

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO TECNOLÓGICO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE E NO DOMÍNIO DO
TEMPO PARA DETECÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE
PROBLEMAS DE CONTROLE DE TENSÃO**

Autor: Júlio César Roma Buzar

São Luís
Novembro / 2003

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE E NO DOMÍNIO DO
TEMPO PARA DETECÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE
PROBLEMAS DE CONTROLE DE TENSÃO**

Dissertação submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como
parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica

Autor: Júlio César Roma Buzar

São Luís
Novembro / 2003

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE E NO DOMÍNIO DO
TEMPO PARA DETECÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE
PROBLEMAS DE CONTROLE DE TENSÃO**

JÚLIO CÉSAR ROMA BUZAR

Dissertação aprovada em novembro de 2003

Professor Dr. José Eduardo Onoda Pessanha
(Orientador)
UFMa

Professor Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
(Membro da Banca Examinadora)
UNESP

Professor Ph. D. Ricardo B. Prada
(Membro da Banca Examinadora)
PUC-RJ

Buzar, Júlio César Roma.

Análise em Regime Permanente e no Domínio do Tempo Para Detecção e Visualização de Problemas de Controle de Tensão. /

Júlio César Roma Buzar – São Luis, Novembro 2003.

(90) f.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, 2003.

1. Energia Elétrica – Controle de Tensão, I. Título.

CDU

**ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE E NO DOMÍNIO DO
TEMPO PARA DETECÇÃO E VISUALIZAÇÃO DE
PROBLEMAS DE CONTROLE DE TENSÃO**

MESTRADO

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

JÚLIO CÉSAR ROMA BUZAR

ORIENTADOR: Dr. JOSÉ EDUARDO ONODA PESSANHA

Programa de Pós - Graduação
em Engenharia de Eletricidade da
Universidade Federal do Maranhão

*Dedico este trabalho
A toda minha família e amigos, em especial
Ao meu pai Jamil Buzar que deixou muitas saudades.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, que permitiu alcançar meus objetivos.

A minha mãe, Rita Roma Buzar pela sua dedicação, incentivo e amor, ela a principal incentivadora de meus estudos.

À minha mulher, Val e minhas filhas: Nathália, Juliana, Júlia e Ritinha pelo amor, carinho e compreensão durante a realização do curso de pós-graduação.

Aos Professores José Eduardo Onoda Pessanha, Vicente Leonardo Paucar Casas, Osvaldo R. Saavedra Mendez e Maria da Guia da Silva pela orientação, apoio, incentivo e amizade, que foram de grande importância para o sucesso deste trabalho.

Aos meus amigos, Alex Ricardo e Rosa Filho pela ajuda, que foi de suma importância para conclusão deste trabalho.

Aos meus gerentes, em particular José de Ribamar Lobato Santana e Mauro Luís Aquino dos Santos, pelo apoio, confiança e liberação para realização deste curso.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia baseada em simulações computacionais, usando técnicas de regime permanente e no domínio do tempo, para investigar problemas de controle de tensão em sistemas de energia elétrica. As técnicas em regime permanente usam modelos convencionais de fluxo de carga para montagem da curva V-Q. Já nas simulações no domínio do tempo são usados modelos convencionais de estabilidade transitória angular para reproduzir em detalhes o fenômeno, e validar os resultados obtidos em regime permanente. A metodologia é testada numa ocorrência do dia 10 de outubro de 2002 no sistema interligado Norte/Nordeste, enfatizando as conseqüências no sistema Norte, em particular no sistema de transmissão de energia elétrica do estado do Maranhão, operado pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte.

Os resultados das investigações revelam que os eventos provocam problemas de controle de tensão na área investigada e que o corte de carga, ação de controle executada, resulta numa condição de operação estável. Por outro lado, como ilustração, testa-se uma ação de controle através de bancos de capacitores numa condição de instabilidade de tensão. Em regime permanente, os resultados mostram uma redução no nível de tensão da barra, enquanto que no domínio do tempo mostram um aumento no nível de tensão.

Antes deste trabalho, nenhuma análise investigativa de problemas de controle de tensão no sistema de alta tensão de energia elétrica do estado do Maranhão tinha sido realizada.

ABSTRACT

This work presents a methodology to investigate high voltage control problems in electrical power systems based on steady state and time domain computer simulations. The steady state analyses determine the V-Q curves using conventional power flow models. Time domain simulation uses conventional transient stability models to reproduce the phenomenon in details and to validate steady state results. This methodology is tested in the October 10th events with particular interest in the state of Maranhão power system behavior.

The results reveal that the events cause voltage control problems in the area under investigation and the load shedding, the control action taken at that time, results in a stable operation condition. On the other hand, as an illustrative case, it is tested an alternative control action using shunt capacitors under an unstable operation condition. The steady state simulation shows that this control action reduces the bus voltage level, whilst time domain simulation shows that these control actions raise the bus voltage level.

Before this work, no proper investigation had been carried out to investigate voltage control problems in the state of Maranhão high voltage power system.

SUMÁRIO

Lista de Tabelas.....	vi
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Abreviaturas e Símbolos.....	ix

CAPÍTULO 1 APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução.....	1
1.2 Motivação.....	2
1.3 Objetivos.....	4
1.4 Perfil da Empresa.....	5
1.5 Breve Histórico.....	7
1.6 Estrutura do Trabalho.....	8

CAPÍTULO 2 ESTABILIDADE DE TENSÃO: ASPECTOS CONCEITUAIS

2.1 Introdução.....	9
2.2 Estabilidade de Tensão.....	9
2.2.1 Períodos de Tempo.....	10
2.2.2 Análise do Fenômeno da Estabilidade de Tensão.....	12
2.3 Colapso de Tensão.....	13
2.3.1 Típicas Situações de Colapso de Tensão.....	13
2.3.2 Modelagem.....	14
2.4 Metodologias de Análise.....	15

CAPÍTULO 3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Introdução.....	22
3.2 Análise do Fenômeno da Estabilidade de Tensão.....	22
3.3 A Metodologia.....	25
3.3.1 Os Programas Seleccionados.....	26
3.3.2 Aplicação Simplificada da Metodologia Proposta.....	27

CAPÍTULO 4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

4.1 Introdução.....	33
4.2 Estrutura Básica do Sistema ELN-Ma.....	33
4.2.1 Descrição da Perturbação [3].....	35
4.2.2 Situação do Sistema Elétrico Antes da Perturbação.....	39
4.3 Os Arquivos de Dados.....	40
4.4 Simulações Computacionais.....	42

CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	66
---	-----------

APÊNDICES	70
A Diagrama Unifilar	71
B Demonstrativo de Ocorrência do Mês de Outubro na Barra de 230kV da SE S. Luís II.....	73
C Modelos dos Geradores do Sistema Norte.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	88

LISTA DE TABELAS

2.1	Programas Computacionais Usados pela Força Tarefa.....	16
3.1	Valores de tensão (amplitude e fase) - barra 2.....	28
4.1	Informações sobre o fluxo de potência ativa.....	42
4.2	Informações sobre as simulações computacionais.....	46
4.3	Valores dos fluxos de potência ativa antes da perturbação.....	47
4.4	(a) – Nível de tensão da barra de 230 kV da SE São Luís II.....	48
4.4	(b) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE São Luís II.....	48
4.4	(c) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE P. Dutra.....	48
4.4	(d) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE Imperatriz.....	48
4.5	Potência em MW consumida por cada sala de cubas.....	49
4.6	(a) – Limites da barra de 13,8 kV da UTE São Luís II (1 CS).....	52
4.6	(b) – Limites da barra de 13,8 kV da SE P. Dutra (2 CSs).....	52
4.6	(c) – Limites da barra de 13,8 kV da SE Imperatriz (2 CSs).....	52
4.7	Detalhamento da seqüência de eventos simulados no ANATEM.....	56
4.8	Valores em pu da tensão.....	63

