

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 627
APLICAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO
FASORIAL SINCRONIZADA NA AVALIAÇÃO
DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Raquel Glaucia Freitas da Silva

DATA DA DEFESA: 30/07/2010

Universidade Federal de Minas Gerais
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**APLICAÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL
SINCRONIZADA NA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO**

Raquel Glaucia Freitas da Silva

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte - MG

Julho de 2010

**"Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial
Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão"**

Raquel Gláucia Freitas da Silva

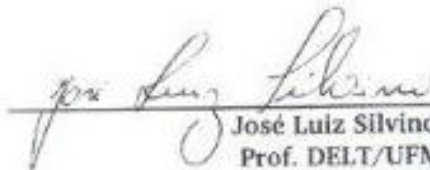
Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de *Mestre em Engenharia Elétrica*.

Aprovada em 30 de Julho de 2010.

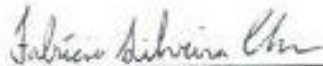
Por:



Maria Helena Murta Vale - Dra.
Profa. DEE/UFMG - Orientadora

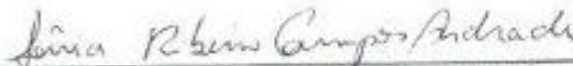


José Luiz Silvino - Dr.
Prof. DELT/UFMG



Fabricio Silveira Chaves - Dr.
Pesq. LRC/UFMG

Convidada Especial:



Sônia Ribeiro Campos Andrade - Me. Eng.
CEMIG

Este trabalho é compartilhado com YAHWEH, meu Deus, e dedicado à minha Família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente e sempre, agradecerei a YAHWEH, meu Deus.

Aos meus pais, Gerson e Márcia, cujos ensinamentos são a busca incessante pelo Conhecimento e Amor.

Aos meus irmãos, Israel e Gabrielle, por sempre lembrar-me da importância da Família.

Em especial e com muita admiração a minha orientadora, professora Maria Helena Murta Vale, pela orientação, otimismo e principalmente compreensão.

À minha leal amiga, Maria Cristina, que sempre acredita no meu trabalho.

Aos bons amigos do CEFET-MG, LRC/UFMG e Eletrobras que contribuíram para a realização deste trabalho seja através do incentivo ou dos momentos de descontração.

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

RESUMO

Esta dissertação de mestrado investiga a *Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão*. Esta nova tecnologia possibilita grandes avanços na etapa da Operação em Tempo Real dos Sistemas Elétricos de Potência, especialmente quanto ao rastreamento de fenômenos dinâmicos intrínsecos ao mesmo, como o da Instabilidade de Tensão. Embora o estudo sobre a Estabilidade de Tensão seja amplamente difundido, ainda há várias questões que devem ser identificadas e aperfeiçoadas, principalmente, quanto à identificação da Margem de Estabilidade de Tensão em tempo real. Visando contribuir nesta direção, este trabalho apresenta uma metodologia inovadora por meio de um índice consistente e ágil para avaliar tal margem, indicando ao operador do sistema a proximidade ao ponto de segurança de tensão da barra monitorada. Desta forma, o índice possibilita ações mais precisas de controle de tensão, além da reavaliação das margens definidas na etapa do Planejamento da Operação.

Palavras-Chave: Estabilidade de Tensão, Operação em Tempo Real e Margem de Estabilidade de Tensão.

ABSTRACT

This master thesis investigates the Application of the Synchronized Phasor Measurement Systems in the Assessment of Power System Voltage Stability. The use of this technology enables major advances in Real Time Operation of Electric Systems, mainly in relation to the dynamic phenomena tracking, such as the Voltage Instability. Although Voltage Stability studies have been widespread, there are some questions that must be identified and improved, especially concerning the identification of the Voltage Stability Margin in real time operation. Aiming to contribute on this subject, this work presents an innovative methodology expressed by a consistent and fast index for evaluating such a margin. The index indicates to the system's operator the proximity of the critical point related to a monitored bus. This enables preventive actions to be more precise and the re-examination of the margins calculated in the planning stage of the operation.

Keywords: Voltage Stability, Real Time Operation and Voltage Stability Margin.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E SUAS APLICAÇÕES	6
2.1	Introdução	6
2.2	SMFS - Conceitos Básicos	6
2.2.1	Aspectos Básicos	7
2.2.2	Unidade de Medição Fasorial Sincronizada	10
2.2.3	Concentrador de Dados Fazoriais e Sistema de Transmissão de Dados	12
2.3	SMFS - Situação Atual no Mundo e no Brasil	14
2.3.1	Estado Atual dos SMFS	15
2.3.2	Aplicações Previstas para o SMFS no SIN	20
2.4	Aplicações dos SMFS na Operação do SEP	23
2.4.1	Considerações Iniciais	23
2.4.2	No Planejamento	24
2.4.3	Na Operação em Tempo Real e na Pós-Operação	25
2.5	Considerações Finais	29
3	ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	30
3.1	Introdução	30
3.2	Conceitos e Definições	31
3.2.1	Estabilidade de Tensão	31
3.2.2	Margens de Estabilidade	33
3.3	Teorema da Máxima Transferência de Potência	34
3.4	Curva PV	39
3.4.1	Aspectos Básicos	39
3.4.2	Influência da Carga sobre a Curva PV	40
3.4.3	A Margem de Estabilidade e a Curva PV	44

3.5	A Identificação do Risco de Instabilidade de Tensão em Tempo Real	45
3.5.1	Comentários Gerais	45
3.5.2	Revisão sobre os Métodos para Identificação da MET em Tempo Real	45
3.6	Blecaute do Dia 10/11/09 no Brasil X Instabilidade de Tensão	46
3.7	Considerações Finais	51
4	METODOLOGIA PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	52
4.1	Introdução	52
4.2	Metodologia Proposta – Passos Básicos	53
4.3	Descrição da Metodologia Proposta	56
4.4	Análise do Índice de MET por Impedância	60
4.4.1	Impedância de Thévenin	61
4.4.2	Impedância da Carga	71
4.4.3	Fator α	73
4.4.4	Variação Angular das Impedâncias	75
4.5	Considerações Adicionais da Metodologia Proposta	76
4.6	Considerações Finais	79
5	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	80
5.1	Introdução	80
5.2	Aplicação da Metodologia Proposta - Sistema 5 Barras	80
5.2.1	Passos do Procedimento	80
5.2.2	Valores Médios	89
5.3	Comparação com os Métodos Desenvolvidos	92
5.4	Aplicação da Metodologia Proposta - Sistema 7 Barras	96
5.5	Considerações Finais	107
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	108
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111

APÊNDICE A – ASPECTOS GERAIS REFERENTES ÀS METODOLOGIAS DE ANÁLISES DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	118
APÊNDICE B – CONSIDERAÇÕES SOBRE A INFLUÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO NA ESTABILIDADE DE TENSÃO	120
APÊNDICE C – DADOS DOS SISTEMAS SIMULADOS	123

LISTA DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1 - Configuração de um sistema de medição fasorial sincronizada. Fonte [BORBA,06].	8
Figura 2.2 - SEP onde há uma referência temporal. Fonte [ANDRADE,08].	8
Figura 2.3 - Convenção para medição fasorial em relação ao tempo segundo a norma IEEE 1344 -1995. Fonte [ANDRADE,08].	9
Figura 2.4 - Diagrama simplificado de uma PMU. Fonte [ANDRADE,08].	11
Tabela 2.1 – Taxas de transmissão das informações das PMU.	12
Figura 2.5 - Funcionalidades das PMU e do PDC desenvolvidas pelo projeto MedFasee. Fonte [ANDRADE,08].	14
Figura 2.6 - Localização dos PDC no SMFS brasileiro. Fonte [ANDRADE,08].	18
Figura 2.7 - Localização das PMU que serão instaladas no projeto SMFS brasileiro. Fonte [ANDRADE,08].	19
Figura 2.8 - Supervisão e controle do SEP. Fonte [VALE,86].	26
Figura 3.1 - Exemplo sistema elétrico composto por duas barras.	35
Figura 3.2 - Evolução das grandezas P/P_{max} , V/E e I/I_{cc} em função da variação de Z_t / Z_c .	37
Figura 3.3 - Máxima transferência de potência (comportamento da potência ativa em função da variação do fator de potência).	38
Figura 3.4 - Curva PV para diferentes fatores de potência.	39
Figura 3.5 – Tensão Crítica no Ponto MTP (instabilidade para cargas do tipo potência constante).	44
Figura 3.6 - Identificação da MET e MST por meio de uma curva PV.	45
Figura 3.7 - Sequência de ações no SIN que levaram ao blecaute do dia 10/11/2009. Fonte [ONS,09].	49
Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta de identificação da MET em tempo real.	54
Figura 4.2 - Grandezas calculadas nos pontos de operação e limite.	55
Figura 4.3 - (a) Representação de uma barra k conectada ao SEP. (b) Representação do Equivalente de Thévenin visto da barra k do SEP.	56
Figura 4.4 - Representação sobre uma curva PV da região estável e instável para uma carga do tipo potência constante.	60
Tabela 4.1 - Valores das impedâncias de Thévenin para os dois casos exemplos simulados.	64
Tabela 4.2 - Resultados obtidos da razão entre as impedâncias no ponto limite e os pontos de mínimo para os dois casos exemplos simulados.	65

Figura 4.5 - (a) Curvas PV dos itens da Tabela 4.1 caso 1. (b) Curvas PV dos itens da Tabela 4.1 caso 2.	66
Figura 4.6 - (a) Curva PV caso 1. (b) Curva PV caso 2.	66
Figura 4.7 - (a) Valores da razão entre as impedâncias no ponto limite para o caso 1. (b) Valores da razão entre as impedâncias no ponto limite para o caso 2.	67
Figura 4.8 - (a) Função 4.15 para todos os itens de Z_{Th} do caso 1. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 1.	68
Figura 4.9 - (a) Função 4.15 para todos os itens de Z_{Th} do caso 2. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 2.	68
Figura 4.10 - (a) Função 4.16 para todos os itens de Z_{Th} do caso 1. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 1.	69
Figura 4.11 - (a) Função 4.16 para todos os itens de Z_{Th} do caso 2. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 2.	70
Tabela 4.3 - Valores das impedâncias da carga - Resultados obtidos da razão entre as impedâncias no ponto limite e no ponto de mínimo da função 4.15.	73
Tabela 4.4 - Sensibilidade da $Razão_{Limite}$ segundo α .	74
Figura 4.12 - Sensibilidade do parâmetro α sobre $Z_{Th} / Z_{c\alpha}$.	74
Figura 4.13 - Evolução da $Razão_{Limite}$ com relação à diferença entre os ângulos das impedâncias: (a) para diferentes valores de α e (b) para $\alpha = 95\%$.	76
Tabela 4.5 - Média aritmética dos valores de $Razão_{Limite}$ segundo α .	76
Figura 5.1 - Sistema exemplo com 5 barras.	81
Tabela 5.1 - Dados dos geradores e das cargas do sistema exemplo 5 barras.	81
Tabela 5.2 - Dados das linhas de transmissão e do transformador do sistema exemplo 5 barras.	82
Tabela 5.3 - Dados do sistema exemplo.	83
Figura 5.2 - Curva PV da carga na barra 3 do sistema exemplo de 5 barras.	84
Tabela 5.4 - Resultados dos parâmetros de Thévenin.	84
Figura 5.3 - (a) Evolução do módulo de Z_{Th} durante o carregamento da barra 3. (b) Evolução do ângulo de Z_{Th} durante o carregamento da barra 3.	85
Figura 5.4 - Evolução da razão entre os módulos das impedâncias referente ao ponto de operação.	86
Figura 5.5 - Evolução de P_{3max} e $P_{3\alpha}$ com o aumento do carregamento da barra 3.	87
Figura 5.6 - Evolução do módulo da impedância da carga no ponto limite.	87
Figura 5.7 - Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite.	88

Figura 5.8 - Identificação da MET em impedância da barra 3.	89
Tabela 5.5 - Evolução da razão entre as impedâncias no limite e o ângulo de Z_{Th} do sistema exemplo.	90
Tabela 5.6 - A $Razão_{Limite}$ para o sistema 5 barras.	90
Tabela 5.7 – Relação entre a diferença angular e a $Razão_{Limite}$ para MST=5%.	91
Figura 5.9 - Comparativo entre o índice de MET proposto nesta dissertação e o sugerido por [HAQUE,03].	94
Figura 5.10 - Sistema exemplo composto de 7 barras.	96
Tabela 5.8 - Dados dos geradores e cargas empregados na simulação do sistema exemplo de 7 barras.	97
Tabela 5.9 - Dados das linhas de transmissão empregados na simulação do sistema exemplo 7 barras.	98
Figura 5.11 - Curva PV da barra de carga 5 do sistema exemplo de 7 barras.	99
Figura 5.12 - (a) Evolução do módulo de Z_{Th} . (b) Evolução do ângulo de Z_{Th} .	99
Figura 5.13 - Evolução da razão entre o módulo das impedâncias referente ao ponto de operação.	100
Figura 5.14 - Evolução de $P_{k\alpha}$ para $\alpha = 95\%$.	101
Figura 5.15 - Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite.	102
Figura 5.16 - Evolução do índice proposto de identificação da MET da barra 5.	103
Figura 5.17 - (a) Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite. (b) Evolução do índice de MET.	104
Figura 5.18 - (a) Evolução da taxa de variação do índice proposto para o sistema exemplo. (b) Visualização da evolução da taxa de variação do índice proposto.	105
Figura 5.19 - Evolução da tensão crítica e operacional do sistema exemplo 7 barras.	105
Tabela 5.10 - Variação das potências ativas nos pontos de MTP e MST.	106
Tabela 5.11 – Valores da $Razão_{Limite}$, $Razão_{operação}$ e $Indice_{Pr oposito}$.	106
Tabela 5.12 - Valores da $Razão_{Limite}$, $Razão_{operação}$, $Indice_{Pr oposito}$ e variação da potência ativa para a barra 5.	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
EMS/SCADA	<i>Energy Management System / Supervisory Control and Data Acquisition</i>
ET	Estabilidade de Tensão
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LRC	<i>Lightning Research Center</i>
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MST	Margem de Segurança de Tensão
MTP	Máxima Transferência de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
RAT	Regulador Automático de Tensão
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMFS	Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

k	Identificação da barra analisada do SEP
$\dot{E}$	Fasor de tensão da fonte ideal
E	Módulo do fasor de tensão da fonte ideal
$\dot{E}_{Th}$	Fasor de tensão do Equivalente de Thévenin
E_{Th}	Módulo do fasor de tensão do Equivalente de Thévenin
δ	Ângulo do fasor de tensão do Equivalente de Thévenin
E_{Thr}	Parte real do fasor de tensão do Equivalente de Thévenin
E_{Thm}	Parte imaginária do fasor de tensão do Equivalente de Thévenin
$\dot{V}_k$	Fasor de tensão da barra k
V_k	Módulo do fasor de tensão da barra k
φ	Ângulo do fasor de tensão da barra k
V_{kr}	Parte real do fasor de tensão da barra k
V_{km}	Parte imaginária do fasor de tensão da barra k
Z_{Th}	Impedância do Equivalente de Thévenin
Z_{Th}	Módulo da impedância do Equivalente de Thévenin
β	Ângulo da impedância do Equivalente de Thévenin
R_{Th}	Resistência do Equivalente de Thévenin
X_{Th}	Reatância do Equivalente de Thévenin
Z_c	Impedância da carga
Z_c	Módulo da impedância da carga
θ	Ângulo da impedância da carga
R_c	Resistência da carga
X_c	Reatância da carga
$\dot{I}_k$	Fasor de corrente sobre a barra k
I_k	Módulo do fasor de corrente sobre a barra k
I_{kr}	Parte real do fasor de corrente sobre a barra k
I_{cc}	Módulo do fasor de corrente de curto-circuito
I_{km}	Parte imaginária do fasor de corrente sobre a barra k
Z_t	Impedância da linha de transmissão
Z_t	Módulo da impedância da linha de transmissão
θ_t	Ângulo da impedância da linha de transmissão
P_k	Potência ativa da barra k
$P_{k \max}$	Potência ativa no ponto de MTP da barra k
$P_{k\alpha}$	Potência ativa no limite de MET da barra k
α	Fator limite de MET

1

INTRODUÇÃO

Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são sistemas de energia de grande porte que englobam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Para que estes sistemas operem dentro dos padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade definidos pelo órgão regulador, é necessário formar um amplo e integrado processo de tomada de decisões desenvolvidas desde a atividade de Expansão até a de Operação.

Entende-se como atividades realizadas na Expansão, todas aquelas cujo objetivo é a preparação de planos que apresentam ampliações e reforços do SEP de forma que o mesmo possa atender à demanda futura prevista. Com relação às atividades desempenhadas na Operação, estas são caracterizadas pelo gerenciamento otimizado dos recursos disponíveis a fim de garantir o controle e a proteção do SEP.

Nas atividades de operação, as decisões são tomadas tendo como base o estado operativo do sistema elétrico, quer este se refira a uma projeção futura (Planejamento da Operação), a uma situação presente (Operação em Tempo Real), ou a uma condição passada (Pós-Operação).

A operação dos SEP tem se tornado uma tarefa extremamente complexa devido à interação de diversos fatores, dentre os quais destacam-se: crescimento não previsto da demanda de energia; baixos investimentos nas redes elétricas em todos os segmentos; restrições (técnicas, ambientais e econômicas) mais rígidas e o atual cenário da comercialização de energia, gerando um ambiente altamente competitivo.

Os fatores citados colaboram para que a operação do SEP esteja bem mais próxima a seus limites. Nesta condição, uma pequena perturbação pode levar o sistema à instabilidade e, dependendo da situação, a operação pode não conseguir atuar em tempo hábil a fim de evitar os prejuízos inerentes ao fenômeno.

Neste contexto, torna-se importante identificar e tratar as situações que caracterizam risco para a ocorrência de fenômenos instáveis que possam vir a prejudicar o sistema como, por exemplo, a perda da Estabilidade de Tensão.

Destaca-se que, nas últimas décadas, um grande número de desligamentos (totais e parciais) que ocorreram nos SEP de vários países foi originado pela perda da Estabilidade de Tensão. Diante deste fato, vários esforços vêm sendo despendidos seja pelos centros de pesquisa ou pelas empresas do setor a fim de garantir que o sistema opere de forma otimizada no que diz respeito à Estabilidade de Tensão, tanto tecnicamente quanto financeiramente.

É nesta direção, que se apresentam os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), uma nova tecnologia que possibilita significativa evolução da Operação dos SEP, em especial à etapa de Tempo Real. Tais sistemas de medição permitem rastrear com maior rapidez e exatidão o comportamento dinâmico intrínseco aos SEP.

Os SMFS têm como elemento básico as Unidades de Medição Fasorial, mais conhecidas como PMU (do *inglês*, *Phasor Measurement Units*). As PMU proporcionam medições de grandezas fasoriais sincronizadas em instalações geograficamente distantes. Essas medições são transmitidas para centrais de processamento compondo uma grande base de dados para serem empregadas em diversas aplicações.

O emprego da tecnologia dos SMFS agrega duas características principais para a melhoria dos SEP: (1) *medição direta* do módulo e do ângulo dos barramentos, sem a necessidade de cálculos e (2) *medição sincronizada* destas grandezas. Assim, os SMFS permitem monitorar o estado do sistema em tempo real de forma mais adequada, fato este alcançado por meio de dados com maior exatidão, obtidos em curtos espaços de tempo e de forma sincronizada.

Vale enfatizar que está prevista a implantação de um SMFS no Sistema Interligado Nacional (SIN), trazendo grande expectativa para todo o setor elétrico brasileiro. Verifica-se o crescente interesse, por parte de toda a comunidade que atua nesta área da engenharia, pela busca por aplicações dos dados provenientes das PMU.

Os temas *Estabilidade de Tensão*, *Operação de Sistemas Elétricos de Potência* e *Aplicações de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada* vêm sendo investigados pela equipe do LRC/UFMG¹ ao longo de vários anos:

Com respeito à Estabilidade de Tensão destacam-se as dissertações [LOBATO,98], [CHAVES,01], [CORTEZ,01], [JUNIOR,08] e os procedimentos propostos na tese [CHAVES,07], além de publicações [CORTEZ,01A] e [VALE,04].

O uso dos SMFS nas atividades relacionadas aos SEP, em especial naquelas relacionadas à Operação, é tratado em [ANDRADE,08], [ANDRADE,08A], [VALE,09] e [VALE,09A]. A dissertação [ANDRADE,08] constitui referência interessante para aqueles que se iniciam no tema.

É significativa a experiência do LRC/UFMG em atividades acadêmicas e práticas relacionadas à Operação dos SEP. Quanto ao desenvolvimento de metodologias projetadas para a Operação em Tempo Real de sistemas de grande porte, destacam-se três aplicativos já implementados em centros de operação de concessionária de energia: SARESTA (Sistema de Apoio ao Restabelecimento), CAT (Controle Automático de Tensão) e STA (Sistema de Tratamento de Alarmes). Maiores informações a respeito destas metodologias podem ser obtidas nas referências [VALE,99], [VALE,99A] e [VALE,03].

O presente trabalho se insere no contexto dessas realizações, constituindo uma continuidade das pesquisas. De forma mais específica, pode-se caracterizar o **objetivo** básico desta dissertação como sendo: *Propor uma Metodologia para Monitorar a Condição do SEP em Tempo Real com Relação ao Risco de Perda de Estabilidade de Tensão fazendo uso dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada.*

O risco da perda de Estabilidade de Tensão está associado a uma Margem de Segurança de Tensão. Conforme detalhado posteriormente neste texto, esta margem, no setor elétrico nacional, é definida como sendo a distância mínima entre o ponto de operação do sistema e o ponto crítico para a estabilidade de tensão. Sob o ponto de vista da análise estática, o ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP) da rede tem sido considerado o ponto crítico.

¹ O LRC (do inglês *Lightning Research Center*) é o Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas, um convênio entre UFMG e CEMIG.

A determinação da margem com base no ponto de MTP em tempo real por meio da simulação de sucessivos cálculos de fluxos de potência não é trivial. Visando calcular a margem por meio de uma maneira alternativa, foram realizadas pesquisas preliminares no LRC/UFGM baseadas na relação de impedâncias (da fonte e da carga) presente no ponto de MTP. Os resultados se mostraram bastante promissores, porém foram obtidos por simulações realizadas em sistemas exemplos de duas barras.

A metodologia desenvolvida nesta dissertação parte desta idéia inicial e propõe um Índice de Margem de Estabilidade de Tensão projetado para monitorar, em tempo real, via SMFS, o comportamento do SEP com respeito ao risco de instabilidade de tensão.

A composição deste índice exigiu a investigação sobre o cálculo de equivalentes em tempo real e sobre a correlação entre a margem definida com relação à MTP (em potência ativa) e a margem relacionada à relação de impedâncias.

Várias questões constituíram a **motivação** para o desenvolvimento desta dissertação. Dentre elas, podem ser citadas: os impactos negativos causados pela perda de estabilidade de tensão, o caráter inovador da pesquisa, os ganhos esperados com o uso dos dados das PMU, a implementação do SMFS nacional e a facilidade de desenvolvimento no LRC/UFGM.

A metodologia proposta visa indicar para a operação a proximidade do risco de perda da estabilidade de tensão, considerando a margem de segurança definida, no caso brasileiro, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Conseqüentemente, de forma inovadora, possibilitará a implementação de ações preventivas ou corretivas mais precisas no sentido de se evitar ou minimizar a ocorrência de instabilidade de tensão, além de realimentar todo o processo operativo através da reavaliação das margens definidas na etapa de planejamento.

Espera-se que a aplicação do índice traga todos os benefícios decorrentes do aumento da confiabilidade do sistema elétrico, tais como: redução no número de desligamentos, melhor aproveitamento do SEP e melhor qualidade no fornecimento de energia.

Para cumprir seu objetivo, o presente trabalho está estruturado em 6 capítulos e 3 apêndices, da seguinte maneira:

- No capítulo 1, é feita uma introdução do tema e são apresentados a motivação e o objetivo da elaboração desta dissertação.
- No capítulo 2, são apresentados os principais conceitos e definições dos SMFS, uma abordagem a respeito das principais aplicações com os dados dos SMFS na operação em tempo real, além da descrição das atividades desenvolvidas nos SEP.
- O capítulo 3 faz uma revisão da teoria básica sobre Estabilidade de Tensão no que concerne aos desenvolvimentos da dissertação.
- O capítulo 4 descreve a metodologia proposta, incluindo análises a respeito do comportamento do índice diante de variações dos parâmetros dos sistemas elétricos.
- No capítulo 5, a metodologia é implementada computacionalmente em um sistema exemplo e é realizada a comparação do índice proposto com índices apresentados por outros autores neste mesmo segmento.
- O capítulo 6 apresenta as conclusões e propostas de continuação do trabalho.

A dissertação inclui também as Referências Bibliográficas utilizadas na elaboração da mesma, além de três Apêndices que abordam, respectivamente, metodologias para análises de estabilidade de tensão, a influência dos equipamentos controladores de tensão na estabilidade de tensão e os dados dos sistemas exemplos usados no trabalho.

2

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA E SUAS APLICAÇÕES

2.1 INTRODUÇÃO

“A evolução somente é constatada quando limites são ultrapassados”. Esta frase representa o progresso visto pela Operação dos Sistemas Elétricos de Potência.

Conforme já introduzido no capítulo 1, diversos fatores limitantes têm contribuído para uma maior complexidade das atividades de operação e, dentre eles, destacam-se o atendimento a demandas cada vez maiores e não previstas, as imposições de caráter ambiental, elétrico e social mais rígidas, restringindo o sistema.

Diante da interação destes fatores, surge a necessidade constante do aprimoramento dos métodos e instrumentos dedicados à monitoração e ao controle do SEP, a fim de garantir qualidade, segurança e continuidade do fornecimento de energia.

Dentre as novas tecnologias que vêm sendo propostas dentro desta concepção encontram-se os SMFS, possibilitando significativo avanço para a operação dos sistemas. As PMU, elementos básicos dos SMFS, permitem medições de grandezas fasoriais de modo sincronizado em instalações geograficamente distantes.

Por se tratar de um assunto relativamente recente, este capítulo procura contextualizar os SMFS, abordando os principais conceitos e definições sobre medição fasorial sincronizada e os equipamentos nela envolvidos. Uma descrição referente ao atual estágio de desenvolvimento desses sistemas e a implantação dos SMFS no Brasil são apresentadas. Adicionalmente, o texto aborda estudos relacionados às principais aplicações que utilizam dados das medições fasoriais sincronizadas na operação dos SEP.

A referência básica para a caracterização dos sistemas de medição fasorial corresponde ao trabalho [ANDRADE,08], pois este apresenta uma ampla e detalhada revisão dos SMFS, além de citar a implantação dos mesmos em vários países, inclusive o previsto para o Sistema Interligado Nacional² (SIN).

2.2 SMFS – CONCEITOS E DEFINIÇÕES

2.2.1 Aspectos Básicos

Os SMFS permitem uma visão sistêmica de qualidade superior àquela que se pode obter com os sistemas EMS/SCADA (do inglês *Energy Management System / Supervisory Control and Data Acquisition*) na monitoração dos SEP. Em resumo, este novo sistema de medição destaca-se pelo uso das PMU, que são equipamentos responsáveis pela aquisição dos fasores, módulo e ângulo, de tensão e de corrente sincronizados no tempo. Os dados das PMU são enviados para as centrais de processamento que, por sua vez, organizam, tratam e disponibilizam estas informações para diversas aplicações de interesse.

Os sistemas tradicionais EMS/SCADA realizam o processo de monitoração e controle do SEP, disponibilizando em tempo útil o estado atual do sistema, ou seja, sempre com algum atraso em relação ao estado real, através de um conjunto de previsões, gráficos e relatórios, de modo a permitir a tomada de decisões operacionais, quer automaticamente, quer por iniciativa do operador.

A Figura 2.1 ilustra a configuração básica dos SMFS. Todo o processo inicia-se quando os dados são coletados das barras dos SEP pelas PMU, de forma sincronizada ao empregar a tecnologia do Sistema de Posicionamento Global (GPS³). Estes são enviados para o Concentrador de Dados Fasoriais, conhecido como PDC (do inglês *Phasor Data Concentrator*) por meio dos *links* de comunicação.

² O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de coordenação e controle, formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, com predominância de usinas hidrelétricas e proprietários múltiplos, estatais e privados.

³ O GPS (do inglês *Global Positioning System*) é um sistema baseado em satélites que fornece informações de posição e tempo.

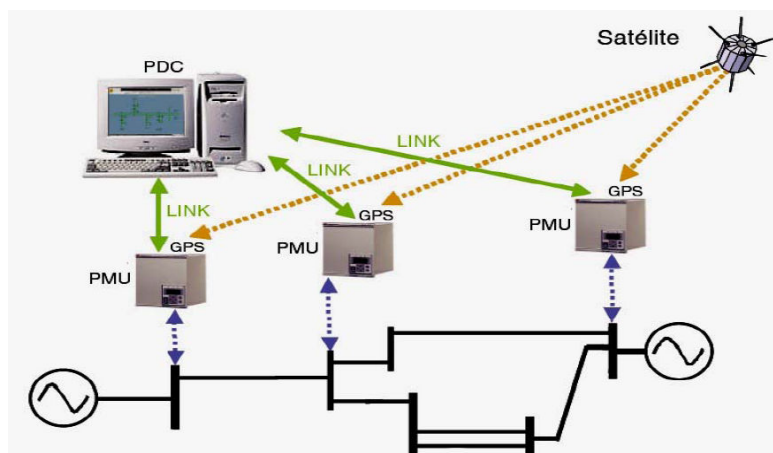


Figura 2.1 - Configuração de um sistema de medição fasorial sincronizada. Fonte [BORBA,06].

Com o emprego dos SMFS é necessário conceituar os fasores sincronizados no tempo, mais conhecidos como sincrofasores. Um sincrofasor é um fasor⁴ medido com relação a uma referência de tempo absoluto e conhecido. Neste caso, a referência de tempo corresponde ao Tempo Universal Coordenado⁵ (UTC). A Figura 2.2 ilustra esta sincronia entre os fasores medidos nos barramentos de instalações geograficamente distantes de um SEP, utilizando-se a mesma referência de tempo.

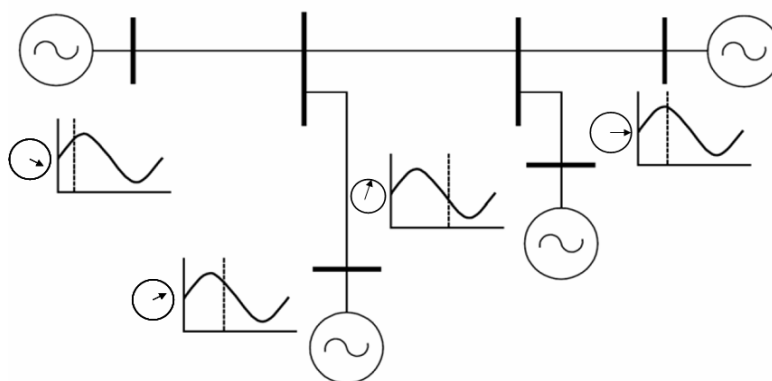


Figura 2.2 - SEP onde há uma referência temporal. Fonte [ANDRADE,08].

⁴ Um fasor é um número complexo associado a uma onda senoidal a uma única frequência.

⁵ O Tempo Universal Coordenado (em inglês: *Coordinated Universal Time*), ou UTC (acrônimo de *Universal Time Coordinated*) é o fuso horário de referência a partir do qual se calculam todas as outras zonas horárias do mundo (0° de longitude).

A primeira regulamentação a respeito da medição fasorial sincronizada refere-se à norma IEEE 1344-1995 [IEEE,95] que define a medição da forma de onda (magnitude, frequência e ângulo de fase) para o estado de regime permanente. Todavia esta norma não menciona sobre o desempenho da medição dos fasores para uma forma de onda no estado transitório. Adverte-se que, para valores diferentes da frequência nominal, a norma abre o caminho para os fabricantes de equipamentos criarem suas próprias definições.

Sendo assim, considerando um sistema operando em regime permanente, a nova norma relacionada à medição fasorial sincronizada, IEEE C37.118-2005 [IEEE,05], define uma referência de tempo para medir os ângulos de fase de forma sincronizada. Em outras palavras, o início do segundo é a referência de tempo para estabelecer o valor do ângulo de fase do fasor. Desta forma a convenção segue a seguinte regra: caso o valor máximo do sinal coincida no mesmo instante com a passagem pelo UTC, então o ângulo é definido com 0° . Contudo, caso a passagem pelo zero do sinal coincida com o sinal de UTC, tem-se -90° . O que foi exposto está ilustrado na Figura 2.3.

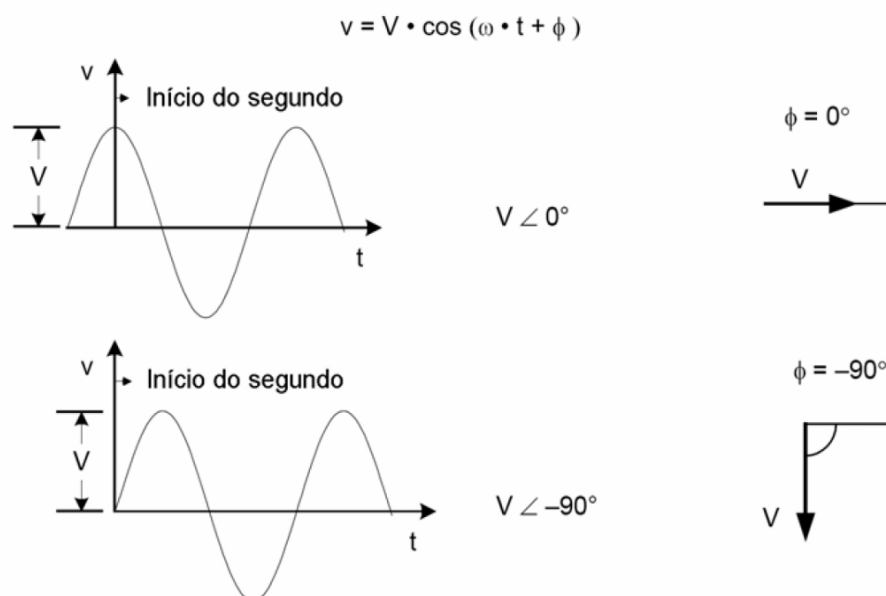


Figura 2.3 - Convenção para medição fasorial em relação ao tempo segundo a norma IEEE 1344 - 1995. Fonte [ANDRADE,08].

A tecnologia do sinal de GPS possibilita a sincronia entre as medidas, não importando a localização física entre elas. Garante também uma elevada precisão e atualização destas medidas. Assim, grandezas de magnitude e ângulo de tensões e correntes, feitas a partir das informações dos fasores, permitem a leitura do estado do

sistema elétrico em tempo real e possibilitam acompanhar com maior exatidão o comportamento dinâmico do sistema a partir da barra monitorada.

Deve ser mencionado que as localizações das PMU devem estar em pontos estratégicos e com quantidades suficientes para fornecer completa observabilidade⁶ do sistema monitorado.

Logo, esta ação resulta em uma monitoração contínua e sincronizada das grandezas, permitindo aperfeiçoar as análises preditivas do comportamento do sistema como, por exemplo, a Estabilidade Angular e a Estabilidade de Tensão, sem o atraso inerente à medição pelo sistema de supervisão e controle convencional.

É válido mencionar que a norma IEEE 1344-1995 foi revisada e publicada em IEEE C37.118-2005. Para maiores informações a respeito de algumas das principais alterações entre as duas versões quanto à medição fasorial sincronizada, sugere-se a referência [MARTIN,08]. Este artigo foi preparado pelo mesmo Grupo de Pesquisadores do IEEE (do inglês *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) que desenvolveu a versão revisada.

Para a compreensão dos SMFS, os próximos itens descrevem seus principais componentes, em seqüência: PMU, PDC e Sistema de Transmissão de Dados.

2.2.2 Unidade de Medição Fasorial Sincronizada

A principal função das PMU é coletar e registrar medições de tensão e corrente instantâneas nos centros de controles remotos a fim de calcular os fasores sincronizados, constituindo equipamento essencial ao registro das alterações ocorridas no SEP.

Inicialmente, conforme descrito em [ANDRADE,08], as PMU foram desenvolvidas com base em tecnologias já adotadas em relés digitais e registradores digitais de perturbação. Com o progresso da tecnologia dos microprocessadores, estes equipamentos foram capazes de calcular, de forma direta, as componentes de seqüência nas fases, empregando a Transformação Discreta de Fourier, mais conhecida como DFT (do inglês *Discrete Fourier Transform*).

Somente após a comercialização dos GPS foi possível desenvolver as primeiras PMU com função sincronizada, porque, para se calcularem os fasores, elas necessitam de

⁶ A observabilidade é a propriedade de poder deduzir o estado de um sistema a partir do conhecimento da entrada aplicada e a saída obtida deste sistema.

uma precisão maior que 1 milissegundo. Uma vez que a tecnologia GPS é capaz de fornecer sinais da ordem de tempo de 1 microssegundo em qualquer lugar do mundo, esta dificuldade foi superada.

