeridos por alguns operadores de sistemas elétricos. São enfatizados os requisitos quanto à tensão de teto do sistema de excitação.

Dentre as exigências citadas a seguir, apenas a do NERC/WECC faz exigência diferenciada para sistemas de excitação de geradores destinados a suporte de potência reativa.

### **8.2.1 – Requisitos do operador brasileiro - ONS**

Nos Procedimentos de Rede [5], no submódulo 3.6 intitulado: “Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica” é especificado que a tensão de teto positivo deve ser  $\geq 5,0$  pu e módulo do teto negativo deve ser  $\geq 4,0$  pu. Onde 1,0 pu correspondente a tensão de campo necessária para gerar tensão nominal em vazio. Esta definição de 1 pu do ONS está conforme a norma IEEE std 421.1 [?] (“IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines”). Além disso, o sistema de excitação deve ser do tipo ST [49], ou seja, com retificador controlado alimentado pela tensão terminal do gerador. O ONS determina que o excitador deve manter no mínimo 110% da tensão nominal de excitação, quando ocorrer um curto-circuito no lado de alta tensão do transformador de saída, com tensão terminal nominal na saída do gerador reduzida a 35% do valor nominal. Determina também que o atuador deve conter módulos de ponte retificadora trifásica conectados em paralelo, com corrente equitativamente dividida entre os vários tiristores. Se houver necessidade de N módulos conectados em paralelo então (N+1) módulos devem ser fornecidos. Deve ser prevista operação de excitação manual e automática.

### **8.2.2 – Requisitos dos operadores do oeste dos EUA**

Os operadores do oeste dos EUA obedecem aos padrões do “NERC/WECC Planning Standards”, como por exemplo o Califórnia ISO. É exigido que os sistemas de excitação dos novos equipamentos tenham tensão de teto de no mínimo 1,5 vezes a tensão de excitação nominal [51,52], mesmo quando, devido a perturbações, a tensão terminal do gerador cair a 70% de seu valor nominal.

Para suprimento de potência reativa, visando prevenir colapso de tensão, a tensão de teto exigida é maior. Os geradores de potência maior ou igual a 10MW, com este fim, devem ter tensão de teto positivo no mínimo de 200% da tensão de excitação nominal a plena carga.

### **8.2.3 – Requisitos de operadores do Canadá**

No Canadá, o operador IESO [53], da região de Ontário exige tensão de teto positivo de no mínimo 200% da tensão nominal de campo e módulo do teto negativo de no mínimo de 140%. Também no Canadá, a British Columbia Transmission Corporation, em seu documento “69kV to 500kV Interconnection Requirements for Power Generators” [54] exige tensão de teto de no mínimo 3 pu, para o gerador com tensão, fator de potência e velocidade nominais, e capacidade de tensão de teto negativa (sem especificar valor). Capacidade para prover 160% da corrente de excitação nominal, por 30 segundos. O operador AESO, da província de Alberta no Canadá acompanha os padrões do NERC/WECC, por ter interligação com o sistema norte-americano.

### **8.3 – Modelo do regulador de tensão**

No sistema de controle da excitação, referido como regulador automático de tensão ou simplesmente AVR (“Automatic Voltage Regulator”), os retificadores utilizados devem ser adequados às exigências do operador, observando que suas características influenciam nas possibilidades de ajuste dinâmico desse regulador.

Este item visa sugerir topologia e ajuste de parâmetros para adequar sistemas de excitação de geradores síncronos aos requisitos de conectividade à rede elétrica de potência dos operadores citados.

O ajuste do controlador está relacionado à constante de tempo do retificador que atua sobre o campo e à do retificador com filtro, presente no sistema sensor.

A adequação do transitório de regulação é obtida com a escolha de controlador PI ajustado para cancelamento de pólo e amortecimento crítico, retificador de 12-pulsos não controlado no sensor e retificador trifásico totalmente controlado no atuador [2,66]. Os subsistemas citados são analisados a seguir.

### **8.3.1 – Controlador sugerido**

O controlador PI digital é a ferramenta mais utilizada atualmente na implementação de sistema de excitação do gerador síncrono. Os sistemas antigos eram equipados com controlador analógico, com filtro “lead-lag”, juntamente com a compensação por realimentação da tensão de campo [58].

É recomendado o ajuste do sistema de excitação, com o gerador em vazio, utilizando controlador PI, com o zero de sua função de transferência cancelando o pólo ocasionado pelo enrolamento de campo do gerador, e com o ganho proporcional ajustado de modo a ter transitório com amortecimento crítico [2,57].

A ação integrativa garante erro atuante estacionário nulo para degrau de referência [61].

Nas especificações do ONS o sobre-sinal (“overshoot”)  $\leq 10\%$  é requerido na regulação da tensão de campo [5]. É usual ajustar o regulador para o caso sub-amortecido, tolerando um pequeno sobre-sinal, na operação do gerador em vazio, posto que

quando em carga o sistema fica mais amortecido. O ajuste aqui recomendado, com amortecimento crítico, em vazio, corresponde a operar ligeiramente super amortecido, quando em carga, com maior garantia de não ultrapassar o limite de sobre-sinal, provenientes de variações dos parâmetros do equipamento.

### **8.3.2 – Retificador do atuador**

Todos os operadores citados exigem capacidade de tensão de teto positiva e negativa, o que com os geradores auto-excitados corresponde ao modelo ST[49], com ponte retificadora completamente controlada, no atuador de campo.

A resposta rápida do AVR requer tensão de teto alta [23]. Além disso o desempenho do sistema de excitação depende do gerador e do sistema de potência [23,62,63].

A redução do tempo de subida da tensão de saída do gerador ou da corrente de campo, na resposta a grande degrau de referência ou de carga, é limitada pela tensão de teto e pelas características do circuito de campo do gerador.

Por outro lado, para pequeno degrau de referência ou de carga, o zero do controlador PI cancela o pólo causado pelo enrolamento de campo, ou seja, a resposta do sistema de excitação independe das características elétricas do enrolamento de campo.

A capacidade do enrolamento de campo do gerador, no sentido de suportar uma sobre-tensão durante um curto prazo, de 15 a 60 segundos, bem como uma tensão de teto capaz de aplicar esta sobre-tensão, conjugados com o sistema de estabilização do sistema PSS (“Power System Stabilizer”) adequado, aumentam a margem de estabilidade do sistema elétrico de potência [23].

A excursão negativa da tensão de excitação permite uma redução rápida da corrente de excitação, necessária quando ocorre desligamento de carga ou desligamento de área após curto-circuito.

Para os geradores síncronos de potência acima de 10MW é indicado o uso da ponte de Graetz com 6 tiristores [55,56], ou seja, retificador trifásico totalmente controlado pela fase do pulso de disparo, conforme a figura 8.1, onde foram omitidas as proteções de cada tiristor [56], e os transformadores de pulso. Este retificador ocasiona um atraso puro de  $1/6$  do ciclo de tensão do gerador. Para frequência de 60 Hz este retardo corresponde a 2,77 ms. Este retardo pode ser representado aproximadamente por uma função de transferência de primeira ordem, cuja constante de tempo é igual ao tempo de retardo [61]. Não deve ser incluído diodo de livre giro (“free wheeling”), nem ponte híbrida (3 tiristores e 3 diodos), porque impedem a excursão negativa da tensão de campo, requerida pelos operadores do sistema elétrico. No caso de geradores de pequena potência, especialmente aqueles sem escovas, poderia ser usada a ponte retificadora monofásica completamente controlada, com 4 tiristores, mas o ONS não permite [5]. A ponte de 6 tiristores permite operar com maior potência e não desequilibra a carga do gerador.

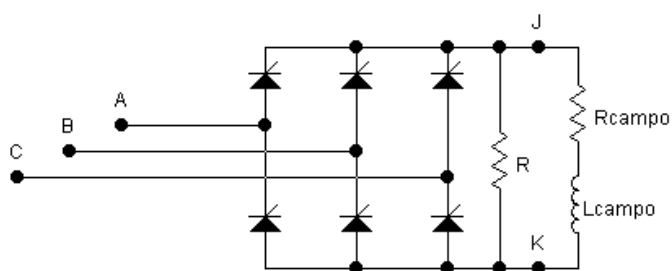


Figura 8.1 – Retificador trifásico totalmente controlado

As tensões de fases do gerador são representadas pelos pontos A, B e C, eventualmente derivadas do secundário de um transformador abaixador de tensão.

A resistência “R” da figura 8.1 pode ser utilizada para facilitar o acionamento dos tiristores, devendo ter um valor ôhmico elevado para evitar desperdício de potência.

Para maior confiabilidade podem ser implementados dois AVR operando cada um com sua ponte retificadora [50].

### 8.3.3 – Retificador do sensor

O sensor é usualmente constituído por um ou mais transformadores de potencial, que alimentam um retificador, seguido de um filtro de primeira ordem (que para a dinâmica do AVR é melhor que o de segunda ordem).

Há diversas opções para o retificador do sensor, dentre as quais, as versões com retificador monofásico de meia onda (conhecido como “de 1 pulso” por ciclo), hexafásico (6 pulsos) e duodecafásico (12 pulsos), mostradas nas figuras 8.2, 8.3 e 8.4. Os circuitos dos retificadores de 6 e 12 pulsos implementados por retificadores de onda completa, constam em artigo anterior do autor [2].