LISTA DE FIGURAS

1.1 Sistema ELN-Ma simplificado (Linhas de 500 e 230 kV).....	3
2.1 Típica Curva (P – V).....	17
2.2 Típica Curva (V - Q).....	18
3.1 Simples sistema teste.....	27
3.2 Curva V-Q correspondente ao compensador síncrono da barra 2.....	29
3.3 (a) Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar Ponto de operação na região estável e carga tipo impedância constante.....	31
3.3 (b) Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar Ponto de operação na região instável e carga tipo impedância constante.....	31
3.3 (c) Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar ponto de operação na região estável e carga tipo potência constante.....	32
3.3 (d) Comportamento dinâmico da tensão imposto pelo programa ANATEM ponto de operação na região instável e carga tipo potência constante.....	32
4.1 Sistema ELN-Ma simplificado.....	34
4.2 Composição das cargas supridas pelo sistema ELN-Ma.....	34
4.3 Diagrama unifilar do sistema interligado Norte/Nordeste – 500 kV.....	36
4.4 Registros do oscilógrafo no sistema ELN-Ma.....	37
4.5 Registros do oscilógrafo instalado na SE São Luís II - próxima da Alumar.....	38
4.6 Perfil dos níveis de carga do Sistema Norte (Previsão).....	41
4.7 (a) Configuração inicial do SIN antes da perturbação.....	41
4.7 (b) Configuração final do SIN após a perturbação.....	41
4.8 (a) Diagrama unifilar do sistema de 500 kV – Maranhão.....	45
4.8 (b) Comparação do perfil de tensão entre o sistema completo e o reduzido.....	45
4.9 Perfil de tensão de barras de interesse do sistema ELN-Ma	47
4.10 (a) Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da UTE São Luís II.....	51
4.10 (b) Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da SE P. Dutra.....	51
4.10 (c) Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da SE Imperatriz.....	51
4.11 (a) Curvas V-Q da barra de 230 kV da SE São Luís II.....	54
4.11 (b) Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da UTE São Luís II.....	54

4.12	Comportamento da tensão durante os três primeiros segundos Barra de 230 kV da ALUMAR.....	56
4.13 (a)	Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos na Barra de 230 kV da SE São Luís II.....	58
4.13 (b)	Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos na Barra de 500 kV da SE São Luís II.....	58
4.13 (c)	Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos na Barra de 500 kV da SE P. Dutra.....	59
4.13 (d)	Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos na Barra de 500 kV da SE Imperatriz.....	59
4.14 (a)	Fluxo de potência ativa na interligação Norte / Sul.....	60
4.14 (b)	Fluxo de potência ativa nas interligações Norte / Nordeste.....	60
4.15 (a)	Fluxo de potência reativa do compensador síncrono da UTE São Luís II barra de 13,8 kV.....	62
4.15 (b)	Fluxo de potência reativa total dos compensadores síncronos da SE P. Dutra barra de 13,8 kV.....	62
4.16 (a)	Potência elétrica gerada pelas máquinas da Usina de Tucuruí.....	64
4.16 (b)	Ângulo do rotor de máquinas da Usina de Tucuruí em relação as máquinas da Usina de Paulo Afonso.....	64
4.17	Comportamento dinâmico da tensão na barra 230 kV SE São Luís II caso 04.....	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMAO	(Eletronorte) Divisão de Operação de São Luís Ma
COL	(Eletronorte) Centro de Operações Local de São Luís Ma
EAT	Extra Alta Tensão
ELN-Ma	Eletronorte Maranhão
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
LT	Linha de Transmissão de Energia Elétrica
OXL	Limitador de Sobreexcitação
SE	Subestação de Eletricidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica
ULTC	Comutador Automático de Tapes em Carga
UTE	Usina Termelétrica

CAPÍTULO 1

APRESENTAÇÃO

1.1 Introdução

Desde as últimas décadas do século passado, o fenômeno da estabilidade de tensão tem merecido atenção especial por parte de pesquisadores e engenheiros de diferentes países devido ao grande número de incidentes registrados, inclusive no Brasil, sob forma de colapso parcial ou total de tensão (blecautes). Desde as primeiras manifestações deste fenômeno, várias metodologias de análise foram, e ainda têm sido desenvolvidas / adaptadas e testadas com sucesso em sistemas reais, tanto na fase de planejamento quanto na de operação, inclusive em tempo real [1].

Apesar da disponibilidade de ferramentas eficientes para auxiliar nas investigações da estabilidade de tensão, certos “mistérios” relacionados ao fenômeno, como, por exemplo, a incerteza sobre os mecanismos inerentes às regiões de instabilidade de controle de tensão, ainda tem mantido este fenômeno sob investigação. Estudos teóricos e computacionais com sistemas de pequeno porte mostram que, se pontos de operação de barras de tensão controlada e / ou com cargas dinâmicas (motores de indução / síncronos, controladas por termostatos, etc.) estiverem localizados nessas regiões de instabilidade, seja numa condição de pré ou pós-distúrbio, não se pode garantir a eficiência do controle dos níveis de tensão. Os sistemas de controle podem não responder de forma adequada a um distúrbio qualquer, deteriorando ainda mais a condição de operação, podendo levar o sistema elétrico ao colapso parcial ou total de tensão num período de tempo muito curto (instabilidade transitória de tensão). Estes estudos também mostram que, para certas condições de operação, mesmo com uma ampla capacidade de controle e com os níveis de tensão dentro de uma faixa normal de operação, uma simples operação de chaveamento de bancos de capacitores, ou de reatores, por exemplo, pode originar uma condição de instabilidade transitória de tensão levando o sistema ao colapso. Estas condições de instabilidade de controle de tensão podem influenciar de forma significativa o dia-a-dia da operação dos sistemas de energia elétrica. Operações de manobra consideradas rotineiras, como as citadas anteriormente, podem apresentar resultados

inesperados onde os operadores do centro de controle podem se deparar com situações novas e inesperadas do tipo “isto nunca aconteceu” ou “isto não deveria acontecer”. Portanto, um conhecimento prévio sobre a provável “direção” das ações de controle e seus possíveis efeitos pode evitar o colapso de tensão[2].

Os efeitos reversos das ações de controle geralmente ocorrem nos sistemas elétricos onde as linhas de transmissão que operavam extremamente carregadas tiveram sua capacidade de transmissão de potência aumentada através da instalação de bancos de capacitores em pontos estratégicos. A instalação de bancos de capacitores é uma alternativa viável tanto economicamente quanto tecnicamente para aumentar a capacidade de transmissão de potência quando restrições econômicas e ambientais dificultam a construção, ou expansão, de novas linhas de transmissão. Os sistemas de energia elétrica passaram então a operar extremamente carregados e compensados, sujeitos a condições de instabilidade de controle de tensão, e conseqüentemente com problemas de estabilidade de tensão.

1.2 Motivação

Este item apresenta uma descrição resumida dos eventos ocorridos em outubro de 2002 nos sistemas interligados Norte/Nordeste, um dos fatores de motivação para a elaboração deste trabalho de pesquisa. As informações apresentadas foram obtidas a partir de comunicação privada com engenheiros do centro de controle do sistema Eletronorte-Ma (ELN-Ma) e do Consórcio de Alumínio do Maranhão (ALUMAR), ambos localizados na cidade de São Luís, sendo a ALUMAR um dos maiores complexos de produção de alumínio e alumina do mundo (<http://www.alumar.com.br/empresa.asp>), e de um relatório elaborado pelo Operador Nacional do Sistema – ONS [3].

Em 10 de outubro de 2002, uma sequência de eventos resultou numa condição de operação do sistema ELN-Ma (sistema Norte) considerada anormal pelos operadores do centro de controle localizado na cidade de São Luís. Esta anormalidade estava relacionada com os níveis de tensão que, devido as ações dos sistemas de proteção que retiravam linhas e cortavam cargas de acordo com uma estratégia pré-estabelecida, oscilavam entre condições de sobretensão e subtensão. Numa dessas excursões, um colapso parcial transitório de tensão foi registrado no barramento principal do complexo industrial ALUMAR, através de registradores instalados em pontos estratégicos da indústria. Os níveis de tensão atingiram valores muito baixos para uma operação normal, durante um período de tempo

suficientemente longo para que os sistemas de proteção atuassem e cortassem sequencialmente as cargas da indústria. Os problemas de tensão também atingiram os demais consumidores da cidade de São Luís, mas as ações de controle executadas apresentaram o efeito esperado evitando-se um colapso total de tensão. Uma descrição mais detalhada desta ocorrência está presente no Capítulo 4.