A estrutura básica de uma PMU é composta por um receptor de sinal GPS, um sistema de aquisição de dados, um filtro, um módulo de conversão Analógico/Digital e um microprocessador. A função do filtro é não só eliminar sinais indesejáveis (ruído, por exemplo) do sinal de interesse (neste caso, sinais analógicos de tensão e corrente), mas também evitar o efeito *Aliasing*⁷. Já o GPS envia para as estações receptoras um sinal denominado PPS⁸ que corresponde a um trem de pulsos retangulares com frequência de 1Hz, possibilitando que o processo de aquisição seja amostrado de modo sincronizado. Desta forma, há um sinal digital e sincronizado que então é enviado para o microprocessador que executa o cálculo dos fasores utilizando a DFT, conforme ilustra a Figura 2.4.

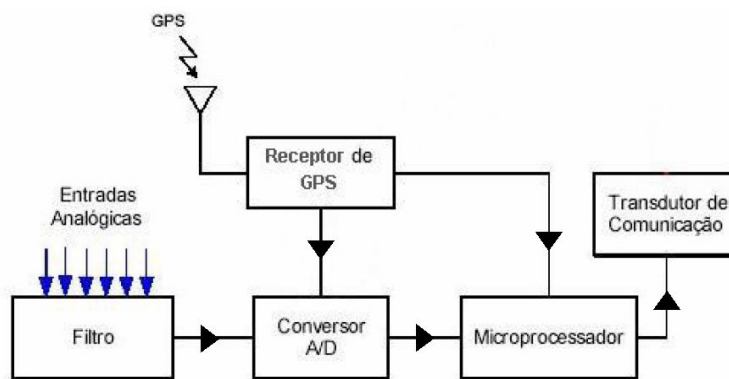


Figura 2.4 - Diagrama simplificado de uma PMU. Fonte [ANDRADE,08].

Mesmo com a utilização da tecnologia GPS, as PMU devem garantir uma precisão do sinal medido e, portanto, testes de precisão são determinados na norma [IEEE,05]. Esta norma estabelece o chamado Erro Vetorial Total que significa a distância entre o valor do fasor medido pela PMU e o valor teórico.

⁷ As técnicas de amostragem dos equipamentos de digitalização não podem interpretar tão corretamente as componentes de alta frequência do sinal como as componentes de baixa frequência. Este fenômeno é conhecido por *Aliasing*. Se um sinal varia mais rapidamente que a amostragem feita pelo sistema de aquisição de dados, erros ocorrem.

⁸ O PPS (Pulso por Segundo) corresponde a um trem de pulsos retangulares a uma frequência de 1Hz, com a borda ascendente sincronizadas em segundos UTC. Este é tipicamente gerado por receptores GPS.

Conforme citado, o uso de DFT pelas PMU fornece como resultado o módulo do fasor apenas para a componente de frequência fundamental dos sinais medidos. No caso do sistema estar operando em regime permanente, o cálculo da DFT é exato, o que não se pode afirmar quando da ocorrência de perturbações, que introduzem nas ondas de tensões e correntes outras componentes de frequência. Neste caso, a DFT apenas estima os módulos medidos.

Segundo [BORBA,06], este é um dos pontos que a nova norma para padronização do uso de medidas fasoriais sincronizadas, C37.118 [IEEE,05], recomenda, ou seja, as magnitudes de tensão e corrente serão obtidas a partir do cálculo dos valores RMS (*Root Mean Square*) deixando o cálculo da DFT para o resultado do ângulo. Os fasores de tensão e corrente obtidos pelas PMU serão compostos por um cálculo de valor RMS e um cálculo de DFT, para determinar os valores de módulo e ângulo separadamente.

Com fasores sincronizados, estes são adicionados aos seus respectivos intervalos de tempo e enviados ao próximo equipamento, o PDC, que é responsável pelo tratamento e concentração destes dados e de outras PMU. As taxas de transmissão (fasores por segundo) e precisão angular (em graus elétricos) das PMU devem atender à Norma IEEE C37.188 [IEEE,05], conforme mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Taxas de transmissão das informações das PMU.

Frequência do Sistema	60Hz							
Taxas de informação (frames/segundo)	5	6	10	12	15	20	30	60

Estes parâmetros devem ser verificados ou escolhidos, de acordo com a análise a ser realizada com os dados.

2.2.3 Concentrador de Dados Fasoriais e Sistema de Transmissão de Dados

A função básica do PDC é receber os sincrofasores coletados pelas PMU, organizá-los de forma assíncrona, correlacioná-los no tempo por meio de etiquetas, armazená-los e disponibilizá-los de acordo com as aplicações desejadas. O PDC deve também realizar um tratamento de erros durante a transmissão, ou seja, solicitar dados perdidos a fim de garantir uma continuidade do processo entre os SMFS e os SEP.

Enfim, o PDC corresponde a uma das partes mais complexas dos SMFS. Este equipamento requer dedicação exclusiva e alto investimento no desenvolvimento de aplicativos que atendam às necessidades do SEP. Em resumo, para atender a todas estas especificações, o PDC deve apresentar um alto desempenho computacional e oferecer, no mínimo, todos os itens abaixo:

- Continuidade de operação em tempo real;
- Eficiência para o armazenamento de dados;
- Alta confiabilidade de disponibilidade;
- Capacidade de comunicação eficiente;
- Atendimento a diversos tipos de aplicação;
- Fácil integração.

A título de exemplo de um PDC, o projeto MedFasee/ELETROSUL realizado em parceria entre o LabPlan/UFSC, ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. e Reason Tecnologia S.A. tem como objetivo a implementação de um protótipo SMFS na rede ELETROSUL que monitora o SIN. Neste projeto, as medições feitas pelas PMU são transmitidas via rede ethernet para o PDC, de modo que este possa organizá-los em frames, conforme especificações IEEE C37.188, que definem o tipo de configuração e o armazenamento dos dados sincronizados. Em seguida, é realizado um tratamento de erro, para que estes dados possam ser utilizados no desenvolvimento de novas aplicações. A Figura 2.5 ilustra as funcionalidade das PMU e do PDC desenvolvido no projeto MedFasee.

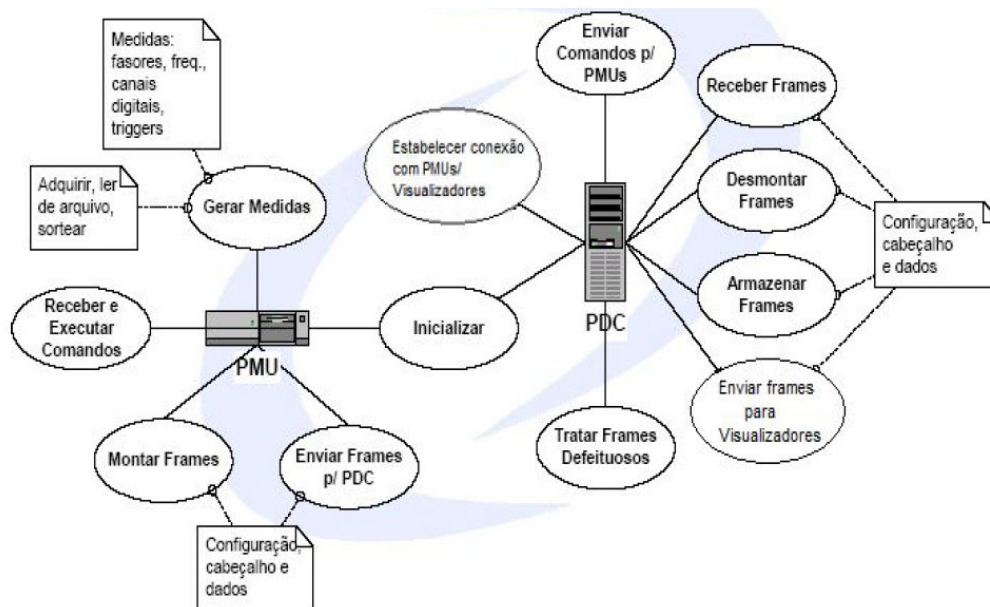


Figura 2.5 - Funcionalidades das PMU e do PDC desenvolvidas pelo projeto MedFasee. Fonte [ANDRADE,08].

Quanto ao Sistema de Transmissão de Dados dos SMFS, sua função básica é interligar os equipamentos dos SMFS, em particular: PMU aos PDC, os PDC entre si e, quando necessário, o próprio SMFS à rede da empresa onde está implantado. Um dos meios de comunicação utilizados, atualmente, corresponde às redes privadas das próprias empresas.

A infra-estrutura de comunicação de um sistema de medição fasorial deve ser suficiente para agrupar e alinhar rapidamente os dados medidos pelas PMU. Destacam-se os requisitos básicos para o sistema de transmissão de dados: envio de dados contínuos em tempo real, envio de dados perdidos, padronização do formato segundo IEEE C37.118 [IEEE,05], expansibilidade, segurança e alta imunidade a ruídos.

Como informações adicionais, a respeito de experiências das concessionárias de energia pertencentes ao SIN com os SMFS, é válido citar a referência [FILHO,08], que descreve o sistema piloto com PMU instaladas nas linhas de transmissão de FURNAS.

2.3 SMFS - SITUAÇÃO ATUAL NO MUNDO E NO BRASIL

2.3.1 Estado Atual dos SMFS

Sistemas voltados para monitoração, controle e proteção de grandes áreas, estão sendo desenvolvidos em vários países do mundo. A integração destas funcionalidades é comumente denominada Sistema de Gerenciamento de Energia em Grandes Áreas mais conhecida como WAEMS (do inglês *Wide Area Energy Monitoring Systems*).

Este é um conceito amplo, que envolve diversas tecnologias de monitoração dinâmica de SEP, entre elas os SMFS, os registradores de perturbação, relés digitais microprocessados e instrumentos para medição de qualidade de energia. Maiores detalhes com relação aos primeiros desenvolvimentos realizados nos SMFS e nos sistemas de monitoração são encontrados em [PHADKE,02], [DECKER,05] e [ANDRADE,08].

Os SMFS estão implantados ou em fase de implantação em vários países. Como exemplo, tem-se a Coréia do Sul que implantou o SMFS em seu sistema elétrico na Korea Electric Power Co., cuja empresa monitora os dados e informações do SEP coreano, contendo 24 PMU instaladas em subestações e pontos de geração. Os dados são aplicados para a monitoração em tempo real, análise da segurança e estabilidade de tensão, segundo informações em [DECKER,05].

Há ainda PMU instaladas na Itália, Estados Unidos, Espanha, Suíça, Croácia, Grécia, México, África do Sul, países Nórdicos e países da Europa. A referência [ANDRADE,08] apresenta ampla revisão dos SMFS instalados ou em fase de implantação em vários países do mundo.

No Brasil, o uso de SMFS foi sinalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica⁹ (ANEEL) através da Resolução 170/2005 e vem sendo desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através dos projetos contemplados no Plano de Ação com o intuito de melhorar a condição de segurança operacional do SIN.

Dentre estes projetos destacam-se: Projeto 6.2 - “Implantação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração” e Projeto 11.11 - “Aplicação da tecnologia de medição

⁹ A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia sob regime especial (Agência Reguladora), vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.

fasorial nos sistemas de apoio à tomada de decisão em Tempo Real”. O projeto SMFS nacional tem como objetivo implantar uma infra-estrutura de medição fasorial sincronizada, robusta, com disponibilidade adequada e segura.

Com relação ao Projeto 6.2 do ONS, este tem como objetivo instalar PMU para registrar o desempenho dinâmico do SIN durante perturbações sistêmicas, considerando os requisitos necessários para permitir a implantação das aplicações de tempo real. Já o Projeto 11.11 tem como meta utilizar a medição fasorial para melhoria dos estimadores de estado e o desenvolvimento de novas ferramentas para visualização de grandezas em tempo real.

Em ambos os projetos, devem ser destacadas as responsabilidades do ONS, como: reavaliar a arquitetura do SMFS e os requisitos de telecomunicações; reavaliar os requisitos, a quantidade e a localização das PMU e demais equipamentos associados a serem implantados nas instalações dos Agentes; definir o cronograma e coordenar a implantação das PMU nas instalações dos Agentes; especificar, adquirir e colocar em operação os PDC e coordenar a homologação das PMU, por meio de ensaio em laboratório, de forma a garantir a manutenção das características sistêmicas do Sistema de Oscilografia de Longa Duração.

Sobre as responsabilidades das companhias de energia nestes projetos, a Resolução ANEEL 170/2005, art. 3º diz que *“Caberá às concessionárias e autorizadas adquirir, instalar, operar e manter as PMU a que se refere o inciso III, bem como prover os meios de telecomunicação para a disponibilização das medidas na Central de Coleta de Dados no ONS, atendendo os requisitos técnicos, especificações e cronogramas definidos pelo ONS”*.

O ONS coordena este processo em conjunto com a KEMA, empresa de consultoria internacional, além dos demais Agentes a fim de concluir a infra-estrutura da medição sincronizada. O SMFS brasileiro será um dos maiores em extensão territorial e em número de PMU, em todo o mundo, segundo informações até o momento.

Vale comentar que em agosto de 2008, o ONS tornou público para fabricantes e representantes de PMU, o cadastro dos instrumentos para homologação técnica, visando à padronização para as aplicações futuras no SMFS nacional. Isto se deve ao fato do SIN integrar diferentes companhias elétricas (concessionárias e Agentes), com práticas e processos nem sempre semelhantes. Desta forma, o ONS pretende garantir a interoperabilidade e compatibilidade entre as PMU que irão compor o sistema de medição

fasorial. Em outras palavras, o ONS deve assegurar o bom funcionamento deste novo sistema no SIN, além das diversas aplicabilidades pretendidas.

Já em setembro de 2009, reuniram-se profissionais, representando diversos Agentes do setor elétrico para a apresentação dos resultados dos testes de certificação realizados com as PMU de oito fabricantes (ABB, Arbiter, Areva, GE, Qualitrol, Reason, SEL e Siemens). As PMU foram avaliadas no *National Institute of Standard and Technology* (NIST), com a consultoria técnica da *Quanta Technology* e da universidade *Virginia Tech*. Estes ensaios foram iniciados em fevereiro e concluídos em junho desse ano.

Antes do início dos testes de certificação foram realizados vários estudos, inclusive para a definição dos critérios de aprovação e reprovação e da metodologia a ser aplicada. Das oito unidades testadas, quatro quase obtiveram a certificação nos quesitos avaliados, mas não houve uma certificação total para os modelos submetidos aos ensaios. Os fabricantes vêm aprimorando os pontos deficientes a fim de submetê-los a um novo teste.

As normas relativas à medição sincronizada de fasores continuarão a evoluir no futuro próximo, pois a norma IEEE C37.118 somente especifica critérios para o desempenho em regime permanente das medidas sincronizadas de fasores, não tratando de critérios para o desempenho dinâmico das medidas sincronizadas de fasores e nem sobre métodos e procedimentos para conduzir ensaios para verificação do desempenho ou conformidade das PMU.

Entretanto, espera-se que não haja problemas, uma vez que o processo de homologação das PMU para o SIN, mesmo sem normas e metodologias definidos, foi desenvolvido por meio de um conhecimento profundo do assunto e experiência adquiridos de vários especialistas no assunto. Para maiores informações a respeito do histórico da implantação dos SMFS no SIN, é sugerida a referência [MORAES,08A].

O SMFS proposto terá um caráter descentralizado, contudo deve respeitar uma hierarquia que dependerá dos níveis dos PDC, conforme ilustra a Figura 2.6.

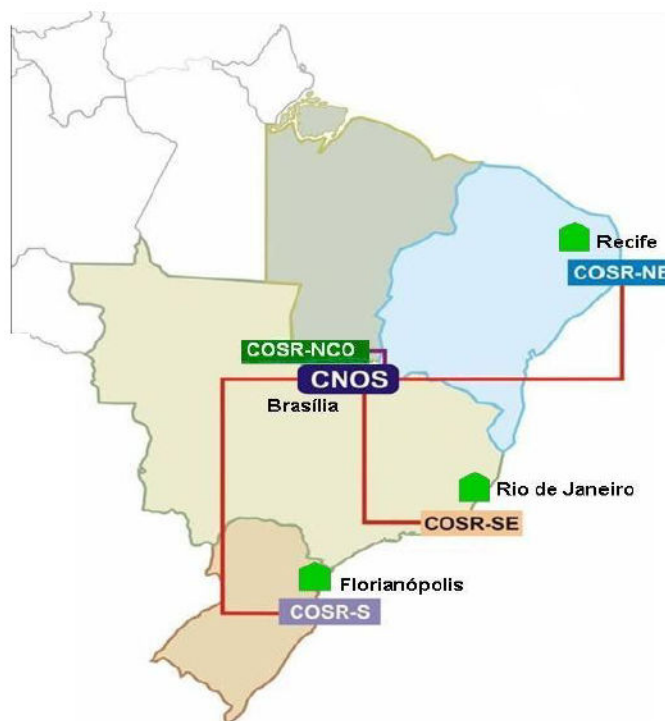


Figura 2.6 - Localização dos PDC no SMFS brasileiro. Fonte [ANDRADE,08].

Estão previstos seis concentradores: um concentrador de dados central primário, que atua no nível nacional, localizado no Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), em Brasília; um concentrador de dados central secundário, que também atua no nível nacional, mas como *back-up* do primário; e quatro concentradores de dados regionais, que atuam no nível regional nos Centros de Operação dos Sistemas Regionais (COSR), localizados em Recife (COSR-NE), em Brasília (COSR-NCO), no Rio de Janeiro (COSR-SE) e em Florianópolis (COSR-S).

A estratégia de localização das PMU corresponde a uma etapa de grande importância. Esta avaliação depende de alguns fatores, tais como os pontos com perfis de tensão críticos e pontos cruciais para o suprimento dos principais centros de carga. Os pontos selecionados no SIN foram escolhidos com base em estudos de estabilidade eletromecânica, estabilidade para pequenos sinais e de estabilidade de tensão, incluindo, principalmente, os pontos que registram os modos de oscilações locais (0,8 – 2,0 Hz) e entre áreas (0,3 – 0,8 Hz).

A Figura 2.7 ilustra a localização onde serão instaladas as PMU no SIN. Está prevista a instalação de cerca de 100 PMU em 58 subestações com a participação de 30 Agentes.

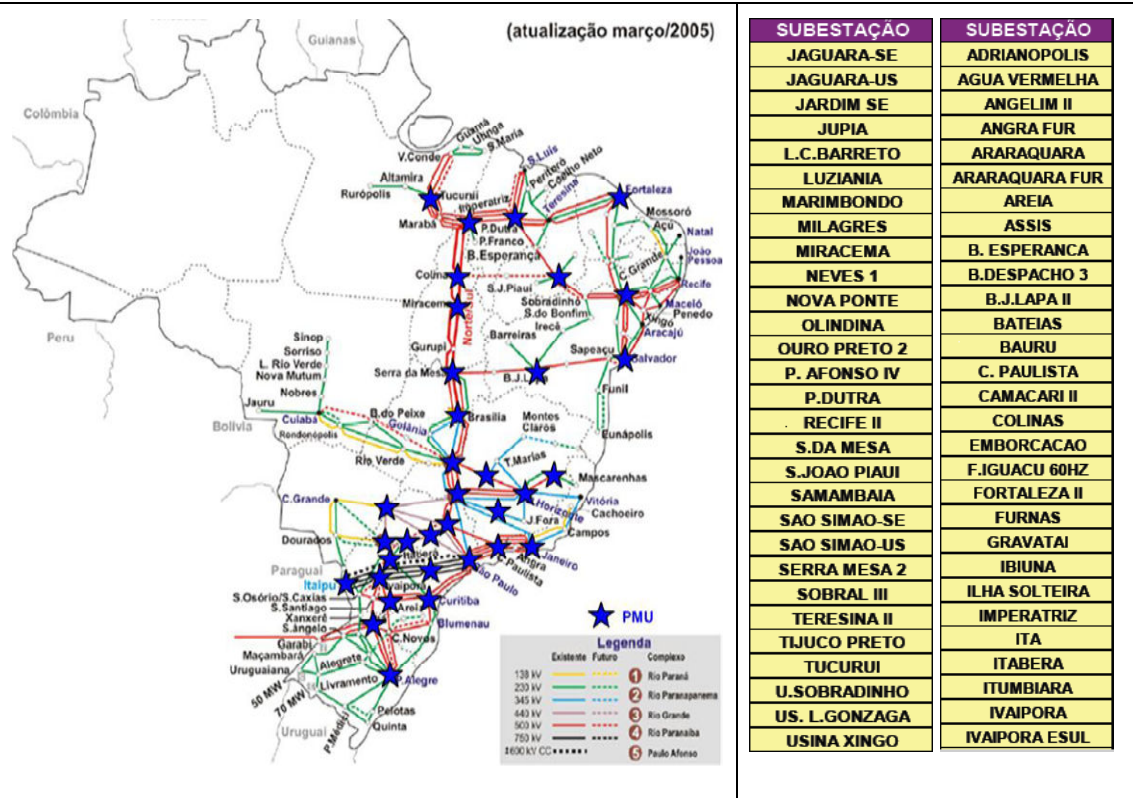


Figura 2.7 - Localização das PMU que serão instaladas no projeto SMFS brasileiro. Fonte [ANDRADE,08].

Os ganhos esperados com a utilização do SMFS brasileiro são destacados, conforme [ANDRADE,08]:

- Evolução dos processos de tomada de decisão decorrente da implantação e aplicação de novas ferramentas de monitoramento, controle e proteção do sistema elétrico;
- Melhoria na avaliação de segurança do sistema em tempo real;
- Maior exatidão na determinação do limite de transferência das linhas de transmissão e na predição do colapso de tensão;
- Agilidade a aplicação de informações para a tomada de decisão na recomposição do sistema no restabelecimento entre dois subsistemas ilhados;
- Melhor avaliação do sistema elétrico com relação à condição restritiva de operação;
- Controle e monitoramento de riscos de blecautes e de necessidades operativas, como cortes de cargas;
- Melhoria nas análises pós-evento e na identificação de erros nos dados de modelagem do sistema elétrico, possibilitando a otimização dos modelos de controladores do mesmo.

As possíveis aplicações dos SMFS para os Agentes apontam para o desenvolvimento de várias funcionalidades. Dentre elas destacam-se:

- Implantação de um PDC do Agente cujos dados poderão ser utilizados para diversas aplicações ou processos. De acordo com as especificações técnicas do SMFS nacional, existe a possibilidade da empresa possuir o seu próprio PDC;
- Atualização do SSC (Sistema de Supervisão e Controle) da empresa, incluindo a aplicação de monitoração dinâmica em tempo real;
- Integração dos dados de medição fasorial nas lógicas de esquemas de controle de emergência.

2.3.2 Aplicações Previstas para o SMFS no SIN

Os dados provenientes do SMFS implantado no SIN permitirão várias aplicações para o apoio à tomada de decisões em tempo real, além dos benefícios para os operadores, Agentes, ou seja, para o sistema como um todo. Dentre as aplicações imediatas, destacam-se: o monitoramento *on-line* da capacidade de transmissão de linhas, registro de oscilações dinâmicas entre áreas e avaliação de segurança operativa do SEP.

Em [PRICE,06], o autor descreve uma visão das aplicações ao implementar os SMFS no SEP e como estes podem melhorar a sua capacidade e segurança de transmissão. Diante de tantas aplicações, a seguir estas são descritas de forma sucinta, tendo como base as referências [VOLSKIS,07] e [ANDRADE,08].

Monitoração do Ângulo de Fase de Tensão (VPAM)

VPAM é uma aplicação de monitoração de tempo real, na qual os fasores de tensão dos barramentos medidos pelas PMU são utilizados para monitorar as diferenças de ângulo de fase entre dois ou mais barramentos selecionados. Desta forma, é possível acompanhar o comportamento dinâmico do SEP, principalmente a estabilidade angular e os limites de carregamento, a fim de se evitarem situações críticas no SEP, além de agilizar com segurança a reconexão de ilhas elétricas do sistema elétrico. Esta funcionalidade não se encontra disponível atualmente na operação em tempo real, principalmente devido à falta de sincronismo das medições do EMS/SCADA e da necessidade dos ângulos serem calculados pelo Estimador de Estado.

Monitoração de Oscilações do Sistema (SOM)

Um sistema baseado em PMU torna possível monitorar oscilações eletromecânicas pouco amortecidas de baixa frequência e longa duração em tempo real, pois possui a habilidade de rastrear o comportamento dos fasores de corrente de linha e de tensão do barramento de sequência positiva uma vez por ciclo.

Esta aplicação calcula a potência ativa em uma linha ou corredor de transmissão uma vez para cada amostra de fasores e a exibe na forma de uma curva potência-tempo para um período de tempo pré-determinado. Ela pode também calcular e identificar a frequência característica e o fator de amortecimento das oscilações de potência. De posse destas informações, é possível programar medidas contra-oscilatórias para minimizar seus efeitos, o que não pode ser realizado ao se utilizarem medições provenientes do EMS/SCADA.

Monitoração do Limite de Carregamento de Linha (LLLLM)

Esta aplicação utiliza as medições fasoriais sincronizadas em ambos os lados de uma determinada linha para determinar de forma mais exata a impedância dos condutores da mesma e, desta forma, estimar a temperatura média do condutor, a partir da resistência da linha calculada em tempo real.

A determinação do limite de carregamento dinâmico da linha baseado na aplicação LLLM propicia benefícios à operação de todo o sistema elétrico, permitindo que estas linhas transfiram potência adicional sem violar o verdadeiro limite de carregamento da mesma.

Monitoração de Harmônicos para Grandes Áreas (WAHM)

Esta aplicação permite medir, calcular e estimar o estado harmônico de uma rede de energia elétrica de grande porte. A estimação de estado harmônico identifica a existência de amplificação de harmônicos na rede e pode permitir o uso de estratégias corretivas se estas forem julgadas necessárias. Esta aplicação também não é realizada pelo sistema EMS/SCADA.

Análise de Contingências *On-Line* (OLCA)

O OLCA é uma aplicação de análise *on-line* de contingência dinâmica em regime permanente que permite determinar, rapidamente, ações preventivas que transformam um sistema normal-inseguro em um sistema normal-seguro.

A análise de contingência em regime permanente é usada para fornecer uma rápida avaliação da condição da rede, devido a uma ou várias interrupções/faltas na rede. Esta aplicação depende não somente da precisão do estado do sistema atual obtido a partir do estimador de estado, mas também da precisão do modelo para acompanhar a dinâmica do sistema. Tal aplicação atualmente não é realizada com o uso dos estimadores de estado tradicionais, mas com medições fasoriais será possível acompanhar o comportamento dinâmico em tempo real do SEP.

Proteções de Sistema para Grandes Áreas (WASP)

Esta aplicação corresponde aos esquemas de proteção usados para prevenir perturbações de grande porte, como blecautes de grandes proporções, no caso do SIN. As medições fasoriais, obtidas de localizações remotas, só são apropriadas para melhorar o desempenho de relés e esquemas de proteção que não operem em velocidade ultra-rápida.

A WASP aplicada nos sistemas de proteção é especialmente útil numa rede de transmissão congestionada, já que as ações corretivas, como, por exemplo, desligamento imediato do gerador ou corte de cargas após contingências, permitiriam que limites de transmissão mais elevados fossem usados, provendo grandes retornos financeiros.

Controle de Sistema para Grandes Áreas (WASC)

Esta aplicação tem a finalidade de alcançar objetivos apropriados de controle através de medições em grandes áreas. O Controle Automático de Geração (CAG) é um exemplo de aplicação WASC. Sabe-se que estabilizadores de sistemas de potência, dispositivos eletrônicos de potência, como, compensadores reativos estáticos podem ser utilizados com objetivo de melhorar o desempenho de um sistema de potência através de controles coordenados para grandes áreas.

Os controles de sistema para grandes áreas baseados em medições de PMU prometem trazer benefícios verdadeiros para operações de tempo real, já que permitirão que ações de controle adequadas sejam tomadas automaticamente em resposta a mudanças nas condições do sistema, sem qualquer tipo de envolvimento dos operadores.

Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (EVSA)

As ferramentas de análise de Estabilidade de Tensão, comumente denominadas como VSA (do inglês *Voltage Stability Assessment*), têm a função de determinar o estado (seguro ou inseguro) e as margens de estabilidade de tensão do sistema sob determinadas condições.

Geralmente, as análises são realizadas através de simulações para um conjunto de possíveis contingências, considerando determinados critérios de estabilidade, como a mínima margem de segurança e a reserva de potência reativa em diferentes áreas. Quando é diagnosticada alguma condição insegura de operação são analisadas as possíveis ações preventivas e corretivas, como redespacho de geração, chaveamento de banco de capacitores e controle de taps de transformadores, para garantir a operação segura do sistema. A metodologia proposta nesta dissertação atua no sentido de permitir uma atuação mais precisa tanto de ações preventivas quanto corretivas.

Mais uma vez, verifica-se a melhoria que os SMFS proporcionarão para os sistemas, principalmente, quanto à medição direta das variáveis de estado e, conseqüentemente, a determinação mais exata da condição operativa do SEP.

Apesar das experiências e investigações acerca das aplicações das PMU apontarem para a evolução dos sistemas de monitoramento e controle, a utilização plena desta tecnologia constitui um campo aberto a investigações. Adicionalmente, os custos de implantação mostram-se ainda elevados, inviabilizando sua instalação em toda a rede. Assim, a definição sobre aplicações dos SMFS torna-se extremamente importante, sendo uma questão a ser bem analisada pelas empresas de energia e discutida pelas equipes que atuam nas diversas atividades do SEP.

2.4 APLICAÇÃO DOS SMFS NA OPERAÇÃO DO SEP

2.4.1 Considerações Iniciais

As atividades do SEP são divididas e denominadas como atividades de **Expansão** e de **Operação**. Na **Expansão**, o objetivo é investigar o comportamento atual e prever o comportamento futuro do SEP, garantindo o adequado funcionamento do mesmo por meio da análise de novas aquisições de recursos. Já na **Operação**, esta se relaciona ao gerenciamento dos recursos já disponíveis no SEP.

As tarefas da Expansão e da Operação são todas interligadas, o que possibilita formar um amplo e complexo processo de tomada de decisões com relação ao SEP.

Entretanto, sem perder esta integração, tais atividades são caracterizadas por etapas próprias, de acordo com suas particularidades. Desta maneira, elas podem ser identificadas conforme sua atuação, tanto em termos energéticos quanto elétricos, compreendendo processos com passos bem definidos.

Como este trabalho é baseado na atividade de Operação Elétrica e na caracterização do estado operativo do sistema de potência, considera-se essencial revisar as etapas executadas pela mesma, a fim de proporcionar uma melhor compreensão sobre os desenvolvimentos da dissertação.

A atividade de operação dos SEP é, normalmente, composta pelas seguintes etapas:

- Planejamento da operação;
- Operação em tempo real;
- Pós-operação.

De uma maneira geral, pode-se dizer que a etapa de Planejamento é composta pela elaboração de estudos e análises do comportamento futuro do SEP, com o objetivo de gerar instruções operativas a serem executadas na etapa de Operação em Tempo Real. Já, a etapa de Pós-Operação, esta realiza análises das ocorrências e das ações efetuadas no passado do sistema.

Em todo este processo, as decisões são tomadas tendo como base o estado operativo do sistema elétrico, quer este se refira a uma projeção futura (Planejamento), a uma situação presente (Operação em Tempo Real), ou a uma condição passada (Pós-Operação) [VALE,86]. Logo, o impacto da disponibilidade dos dados dos SMFS nos centros de operação e o estudo das aplicações destes dados refletem, diretamente, no aperfeiçoamento das tomadas de decisões sejam estas automáticas ou por intervenção humana (operadores) em todos os segmentos da operação do SEP.

2.4.2 No Planejamento

O planejamento elétrico da operação tem como objetivo estabelecer diretrizes para que o SEP opere adequadamente empregando os equipamentos já existentes. Dentro dos princípios fundamentais e dos critérios observados durante o processo de planejamento são elaborados estudos que procuram avaliar o desempenho do sistema sob condições normais e de contingências. Dentre eles, destacam-se aqueles relacionados ao controle de tensão e carregamento, que definem faixas de tensão para os barramentos, a realocação da geração, a configuração operativa mais adequada e os esquemas especiais.

Dentre os estudos especiais realizados nesta etapa, destaca-se o estudo de Estabilidade de Tensão que tem como objetivo determinar as condições operativas limites, como níveis de carregamento e intercâmbios, e identificar quais áreas são mais susceptíveis ao fenômeno de instabilidade de tensão, que necessitem de medidas preventivas e corretivas.

Todos estes estudos são realizados de forma a garantir que o sistema elétrico atue com qualidade adequada de fornecimento e com menor risco possível, considerando sempre a iminência de contingência simples.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, as etapas do planejamento da operação elétrica concentram os processos e sistemáticas para os estudos e análises do comportamento da rede elétrica para diferentes horizontes. Neste, contexto, destaca-se a elaboração dos planos de curto, médio e longo prazo.

Ressalta-se que a referência [ANDRADE,08] apresenta detalhadamente estudos realizados a respeito da melhoria das atividades realizadas no planejamento da operação devido à implantação dos SMFS. Dentre elas destacam-se: análise de ocorrências, religamento automático de linhas de transmissão, ajustes de relé *out-of-step*, esquemas de controle de emergências e recomposição do sistema.

2.4.3 Na Operação em Tempo Real e na Pós-Operação

A etapa da **Operação em Tempo Real** visa coordenar a operação do sistema utilizando as diretrizes definidas pelo planejamento. Compreende as atividades do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) realizadas no instante de operação atual do SEP. Em termos de controle, as ações de comando do sistema elétrico são efetuadas nesta etapa. Logo, os SSC das concessionárias de energia permitem que o SEP seja monitorado e controlado.

Os planos elaborados nas etapas de planejamento são realizados com base em previsões do possível comportamento do SEP no instante da operação. No entanto, por mais precisas que sejam as informações utilizadas pelos planejadores na elaboração das instruções operativas, é praticamente impossível prever exatamente o comportamento do sistema elétrico.

A condição operativa do SEP nunca é a mesma em todos os instantes. Na realidade, a condição operativa está variando, pois o sistema encontra-se constantemente sujeito a

perturbações, voluntárias ou involuntárias. Tais perturbações levam a um comportamento dinâmico. Entretanto, muitas análises podem ser realizadas considerando o estado do sistema estacionário no tempo; para este tipo de análise, o ponto de operação do sistema tem sido identificado por meio dos fasores de tensões nas barras do SEP.

A fim de proporcionar uma visão geral do funcionamento do SSC, este é descrito, de forma sucinta, seguindo uma seqüência operativa, pois esta concepção é essencial para os benefícios alcançados com a proposta desta dissertação, quanto à avaliação da estabilidade de tensão em tempo real. A Figura 2.8 ilustra as principais funções e controles desempenhados pelos SSC.

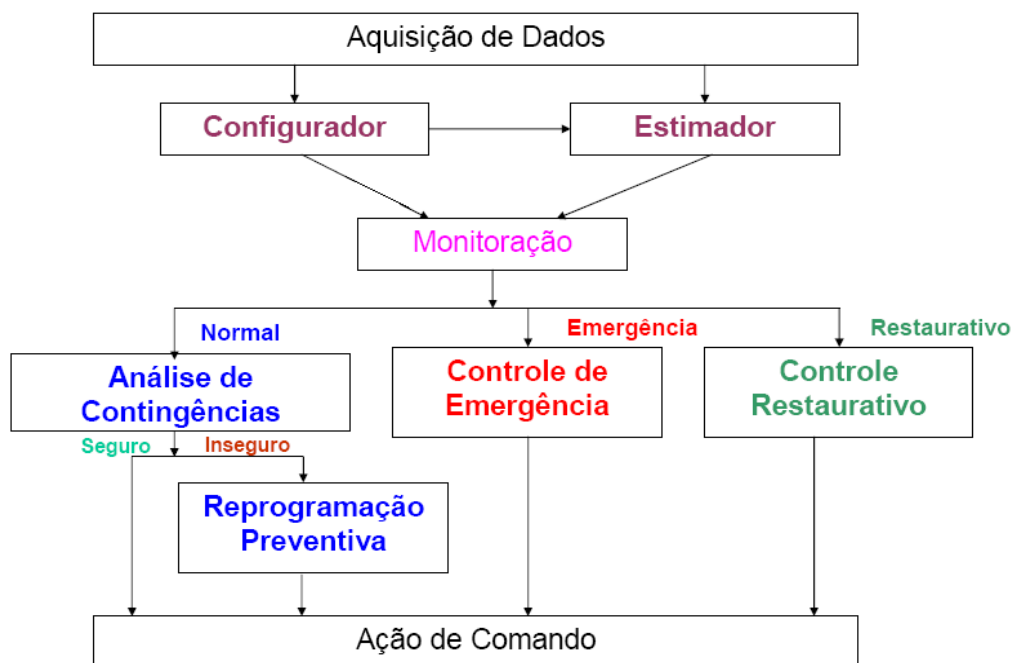


Figura 2.8 - Supervisão e controle do SEP. Fonte [VALE,86].

Várias informações são coletadas dos SEP, sendo que os dados dos pontos digitais como *status* de seccionadoras e disjuntores são enviados para um programa computacional denominado Configurador da Rede cuja função é determinar a configuração atual da rede elétrica, a partir da topologia fixa do SEP, além de outras informações. Já os dados aquisitados de grandezas analógicas como, por exemplo, fluxos de potência, módulos de tensão e correntes são enviados para outro programa denominado Estimador de Estados cuja função é calcular o estado da rede (módulo e ângulo de tensão nas barras) em tempo real.