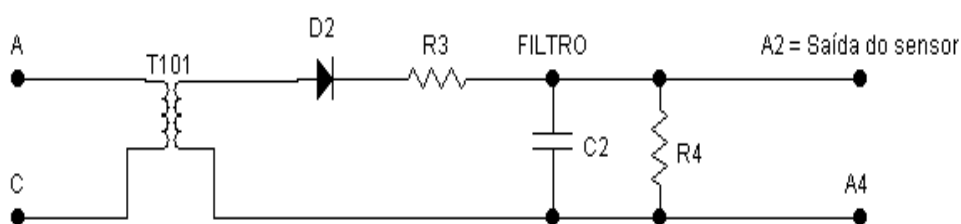


Figura 8.2 -Retificador monofásico de meia onda, com filtro



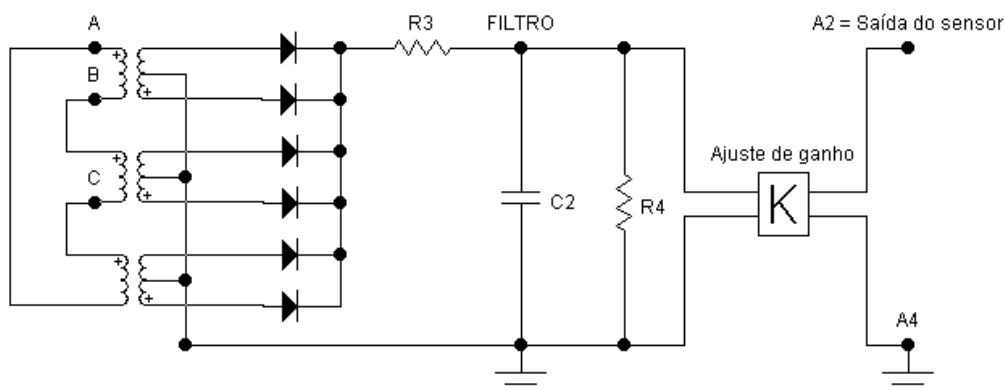


Figura 8.3 – Retificador hexafásico não controlado, com filtro

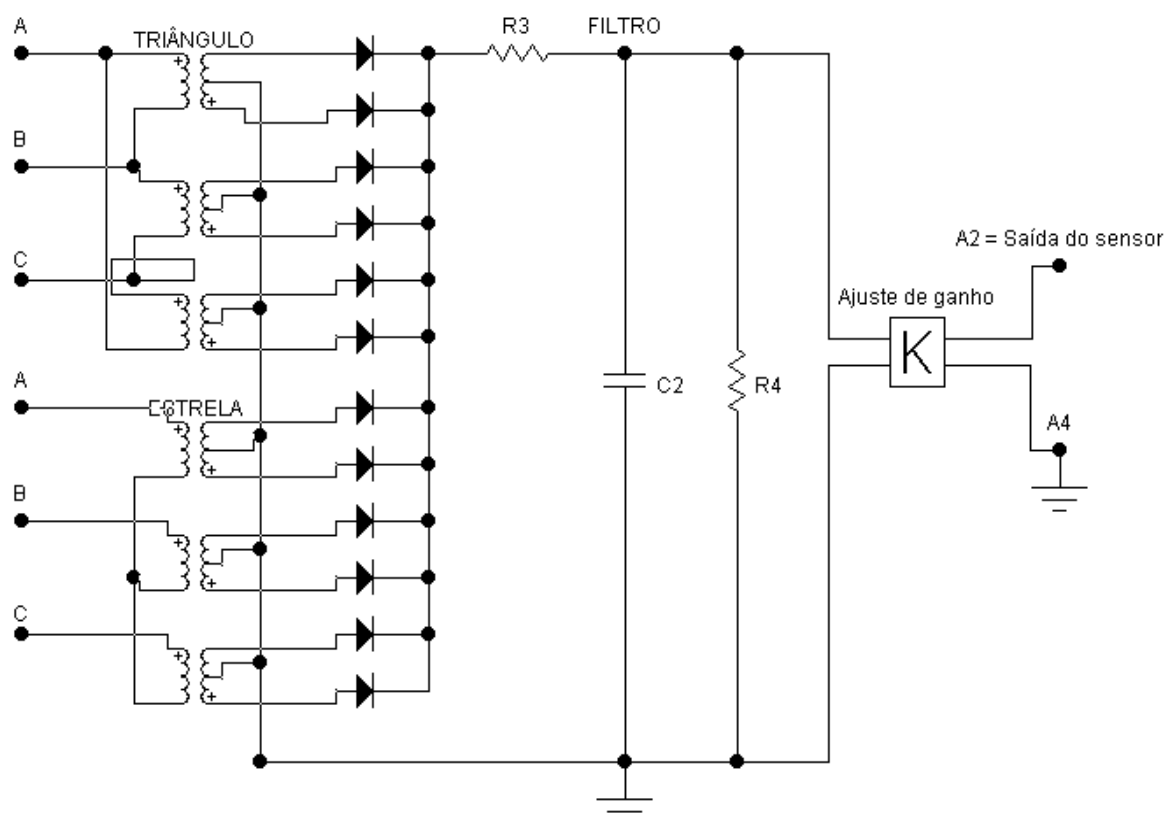


Figura 8.4 – Retificador duodecafásico não controlado, com filtro

Quanto maior o número de pulsos do retificador, menos “ripple” este apresentará, permitindo que o filtro passa-baixa tenha uma frequência de corte mais alta, o que significa uma resposta mais rápida, favorecendo a dinâmica de regulação do AVR [2,57].

### 8.3.4 – Dinâmica obtida para pequenas variações de referência ou de carga

Com o objetivo de demonstrar que a topologia e o procedimento de ajuste do regulador propostos, permitem obter um transitório de regulação de tensão, compatível com um despacho rápido de potência reativa, e com a dinâmica requerida pelos operadores, é apresentada uma simulação do comportamento da regulação em vazio.

É proposto um modelo matemático, em pu, com gerador em vazio, com os blocos correspondentes às funções de transferência do controlador PI, do campo, do sensor e pontes retificadoras dos sistemas atuador e sensor, sendo simulado pelo Matlab. Conforme o diagrama de blocos da figura 8.5.

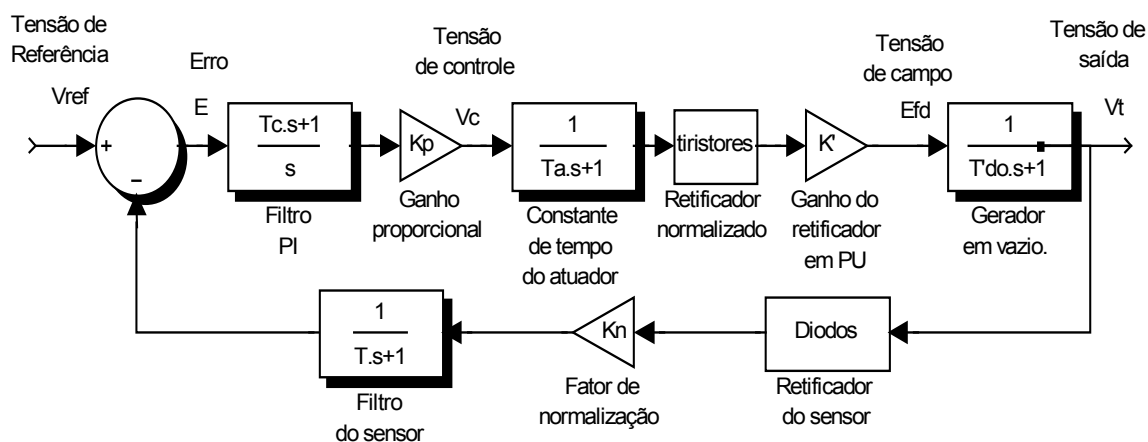


Figura 8.5 – Diagrama de blocos do sistema considerado, em pu

Para ressaltar a vantagem do retificador de 12 pulsos no sensor, com relação àqueles com menos pulsos, foram comparadas suas respostas a degrau de referência, com aquelas resultantes do uso de retificador de 6 pulsos. Foi considerado atuador linear ideal, para não misturar o “ripple” causado pelo atuador, com aquele causado pelo retificador

do sensor. A simulação do sistema real foi apresentada em trabalho anterior [2], em que o retardo puro (“delay time”) do retificador do atuador tem sua dinâmica representada por uma função de transferência de primeira ordem, cuja constante de tempo é igual ao tempo de retardo [61] e cujo “ripple” foi incluído, pela simulação do retificador tiristorizado. Naquele caso, a determinação do ganho  $K_P$  para amortecimento crítico foi analisada, após o cancelamento do pólo do campo, em um lugar das raízes com 3 pólos.

A figura 8.6 visa evidenciar o zero ( $-K_I/K_P$ ) da função de transferência do controlador PI.

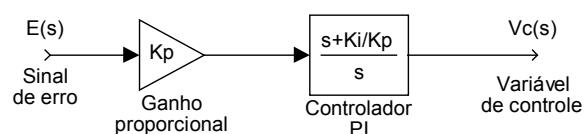
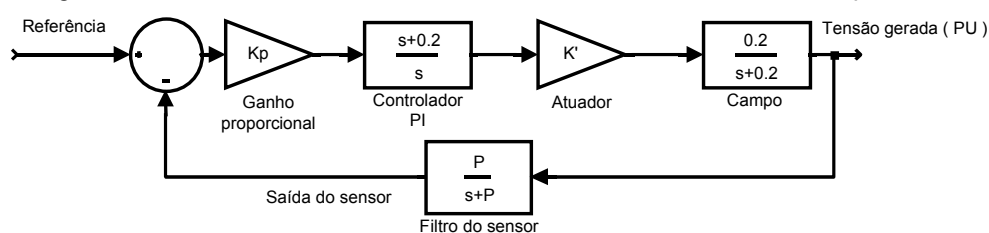


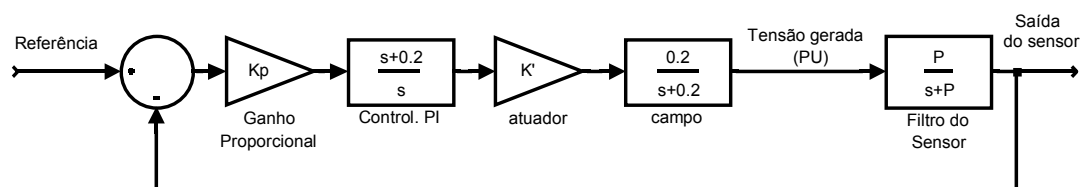
Figura 8.6 – Função de transferência do controlador PI

A figura 8.7 apresenta os diagramas de blocos simplificado do sistema de excitação, cujos parâmetros são descritos a seguir.

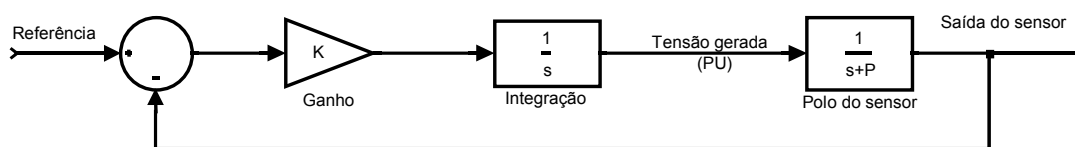
Diagrama de blocos do AVR, com “zero” do controlador PI cancelando o pólo do campo.



O lugar das raízes foi analisado para realimentação unitária, conforme abaixo.



Cancelando o pólo do campo, e reunindo os fatores de ganho em um só K, resulta:



$$K = K_p * K' * 0,2 * P$$

Figura 8.7 – Diagrama de blocos do sistema de excitação, modelo linear simplificado

Foram considerados:

- Pequeno degrau de referência de 1 para 1,01 pu;
- Pólo do filtro do sensor de 15, 60, 240 e 490 rad/s;
- Atuador linear ideal;
- Ajuste de  $K_P$  para amortecimento crítico, em cada caso.
- Constante de tempo do campo do gerador típico em vazio:  $T'_{do} = 5$  seg. [23,59,60], que corresponde ao pólo  $-P_{fd} = -0,2$  rad/s;
- Controlador PI com  $T_C = 5$  Seg., correspondendo ao zero  $= -K_I/K_P = -0,2$  da figura 8.6;
- Tensão de teto do sistema de excitação,  $K' = 5$  pu, conforme a especificação do ONS, porém considerado linear, até o limite de 5 pu e sem retardo;
- Filtro do sensor simulado com pólos respectivamente:  $-P = -15, -60, -240$  e  $-490$  rad/s.