A origem dessa sequência de eventos foi no sistema Nordeste (CHESF), resultando na perda da interligação dos sistemas Norte/Nordeste com a abertura de duas linhas de transmissão de 500 kV. A Figura 1 ilustra de forma simplificada (apenas as linhas de 500 kV) o sistema ELN-Ma e as linhas de interligação com o sistema Nordeste. Apesar de geograficamente o estado do Maranhão pertencer a região Nordeste, em termos de energia elétrica pertence ao sistema Norte.



Figura 1.1 Sistema ELN-Ma simplificado (Linhas de 500 e 230 kV).

Após esses eventos, outras condições anormais de operação foram observadas durante um determinado período, condições essas não gravadas pelo centro de controle de São Luís devido a indisponibilidade de recursos para este fim. Este comportamento é um indicativo de uma alta sensibilidade do sistema ELN-Ma para variações nas condições de

operação do sistema Nordeste. Antes desses incidentes, nenhum tipo de análise preventiva, ou mesmo investigativa tinha sido realizada pelo pessoal local, sendo este também mais um fator de motivação para a elaboração deste trabalho.

1.3 Objetivos

Em função do caráter emergencial em se investigar as ocorrências no sistema ELN-Ma do dia 10 de outubro, antes que o pior acontecesse (colapso total de tensão), este trabalho de pesquisa tem por objetivo principal implementar, testar e validar uma metodologia para ser usada nos estudos de problemas de controle/estabilidade de tensão que seja compatível com os recursos computacionais disponíveis. Uma vez comprovada a viabilidade dos programas disponíveis, tanto no aspecto técnico quanto no administrativo (permissão para uso), a metodologia poderá ser empregada pela concessionária como suporte no planejamento e na operação contra riscos de colapso de tensão. Para atender ao requisito mencionado anteriormente, se faz necessário avaliar a compatibilidade dos programas computacionais disponíveis com a metodologia proposta e, de acordo com o resultado da avaliação, fornecer informações para modificar os programas e adaptá-los conforme as necessidades.

A metodologia proposta usa análise em regime permanente para detectar problemas de controle de tensão através da curva V-Q, e análise no domínio do tempo para visualizar as dinâmicas de variáveis de interesse (p.ex: tensão e corrente de campo dos geradores síncronos, ângulo das máquinas síncronas, níveis de tensão em barras controladas por transformadores de tape variável, níveis de tensão em barras de carga, etc.). Note que as condições iniciais usadas nas análises no domínio do tempo são obtidas nas análises em regime permanente, e a partir da curva V-Q é possível incluir os piores casos em termos de estabilidade de controle de tensão.

Metodologias que usam de forma conjunta técnicas em regime permanente e no domínio do tempo para investigar problemas de estabilidade de tensão têm sido aplicadas em sistemas simples [2], e em sistemas de energia elétrica reais [4, 5, 6]. Em [2], por exemplo, a análise em regime-permanente é feita usando-se a ferramenta analítica proposta em [1] para localizar o ponto de operação em termos de região estabilidade de controle de tensão. Em seguida, para visualizar possíveis situações de colapso parcial ou total de tensão, são realizadas análises no domínio do tempo usando-se como condições iniciais de operação os resultados obtidos nas análises em regime permanente.

Espera-se, portanto, com a implementação da metodologia proposta ser possível:

- identificar as barras onde as ações de controle podem apresentar o efeito esperado;
- identificar as barras onde as ações de controle podem não apresentar o efeito esperado;
- fornecer informações para desenvolver estratégias de controle para evitar ou reverter situações de risco;
- ajudar na análise *post-mortem* de uma condição de operação anormal do tipo “isto nunca aconteceu” ou do tipo “isto não deveria acontecer” que resultou em colapso parcial ou total de tensão;
- elaborar estratégias de apoio no processo de restauração/reconfiguração do sistema;
- alertar sobre o risco dos efeitos reversos das ações de controle;
- identificar as dinâmicas envolvidas nos cenários investigados.

A metodologia proposta poderá, de acordo com necessidades verificadas no dia-a-dia da operação, sofrer modificações para melhorar a precisão dos resultados, aumentar a eficiência computacional, etc. Destaca-se aqui, mais uma vez, o aspecto emergencial em se investigar os problemas de controle/estabilidade de tensão que se manifestaram, e que podem voltar a se manifestar no sistema ELN-Ma. Devido a necessidade imediata em se investigar esses problemas para desenvolver ações preventivas e corretivas, uma das características da metodologia proposta é uma combinação de eficiência e simplicidade, sem comprometer os resultados obtidos. Também, não é objetivo do presente trabalho comparar técnicas disponíveis na literatura especializada com as técnicas aqui usadas, mas desenvolver uma metodologia com técnicas que satisfassam as necessidades atuais e sejam compatíveis com os recursos computacionais disponíveis no centro de controle da ELN em São Luís e no laboratório de simulação computacional do Grupo de Sistemas de Potência da Universidade Federal do Maranhão.

1.4 Perfil da Empresa

As Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, é uma empresa concessionária de serviços públicos de energia elétrica constituída por escritura pública em 20 de junho de 1973, suprindo energia elétrica aos seus clientes, além de fomentar o desenvolvimento da Região Norte. A área de atuação da Eletronorte caracterizada pela Amazônia Legal se constitui dos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato

Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. No Estado do Maranhão, a empresa começou a atuar em 1983 quando absorveu as instalações da CHESF no Estado.

O departamento responsável pelas operações da Eletronorte no Maranhão é denominado Regional de Transmissão do Maranhão (CMA). A Divisão de Operação de São Luís (CMAO) é um órgão da Regional de Transmissão do Maranhão, contratada como prestadora de serviço do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e supervisão da operação do sistema elétrico brasileiro. A CMAO é remunerada pelas funções de operadora da rede de Transmissão básica de energia dos Estados do Maranhão e Tocantins. O ONS se refere a CMAO como sendo o Centro de Operação Local de São Luís (COL-SL).

Nos Estados do Maranhão e do Tocantins, a CMAO é responsável pela supervisão e controle do sistema elétrico para assegurar o suprimento de energia às empresas distribuidoras estaduais e aos grandes consumidores industriais. A CMAO também tem como atribuições o controle do sistema elétrico a fim de garantir que seja cumprida a programação de intercâmbio de energia com as empresas Furnas Centrais Elétricas e CHESF, através das interligações nas subestações de Miracema (TO) e Presidente Dutra (MA), respectivamente.

A CMAO atua de maneira a coordenar as ações executadas nas instalações distribuidoras de energia abaixo listadas:

- SE Porto Franco (MA) – 230/138/69kV – 166 MVA
- SE Imperatriz (MA) – 500/230/69/13.8kV – 600 MVA
- SE Presidente Dutra (MA) – 500/230/69/13.8kV – 300 MVA
- SE Peritoró (MA) – 230/69/13.8kV – 100 MVA
- SE Miranda II (MA) – 230/138/13.8kV – 300 MVA
- SE Coelho Neto (MA) - 230/69kV - 50 MVA
- SE São Luís II (MA) – 500/230/13.8kV – 1800 MVA
- SE São Luís I (MA) – 230/69/13.8kV – 333,3 MVA
- SE Colinas (TO) – 500kV
- SE Miracema (TO) – 500/138kV - 225 MVA

1.5 Breve Histórico

Este item apresenta a ordem cronológica da seqüência de energização do sistema ELN-Ma, bem como a seqüência de implementação dos principais sistemas de controle (proteção).