O Estimador de Estados é uma das funcionalidades mais importantes dos SSC, pois alimenta todas as demais com o estado atual do sistema elétrico. A integração dos dados das PMU nos sistemas SCADA/EMS dos centros de controle é vital para que sejam utilizadas na operação do sistema. Uma das formas de se fazer esta integração é através do Estimador, que teria sua potencialidade e exatidão extremamente aumentadas com a inclusão dos dados fasoriais. Esta interação merece atenção, pois há ainda questões a serem solucionadas.

As informações do Configurador e do Estimador são enviadas para a Monitoração da Segurança que determina a condição operativa do SEP, a partir da qual são determinadas e executadas as ações de controle (normal, emergência ou restaurativo) mais adequadas.

Para compressão das ações de controle envolvidas nesta etapa, três estados operativos são caracterizados, conforme descrito em [VALE,86]:

Estado Normal – nesta situação, a demanda está sendo totalmente atendida e não há nenhuma violação de limites operativos impostos ao SEP (níveis de tensão nas barras, tolerância de frequência, tolerância física de equipamentos, níveis de qualidade etc.).

Estado de Emergência – nesta situação, o sistema atende à demanda, porém apresenta violação de algum limite operativo; este estado pode decorrer de uma perturbação ocorrida no SEP, resultando na violação severa ou não de valor limite pré-definido.

Estado Restaurativo – nesta situação, o sistema não atende à demanda da carga devido a desligamentos da mesma; sendo assim há também violações dos limites operativos.

Com base nestes três estados, os tipos de controle são definidos:

Controle no Estado Normal – é responsável pelas ações de controle tradicionais (frequência, tensão/potência reativa, potência ativa etc.) e de controle de segurança, cujo objetivo é atuar de forma preventiva no SEP para evitar transições para o estado de emergência. A Análise de Contingências, que determina se o estado é seguro ou inseguro, e a Reprogramação Preventiva compõem a Análise de Segurança do controle preventivo.

É indispensável citar o avanço significativo que terá a função Análise de Segurança com os SMFS, pois as informações das medições fasoriais possibilitam avaliações mais exatas sobre o comportamento dinâmico do sistema, tais como condições de Estabilidade de Tensão. Visto que os dados das PMU permitem uma detecção antecipada de situações de risco para o SEP, pode ser determinada a execução de ações mais precisas, aumentando a

margem de estabilidade do mesmo. O tema abordado nesta dissertação se enquadra nesta função preventiva, no que diz respeito à Margem de Estabilidade de Tensão.

Controle de Emergência – inclui ações que eliminam as violações dos limites operativos. Há casos em que isto se dá de forma corretiva, levando o sistema diretamente ao estado normal. Porém, há casos onde desligamentos de carga são necessários para conter a anormalidade, levando o sistema ao estado restaurativo. Em situações de emergência, o fator “tempo” é extremamente importante para a tomada de decisão. Caso as ações de emergência sejam mais lentas que a anomalia, estas se tornam ineficientes, permitindo que o distúrbio possa estressar o sistema de forma mais acentuada, levando-o a condições críticas.

O controle de emergência pode se beneficiar com os SMFS, principalmente pela perspectiva de acompanhamento da dinâmica do sistema e pela otimização de esquemas automáticos, para situações de alto risco. No SIN, esses esquemas recebem a denominação de Esquemas de Proteção Sistêmica, destacando o Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC), que atua com base nos valores de frequência do SEP.

Controle Restaurativo – é responsável pelo restabelecimento do SEP após desligamentos totais ou parciais.

O uso dos SMFS impacta de forma significativa todo o processo. Em especial destaca-se o monitoramento da diferença angular em tempo real, que permite uma maior agilidade na conexão de ilhas e fechamento de anéis, uma vez que este valor é extremamente importante para a sincronização das áreas.

A última etapa da operação corresponde à **Pós-Operação**, onde são realizadas simulações *off-line*, nas quais são analisadas as perturbações de pequeno ou grande porte que ocorreram no sistema, procurando analisar suas possíveis causas, a fim de determinar quais medidas corretivas tomar, caso sejam necessárias, e quais ações preventivas para que o episódio não ocorra novamente. Nesta etapa podem ser gerados novos esquemas de controle de emergência e instruções operativas, para evitar que o problema se repita.

Trata-se de uma etapa muito importante, onde é verificado todo o planejamento executado anteriormente. Corresponde a um conjunto de tarefas que são executadas continuamente, e que geram novos dados que servirão de base para os processos de planejamento.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme tratado neste capítulo, o uso dos dados dos SMFS pode trazer grande avanço para a operação do SEP, principalmente por permitir a medição de forma direta e sincronizada do módulo e do ângulo das tensões das barras.

Para que tal avanço se verifique, é importante a integração entre as atividades relacionadas à operação. A descrição das atividades mostra que, na realidade, estas formam um ciclo em que os produtos de saída de um processo se tornam a entrada do outro.

Dentro de uma visão sistêmica, pode-se dizer que, como o estado presente do SEP fica conhecido com maior exatidão em espaços curtos de tempo, os SMFS permitem um melhor monitoramento da variação das grandezas. Isto impacta a elaboração do processo de decisão sobre as ações de controle em condições normais, de emergência e de restabelecimento, tornando-as mais precisas e otimizadas.

Considerando as especificidades de cada sistema elétrico, atenção deve ser dada à localização das PMU e a integração dos dados fasoriais aos sistemas SCADA/EMS já existentes. Devido à implantação já prevista do SMFS no SIN, é importante que sejam definidas estratégias (procedimentos) que melhor usufruam das informações do sistema de medição fasorial, visando extrair todos os benefícios advindos do mesmo e assim melhorar o desempenho da operação do SEP.

De especial interesse para esta dissertação são o controle preventivo executado em tempo real, mais precisamente com relação à previsão de instabilidade de tensão, no sentido de evitá-la, e o controle de emergência, que poderá ter seus esquemas automáticos melhor definidos.

Antes de apresentar a proposta deste trabalho, é importante revisar conceitos e definições sobre o tema Estabilidade de Tensão que embasaram as pesquisas. Este é o tema do próximo capítulo.

3

ESTABILIDADE DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

3.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de grande porte, tal como o SIN, conforme já comentado, vêm enfrentando diversas questões bastante severas que têm contribuído para o seu desequilíbrio elétrico e por vezes comprometendo o fornecimento de energia.

Somando-se às questões já mencionadas há o efeito da reestruturação do setor elétrico. No trabalho de [CORTEZ,01], o autor aborda a configuração do novo cenário do SEP, destacando o aumento dos investimentos no setor elétrico como um dos objetivos da nova legislação. Para isso, promove-se a concorrência entre as empresas, ficando os serviços de transmissão e distribuição regulamentados pelo governo. Esta competitividade é extremamente positiva para o consumidor, porém torna o sistema mais dinâmico, aumentando a complexidade das análises técnicas tanto na operação quanto no planejamento. Apesar da existência de órgãos controladores e regulamentadores como ONS, CCEE¹⁰ e a ANEEL que buscam por uma operação segura do SIN, as empresas do setor, ao mesmo tempo, buscam maximizar a rentabilidade dos investimentos por meio da expansão dos limites de operação.

É neste contexto que se torna importante identificar e tratar os pontos onde fenômenos instáveis podem vir a prejudicar o sistema como, por exemplo, a Instabilidade de Tensão. Desta forma, vários esforços têm sido despendidos para garantir que o SEP possa operar de forma otimizada, tanto tecnicamente quanto financeiramente.

¹⁰ A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro.

Uma das inovações desta dissertação é aplicar as medições das grandezas elétricas das PMU para avaliar a Margem de Estabilidade de Tensão, cujo valor, normalmente, corresponde à distância do ponto de operação do SEP até o ponto crítico de instabilidade. Sendo assim este capítulo tem como objetivo classificar e descrever o comportamento do sistema frente ao fenômeno associado à Instabilidade de Tensão.

3.2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Visando a compreensão do tema, primeiramente, torna-se necessário conceituar termos como Estabilidade, Estabilidade de Tensão vinculada a pequenas e grandes perturbações, Instabilidade de Tensão e Colapso de Tensão, pois estes são utilizados durante todo o trabalho.

3.2.1 Estabilidade de Tensão

Em [KUNDUR, 94], a Estabilidade do SEP é definida como sendo a “*propriedade que permite ao sistema permanecer em um ponto de equilíbrio durante o seu funcionamento normal e também de alcançar um novo ponto de operação equilibrado após ser submetido a um distúrbio*”. Deve-se lembrar que um ponto de operação normal não deve ser entendido como ponto estático, pois o SEP está continuamente submetido a perturbações.

Com relação à Estabilidade de Tensão (ET), várias são as definições encontradas na literatura. A referência [CORTEZ,01] discute em detalhes tais definições. Uma das mais adotadas é aquela apresentada pelo IEEE que diz: *a estabilidade de tensão é a capacidade do sistema de manter as suas tensões, de forma que, quando a admitância da carga crescer, a sua potência também aumentará, pois tanto a demanda quanto as tensões são controláveis*.

Muito se utiliza a definição do IEEE para o fenômeno de Instabilidade de Tensão que corresponde *ao estado de operação do sistema onde a tensão permanece decaindo de forma busca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento*.

O fenômeno de instabilidade de tensão pode ser provocado por diversos fatores relacionados a perturbações severas ou não severas, voluntárias ou involuntárias no SEP. O simples aumento da carga, a dinâmica de atuação dos equipamentos (transformadores com mudança de taps, por exemplo) e mudanças de configuração da rede são apenas alguns deles.

O decaimento das tensões pode durar de poucos segundos a vários minutos. Caso este decaimento se mantenha, poderá ocorrer instabilidade eletromecânica ou até mesmo o chamado Colapso de Tensão.

O termo colapso de tensão, em muitos casos, é utilizado no mesmo sentido de instabilidade de tensão, porém, em determinadas situações é interessante diferenciar os dois fenômenos. De acordo com o IEEE, *colapso de tensão é o processo no qual a instabilidade de tensão, ou angular, provoca uma degradação no perfil das tensões em uma parte significativa do sistema*.

Muitos autores identificam o colapso a uma situação sistêmica grave onde efeitos em cascata acarretam grande impacto negativo no SEP. Há vários fatores que podem conduzir o sistema ao colapso de tensão, estando mais sujeitos aqueles que normalmente apresentam grandes distâncias dos geradores aos centros de carga, a existência de transformadores com comutação automática sobre carga durante condições de baixa tensão, cargas com características desfavoráveis, má coordenação entre os sistemas de controles e proteção, alto carregamento e difícil importação de potência reativa de áreas vizinhas.

O fenômeno de ET é intrinsecamente dinâmico. Entretanto, dependendo do tipo de perturbação ocorrida no sistema sua análise pode ser mais ou menos complexa. Deste modo, para pequenas perturbações como, por exemplo, graduais variações na carga, perdas de elementos pouco significativos e determinadas ações de controle, as análises têm sido realizadas considerando o SEP em *regime permanente* e implementadas por meio de *análises linearizadas*. Já para grandes perturbações o que significa o sistema estar submetido a distúrbios significativos, como a ocorrência de uma falta na rede, perdas de grandes blocos de geração ou de carga, devem ser realizadas análises que considerem a dinâmica envolvida.

Na prática, a análise linearizada tem sido aquela adotada para se avaliar a ET dos sistemas de potência, devido às dificuldades da modelagem dinâmica, e é utilizada uma **Margem de Segurança de Tensão** para evitarem-se os riscos de instabilidade.

Atualmente as PMU apresentam taxas de amostragem na casa de 60 fasores por segundo, o que possibilita o rastreamento de fenômenos dinâmicos na rede elétrica.

3.2.2 Margens de Estabilidade

A ocorrência de alguns incidentes (desligamentos) provocada pela perda da ET fez que o tema ganhasse destaque, principalmente, devido ao grande impacto negativo que estes provocam para a sociedade. De tal forma que o WECC¹¹ (do inglês *Western Electricity Coordinating Council*) instituiu uma força tarefa com o objetivo de desenvolver critérios sobre ET, a fim de evitar grandes prejuízos para sua área de concessão.

Dentre os vários critérios do WECC destaca-se a Margem de Segurança de Tensão (MST). Esta corresponde à distância mínima entre o ponto de operação do sistema e aquele onde há risco de perda de estabilidade de tensão, ou seja, indica o limite de operação do SEP quanto à perda da ET. Esta margem pode estar definida em termos de potência ativa e ou potência reativa, seja em intensidade ou em porcentagem. Para os estudos de expansão, a MST recomendada corresponde a um nível mínimo de 5% em potência ativa, para o caso da ocorrência da contingência simples, de 2,5% para contingências duplas e maior do que zero para contingências múltiplas (perda simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão).

Investigações sobre margem de estabilidade de tensão vêm sendo realizadas no LRC/UFMG tanto no nível acadêmico quanto aplicado. Tais estudos se iniciaram com a dissertação de [LOBATO,98] e, posteriormente, em conjunto com a Força Tarefa Nacional relacionada à expansão do SIN, tiveram início os trabalhos relativos a margens de estabilidade aplicada ao planejamento. A dissertação [CORTEZ,01], além de registrar todos os fundamentos nos quais se baseou o cálculo da margem proposta para o setor elétrico brasileiro, constitui importante referência acerca do tema ET. Tais trabalhos representaram a base para os desenvolvimentos da presente dissertação.

Com relação à operação do sistema elétrico nacional, o ONS trata a questão de ET no documento Procedimentos de Rede [ONS,10]. No que se refere às atividades, o estudo de estabilidade no âmbito do planejamento da operação deve definir os limites operativos de segurança de tensão; já na operação em tempo real, a avaliação de segurança de tensão deve cobrir situações não previstas na fase de planejamento da operação e evitar a operação na região onde esquemas de controle de emergência precisem ser ativados.

¹¹ WECC (do inglês *Western Electricity Coordinating Council*) conselho composto por empresas de energia elétrica do Canadá, Estados Unidos e México, formado em 2002 para a coordenação e promoção da confiabilidade da operação interligada.

Na atividade de planejamento - que envolve tanto os estudos de ampliações e reforços¹² quanto o planejamento da operação, os estudos de segurança de tensão determinam as MST para diferentes cenários, considerando a rede completa e incompleta, seja pelas incertezas presentes nesses horizontes, seja pela necessidade de previsão de manutenção de elementos ou recursos importantes da rede. Em tempo real, uma vez que o estado e a topologia do sistema são conhecidos, pode ser necessário um número menor de cenários e uma menor MST. No âmbito dos estudos para ampliações e reforços, a avaliação de segurança de tensão deve ter como finalidade principal propor soluções que desativem os esquemas de controle de segurança em operação.

Nos Procedimentos de Redes do ONS, como critério geral tem-se as MST em termos de potência ativa:

- Para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação: 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente.
- Para a avaliação em tempo real: 4%. Contudo na impossibilidade de avaliação desta margem em tempo real, recomendações dos estudos de planejamento da operação devem ser adotadas, através de instruções de operação, a fim de possibilitar uma segura monitoração por parte dos operadores do sistema.

3.3 TEOREMA DA MÁXIMA TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

Conforme já citado, apesar do fenômeno de instabilidade de tensão ser de natureza dinâmica, as metodologias mais utilizadas para estudá-lo são de origem estática. Neste contexto, o ponto de operação crítico relacionado à instabilidade de tensão tem sido relacionado ao limite de Máxima Transferência de Potência (MTP) das redes elétricas. Este limite, também conhecido como Ponto de Máximo Carregamento, é tratado neste item e consiste na base dos desenvolvimentos desta dissertação. No Apêndice A, encontram-se descritas de forma resumida algumas das principais metodologias aplicadas aos estudos de ET.

Para compreender o fenômeno de instabilidade de tensão é necessário analisar este ponto em conjunto com características das cargas, pois é na interação entre estes dois fatores que se iniciam os estudos sobre a perda de ET. Em outras palavras, a existência do limite por si só não ameaça a operação do SEP; é preciso ao mesmo tempo considerar o

¹² O ONS, apesar de ser um órgão operador, elabora o PAR - Plano de Ampliações e Reforços para o SIN.

comportamento da carga, pois, mesmo atingindo este limite, alguns tipos de carga permitem uma operação estável quanto à ET.

A fim de demonstrar o teorema da MTP, é considerado o sistema elétrico simplificado ilustrado na Figura 3.1, cujo objetivo é contribuir para o entendimento dos conceitos básicos sobre ET. Este circuito possui uma barra geradora com fonte ideal de tensão $\dot{E} = E\angle 0^\circ$ e uma barra de carga com uma impedância de $Z_c = Z_c\angle\theta$ cuja tensão equivale a $\dot{V} = V\angle\varphi$. A transmissão de energia é guiada por uma linha com impedância de $Z_t = Z_t\angle\theta_t$ e a corrente que percorre por este circuito corresponde a $\dot{I} = I\angle(\varphi - \theta)$.

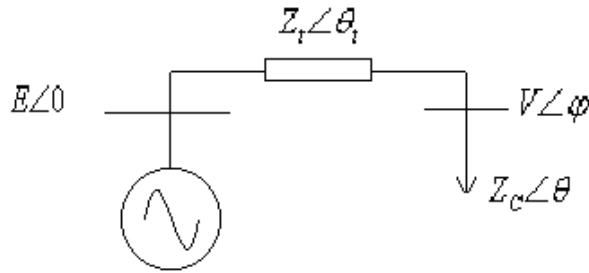


Figura 3.1 - Exemplo sistema elétrico composto por duas barras.

Para este circuito, há as seguintes relações:

$$\dot{I} = \frac{\dot{E}}{Z_t + Z_c}, \text{ sendo que } |Z_t + Z_c| = \sqrt{Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_tZ_c \cos(\theta_t - \theta)} \quad (3.1)$$

$$I = \frac{E}{\sqrt{Z_t^2 + Z_c^2 + 2Z_tZ_c \cos(\theta_t - \theta)}} \quad (3.2)$$

Onde:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_t} \quad (3.3)$$

$$I = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2\frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)}} \quad (3.4)$$

$$V = Z_c I = \frac{I_{cc} Z_c}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)}} \quad (3.5)$$

$$P = VI \cos \theta = \frac{I_{cc}^2 Z_c \cos \theta}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)} \quad (3.6)$$

Derivando a função 3.6 em relação a Z_c , determina-se o valor da impedância da carga que corresponderá à máxima potência entregue à mesma:

$$\frac{dP}{dZ_c} = \frac{I_{cc}^2 \cos \theta \left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta) \right] - I_{cc}^2 Z_c \cos \theta \left[2 \left(\frac{Z_c}{Z_t^2}\right) + \frac{2}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta) \right]}{\left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta) \right]^2} \quad (3.7)$$

$$\frac{dP}{dZ_c} = 0 \Rightarrow \left[1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 - 2 \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta) - 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta) \right] = 0 \Rightarrow Z_c = Z_t \quad (3.8)$$

Assim, tem-se:

$$\frac{P}{P_{\max}} = \frac{2 \frac{Z_c}{Z_t} [1 + \cos(\theta_t - \theta)]}{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)} \quad (3.9)$$

$$\frac{V}{E} = \frac{\frac{Z_c}{Z_t}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)}} \quad (3.10)$$

$$\frac{I}{I_{cc}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_c}{Z_t}\right)^2 + 2 \frac{Z_c}{Z_t} \cos(\theta_t - \theta)}} \quad (3.11)$$

Empregando as relações descritas acima, $P/P_{\max}$ (3.9), V/E (3.10) e I/I_{cc} (3.11), pode-se analisar o comportamento das grandezas em função do carregamento do sistema elétrico, conforme ilustrado na Figura 3.2.

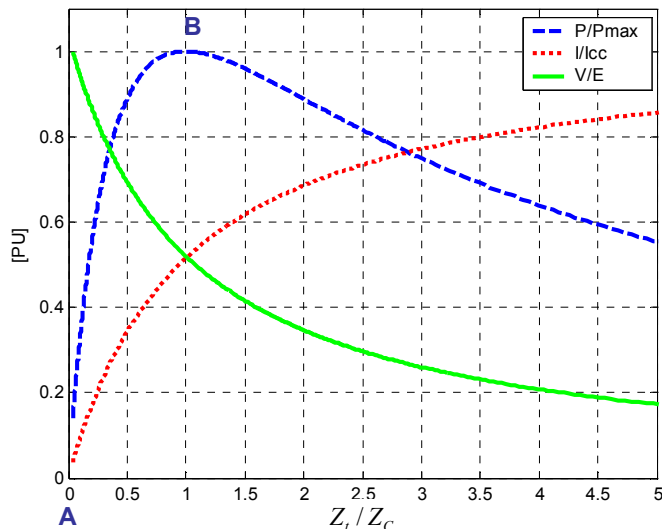


Figura 3.2 - Evolução das grandezas $P/P_{\max}$, V/E e I/I_{cc} em função da variação de Z_i/Z_c .

É importante frisar que, para traçar tais curvas, a impedância da carga deve variar linearmente a fim de que o fator potência permaneça constante.

Mesmo não sendo este o comportamento natural do fator de potência da carga, tal consideração é adotada na prática. Citando os Procedimentos de Redes do ONS: “durante o processo de incremento de carga em uma área estudada, o fator de potência deve ser mantido constante”.

Em situações de carga leve, resulta que $Z_c \gg Z_i$ e, à medida que a demanda diminui, a relação entre estas grandezas, Z_i/Z_c , tende a zero. É por isso que a corrente apresenta valores nulos e a tensão sobre a barra da carga possui o mesmo valor que a tensão na fonte, conforme marca o ponto A da Figura 3.2¹³. Quando há um aumento da demanda da carga, ocorre também acréscimo da relação I/I_{cc} e uma redução da relação V/E sobre a mesma. Esta redução ocorre devido ao aumento da queda de tensão sobre a impedância da linha.

O progressivo aumento da potência transferida para a carga até o ponto B da Figura 3.2 é devido à parcela de corrente ser mais significativa que a parcela da tensão. Esta

¹³ Observação deve ser feita para o caso de linhas muito longas, onde o próprio efeito capacitivo das linhas poderá elevar a tensão ao final destas, em situações de carga leve.

situação ocorre até que a razão entre os módulos das impedâncias, Z_c e Z_t , **se iguala a 1**, ponto que correspondente à máxima potência que a fonte consegue transmitir para a carga.

Este ponto onde os módulos das impedâncias se igualam é importantíssimo no contexto desta dissertação, pois é nele que a metodologia proposta se fundamenta. Os dados disponibilizados pelas PMU serão utilizados para determinar a condição do sistema quanto à ET em tempo real com base nesta relação.

Deve-se mencionar que a potência ativa transferida para a carga depende do fator de potência da mesma. Para exemplificar tal afirmação, a Figura 3.3 mostra o comportamento para diferentes fatores de potência. Em suma, quanto mais a carga apresenta características capacitivas, maior é a potência no ponto de MTP. Já para cargas com características indutivas, quando mais expressiva esta particularidade, menores serão as potências no ponto de MTP.

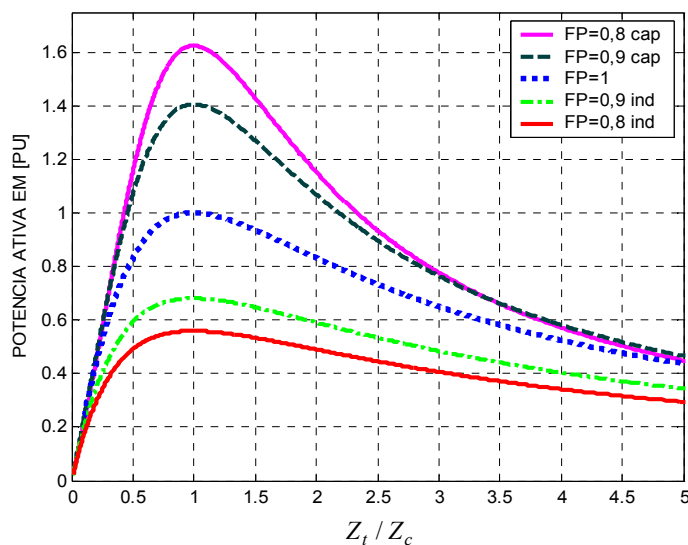


Figura 3.3 - Máxima transferência de potência (comportamento da potência ativa em função da variação do fator de potência).

3.4 CURVA PV

3.4.1 Aspectos Básicos

A curva PV é uma das metodologias mais difundidas para a determinação da margem de estabilidade de tensão. Esta metodologia consiste em relacionar tensão de uma barra de uma área, subsistema ou sistema com a sua respectiva evolução do carregamento.

Para obtenção desta curva resolve-se uma série de fluxos de potência, considerando aumentos sucessivos na carga do sistema sob análise, monitorando a tensão na barra da carga. Para cada incremento, os fluxos de potência são recalculados até se alcançar o MTP.

A Figura 3.4 representa a curva PV, construída para o sistema exemplo, composta pelos mesmos valores de carga da Figura 3.3, ilustrando o comportamento do ponto de MTP à medida que há variação do fator de potência.

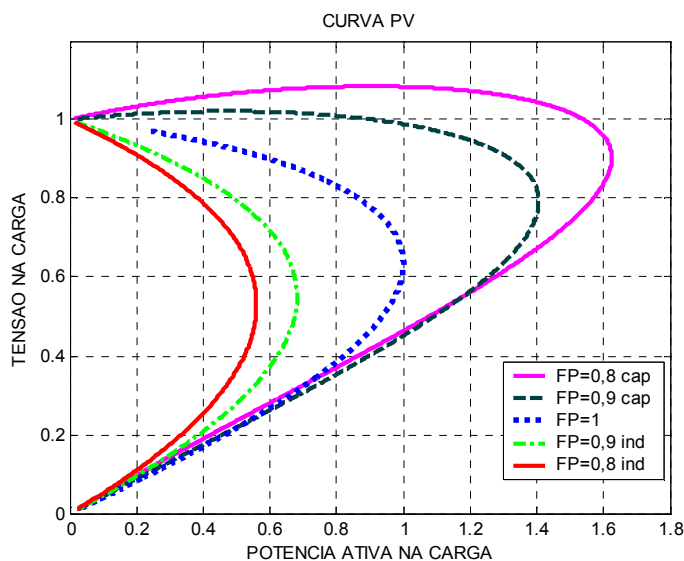


Figura 3.4 - Curva PV para diferentes fatores de potência.

Os programas tradicionais para cálculo de fluxo de potência, que utilizam o Método de Newton-Raphson, não permitem a construção completa das curvas PV. À medida que o sistema se aproxima da região de MTP o programa apresenta problemas de convergência. No ponto de máximo carregamento a Matriz Jacobiana é singular e, antes mesmo deste ser alcançado, a convergência já não é obtida.

Para resolver este problema e obter a curva PV completa, pode-se utilizar o Método de Continuação que, por meio de modificações na Matriz Jacobiana, elimina a singularidade. Várias são as referências que tratam deste assunto como, por exemplo, [LOBATO,98].

Na prática, o uso da curva PV para a avaliação da margem de estabilidade de tensão, pode resultar diferentes resultados, dependendo dos critérios adotados nas simulações. Dois exemplos podem ser citados: (i) a margem de estabilidade de tensão é obtida para todo o sistema aumentando-se o carregamento de todas as barras de carga da rede de modo proporcional ao carregamento do caso base (mantendo o fator de potência constante) e toda a geração do sistema é ajustada de modo a atender à nova demanda durante o processo de construção da curva PV; (ii) diferentes margens de estabilidade de tensão são obtidas para cada área do sistema aumentando-se o carregamento das mesmas, com a geração externa da área em estudo permanecendo constante e o excedente de carga suprido apenas pelos geradores internos da área de estudo. Caberá ao analista do SEP estudar os resultados das simulações.

Destaca-se que nas análises deve ser avaliada a pior condição do sistema em relação à ET, ou seja, nem sempre o caso de carga pesada é o mais recomendado. No caso do SIN, por exemplo, existem regiões (ou empresas) cuja ponta do sistema (máxima carga) não coincide com a ponta do sistema interligado. Desta forma ao se analisar determinada área, faz-se necessário analisar qual o caso mais restritivo.

Além das curvas PV, utilizam-se as curvas do tipo VQ, pois estas representam uma outra maneira de se visualizarem os limites de transmissão de potência e as necessidades de potência reativa para a manutenção de níveis adequados de tensão. O uso da VQ para determinação da perda da ET em grandes sistemas ainda requer cuidados, necessitando a realização de estudos mais profundos sobre esta metodologia antes que seja recomendada como análise obrigatória no setor [CORTEZ,01].

No Brasil, atualmente, o critério para estudos de estabilidade de tensão se utiliza, exclusivamente, da curva PV, ficando a VQ sugerida para análise complementar.

3.4.2 Influência da Carga na Estabilidade de Tensão

Em um sistema elétrico, as características das cargas correspondem à parte mais importante para o fenômeno de instabilidade de tensão, uma vez que este é acionado devido às características dinâmicas da mesma. Desta forma, dependendo do tipo de carga, haverá diferentes pontos de operação estável sobre a curva PV.

É necessário compreender o significado de carga no contexto do SEP a fim de analisar a sua influência no comportamento do sistema. Em [CORTEZ, 01], o autor resume as definições de carga com relação ao IEEE e, dentre elas, tem-se: *“é uma parte do sistema que não está representada explicitamente, mas através de um único elemento equivalente que consome potência e está conectada a uma dada barra do sistema”*.

Deve-se atentar para os equivalentes que costumam representar as “cargas”. Nem sempre consideram apenas os consumidores, mas também outros equipamentos da rede, tais como:

- Linhas de subtransmissão com níveis de tensão mais baixos;
- Comutadores de tap sob carga dos transformadores nas subestações;
- Redes primárias e secundárias de distribuição;
- Reguladores de tensão e transformadores de distribuição;
- Capacitores *shunt* das subestações dos sistemas de média tensão da distribuição;
- Transformadores e capacitores dos consumidores.

Ressalta-se que determinar um modelo para os sistemas de grande porte não é trivial. Adicionalmente, este deve ser prudente e muito bem consolidado, pois pode gerar soluções errôneas para o sistema, caso não representem as particularidades do estudo.

Os modelos representativos do comportamento da carga são tradicionalmente classificados em modelo dinâmico e modelo estático:

- **Modelo dinâmico:** expressa a potência aparente da carga em função da sua tensão terminal (magnitude e frequência) num instante de tempo passado ou presente. Estes modelos são normalmente representados por equações diferenciais permitindo representar o comportamento da carga em regime permanente ou transitório. Nos programas de análise de estabilidade transitória utiliza-se este modelo para se representar o comportamento dinâmico.
- **Modelo estático:** expressa a potência aparente da carga em função da sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante de tempo. Este modelo representa os componentes das cargas estáticas, por exemplo, cargas resistivas e também servem como modelos aproximados para os componentes de cargas dinâmicas como motores de indução. Os programas de fluxo de potência não resolvem equações diferenciais e, portanto, empregam modelos estáticos.

Nos SEP, não se observam grandes variações de frequência em relação ao seu valor nominal, por isso, não se avalia a influência da mesma sobre o comportamento da carga nos estudos de ET. Em [CORTEZ,01], o autor cita algumas referências que afirmam que a frequência não está diretamente relacionada com a ET, o que reforça ainda mais a simplificação de se não considerar a variação da frequência nestes tipos de cargas. Desta forma, desconsiderando a dependência da carga com a frequência, foram desenvolvidos três modelos matemáticos estáticos básicos para representar os tipos de cargas:

- **Carga do tipo de corrente constante (I):** neste caso a potência absorvida pela carga varia linearmente com a tensão a ela aplicada;
- **Carga do tipo de potência constante (P):** neste caso permanecem constantes as potências, ativa e reativa, com a variação da tensão a ela aplicada;
- **Carga do tipo de impedância constante (Z):** neste caso a potência absorvida pela carga varia quadraticamente com a tensão a ela aplicada.

Há dois tipos básicos de representação matemática para estes três modelos: o polinomial e o exponencial. O modelo polinomial representa a relação da potência com a magnitude da tensão através de uma equação polinomial, conforme 3.12 e 3.13.

$$P = P_0 \cdot [\alpha_1 (V / V_0)]^2 + \alpha_2 (V / V_0) + \alpha_3 \quad (3.12)$$

$$Q = Q_0 \cdot [\alpha_4 (V / V_0)]^2 + \alpha_5 (V / V_0) + \alpha_6 \quad (3.13)$$

Onde:

P e Q : Potência ativa e reativa (efetivas) consumidas pela carga para qualquer tensão;

V_0 : Tensão de referência (nominal) na barra de carga;

P_0 e Q_0 : Potência ativa e reativa (nominais) consumidas pela carga na tensão de referência;

α_1 e α_4 : Parcelas de cargas do tipo impedância constante;

α_2 e α_5 : Parcelas de cargas do tipo corrente constante;

α_3 e α_6 : Parcelas de cargas do tipo potência constante.

Sendo:

$$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 100\% \text{ e } \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 = 100\% .$$

Já o modelo exponencial representa a relação da potência com a magnitude da tensão através de uma equação exponencial, conforme 3.14 e 3.15.

$$P = P_0 \cdot (V / V_0)^{n_p} \quad (3.14)$$

$$Q = Q_0 \cdot (V / V_0)^{n_q} \quad (3.15)$$

Onde:

P e Q : Potência ativa e reativa (efetivas) consumidas pela carga para qualquer tensão;

V_0 : Tensão de referência (nominal) na barra de carga;

P_0 e Q_0 : Potência ativa e reativa (nominais) consumidas pela carga na tensão de referência;

n_p : Parâmetro que representa o comportamento da potência ativa com a tensão;

n_q : Parâmetro que representa o comportamento da potência reativa com a tensão.

Caso os parâmetros, n_p e n_q , sejam ajustados, simultaneamente, em 0, 1 ou 2 tem-se, respectivamente, uma representação das cargas do tipo potência, corrente e impedância constante. Contudo, podem-se utilizar outros expoentes diferentes para representar o efeito composto dos componentes de carga.

Em resumo, a determinação do ponto de operação do SEP vai depender tanto da característica da transmissão de energia do sistema quanto das características das cargas. O consumo das cargas do tipo impedância constante e corrente constante depende da tensão a elas aplicada, ou seja, seu consumo não é fixo e será aquele imposto pela condição da rede. Já a carga do tipo potência constante, esta exige o valor nominal de potência para a qual é especificada. Observando a curva PV, verifica-se que o ponto de MTP não representa limite de impedância e nem de corrente e, sim, de potência. Logo, o ponto de MTP representa o ponto de instabilidade de tensão apenas para as cargas do tipo potência constante. Qualquer aumento deste tipo de carga, além do ponto de máximo carregamento leva à instabilidade de tensão.

A Figura 3.5 ilustra sob a ótica da análise estática, a curva PV, onde o ponto C identifica tanto o ponto de MTP quanto o módulo da tensão crítica para cargas modeladas como potência constante. Há diversos tipos de carga que podem ser consideradas como de potência constante como: os motores de indução, as cargas alimentadas por meio de

transformadores com mudança de taps sob carga, cargas resistivas de aquecimento com controladores de temperatura.

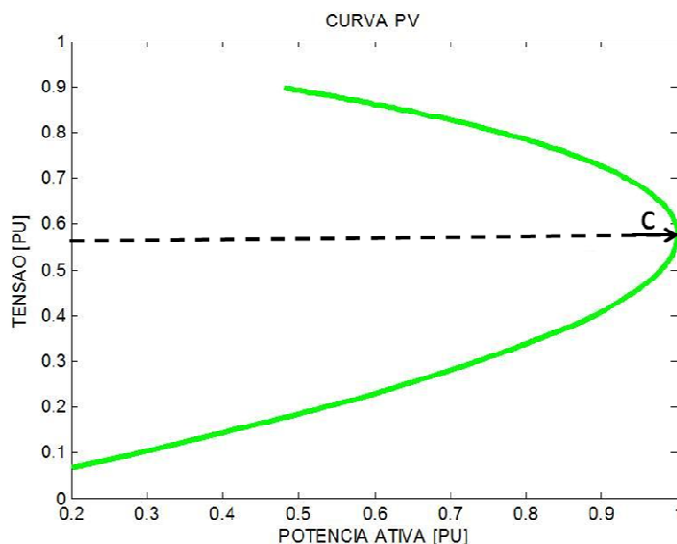


Figura 3.5 – Tensão Crítica no Ponto MTP (instabilidade para cargas do tipo potência constante).

Em um grande sistema, o comportamento dinâmico provocado por cargas do tipo potência constante em apenas uma das barras pode comprometer o funcionamento de grandes áreas, visto que o processo de degradação da tensão vai se espalhando para as barras vizinhas.

A estabilidade de tensão é influenciada pela atuação de diversos equipamentos instalados no SEP, principalmente daqueles relacionados com o controle de tensão (reguladores de tensão, transformadores com mudança de taps etc.). No Apêndice B desta dissertação, encontra-se uma descrição sucinta sobre esta influência.

3.4.3 A Margem de Estabilidade e a Curva PV

Conforme tratado em itens anteriores, a margem de estabilidade é definida como sendo a distância entre o ponto de operação e o ponto crítico de estabilidade de tensão. Colocando esta definição em termos da curva PV, pode-se melhor identificá-la.

A Figura 3.6 mostra o que neste trabalho são consideradas como **MET** – Margem de Estabilidade de Tensão e **MST** – Margem de Segurança de Tensão. A metodologia proposta permite identificar a MET, ou seja, a distância entre o ponto de operação e o seu limite (início da MST) em tempo real. Por meio da monitoração deste valor, conhecendo-se de

antemão a aproximação de situações de risco, medidas preventivas podem ser efetuadas. Assim, a evolução da MET é uma forma de analisar a evolução do sistema em termos de estabilidade de tensão.