A simulação da tensão de saída do gerador, em pu, com 12 pulsos é mostrada na figura 8.8 e com 6 pulsos na figura 8.9.

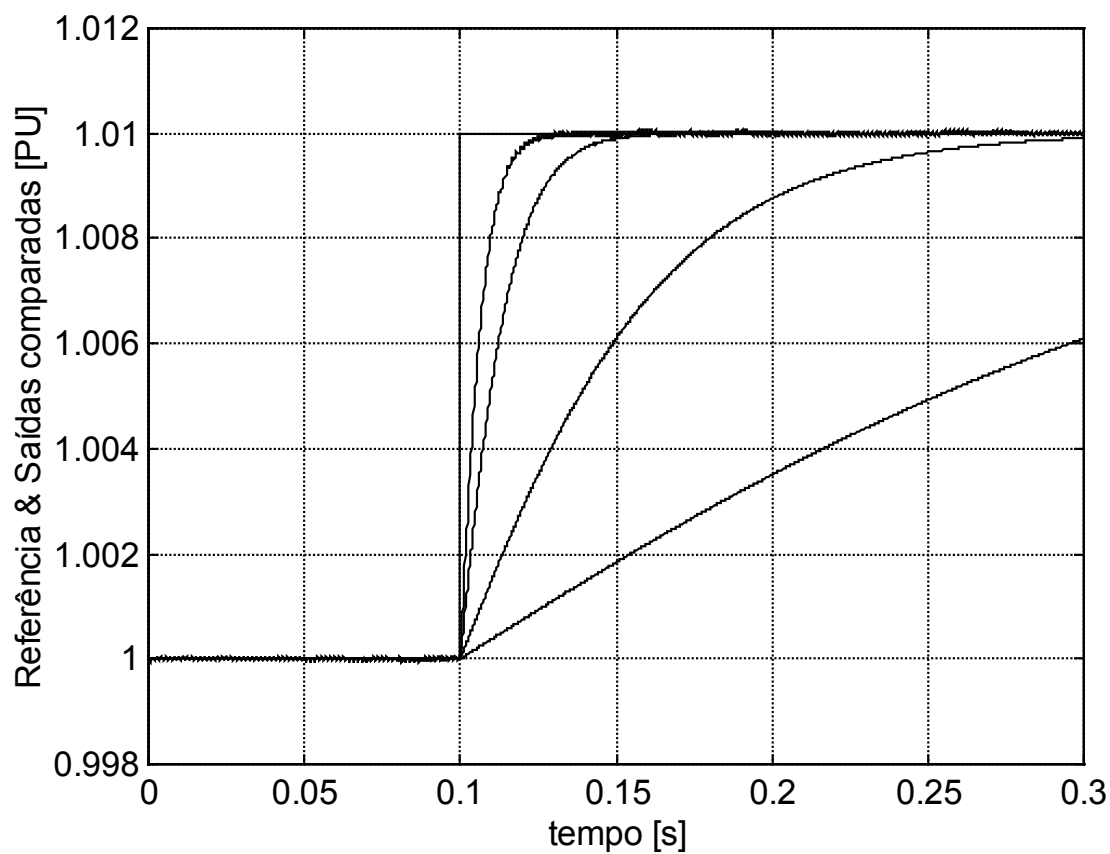


Figura 8.8 - Resposta ao degrau, para vários pólos do sensor de 12 pulsos, atuador linear instantâneo sem SCR.

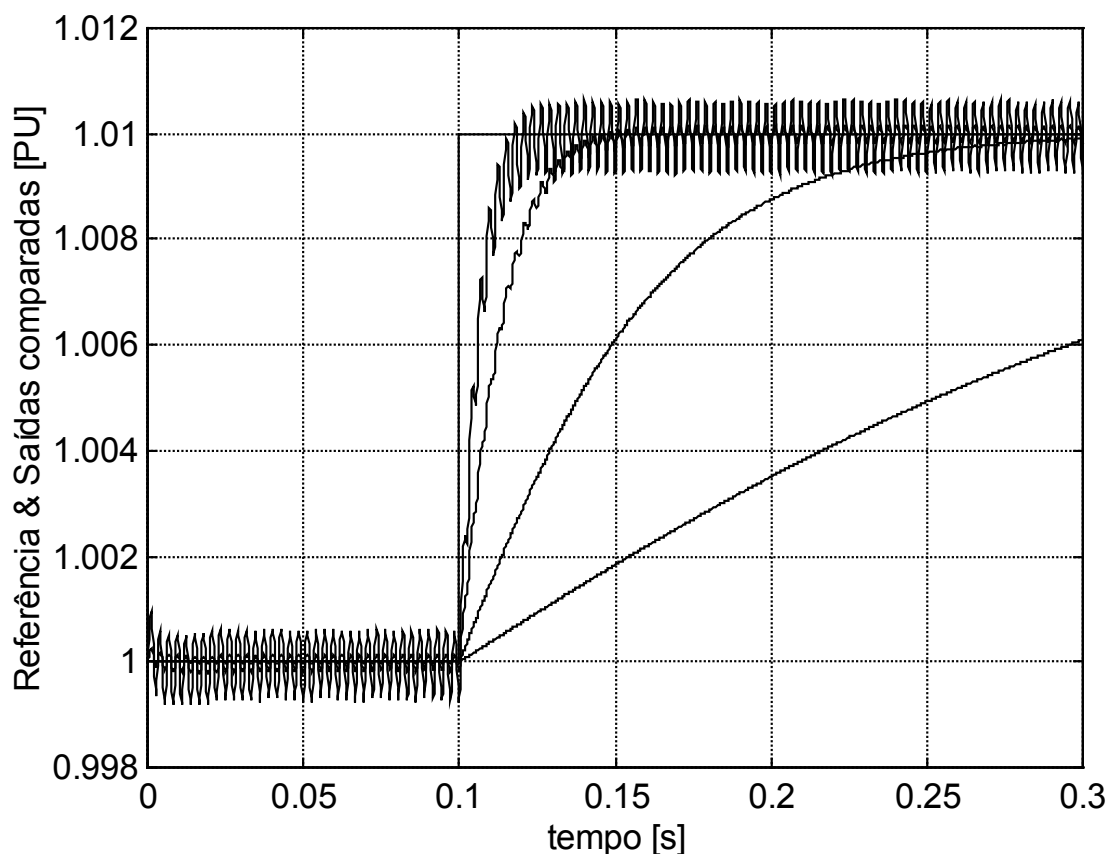


Figura 8.9 - Resposta ao degrau, para vários pólos do sensor de 6 pulsos, atuador linear instantâneo sem SCR.

Nas figuras 8.8 e 8.9, a curva superior corresponde ao pólo de 490 rad/seg. seguindo-se abaixo as curvas correspondentes aos pólos de 240, 60 e 15 rad/seg..

Comparando as curvas correspondentes ao filtro com pólo de 490 rad/seg., das figuras 8.8 e 8.9, observa-se que o “ripple” do retificador de 6 pulsos não é devidamente atenuado, enquanto com 12 pulsos é plenamente satisfatório.

Nas curvas logo abaixo, das mesmas figuras, que correspondem ao filtro com pólo de 240 rad/seg. ainda se observa algum “ripple” residual, com sensor de 6 pulsos. Este “ripple” observado pode interferir no controle do ângulo de disparo do retificador controlado do atuador.

Alterando apenas o retificador para monofásico (figura 8.2), os filtros de 490, 240 e 60 rad/seg apresentam “ripple” inaceitável e com 15 rad/seg. ocasiona o transitório da figura 8.10.

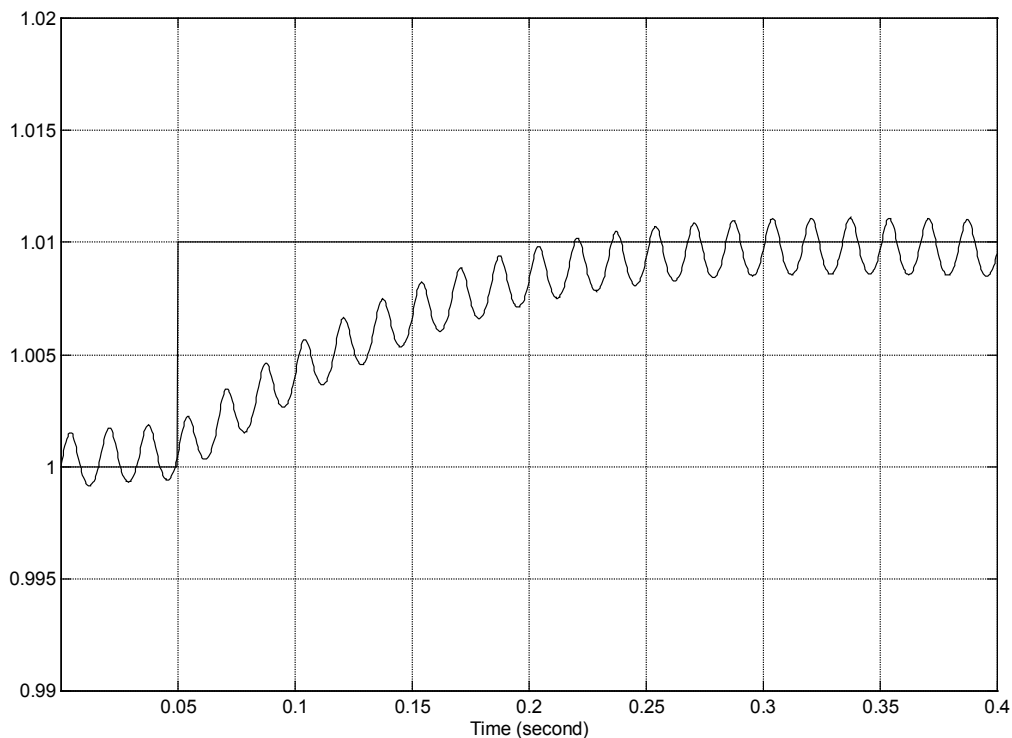


Figura 8.10 – Resposta do AVR ao degrau, atuador linear sem SCR, sensor de 1 pulso com pólo de 15 rad/s.