- 1) Maio de 1981 - energizado o circuito de 500 kV Boa Esperança - Imperatriz em 69 kV para eliminar o racionamento na cidade de Imperatriz
- 2) Dezembro de 1981 – o trecho Boa Esperança - Imperatriz energizado definitivamente ao nível de tensão de 500 kV.
- 3) Junho de 1982 - energizado o trecho Tucuruí - Imperatriz ao nível de tensão de 500 kV.
- 4) Dezembro de 1982 - energizado o circuito Tucuruí - Vila do Conde em 500 kV, atendendo desta forma as cargas do Pará.
- 5) Julho de 1984 - energizado o circuito de 500 kV P. Dutra - São Luís II.
- 6) Novembro de 1984 - inaugurada a primeira fase de Tucuruí, interligando os sistemas elétricos Norte e Nordeste.
- 7) Em 1986 foi energizado o segundo circuito de P. Dutra - São Luís II em 500 kV
- 8) Fevereiro de 1988 - energizado o segundo circuito de 500 kV Tucuruí - Imperatriz, aumentando portanto a capacidade de transmissão do sistema Norte para atender as cargas do consumidor Alumar e de intercâmbio com o sistema Nordeste.
- 9) A partir de 1987, com a interligação dos sistemas Norte/Nordeste, a área Norte passou a apresentar problemas de instabilidade angular, fato que levou a empresa a optar por instalação da proteção para perda de sincronismo na subestação de P. Dutra (500 kV). Em seguida, foram implantados os primeiros ERAC (esquema regional de alívio de carga) por subfrequência nas barras de cargas da Alumar.
- 10) Em 1988 foram instalados os primeiros esquemas de controle de emergência ECE (esquema de controle de emergência) para o controle de tensão em P. Dutra.
- 11) Em 1999 os sistemas Norte/Nordeste foram interligados com os sistemas Sul / Sudeste através de uma linha de transmissão que opera em 500 kV, e com uma extensão de 1020 km ligando a cidade de Imperatriz (Maranhão) com a subestação de Serra da Mesa, no estado de Goiás. Esta linha, devido a sua extensão, contém compensação de potência reativa série (capacitores) e shunt (reatores), e um sistema para amortecer as oscilações eletromecânicas entre os sistemas Norte e Sul através de capacitores série controlados a tiristores (TCSC - Thyristor Controlled Serie Capacitor). Um TCSC está localizado em

Serra da Mesa (Goiás) e o outro em Imperatriz (Maranhão). Para esta linha, está prevista em projeto uma capacidade de transmissão de potência de até 1300 MW, para qualquer sentido.

1.6 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

Capítulo 1 – APRESENTAÇÃO; são apresentados os eventos e as razões que motivaram a elaboração deste trabalho, os objetivos desejados e informações sobre a Eletronorte S.A.

- Capítulo 2 – ESTABILIDADE DE TENSÃO: ASPECTOS CONCEITUAIS; são apresentados aspectos conceituais sobre o fenômeno da estabilidade de tensão.
- Capítulo 3 – METODOLOGIA PROPOSTA; são apresentadas algumas técnicas de análise do fenômeno da estabilidade de tensão disponíveis na literatura especializada, incluindo as usadas no presente trabalho.
- Capítulo 4 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA; aplicação da metodologia proposta no sistema ELN-Ma, reprodução dos eventos ocorridos no dia 10 de outubro de 2002 e de outros possíveis eventos.
- Capítulo 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES; destaque para as conclusões mais relevantes e recomendações para futuros trabalhos.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDADE DE TENSÃO: ASPECTOS CONCEITUAIS

2.1 Introdução

O aumento do número de sistemas interligados por razões econômicas e operacionais, a extensiva utilização de equipamentos de compensação, de controle e de proteção, e o aumento de operações em condições estressadas, fizeram surgir diferentes formas de problemas de estabilidade nos sistemas elétricos de potência. O surgimento desses novos problemas resultou na necessidade de rever definições e classificações de estabilidade, principalmente para [7]:

- Planejar e operar de forma segura e confiável os complexos sistemas atuais; e
- Desenvolver e aplicar técnicas de análise.

O problema da estabilidade de tensão, fenômeno de interesse deste trabalho, está geralmente associado com um declínio lento e gradual dos níveis de tensão em resposta a contingências no sistema elétrico. O colapso de tensão é a forma final desta condição anormal de operação e geralmente dura poucos segundos, sem que nada possa ser feito. O presente capítulo introduz conceitos teóricos sobre o fenômeno da estabilidade de tensão e sobre a sua pior consequência, o colapso de tensão.

2.2 Estabilidade de Tensão

Problemas de estabilidade de tensão resultam, geralmente, da ação de certos dispositivos de controle (próximos aos centros de carga), como por exemplo, os transformadores de tape variável (ULTCs) e os reguladores de tensão dos sistemas de distribuição. O transformador de tape variável atua em resposta a um distúrbio qualquer para restabelecer a tensão na barra regulada para níveis pré-estabelecidos (iguais ou próximos aos níveis pré-distúrbio). Se o distúrbio resultar, por exemplo, numa queda de tensão na barra regulada, o transformador de tape variável atua com o objetivo de aumentá-la. Por

conseqüência, os níveis das cargas dependentes da tensão associadas à barra regulada também são recuperados, aumentando o carregamento do sistema resultando em novas quedas de tensão [8].

O cenário descrito acima caracteriza uma condição de instabilidade de tensão onde a troca de tapetes reduz os níveis de tensão ao invés de aumentá-los. Os recursos disponíveis nos sistemas de transmissão e de geração podem não ser capazes de suprir a recuperação da carga, e as subseqüentes trocas de tapetes podem deteriorar a condição de operação ainda mais. A interação entre o ULTC e a carga pode resultar numa condição de operação estável com níveis de tensão reduzidos (ULTC no limite não havendo mais troca de tapetes) caracterizando o colapso parcial de tensão. Caso os níveis de tensão sejam muito baixos para uma operação segura, sistemas de proteção atuam isolando a área afetada, resultando neste caso no colapso total de tensão (blecaute). Logo, o colapso de tensão (parcial ou total) é o resultado de uma seqüência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão. É importante destacar que, quedas progressivas de tensão podem também estar associadas com a perda de sincronismo entre as máquinas. Contudo, podem ocorrer situações de instabilidade de tensão onde o comportamento das máquinas síncronas é estável [9].

Instabilidade de tensão nem sempre ocorre isoladamente. Em algumas situações, instabilidade angular e de tensão são problemas relacionados um com o outro, onde uma distinção entre estes fenômenos pode não estar aparente. Entretanto, é importante distinguir estas formas de estabilidade a fim de compreender e destacar as causas e conseqüências do problema para desenvolver medidas preventivas / corretivas eficientes.

2.2.1 Períodos de Tempo

Os fenômenos descritos podem ocorrer em diferentes escalas de tempo, variando desde unidades de segundos até várias horas. Estas escalas de tempo estão associadas aos equipamentos e dispositivos de controle que atuam antes, e durante o processo de colapso de tensão. A primeira faixa de tempo é classificada como transitória, similar ao período de tempo da estabilidade transitória angular, até dez segundos para sistemas de grande porte. Acima desta faixa, os períodos de tempo dos fenômenos de tensão são classificados com sendo de longo-termo [11]. Transitórios eletromagnéticos em linhas de transmissão, bem como componentes cc de transitórios de freqüência, são fenômenos muito rápidos para serem

considerados nos estudos de colapso de tensão. A seguir, são apresentadas definições relevantes sobre as escalas de tempo e os fenômenos [9].

Estabilidade de Tensão de Longo-Termo

Envolve distúrbios severos e / ou variações na carga ou na potência transferida. Instabilidade de tensão pode envolver uma lenta recuperação dos níveis de tensão e de carga através da ação de ULTCs, recuperação do nível de carga através do sistema de controle (termostatos), ação dos limitadores de sobre-excitação (OXLs), compensadores síncronos e / ou estáticos atingindo seus limites de corrente. Ações manuais executadas pelos operadores ou pelos consumidores também são aspectos importantes. O período de tempo deste tipo de instabilidade de tensão é geralmente de 0,5 - 30 minutos.