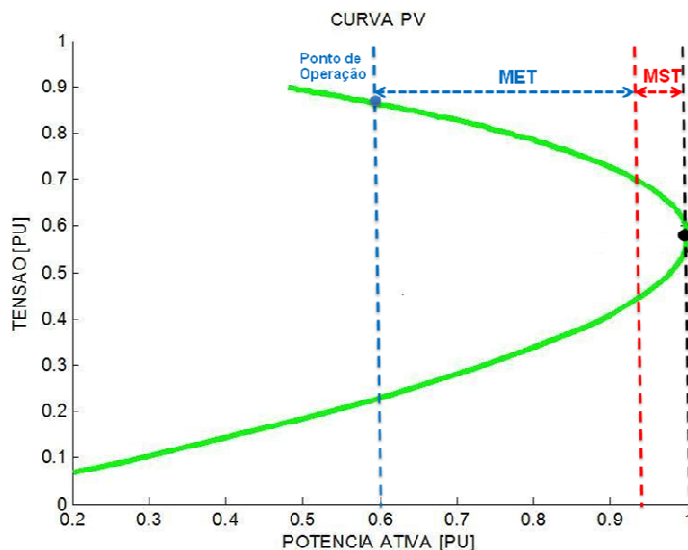


Figura 3.6 - Identificação da MET e MST por meio de uma curva PV.

3.5 A IDENTIFICAÇÃO DO RISCO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL

3.5.1 Comentários Gerais

Conforme já ressaltado, o fenômeno de instabilidade de tensão tem sido um dos fatores de grande influência na ocorrência de blecautes em todo o mundo, incentivando muitos pesquisadores e técnicos da operação do SEP a desenvolverem ferramentas, critérios de análises e indicadores, cujo objetivo seja identificar a situação de risco e controlar o sistema em tempo hábil a fim de minimizar eventuais prejuízos que a conclusão do fenômeno possa causar.

Mesmo que o estudo de ET seja um tema amplamente difundido, ainda há várias questões que devem ser identificadas e aperfeiçoadas. Visto que o fenômeno advém das características dinâmicas do mesmo (muitas vezes difíceis de serem modeladas), a identificação da proximidade da instabilidade de tensão, por meio da determinação da margem de estabilidade de tensão em tempo real, é primordial. Esta permitirá que

intervenções de controle e proteção sejam realizadas de modo mais eficiente quando comparadas aos sistemas convencionais.

Apesar de existirem critérios estabelecidos pelos órgãos de operação quanto aos valores das MST, a identificação desta em tempo real não é trivial, como visto neste item.

3.5.2 Revisão sobre Métodos para Identificação da Margem de Estabilidade de Tensão em Tempo Real

Antes de apresentar a proposta desta dissertação, é importante revisar a literatura técnica sobre métodos desenvolvidos para identificar a margem de estabilidade de tensão em tempo real, empregando ou não dados de PMU-SMFS.

Em [VU,99], referência rica e precursora neste segmento de estudo, os autores sugerem um método de monitoramento em tempo real da margem de estabilidade de tensão baseado em medidas locais de tensão e corrente de uma barra. Determinar esta margem requer o cálculo do Equivalente de Thévenin em duas condições diferentes de operação, permitindo, então, monitorar o módulo da impedância de Thévenin e o módulo da impedância de carga. A identificação do ponto de colapso de tensão ocorre quando estas duas impedâncias são iguais. A idéia de margem é baseada em tensão e em impedância.

Em [JULIAN,00], os autores expressam a proximidade do colapso em termos da margem de potência, demonstrando a partir daí o avanço da previsão da margem de estabilidade de tensão com relação aos convencionais dispositivos da proteção que utilizam unicamente entradas de tensão.

Em [VERBIC,01], a proposta é detectar proximidades do colapso de tensão em linhas de transmissão via medidas locais das barras do SEP. O método é baseado na variação da potência aparente sobre a carga. Anos mais tarde, em [VERBIC,04], o mesmo princípio foi testado no sistema padrão IEEE 118 barras.

Os autores em [MILOSEVIC,03] ampliam as análises anteriores em [Vu,99] para a determinação da ET para cargas mistas e propor um novo índice para controlar o esgotamento de reservas de energia reativa do gerador.

No mesmo ano, têm-se os trabalhos de [LARSSON,03] e [HAQUE,03]. A primeira referência aborda um método de identificação da margem de estabilidade de tensão num corredor de transmissão. Eles utilizam informações da topologia da rede elétrica e das medidas das PMU para calcular os parâmetros sincronizados do corredor de transmissão.

Já a segunda referência apresenta uma modificação do método de [VU,99] para determinar os parâmetros de Thévenin, empregando o módulo da tensão e os seus correspondentes valores de potência aparente na barra da carga, além de descrever sobre a sensibilidade obtida por um índice relacionado à impedância e outro relacionado à potência aparente. É proposto que a margem seja expressa em termos de potência.

No trabalho de [BALAMOUROUGAN,04] o processo de previsão do colapso é baseado numa técnica que utiliza as magnitudes de tensão e seus respectivos ângulos das barras do sistema e a matriz de admitância, cuja grandeza de identificação da margem é a tensão.

Em [SMON,06] o autor difere no método de identificação, utilizando o Teorema de Tellegen para determinar os parâmetros do equivalente de Thévenin. O índice compara a razão entre as impedâncias de Thévenin e da carga para analisar a perda da ET.

Entre os teoremas de teoria dos circuitos, o teorema de Tellegen é incomum, pois depende unicamente das leis de Kirchhoff e da topologia da rede. O teorema é aplicável a todas as redes elétricas que obedecerem às leis de Kirchhoff, se são lineares ou não-lineares, invariantes no tempo ou variantes tempo, recíprocas ou não-recíprocas. A excitação é arbitrária, e as condições iniciais também são irrelevantes.

No mesmo ano, tem-se [TURAN,06], cujo método fundamenta-se no critério da MTP por meio das igualdades das impedâncias (Thévenin e carga) a fim de determinar a margem cuja grandeza de identificação é a corrente.

Em [PHADKE,08], o método para determinar a margem de estabilidade de tensão emprega o Equivalente de Thévenin, onde o índice é calculado com base na razão da variação da potência aparente fornecida à carga com a variação da admitância da mesma.

Na sequência, em [CORSI,08A] os autores apresentam um método de avaliação do risco de colapso de tensão em tempo real baseado em PMU utilizando um algoritmo de identificação do Equivalente de Thévenin. Já em [CORSI,08], há uma análise de sensibilidade das variáveis que são empregadas no algoritmo desenvolvido pelos mesmos. Recentemente, em [TARANTO,09], os autores propõem índices para identificação de instabilidade de tensão do SEP. Dentre as metodologias citadas, aquelas que mais se assemelham à proposta deste trabalho são as apresentadas em [HAQUE,03] e [TARANTO,09]. No capítulo 4, os índices são comparados àquele sugerido.

3.6 BLECAUTE DO DIA 10/11/09 NO BRASIL X INSTABILIDADE DE TENSÃO

Há diversos relatos de blecautes em vários países nos últimos anos devido à instabilidade de tensão, podendo citar, como exemplos: no Brasil nos dias 24 e 25 de abril de 1997, nos EUA e Canadá no dia 14 de agosto de 2003, no Brasil no dia 11 de março de 1999 e o mais recente no dia 10 de novembro de 2009. Para maiores informações sobre o colapso de tensão ocorrido no SIN em 1997, no trabalho [SILVA,06], o autor descreve o ocorrido de forma rica e detalhada.

Os blecautes citados tornam-se cada vez mais custosos à medida que se repetem, pois a cada ano o vínculo entre a sociedade e o fornecimento de energia elétrica torna-se mais estreito com caráter essencial.

Com o objetivo de enriquecer a discussão sobre o tema, ou seja, *a importância do controle preventivo*, para se evitarem situações de operação críticas, e *do controle de emergência*, para conter a evolução e a propagação do distúrbio, decidiu neste item descrever sobre o blecaute ocorrido no Brasil no dia 10 de novembro de 2009 às 22h 13min.

A análise aqui apresentada é embasada na avaliação final feita pelo ONS, registrada no relatório intitulado Análise da Perturbação [ONS,09]. É importante destacar que o SIN já operava acima dos padrões de segurança elétrica, instantes antes da perturbação que originou o desligamento.

A causa do blecaute teve início com uma falta monofásica na linha de transmissão de 765 kV Itaberá(SP) – Ivaiporã(PR). Instantes após, com esta primeira falta ainda presente, ocorreu outra falta na segunda fase e, em seguida, na terceira fase da linha de transmissão.

As faltas ocorreram quase que simultaneamente, além de permanecerem presentes por alguns instantes. Este fato representou para o SIN um curto-circuito trifásico envolvendo a terra. Conseqüentemente, iniciou-se o processo de eliminação da perturbação, com a retirada de serviço dos componentes afetados, ou seja, houve o desligamento da linha, interrompendo totalmente a conexão entre as subestações de Itaberá e Ivaiporã.

Na Usina Hidrelétrica de Itaipu - 60 Hz, foram desligadas 5 unidades geradoras devido à atuação do Esquema de Controle de Emergência (ECE), promovendo o ilhamento e a preservação da região Sul. Vale comentar que, instantes antes da perturbação, a Usina de Itaipu - 60 Hz operava com 9 unidades geradoras sincronizadas.

Em decorrência do ilhamento, ocorreu a abertura da linha de transmissão de 500 kV Bateias (PR) – Ibiúna (SP) devido à sobrecarga e oscilação entre os subsistemas Sul e Sudeste, pois houve elevação da frequência no subsistema Sul que alcançou o valor de 63,5Hz e redução da frequência no subsistema Sudeste que atingiu o valor de 58,3 Hz.

Instantes após este evento ocorreram, principalmente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, desligamentos de suas unidades geradoras e de diversas linhas de transmissão, devido à atuação do sistema de proteção.

Por causa da elevação de frequência na Região Sul ocorreu a abertura da linha de transmissão 765 kV Foz do Iguaçu (PR) – Ivaiporã (PR), por atuação de ECE, isolando a Usina de Itaipu – 60 Hz, que permanecia até então conectada ao Sistema Sul. Pelos mesmos motivos acima, também foram desligadas, pelas suas proteções, as linhas de Interligação do Sistema do Mato Grosso do Sul com as Regiões Sul e Sudeste, levando o sistema ao **colapso de tensão**.

Isto quer dizer que com as aberturas mencionadas, imediatamente houve uma redução drástica do nível de tensão no sistema elétrico nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul. Nesse estágio, os geradores alcançaram os seus limites de potência reativa, perdendo a capacidade de regular a tensão em seus terminais. Mais uma vez, houve a atuação do sistema de proteção, desconectando os geradores do sistema principal, produzindo blecaute nestas áreas. A Figura 3.7 ilustra a sequência dos principais desligamentos descritos na região sudeste.

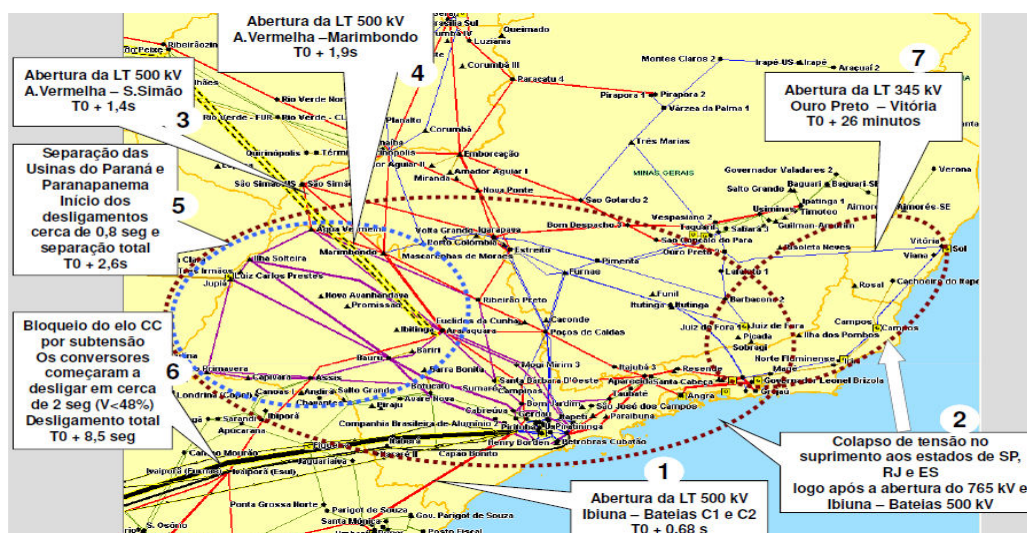


Figura 3.7 - Sequência de ações no SIN que levaram ao blecaute do dia 10/11/2009. Fonte [ONS,09].

Destaca-se que, após o incidente no SIN, várias providências foram tomadas a fim de aumentar a segurança do mesmo, destacando-se, abaixo, algumas de caráter estratégico e aquelas relativas à propagação da perturbação

De caráter estratégico

- ONS e Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) devem propor ao Ministério de Minas e Energia, em função das condições observadas na operação do SIN, aperfeiçoamentos no critério de segurança atualmente adotado no planejamento da expansão e no planejamento da operação. Este critério de segurança deverá ser aplicado em determinados sistemas de transmissão de suprimento à(s) região(ões), estado(s), grandes centros de consumo, bem como em troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de geração. Na definição da solução a ser adotada, deverão ser contemplados os riscos, os custos e os impactos para o SIN.
- EPE e ONS deverão analisar a viabilidade de se utilizarem equipamentos de compensação reativa controlável na área São Paulo, para reduzir o risco de colapso de tensão em ocorrências que envolvem a perda de grandes troncos de transmissão.

Relativas à Propagação da Perturbação

- Analisar a viabilidade de implantação adicional de medidas de controle e de Sistemas Especiais de Proteção para evitar o colapso de tensão para contingências dessa gravidade.

A ocorrência do colapso de tensão no SIN mostra o quanto é indispensável o conhecimento entre o ponto de operação e o limite de Estabilidade de Tensão, ou seja, da margem de estabilidade de tensão. Isto enfatiza ainda mais a importância da metodologia proposta nesta dissertação, que permite monitorar as barras principais do sistema elétrico em tempo real, utilizando medições fasoriais, permitindo aperfeiçoar ações de controle para evitar o fenômeno.

Ressalva-se que as barras citadas na descrição referente ao blecaute em 2009, ou seja, Itaberá (SP), Ivaiporã (PR), Bateias (PR), Ibiúna (SP), Foz do Iguaçu (PR) e Ivaiporã (PR) farão parte do SMFS nacional.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme pode ser visto pelo exposto neste capítulo, o fenômeno de instabilidade de tensão é dinâmico, possui várias causas e, quando ocorre, pode trazer sérias consequências para os sistemas elétricos.

Esforços têm sido realizados para que se diminuam os riscos de perda de ET, em todas as atividades relacionadas à operação do SEP. Ações se apresentam em várias frentes, que envolvem desde a regulamentação de procedimentos a serem adotados até o investimento em sistemas de supervisão e controle mais eficientes. Em termos do setor elétrico brasileiro, os valores de MST constantes dos Procedimentos de Redes e a implementação do SMFS nacional são exemplos de iniciativas.

Em termos das pesquisas, estas têm sido direcionadas tanto para investigações sobre modelagens mais exatas do fenômeno (equacionamento dinâmico, por exemplo) quanto para o desenvolvimento de metodologias para aplicação prática. Até o momento, mesmo com o advento das medições fasoriais, as quais tornam possível o acompanhamento da dinâmica do SEP, as aplicações de tempo real têm sido desenvolvidas a partir de análises estáticas.

Os temas discutidos neste capítulo formam a base do desenvolvimento desta dissertação. Destaque é dado à condição de equivalência das impedâncias no ponto de MTP, a partir do qual é determinado um índice que representa a MET a ser calculado em tempo real com os dados das PMU. Tendo seus princípios já estabelecidos, o próximo capítulo descreve a metodologia proposta.

4

METODOLOGIA PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia apresentada nesta dissertação propõe a criação de um **Índice** projetado para avaliação da MET em tempo real, calculado com base na equivalência de impedâncias que ocorre no ponto de máximo carregamento.

O índice é idealizado para que sejam utilizadas medições de variáveis elétricas do SEP e emprega o cálculo de Equivalente de Thévenin visto por uma barra monitorada. Com base na determinação dos equivalentes da fonte e da carga, é identificada a aproximação do limite operacional da ET.

Desenvolvimentos anteriores já realizados no LRC/UFMG levaram à seguinte questão: considerando que o atendimento à MST depende do conhecimento, da construção, da curva PV, e que a relação de impedâncias é sempre unitária no ponto de MTP independentemente da curva, **por que não definir uma margem de estabilidade em função da relação das impedâncias?** Esta resposta traria uma “independência” com relação à construção da curva, vital para aplicações em tempo real.

Os resultados iniciais obtidos por simulações realizadas em sistemas de duas barras já se mostravam bastantes promissores com relação a valores de “margens de impedância”, porém vários questionamentos se mostravam ainda presentes com respeito à aplicação desta abordagem em sistemas de maior porte.

Esta dissertação foi desenvolvida neste contexto. Pode-se dizer que uma das principais contribuições deste trabalho ao avaliar a MET é a busca por uma associação mais exata entre a margem definida com relação a valores de potência ativa, ou seja, a valores da MST (curva PV) e uma margem definida em termos da relação de impedâncias.

Outro desafio que se apresentava à metodologia dizia respeito à obtenção desta relação de impedâncias em tempo real, viabilizando o uso dos dados das PMU. Isto requereu a investigação sobre o uso de equivalentes.

Basicamente a filosofia da proposta se resume em: disponibilizados os dados dos SMFS, o cálculo do Equivalente de Thévenin visto pela barra monitorada pode ser feito em tempo real; determinados os equivalentes, a relação entre os módulos das impedâncias da fonte e da carga pode ser supervisionada. A aproximação desta relação ao valor limite significa aumento do risco de instabilidade.

Neste capítulo, é descrita a metodologia proposta e, no capítulo seguinte, são apresentados resultados de sua aplicação.

4.2 METODOLOGIA PROPOSTA – PASSOS BÁSICOS

Conforme indicado na Figura 3.6, o valor da **MET** calculada pela metodologia depende do valor estabelecido para a **MST** que, por sua vez, é definido como sendo um limite operacional técnico ou regulatório.

Os valores da MST em potência ativa, como já citado, variam dependendo da organização, por exemplo, WECC e ONS. Com relação ao ONS, há diferença entre valores limites adotados no planejamento da operação e na operação tempo real.

Como critério geral, as MST para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% para rede completa e 4% para rede incompleta. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta.

Para tornar gerais os resultados da MET, não os vinculando a um valor específico de MST, nesta dissertação é utilizado o termo genérico α , definido como $\alpha = (100\% - MST)$, para indicar o ponto de potência ativa limite considerando a margem de segurança previamente definida.

Com o intuito de proporcionar uma visualização de todo o processo desenvolvido para a metodologia, a Figura 4.1 ilustra o fluxograma que demonstra a sequência de cálculos para estimar a MET em impedância.

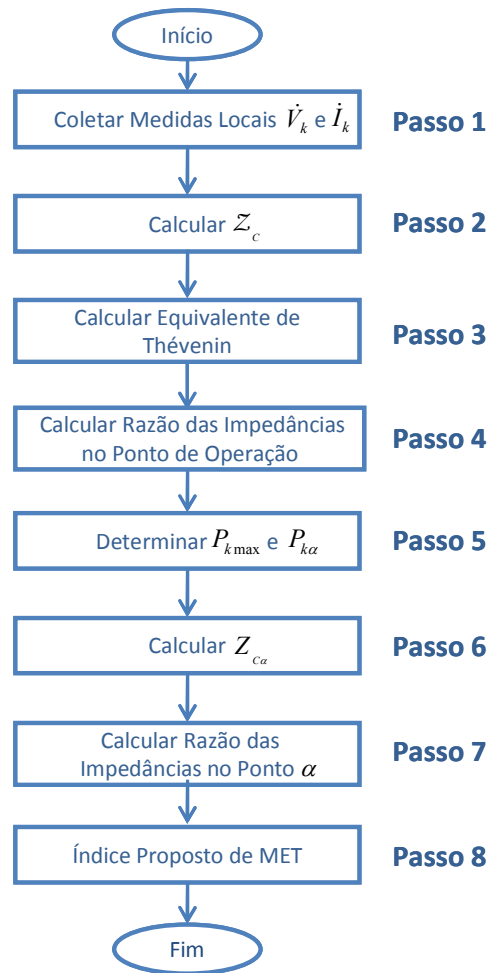


Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta de identificação da MET em tempo real.

Abaixo são descritos os passos da metodologia, conforme ilustrado no fluxograma, bem como as grandezas utilizadas:

Passo 1 - Coletar os fasores sincronizados de tensão $\dot{V}_k$ e corrente $\dot{I}_k$ em uma determinada barra, k ;

Passo 2 - Determinar o valor complexo da impedância da carga, Z_c ;

Passo 3 - Calcular o Equivalente de Thévenin com esses mesmos fasores, ou seja, determinar a parte real e imaginária da fonte de tensão $\dot{E}_{Th}$ e da impedância Z_{Th} a partir de dados locais;

Passo 4 - Calcular a razão entre os módulos das impedâncias de Thévenin, Z_{Th} , e da carga, Z_c , no ponto de operação;

Passo 5 - Calcular a potência ativa no ponto de MTP, $P_{k\max}$, e o seu valor em α , onde $\alpha = (100\% - MST)$, que corresponde ao valor de potência ativa limite, $P_{k\alpha}$;

Passo 6 - Calcular o módulo da impedância da carga neste ponto limite, $Z_{c\alpha}$;

Passo 7 - Calcular a nova razão entre os módulos das impedâncias de Thévenin, Z_{Th} , e de carga, $Z_{c\alpha}$, no ponto limite em potência, $P_{k\alpha}$;

Passo 8 - Calcular o índice proposto de MET em tempo real, $Indice_{Proposto}$.

A Figura 4.2 ilustra, sobre uma curva PV, as grandezas que são calculadas pelo procedimento nos seus respectivos pontos de operação, $P_{operação}$, limite, P_α e máximo $P_{\max}$.

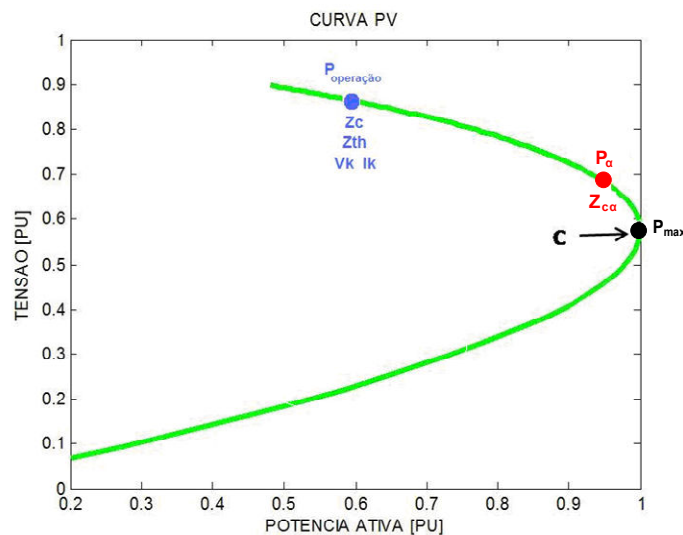


Figura 4.2 - Grandezas calculadas nos pontos de operação e limite.

4.3 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

A Figura 4.3(a) apresenta uma barra de carga k , cuja potência é definida por $S_k = P_k + jQ_k$, conectada ao SEP visto pela mesma, denominado de forma ilustrativa como sendo “*Restante do Sistema de Potência*”. A Figura 4.3(b) representa o sistema elétrico quando esta área é representada pelo seu Equivalente de Thévenin e já indica a instalação de PMU na barra de carga.

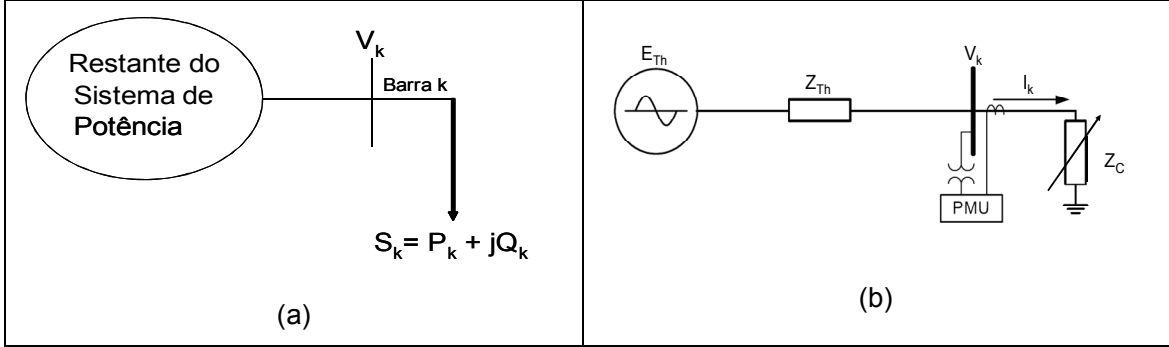


Figura 4.3 - (a) Representação de uma barra k conectada ao SEP. (b) Representação do Equivalente de Thévenin visto da barra k do SEP.

Nesta pesquisa, considera-se que a PMU na barra k irá disponibilizar os fasores sincronizados $\dot{V}_k$ e $\dot{I}_k$ que são utilizados para calcular tanto a impedância de carga, Z_c , quanto os parâmetros equivalentes, $\dot{E}_{Th}$ e Z_{Th} .

O procedimento proposto calcula a impedância da barra de carga com os fasores sincronizados, empregando a equação 4.1.

$$Z_c = \frac{\dot{V}_k}{\dot{I}_k} \quad (4.1)$$

A próxima etapa é estimar o Equivalente de Thévenin “visto” pela barra k , empregando as medições locais. A equação de tensão da Figura 4.3(b) é escrita, conforme a equação 4.2. Verifica-se a presença de duas incógnitas, $\dot{E}_{Th}$ e Z_{Th} .

$$\dot{E}_{Th} = \dot{V}_k + Z_{Th} \dot{I}_k \quad (4.2)$$

Onde:

$$\dot{E}_{Th} = E_{Th} \angle \delta = (E_{Thr} + jE_{Thm}); \dot{V}_k = V_k \angle \varphi = (V_{kr} + jV_{km}); \dot{Z}_{Th} = Z_{Th} \angle \beta = (R_{Th} + jX_{Th}) \text{ e}$$

$$\dot{Z}_c = Z_c \angle \theta = (R_c + jX_c); \dot{I}_k = I_k \angle (\varphi - \theta) = (I_{kr} + jI_{km})$$

Substituindo os fasores pelos seus respectivos números complexos, a equação 4.2 transforma-se na equação 4.3.

$$(E_{Thr} + jE_{Thm}) - (R_{Th} + jX_{Th})(I_{kr} + jI_{km}) = (V_{kr} + jV_{km}) \quad (4.3)$$

$$E_{Thr} + 0E_{Thm} - I_{kr}R_{Th} + I_{km}X_{Th} = V_{kr} \quad (4.4)$$

$$0E_{Thr} + E_{Thm} - I_{km}R_{Th} - I_{kr}X_{Th} = V_{km} \quad (4.5)$$

As equações (4.4) e (4.5) representam, respectivamente, a parte real e parte imaginária do fasor $\dot{V}_k$. No entanto, há quatro incógnitas $(E_{Thr}, E_{Thm}, R_{Th}, X_{Th})$ com somente duas equações. Logo há a necessidade de outro conjunto de equações semelhantes a fim de se determinarem tais variáveis.

Diante disso foi empregado um método simples sugerido em [VU,99], onde são utilizados fasores em duas condições diferentes de operação a fim de solucionar as incógnitas. Deste modo, esta dissertação sugere que as duas medidas consecutivas sejam dos fasores disponibilizadas pelo PDC-SMFS, ou seja, $\dot{V}_{k1}$ e $\dot{V}_{k2}$ como fasores de tensão nestas duas condições.

O exposto acima permite que as equações (4.4) e (4.5) possam ser reescritas na forma matricial 4.6. Trata-se de um sistema linear do tipo $A.x = B$.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{k1r} & I_{k1m} \\ 0 & 1 & -I_{k1m} & -I_{k1r} \\ 1 & 0 & -I_{k2r} & I_{k2m} \\ 0 & 1 & -I_{k2m} & -I_{k2r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{Thr} \\ E_{Thm} \\ R_{Th} \\ X_{Th} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{k1r} \\ V_{k1m} \\ V_{k2r} \\ V_{k2m} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Algumas análises quanto ao comportamento da matriz A foram realizadas nesta dissertação, visto que esta “reflete” as informações do sistema modelado. Foram

empregados alguns métodos de análise como: a Decomposição do Valor Singular¹⁴ e a Identificação do Autovalor.

O comportamento do mínimo valor singular e/ou do mínimo autovalor da matriz Jacobiana do método de Newton-Raphson do Fluxo de Potência se mostra semelhante, havendo uma redução dos seus valores à medida que o sistema aproxima-se do ponto de MTP, tornando-se nulos neste ponto. Deve ser registrado que estas informações da matriz Jacobiana somente determinam a condição de estabilidade através de uma avaliação do ponto atual de operação. Os resultados obtidos sofrem uma brusca variação na região próxima ao ponto máximo carregamento, impossibilitando a sua utilização na identificação da MET em tempo real.

As análises sobre o comportamento da matriz A do equivalente realizadas nesta dissertação mostram que, diferentemente da matriz Jacobiana, os autovalores e valores singulares se elevam à medida que a carga é aumentada, ou seja, à medida que se aproxima o ponto de MTP. Investigações adicionais sobre este comportamento se mostram interessantes para próximas pesquisas.

Retornando ao processo, calcula-se a primeira razão de impedâncias no ponto de operação do SEP, $Razão_{Operação}$, utilizando os módulos das impedâncias de Thévenin e da carga, conforme equação 4.7. É importante esclarecer que apenas o módulo da impedância de Thévenin não permite identificar a MET (valor absoluto), daí a necessidade de utilizar a impedância da barra da carga (valor relativo).

$$Razão_{Operação} = \frac{Z_{Th}}{Z_c} \quad (4.7)$$

De posse de todos os parâmetros no ponto atual de operação do SEP, o próximo passo é determinar o módulo da potência ativa no ponto de MTP e o seu valor em α . A equação que expressa tal intensidade da potência transferida para a carga corresponde à equação 4.8. Uma vez que o sistema esteja no ponto de máximo, os módulos das impedâncias, Z_{Th} e Z_c , se igualam. Ao substituir a impedância na carga na equação 4.8 encontra-se a equação 4.9 e, em seguida o valor de potência em α , equação 4.10.

¹⁴ A decomposição do valor singular decompõe a matriz num produto dos fatores de outras três matrizes: $A = USV$, onde U e V são matrizes ortogonais e S é diagonal. Os valores da matriz diagonal são chamados de valores singulares e por isso a decomposição recebe este nome. O número de valores singulares diferentes de zero é igual ao *rank* da matriz.

$$P_k = \frac{E^2_{Th} Z_c \cos \theta}{Z_{Th}^2 + Z_c^2 + 2Z_{Th} Z_c \cos(\beta - \theta)} \quad (4.8)$$

$$P_{k \max} = \frac{E^2_{Th} \cos \theta}{2Z_{Th} [1 + \cos(\beta - \theta)]} \quad (4.9)$$

$$\text{Onde: } \alpha = (100\% - MST). \quad P_{k\alpha} = \alpha P_{k \max} \quad (4.10)$$

Enfim, duas medidas consecutivas da PDC-SMFS permitem determinar o valor da máxima potência transferida e o seu valor limite aceitável, α . O objetivo é definir um índice que correlacione a MET à relação das impedâncias com a potência ativa, de tal forma que:

$$\text{Até } P_{k\alpha} : \frac{Z_{Th}}{Z_c} < Razão_{Limite} \quad (4.11)$$

É neste contexto que se baseia a equação 4.12, que identifica qual é o valor do módulo da impedância de carga no ponto de potência limite, α .

Duas premissas devem ser esclarecidas: (i) entre duas medições consecutivas advindas do SMFS considera-se a não variação dos parâmetros modelados, ou seja, $\dot{E}_{Th}$ e Z_{Th} são constantes entre $\dot{V}_{k1}$ e $\dot{V}_{k2}$; (ii) outro parâmetro definido para o cálculo, o fator de potência da carga, permanece igual ao valor encontrado no passo 1. Estas considerações são bastante razoáveis, pelo fato das duas medições serem consecutivas e realizadas pelo SMFS.

Ao admitir tais premissas, a equação que correlaciona $P_{k\alpha}$ com Z_c neste ponto limite, $Z_{c\alpha}$, é definida segundo:

$$Z_{c\alpha}^2 P_{k\alpha} + Z_{c\alpha} [2Z_{Th} P_{k\alpha} \cos(\beta - \theta) - E^2_{Th} \cos \theta] + Z_{Th}^2 P_{k\alpha} = 0 \quad (4.12)$$

Como a equação 4.12 é de 2º grau, esta proporciona duas soluções, onde uma corresponde ao módulo da impedância da carga na região estável, $Z_{c\alpha}'$, e a outra na região instável, $Z_{c\alpha}''$. A Figura 4.4 ilustra as duas regiões mencionadas para uma carga do tipo potência constante sobre uma curva PV.

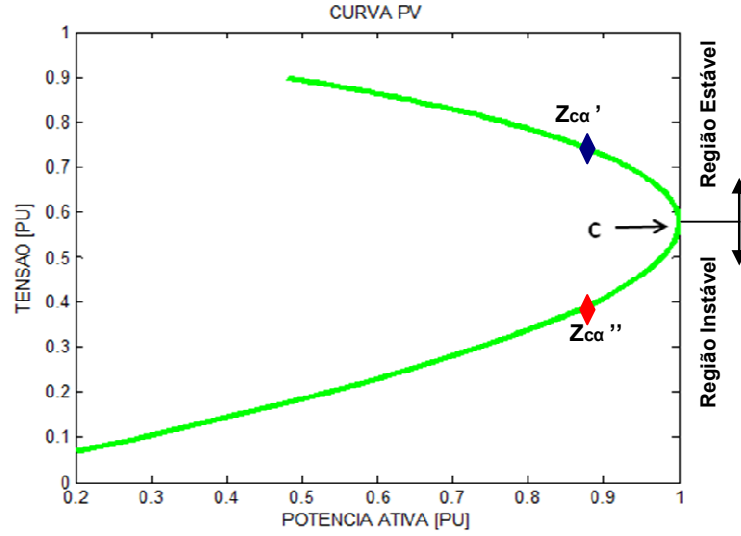


Figura 4.4 - Representação sobre uma curva PV da região estável e instável para uma carga do tipo potência constante.

De posse do módulo da impedância de carga no ponto onde se determinou o limite de potência da região estável, Z_{ca}' , calcula-se a razão do módulo da impedância de Thévenin com este valor. Esta razão tem o objetivo de fixar um índice limite de operação do SEP, relacionado à impedância, conforme apresentado na equação 4.13. Para finalizar, utiliza-se a razão da equação 4.7 para determinar o índice proposto, conforme equação 4.14.

$$Razão_{Limite} = \frac{Z_{Th}}{Z_{ca}'} \quad (4.13)$$

$$Indice_{Proposto} = \left(\frac{Razão_{Limite} - Razão_{Operação}}{Razão_{Limite}} \right) 100 \quad (4.14)$$

Nota-se que este índice é formatado em porcentagem, variando de 100% até 0%. Isto significa que, para um carregamento leve da barra de carga, de modo que $Razão_{Operação} \ll Razão_{Limite}$, o $Indice_{Proposto}$ se aproxima de 100%, indicando que o ponto de operação do sistema está longe do máximo carregamento. No entanto, para um carregamento mais estressado na barra, as razões tendem a se igualar, $Razão_{Operação} = Razão_{Limite}$, resultando em $Indice_{Proposto}$ igual a 0%. Isto significa que o ponto de operação alcançou o ponto de limite de segurança da ET.

É necessário, neste momento, descrever alguns comentários importantes sobre todo o processo:

- O mais importante refere-se à não necessidade de se traçar a curva PV por meio das equações e interações contidas nos programas de fluxo de potência para a determinação do índice da MET. Os cálculos baseiam-se nos parâmetros respectivos aos pontos de potência ativa de operação, limite e máximo do sistema.
- Todos os passos poderão ser realizados a cada disponibilização de dados do PDC-SMFS, ou seja, dependerão da taxa de *frames* (fasores) por segundo do mesmo.
- Para cada variação da impedância Z_{Th} , há uma alteração no ponto de MTP. Como, neste trabalho, o Equivalente de Thévenin é calculado em tempo real, é possível acompanhar a dinâmica do sistema elétrico.
- A metodologia proposta possibilita detectar o quão distante o ponto de operação está do ponto limite, MST, permitindo identificar o *status* do SEP através do emprego de mais limites como, α_1 , α_2 , α_3 , onde $\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3$. Enfim, pode-se segmentar a MET em níveis de operação do tipo normal, limite e crítico, dependendo do valor de α .

Percebe-se que o método proposto oferece uma melhoria significativa sobre procedimentos existentes para avaliação da segurança da tensão. Além disso, o indicador recomendado “interpreta” o fenômeno permitindo revisar as ações preventivas (estado normal) ou corretivas (estado de emergência) do sistema preparadas na etapa do planejamento da operação.