Assim, o retificador monofásico de meia onda, no sistema sensor, requer filtro muito lento para atenuar o “ripple”, comprometendo a dinâmica do AVR.

#### 8.4 – Operação do sistema de excitação com tensão de teto

No caso de grande degrau de referência ou de carga o transitório de regulação de tensão depende predominantemente da constante de tempo do sistema sensor e

da adequação da tensão de teto à característica dinâmica do enrolamento de campo do gerador, porque a operação se dará com tensão de teto na maior parte do transitório.

O sistema de excitação do tipo ST2A [49] acrescenta enrolamento de campo cuja corrente contínua é proporcional a corrente de saída do gerador. Assim oferece um auxílio eletromagnético à ação da ponte retificadora controlada, no sentido de aumentar a força magneto-motriz do campo do gerador quando ocorre sobrecarga ou curto-circuito.

O tempo de operação com tensão de teto, pode levar o controlador PI ao fenômeno conhecido como “windup” [64], que prejudica o transitório de regulação. Existem várias técnicas “anti-windup” para evitar a citada degradação do transitório de regulação [65]. Alguns operadores não permitem a aplicação de técnicas “anti-windup” [54].

## **8.5 – Considerações Finais**

A legislação referente ao fornecimento de potência reativa como serviço ancilar deve impor um valor mínimo de teto positivo e de teto negativo do sistema de excitação e um valor máximo de constante de tempo, ou considerar este quesito na decisão de concorrência para o fornecimento deste serviço ancilar.

O AVR com controlador PI, ajustado para amortecimento crítico, com cancelamento do pólo do campo do gerador, com retificador de 12 pulsos e filtro da ordem de 500 rad/seg. no seu sensor permite atender os critérios de qualidade transitórios do sistema de excitação dos geradores síncronos, requeridos para conectividade à rede elétrica.

Percebe-se que o pequeno custo adicional do sensor de 12 pulsos é compensado por permitir o uso do filtro da ordem de 500 rad/seg., obtendo um menor tempo de acomodação do AVR.



A topologia do AVR e o ajuste proposto atendem as especificações requeridas pelos operadores citados, quanto ao transitório de regulação. Seria muito extenso mostra-lo referindo cada item dos requisitos de cada operador citado.

Dentre os sistemas do tipo ST1A do padrão 421.5 do IEEE, os retificadores de onda completa, totalmente controlados atendem a excursão positiva e negativa da tensão aplicada ao campo do gerador.

Percebe-se que os operadores do oeste dos EUA estabeleceram para os sistemas de excitação de geradores destinados ao suporte de reativos uma tensão de teto mais alta que a requerida para os demais geradores. No caso brasileiro, a tensão de teto exigida para o suprimento de potência ativa já é relativamente alta, não havendo necessidade de exigência especial para suprimentos de reativos.

## Capítulo IX

### Conclusões e Sugestões

Esta tese alerta que a legislação brasileira referente aos serviços ancilares de geradores síncronos, no suporte de reativos, tende a ocasionar uma degradação da capacidade dinâmica de despacho de potência reativa, conseqüente da redução de investimentos para este fim. Assim foi estabelecida a necessidade de evolução desta legislação. Foram relacionados vários aspectos a serem considerados para a evolução citada, quais sejam:

- Opções adotadas por diversos operadores ao redor do mundo para remuneração de potência reativa de geradores como serviço ancilar;
- Requisitos dinâmicos dos geradores, para sua conectividade à rede;
- A possibilidade de remuneração de reserva girante de potência reativa, como serviço ancilar.

Este trabalho visou conceituar aspectos a serem considerados para a evolução da legislação citada, a qual deve considerar o estímulo ao investimento na capacidade dos geradores para o suporte de reativos na sua filosofia.

O investimento refere-se a:

- Dimensionamento dos aspectos elétrico e magnético do campo dos geradores, de modo que os mesmos possam, quando requeridos, gerar potência reativa até o limite de sua potência aparente nominal;
- Reforma de sistemas de excitação de geradores já conectados à rede, no sentido de obter um despacho rápido de potência reativa;

- Sistemas de excitação capazes de um despacho rápido de potência reativa, para os geradores a serem conectado à rede.

Com a legislação brasileira vigente, não estão sendo atendidos adequadamente os interesses dos agentes dos serviços, nos seguintes fornecimentos, que podem ser oferecidos pelos geradores síncronos:

- Serviços de compensadores síncronos (baixa remuneração);
- Serviço de reserva girante de potência reativa (não previsto na legislação);
- Fornecimento de potência reativa, como serviço ancilar, junto com potência ativa (não previsto);
- Fornecimento de potência reativa, com perda de fornecimento de potência ativa (sem compensação financeira pela perda de oportunidade).

Pesquisando a legislação referente ao suporte de reativos, dos países que sofreram o processo de privatização e adotaram uma solução de mercado, para o suporte de reativos, chegamos às seguintes conclusões:

- a) A legislação brasileira referente ao suporte de reativos, bem como a maioria das legislações de operadores de outros países, não estimulam o investimento em equipamentos capazes de prover suporte dinâmico de potência reativa.
- b) O aprimoramento desta legislação é importante, para garantir a confiabilidade do sistema elétrico a médio e longo prazo, à proporção que os equipamentos referidos, existentes na época da privatização, se tornem incapazes de atender às margens de segurança.
- c) Dentre os operadores analisados, a legislação britânica, do NGC, para a contratação do suporte de reativos parece ser o modelo mais adequado para o aprimoramento da legislação brasileira.

Os operadores de sistemas elétricos solicitam um re-despacho de potência reativa para corrigir o perfil de tensão em áreas críticas. Foi mostrado, com

ilustrações, que este procedimento causa risco de colapso de tensão, quando a margem de carregamento da barra (ou da área) considerada for pequena. Em vez da margem de carregamento pode ser utilizado outro tipo de indicador para identificar esses casos de risco.

Neste trabalho foi proposto um indicador de proximidade do colapso de tensão, não encontrado na literatura, dado pelo índice de sensibilidade da tensão de cada barra em relação a variação de potência aparente consumida naquela barra ou em sua área. Este indicador pode dar a mesma informação que a margem de carregamento, indicando o desligamento de carga e contra indicando a injeção de potência reativa.

Havendo necessidade de injeção de potência reativa para melhorar o perfil de tensão ou a margem de carregamento em uma barra de carga ou em uma área do SEP, convém identificar que geradores terão melhor aproveitamento da potência reativa gerada, com relação à barra ou área alvo, conforme detalhado no capítulo VI.

Foi sugerida a concorrência pública para fornecimento de serviço ancilar de potência reativa de geradores, para atender à correção do perfil de tensão de certas barras críticas, levando em consideração o preço proposto por MVARh, ponderado pelo fator de contribuição para a elevação de tensão da área alvo, referente à unidade de geração concorrente. A ilustração da comparação dos preços ponderados foi feita no capítulo VI.

Sendo usual o crescimento muito rápido de demanda nos horários de pico de carga, com carregamento muito próximo do limite de capacidade do SEP, deve ser considerada a dinâmica das unidades geradoras a serem solicitadas para o fornecimento de potência reativa, como um requisito para a sua seleção, conforme detalhado no capítulo VIII.

A dinâmica referida depende de características eletromagnéticas do campo do gerador e da tensão de teto da ponte retificadora do sistema de excitação, quando ocorre um grande degrau de carga ou de referência. Perante pequenas variações de carga ou de referência a dinâmica depende da topologia do sistema sensor e do atuador do AVR do

sistema de excitação, em coordenação com o tipo de controlador utilizado, e do ajuste de seus parâmetros.

Foi proposto o uso de controlador PI ajustado para o amortecimento crítico e cancelando o polo do enrolamento de campo, em vazio; sendo este controlador coordenado com sistema sensor baseado em um retificador duodecafásico e sistema atuador com ponte retificadora trifásica totalmente controlada. Esta proposta atende às especificações dinâmicas do sistema de excitação requeridas pelos operadores do Brasil, do Canadá e dos EUA, uma vez atendidas as tensões de teto positiva e negativa, estabelecidas por cada um.

Com o conjunto de aspectos citados, foi atendido o objetivo de estabelecer uma visão conceitual e panorâmica destinada a orientar a evolução da legislação referente aos serviços ancilares de potência reativa provido pelos geradores síncronos.

São sugeridos para trabalhos futuros:

- Análise da equivalência dos indicadores normalizados KS1n, KS3n, KS4n, KS5n e KS6n em sistemas com maior número de barras, radiais ou malhados;
- Análise da seleção de propostas de geradores, em concorrência pública, considerando a contribuição para elevação de tensão em sistemas com maior número de barras, radiais ou malhados;
- Análise da resposta dinâmica de geradores no despacho de potência reativa, em uma situação com demanda de potência em rampa, sob fator de potência constante.

## Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL, Resolução Normativa N° 133 de 23/12/2004
- [2] Barbuy, H. S., Fernandes, L. A. P., Goldemberg, C., Rocco, A., et all, “Rectifier Choices for Synchronous Generator Excitation”, Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP 2003, pp 160-165, Fortaleza , Brasil.
- [3] ANEEL, Relatório: Regulamentação dos serviços ancilares de geração – estabelecimento da tarifa de serviços ancilares – TSA, processo N° 48500.005109/02-15 de 22/12/2003
- [4] ANEEL, Resolução N° 265 de 10/06/2003
- [5] [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)
- [6] [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)
- [7] Monticelli, A. & Garcia, A., Introdução a Sistemas de Energia Elétrica, Campinas, Brasil – Editora da UNICAMP, 2003
- [8] Silva, E. L., O Provimento de Potência Reativa como um Serviço Ancilar, Anais do XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Brasil, 1999.