Apesar de ser um fenômeno dinâmico, estabilidade de tensão de longo-termo pode ser analisada através de modelos de regime-permanente (equações-algébricas) [7, 9]. As dinâmicas rápidas são modeladas por suas equações de equilíbrio [12].

Estabilidade Transitória de Tensão

Envolve um distúrbio severo como, por exemplo: curto-circuito seguido de abertura de linha(s) de transmissão, cargas como os motores de indução ou conversores de corrente contínua que respondem rapidamente ao distúrbio, na faixa de tempo de resposta de dispositivos de controle como dos reguladores de tensão dos geradores e dos compensadores estáticos. Tanto os motores de indução quanto os conversores de corrente contínua podem estar fortemente compensados através de bancos de capacitores shunt. O período de tempo desta forma de estabilidade de tensão é de vários segundos, similar ao período de tempo da estabilidade transitória angular.

Para grandes distúrbios, o único método prático de análise de condições de estabilidade é a simulação no domínio do tempo [7, 9]. A estabilidade de um sistema elétrico de potência é avaliada através dos resultados da simulação. As referências [7, 13] associam estabilidade com desempenho aceitável. Esta associação é questionada em [8] uma vez que desempenho aceitável, que é diferente de estabilidade, é determinado através de comparações entre os resultados das simulações e critérios de desempenho.

2.2.2 Análise do Fenômeno da Estabilidade de Tensão

A análise de estabilidade de tensão de um sistema elétrico envolve os seguintes aspectos [14]:

a) Proximidade para a instabilidade de tensão: Qual a proximidade do sistema para a instabilidade de tensão?

A distância para a instabilidade pode ser medida em termos de níveis de carga e de reserva de potência reativa. A medida mais apropriada para uma dada situação depende das características do sistema e do objetivo para utilização das margens disponíveis de potência ativa e reativa. Deve-se considerar possíveis contingências como saída de linhas, perda de geração ou de fontes de potência reativa.

b) Mecanismo de instabilidade de tensão: Como e por que ocorre instabilidade? Quais são os fatores que mais contribuem para situações de instabilidade? Quais são as áreas mais prováveis de ocorrer instabilidade? Quais as medidas mais eficientes para melhorar a estabilidade de tensão?

Simulações no domínio do tempo, incluindo modelos apropriados, detectam os eventos e registram o período de tempo que o sistema leva para entrar numa região de instabilidade. Entretanto, dependendo do algoritmo numérico usado, essas formas de simulação consomem muito tempo e não fornecem de imediato informações de sensibilidade e do grau de estabilidade.

As dinâmicas do sistema que influenciam a estabilidade de tensão geralmente são lentas. Portanto, muitos aspectos do problema podem ser analisados via métodos estáticos, os quais examinam a viabilidade do ponto de equilíbrio representado por uma condição de operação especificada. As técnicas de análise estática permitem investigar uma ampla faixa de condições do sistema e, se utilizado apropriadamente, é capaz de fornecer muitas informações sobre a natureza do problema e identificar os fatores que mais influenciam. Análise dinâmica, por outro lado, é útil para estudos detalhados de situações específicas de colapso, verificação da coordenação dos sistemas de controle e de proteção e para testar medidas corretivas. Simulações dinâmicas também investigam se, e como, o ponto de equilíbrio em regime permanente é atingido.

2.3 Colapso de Tensão

Colapso de tensão é o processo cuja seqüência de eventos subsequentes a instabilidade de tensão resulta em níveis de tensão baixos e inaceitáveis em grande parte do sistema elétrico. O colapso de tensão pode se manifestar de diferentes formas. Serão apresentadas a seguir algumas situações de colapso de tensão.

2.3.1 Típicas Situações de Colapso de Tensão

Quando um sistema elétrico de potência é submetido a um aumento repentino da demanda de potência reativa após uma contingência, esta demanda adicional é suprida pelas reservas de potência reativa dos geradores e dos compensadores. Existem geralmente reservas suficientes e o sistema se ajusta em níveis estáveis de tensão. Entretanto, é possível, devido a uma combinação de eventos, que a demanda extra de potência reativa leve o sistema ao colapso de tensão. Estas situações de colapso são [15]:

- O sistema elétrico está operando sob condições anormais com grandes unidades geradoras próximas aos centros de carga fora de serviço. Como resultado, algumas linhas EAT estarão fortemente carregadas e as fontes de potência reativa quase esgotadas.
- O evento inicial é a perda de uma linha fortemente carregada, resultando num carregamento adicional nas linhas adjacentes. Isto aumentaria as perdas reativas nas linhas, resultando numa grande demanda de potência reativa no sistema.
- Imediatamente após a perda da linha EAT, haveria uma redução considerável nos níveis de tensão nos centros de carga, devido a demanda extra de potência reativa. Isto causaria uma redução na carga, e a redução resultante no fluxo de potência através das linhas EAT teria um efeito estabilizador. Os reguladores de tensão dos geradores iriam, entretanto, restaurar rapidamente as tensões terminais através do controle da excitação. O fluxo de potência reativa adicional através das indutâncias associadas com os transformadores dos geradores e com as linhas de transmissão, iria causar um aumento na queda de tensão através de cada um destes elementos. Neste estágio, os geradores ainda estariam dentro de seus limites de capacidade PQ de saída, isto é, dentro dos limites de correntes de campo e de armadura. Os reguladores de velocidade estabilizariam a frequência reduzindo o MW de saída.
- A redução do nível de tensão EAT nos centros de carga refletiria no sistema de distribuição.

Os transformadores de tape variável (ULTC) das subestações restaurariam as tensões e a carga da área de distribuição para níveis pré-distúrbio, após 2 a 4 minutos aproximadamente. A cada operação de troca de tape, o aumento incremental da carga iria aumentar as perdas nas linhas, o que, de fato, aumentaria as quedas de tensão nos níveis EAT. Se a linha EAT estiver consideravelmente carregada, acima do SIL (impedância característica da linha), cada aumento de MVA no fluxo da linha causaria vários MVAr de perda.

- Como resultado, a cada operação de troca de tape, a potência reativa de saída dos geradores para o sistema aumentaria. Gradualmente, os geradores atingiriam seus limites de capacidade de potência reativa (imposto pela máxima corrente de campo possível) um a um. Quando o primeiro gerador atingir seu limite de corrente de campo, sua tensão terminal cai. Com a tensão terminal reduzida mas com a saída de MW fixa, a corrente no circuito da armadura aumentaria. Este fato pode limitar ainda mais a potência reativa de saída a fim de manter a corrente da armadura dentro de limites aceitáveis. Outros geradores tenderiam a suprir esta demanda reativa, resultando na sobrecarga de mais geradores. Com poucos geradores dispondo do controle automático da excitação, o sistema estaria muito mais vulnerável à instabilidade de tensão. Esta situação seria completada com a redução na eficiência dos compensadores shunt devido as baixas-tensões. O processo irá eventualmente levar o sistema ao colapso de tensão, resultando possivelmente na perda de sincronismo entre os geradores.

2.3.2 Modelagem

Baseado nas definições do fenômeno, nas características, e nos mecanismos que podem levar um sistema elétrico a uma situação de instabilidade / colapso de tensão, pode-se destacar alguns dispositivos que mais influenciam a estabilidade de tensão [7, 9, 16]:

- Geradores e seus controles de excitação - para análise de estabilidade de tensão, é necessário considerar as características limitadoras dos reguladores de tensão. Os limitadores de corrente de campo e de corrente de armadura devem ser representados de forma específica, ao invés de um valor fixo para o limite máximo de potência reativa de saída.
- Compensadores estáticos (CE) de MVAr - quando um compensador estático estiver operando dentro da margem normal de controle de tensão, este equipamento é capaz de manter a tensão na barra controlada de acordo com uma lógica de controle preestabelecida. Quando o CE estiver operando nos limites, este equipamento torna-se um simples capacitor ou reator. Este fato teria um efeito muito significativo na estabilidade de tensão uma vez que o

CE perderia sua capacidade de controlar o nível de tensão da barra regulada. Subseqüentes quedas de tensão reduziriam a potência reativa gerada pelo CE, deteriorando ainda mais a condição de operação.