4.4 ANÁLISE DO ÍNDICE DE MET POR IMPEDÂNCIA

Ao propor um índice de MET por meio da grandeza Impedância, é indispensável realizar algumas análises a respeito do comportamento deste índice com relação aos seus parâmetros, pois, conforme mencionado, estes estão em constante alteração na operação em tempo real dos SEP. A análise inicia-se contemplando o efeito devido à variação da impedância de Thévenin e variação da impedância de carga, em seguida devido ao fator α e, por último, são tecidos comentários a respeito da variação angular das impedâncias.

4.4.1 Impedância de Thévenin

Um conjunto significativo de simulações foi realizado para identificar a $Razão_{Limite}$. O Apêndice C apresenta informações a respeito dos dados empregados nas simulações de dois sistemas, um de 2 barras e outro de 4 barras.

Os resultados para estes sistemas mostraram-se muito expressivos. Para $\alpha = 95\%$, a $Razão_{Limite}$ apresentou valores no intervalo de 0,6477 a 0,7076. Estes valores apresentam a mesma tendência dos estudos preliminares, apontando para a consistência do uso dos equivalentes.

Na investigação realizada foi imprescindível determinar funções matemáticas que permitissem avaliar o comportamento das grandezas do SEP que atuam nesta relação.

Com a finalidade de determinar a primeira função, a equação 4.12 é modificada para resultar na função 4.15 cuja incógnita equivale a $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$, ou seja, $Razão_{Limite}$.

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = P_{k\alpha}\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 + 2P_{k\alpha}\cos(\beta - \theta)\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + \left[P_{k\alpha} - \left(\frac{E^2_{Th}\cos\theta}{Z_{c\alpha}}\right)\right] \quad (4.15)$$

Como já é de conhecimento, a função quadrática 4.15 apresenta duas raízes. Contudo, somente, uma das soluções representa, fisicamente, o valor limite da MET em impedância. Isto porque esta função tem uma dependência com o valor da impedância $Z_{c\alpha}$ encontrada no passo 6 da metodologia proposta.

Mesmo que se saiba a origem de $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$, é necessário conhecer como esta variável se comporta. Desta forma, optou-se por empregar a função derivada, pois esta representa a taxa de variação da função, neste caso a função 4.15, em relação à variação da sua incógnita, $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$.

Ao realizar a derivada da função 4.15, tem-se a função 4.16.

$$f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = 2P_{k\alpha}\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + 2P_{k\alpha}\cos(\beta - \theta) \quad (4.16)$$

Nota-se que a inclinação da função 4.16 é proporcional ao valor da potência ativa no ponto limite. Por outro lado, a raiz da função derivada corresponde ao ponto de máximo ou mínimo da função 4.15. Diante disso, a raiz da função derivada é apresentada em 4.17.

$$f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}} = -\cos(\beta - \theta) \quad (4.17)$$

Para compreensão de todo o exposto neste item, é apresentado um exemplo com dois casos distintos, cujo objetivo é avaliar a influência da impedância de Z_{Th} sobre a variável $Razão_{Limite}$. O sistema escolhido é idêntico ao da Figura 4.3(b), ou seja, já simplificado em duas barras pelo uso de equivalentes, além de considerar $\alpha = 95\%$.

As simulações são desenvolvidas utilizando o programa MATLAB®¹⁵ onde são elaborados todos os cálculos numéricos.

No primeiro caso, o módulo de Z_{Th} é constante, entretanto há variação em seu fator de potência. Por outro lado, no segundo caso há alteração do seu módulo, mas sem alteração do seu fator de potência. É válido comentar que, para ambos os casos, a variação desta impedância ocorre de forma discreta para representar com maior fidelidade a operação em tempo real do SEP.

Para simular o aumento progressivo do carregamento, realiza-se uma redução linear do módulo da impedância. Isto é feito de tal forma que a impedância de carga varia no intervalo de $(7 + j2)pu$ a $(0,007 + j0,002)pu$, permitindo que o fator de potência permaneça constante em 0,9615 nos dois casos descritos.

Por fim considera-se que $\dot{E}_{Th} = 1\angle 0^\circ pu$ durante todo o processo, pois o interesse é analisar a influência da variação dos parâmetros de impedância de Thévenin sobre a razão no ponto limite. Isto implica que Z_{Th} é o único fator limitador para este sistema exemplo.

¹⁵ MATLAB (*MATrix LABoratory*) é um *software* interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico. O MATLAB integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos.

Dando sequência, a Tabela 4.1 mostra os valores de Z_{Th} empregados nos dois casos com seus respectivos módulos e ângulos.

Tabela 4.1 - Valores das impedâncias de Thévenin para os dois casos exemplos simulados.

Item	Caso # 1			Caso # 2		
	Z_{Th}	Módulo de Z_{Th}	Ângulo de Z_{Th}	Z_{Th}	Módulo de Z_{Th}	Ângulo de Z_{Th}
1	$(0,38 + j0,1240)pu$	0,4	18,0723°	$(0,50 + j2,00)pu$	2,0616	75,9637°
2	$(0,36 + j0,1720)pu$	0,4	25,7960°	$(0,45 + j1,80)pu$	1,8554	75,9637°
3	$(0,32 + j0,2400)pu$	0,4	36,8699°	$(0,40 + j1,60)pu$	1,6492	75,9637°
4	$(0,28 + j0,2856)pu$	0,4	45,5673°	$(0,35 + j1,40)pu$	1,4431	75,9637°
5	$(0,24 + j0,3200)pu$	0,4	53,1301°	$(0,30 + j1,20)pu$	1,2369	75,9637°
6	$(0,20 + j0,3464)pu$	0,4	59,9993°	$(0,25 + j1,00)pu$	1,0308	75,9637°
7	$(0,16 + j0,3666)pu$	0,4	66,4215°	$(0,20 + j0,80)pu$	0,8246	75,9637°
8	$(0,12 + j0,3816)pu$	0,4	72,5434°	$(0,15 + j0,60)pu$	0,6185	75,9637°
9	$(0,08 + j0,3919)pu$	0,4	78,4619°	$(0,10 + j0,40)pu$	0,4123	75,9637°
10	$(0,04 + j0,3980)pu$	0,4	84,2609°	$(0,05 + j0,20)pu$	0,2061	75,9637°

A Tabela 4.2 mostra os resultados obtidos para os dois casos simulados. Verifica-se que a coluna intitulada $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$ apresenta a solução da função 4.15, ou seja, o valor de $Razão_{Limite}$. Em seguida, a coluna $-\cos(\beta - \theta)$ apresenta a solução da função 4.16, ou seja, a localização do ponto de mínimo da função 4.15.

Tabela 4.2 - Resultados obtidos da razão entre as impedâncias no ponto limite e os pontos de mínimo para os dois casos exemplos simulados.

Item	Caso # 1			Caso # 2		
	Z_{Th}	$\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$	$-\cos(\beta - \theta)$	Z_{Th}	$\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$	$-\cos(\beta - \theta)$
1	$(0,38 + j0,1240)pu$	0,6345	-0,9993	$(0,50 + j2,00)pu$	0,6738	-0,4997
2	$(0,36 + j0,1720)pu$	0,6356	-0,9853	$(0,45 + j1,80)pu$	0,6738	-0,4997
3	$(0,32 + j0,2400)pu$	0,6392	-0,9341	$(0,40 + j1,60)pu$	0,6738	-0,4997
4	$(0,28 + j0,2856)pu$	0,6441	-0,8693	$(0,35 + j1,40)pu$	0,6738	-0,4997
5	$(0,24 + j0,3200)pu$	0,6496	-0,7967	$(0,30 + j1,20)pu$	0,6738	-0,4997
6	$(0,20 + j0,3464)pu$	0,6557	-0,7187	$(0,25 + j1,00)pu$	0,6738	-0,4997
7	$(0,16 + j0,3666)pu$	0,6624	-0,6364	$(0,20 + j0,80)pu$	0,6738	-0,4997
8	$(0,12 + j0,3816)pu$	0,6694	-0,5505	$(0,15 + j0,60)pu$	0,6738	-0,4997
9	$(0,08 + j0,3919)pu$	0,6772	-0,4615	$(0,10 + j0,40)pu$	0,6738	-0,4997
10	$(0,04 + j0,3980)pu$	0,6856	-0,3695	$(0,05 + j0,20)pu$	0,6738	-0,4997

Ao analisar os valores obtidos pelas simulações, verifica-se a influência do ângulo da impedância de Thévenin no valor limite da MET em impedância. Isso porque, no caso 1, percebe-se que à medida que o ponto de mínimo da função 4.15 se afasta da origem, $-\cos(\beta - \theta)$, há também uma redução no valor da razão limite. Este fato não se repercute no caso 2, quando o ângulo da impedância de Thévenin permanece constante mesmo com a variação do módulo, ou seja, está coerente com o afirmado no caso 1. Conclui-se que há alteração do valor de $Razão_{Limite}$ durante o carregamento, caso haja alteração entre os ângulos das impedâncias, neste caso o ângulo de Z_{Th} .

Com o objetivo de proporcionar uma visualização da curva PV de cada item de impedância, Z_{Th} , da Tabela 4.1, realiza-se uma variação completa de carga Z_c , conforme ilustram as Figuras 4.5(a) e Figuras 4.5(b).

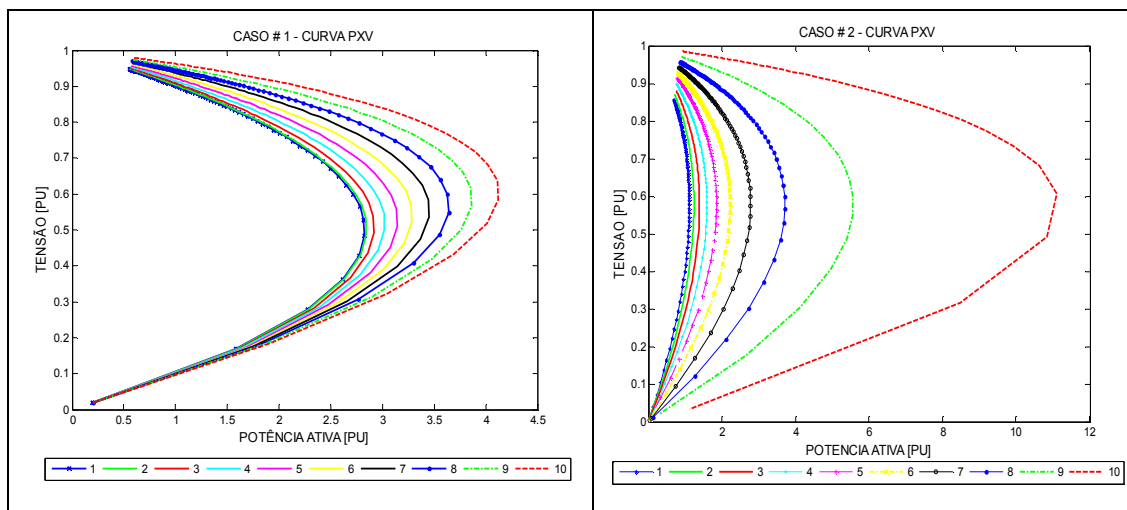


Figura 4.5 - (a) Curvas PV dos itens da Tabela 4.1 caso 1. (b) Curvas PV dos itens da Tabela 4.1 caso 2.

As variações de Z_{Th} nos sistemas exemplos ocorrem à proporção que se tenha variação de Z_c . A Figura 4.6(a) e a Figura 4.6(b) ilustram estas alterações sobre uma curva PV, respectivamente para os dois casos descritos. Ressalta-se que o valor máximo de potência ativa transferida para a carga depende tanto do módulo da impedância de Thévenin quanto da diferença entre os ângulos das impedâncias.

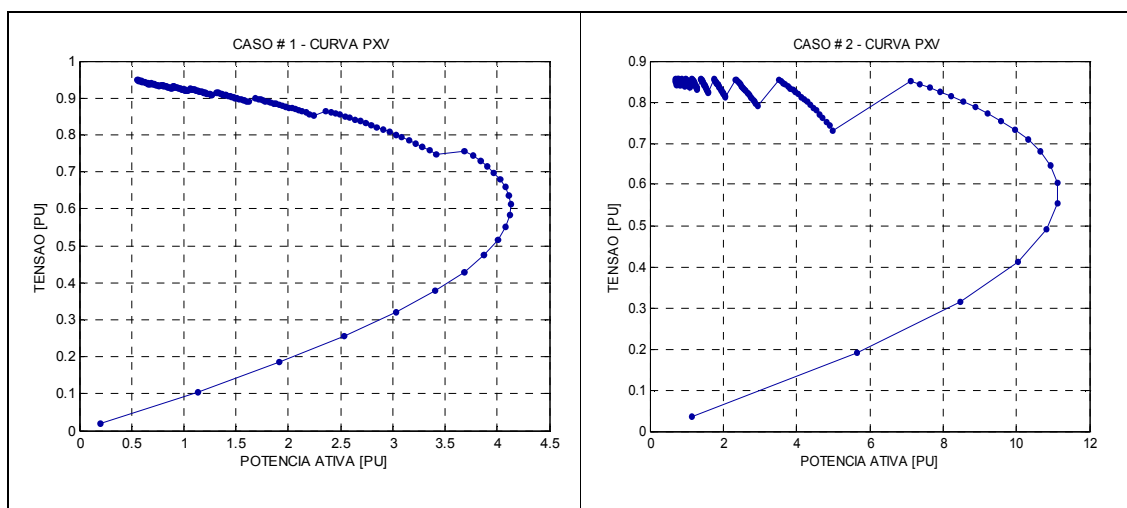


Figura 4.6 - (a) Curva PV caso 1. (b) Curva PV caso 2.

As Figuras 4.7(a) e 4.7(b) ilustram os valores da razão das impedâncias no ponto limite, $Razão_{Limite}$, registrados na Tabela 4.2.

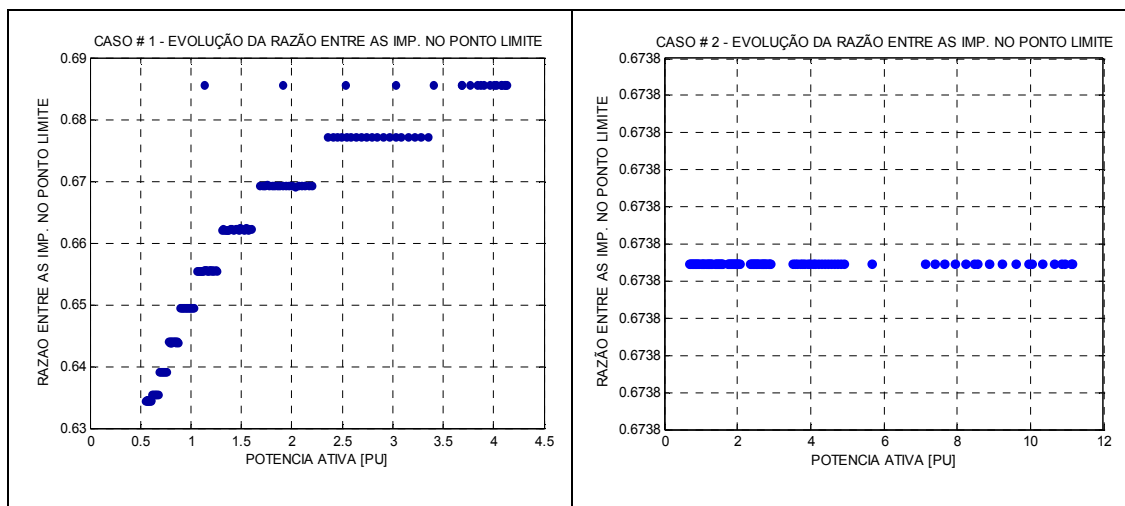


Figura 4.7 - (a) Valores da razão entre as impedâncias no ponto limite para o caso 1. (b) Valores da razão entre as impedâncias no ponto limite para o caso 2.

Ao analisar a Figura 4.7(b), constata-se que somente a variação do módulo não altera a $Razão_{Limite}$. Por outro lado, na Figura 4.7(a), a taxa de variação corresponde a cerca de 8%, não sendo, portanto, desprezível. Observa-se, ainda, que este percentual está relacionado ao carregamento do sistema, podendo influenciar de forma significativa os processos de decisão das empresas (no planejamento, por exemplo).

A fim de proporcionar um melhor entendimento sobre o assunto abordado, a Figura 4.8(a) ilustra, graficamente, a função 4.15 para todos os itens do caso 1 da Tabela 4.1. Para facilitar a visualização, a Figura 4.8(b) apresenta, somente, os gráficos dos itens 1 e 10.

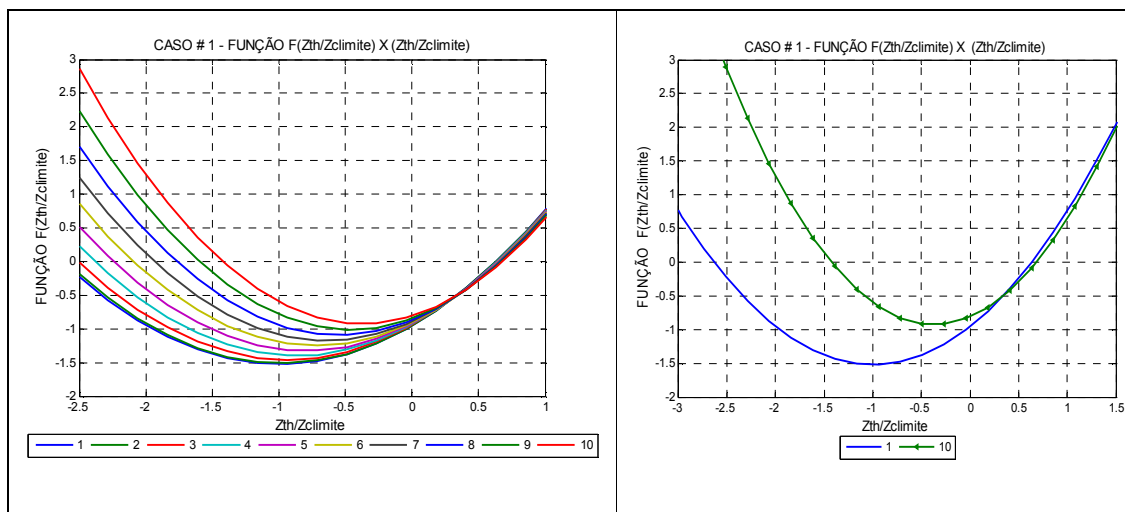


Figura 4.8 - (a) Função 4.15 para todos os itens de Z_{Th} do caso 1. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 1.

Com o mesmo objetivo, a Figura 4.9(a) ilustra, graficamente, a função 4.15 para todos os itens do caso 2 da Tabela 4.1 e, para uma melhor visualização, a Figura 4.9(b) apresenta somente os gráficos dos itens 1 e 10.

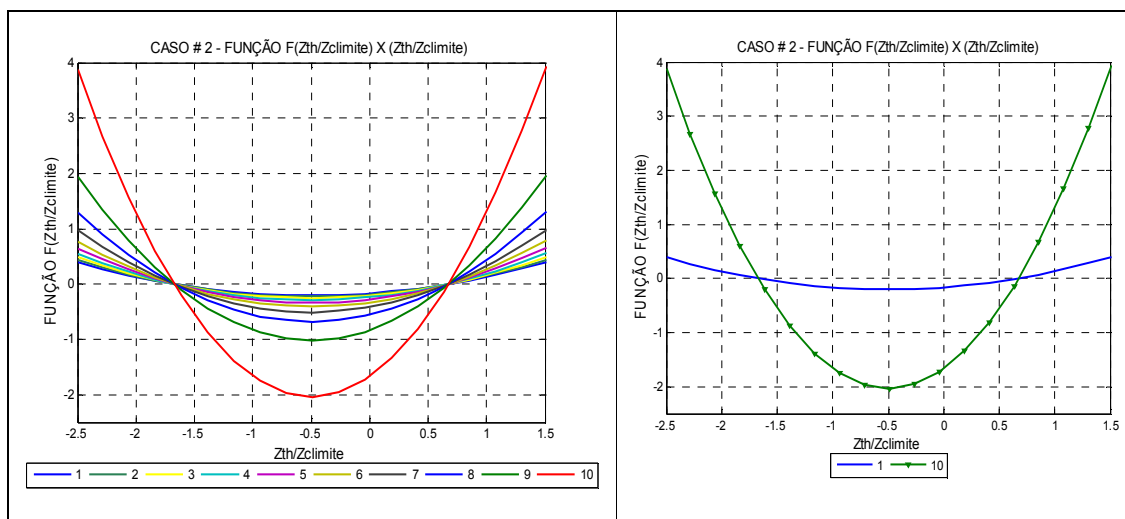


Figura 4.9 - (a) Função 4.15 para todos os itens de Z_{Th} do caso 2. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 2.

Ainda explorando a função 4.15, considerando as Figuras 4.8(b) e 4.9(b), relevantes conclusões foram obtidas neste trabalho, conforme descrito a seguir.

A importância da Figura 4.9(b) é demonstrar que sem a variação do ângulo da impedância de Thévenin, mas com variação do módulo, ocorre apenas uma proporção direta na função 4.15, fato este justificável devido aos valores das raízes permanecerem

constantes. No entanto, nota-se, visivelmente pela Figura 4.8(b), a influência da variação do ângulo da impedância de Thévenin ao deslocar o valor de $Razão_{Limite}$.

Como resultado dos estudos realizados, é apresentada a função 4.18 cujo objetivo é identificar quais grandezas atuam na proporcionalidade do caso 2 e no deslocamento do caso 1. Para determinar esta função, é necessário utilizar e substituir as equações 4.9 e 4.10 na função 4.15.

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = P_{k\alpha} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 + 2P_{k\alpha} \cos(\beta - \theta) \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) - \frac{2P_{k\alpha} [1 + \cos(\beta - \theta)]}{\alpha} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + P_{k\alpha} \quad (4.18)$$

A função 4.18 demonstra que, caso não haja variação do ângulo de Thévenin e da carga durante todo o carregamento, a parcela $\cos(\beta - \theta)$ permanecerá constante, como no caso 2. Deste modo, a única variável que atua na função é $P_{k\alpha}$, que aparece em todos os coeficientes da função 4.18, resultando na proporcionalidade comprovada na Figura 4.9(b). Todavia, quando há variação dos ângulos, conforme caso 1, onde se tem variação de β , a função 4.18 perde a proporcionalidade, produzindo diferentes valores de raízes, fato este confirmado por meio da Figura 4.8(b).

Outro gráfico que merece ser mostrado neste trabalho se refere à Figura 4.10(a) que ilustra a função 4.16 para todos os itens do caso 1 da Tabela 4.1. Para uma melhor visualização, a Figura 4.10(b) apresenta, somente, os gráficos dos itens 1 e 10.

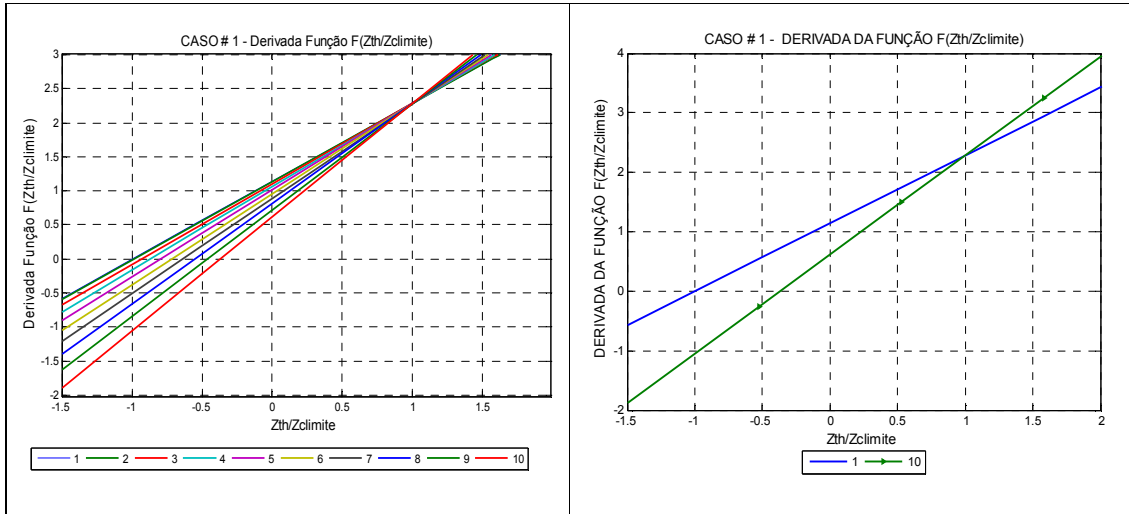


Figura 4.10 - (a) Função 4.16 para todos os itens de Z_{Th} do caso 1. (b) Função 4.15 para os itens 1 e

10 do caso 1.

Com a mesma finalidade, a Figura 4.11(a) ilustra, graficamente, a função 4.16 para todos os itens do caso 2 da Tabela 4.1 e, para uma melhor visualização, a Figura 4.11(b) apresenta somente os gráficos dos itens 1 e 10.

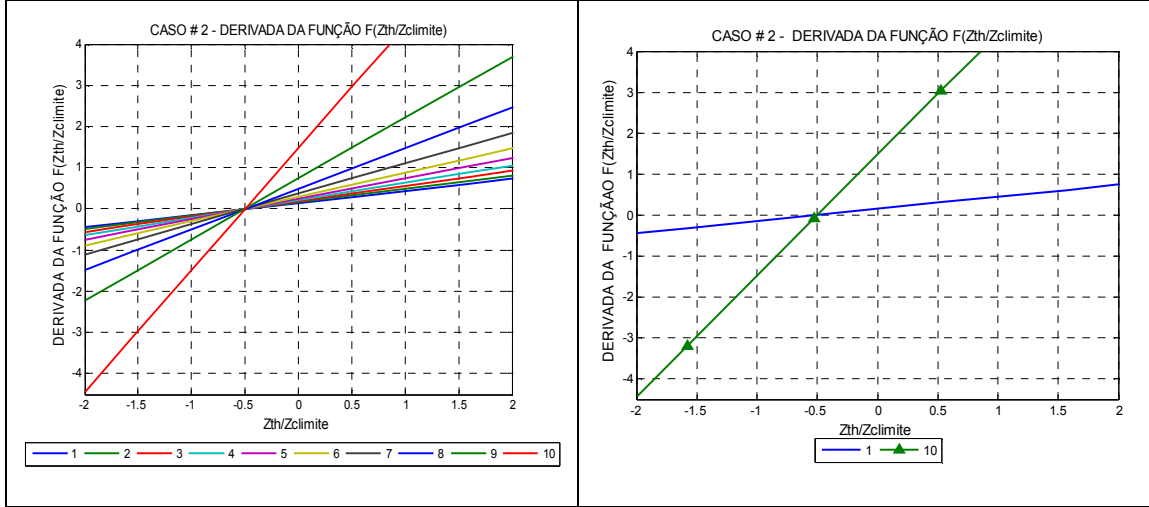


Figura 4.11 - (a) Função 4.16 para todos os itens de Z_{Th} do caso 2. (b) Função 4.15 para os itens 1 e 10 do caso 2.

A fim de conhecer o comportamento da derivada da função 4.15, análises são realizadas, segundo as Figuras 4.10(b) e 4.11(b). Vale lembrar que a raiz da função 4.16 representa a localização do ponto de mínimo da função 4.15.

Em síntese, para o caso 2, onde não há alteração de β , a única variável que interfere na função 4.16 é a parcela $P_{k\alpha}$. Logo, a raiz desta função para os diversos itens permanece inalterada. O oposto ocorre para o caso 1, pois a raiz da função 4.16, que corresponde a $-\cos(\beta - \theta)$, se modifica durante todo o carregamento.

O principal fato que desperta interesse ao se visualizar a Figura 4.10(a), caso 1, é que todas as funções apresentam o mesmo valor em $\frac{Z_{Th}}{Z_{ca}} = 1$, acontecimento este que não ocorre no caso 2. Em outras palavras, a derivada da função 4.15, $f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{ca}}\right)$, está correlacionada com a alteração dos ângulos das impedâncias.

Diante de todas as considerações colocadas, é apresentada a função 4.23 cujo objetivo é responder sobre as diferenças nos dois casos. Determinar esta função consiste

em utilizar e substituir as equações 4.9 e 4.10 na função 4.16, especificamente no ponto $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}} = 1$, conforme mostrado no desenvolvimento a seguir.

$$P_{k\alpha} = \alpha \frac{E_{Th}^2 \cos \theta}{2Z_{Th}[1 + \cos(\beta - \theta)]} \quad (4.19)$$

$$[1 + \cos(\beta - \theta)] = \alpha \frac{E_{Th}^2 \cos \theta}{2Z_{Th}P_{k\alpha}} \quad (4.20)$$

Para a função 4.16 no ponto $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}} = 1$, tem-se:

$$f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = 2P_{k\alpha}(1) + 2P_{k\alpha} \cos(\beta - \theta) \quad (4.21)$$

$$f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = 2P_{k\alpha}[1 + \cos(\beta - \theta)] \quad (4.22)$$

Substituindo 4.20 em 4.22 encontra-se a função 4.23.

$$f'\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = \alpha \frac{E_{Th}^2 \cos \theta}{Z_{Th}} \quad (4.23)$$

A função 4.23 comprova que, caso não haja variação do módulo da impedância de Thévenin durante todo o carregamento, como é o caso 1, todas as funções apresentarão o mesmo valor no ponto de $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}} = 1$. Como no caso 2 há alteração de módulo durante o carregamento, resultados diferentes são encontrados para a função 4.16 no ponto citado.

Após todo o exposto a respeito da influência do ângulo da impedância de Thévenin no valor limite da MET em impedância, conclui-se que: à medida que há um aumento do ângulo da impedância de Thévenin, eleva-se o ponto limite de MET em impedância, $Razão_{Limite}$, conforme verificado na Tabela 4.2 (caso 1) e, somente quando há alteração no seu módulo, este não interfere no valor da $Razão_{Limite}$.

4.4.2 Impedância da Carga

Neste item, é enfatizada a influência da impedância de carga sobre o valor de $Razão_{Limite}$. Caso não haja alteração do ângulo de Z_c , mas sim da variação do seu módulo, verifica-se que a intensidade da $Razão_{Limite}$ permanece constante, pois a única variável que atua na função 4.18 é $P_{K\alpha}$ e, mesmo assim, esta permanece constante.

Entretanto, conforme já mencionado, o valor da $Razão_{Limite}$ somente é alterado caso haja variação entre os ângulos das impedâncias e, conseqüentemente, a integração com o ângulo de Z_c .

É importante destacar que, à medida que o ângulo de Z_c aumenta, há uma redução do valor de $Razão_{Limite}$. O modo mais simples para se exemplificar tal comportamento é por meio da função 4.17 (raiz da derivada da função 4.15). Isto porque à proporção que o ângulo de Z_c , θ , se eleva, o ponto de mínimo da função 4.15 se afasta da origem, $-\cos(\beta - \theta)$.

Para demonstrar a influência do ângulo de Z_c , são expostas as principais informações sobre um novo sistema exemplo simulado, igual àquele da Figura 4.3(b). O programa utilizado é o MATLAB® onde se implementam os mesmos cálculos referentes aos simulados no item 4.4.1 (Impedância de Thévenin).

Os dados do sistema são: $Z_{Th} = (0,05 + j0,20)pu$ (Tabela 4.1, caso 2, item 10), cujo fator de potência equivale a 0,2425. Considera-se $\dot{E}_{Th} = 1\angle 0^\circ pu$ durante todo o processo. Estas grandezas citadas são constantes a fim de que o único fator limitador para este sistema exemplo seja a impedância da carga.

Dando seqüência, a Tabela 4.3 mostra os valores de Z_c com os seus respectivos valores de módulo e ângulo, pontos de mínimo da função 4.15 e $Razão_{Limite}$. Lembra-se que em todas as simulações há um aumento progressivo da carga através uma redução linear do módulo da impedância.

Tabela 4.3 - Valores das impedâncias da carga - Resultados obtidos da razão entre as impedâncias no ponto limite e no ponto de mínimo da função 4.15.

Item	Z_c	Módulo de Z_c	Ângulo de Z_c	$-\cos(\beta - \theta)$	$\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$
1	$(19,69 + j 3,47)pu$	20,0	10°	-0,4073	0,6822
2	$(18,79 + j 6,84)pu$	20,0	20°	-0,5597	0,6686
3	$(17,32 + j 10,00)pu$	20,0	30°	-0,6951	0,6576
4	$(15,32 + j 12,86)pu$	20,0	40°	-0,8093	0,6485
5	$(12,86 + j 15,32)pu$	20,0	50°	-0,8991	0,6418
6	$(10,00 + j 17,32)pu$	20,0	60°	-0,9614	0,6373
7	$(6,84 + j 18,79)pu$	20,0	70°	-0,9945	0,6349
8	$(5,17 + j 19,31)pu$	20,0	75°	-0,9998	0,6344
9	$(3,47 + j 19,69)pu$	20,0	80°	-0,9975	0,6347
10	$(1,74 + j 19,92)pu$	20,0	85°	-0,9875	0,6355

Observa-se, na Tabela 4.3, que o aumento do ângulo de Z_c causa uma redução na $Razão_{Limite}$. A partir do ponto onde os ângulos das impedâncias se igualam, $\theta = \beta$, como nos itens 9 e 10 da mesma tabela, onde $\theta > \beta$, verifica-se uma elevação de $Razão_{Limite}$.

4.4.3 Fator α

Neste item é analisado o impacto do fator α na identificação de $Razão_{Limite}$. A análise é conduzida avaliando-se a sensibilidade desta razão a variações de α , empregando a função 4.18.

Utilizam-se as informações da impedância de Thévenin da Tabela 4.1 (caso 1, item 1), realizando um completo carregamento para valor de Z_{Th} para cinco diferentes limites: $\alpha = 100\%$, $\alpha = 95\%$, $\alpha = 90\%$, $\alpha = 85\%$ e $\alpha = 80\%$. Como soluções, há $Razão_{Limite}$ referentes às regiões estável e instável de operação, caso a carga seja do tipo potência constante, como apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Sensibilidade da $Razão_{Limite}$ segundo α .

α	100%	95%	90%	85%	80%
$Razão_{Limite}^{Estável}$	1,0000	0,6345	0,5196	0,4417	0,3821
$Razão_{Limite}^{Instável}$	1,0000	1,5756	1,9245	2,2647	2,6160

A Tabela 4.4 demonstra que quanto maior MST, menor o valor da $Razão_{Limite}$, lembrando que $\alpha = (100\% - MST)$. Com a finalidade de proporcionar uma melhor visualização da função 4.18 ao adotar os parâmetros citados, a Figura 4.12 ilustra a sensibilidade do limite operacional na impedância.

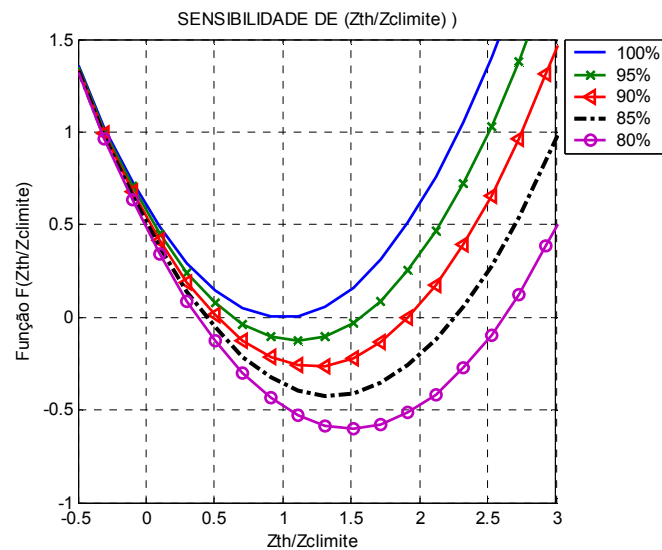


Figura 4.12 - Sensibilidade do parâmetro α sobre $Z_{Th} / Z_{c\alpha}$.

Caso $MST = 0\%$, significa que a $\alpha = 100\%$ e, conseqüentemente, o limite operacional corresponde ao ponto de máximo carregamento.

$$P_{k\alpha} = P_{k \max} \quad (4.24)$$

Substituindo 4.24 em 4.18, tem-se:

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = P_{k \max} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 + 2P_{k \max} \cos(\beta - \theta) \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) - \frac{2P_{k \max} [1 + \cos(\beta - \theta)]}{1} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + P_{k \max} \quad (4.25)$$

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = P_{k\max} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 + 2P_{k\max} \cos(\beta - \theta) \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) - 2P_{k\max} \cos(\beta - \theta) \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) - 2P_{k\max} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + P_{k\max} \quad (4.26)$$

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = P_{k\max} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 - 2P_{k\max} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + P_{k\max} \quad (4.27)$$

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 - 2\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + 1 \quad (4.28)$$

Segundo já citado, uma das raízes da função $f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)$ identifica a $Razão_{Limite}$ e, assim, tem-se:

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = 0 \quad \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}} - 1\right)^2 = 0 \quad (4.29)$$

Logo, as duas raízes obtidas são iguais a 1, comprovando a resposta física do processo. Em particular, o sistema somente alcançará o máximo de potência caso os módulos das impedâncias sejam iguais. Portanto, a função 4.18 é coerente com os estudos já abordados sobre ET.