- [9] Item 39 do Decreto 49.535 do Governo do Estado de São Paulo, editado em 19/04/2005. [www.ciesp.org.br/pdf/Projetos\\_Estrategicos.doc](http://www.ciesp.org.br/pdf/Projetos_Estrategicos.doc)
- [10] Jardini, J. A. & Casolari, R. C., Serviços Ancilares – Avaliação de Benefícios e Custos no Fornecimento de Reativos em Usinas Hidroelétricas, anais do I CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, realizado pela ANEEL, Brasília, nov. 2001
- [11] California ISO Corp., Ancillary Services Requirement Protocol, FERC Electricity Tariff, Volume II, October 2000
- [12] National Electricity Market Management Company, Ancillary Service Review – Recommendation, Australia – October, 1999
- [13] National Electricity Market Management Company, Generator Code Reactive Obligations, Australia – October, 1988
- [14] National Electricity Market Management Company, National Electricity Market Ancillary Services, Australia – November, 1999
- [15] New York Independent System Operator Ancillary Services Manual, 1999
- [16] PJM Interconnection LLC, Report to FERC on Ancillary Services Markets by Market Monitoring Unit, USA – April, 2000

- [17] Independent Electricity Market Operator – IMO, Market Rules for the Ontario Electricity Market, Canada – March, 2005
- [18] [www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/marketRules)
- [19] The National Grid Company plc., An Introduction to Reactive Power: Ancillary Services – Reactive Contracts, UK – June, 1998
- [20] The National Grid Company plc., Ancillary Services – An Introduction – 2<sup>th</sup> Edition, UK – 1995
- [21] [www.nationalgrid.com](http://www.nationalgrid.com)
- [22] Knight, U. G., “Voltage Collapse-Experience and Modelling”, IEE Colloquium on Voltage Collapse, Digest 1997/101 ,pp 81-87, 1997
- [23] Kundur, P , “Power System Stability and Control” , EPRI Editors , CA-USA,1994
- [24] Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., Fernandes, L. A. P., Rocco, A., “Remuneração dos Serviços de Potência Reativa no Brasil: Questionamento e Comparações”, Anais do “Congresso Internacional de Distribuição Eléctrica” – CIDEL 2006, Buenos Aires , Argentina
- [25] GRIDCO, Evaluation of GRIDCO’s RFP for Generation in the Grand Prairie Region, Final Report, USA, 1998.



- [26] Carpentier, J., Girardi, R., Scano, E., “Voltage Collapse Proximity Indicators Computed from an Optimal Power Flow”, PSCC, Helsinki, Finland, 1984.
- [27] Kessel, P. & Glavitsch, H.,”Estimating the Voltage Stability of a Power System”, IEEE Transactions on Power Systems Delivery, PWRD-1 vol.1 n.3, pp346-352 ,1986
- [28] Tiranuchit, A. & Thomas, R. J. , “A Posturing Strategy Against Voltage Instabilities in Electric Power Systems” , IEEE Transactions on Power Systems vol.3 n.1, 1988
- [29] Lemaître, C., Paul, J. P., Tesseron J. M., Harmand, Y., Zhao, Y. S., “An Indicator of the Risk of Voltage Profile Instability for Real-Time Control Applications”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, pp 154-161, 1990.
- [30] ANEEL, Resolução n. 505 de 26//11/2001. [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)
- [31] Nwankpa, C.O. & Hassan, R. M. ,”A stochastic based voltage collapse indicator”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.8, n.3, 1993
- [32] Ajjarapu, V. & Christy, C., “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, pp 416-423, 1992.
- [33] Löf, P. A., Smed, T., Andersson, G., Hill, D. J., “Fast Calculation of a Voltage Stability Index”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, pp 54-64, 1992.]

- [34] Jung, T.H., Lee, D. H., Kim, K.J. “An Approach for Estimating Voltage Collapse Proximity Using a New Index Based on the System Loss Information”, International Conference on Large High Voltage Electric Systems CIGRÉ Session, 1992
- [35] Gil, J.B. & Gomes, T., ”Determination of Voltage Collapse Areas Through Generalized Singular Value Analysis”, III Bulk Power System Voltage Phenomena Seminar, 1994
- [36] Taylor, C. W., “A Perspective on Voltage Stability with Emphasis on Load Characteristics”, II Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, August 1989, Brazil (10<sup>th</sup> Invited Paper)
- [37] Melo, A.C.G.. et al , “Avaliação Probabilística de Margens de Carregamento do Sistema”, Anais do XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Brasil, 1999.
- [38] Prada, R. B., Palomino, E. G. C., Santos, J. O. R., Bianco, A. e Pilotto, L. A. S., 2002. Voltage Stability Assessment for Real Time Operation. Proceedings of IEE Generation, Transmission and Distribution, 149 (2): 175-180.
- [39] Feijó, W. L., Lemos, F. A. B., Zampieri, A. V. and Franceschi, A. L., 2003. “Sistema para Monitoração e Simulação de Ações de Controle de Tensão em Tempo Real”. Proceedings of II CITENEL, 1043-1046.
- [40] Radman, G. & Parma, A., “Static Voltage Stability Analysis of Power Systems Considering Induction Motor Components of Load”, Proceeding (582) European Power and Energy Systems - 2007

- [41] Carreras, B. A., Lynch, V. E., Newman, D. E. and Dobson, I., 2003. Blackout Mitigation Assessment in Power Transmission Systems. Thirty-sixth Hawaii International Conference on System Science.
- [42] Mohamed, A. & Jasmon, G. B., "Determinating the Weak Segment of a Power System with Voltage Stability Considerations", Electric Machines and Power Systems, 24, pp 555-568, 1996.
- [43] Quintela, A. S., Castro, C. A., "Contingency Ranking for Voltage Stability Using Improved Branch-based Voltage Collapse Proximity Indices", 34<sup>th</sup> Annual North American Power Symposium (NAPS 2002), Arizona State University, Tempe, Arizona, U.S.A., 2002
- [44] Huang, G. & Zhang, H., "Dynamic Voltage Stability Reserve Studies For Deregulated Environment", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Vol. 1, pp 301-306, Vancouver, BC, Canada, 2001
- [45] Arunagiri, A. & Venkatesh, B., 2004. Simulation of Voltage Stability and Alleviation Through Knowledge Based System. American Journal of Applied Sciences, 1 (4): 354-357.
- [46] [www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/2000public/Report.pdf](http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/2000public/Report.pdf)
- [47] [www.abrage.com.br/gtmn/XVIREuniaio.pdf](http://www.abrage.com.br/gtmn/XVIREuniaio.pdf)
- [48] [www.abrage.com.br/gtop/Reu42GTOP.pdf](http://www.abrage.com.br/gtop/Reu42GTOP.pdf)

[49] IEEE Std 421.5 – 1992, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”, August, 1992.

[50] [www.siemens.com.br](http://www.siemens.com.br)

[51] [www.caiso.com](http://www.caiso.com)

[52] [www.wecc.biz/documents/2004/standards/WECC%20AVR%20Policy%20Final\\_RL.pdf](http://www.wecc.biz/documents/2004/standards/WECC%20AVR%20Policy%20Final_RL.pdf)

[53] [www.ieso.ca/imoweb/pubs/caa/caa\\_Report\\_2005-EX250.pdf](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/caa/caa_Report_2005-EX250.pdf)

[54] [www.bctc.com](http://www.bctc.com)

[55] Barbi, I., Eletrônica de Potência, ed. do autor, 6<sup>a</sup> ed., Florianópolis, 20005.

[56] Ahmed, A., Eletrônica de Potência, Prentice Hall/Pearson Education do Brasil, São Paulo, 2000.

[57] Barbuy, H. S., Goldemberg, C., Regulador de Tensão de Gerador, Boletim Técnico da EPUSP, ISSN 1413-2214, São Paulo, 2001

[58] Schaefer, R. C., Kim, K., “Excitation Control of the Synchronous Generator”, IEEE Industry Applications Magazine, vol. 7, no. 2, pp 37-43, Mar/Apr 2001.

- [59] Koessler, R.J., “Techniques for Tuning Excitation System Parameters”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 3, no. 4, pp 785-791, dec. 1998.
- [60] Anderson, P.M., Fouad, A. A., “Power System Control and Stability”, IEEE Press, New Jersey, USA, 1993.
- [61] Ogata, K., Engenharia de Controle Moderno, 4<sup>a</sup> ed., Editora Pearson, São Paulo, 2003.
- [62] IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications, IEEE Standard 421.4-1987
- [63] Guide to the Characteristics, Performance, and Hardware Requirements in the Specification of Excitation Systems, Report of the Governor and Excitation Control System Committee of the Canadian Electrical Association, 1982
- [64] Aström, K. J., Hägglund, T., “Automatic Tuning of PID Controllers”, Instrument Society of America, Research Triangle Park, North Carolina, 1988
- [65] Fernandes, L. A. P., Goldemberg, C., Técnicas “Anti-Windup”, Boletim Técnico da EPUSP, ISSN 1413-2214, São Paulo, 2001
- [66] Elgerd, O. I., Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica, McGraw-Hill do Brasil Ltda., São Paulo, 1976.

## **Anexo I**

### **Listagem de dados de entrada do TransUFU**

#### **Notas:**

- 1) Sistema de 3 barras,**
- 2) Incrementos de carga progressivos na barra3**

```

0000000
1111111
0000000
  1  0  1  0  0
BARRA3
BARRA1  1
ANALISE DE ESTABILIDADE - SISTEMA ELETRICO SE1 - DIB
CARGA MODELADA COMO POTENCIA CONSTANTE (90,00%)
COM REGULADOR DE VELOCIDADE E COM REGULADOR DE TENSÃO
ENTRADA DE CARGA NA BARRA 3 A CADA 10 SEG.
  60.0  100.0  0  0  100  0  0  0  0
BARRA1  1.000  0.000  2.178  1.178  0.000  0.000
BARRA2  0.990 -1.444  0.000  0.000  0.000  0.000
BARRA3  0.980 -2.088  0.000  0.000  2.158  1.068
BARRA3A 0.980 -2.088  0.000  0.000  2.000  5.000
BARRA3B 0.934 -2.088  0.000  0.000  2.000  5.000
BARRA3C 0.883 -2.088  0.000  0.000  1.000  2.500
BARRA3D 0.855 -2.088  0.000  0.000  1.000  2.500
BARRA3E 0.825 -2.088  0.000  0.000  1.000  2.500
BARRA3F 0.791 -2.088  0.000  0.000  1.000  2.500
BARRA3G 0.754 -2.088  0.000  0.000  0.500  1.250
BARRA3H 0.734 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3I 0.723 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3J 0.711 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3K 0.699 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3L 0.686 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3M 0.672 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3N 0.658 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3O 0.641 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3P 0.623 -2.088  0.000  0.000  0.250  0.625
BARRA3Q 0.601 -2.088  0.000  0.000  0.100  0.250
BARRA3R 0.592 -2.088  0.000  0.000  0.100  0.250
END
BARRA1 BARRA2  0.031  0.80  0.0  0.0
BARRA2 BARRA3  0.001  0.05  0.0  1.0
END
111 10.0  10.0  0.0  0.0  10.00  10.00  90.00  90.00
END
BARRA1  1 100.0  9.904  0.230  0.750  1.310  0.750  0.000  3.590  0.000  1
BARRA1  1  0.23 0.750  0.000  0.00
END
BARRA1  1  2.178  1.178  0.00
END
BARRA1  1 400. 0.03 0.02 1.0  5.70 0.20  BARRA1 0.000  1.0  0.8 2.19  0.2 1
BARRA1  1  3.0  2.0  1.5  1.6
END
BARRA1  1 0.005  1.0  0.10  0.0  0.0  0.1  0.0  0.1 250.0
END
END
END
BARRA1  1  0.0010  191.0  9999.  0.2  1
BARRA1 BARRA1 -100  0.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA1 BARRA1 +100  0.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3 BARRA3A +100  11.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3A BARRA3B +100  21.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3B BARRA3C +100  31.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3C BARRA3D +100  41.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3D BARRA3E +100  51.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3E BARRA3F +100  61.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3F BARRA3G +100  71.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3G BARRA3H +100  81.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3H BARRA3I +100  91.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3I BARRA3J +100 101.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3J BARRA3K +100 111.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3K BARRA3L +100 121.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3L BARRA3M +100 131.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3M BARRA3N +100 141.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3N BARRA3O +100 151.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3O BARRA3P +100 161.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3P BARRA3Q +100 171.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
BARRA3Q BARRA3R +100 181.0  0.0  0.0010  0.0  1.0
END
END STUD
END