- Cargas - as características das cargas podem ser críticas nas análises de estabilidade de tensão. Diferente dos programas convencionais de estabilidade transitória e dos programas convencionais de fluxo de carga, a representação expandida do sistema de subtransmissão nas áreas mais sujeitas a problemas de instabilidade pode ser necessária. Isto inclui o efeito da resposta da ação da troca de tapes dos transformadores, dos equipamentos de compensação de potência reativa e dos reguladores de tensão. É importante considerar a dependência das cargas com a tensão e com a frequência.
- Controle e proteção - incluem os dispositivos de controle e de proteção dos sistemas de geração e de transmissão. Proteção dos sistemas de excitação dos geradores, proteção contra sobrecorrente no circuito da armadura, proteção contra sobrecorrente no circuito de transmissão, sistemas de controle de bancos de capacitores e sistemas de corte de carga devido a baixas tensões são alguns exemplos destes dispositivos.

2.4 Metodologias de Análise

Não é objetivo uma abordagem crítica sobre as metodologias apresentadas neste item, mas sim obter informações que ajudem no aprimoramento da metodologia deste trabalho. A preocupação aqui é com o problema de estabilidade de controle de tensão, e não necessariamente com problemas de estabilidade de tensão causados por aumento de carga ou déficit de potência reativa. Informações julgadas pertinentes são inseridas no contexto a fim de esclarecer alguns pontos não abordados nas referências.

A Força Tarefa envolvida no projeto da referência [17] foi criada em Março de 1998 com o objetivo de estabelecer metodologias e definir critérios para estudos de estabilidade de tensão e reavaliar esquemas de corte de carga (manual e automático) devido a subtensão nos sistemas interligados Norte / Nordeste e Sul / Sudeste. Os programas computacionais usados pela Força Tarefa foram divididos em três grupos (estáticos, autovalores e autovetores e dinâmicos), conforme Tabela 2.1.

A referência [17] menciona o uso de análise estática para se obter margens de operação e índices de sensibilidade, seguida de análise modal para se determinar os

autovalores críticos, e finalmente a análise dinâmica para a visualização no domínio do tempo da seqüência dos eventos envolvidos no cenário de instabilidade de tensão.

Tabela 2.1 – Programas Computacionais Usados pela Força Tarefa

Identificação	Modelos	Objetivo(s)
ANAREDE / CEPEL	Algébricos	Determinar as curvas P - V e V - Q
H2FPO / CEPEL	Algébricos	Determinar as curvas P - V
FLUPOT/CEPEL	Algébricos	Determinar o carregamento máximo e mínimo para corte manual de carga na área Rio de Janeiro / Espírito Santo
LFLOW/FURNAS	Algébricos	Determinar as curvas P - V e as barra críticas através da técnica do vetor tangente
ESTABTEN/PUC-RJ	Algébricos	Análise de sensibilidade
VOLTSTAB/PACDYN/CEPEL	Autovalores e Autovetores	Análise modal do problema do fluxo de carga, identificação de modos de colapso de tensão, barras críticas (vetores de observabilidade) e pontos de reforço no sistema
ANATEM / CEPEL	Diferenciais	Simulações de médio termo no domínio do tempo

A análise estática abrange curvas P - V, V - Q e fluxo de potência ótimo. A curva P - V representa a máxima potência que pode chegar a uma determinada barra, ou área, sendo sua forma convencional ilustrada na Figura 2.1. Não é sempre que se consegue traçar a curva P - V como a ilustrada na Figura 2.1 devido, basicamente, a dois tipos de problemas [18]. Considere a equação para \mathbf{x} ,

$$f(\mathbf{x}) = 0 \quad (2.1)$$

usando método de Newton-Raphson a $i^{\text{ésima}}$ iteração é,

$$\mathbf{x}_{i+1} = \mathbf{x}_i + \Delta \mathbf{x} \quad (2.2)$$

onde

$$\Delta x = -J^{-1}f(x_i).$$

Se o autovalor λ_i da matriz Jacobiana \mathbf{J} se tornar muito pequeno, $\|\Delta x\|$ fica muito grande dificultando o processo de convergência. Modificando Δx para $\alpha\Delta x$, isto é,

$$\Delta x = -\alpha J^{-1}f(x_i) \quad (2.3)$$

A amplitude de $\|\Delta x\|$ é reduzida e o processo de convergência é melhorado.

No caso de uma condição de operação em que a carga é maior que a máxima potência transmitida ($P_{\text{máx}}$), o método iterativo Newton-Raphson não converge, enquanto que para o caso do mau-condicionamento mencionado acima, o sistema pode não convergir mesmo se existir uma solução. Próximo ao ponto máximo de carregamento do sistema (P_{max}) a matriz Jacobiana torna-se singular.

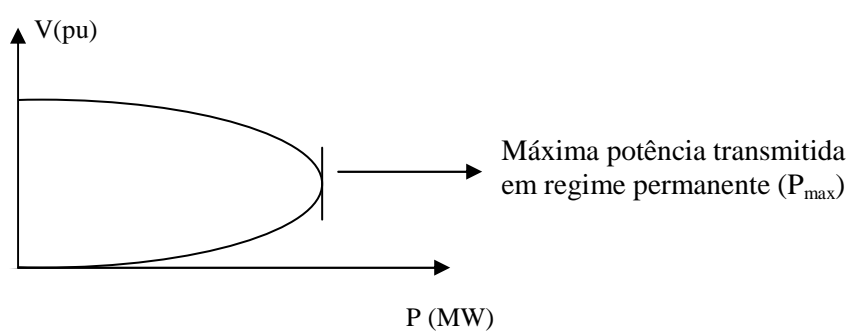


Figura 2.1 – Típica curva P – V

Não se deve confundir o limite máximo de potência transmitida em regime permanente com o limite de estabilidade de tensão. Quando a carga é do tipo potência constante, o “nariz” da curva P - V corresponde a esses dois limites, como mostra a reta perpendicular ao eixo x (Figura 2.1). Se a carga apresentar outras características, como do tipo impedância ou corrente constante, ou até uma combinação desses tipos, o limite máximo de potência transmitida em regime permanente continua sendo o nariz da curva P - V, mas o limite de estabilidade de tensão pode estar em qualquer ponto da curva, inclusive na parte inferior [19].

Métodos de continuação são eficientes para resolver problemas de mau-condicionamento da matriz Jacobiana [20]. A metodologia do fluxo de potência continuado implementada em [21] consiste em aplicar sucessivos incrementos de carga nas barras ou áreas do sistema, resolvendo para cada nível de carga um fluxo de potência. A lógica é, se para um determinado nível de carga o programa de fluxo de carga não convergir, ou divergir, o último caso é restabelecido para um nível de carga menor, e um novo incremento de carga menor que o normalmente utilizado é aplicado.

A curva V - Q também é uma técnica sugerida por [17] para ser usada em estudos de estabilidade de tensão. Esta técnica é de interesse deste trabalho devido a sua aplicabilidade em problemas de controle de tensão, uma vez que possibilita uma visualização da localização do ponto de operação em termos de região de controle de tensão. Sua forma convencional está ilustrada na Figura 2.2. Na curva V - Q, as áreas A, B e C correspondem, respectivamente, a região onde as ações de controle apresentam o efeito esperado, a região onde as ações de controle apresentam o efeito reverso, e finalmente a região onde não se pode prever o resultado das ações de controle [22].