4.4.4 Variação Angular das Impedâncias

A partir das conclusões registradas nos itens anteriores a respeito dos ângulos de Z_{Th} , Z_C e do fator α sobre $Razão_{Limite}$. Verificou-se que os dois primeiros parâmetros podem ser sintetizados em termos da variação angular das impedâncias. A fim de apresentar este comportamento são realizadas simplificações da função 4.18, considerando a variação angular representada por $\Delta = \beta - \theta$, conforme função 4.30.

$$f\left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) = \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right)^2 + 2\cos(\Delta) \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) - \frac{2[1 + \cos(\Delta)]}{\alpha} \left(\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}\right) + 1 \quad (4.30)$$

A Figura 4.13(a) apresenta a evolução das $Razão_{Limite}$ diante destes fatores, em particular para $\alpha = 100\%$, $\alpha = 98\%$, $\alpha = 95\%$, $\alpha = 90\%$, $\alpha = 85\%$ e $\alpha = 80\%$. Já a Figura 4.13(b) permite uma melhor visualização para os casos simulados neste trabalho onde $\alpha = 95\%$.

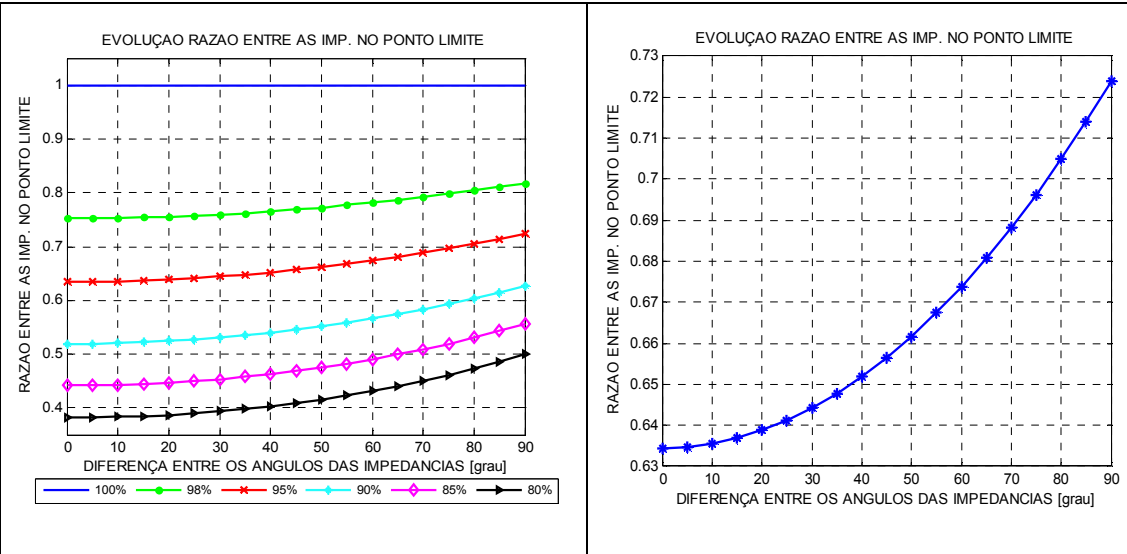


Figura 4.13 - Evolução da $Razão_{Limite}$ com relação à diferença entre os ângulos das impedâncias: (a) para diferentes valores de α e (b) para $\alpha = 95\%$.

A Figura 4.13 (a) demonstra, que para α igual a 100%, há a identificação do ponto de MTP e, logo, $Razão_{Limite}$ é igual a 1. A diferença angular das impedâncias não interfere neste valor. Já para valores de α menores que 100%, verifica-se uma relação proporcional entre o fator α e $Razão_{Limite}$. Neste momento, é importante comentar a respeito da média aritmética dos valores de $Razão_{Limite}$ para cada fator de MET da Figura 4.13, $Razão_{Limite_médio}$, e suas respectivas taxas de variação, $Variação_Razão_{Limite}$, conforme Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Média aritmética dos valores de $Razão_{Limite}$ segundo α .

α	100%	98%	95%	90%	85%	80%
$Razão_{Limite_médio}$	1,0000	0,7746	0,6650	0,5555	0,4799	0,4208
$Variação_Razão_{Limite}$	0%	8,66%	14,10%	20,65%	26,06%	30,90%

O conhecimento sobre os valores médios da razão entre as impedâncias possibilita um grande avanço quanto à avaliação da ET em tempo real para as barras analisadas dos SEP.

4.5 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS SOBRE A METODOLOGIA PROPOSTA

Neste item são tratadas algumas questões adicionais que surgiram durante as discussões realizadas na elaboração desta dissertação. Apesar do seu caráter introdutório, mostram-se de grande interesse para as pesquisas relacionadas à avaliação da MET.

Taxa de Variação do Índice Proposto

O objetivo de se avaliar a taxa de variação do índice proposto é agregar a informação de “*velocidade*” deste índice às análises. Esta taxa se relaciona com a variação da potência ativa da carga durante seu carregamento, proporcionando subsídio adicional ao operador do sistema. Em outras palavras, pode trazer conhecimentos valiosos acerca do comportamento do SEP quanto ao risco de instabilidade de tensão.

Esta taxa de variação não pode ser entendida como uma taxa média, pois deste modo não fornecerá informações precisas a respeito da evolução do comportamento da variável dependente (índice proposto), em relação à variável independente (potência ativa da carga). Para alcançar tal meta, é preciso calcular a taxa de variação em intervalos pontuais.

Desta forma, propõe-se para o cálculo da taxa, a diferença entre o ponto atual do índice e o ponto anterior correspondente à variação de potência ativa, conforme equação 4.31.

$$T_{Var.Ind} = \frac{\Delta Índice}{\Delta P} = \frac{(Índice_{Atual} - Índice_{Anterior})}{P_{Atual} - P_{Anterior}} \quad (4.31)$$

Verifica-se que a equação 4.31 apresenta como unidade de grandeza [pp/pu] ou [pp/W], na qual [pp] corresponde à variação em pontos percentuais. O ponto percentual é o nome da unidade na qual pode ser expresso o valor absoluto da diferença entre quaisquer pares de porcentagens.

Forma de Apresentação dos Índices

É possível calcular a potência ativa no ponto de MTP por meio da igualdade dos módulos das impedâncias. Adicionalmente, a partir deste, pode-se calcular a potência ativa no ponto da MST. Há autores que optam por utilizar índices relacionados aos valores de potência. Entretanto, como o ponto de MTP varia constantemente durante a operação do SEP, os índices desta forma definidos não possuem uma referência única com respeito à potência do ponto crítico (MTP). Já a relação das impedâncias no ponto MTP é conhecida e fixa no valor

igual a 1, constituindo uma referência única para a situação de instabilidade. Nada impede que as potências sejam calculadas e apresentadas durante a operação. Porém, os índices que mostram a variação das impedâncias favorecem a percepção mais direta sobre o risco da perda de ET.

Tensão Crítica das Barras Monitoradas

O ponto de MTP é caracterizado por um valor crítico de tensão. Acompanhar a evolução, em tempo real, do nível de tensão crítico seria mais uma informação para os operadores, que poderiam atuar de forma preventiva no SEP. Aplicações nos estudos de planejamento também podem ser realizadas, em conjunto com as pesquisas relacionadas a margens de tensão [CHAVES,07] e [JUNIOR,08].

A expressão do módulo da tensão na barra da carga de um sistema já representado através dos seus equivalentes, conforme Figura 4.3(b), é indicada pela equação 4.32:

$$V = \frac{E_{Th} Z_c}{\sqrt{Z_{Th}^2 + Z_c^2 + 2Z_{Th} Z_c \cos(\beta - \theta)}} \quad (4.32)$$

Para calcular o módulo da tensão crítica da barra, ou seja, no ponto de MTP, basta substituir o módulo da impedância na carga na equação 4.32 pelo módulo a impedância de Z_{Th} , obtendo a equação 4.33.

$$V_{critico} = \frac{E_{Th}}{\sqrt{2 + 2 \cos(\beta - \theta)}} \quad (4.33)$$

É essencial mencionar que a tensão crítica não representa a identificação da MET em tempo real proposta neste trabalho, uma vez que este objetivo é alcançado por meio do índice em impedância. Neste caso, a evolução da tensão crítica seria mais uma informação de conhecimento a respeito do SEP para o operador, visto que a metodologia proposta identifica as grandezas empregadas para a determinação da tensão no ponto de MTP.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia proposta neste capítulo se mostra extremamente consistente com a teoria relacionada aos estudos de ET e com os resultados preliminares realizados em sistemas simplificados. O uso de equivalentes manteve a tendência do valor esperado para a relação de impedâncias.

O índice relacionado à impedância proposto nesta dissertação é projetado para calcular a MET em tempo real, empregando medidas fasoriais sincronizadas. Sua aplicação possibilitará a atuação eficiente dos equipamentos de controle de tensão, visto que está relacionado à MST. Possibilitará ainda maior sensibilidade dos alarmes de segurança contra a perda da ET.

As análises de sensibilidade do índice de MET apresentadas neste capítulo, com respeito às diferentes grandezas a ele relacionadas, são extremamente importantes para os estudos relacionados à ET. Os resultados apresentam constatações inovadoras sobre a relação entre características do SEP e o risco de instabilidade de tensão. É constatada uma forte interação entre a variação angular das impedâncias com o processo de carregamento da barra analisada. O uso do equacionamento elaborado possui grande potencial de aplicação tanto na expansão quanto na operação dos sistemas elétricos.

Apesar de neste capítulo já terem sido introduzidos valores de simulações, no sentido de subsidiar a análise do equacionamento apresentado, no próximo capítulo são detalhados os resultados de diversas simulações realizadas em sistemas exemplos para validar a metodologia proposta. O índice sugerido é comparado a índices apresentados por outros autores neste mesmo segmento.

5

IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar e discutir os resultados obtidos com a implementação do procedimento proposto de identificação da MET em tempo real. Para realizar as simulações foram utilizados dois programas, o MATLAB® para elaboração dos cálculos numéricos e o PowerWorld Simulator® da empresa PowerWorld Corporation, para simular os dados que serão disponibilizados pelo PDC-SMFS.

Os sistemas escolhidos para testes contêm geradores, linhas de transmissão, transformadores de potência, equipamentos controladores de tensão e cargas, de tal modo a produzir um estudo factível de ser introduzido nos SSC nas concessionárias brasileiras de energia elétrica.

Para validar o método proposto, não só foram realizadas diversas simulações através dos sistemas modelos (5 e 7 barras), como também comparações do índice proposto com os índices apresentados por outros autores neste mesmo segmento.

5.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA - SISTEMA 5 BARRAS

5.2.1 Passos do Procedimento

Partindo de uma condição inicial, é simulada a evolução do ponto de operação do sistema em direção ao máximo carregamento. O objetivo do estudo é mostrar o desempenho do índice da MET na identificação das proximidades da MST.

O sistema de 5 barras, selecionado para demonstrar os passos da proposta, está ilustrado na Figura 5.1. Os dois geradores participam do suprimento da barra monitorada, neste caso a barra 3 (*bus* 3).

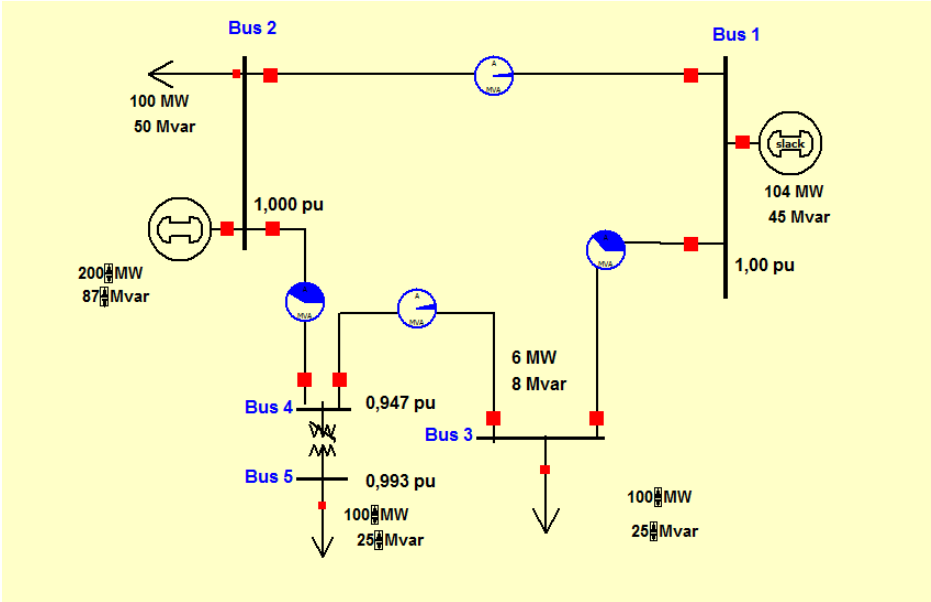


Figura 5.1 - Sistema exemplo com 5 barras.

A Tabela 5.1 apresenta os dados dos geradores e das cargas empregados para realizar a simulação no PowerWorld®. Verifica-se que o gerador escolhido para ser a *slack* ($V\theta$) corresponde à barra 1 (*bus 1*).

Tabela 5.1 - Dados dos geradores e das cargas do sistema exemplo 5 barras.

DADOS DOS GERADORES E CARGAS DO SISTEMA 5 BARRAS												
BARRAS	Tensão Nominal [kV]	Tensão Operação [PU]	Ângulo (grau)	Potência Ativa da Carga [MW]	Potência Reativa da Carga [Mvar]	Potência Ativa do Gerador [MW]	Potência Reativa do Gerador [Mvar]	Min MW do Gerador	Max MW do Gerador	Min Mvar do Gerador	Max Mvar do Gerador	Fator de Particip.
1	345	1,000	0,00	0	0	104,20	45,01	0	800	-99999	99999	1
2	345	1,000	0,39	100	50	200,00	87,45	150	1000	-9900	9900	1
3	345	0,952	-4,82	100	25							
4	345	0,947	-4,97									
5	34,5	0,993	-10,61	100	25							

A Tabela 5.2 contém os dados das linhas de transmissão (LT) e do transformador de potência (trafo) que compõem o sistema exemplo.

Tabela 5.2 - Dados das linhas de transmissão e do transformador do sistema exemplo 5 barras.

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO				
Itens	Da Barra	Para Barra	R	X
LT1	1	2	0,030	0,160
LT2	1	3	0,015	0,080
LT3	2	4	0,020	0,100
LT4	4	3	0,010	0,050
TRAFO	4	5	0,000	0,100

A seqüência de passos detalhada neste item segue o fluxograma da Figura 4.1 para o cálculo de cada índice de MET, com um valor de MST=5%.

É importante mencionar que, para a obtenção dos dados de entrada da barra 3, $\dot{V}_3$ e $\dot{I}_3$, é utilizada simulação executada pelo PowerWorld®, em substituição aos dados que serão disponibilizados pelo PDC-SMFS em tempo real. É construída a curva PV, na qual se realiza somente o carregamento da barra selecionada, mantendo o fator de potência constante. Observa-se também que o Equivalente de Thévenin levará em consideração a atuação do Regulador Automático de Tensão (RAT) presente neste sistema

Passo 1 – Coletar (neste caso, calcular) os fasores sincronizados de tensão $\dot{V}_3$ e corrente $\dot{I}_3$ da barra 3:

Ao selecionar a instrução do PowerWorld® para a construção da curva PV, obtêm-se informações sobre o módulo da tensão [pu], o ângulo do fasor de tensão [grau] e as intensidades da potência ativa [MW] e reativa [Mvar] da carga conectada à barra explorada. De posse destes dados, determinam-se os fasores de tensão e corrente.

A Tabela 5.3 apresenta os valores relativos à barra de carga 3 cujo fator de potência equivale a 0,9701 indutivo.

Tabela 5.3 - Dados do sistema exemplo.

Módulo da Tensão Barra 3 [pu]	Ângulo de Tensão Barra 3 [grau]	Potência Ativa Barra 3 [MW]	Potência Reativa Barra 3 [Mvar]
0,952	-4,820	100,000	25,000
0,949	-5,011	109,944	27,486
0,946	-5,204	119,863	29,966
0,943	-5,399	129,757	32,439
0,940	-5,595	139,625	34,906
0,936	-5,793	149,472	37,368
0,933	-5,994	159,288	39,822
0,930	-6,196	169,079	42,270
0,927	-6,401	178,844	44,711
0,923	-6,608	188,582	47,146
0,920	-6,817	198,294	49,574
0,916	-7,029	207,980	51,995
0,912	-7,244	217,640	54,410
0,909	-7,462	227,272	56,818
0,905	-7,683	236,878	59,219
0,901	-7,907	246,456	61,614
0,897	-8,134	256,006	64,002
0,893	-8,365	265,529	66,382
0,889	-8,600	275,023	68,756
0,885	-8,838	284,489	71,122
0,880	-9,081	293,926	73,482
0,876	-9,329	303,334	75,833
0,871	-9,581	312,712	78,178
0,867	-9,838	322,059	80,515
0,862	-10,101	331,376	82,844
0,857	-10,369	340,662	85,166
0,852	-10,643	349,916	87,479
0,847	-10,924	359,137	89,784
0,842	-11,213	368,324	92,081
0,836	-11,508	377,478	94,369
0,831	-11,812	386,596	96,649
0,825	-12,125	395,678	98,920
0,819	-12,447	404,723	101,181
0,813	-12,780	413,729	103,432
0,806	-13,124	422,696	105,674
0,800	-13,480	431,621	107,905
0,793	-13,851	440,502	110,126
0,786	-14,237	449,338	112,335
0,778	-14,640	458,129	114,532
0,770	-15,062	466,873	116,718
0,762	-15,520	475,563	118,891
0,753	-15,993	484,177	121,044
0,744	-16,497	492,726	123,182
0,734	-17,037	501,202	125,301
0,723	-17,622	509,595	127,399
0,712	-18,263	517,893	129,473
0,699	-18,977	526,076	131,519
0,684	-19,791	534,117	133,529

A Figura 5.2 ilustra a curva PV da carga na barra 3 do sistema exemplo ($V_{base}=345$ kV e $S_{base}=100$ MVA).

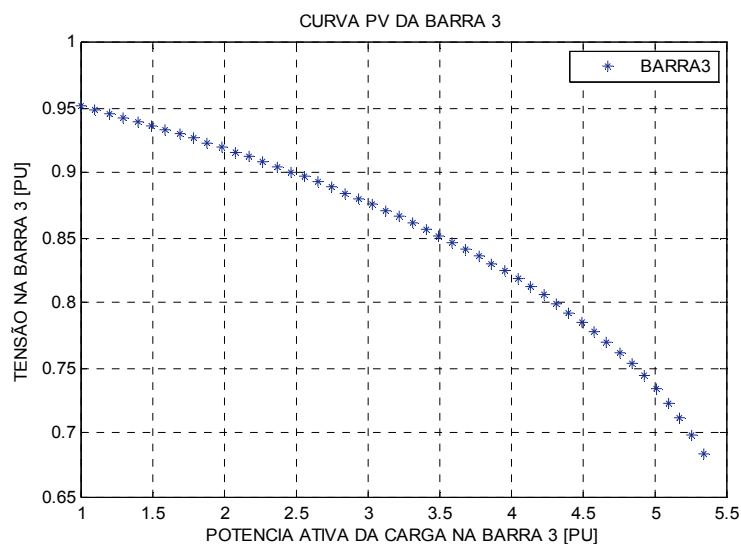


Figura 5.2 - Curva PV da carga na barra 3 do sistema exemplo de 5 barras.

Passo 2 - Determinar o valor complexo da impedância da carga Z_c :

Os valores determinados no passo 1 permitem que a impedância de carga seja calculada.

Passo 3 - Calcular o Equivalente de Thévenin com os fasores já determinados, ou seja, determinar a parte real e imaginária da fonte de tensão $\dot{E}_{Th}$ e da impedância Z_{Th} a partir de dados locais:

A Tabela 5.4 apresenta, em particular, os dez primeiros valores calculados relativos ao Equivalente de Thévenin, onde $\dot{E}_{Th} = E_{Thr} + jE_{Thm}$ e $Z_{Th} = R_{Th} + jX_{Th}$ cujos valores estão em [pu].

Tabela 5.4 - Resultados dos parâmetros de Thévenin.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E_{Thr}	0,9787	0,9785	0,9795	0,9799	0,9795	0,9808	0,9804	0,9818	0,9813	0,9831
E_{Thm}	-0,0507	-0,0505	-0,0504	-0,0503	-0,0499	-0,0499	-0,0495	-0,0494	-0,049	-0,0488
R_{Th}	0,0178	0,0175	0,0182	0,0185	0,0182	0,0189	0,0186	0,0193	0,019	0,0197
X_{Th}	0,0346	0,0348	0,035	0,0352	0,0354	0,0357	0,0358	0,0361	0,0362	0,0366

Verifica-se que, durante todo o processo de aumento da carga da barra 3, há variação tanto do módulo quanto do ângulo de Z_{Th} , conforme ilustra a Figura 5.3. Pode-se atribuir esta variação à atuação de equipamento de controle de tensão, RAT. Desta forma, o método permite modelar a operação em tempo real de barras com PMU.

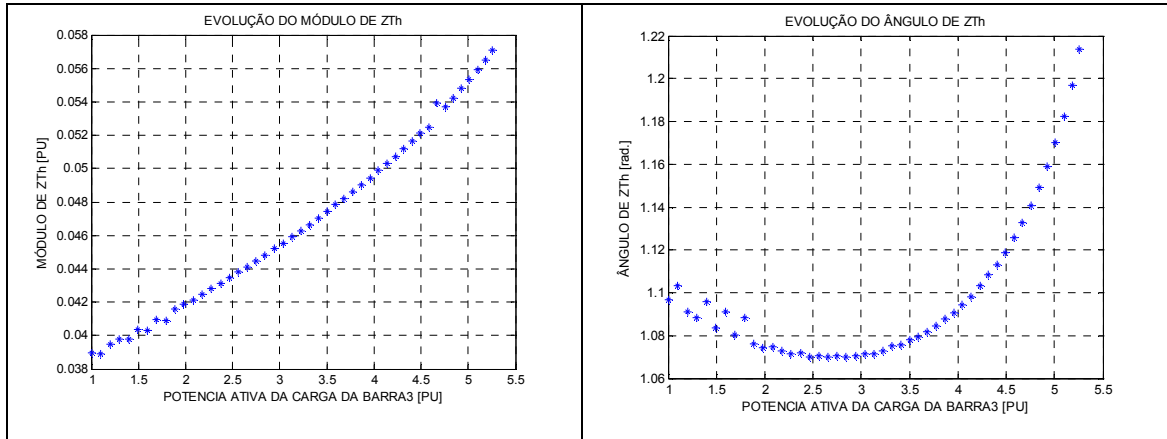


Figura 5.3 - (a) Evolução do módulo de Z_{Th} durante o carregamento da barra 3. (b) Evolução do ângulo de Z_{Th} durante o carregamento da barra 3.

Durante toda a variação do ponto de operação do sistema, verifica-se que o valor mínimo do módulo de Z_{Th} na Figura 5.3(a) equivale a 0,0389 pu e o máximo a 0,0571 pu, cuja variação corresponde a 46,79%. Já na Figura 5.3(b), o valor mínimo do ângulo de Z_{Th} é 1,0701 rad e o máximo é igual a 1,2137 rad, com variação de 13,42%.

Passo 4 - Calcular a razão entre os módulos das impedâncias de Thévenin, Z_{Th} , e da carga, Z_c , no ponto de operação:

A Figura 5.4 apresenta a evolução da razão entre os módulos das impedâncias durante a alteração operativa do sistema. Logo, no ponto operativo inicial, potência ativa 1 pu, o valor da razão é de 0,0443. Já no ponto de 3 pu, o índice possui valor de 0,1824, apresentando um contínuo e expressivo aumento como, por exemplo, no ponto de 5 pu, atingindo 0,5266.

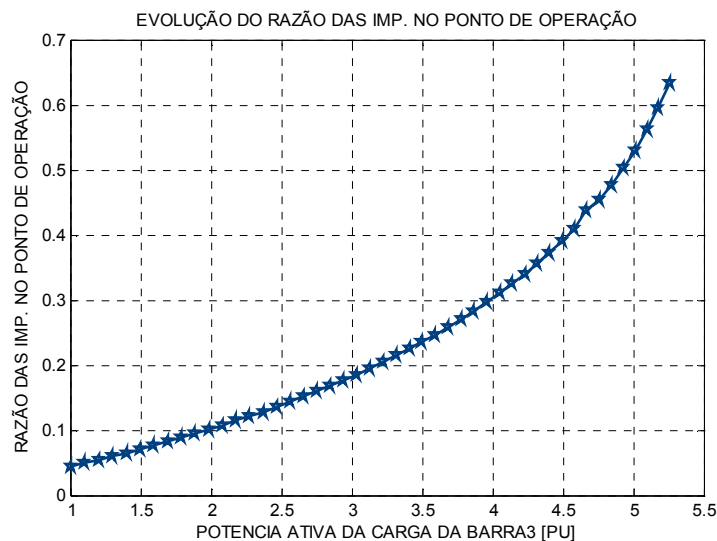


Figura 5.4 - Evolução da razão entre os módulos das impedâncias referente ao ponto de operação.

Passo 5 - Calcular a potência ativa no ponto de MTP, $P_{3\max}$, e o seu valor em $\alpha = 95\%$, ou seja, correspondente ao valor de potência ativa limite, $P_{3\alpha}$:

Do mesmo modo desenvolvido no passo anterior, ou seja, substituindo as variáveis encontradas no ponto de operação, a Figura 5.5 apresenta a evolução de $P_{3\max}$ e $P_{3\alpha}$.

O valor da potência ativa no ponto de MTP depende tanto do módulo da impedância de Thévenin quanto do seu ângulo. Adverte-se que os seus domínios devem ser ponderados. Especificamente, o módulo de Z_{Th} atua em proporção inversa na $P_{3\max}$, já o ângulo de Z_{Th} atua numa proporção direta. No entanto, ao computar ambas as influências, verifica-se a preponderância do módulo de Z_{Th} na solução final.

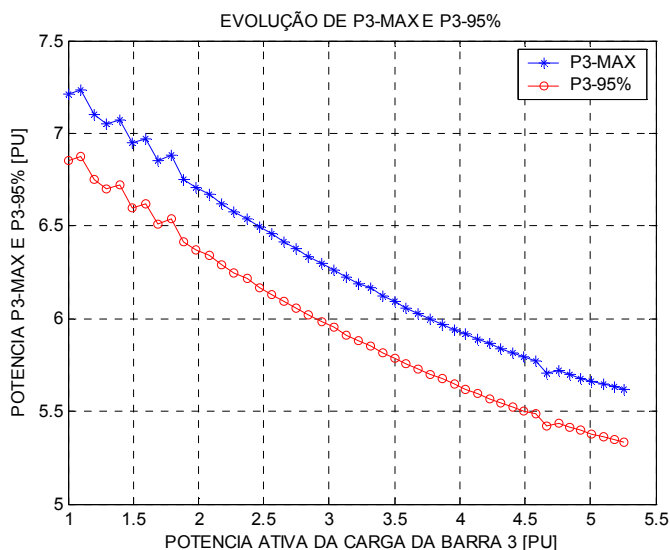


Figura 5.5 - Evolução de $P_{3\max}$ e $P_{3\alpha}$ com o aumento do carregamento da barra 3.

Vale comentar que, na Figura 5.5, o valor mínimo do módulo de $P_{3\alpha}$ equivale a 5,3346 pu e o máximo a 6,8720 pu, com variação de 28,82%.

Passo 6 - Calcular a impedância da carga no ponto limite, $Z_{c\alpha}$:

A Figura 5.6 apresenta a evolução do módulo da impedância da carga no ponto limite, lembrando que estes valores correspondem à região estável de ET.

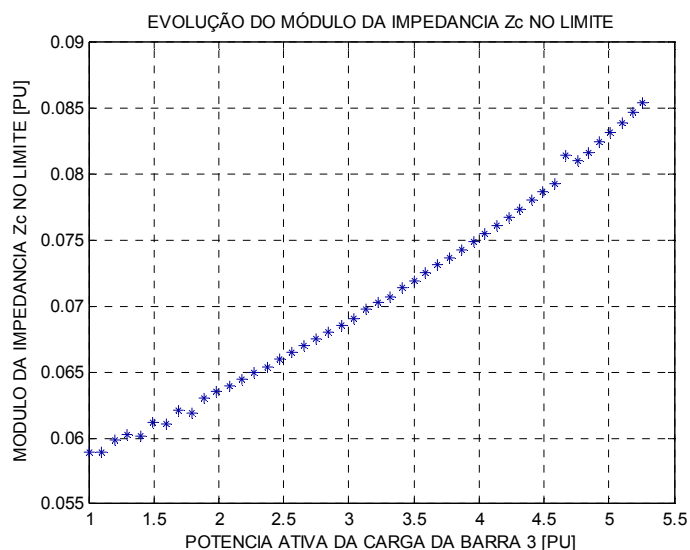


Figura 5.6 - Evolução do módulo da impedância da carga no ponto limite.

Quanto à evolução do módulo da impedância da carga no ponto limite de MET, este varia 45,16%, com valor mínimo de 0,0589 pu e máximo de 0,0855 pu.

Passo 7 - Calcular a nova razão entre os módulos das impedâncias de Thévenin, Z_{Th} , e de carga, $Z_{c\alpha}$, no ponto limite em potência com $\alpha = 95\%$:

Neste passo, há a escolha da equação utilizada para se calcular a razão dos módulos das impedâncias, $\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$, ou seja, emprega-se a equação 4.13 ou a função 4.15 com o objetivo de identificar tal incógnita. Deve ser observado que ao adotar a função 4.15, esta produz dois resultados, onde somente uma das raízes satisfaz a solução física do sistema. A Figura 5.7 ilustra o resultado obtido para o sistema exemplo.

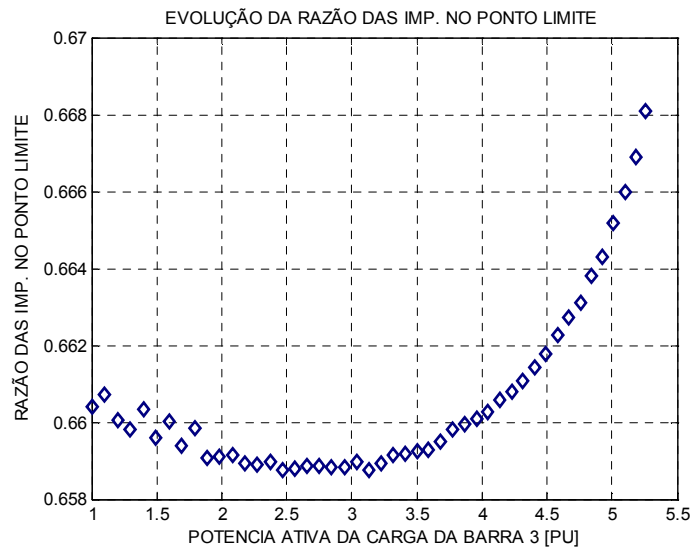


Figura 5.7 - Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite.

A evolução da razão das impedâncias no limite, $Z_{Th} / Z_{c\alpha}$ da Figura 5.7 varia 1,41%, com média aritmética de 0,6606. Esta evolução reflete a dinâmica do sistema vista pela barra. Verifica-se a influência predominante do ângulo de Z_{Th} sobre a identificação do ponto limite de ET, pois a curva da Figura 5.7 é semelhante à Figura 5.3(b).

Passo 8 - Calcular o índice proposto de MET, $Indice_{Proposto}$:

Tal índice permite ao operador identificar a evolução da MET, conforme ilustra a Figura 5.8. Em resumo, este índice em impedância mostra o quão distante o ponto de operação está da MST em potência, seja este um valor técnico ou regulatório. Ressalta-se que o índice proposto, para qualquer sistema que seja empregado, tende a zero a fim de identificar a aproximação da operação ao limite α .

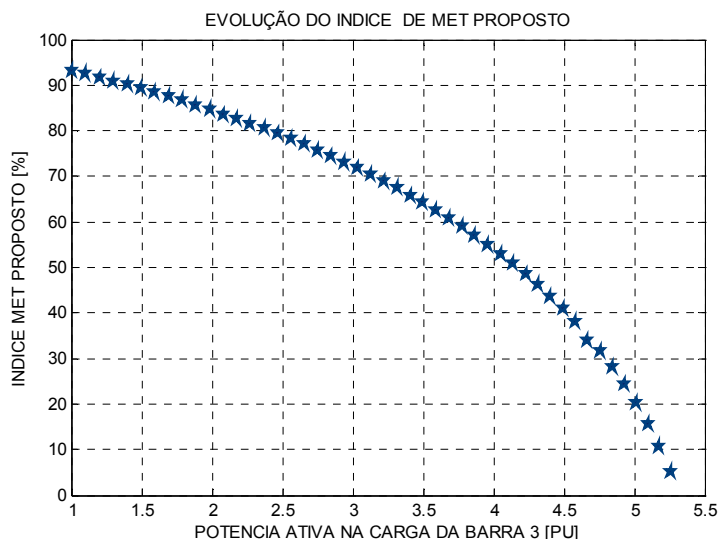


Figura 5.8 - Identificação da MET em impedância da barra 3.

Por meio da Figura 5.8 pode-se perceber a evolução do índice à medida que o ponto de operação se aproxima da MST. No ponto operativo inicial, potência ativa de 1 pu, o valor do índice é de 93,29%. Já na potência de 3 pu, o índice apresenta valor de 72,31%, decrescendo significativamente para potências mais próximas do MST.

5.2.2 Valores Médios

Após todo o exposto a respeito da demonstração da metodologia no sistema exemplo, é importante enriquecer o trabalho, apresentando os resultados obtidos de $Razão_{Limite}$ não só da barra 3, mas também da barra 5 do sistema da Figura 5.1. Considera-se o mesmo procedimento de carregamento da barra 3 para a barra 5 e o desenvolvimento de todos os passos da metodologia.

A Tabela 5.5 apresenta os 12 primeiros valores correspondentes à $Razão_{Limite}$, R_{Th} [pu], X_{Th} [pu], e o ângulo de Z_{Th} , β [grau], correlacionados às medidas das grandezas elétricas (tensão e corrente) das barras 3 e 5.

Tabela 5.5 - Evolução da razão entre as impedâncias no limite e o ângulo de Z_{Th} do sistema exemplo.

Sistema 5 barras		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Barra3	$Razão_{Limite}$	0,6604	0,6608	0,6601	0,6598	0,6603	0,6596	0,6600	0,6594	0,6600	0,6592	0,6590	0,6591
	P_{Th}	0,0178	0,0175	0,0182	0,0185	0,0182	0,0189	0,0186	0,0193	0,0190	0,0197	0,0199	0,0201
	X_{Th}	0,0346	0,0348	0,0350	0,0352	0,0354	0,0357	0,0358	0,0361	0,0362	0,0366	0,0368	0,0371
	β	62,8306	63,2259	62,5212	62,3550	62,7962	62,0800	62,5154	61,9024	62,3493	61,6445	61,5586	61,5815
Barra5	$Razão_{Limite}$	0,6818	0,6819	0,6821	0,6822	0,6824	0,6828	0,6830	0,6835	0,6842	0,6849	0,6860	0,6877
	P_{Th}	0,0280	0,0280	0,0280	0,0279	0,0276	0,0273	0,0269	0,0261	0,0250	0,0234	0,0217	0,0187
	X_{Th}	0,1546	0,1558	0,1569	0,1582	0,1594	0,1606	0,1620	0,1637	0,1655	0,1669	0,1685	0,1701
	β	79,7443	79,8016	79,8818	80,0021	80,1568	80,3573	80,5865	80,9246	81,4058	82,0074	82,6664	83,7149

Verifica-se que, para o mesmo sistema, cada barra apresenta valores distintos da $Razão_{Limite}$. Isto porque a razão das impedâncias reflete o comportamento dinâmico por meio dos parâmetros dos equivalentes vistos pelas barras. Este fato ainda é mais evidente, quando se calcula a média aritmética dos valores de $Razão_{Limite}$ para cada barra, ou seja, para a barra 3 o valor corresponde a 0,6606 e para a barra 5 este é 0,6835. Contudo, ao realizar a mesma média entre estes dois valores, determina-se a média global (sistema 5 barras) cujo valor de $Razão_{Limite}$ corresponde a 0,6721, conforme demonstra a Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - A $Razão_{Limite}$ para o sistema 5 barras.

Sistema 5 barras	$Razão_{Limite}$
Barra 3	0,6606
Barra 5	0,6835
Média Global	0,6721

A análise a respeito desta média global é extremamente importante, pois representa um dos critérios que deverá ser seguido por todos os órgãos do setor elétrico nacional (Agentes, concessionárias e ONS) para a efetiva avaliação da MET, uma vez que o ONS define o valor de MST em potência ativa em tempo real para os subsistemas conectados ao SIN.

Para compreensão do assunto, é utilizado o próprio sistema de 5 barras, Figura 5.1, a título de exemplo. Caso fosse definida uma MST de 5% para o sistema cuja correlação $Razão_{Limite}$ fosse o valor de 0,6721, no primeiro momento, todas as barras estariam configuradas neste valor, como ponto limite do fenômeno a ser monitorado.