```

## **Anexo II**

**Listagens dos resultados dos fluxos de carga do  
exemplo de 4 barras, do capítulo VI**



## Listagem 1

```

SimPowerSystems Report.
generated by powergui,
03-Jul-2008 20:23:34

```

```

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

```

```

[3] Machine Load Flow solution:

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -88.03°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -58.03°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -178.03°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 61.97°
Ia:           7297.5 Arms [3.489 pu] -176.39°
Ib:           7297.5 Arms [3.489 pu] 63.61°
Ic:           7297.6 Arms [3.489 pu] -56.39°
P:            4.9992e+006 W [0.09998 pu]
Q:            1.7436e+008 Vars [3.487 pu]
Pmec:         1.0763e+015 W [2.153e+007 pu]
Torque:       1.7973e+010 N.m [4235 pu]
Vf:           5.5521 pu

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -87.80°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -57.80°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -177.80°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 62.20°
Ia:           5965.5 Arms [2.852 pu] -175.79°
Ib:           5965.5 Arms [2.852 pu] 64.21°
Ic:           5965.5 Arms [2.852 pu] -55.79°
P:            5.0004e+006 W [0.1 pu]
Q:            1.425e+008 Vars [2.85 pu]
Pmec:         6.5779e+014 W [1.316e+007 pu]
Torque:       1.2011e+010 N.m [2830 pu]
Vf:           4.721 pu

```

```

Machine:      3-Phase Dynamic Load
Nominal:      230 kV rms
Bus Type:     P&Q load
Uan phase:    -57.35°
Uab:          1.9086e+005 Vrms [0.8298 pu] -27.35°
Ubc:          1.9086e+005 Vrms [0.8298 pu] -147.35°
Uca:          1.9086e+005 Vrms [0.8298 pu] 92.65°
Ia:           944.84 Arms -79.15°
Ib:           944.84 Arms 160.85°
Ic:           944.84 Arms 40.85°
P:            2.9e+008 W
Q:            1.16e+008 Vars

```

## Listagem 2

```

SimPowerSystems Report.
generated by powergui,
03-Jul-2008 20:30:29

```

```

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

```

```

[3] Machine Load Flow solution:

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -89.53°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -59.53°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -179.53°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 60.47°
Ia:           7524.4 Arms [3.597 pu] -177.94°
Ib:           7524.4 Arms [3.597 pu] 62.06°
Ic:           7524.5 Arms [3.597 pu] -57.94°
P:            4.9992e+006 W   [0.09998 pu]
Q:            1.7978e+008 Vars [3.596 pu]
Pmec:         1.1629e+015 W   [2.326e+007 pu]
Torque:       1.9108e+010 N.m [4502 pu]
Vf:           5.6937 pu

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -89.30°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -59.30°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -179.30°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 60.70°
Ia:           6151.3 Arms [2.941 pu] -177.35°
Ib:           6151.3 Arms [2.941 pu] 62.65°
Ic:           6151.3 Arms [2.941 pu] -57.35°
P:            5.0006e+006 W   [0.1 pu]
Q:            1.4694e+008 Vars [2.939 pu]
Pmec:         7.0774e+014 W   [1.415e+007 pu]
Torque:       1.277e+010 N.m   [3009 pu]
Vf:           4.8369 pu

```

```

Machine:      3-Phase Dynamic Load
Nominal:      230 kV rms
Bus Type:     P&Q load
Uan phase:    -58.82°
Uab:          1.8964e+005 Vrms [0.8245 pu] -28.82°
Ubc:          1.8964e+005 Vrms [0.8245 pu] -148.82°
Uca:          1.8964e+005 Vrms [0.8245 pu] 91.18°
Ia:           957.48 Arms  -80.62°
Ib:           957.48 Arms  159.38°
Ic:           957.48 Arms  39.38°
P:            2.9201e+008 W
Q:            1.168e+008 Vars

```

## Listagem 3

SimPowerSystems Report.  
 generated by powergui,  
 03-Jul-2008 22:31:56

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

[3] Machine Load Flow solution:

Machine: Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 50 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase: -85.17°  
 Uab: 14367 Vrms [1.041 pu] -55.17°  
 Ubc: 14367 Vrms [1.041 pu] -175.17°  
 Uca: 14368 Vrms [1.041 pu] 64.83°  
 Ia: 7812.9 Arms [3.735 pu] -173.69°  
 Ib: 7812.9 Arms [3.735 pu] 66.31°  
 Ic: 7812.9 Arms [3.735 pu] -53.69°  
 P: 5e+006 W [0.1 pu]  
 Q: 1.9436e+008 Vars [3.887 pu]  
 Pmec: 1.2802e+015 W [2.56e+007 pu]  
 Torque: 2.0602e+010 N.m [4854 pu]  
 Vf: 5.9149 pu

Machine: Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1  
 Nominal: 50 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase: -84.73°  
 Uab: 13800 Vrms [1 pu] -54.73°  
 Ubc: 13800 Vrms [1 pu] -174.73°  
 Uca: 13800 Vrms [1 pu] 65.27°  
 Ia: 4945.7 Arms [2.364 pu] -172.30°  
 Ib: 4945.7 Arms [2.364 pu] 67.70°  
 Ic: 4945.7 Arms [2.364 pu] -52.30°  
 P: 5.0006e+006 W [0.1 pu]  
 Q: 1.1811e+008 Vars [2.362 pu]  
 Pmec: 4.2547e+014 W [8.509e+006 pu]  
 Torque: 8.2552e+009 N.m [1945 pu]  
 Vf: 4.0845 pu

Machine: 3-Phase Dynamic Load  
 Nominal: 230 kV rms  
 Bus Type: P&Q load  
 Uan phase: -54.43°  
 Uab: 1.9755e+005 Vrms [0.8589 pu] -24.43°  
 Ubc: 1.9755e+005 Vrms [0.8589 pu] -144.43°  
 Uca: 1.9755e+005 Vrms [0.8589 pu] 95.57°  
 Ia: 912.82 Arms -76.23°  
 Ib: 912.82 Arms 163.77°  
 Ic: 912.82 Arms 43.77°  
 P: 2.9e+008 W  
 Q: 1.16e+008 Vars

## Listagem 4

```

SimPowerSystems Report.
generated by powergui,
03-Jul-2008 22:31:16

```

```

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

```

```

[3] Machine Load Flow solution:

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -86.28°
Uab:          14367 Vrms [1.041 pu] -56.28°
Ubc:          14367 Vrms [1.041 pu] -176.28°
Uca:          14368 Vrms [1.041 pu] 63.72°
Ia:           7980.5 Arms [3.815 pu] -174.83°
Ib:           7980.5 Arms [3.815 pu] 65.17°
Ic:           7980.5 Arms [3.815 pu] -54.83°
P:            5e+006 W   [0.1 pu]
Q:            1.9853e+008 Vars [3.971 pu]
Pmec:         1.3522e+015 W [2.704e+007 pu]
Torque:       2.1495e+010 N.m [5065 pu]
Vf:           6.0194 pu

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -85.84°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -55.84°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -175.84°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 64.16°
Ia:           5082.8 Arms [2.43 pu] -173.48°
Ib:           5082.8 Arms [2.43 pu] 66.52°
Ic:           5082.8 Arms [2.43 pu] -53.48°
P:            5.0006e+006 W   [0.1 pu]
Q:            1.2139e+008 Vars [2.428 pu]
Pmec:         4.5287e+014 W [9.057e+006 pu]
Torque:       8.7193e+009 N.m [2054 pu]
Vf:           4.1701 pu

```

```

Machine:      3-Phase Dynamic Load
Nominal:      230 kV rms
Bus Type:     P&Q load
Uan phase:    -55.52°
Uab:          1.9665e+005 Vrms [0.855 pu] -25.52°
Ubc:          1.9665e+005 Vrms [0.855 pu] -145.52°
Uca:          1.9665e+005 Vrms [0.855 pu] 94.48°
Ia:           923.32 Arms -77.32°
Ib:           923.32 Arms 162.68°
Ic:           923.32 Arms 42.68°
P:            2.92e+008 W
Q:            1.168e+008 Vars

```

## Listagem 5

```

SimPowerSystems Report.
generated by powergui,
03-Jul-2008 22:28:38

```

```

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

```

```

[3] Machine Load Flow solution:

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -85.44°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -55.44°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -175.44°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 64.56°
Ia:           6278.7 Arms [3.002 pu] -173.53°
Ib:           6278.7 Arms [3.002 pu] 66.47°
Ic:           6278.7 Arms [3.001 pu] -53.53°
P:            5.0004e+006 W [0.1 pu]
Q:            1.4999e+008 Vars [3 pu]
Pmec:        7.4339e+014 W [1.487e+007 pu]
Torque:       1.3305e+010 N.m [3135 pu]
Vf:          4.9164 pu

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -85.40°
Uab:          14354 Vrms [1.04 pu] -55.40°
Ubc:          14354 Vrms [1.04 pu] -175.40°
Uca:          14354 Vrms [1.04 pu] 64.60°
Ia:           6539.5 Arms [3.126 pu] -173.63°
Ib:           6539.5 Arms [3.126 pu] 66.37°
Ic:           6539.5 Arms [3.126 pu] -53.63°
P:            5.0007e+006 W [0.1 pu]
Q:            1.6251e+008 Vars [3.25 pu]
Pmec:        8.2053e+014 W [1.641e+007 pu]
Torque:       1.4433e+010 N.m [3401 pu]
Vf:          5.1194 pu

```

```

Machine:      3-Phase Dynamic Load
Nominal:      230 kV rms
Bus Type:     P&Q load
Uan phase:    -54.86°
Uab:          1.9634e+005 Vrms [0.8536 pu] -24.86°
Ubc:          1.9633e+005 Vrms [0.8536 pu] -144.86°
Uca:          1.9633e+005 Vrms [0.8536 pu] 95.14°
Ia:           918.49 Arms -76.66°
Ib:           918.49 Arms 163.34°
Ic:           918.49 Arms 43.34°
P:            2.9e+008 W
Q:            1.16e+008 Vars

```

## Listagem 6

```

SimPowerSystems Report.
generated by powergui,
03-Jul-2008 22:27:58

```

```

Model : C:\MATLAB6p5\work\fig52tese.mdl.