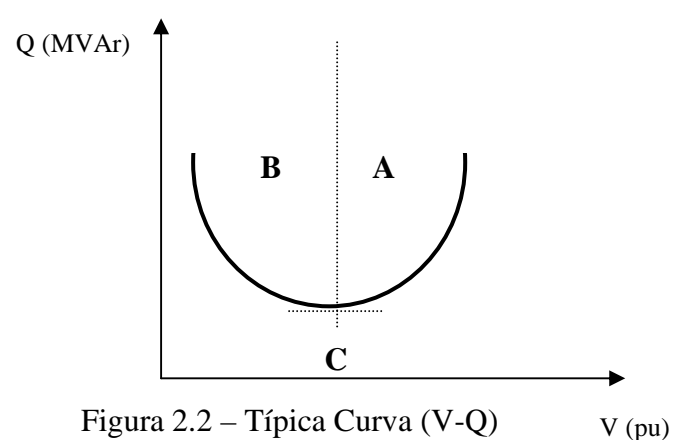


Figura 2.2 – Típica Curva (V-Q)

A referência [5] atesta que o método V - Q foi desenvolvido a partir das dificuldades inerentes ao processo de convergência dos programas de fluxo de carga no caso de sistemas carregados (estressados), próximos a capacidade máxima de potência. O problema da convergência foi solucionado com a instalação de um compensador síncrono fictício com os limites de potência reativa abertos na barra de interesse (barra tipo PV). Então, para cada valor desejado de tensão, que neste caso é a variável independente, é obtido o respectivo montante de potência reativa, que neste caso é a variável dependente. Uma curva relacionando a tensão na barra e a saída do compensador é obtida. O ponto de operação está no zero MVar

de saída do compensador fictício, a menos que nesta barra já exista um compensador de potência reativa ou se deseje instalar um.

A referência [5] também cita vantagens e desvantagens do método V – Q. Estas são:

Vantagens:

- 1) Normalmente não há problemas de convergência, mesmo na região instável da curva.
- 2) Com a automação de uma série de casos, o método é rápido. Com uma pequena alteração na tensão programada, são necessárias poucas iterações para a convergência a partir das condições anteriores, usadas como condições iniciais.
- 3) Os requisitos para uma compensação shunt de potência reativa são dadas e as características de equipamentos de compensação (bancos de capacitores ou compensadores estáticos) podem ser sobrepostas na curva V – Q.
- 4) A inclinação da curva indica a rigidez da tensão.
- 5) Gráficos das saídas de geradores e compensadores estáticos podem ser sobrepostos na curva V – Q. Próximo a base da curva, os geradores estarão nos seus limites. Pode-se obter a potência reativa do gerador e a reserva disponível para aquele ponto de operação.
- 6) A margem de potência reativa do ponto de operação até o ponto crítico (base da curva) da barra em estudo é diretamente obtida. Como estabilidade de tensão e potência reativa estão relacionados, esta margem é usada como um índice de confiabilidade ou critério.

Desvantagens:

- 1) O método é artificial, envolvendo o carregamento de uma única barra para avaliação local. Métodos da curva P – V são mais realistas em termos de carregamento de um determinado trecho de transmissão, permitindo uma avaliação mais global.
- 2) Curvas V – Q para diversas barras podem ser necessárias para cada contigência e para cada nível da carga.
- 3) O carregamento permitido não é fornecido diretamente.
- 4) Curvas V – Q indicam as necessidades locais de compensação para uma dada condição de operação ao invés de necessidades globais ótimas.
- 5) Similar à outros métodos baseados em modelos de fluxo de carga, representações simples de geradores e de cargas são geralmente usados (tipo potência constante). Os aspectos temporais das ações de controle não são representados.

De acordo ainda com a referência [5], os itens 2-4 indicam uma ineficiência deste método se comparado com outros métodos baseados em modelos de fluxo de carga, e o item 5 indica um problema com a precisão dos resultados. A proposta desta referência é mostrar a aplicação não adequada e a imprecisão deste método quando comparado com resultados de simulações no domínio do tempo, usando um sistema real de energia elétrica. Devido a importância para o presente trabalho, este assunto volta a ser abordado no Capítulo 3.

Outras metodologias sugeridas pela referência [17] é o fluxo de potência ótimo, a análise modal, e análise no domínio do tempo. O fluxo de potência ótimo é normalmente usado em estudos de estabilidade de tensão para determinar a melhor estratégia para corte de carga (manual) a fim de evitar problemas de estabilidade de tensão. Segundo esta referência não está havendo consenso entre as concessionárias com relação aos resultados obtidos devido a elevada sensibilidade dos programas de otimização. Qualquer modificação nos dados de entrada pode resultar em grandes diferenças nos resultados obtidos. Esta mesma referência sugere montar uma base de dados abrangente a fim de garantir a confiabilidade dos resultados.

No caso de análise modal é necessário determinar se existem modos críticos e, se existirem, quais são, na área de estudo do sistema. Uma vez que este tipo de análise é linear, válida portanto apenas em torno do ponto de operação analisado, a análise modal é feita em condições de operação críticas sob o ponto de vista de carregamento do sistema elétrico. Após identificar os modos críticos, realiza-se uma análise de sensibilidade para se estabelecer as barras mais críticas associadas aos modos e indicar a localização mais adequada para instalação de equipamentos de controle de tensão [17].

Análise no domínio do tempo é uma forma eficiente e confiável de verificar os resultados de análise baseada em modelos de fluxo de carga [5]. Simulação no domínio do tempo é útil devido a vários fatores, como por exemplo[9]:

- 1) Tempo de coordenação dos equipamentos; p.ex., controle da excitação dos geradores, controle de bancos de capacitores, compensadores estáticos e dispositivos para corte de carga devido a subtensão.
- 2) Esclarecimento do fenômeno e prevenção contra dimensionamento excessivo na fase de projeto. Simulação no domínio do tempo força uma análise mais cuidadosa e a utilização (desenvolvimento) de modelos mais aprimorados.
- 3) Simulação de dinâmicas rápidas associadas com as fases finais do colapso.

- 4) Demonstração e apresentação do desempenho dinâmico do sistema através de gráficos onde se visualiza a evolução no tempo do fenômeno da estabilidade de tensão.

A referência [23] atesta que transitórios rápidos e lentos devem ser simulados quando o cenário analisado incluir distúrbios severos, tais como: faltas, chaveamento de linhas ou perda de geração. É necessário então representar os componentes do sistema por modelos dinâmicos.

Já a referência [24] menciona que através de simulações do fenômeno no domínio do tempo, é possível visualizar como o desempenho do sistema é afetado tanto pela dinâmica rápida, comum nos estudos convencionais de estabilidade transitória, como pelas dinâmicas lentas, associadas com os transformadores de tap variável e com os limitadores de corrente de campo dos geradores. Outros dispositivos, como os bancos de capacitores chaveados automaticamente e os reguladores de velocidade também podem influenciar nos resultados.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Introdução

O Capítulo anterior apresentou conceitos teóricos sobre a estabilidade e o colapso de tensão e abordou algumas metodologias de análise encontradas na literatura. Algumas dessas referências destacam a utilização conjunta de métodos de regime permanente (equações algébricas) e domínio do tempo (sistema de equações diferenciais e algébricas) nas análises de problemas de estabilidade de tensão. Não é difícil visualizar a eficiência desta combinação de métodos devido às particularidades inerentes a cada forma de análise, principalmente no aspecto limitação dos modelos envolvidos diretamente com o fenômeno simulado. Por outro lado, existe a possibilidade de conflito entre os resultados obtidos para um mesmo cenário, isto é, enquanto que uma forma de análise apresenta resultados otimistas indicando que o sistema é estável, a outra pode apresentar resultados pessimistas, indicando que o sistema é instável, e vice-versa [5].

O presente Capítulo apresenta informações sobre a metodologia proposta bem como a sua aplicação num simples caso teste.

3.2 Análise do Fenômeno da Estabilidade de Tensão

Um dos principais fatores que limitou o desenvolvimento de métodos matemáticos para analisar o problema da estabilidade de tensão quando das suas primeiras manifestações foi a não compreensão do fenômeno. Interpretações equivocadas podiam levar à utilização inadequada de métodos de análise, onde, por exemplo, modelos de dispositivos de controle de tensão e/ou de cargas relevantes ao fenômeno da estabilidade de tensão não eram considerados. Neste caso, os resultados das análises podiam não mostrar situações reais de instabilidade de tensão, ou mostrar situações irrealis.