Nesta condição, a barra 3 iria aceitar um maior carregamento do que aquele permitido pela $Razão_{Limite}$ para ela calculado. Isto porque o valor adotado como referência é

superior ao da própria barra. Todavia a barra 5 iria aceitar um montante menor de carregamento, antes que atingisse seu limite de ET, uma vez que esta barra apresenta uma $Razão_{Limite}$ superior ao valor de referência.

Em suma, com a determinação de um índice global, a barra 3 poderia comprometer a segurança do sistema quanto à perda da ET, e a barra 5 teria uma restrição de carregamento muito rígida, podendo resultar até mesmo perda de receitas por parte das empresas. Este efeito de mascaramento inerente ao cálculo de médias sugere que tais valores médios sejam avaliados para que mantenham o equilíbrio entre segurança e aspectos de melhor aproveitamento da rede.

Considerando as simulações registradas no item 4.4.4, é apresentada a Tabela 5.7 que mostra o respectivo valor de $Razão_{Limite}$ devido à diferença angular das impedâncias, para uma MST igual a 5%.

Tabela 5.7 – Relação entre a diferença angular e a $Razão_{Limite}$ para MST=5%.

Item	$(\beta - \theta)$	$\frac{Z_{Th}}{Z_{c\alpha}}$
1	0°	0,6345
2	10°	0,6356
3	20°	0,6388
4	30°	0,6443
5	40°	0,6519
6	50°	0,6617
7	60°	0,6738
8	70°	0,6882
9	80°	0,7049
10	90°	0,7240

Uma vez que haja a decisão de monitorar a ET do sistema elétrico, o operador, ao definir MST de 5% de potência ativa, pesquisa correlações de índices gerais, $Razão_{Limite}$, tal como apresentado na Tabela 5.7. De posse destas informações, a funcionalidade Monitoração da Segurança poderá ser configurada para que monitore a razão entre os módulos das impedâncias (equivalente e carga) das barras, de tal forma a identificar se o ponto de operação está se aproximando do valor proposto de MST. Mais uma vez adverte-

se sobre a necessidade de identificação da diferença entre os ângulos das impedâncias, além de salientar que estes valores sofrem alterações durante a operação dos sistemas.

Em outras palavras, de posse de valores médios de fatores de potência apresentados pelo sistema que almeja a monitoração da MET, há a correspondência do valor de $Razão_{Limite}$ que poderá ser empregado nos SSC, na área de Controle no Estado Normal.

É importante salientar que a solução descrita anteriormente poderá ser utilizada por sistemas que não tenham PMU em suas barras. A $Razão_{Limite}$ não só permite monitorar a MET, segundo o órgão do setor de energia nacional, como ainda possibilita os vários benefícios que a metodologia proposta oferece ao SEP. Adicionalmente, à medida que se tenham mais informações sobre o comportamento do sistema visto pelas barras, estas poderão servir de base para eventuais ajustes dos valores da Tabela 5.7.

Com respeito aos subsistemas contemplados com medições fasoriais sincronizadas em sua rede, seja através de PMU ou de relés com função de PMU, o uso da metodologia proposta poderá se dar de forma integral.

5.3 COMPARAÇÃO COM MÉTODOS DESENVOLVIDOS

A literatura apresenta trabalhos que sugerem indicadores de MET em tempo real baseados na relação, Z_{Th}/Z_c no ponto de operação, como, por exemplo, [HAQUE,03], [TARANTO,09], [LARSSON,03] e [SMON,06]. Pela maior semelhança com o índice proposto nesta dissertação, aqui é feita uma comparação entre este e os índices propostos nos dois primeiros trabalhos.

Comparação com o método-Haque [HAQUE,03]:

O autor, para a determinação da distância ao máximo carregamento em tempo real utiliza medidas locais: módulo da tensão, potência ativa e reativa da barra de carga. Os dados medidos são processados a fim de identificar tal distância, com relação ao ponto de MTP.

É discutida a sensibilidade obtida por dois índices. O primeiro é relacionado às admitâncias do sistema e o segundo a potência aparente. Tais índices apresentam comportamentos distintos durante a evolução do carregamento da barra selecionada. Todavia o autor propõe que a margem seja expressa em termos da potência.

O procedimento é baseado na relação dos módulos das impedâncias serem idênticas no ponto de MTP, $Z_{Th} = Z_c$. No entanto, o autor utiliza as respectivas admitâncias da carga e de Thévenin, obedecendo à seguinte condição.

$$Z_c = Z_{Th} \Rightarrow Y_c = Y_{Th} \quad (5.1)$$

O indicador é calculado a partir da diferença entre a admitância de Thévenin, Y_{Th} , e da carga Y_c , permitindo monitorar a margem de estabilidade de tensão. Nesta dissertação, este indicador recebe a sigla, MET_Y e é mostrado na equação 5.2.

$$MET_Y = \frac{(Y_{Th} - Y_c)}{Y_{Th}} = \left(1 - \frac{Y_c}{Y_{Th}}\right) \quad (5.2)$$

Observa-se que o MET_Y varia entre 1 e 0. Isto significa que, para um carregamento leve da barra de carga, de modo que $Y_c \ll Y_{Th}$, aproximando a MET_Y de 1, o ponto de operação do sistema está longe do máximo carregamento. Já para um carregamento estressado na barra, as admitâncias tendem a se igualar, $Y_{Th} = Y_c$, levando a MET_Y a zero, identificando o ponto de MTP.

A comparação entre os dois índices é feita por meio de sua aplicação em um sistema exemplo. Como os dois métodos utilizam informações locais de uma determinada barra do SEP, optou-se por um sistema de duas barras, já contemplando a teoria do Equivalente de Thévenin. Tal sistema é idêntico ao da Figura 4.3(b) e é simulado utilizando o programa MATLAB®.

Observa-se que não foi escolhido um sistema exemplo do PowerWorld®, visto que a Matriz Jacobinana apresenta inconformidades em pontos próximos ao MTP, devido ao mau condicionamento desta matriz, impossibilitando à inversão necessária para a solução do processo. Desta forma, haveria ausência e carência de dados, justamente, na região almejada para análise.

Os dados do sistema são: $Z_{Th} = (0,04 + j0,3980)pu$ (conforme Tabela 4.1, Caso 1, item 10). O aumento progressivo da carga é realizado através uma redução linear do módulo da impedância, ou seja, de $(7 + j2)pu$ até $(0,007 + j0,002)pu$ e, por fim, considera-se $\dot{E}_{th} = 1\angle 0^\circ pu$ durante todo o processo.

Como era de se esperar, ao se realizar o carregamento do SEP, os dois índices de MET apresentam a mesma evolução, conforme mostrado na Figura 5.9, pois ambos se baseiam na relação de impedâncias ou admitâncias.

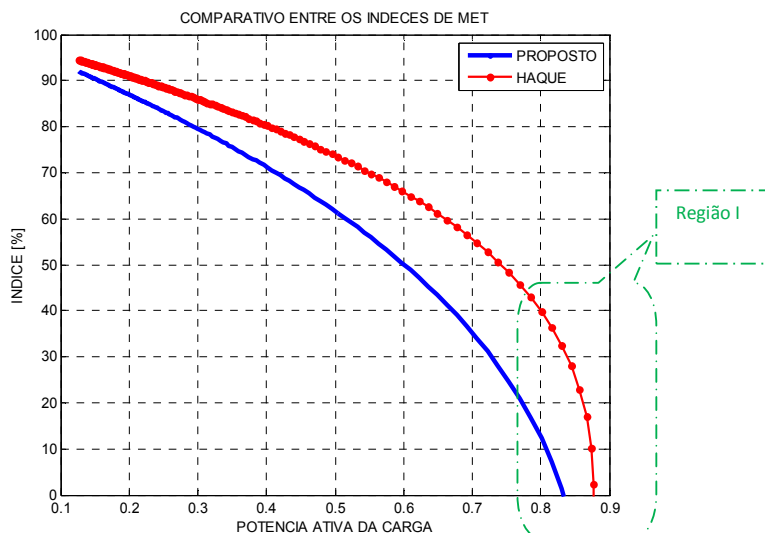


Figura 5.9 - Comparativo entre o índice de MET proposto nesta dissertação e o sugerido por [HAQUE,03].

Ao analisar a Figura 5.9, constata-se que a curva do índice-Haque é mais sensível ao carregamento do que a curva do método proposto, uma vez que este apresenta uma variação mais linearizada. Conseqüentemente, na região próxima ao ponto de MTP, intitulada como Região I, o índice-Haque reduz abruptamente, como pode ser verificado nos pontos de carregamento 0,8000 pu e 0,8775 pu. Portanto, esta característica do índice-Haque pode prejudicar a tomada decisão dos operadores justamente na situação mais crítica quanto a ET.

É importante advertir que a margem MET_y , ao indicar o valor igual zero, identifica o valor da potência ativa no ponto de MTP. Na Figura 5.9, esta potência equivale a 0,8775 pu. Como o índice-Haque não está relacionado à MST em potência ativa, este não informa para o operador a que distância do ponto de operação do SEP se encontra do limite de segurança de tensão. Esta afirmação pode ser confirmada por meio da própria Figura 5.9, pois quando o índice-proposto identifica este ponto de MST, ou seja, indicando nível zero, o índice-Haque adverte uma margem de estabilidade de tensão de 31,44%, sem qualquer correlação com o risco de instabilidade de tensão.

Por outro lado, o índice proposto proporciona a correlação entre Potência Ativa e Impedância, isto é, um limite pré-determinado em potência onde a variável monitorada é a relação entre as impedâncias. Neste sistema exemplo o valor da relação entre as impedâncias a 95% de potência corresponde a $Z_{Th} / Z_{ca} = 0,6856$.

Comparação com o índice proposto em [TARANTO,09]:

O algoritmo de identificação de margem de estabilidade de tensão apresentado no artigo [TARANTO,09] é realizado por meio de vários indicadores em tempo real, sendo três deles relacionados à reatância de Thévenin e outros dois relacionados à tensão de Thévenin. O autor utiliza o módulo da reatância de Thévenin X_{Th} , pois o sistema em estudo corresponde a sistemas de extra alta tensão, ou seja, $X_{Th} = Z_{Th}$.

Para efeito de comparação com o índice proposto nesta dissertação, somente os dois primeiros indicadores dos autores são de interesse.

O primeiro índice identifica o ponto de MTP por meio da relação $X_{Th} / Z_c \geq 1$. Já o segundo índice tem como objetivo prever em tempo real a aproximação do ponto MTP da barra considerada, a fim de acionar ações de controle e de proteção dos SEP. Este índice é obtido por meio da mesma relação do primeiro, porém com um fator limite mais baixo, $X_{Th} / Z_c \geq 0,98$. O objetivo é identificar o risco de instabilidade de tensão antes do primeiro indicador. Contudo, não há explicações referentes à determinação e à origem deste valor limite de 0,98 na referência. Os autores apenas afirmam que o limite deve ser ajustado.

Com relação ao primeiro índice, as análises são similares às realizadas para [HAQUE,03].

Contudo, para o segundo índice, não há uma identificação com qual(is) grandeza(s) se correlaciona o valor 0,98 e nem como determinar o seu ajuste. Este limite não proporcionaria, em tempo hábil, uma ação efetiva dos equipamentos de controle de tensão e nem uma eficiente tomada de decisão por parte dos operadores do SEP para diferentes sistemas daquele considerado pelos autores.

Além disso, pode-se verificar que, conforme o sistema-exemplo empregado em [HAQUE,03], uma MST de 5% representaria uma razão entre as impedâncias de 0,6856, o que significaria que, para 0,98, o sistema já se encontraria no ponto de MTP, tornando-se impotentes ações de controle para este sistema.

Portanto, mais uma vez justifica-se o uso do índice proposto neste trabalho para avaliar a MET em tempo real dos SEP.

5.4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA - SISTEMA 7 BARRAS

Nesta aplicação, é implementada a análise do método proposto de identificação de MET em impedância, utilizando um sistema exemplo composto de 7 barras. Este sistema é modelado utilizando o programa PowerWorld®, conforme ilustra a Figura 5.10.

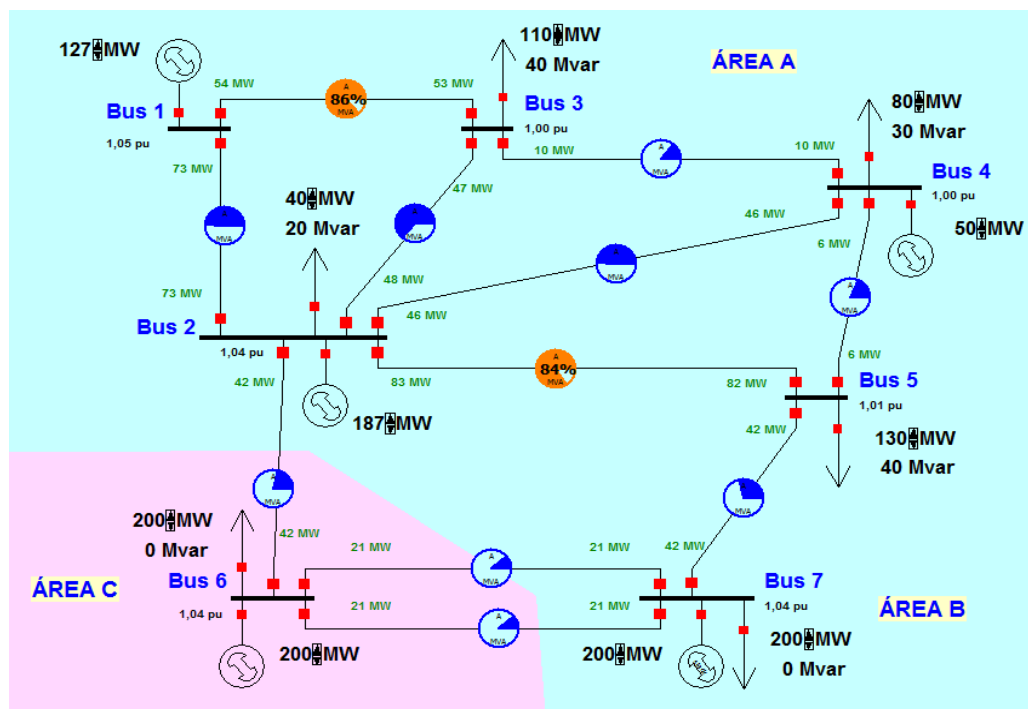


Figura 5.10 - Sistema exemplo composto de 7 barras.

Neste sistema é computada a atuação do Regulador Automático de Tensão (RAT) em todos os geradores, além de aumento das cargas da área definida A.

Vale explicar de modo sucinto que os RAT atuam no sistema de excitação da máquina síncrona para manter a tensão nos terminais dentro de uma faixa especificada de tensão, logo impactando a operação do SEP. O sistema de excitação tem como função fornecer a corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona a fim de controlar o nível de tensão em seus terminais. O sistema de excitação também controla o fluxo de potência reativa entre o sistema visto dos seus terminais e da máquina, justificando o seu papel para a conservação da ET.

Todavia, à medida que há o contínuo aumento do carregamento, a exigência dos geradores pode ser tão expressiva que se atinja o valor máximo da corrente de excitação. Quando este fato ocorre, o gerador síncrono não é mais capaz de regular sua tensão de saída, pois o limite de fluxo de potência reativa já foi alcançado.

Nos programas para cálculo de fluxo de potência, como o PowerWorld®, quando o gerador chega ao seu limite de geração tanto de potência ativa quanto de reativa, há uma mudança no tipo da barra, alterando o *status* de PV para PQ. Embora esta ação consiga simular a queda da tensão terminal, a situação real é muito mais drástica. Quando o gerador atinge o limite de excitação, a tensão que fica constante não é a tensão terminal, e sim a tensão interna, atrás da reatância síncrona. Conforme relatado em [LOBATO, 98], no momento em que a proteção de excitação atua, há a inserção de uma nova impedância entre a fonte e a carga; logo, o sistema passa a operar em uma nova curva PV.

A Tabela 5.8 apresenta os dados dos geradores e das cargas empregados para realizar a simulação no PowerWorld®. Já a Tabela 5.9 apresenta os dados das linhas de transmissão. Verifica-se que o gerador escolhido para ser *slack* corresponde à barra 7. Adverte-se que todas as cargas são do tipo potência constante.

Tabela 5.8 - Dados dos geradores e cargas empregados na simulação do sistema exemplo de 7 barras.

DADOS DOS GERADORES E CARGAS														
Barras	Tensão Nominal [kV]	Tensão de Operação [PU]	Ângulo (grau)	Potência Ativa da Carga [MW]	Potência Reativa da Carga [Mvar]	Potência Ativa do Gerador [MW]	Potência Reativa do Gerador [Mvar]	RAT	Min. MW do Gerador	Máx. MW do Gerador	Min. Mvar do Gerador	Máx. Mvar do Gerador	Área	Fator de Particip.
1	138	1,05	6,40			127,54	18,02	YES	100	1200	0	600	1	1
2	138	1,04	4,13	40	20	187,19	46,02	YES	150	1500	-9900	750	1	1
3	138	1,00	-0,34	110	40					0			1	-
4	138	1,00	-0,20	80	30	50,00	14,57	YES	50	800	-9900	600	1	1
5	138	1,01	-1,17	130	40					0			1	-
6	138	1,04	2,75	200	0	200,17	-6,58	YES	150	1500	-9900	750	2	1
7	138	1,04	0,00	200	0	200,49	38,64	YES	0	1800	-99999	900	3	1

Tabela 5.9 - Dados das linhas de transmissão empregados na simulação do sistema exemplo 7 barras.

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO							
Itens	Da Barra	Para Barra	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA
LT1	1	2	0,01	0,06	0,06	150,00	100,00
LT2	1	3	0,04	0,24	0,05	65,00	80,00
LT3	2	3	0,03	0,18	0,04	80,00	80,00
LT4	2	4	0,03	0,18	0,04	100,00	100,00
LT5	2	5	0,02	0,12	0,03	100,00	100,00
LT6	2	6	0,01	0,06	0,05	200,00	200,00
LT7	3	4	0,01	0,03	0,02	100,00	100,00
LT8	4	5	0,04	0,24	0,05	60,00	100,00
LT9	7	5	0,01	0,06	0,04	200,00	200,00
LT10	6	7	0,04	0,24	0,05	200,00	200,00
LT11	6	7	0,04	0,24	0,05	200,00	200,00

O procedimento adotado para simulação no PowerWorld® consiste em determinar uma área de estudo, onde se aumenta o carregamento, mantendo o fator de potência constante. A geração externa da área de estudo permanece constante, sendo o excedente de carga suprido apenas pelos geradores internos da área analisada.

Diante disso, a área escolhida para análise corresponde àquela intitulada como “Área A”, conforme ilustra a Figura 5.10. Logo, os geradores inseridos nesta região participam do fornecimento de energia para as cargas que estão nas barras 1, 2 e 4. Todas as cargas desta área sofrem aumento de carregamento (barras 2, 3, 4 e 5). A barra 5 foi escolhida para apresentação dos resultados; seu fator de potência corresponde a 0,9558 indutivo.

Primeiramente, é importante mostrar a curva PV da barra 5 durante todo o processo de aumento da carga do sistema, conforme ilustra a Figura 5.11 ($V_{base}=138$ kV e $S_{base}=100$ MVA).

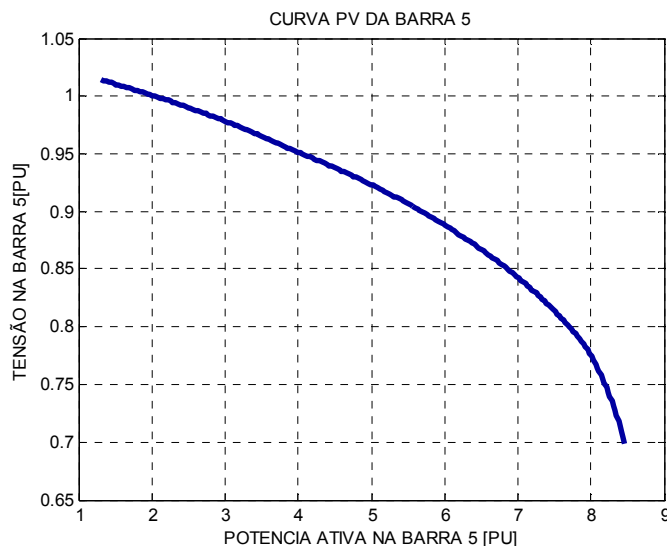


Figura 5.11 - Curva PV da barra de carga 5 do sistema exemplo de 7 barras.

A aplicação continua da metodologia proposta de identificação da MET nesta barra, permite calcular cada índice de MET, partindo do princípio que a MST equivale a 5%, além de acompanhar a evolução dos parâmetros dos equivalentes, ou seja, computar tanto o módulo quanto o ângulo de Z_{Th} , conforme ilustra a Figura 5.12.

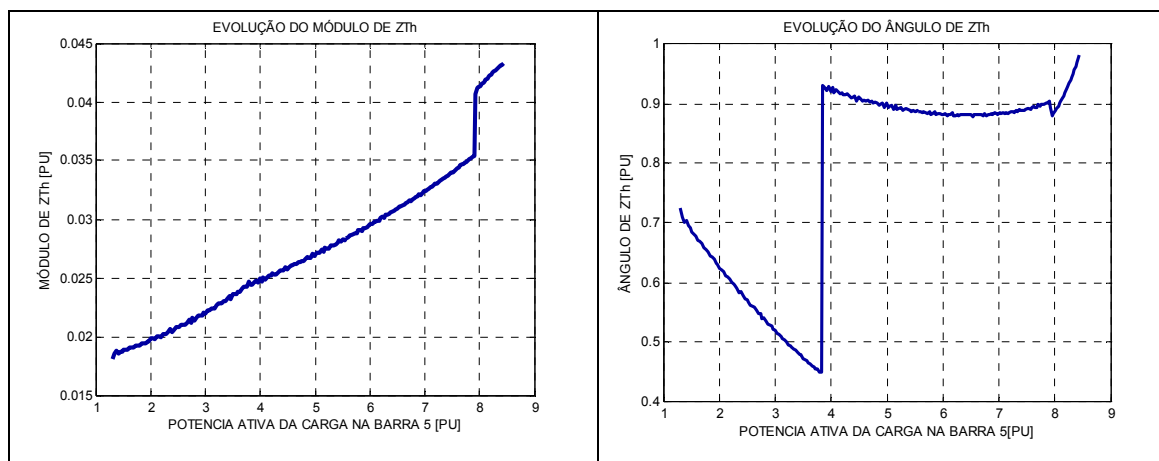


Figura 5.12 - (a) Evolução do módulo de Z_{Th} . (b) Evolução do ângulo de Z_{Th} .

Nota-se, nas Figuras 5.12, a ocorrência de transições no sistema próximas aos pontos de carregamento 4 pu e 8 pu. Isto significa o alcance dos limites de geração e/ou a saturação da atuação do RAT do respectivo gerador.

Especificamente, quando o carregamento da barra 5 está em 3,85 pu, o gerador da barra 4 atinge o seu limite de potência ativa (800 MW); esta variação é perceptível no

ângulo de Z_{Th} . Observa-se que não houve alteração na curva referente ao módulo da impedância, já que os demais geradores continuam fornecendo potência ativa requisitada pelas cargas e ainda o gerador da barra 4 continua regulando a tensão na barra.

Já quando o carregamento está em 7,95 pu ocorre simultaneamente o alcance do limite máximo de potência aparente ($800 + j600$ [MVA]) do gerador 4 e o limite de potência ativa do gerador da barra 2 (1.500 MW). A partir deste ponto, verifica-se o início da queda de tensão da barra 4, ou seja, o RAT não controla mais o nível de tensão em seus terminais (barra 4), chegando a indicar no final da simulação 0,89 pu.

No momento em que o gerador da barra 4 alcança o seu limite de geração, é ativada pelo programa PowerWorld® a mudança no tipo da barra de PV para PQ, fato este comprovado com a alteração do módulo da impedância do equivalente, conforme ilustrado na Figura 5.12(a).

Durante toda a variação do ponto de operação do sistema, verifica-se que o valor mínimo do módulo de Z_{Th} , na Figura 5.12(a), equivale a 0,018pu e o máximo a 0,043pu, cuja variação corresponde a 139,22%.

Dando seqüência à implementação da metodologia proposta, é explicitada a evolução da razão entre as impedâncias no ponto de operação na Figura 5.13, segundo passo 4 da mesma.



Figura 5.13 - Evolução da razão entre o módulo das impedâncias referente ao ponto de operação.

O passo 5 da metodologia permite calcular a potência ativa da barra no ponto de MST. Esta intensidade depende tanto do módulo da impedância de Thévenin quanto do seu ângulo. Significa que quando há um aumento do ângulo de $\angle Z_{Th}$ (há uma redução do fator $\cos(\beta - \theta)$) e, por conseguinte, tem-se um aumento de P_{max} , como pode ser verificado quando o carregamento corresponde a 3,85 pu. No entanto, no ponto a 7,95 pu de carregamento, o valor final desta grandeza foi reduzido devido ao módulo da impedância ser mais significativo do que a variação do seu ângulo. Todo o exposto é ilustrado na Figura 5.14.

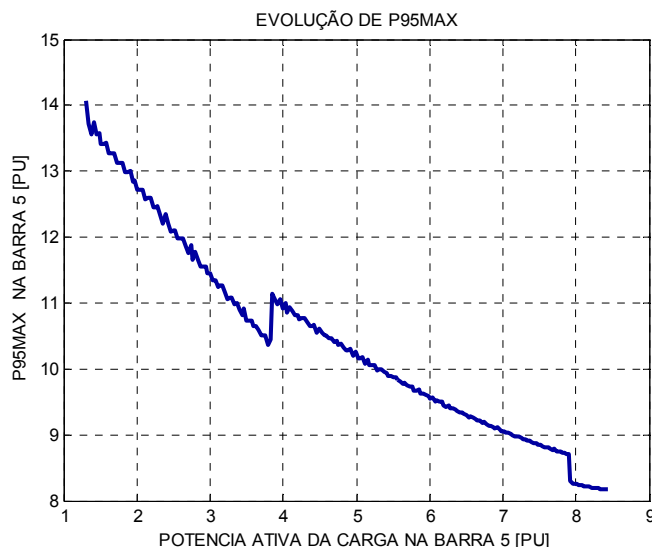


Figura 5.14 - Evolução de $P_{k\alpha}$ para $\alpha = 95\%$.

Neste momento, ao realizar os passos 6 e 7, identifica-se o valor da razão entre as impedâncias no ponto limite. O resultado obtido para o sistema exemplo é ilustrado na Figura 5.15.

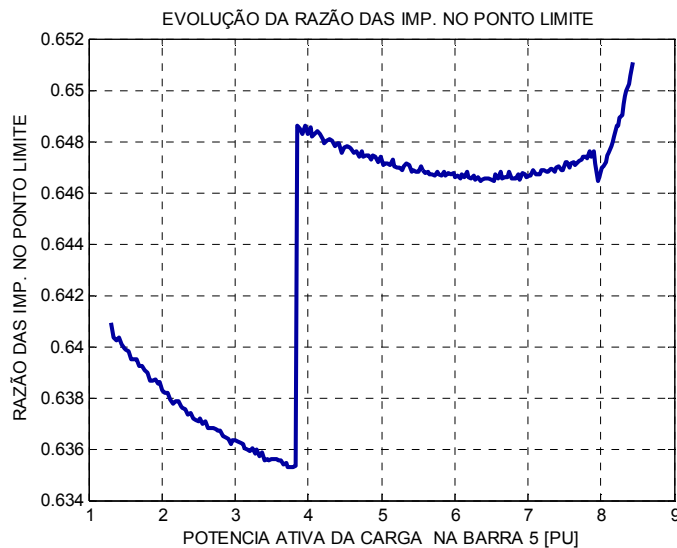


Figura 5.15 - Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite.

A evolução da razão das impedâncias no limite, $Razão_{Limite}$, da Figura 5.15, varia 2,49%, com média aritmética igual a 0,644. Esta evolução reflete a dinâmica do sistema visto pela barra.

Na mesma figura, nota-se a ocorrência de transições no sistema próximas aos pontos de carregamento 4,0pu e 8,0pu. Isto é devido á forte interação entre $Razão_{Limite}$ e a diferença angular das impedâncias (carga e Thévenin) durante todo o processo de carregamento.

A identificação do quão distante o ponto de operação da barra 5 se encontra da MST em potência ativa é ilustrada na Figura 5.16.

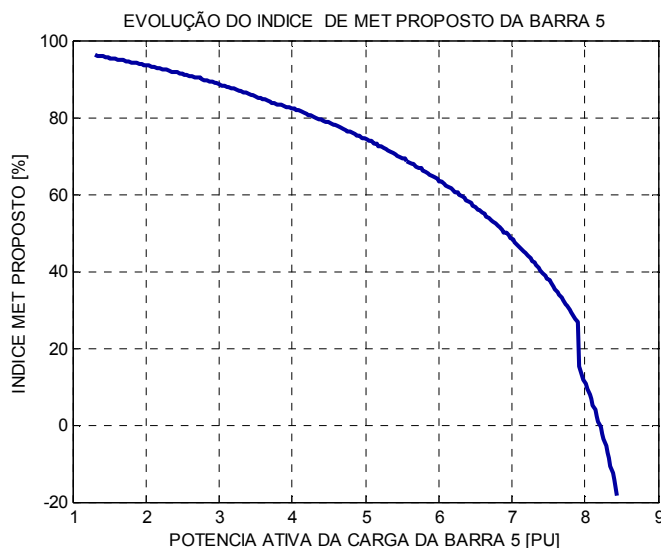


Figura 5.16 - Evolução do índice proposto de identificação da MET da barra 5.

Como há valores além da MST estabelecida, o índice computou valores negativos, segundo pode ser verificado na Figura 5.16. Relembrando que o índice em zero refere-se à identificação da MST.

Ressalva-se que esta metodologia permite a inserção de alarmes de operação de MET do sistema. Basta que sejam determinados os valores de α , assim, proporcionando ao operador identificar o *status* da operação como normal, limite e crítico em tempo real. Como exemplo, normal poderia ser de até $\alpha = 92\%$, limite até $\alpha = 95\%$ e crítico até $\alpha = 98\%$, vinculando a estes valores ações de controle de tensão automáticas regidas pelos SSC e/ou manuais conduzidas pelos operadores.

A título de exemplo, no caso de $\alpha = 98\%$ para este mesmo sistema exemplo, a curva da razão entre as impedâncias neste novo ponto limite é ilustrada na Figura 5.17 (a) e a evolução do índice de MET é apresentada na Figura 5.17(b).

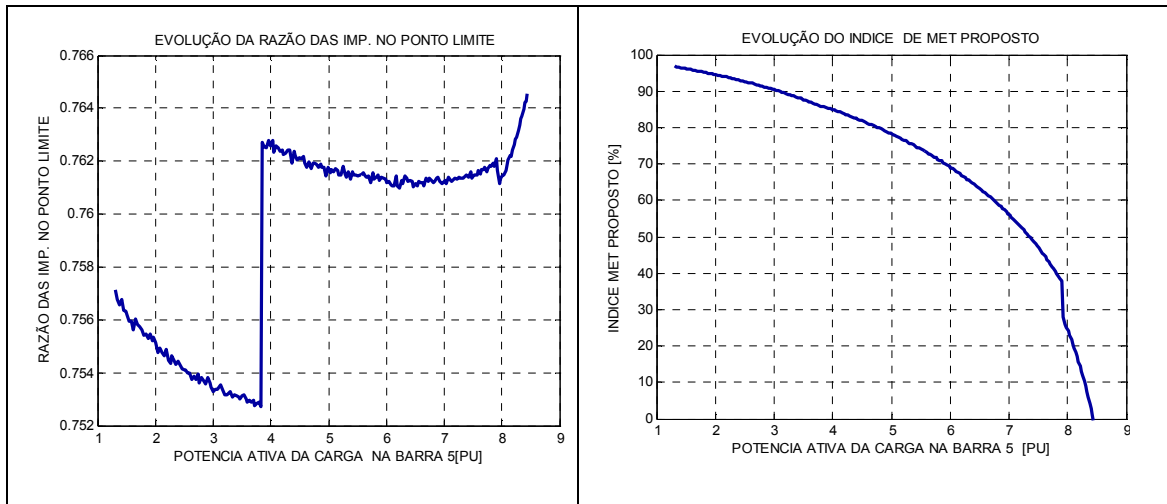


Figura 5.17 - (a) Evolução da razão entre as impedâncias no ponto limite. (b) Evolução do índice de MET.

Para valores maiores de α , há também uma elevação dos níveis de identificação do limite entre a razão dos módulos das impedâncias; a média neste caso é de 0,785. Outra análise a ser mencionada a respeito deste fato corresponde à Figura 5.17 (b): mesmo com a modificação de α , ou seja, a indicação do valor “zero”, identificando a igualdade do ponto de operação com a MST, as características dinâmicas do sistema ainda são rastreadas.

Um dos fatos interessantes, comentados no capítulo anterior, refere-se à abordagem da taxa de variação do índice de MET, pois este indicador também agrega informações para o operador sobre o comportamento (*velocidade*) do sistema em direção à MST. Desta forma a Figura 5.18 (a) ilustra tal variação para o sistema exemplo (7 barras) com $\alpha = 95\%$. A Figura 5.18 (b) permite uma melhor visualização desta variação.

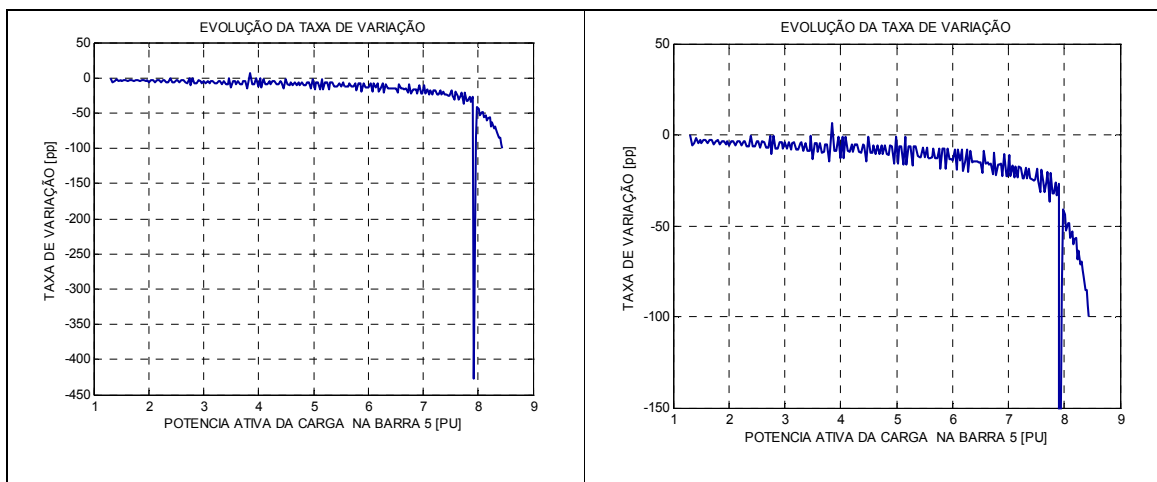


Figura 5.18 - (a) Evolução da taxa de variação do índice proposto para o sistema exemplo. (b) Visualização da evolução da taxa de variação do índice proposto.

Nota-se, pela Figura 5.18(a), que no ponto de carregamento 7,95 pu apresenta uma taxa de variação bastante significativa. Isto se deve à expressiva variação do índice de MET, em um curto intervalo de carregamento.

Além da taxa de variação do índice, a identificação da tensão crítica também acrescenta informações para o operador do sistema a respeito da injeção ou fluxo de potência reativa sobre a barra, conforme ilustra a Figura 5.19.

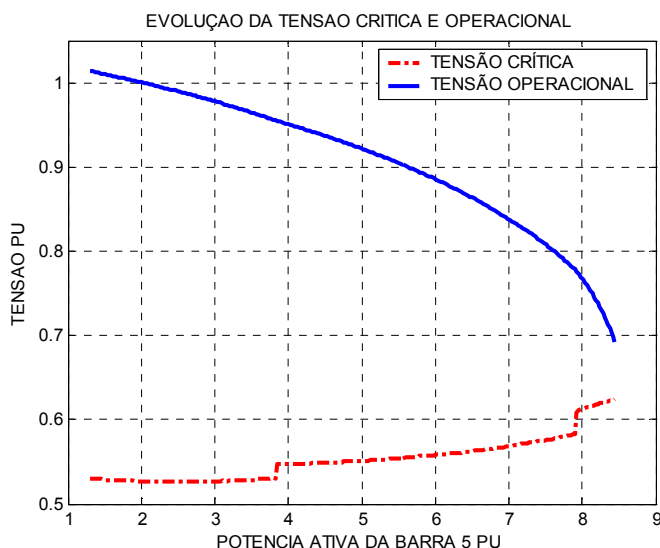


Figura 5.19 - Evolução da tensão crítica e operacional do sistema exemplo 7 barras.

A determinação do módulo da tensão crítica depende tanto do módulo da tensão de Thévenin quanto da diferença angular das impedâncias (Thévenin e carga). As transições

nos pontos de potência próximos de 4 pu e 8 pu na Figura 5.19 demonstram a interação destas grandezas com a diferença angular.