```

```

[3] Machine Load Flow solution:

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -86.60°
Uab:          13800 Vrms [1 pu] -56.60°
Ubc:          13800 Vrms [1 pu] -176.60°
Uca:          13800 Vrms [1 pu] 63.40°
Ia:           6453.7 Arms [3.085 pu] -174.74°
Ib:           6453.7 Arms [3.085 pu] 65.26°
Ic:           6453.7 Arms [3.085 pu] -54.74°
P:            5.0009e+006 W   [0.1 pu]
Q:            1.5418e+008 Vars [3.084 pu]
Pmec:         7.945e+014 W   [1.589e+007 pu]
Torque:       1.4057e+010 N.m [3312 pu]
Vf:           5.0256 pu

```

```

Machine:      Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV1
Nominal:      50 MVA   13.8 kV rms
Bus Type:     P&V generator
Uan phase:    -86.56°
Uab:          14354 Vrms [1.04 pu] -56.56°
Ubc:          14354 Vrms [1.04 pu] -176.56°
Uca:          14354 Vrms [1.04 pu] 63.44°
Ia:           6682.9 Arms [3.195 pu] -174.83°
Ib:           6682.9 Arms [3.195 pu] 65.17°
Ic:           6682.9 Arms [3.195 pu] -54.83°
P:            5.001e+006 W   [0.1 pu]
Q:            1.6608e+008 Vars [3.322 pu]
Pmec:         8.652e+014 W   [1.73e+007 pu]
Torque:       1.5073e+010 N.m [3552 pu]
Vf:           5.2088 pu

```

```

Machine:      3-Phase Dynamic Load
Nominal:      230 kV rms
Bus Type:     P&Q load
Uan phase:    -56.00°
Uab:          1.9539e+005 Vrms [0.8495 pu] -26.00°
Ubc:          1.9539e+005 Vrms [0.8495 pu] -146.00°
Uca:          1.9539e+005 Vrms [0.8495 pu] 94.00°
Ia:           929.28 Arms  -77.80°
Ib:           929.28 Arms  162.20°
Ic:           929.28 Arms  42.20°
P:            2.92e+008 W
Q:            1.168e+008 Vars

```

## **Anexo III**

**Listagens dos resultados dos fluxos de carga do  
exemplo de 10 barras, do capítulo VI**

## Listagem 1

SimPowerSystems Report.  
generated by powergui,  
28-Sep-2008 22:05:41

Model : C:\MATLAB6p5\work\FouadMod.mdl.

### [3] Machine Load Flow solution:

Machine: G1 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 100 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase:  $-68.35^\circ$   
Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.35^\circ$   
Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.35^\circ$   
Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.65^\circ$   
Ia: 2080.1 Arms [0.4972 pu]  $-152.57^\circ$   
Ib: 2080.1 Arms [0.4972 pu]  $87.43^\circ$   
Ic: 2080.1 Arms [0.4972 pu]  $-32.57^\circ$   
P:  $5e+006$  W [0.05 pu]  
Q:  $4.9468e+007$  Vars [0.4947 pu]  
Pmec:  $6.5821e+013$  W [ $6.582e+005$  pu]  
Torque:  $1.4604e+009$  N.m [172 pu]  
Vf: 1.6466 pu

Machine: G2 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase:  $-68.20^\circ$   
Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.20^\circ$   
Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.20^\circ$   
Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.80^\circ$   
Ia: 3195.6 Arms [0.3819 pu]  $-154.45^\circ$   
Ib: 3195.6 Arms [0.3819 pu]  $85.55^\circ$   
Ic: 3195.6 Arms [0.3819 pu]  $-34.45^\circ$   
P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
Q:  $7.6218e+007$  Vars [0.3811 pu]  
Pmec:  $1.5573e+014$  W [ $7.786e+005$  pu]  
Torque:  $3.4465e+009$  N.m [203 pu]  
Vf: 1.4976 pu

Machine: G3 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase:  $-68.28^\circ$   
Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.28^\circ$   
Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.28^\circ$   
Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.72^\circ$   
Ia: 2597.2 Arms [0.3104 pu]  $-153.66^\circ$   
Ib: 2597.2 Arms [0.3104 pu]  $86.34^\circ$   
Ic: 2597.2 Arms [0.3104 pu]  $-33.66^\circ$   
P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
Q:  $6.1878e+007$  Vars [0.3094 pu]  
Pmec:  $1.023e+014$  W [ $5.115e+005$  pu]  
Torque:  $2.2767e+009$  N.m [134.1 pu]  
Vf: 1.4041 pu

Machine: Carga Dinâmica/3-Phase Dynamic Load



Nominal: 230 kV rms  
Bus Type: P&Q load  
Uan phase:  $-37.86^\circ$   
Uab:  $2.1136e+005$  Vrms [0.919 pu]  $-7.86^\circ$   
Ubc:  $2.1136e+005$  Vrms [0.9189 pu]  $-127.86^\circ$   
Uca:  $2.1136e+005$  Vrms [0.919 pu]  $112.14^\circ$   
Ia: 735.51 Arms  $-59.66^\circ$   
Ib: 735.51 Arms  $-179.66^\circ$   
Ic: 735.51 Arms  $60.34^\circ$   
P:  $2.5e+008$  W  
Q:  $9.9998e+007$  Vars

## Listagem 2

SimPowerSystems Report.  
generated by powergui,  
28-Sep-2008 22:05:06

Model : C:\MATLAB6p5\work\FouadMod.mdl.

[3] Machine Load Flow solution:

Machine: G1 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 100 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase: -68.29°  
Uab: 13981 Vrms [1.013 pu] -38.29°  
Ubc: 13981 Vrms [1.013 pu] -158.29°  
Uca: 13981 Vrms [1.013 pu] 81.71°  
Ia: 2464.8 Arms [0.5891 pu] -153.48°  
Ib: 2464.8 Arms [0.5891 pu] 86.52°  
Ic: 2464.8 Arms [0.5891 pu] -33.48°  
P: 5.0001e+006 W [0.05 pu]  
Q: 5.9475e+007 Vars [0.5948 pu]  
Pmec: 9.2931e+013 W [9.293e+005 pu]  
Torque: 2.0503e+009 N.m [241.5 pu]  
Vf: 1.7802 pu

Machine: G2 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase: -68.09°  
Uab: 13800 Vrms [1 pu] -38.09°  
Ubc: 13800 Vrms [1 pu] -158.09°  
Uca: 13800 Vrms [1 pu] 81.91°  
Ia: 3016.5 Arms [0.3605 pu] -154.12°  
Ib: 3016.5 Arms [0.3605 pu] 85.88°  
Ic: 3016.6 Arms [0.3605 pu] -34.12°  
P: 4.9997e+006 W [0.025 pu]  
Q: 7.1929e+007 Vars [0.3596 pu]  
Pmec: 1.3852e+014 W [6.926e+005 pu]  
Torque: 3.0711e+009 N.m [180.9 pu]  
Vf: 1.4696 pu

Machine: G3 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
Bus Type: P&V generator  
Uan phase: -68.17°  
Uab: 13800 Vrms [1 pu] -38.17°  
Ubc: 13800 Vrms [1 pu] -158.17°  
Uca: 13800 Vrms [1 pu] 81.83°  
Ia: 2409.6 Arms [0.288 pu] -153.19°  
Ib: 2409.6 Arms [0.288 pu] 86.81°  
Ic: 2409.6 Arms [0.288 pu] -33.19°  
P: 4.9997e+006 W [0.025 pu]  
Q: 5.7378e+007 Vars [0.2869 pu]  
Pmec: 8.7919e+013 W [4.396e+005 pu]  
Torque: 1.9596e+009 N.m [115.4 pu]  
Vf: 1.3747 pu

Machine: Carga Dinâmica/3-Phase Dynamic Load

Nominal: 230 kV rms  
Bus Type: P&Q load  
Uan phase:  $-37.76^\circ$   
Uab:  $2.1211e+005$  Vrms [0.9222 pu]  $-7.76^\circ$   
Ubc:  $2.1211e+005$  Vrms [0.9222 pu]  $-127.76^\circ$   
Uca:  $2.1211e+005$  Vrms [0.9222 pu]  $112.24^\circ$   
Ia: 732.91 Arms  $-59.56^\circ$   
Ib: 732.91 Arms  $-179.56^\circ$   
Ic: 732.91 Arms  $60.44^\circ$   
P:  $2.5e+008$  W  
Q:  $9.9999e+007$  Vars

### Listagem 3

SimPowerSystems Report.  
 generated by powergui,  
 28-Sep-2008 22:06:39

Model : C:\MATLAB6p5\work\FouadMod.mdl.

#### [3] Machine Load Flow solution:

Machine: G1 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 100 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.13^\circ$   
 Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.13^\circ$   
 Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.13^\circ$   
 Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.87^\circ$   
 Ia: 1904.1 Arms [0.4551 pu]  $-151.83^\circ$   
 Ib: 1904.1 Arms [0.4551 pu]  $88.17^\circ$   
 Ic: 1904.1 Arms [0.4551 pu]  $-31.83^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.05 pu]  
 Q:  $4.5237e+007$  Vars [0.4524 pu]  
 Pmec:  $5.5027e+013$  W [ $5.503e+005$  pu]  
 Torque:  $1.2236e+009$  N.m [144.2 pu]  
 Vf: 1.5914 pu

Machine: G2 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.04^\circ$   
 Uab: 13977 Vrms [1.013 pu]  $-38.04^\circ$   
 Ubc: 13977 Vrms [1.013 pu]  $-158.04^\circ$   
 Uca: 13977 Vrms [1.013 pu]  $81.96^\circ$   
 Ia: 3568.8 Arms [0.4265 pu]  $-154.73^\circ$   
 Ib: 3568.8 Arms [0.4265 pu]  $85.27^\circ$   
 Ic: 3568.8 Arms [0.4265 pu]  $-34.73^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
 Q:  $8.625e+007$  Vars [0.4313 pu]  
 Pmec:  $1.9502e+014$  W [ $9.751e+005$  pu]  
 Torque:  $4.2986e+009$  N.m [253.2 pu]  
 Vf: 1.5688 pu

Machine: G3 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.07^\circ$   
 Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.07^\circ$   
 Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.07^\circ$   
 Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.93^\circ$   
 Ia: 2422.2 Arms [0.2895 pu]  $-153.12^\circ$   
 Ib: 2422.2 Arms [0.2895 pu]  $86.88^\circ$   
 Ic: 2422.2 Arms [0.2895 pu]  $-33.12^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
 Q:  $5.7679e+007$  Vars [0.2884 pu]  
 Pmec:  $8.8846e+013$  W [ $4.442e+005$  pu]  
 Torque:  $1.9801e+009$  N.m [116.6 pu]  
 Vf: 1.3767 pu

Machine: Carga Dinâmica/3-Phase Dynamic Load

Nominal: 230 kV rms  
Bus Type: P&Q load  
Uan phase:  $-37.67^\circ$   
Uab:  $2.1251e+005$  Vrms [0.9239 pu]  $-7.67^\circ$   
Ubc:  $2.125e+005$  Vrms [0.9239 pu]  $-127.67^\circ$   
Uca:  $2.1251e+005$  Vrms [0.9239 pu]  $112.33^\circ$   
Ia: 731.54 Arms  $-59.48^\circ$   
Ib: 731.54 Arms  $-179.48^\circ$   
Ic: 731.54 Arms  $60.52^\circ$   
P:  $2.5e+008$  W  
Q:  $9.9999e+007$  Vars

## Listagem 4

SimPowerSystems Report.  
 generated by powergui,  
 28-Sep-2008 22:07:21

Model : C:\MATLAB6p5\work\FouadMod.mdl.