Vale ressaltar, conforme já comentado neste trabalho, que há autores que preferem utilizar índices relacionados aos valores de potência ativa. Entretanto, como o ponto de MTP varia constantemente durante a operação do SEP, um índice formado apenas por esta grandeza não proporciona uma referência fixa com respeito à potência do ponto crítico (MTP), conforme demonstra a Tabela 5.10. Esta tabela apresenta os dados da potência ativa da carga da barra 5 (sistema 7 barras) denominada por P_{carga} , o seu valor no ponto de MTP, P_{5max} , além de considerar a MST igual a 5%.

Tabela 5.10 - Variação das potências ativas nos pontos de MTP e MST.

P_{carga} [pu]	1,3	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
P_{5max} [pu]	14,819	13,378	12,055	11,497	10,797	10,057	9,539	8,680
ΔP_{max} [pu]	13,519	11,378	9,055	7,497	5,797	4,057	2,539	0,680
ΔP_{α} [pu]	12,778	10,709	8,452	6,922	5,257	3,555	2,062	0,246

Onde: $\Delta P_{max} = P_{5max} - P_{carga}$ e $\Delta P_{\alpha} = P_{5\alpha} - P_{carga}$.

Os índices baseados em impedâncias favorecem a percepção mais direta sobre o risco da perda de ET, $Razão_{Limite}$, conforme demonstra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Valores da $Razão_{Limite}$, $Razão_{operação}$ e $Indice_{Pr oposito}$.

P_{carga} [pu]	1,3	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
$Razão_{Limite}$	0,641	0,638	0,636	0,648	0,647	0,647	0,647	0,647
$Razão_{operação}$	0,024	0,042	0,072	0,115	0,164	0,236	0,335	0,578
$Indice_{Pr oposito}[\%]$	96,26	93,47	88,64	82,29	74,63	63,49	48,16	10,61

Como o ONS determina que a MST seja de 4% para a operação dos sistemas em tempo real, ao inserir esta grandeza nos cálculos, determinam-se os valores de $Razão_{Limite}$, $Indice_{Pr oposito}$ e variação das potências ativas nos pontos de MTP e da MST durante o carregamento da barra 5, conforme apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Valores da $Razão_{Limite}$, $Razão_{Operação}$, $Indice_{Pr oposito}$ e variação da potência ativa para a barra 5.

P_{carga} [pu]	1,3	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0
$Razão_{Limite}$	0,673	0,670	0,668	0,680	0,679	0,678	0,678	0,678
$Razão_{Operação}$	0,024	0,042	0,072	0,115	0,164	0,236	0,335	0,578
$Indice_{Pr oposito}[\%]$	96,44	93,78	89,19	83,10	75,80	65,18	50,56	14,73
P_{5max} [pu]	14,819	13,378	12,055	11,497	10,797	10,057	9,539	8,680
ΔP_{max} [pu]	13,519	11,378	9,055	7,497	5,797	4,057	2,539	0,680
ΔP_{α} [pu]	12,927	10,843	8,573	7,037	5,365	3,655	2,158	0,333

As grandezas apresentadas na Tabela 5.12 visam informar aos operadores nos Centros de Operação dos Sistemas (COS) sobre o comportamento da ET na barra monitorada.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta em dois sistemas exemplos, além de compará-lo com alguns indicadores de MET propostos na literatura.

O índice proposto é testado empregando todos os cálculos matemáticos descritos no capítulo 4. O objetivo deste índice é antecipar corretamente e rapidamente a distância do ponto de operação atual até o ponto da MST. A conquista deste objetivo é extremamente importante tanto na melhoria dos sistemas de controle quanto no aumento da segurança e da estabilidade do sistema como um todo.

Algumas considerações básicas e fundamentais, principalmente, quanto à atuação dos RAT dos geradores síncronos são analisadas neste capítulo, pois a dinâmica destes impacta fortemente o máximo carregamento da barra e a instabilidade de tensão. Enfim, o método proposto é capaz de identificar em tempo real com alta precisão a proximidade da instabilidade de tensão, além de possibilitar a atuação de alarmes que previnam a perda de ET.

6

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O fenômeno de instabilidade de tensão tem sido responsável por grandes desligamentos nos SEP, causando danos para todo o setor elétrico, incluindo empresas e consumidores. Vários esforços vêm sendo direcionados para evitar ou pelo menos minimizar a sua ocorrência, nas etapas de expansão e de operação.

Em termos da operação em tempo real, encontra-se em fase de implementação o SMFS nacional, composto por dezenas de PMU dispostas no SIN. Isto vem incentivando o desenvolvimento de aplicações dos dados fasoriais. Várias empresas têm investido nesta área. Em [ANDRADE,08], é sugerida a constituição de PDC nos Agentes, para que, em conjunto com os dados do SMFS nacional, as empresas possam contar com todos os ganhos que os dados fasoriais possam trazer.

Neste contexto, esta dissertação apresenta uma metodologia inovadora que, por meio de um Índice de MET, permite que seja monitorada em tempo real a condição do sistema elétrico quanto ao risco da perda de estabilidade de tensão. Tal índice considera os valores de MST ditados pelo órgãos reguladores.

Uma das principais contribuições deste trabalho é a associação entre a margem definida com relação a valores de potência ativa e uma margem definida em termos da relação de impedâncias.

Outro desafio vencido foi a identificação do equivalente que pudesse ser obtido em tempo real, por meio da coleta de medições das PMU. Ressalta-se o grande volume de simulações realizadas e o equacionamento detalhado descrito no capítulo 4.

São extremamente importantes as análises elaboradas com respeito à relação entre a *Razão dos Módulos das Impedâncias no ponto Limite*, $Razão_{Limite}$ e os *Ângulos das*

Impedâncias. Resultados do tipo “quanto maior o ângulo de Z_{Th} , maior é o valor da $Razão_{Limite}$, mas quanto maior o ângulo de Z_C , menor o valor da $Razão_{Limite}$ ” trazem uma nova perspectiva para os estudos.

De forma sucinta pode-se assim caracterizar a proposta: coleta de dados dos SMFS; cálculo do Equivalente de Thévenin visto pela barra monitorada; determinação da relação entre os módulos das impedâncias da fonte e da carga (a aproximação desta relação ao valor unitário significa aumento do risco de instabilidade); cálculo dos índices e demais valores de interesse.

Tal algoritmo se apresenta mais simples e mais rápido quando comparado àqueles que envolvem a construção de curvas PV para o conhecimento da potência no ponto de MTP, devido ao significativo tempo despendido para o processamento das informações por meio das interações do cálculo de fluxo de potência. Adicionalmente, é mais robusto quando comparado àqueles que realizam análises matriciais, pois não apresenta alterações tão bruscas em seus resultados.

Do exposto, verifica-se que o método proposto é factível e viável para ser empregado seja nos COS dos Agentes, no CNOS ou nos COSR, portanto contribuindo para o aumento do desempenho do SIN por meio da avaliação da ET. Espera-se que a sua aplicação possa trazer os vários benefícios decorrentes do aumento da confiabilidade do sistema elétrico, tais como: redução no número de desligamentos, melhor aproveitamento do SEP, melhor qualidade no fornecimento de energia, dentre outros.

Apesar dos SMFS realizarem a medição direta das grandezas de forma sincronizada, fato extremamente importante para a operação dos SEP, a utilização plena desta tecnologia ainda constitui campo aberto a investigações.

Concluindo, são citadas algumas propostas para trabalhos futuros embasados nos desenvolvimentos realizados:

- Estudar a interação da metodologia proposta com a execução de ações de controle nos estados normal e de emergência definidos na etapa de Planejamento da Operação.
- Avaliar a metodologia proposta em um sistema real de grande porte a fim de verificar a sua evolução nos SSC e, assim, evitar a perda da ET.

- Analisar o comportamento dos autovalores e valores singulares da matriz A da metodologia proposta considerando sistemas de grande porte.
- Desenvolver uma Análise de Risco para barras dos SEP que não contemplarão medições fasoriais sincronizadas e utilizarão os valores genéricos sugeridos.

Ainda em termos da continuidade deste trabalho, vale comentar que se encontra em fase inicial de desenvolvimento, um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre UFMG e CEMIG, onde prevê-se a implementação de um aplicativo para previsibilidade de perda de estabilidade de tensão em barramentos da empresa. Tal aplicativo terá como base os desenvolvimentos desta dissertação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [AFFONSO,08] AFFONSO, C.M.; SILVA, L.J.; SILVA, L.C.P. "Avaliação da Estabilidade de Tensão do Sistema Brasileiro - Um Caso de Estudo" Revista Controle & Automação, Volume 19, número 3, 2008.
- [ANDRADE,08] ANDRADE, S.R.C. "Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFGM, 2008.
- [ANDRADE,08A] ANDRADE, S.R.C.; VALE, M.H.M. "Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada - PMU nos Processos de Planejamento Elétrico da Operação da CEMIG" IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte, junho, 2008.
- [BALAMOUROUGAN,04] BALAMOUROUGAN, V.; SIDHU, T.S.; SACHDEV, M.S. "Technique for On-line Prediction of Voltage Collapse" IEE, july, 2004.
- [BORBA,06] BORBA, G.M.D.; PIRES, R.C. "Vantagens da Instalação para as Empresas de Transmissão e para o Operador Nacional de Sistema de PMU/SPMS (Unidade de Medição Fasorial / Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada)" X SEPOPE, Florianópolis, maio, 2006.
- [CHAVES,01] CHAVES, F.S. "Proposta de Procedimento para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFGM, 2001.
- [CHAVES,07] CHAVES, F.S. "Avaliação Técnica do Desempenho da Compensação Reativa Shunt Capacitiva Aplicada a Expansão de Sistemas Elétricos" Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFGM, 2007.
- [CIRIO,06] CIRIO, D.; DANELLI, A.; POZZI, M.; CECERE, S.; GIANNUZZI, G. "Wide Area Monitoring and Control System: The Italian Research and Development" CIGRE, Paris, 2006.
- [CORSI,07] CORSI S.; TARANTO G.N. "Voltage Instability – The Different Shapes of the "Nose" VII IREP Conference, Bulk Power Systems Dynamics and Control, Charleston, 2007.
- [CORSI,08] CORSI, S.; TARANTO, G.N. "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements" IEEE Transactions on Power Systems, august, 2008.

- [CORSI,08A] CORSI, S.; TARANTO, G. N.; GUERRA, L.N.A. "New Real-Time Voltage Stability Indicators Based on Phasor Measurement Unit Data", CIGRE, Paris, 2008.
- [CORTEZ,01] CORTEZ, A.N. "Critérios e Procedimentos para Avaliação de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFGM, 2001.
- [CORTEZ,01A] CORTEZ, A.N.; VALE, M.H.M. "Metodologia Alternativa para a Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência - Impactos Técnicos e Econômicos" IX ERLAC – Encontro Regional Latino-Americano da Cigré, Foz do Iguaçu, 2001.
- [DECKER,05] DECKER, I.C.; AGOSTINI, M.N.; DOTTA, D.; ZIMATH, S.L. "Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Desenvolvimentos e Aplicação na Monitoração de Frequência do Sistema Elétrico Brasileiro" XVIII-SNPTEE, Curitiba – Paraná, 16 a 21 outubro, 2005.
- [FILHO,08] FILHO, J.E.S.; BORBA, G.M.D.; RAMOS, M.A.F. "Experiência de FURNAS com Medição Fasorial – Aplicações em Controle e Proteção" IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte, junho, 2008.
- [HAQUE,03] HAQUE, M.H. "On-Line Monitoring of Maximum Permissible Loading of a Power System With in Voltage Stability Limits" IEE, january, 2003.
- [IEEE,05] IEEE C37.118-2005, IEEE Draft for Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2005.
- [IEEE,95] IEEE 1344-1995, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 1995.
- [JULIAN,00] JULIAN, D.E.; SCHULZ, R.P.; VU, K.T.; QUAINANCE, W.H.N.; BHATT, B.; NOVOSEL, D. "Quantifying Proximity to Voltage Collapse Using the Voltage Instability Predictor (VIP)" IEEE, 2000.
- [JUNIOR,08] JÚNIOR, L.M. "Procedimento para Avaliação do Impacto da Compensação Reativa Shunt Capacitiva na Estabilidade de Tensão" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFGM, 2008.
- [KUNDUR,94] KUNDUR, P. "Power System Stability and Control". Electrical Engineering Series - EPRI Editors, Mc Graw-Hill, 1994.
- [LARSSON,03] LARSSON, M.; REHTANZ, C.; BERTSCH, J. "Real-Time Voltage Stability Assessment for Transmission Corridors" IFAC, Seoul, 2003.

- [LOBATO,98] LOBATO, M.V.C. "Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica: Estudo do Fenômeno e de Métodos para Análise Estática" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFMG, 1998.
- [MARTIN,08] MARTIN, K.E.; HAMAI, D.; ADAMIAK, M.G.; ANDERSON, S.; BEGOVIC, M.; BENMOUYAL, G.; BRUNELLO, G.; BURGER, J.; CAI, J.Y.; DICKERSON, B.; GHARPURE, V.; KENNEDY, B.; KARLSSON, D.; PHADKE, A.G.; SALJ, J.; SKENDZIC, V.; SPERR, J.; SONG, Y.; PRICE, E. "Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems" IEEE Transactions on Power Delivery, october, 2008.
- [MILOSEVIC,03] MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. "Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements" IEEE Transactions on Power Systems, february, 2003.
- [MORAES,08A] MORAES, R.M.; VOLSKIS, H.A.R.; HU, Y. "Ensaio de Homologação de PMU para o Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN" IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, Belo Horizonte, junho, 2008.
- [OLIVEIRA,09] OLIVEIRA, K.R.C. "Método Rápido para Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão Devido a Bifurcação de Hopf" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2009.
- [ONS,09] ONS "Análise da Perturbação" Informativo ONS, Ano 1, número 06, novembro de 2009, site www.ons.org.br.
- [ONS,10] ONS – Operador Nacional do Sistema Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, julho, 2010.
- [PHADKE,02] PHADKE, A.G. "Synchronized Phasor Measurements – A Historical Overview" IEEE, 2002.
- [PHADKE,08] PHADKE, A.G.; FOZDAR, M.; NIAZI, K.R. "A New Technique for On-Line Monitoring of Voltage Stability Margin Using Local Signals." XV NPSC - National Power Systems Conference, Bombay, december, 2008.
- [PRICE,06] PRICE, E. "Practical Considerations For Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control " 59th IEEE - Conference for Protective Relay Engineers, 2006.
- [SANTOS,05] SANTOS, L.F.; KARLSSON, D. "Grupo de Estudo de Proteção, Medição e Controle em Sistemas de Potência – GPC Oportunidades, Desafios e Preocupações na Proteção Sistêmica" XVIII SNPTTEE, Curitiba, outubro, 2005.

- [SANTOS,08] SANTOS, C.J.R. "Método Rápido para Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão Considerando os Limites de Potência Reativa dos Geradores" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, 2008.
- [SILVA,06] SILVA, J. "Análise da Estabilidade de Tensão e Áreas Críticas da Rede Elétrica do Estado de São Paulo.", Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- [SMON,06] SMON I.; VERBIC, G.; GUBINA, F. "Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem" IEEE Transactions on Power Systems, 2006.
- [TARANTO,09] TARANTO, G.N.; CORSI, S.; GUERRA, L.N.A. "Indicadores de Risco de Instabilidade de Tensão Baseados em Medição Fasorial: Uma Aplicação na Área do Rio" XI SEPOPE, Belém, março, 2009.
- [TURAN,06] TURAN, M.; DEMIRCI OGLU, S.B.; YALCIN, M.A. "Voltage Stability Evaluation by Using Maximum Power Transfer Phasor Diagram" Journal of Applied Sciences, Asian Network for Scientific Information, 2006.
- [VALE,03] VALE, M.H.M.; PARMA, G.; VALE, M.I.M.; FARIA, V.R. "STA - Sistema para Tratamento de Alarmes Aplicado ao Sistema da CEMIG" X ERLAC, Puerto Iguazú, 2003.
- [VALE,04] VALE, M.H.M.; CHAVES, F.S.; SILVA, B.A; et. al. "Avaliação técnicas de Alternativas de Expansão – Compensação Reativa e Estabilidade de Tensão" IX SEPOPE, Rio de Janeiro, maio, 2004.
- [VALE,09] VALE, M.H.M.; ANDRADE, S.R.C.; SANTOS, A.F.C.R. "Aplicação da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada nos Processos de Planejamento Elétrico da Operação" XI SEPOPE, Belém, 2009.
- [VALE,09A] VALE, M.H.M.; ANDRADE, S.R.C. "Application of the Synchronized Phasor Measurement Technology - PMU - in the Wide Area Energy Management Systems - WAEMS" Study Committee B5 Colloquium, Jeju Island, 2009.
- [VALE,86] VALE, M.H.M. "Centros Modernos de Supervisão e Controle de Sistemas de Energia Elétrica" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFRJ, 1986.
- [VALE,99] VALE, M.H.M. "SARESTA - Sistema de Restabelecimento Integrado ao Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG" XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, 1999.

- [VALE,99A] VALE, M.H.M. "CAT - Controle Automático de Tensão - Pacote Computacional para Controle Sistêmico de Tensão no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG" XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, 1999.
- [VERBIC,01] VERBIC, G.; GUBINA, F. "Protection Against Voltage Collapse Based on Local Phasors" IEEE Porto Power The Conference, Portugal, september, 2001.
- [VERBIC,04] VERBIC, G.; GUBINA, F. "A New Concept of Voltage-Collapse Protection Based on Local Phasors." IEEE Transactions on Power Delivery, april, 2004.
- [VOLSKIS,07] VOLSKIS, A.C.; MORAES, R.M.R.; et. al. "Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional" VII SIMPASE, 2007.
- [VU,99] Vu, K.; Begovic, M.M.; Novosel, D.; Saha, M.M. "Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin", IEEE Transactions on Power Systems, august, 1999.

Referências Bibliográficas Complementares

- [BENMOUYAL,02] BENMOUYAL, G.; SCHWEITZER, E.O.; GUZMÁN, A. "Medição Fasorial Sincronizada dos Relés de Proteção para Controle, Proteção e Análise de Sistemas Elétricos de Potência" 29th Annual Western Protective Relay Conference Spokane, Washington, 2002.
- [CAÑIZARES,01] CAÑIZARES, C.A. "Voltage Stability Assessment, Procedures And Guides." IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, New York, 2001.
- [DECKER,04] DECKER, I.C.; EHRENSPERGER, J.G.; AGOSTINI, M. N; SILVA, A. L.; BETTIOL, A. S.; ZIMATH, S. L. "Synchronized Phasor Measurement System: Development and Applications" IX SEPOPE, Rio de Janeiro, 2004.
- [DECKER,06] DECKER, I.C., DOTTA, D., AGOSTINI, M.N.; et. al. "Performance of Synchronized Phasor Measurements System in the Brazil Power System" IEEE Montreal, 2006.
- [DECKER,06A] DECKER, I.C.; AGOSTINI, M.N.; DOTTA, D.; SILVA, A.S.; BETTIOL, A.L. "Applications of Synchronized Phasor Measurements System In Southern Brazil" X SEPOPE, Florianópolis, 2006.
- [EHRENSPERGER,04] EHRENSPERGER, J.G., "Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFSC, 2004.

- [HAQUE,08] HAQUE, M.H. "Use of Local Information to Determine the Distance to Voltage Stability." International Journal of Emerging Electric Power System, 2008.
- [LABPLAN,10] Website do projeto MEDFASEE:
<http://www.labplan.ufsc.br/medfasee>, 2010.
- [MARINI,05] MARINI, R. "Uso de Medição Fasorial Sincronizada Visando a Melhoria da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE/UFSC, 2005.
- [MORAES,07] MORAES, R.; HU, Y.; NOVOSEL, D.; VOLSKIS, H.A.R.; MANO, R.; GIOVANINI, R.; SARDINHA, C.; CENTENO, V. "Arquitetura do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN - Requisitos e Aplicações" XIX SNPTTE, 2007.
- [MORAES,08] MORAES, R.M.; VOLSKIS, H.A.R.; "Challenges for Large-Scale PMU Application for the Brazilian Interconnected Power System"; CIGRE - International Conference on Monitoring of Power System Dynamics Performance, Saint Petersburg, Russia, april, 2008.
- [PHADKE,93] PHADKE, A.G. "Synchronized Phasor Measurements - A Historical Overview" Virginia Tech, Blacksburg, 1993.
- [PHADKE,95] PHADKE A.G. "Synchronized Phasor Measurement In Power Systems", IEEE Computer Applications on Power Systems, New York, 1995.
- [PSERC,08] Power Systems Engineering Research Center "Preventing Voltage Collapse with Protection Systems that Incorporate Optimal Reactive Power Control - Final Project." PSERC, october, 2008.
- [REIS,06] REIS, B.; BARBOSA, F.P.M. "A Comparison of Voltage Stability Indices" IEEE, Melecon, may, 2006.
- [RODRIGUES,08] RODRIGUES, M.A.; LIMA, L.C.; VOLSKIS A.R.; SOLLERO R.B.; MANO, R. "Análise de Sincrofasores para Detecção de Oscilações em Sistemas Elétricos Interligados", IX STPC, Belo Horizonte, Minas Gerais, junho, 2008.
- [SANTOS,08A] SANTOS, M.M. "Análise da Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada" Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, PPGEE-UFSC, 2008.
- [VERBIC,03] VERBIC, G.; GUBINA, F. "Fast Voltage-Collapse On Line Protection Algorithm Based on Local Phasors" IEE, 2003.

-
- [VOLSKIS,08] VOLSKIS H.A.R.; SOLLERO R.B.; MANO, R.; et. al. "Aplicações de PMU e seu Impacto na Operação do SIN" X EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação, São Paulo, 2008.
- [WECC,98] WECC "Final Report: Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology" Reactive Power Reserve Work Group, 1998.
- [WISZNIEWSKI,07] WISZNIEWSKI, A. "New Criteria of Voltage Stability Margin for the Purpose of Load Shedding" IEEE Transactions on Power Delivery, july, 2007.

APÊNDICE A

ASPECTOS GERAIS REFERENTES ÀS METODOLOGIAS DE ANÁLISES DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Para analisar a proximidade do sistema ao ponto de MTP e identificar as áreas mais susceptíveis à instabilidade no SEP são utilizadas, basicamente, as metodologias de análises Dinâmicas, Modal (Quase-Dinâmicas) e Estáticas. O objetivo neste item não é aprofundar na descrição destes métodos, mas sim fornecer noções sobre as informações resultantes de cada análise. Para maiores informações são indicadas referências.

A análise dinâmica emprega técnicas não-lineares no domínio do tempo a fim de identificar cronologicamente os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo com fidelidade o comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de uma perturbação. Este estudo também é importante para a coordenação de controle e proteção do sistema elétrico.

A análise estática é baseada em equações de fluxo de potência, fornecendo informações relativas à MTP. Além disso, proporciona uma avaliação das contingências sobre o sistema devido à sua simplicidade e rapidez de simulação. No entanto, oferecem pouca informação sobre o comportamento do fenômeno de instabilidade no decorrer do tempo.

A análise estática destaca-se pelo emprego da metodologia das curvas PV e QV que são traçadas utilizando o método de fluxo de potência continuado. Tais curvas determinam a demanda máxima que o sistema pode atender, mostrando a proximidade que o mesmo se encontra da instabilidade de tensão.

No trabalho [LOBATO,98], o autor trata o assunto descrevendo os métodos de análise estática, na qual destacam-se.

- Mínimo Valor Singular;
- Mínimo Autovalor;
- Método de Continuação;
- Método Direto (Ponto de Colapso);
- Método da Bifurcação.

Em resumo, os dois primeiros métodos procuram determinar a condição de estabilidade por meio de uma avaliação do ponto atual de operação. Já os três últimos procuram determinar a distância ao ponto crítico por meio do cálculo explícito da MET para uma dada direção de carregamento.

O método de análise modal identifica áreas críticas através da observação dos autovalores e autovetores críticos da Matriz Jacobiana, representadas pelas sensibilidades de potência reativa em relação às magnitudes de tensão das barras.

Destaca-se o papel dos autovalores na identificação dos diferentes modos com que o sistema pode atingir a instabilidade de tensão. Caso todos os autovalores sejam positivos e maiores que zero, o sistema é considerado estável em tensão. Porém, caso um dos autovalores seja negativo, o sistema é considerado instável em tensão. Por outro lado, um autovalor zero da Matriz Jacobiana reduzida significa que o sistema está no ponto crítico de MTP.

Desta forma, a situação potencial da ocorrência de um colapso da tensão pode ser predito com a avaliação dos autovalores positivos mínimos. Além disso, ao se aplicar o fator de participação da barra, pode se identificar a barra mais fraca que contribuirá de maneira mais agressiva ao fenômeno de instabilidade de tensão.

A vantagem da análise modal é que, ao contrário de muitos índices, tais como o mínimo valor singular, os autovetores críticos não apresentam variações tão bruscas nas proximidades do ponto de instabilidade de tensão. Isto significa que as áreas críticas do sistema não mudam, abruptamente, devido às pequenas variações no carregamento e configuração do sistema. Para maiores informações, tem-se a referência [AFFONSO,08]

Ressalva-se que todos os três tipos de análises não têm sido utilizados na identificação da MET para a Operação em Tempo Real, devido ao longo tempo para processamento das informações. No entanto, novas metodologias vêm sendo propostas baseadas em análises estáticas a fim de torná-las mais rápidas e ampliar o seu domínio em outras atividades do SEP, conforme visto em [SANTOS,08] e [OLIVEIRA,09].

APÊNDICE B

CONSIDERAÇÕES SOBRE A INFLUÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS CONTROLADORES DE TENSÃO NA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Diante das contínuas perturbações freqüentes no SEP, os equipamentos de controle devem responder às alterações, de tal modo a garantir um perfil de tensão dentro dos seus limites permissíveis, a freqüência em seu valor nominal, além de primar pelo atendimento de todas as cargas alimentadas pelo mesmo. Para que o SEP opere neste estado, ou seja, normal seguro, vários equipamentos de controle são acionados. No caso do controle de tensão, o objetivo do controle tem sido o gerenciamento ótimo de potência reativa, mantendo-se as tensões dentro dos limites.

Há várias formas de realizar o controle de tensão nas barras, destacando-se: alteração da excitação das máquinas síncronas realizada pelos reguladores automáticos de tensão, variação da reatância do sistema através da compensação série capacitiva, compensação *shunt* capacitiva, equipamentos do tipo *facts*, taps dos transformadores, além da própria variação da configuração da rede.

FACTS é uma sigla do inglês, Flexible AC Transmission Systems, que englobe equipamentos conectados nas linhas ou nas barras do SEP. São baseados em componentes semicondutores de alta potência, podendo controlar grandezas elétricas como impedância, tensão, corrente e ângulos de fase.

Enfatiza-se que o controle de tensão está associado ao fluxo ou à injeção de potência reativa sobre o sistema e que a atuação dos equipamentos pode ser responsável por causar a perda de ET, caso estes não sejam dimensionados, acionados e localizados corretamente no sistema.

Um exemplo é a atuação da compensação *shunt* capacitiva, o uso deste equipamento próximo às cargas, não só permite aumentar o ponto de máxima potência transferida pela rede, como também elevar a tensão em que o ponto crítico ocorre, resultando em uma ação que pode ser perigosa. Quanto mais “compensado” for o sistema, maior é a aproximação do valor de tensão do ponto de MTP com relação à faixa operacional, conforme ilustra a Figura B.1.

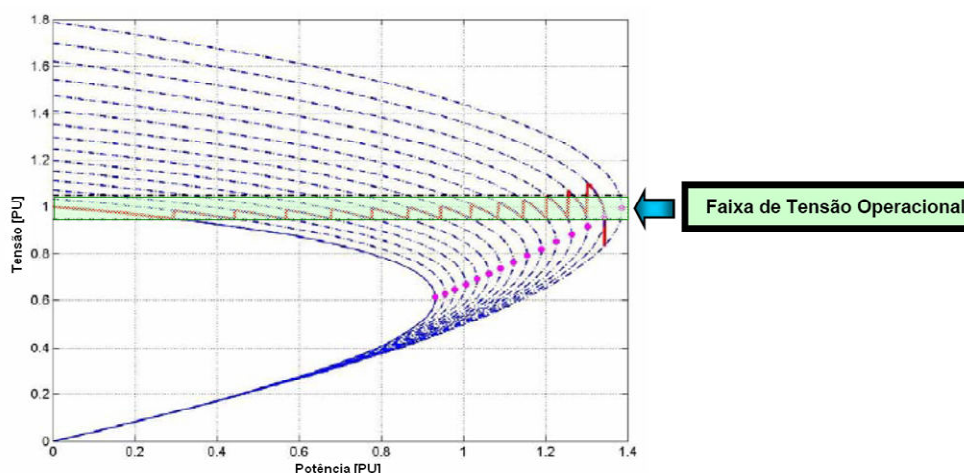


Figura B.1 - Curva PV representando o chaveamento de capacitores. Fonte [CHAVES,07].

O uso da compensação *shunt* capacitiva no barramento deve ser determinado de forma adequada, tanto no planejamento quanto na operação em tempo real. A referência [CHAVES,07] apresenta uma obra rica e detalhada a respeito da avaliação de técnicas de compensação reativa *shunt* e controle de tensão nos planos de expansão do sistema elétrico.

Com relação aos geradores síncronos, estes desempenham um papel importantíssimo na ET no sistema, por meio dos reguladores automáticos de tensão que atuam no sistema de excitação da máquina. O sistema de excitação tem como função fornecer a corrente contínua ao enrolamento de campo da máquina síncrona com o objetivo de controlar a tensão em seus terminais, controlando o fluxo de potência reativa entre o sistema e a máquina. Assim, percebe-se o seu papel tão importante na manutenção da ET.

Os dispositivos de proteção e limitadores garantem a integridade da máquina e da excitatriz, mantendo-as dentro dos seus limites de capacidade. O limitador de sobreexcitação protege o enrolamento de campo de um sobreaquecimento proveniente de uma eventual elevação na corrente de armadura.

Todavia, a atuação da proteção no circuito de excitação dos geradores pode ser prejudicial para a ET. Enquanto estes equipamentos operam na faixa normal do circuito de campo, sua tensão terminal é mantida constante a despeito das necessidades de reativos do sistema. Por outro lado, à medida que a carga aumenta sua exigência aos geradores, estes podem atingir o valor máximo da corrente de excitação. Quando isto ocorre, o gerador não é mais capaz de regular sua tensão de saída.

Quando o gerador atinge o limite de excitação, a tensão que fica constante não é a tensão terminal, e sim a tensão interna, atrás da reatância síncrona. Sendo assim, no momento em que a proteção de excitação atua, há a inserção de uma nova impedância entre a fonte e a carga, e o sistema passa a operar em uma nova curva PV [LOBATO,98].

Outro elemento cuja dinâmica contribui para o estabelecimento da instabilidade de tensão é o OLTC¹⁶. Normalmente, após a ocorrência de algum distúrbio, há uma redução no patamar de tensão da carga do sistema devido à sensibilidade das cargas estáticas ao nível de tensão. Contudo, após certo tempo, começa a crescer o nível de tensão exigida pelo sistema devido à ação dos OLTC.

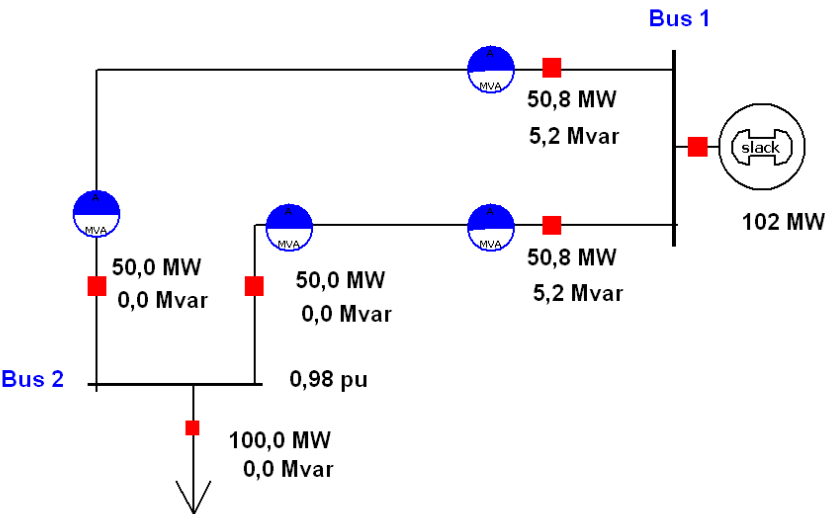
Esta ação de controle de tensão pode não ser considerada eficaz em todos os casos, pois o resultado benéfico ou não de uma ação do OLTC depende do tipo de carga, podendo haver situações em que este piore ainda mais um cenário propenso à perda de ET. Para maiores informações sobre o efeito destes equipamentos sobre a curva PV, cita-se a referência [CORSI,07].

¹⁶ Também conhecido como comutador, OLTC (*On Load Tap Changer*). Comutadores de carga são equipamentos utilizados em conjunto com transformadores de tensão para variar a relação de transformação destes sem que seja necessário o desligamento dos mesmos.

APÊNDICE C

DADOS DOS SISTEMAS SIMULADOS

⇒ *SIMULAÇÃO #1 – Sistema 2 Barras*

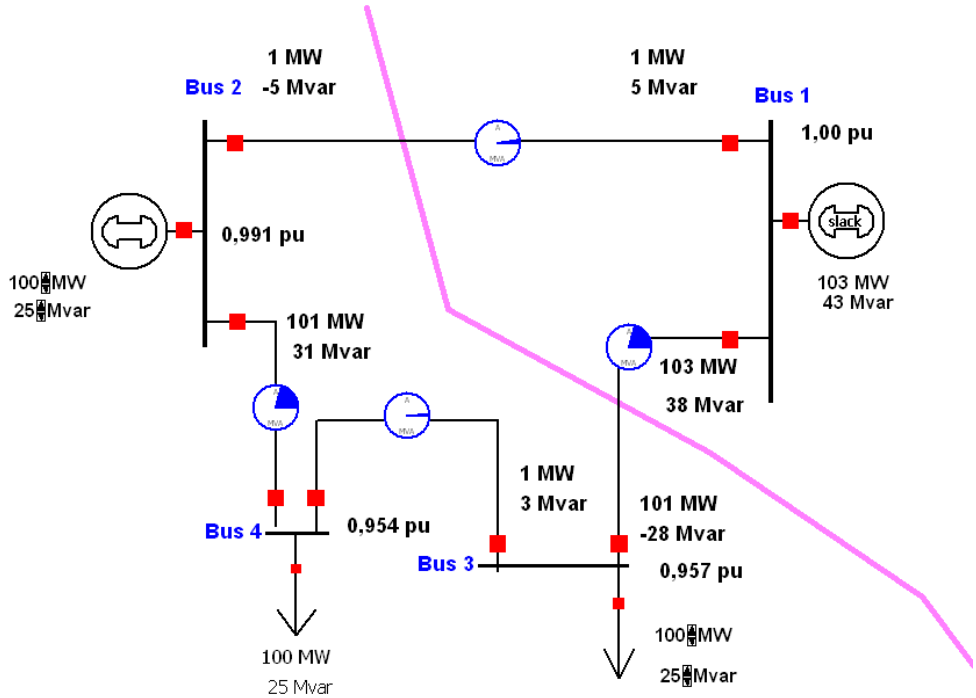


DADOS DOS GERADORES E CARGAS													
Barras	Tensão Nominal [kV]	Tensão de Operação [PU]	Ângulo (grau)	Potência Ativa da Carga [MW]	Potência Reativa da Carga [Mvar]	Potência Ativa do Gerador [MW]	Potência Reativa do Gerador [Mvar]	Mín. MW do Gerador	Máx. MW do Gerador	Mín. Mvar do Gerador	Máx. Mvar do Gerador	Área	Fator de Particip.
1	138	1,00	0,00			101,57	10,42	0	400	0	0	2	1
2	138	0,98	-5,86	100	0							1	1

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO							
Itens	Da Barra	Para Barra	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA
LT1	1	2	0,03	0,20	0,00	100,00	1000,00
LT2	1	3	0,03	0,20	0,00	100,00	1000,00

Sistema 2 barras			
Barras	Razão das imp. no ponto Limite	RTh[pu]	XTh[pu]
Barra 2	0,7076	0,0150	0,1000

SIMULAÇÃO #2– Sistema 4 Barras



DADOS DOS GERADORES E CARGAS													
Barras	Tensão Nominal [kV]	Tensão de Operação [PU]	Ângulo (grau)	Potência Ativa da Carga [MW]	Potência Reativa da Carga [Mvar]	Potência Ativa do Gerador [MW]	Potência Reativa do Gerador [Mvar]	Min. MW do Gerador	Máx. MW do Gerador	Min. Mvar do Gerador	Máx. Mvar do Gerador	Área	Fator de Particip.
1	345	1,00	0,00	0	0	103,49	43,42	0	1000	-99999	99999	2	1
2	345	0,99	0,02			100,00	25,27	26	800	-9900	9900	1	1
3	345	0,96	-4,58	100	25							1	1
4	345	0,95	-4,59	100	25							1	1

DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO							
Itens	Da Barra	Para Barra	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA
LT1	1	2	0,03	0,16	0,00	250,00	9999,00
LT2	1	3	0,02	0,08	0,00	500,00	9999,00
LT3	2	4	0,02	0,08	0,00	500,00	9999,00
LT4	4	3	0,02	0,08	0,00	500,00	600,00

Sistema 4 barras			
Barras	Razão das imp. no ponto Limite	RTh[pu]	XTh[pu]
Barra 3	0,6589	0,0137	0,0654
Barra 4	0,6477	0,0428	0,0491