### [3] Machine Load Flow solution:

Machine: G1 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 100 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.19^\circ$   
 Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.19^\circ$   
 Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.19^\circ$   
 Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.81^\circ$   
 Ia: 1896.4 Arms [0.4533 pu]  $-151.86^\circ$   
 Ib: 1896.4 Arms [0.4533 pu]  $88.14^\circ$   
 Ic: 1896.4 Arms [0.4533 pu]  $-31.86^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.05 pu]  
 Q:  $4.5052e+007$  Vars [0.4505 pu]  
 Pmec:  $5.4579e+013$  W [ $5.458e+005$  pu]  
 Torque:  $1.2138e+009$  N.m [143 pu]  
 Vf: 1.589 pu

Machine: G2 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.05^\circ$   
 Uab: 13800 Vrms [1 pu]  $-38.05^\circ$   
 Ubc: 13800 Vrms [1 pu]  $-158.05^\circ$   
 Uca: 13800 Vrms [1 pu]  $81.95^\circ$   
 Ia: 3021.2 Arms [0.3611 pu]  $-154.08^\circ$   
 Ib: 3021.2 Arms [0.3611 pu]  $85.92^\circ$   
 Ic: 3021.2 Arms [0.3611 pu]  $-34.08^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
 Q:  $7.204e+007$  Vars [0.3602 pu]  
 Pmec:  $1.3895e+014$  W [ $6.948e+005$  pu]  
 Torque:  $3.0806e+009$  N.m [181.5 pu]  
 Vf: 1.4704 pu

Machine: G3 real/Synchronous Machine 200 MVA 13.8 kV  
 Nominal: 200 MVA 13.8 kV rms  
 Bus Type: P&V generator  
 Uan phase:  $-68.18^\circ$   
 Uab: 13977 Vrms [1.013 pu]  $-38.18^\circ$   
 Ubc: 13977 Vrms [1.013 pu]  $-158.18^\circ$   
 Uca: 13977 Vrms [1.013 pu]  $81.82^\circ$   
 Ia: 2975.2 Arms [0.3556 pu]  $-154.20^\circ$   
 Ib: 2975.2 Arms [0.3556 pu]  $85.80^\circ$   
 Ic: 2975.2 Arms [0.3556 pu]  $-34.20^\circ$   
 P:  $5e+006$  W [0.025 pu]  
 Q:  $7.1852e+007$  Vars [0.3593 pu]  
 Pmec:  $1.347e+014$  W [ $6.735e+005$  pu]  
 Torque:  $2.9876e+009$  N.m [176 pu]  
 Vf: 1.476 pu

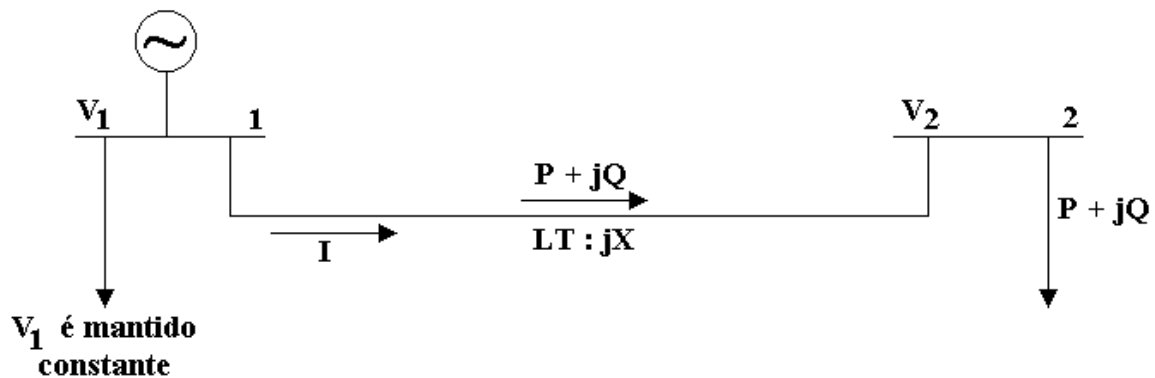
Machine: Carga Dinâmica/3-Phase Dynamic Load

Nominal: 230 kV rms  
Bus Type: P&Q load  
Uan phase:  $-37.72^\circ$   
Uab:  $2.1228e+005$  Vrms [0.923 pu]  $-7.72^\circ$   
Ubc:  $2.1228e+005$  Vrms [0.923 pu]  $-127.72^\circ$   
Uca:  $2.1228e+005$  Vrms [0.923 pu]  $112.28^\circ$   
Ia: 732.3 Arms  $-59.52^\circ$   
Ib: 732.3 Arms  $-179.52^\circ$   
Ic: 732.3 Arms  $60.48^\circ$   
P:  $2.5e+008$  W  
Q:  $9.9999e+007$  Vars

## Anexo IV

### Relação entre potência reativa e tensão de barramento

Este apêndice apresenta a explicação dada por Elgerd, O. I. [66], em seu capítulo III, para a forte relação entre potência reativa e tensão. Seja o seguinte sistema exemplo, com a tensão do gerador mantida constante:



Sistema de energia elétrica simples com duas barras.

Vejam como  $V_2$  depende da potência reativa  $Q$ :

$$V_2 = V_1 - I \cdot Z$$

$$N = V_1 \times I^* \cong P + jQ$$

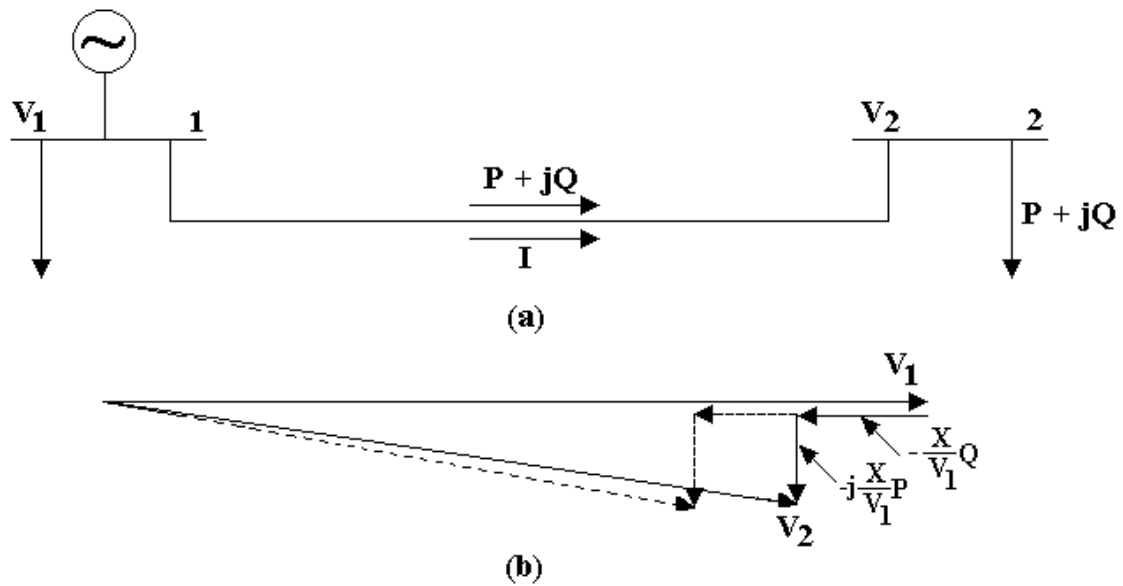
$$\text{Explicando } I \text{ em } V_1 \cdot I^* = P + jQ: I = \frac{P - jQ}{V_1^*} = \frac{P - jQ}{V_1}$$

Substituindo o valor da corrente “I” em  $V_2 = V_1 - I \cdot Z$  (e lembrando que, nesta análise,  $Z$  contém apenas a parte imaginária):

$$V_2 = V_1 - \left( \frac{P - jQ}{V_1} \right) \cdot jX = V_1 - \frac{X}{V_1} Q - j \frac{X}{V_1} P$$

Representando esta equação no diagrama vetorial abaixo:





Mudança no perfil de tensão como função do fluxo de potência reativa na linha.

Da figura acima pode ser observado que:

- variações de potência ativa  $P$  afetam muito pouco a tensão  $V_2$ ;
- variações da potência reativa  $Q$  afetam bastante a tensão  $V_2$ ;
- dobrando-se  $Q$ ,  $V_2$  decresce muito;
- se  $Q$  fosse capacitivo na figura acima,  $V_2$  ficaria maior que  $V_1$ .

## **Anexo V**

### **Divulgação da Pesquisa**

Durante a realização desta pesquisa foram elaborados e submetidos os seguintes artigos:

- Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., Fernandes, L. A. P., Rocco, A., “Remuneração dos Serviços de Potência Reativa no Brasil: Questionamento e Comparações”, Anais do “Congreso Internacional de Distribución Electrica” – CIDEL 2006, Buenos Aires, Argentina.
- Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., Fernandes, L. A. P., Rocco, A., “Voltage Collapse Risk Associated to Under-Voltage Capacitive Compensation in Electric Power System Operation”, American Journal of Applied Science, USA, aceito para publicação.
- Barbuy, H. S., Guimarães, G. C., Fernandes, L. A. P., Rocco, A., “Topologia e Ajuste de Parâmetros de AVR para Conectividade de Geradores Síncronos à Rede elétrica de Potência”, Brazilian Journal of Power Electronics, Brasil, em processo de revisão.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)