O crescente interesse no fenômeno da estabilidade de tensão em função do grande número de incidentes registrados em vários países, pode ser medido pelo grande número de

trabalhos que têm sido publicados na literatura. Uma parcela considerável destes trabalhos está relacionada ao desenvolvimento e/ou adaptação de métodos tradicionais de regime-permanente (equações algébricas) para estudar o fenômeno via computador digital. Estes métodos têm sido usados para determinar margens de segurança e identificar limitações do sistema, sendo que nas investigações iniciais do fenômeno predominavam os modelos tradicionais de fluxo de carga. A ineficiência desta forma de análise estava justamente nas limitações dos modelos usados, principalmente no caso dos geradores e respectivos sistemas de controle, e das cargas.

Uma outra restrição é com relação ao algoritmo numérico usado na solução das equações de fluxo de carga, problema já abordado no Capítulo 2. A não convergência pode ocorrer devido a problemas no algoritmo ou devido a proximidade do ponto de colapso. A razão primária da não convergência neste último caso é a singularidade da matriz Jacobiana [25]. Pesquisadores tentavam usar esta informação para determinar a máxima potência transferida, enquanto que os engenheiros tinham a tarefa de descobrir se o comportamento inadequado do fluxo de potência estava relacionado com um problema real, ou numérico [10]. Modificações foram implementadas nesses algoritmos a fim de torná-los mais robustos próximo ao ponto de colapso [26].

Deve-se ter cautela quando se pretende analisar o fenômeno da estabilidade de tensão no domínio do tempo através de métodos convencionais, devido a não captura de efeitos relevantes, e isto pode ocorrer quando se usa um programa computacional de estabilidade transitória angular nas análises da estabilidade de tensão. As restrições se aplicam a cenários de estabilidade de tensão de longo-termo, onde os efeitos resultantes da ação de dispositivos de controle de dinâmica lenta, relevantes aos estudos de estabilidade de tensão, não são registrados pelos modelos matemáticos de dispositivos de controle normalmente usados nos estudos convencionais de estabilidade transitória angular. Um exemplo é o efeito da ação do limitador de corrente de campo sobre a tensão terminal do gerador, que pode ser importante no cenário simulado. O período de tempo para este dispositivo atuar é superior ao período de tempo de um fenômeno transitório. Por esta razão, não se considera este, ou outros dispositivos de dinâmica lenta, nos estudos convencionais de estabilidade transitória angular.

Por outro lado, os efeitos das ações dos dispositivos de controle relevantes ao período transitório não devem ser ignorados nas análises de estabilidade de tensão no domínio do tempo, isto porque [11]:

- o fenômeno transitório não se desenvolve apenas nos instantes iniciais da simulação (durante os dez segundos seguintes ao distúrbio, instante $t = 0^+$), e
- o número de ocorrências transitórias depende do número de distúrbios severos, podendo ocorrer diversas vezes numa mesma simulação.

Além dos possíveis fenômenos transitórios que podem surgir durante uma condição de instabilidade de tensão, existem situações onde o colapso de tensão, consequência da instabilidade de tensão, pode ocorrer em poucos segundos (estabilidade transitória de tensão). Nestas situações, devido à velocidade do fenômeno, modelos matemáticos de dispositivos de controle normalmente usados nos estudos convencionais de estabilidade transitória angular são úteis para analisar o problema da estabilidade transitória de tensão.

Com relação a utilização de métodos convencionais de análise de estabilidade de frequência (longo-termo) nos estudos de estabilidade de tensão no domínio do tempo, deve-se realçar que seus objetivos primários não estão relacionados à estabilidade de tensão, mas com problemas tipo desbalanço de potência ativa e desvios de frequência. Modelos de dispositivos de controle (p.ex., limitador de sobre-excitação e transformador de tape variável) relevantes ao desenvolvimento do fenômeno da estabilidade de tensão podem estar disponíveis. Contudo, a limitação em termos de modelagem matemática destes dispositivos de controle foi muito questionada. Por exemplo, representar o limite máximo de potência reativa de um gerador síncrono em estudos no domínio do tempo estabelecendo simplesmente um valor máximo de MVar é um procedimento que não corresponde à realidade. O limite máximo de geração de potência reativa do gerador é função da máxima corrente de campo. A corrente de campo é monitorada pelo limitador de sobre-excitação e as dinâmicas deste dispositivo de controle são relevantes ao desenvolvimento do fenômeno da estabilidade de tensão e não devem ser ignoradas.

Apesar da referência [5] atestar que modelos transitórios e de longo termo quando incluídos no mesmo programa computacional aumentam de forma considerável o tempo de processamento, existem atualmente programas para este fim que dispõem de algoritmos de passo variável o que os torna extremamente rápidos [27, 28, 29]. É possível adaptar programas convencionais de estabilidade transitória angular para simular no domínio do tempo fenômenos de tensão transitórios e de longo termo. O processo de “adaptação” de programas de estabilidade transitória angular para simular cenários transitórios e de longo-termo de fenômenos de tensão está dividido em duas etapas [11]:

1) Implementação no programa dos modelos de dispositivos de controle e de carga relevantes ao fenômeno da estabilidade de tensão de longo-termo. Desta forma, os mecanismos inerentes ao fenômeno são “capturados” durante a simulação computacional.

2) Avaliação da confiabilidade e da eficiência do método numérico para simular tanto os fenômenos transitórios quanto os de longo-termo. A partir desta avaliação, melhorias podem ser implementadas no método numérico, caso se julgue necessário.

Dependendo dos objetivos dos estudos, métodos de regime permanente e no domínio do tempo podem apresentar vantagens e desvantagens quando comparados. Análise em regime permanente envolve a solução de equações algébricas sendo portanto mais eficiente que a análise no domínio do tempo no aspecto computacional. Esta forma de análise é ideal quando se deseja determinar limites/margens de estabilidade de tensão para vários casos de pré- e pós-contigência em sistemas de grande porte [10]. Uma outra vantagem está na sua capacidade pontual de determinar a barra, ou as barras, conseqüentemente a área, que apresenta problemas de estabilidade de tensão. Dependendo do programa no domínio do tempo usado, esta capacidade de “apontar” onde está o problema já não é possível, exigindo uma experiência considerável do investigador. Centenas de variáveis podem ser visualizadas através de gráficos ao longo do tempo, sem experiência, o investigador pode não saber nem por onde começar.

Por outro lado, as dinâmicas envolvidas em todo o processo, que vai desde a contigência inicial até o colapso de tensão, não são mostradas nas análises de regime permanente. Essas dinâmicas estão relacionadas com grandezas de máquinas elétricas, sistemas de controle, cargas, etc., e um conhecimento do comportamento no tempo de algumas dessas grandezas pode resultar em informações relevantes para desenvolver e/ou aprimorar medidas preventivas/corretivas.

3.3 A Metodologia

A metodologia proposta e testada no sistema ELN-Ma, onde se investiga o evento ocorrido no dia 10 de outubro de 2002, combina análise em regime permanente e no domínio do tempo. A análise em regime permanente determina o perfil de tensão do sistema em estudo e identifica através da curva V-Q as barras mais susceptíveis à problemas de controle de tensão. Já a análise no domínio do tempo é feita utilizando-se um programa de estabilidade transitória angular que, além de verificar os resultados obtidos na análise em regime

permanente, permite uma visualização gráfica do comportamento de variáveis de interesse ao longo do tempo.

3.3.1 Os Programas Selecionados

Mesmo com a urgência em se desenvolver, implementar e testar uma metodologia para investigar problemas de controle de tensão no sistema ELN-Ma, a escolha dos programas computacionais deve atender a certos requisitos. Estes são, a disponibilidade de programas computacionais que se adequassem as análises em regime permanente e no domínio do tempo, e confiabilidade e adequacidade dos modelos de equipamentos e de cargas disponíveis nesses programas.

Para detectar e visualizar problemas de controle de tensão no sistema de energia elétrica da ELN, área Maranhão, e atendendo ao requisito disponibilidade, foram selecionados dois programas computacionais: ANAREDE e ANATEM.

O programa computacional utilizado para o cálculo do perfil de tensão e montagem das curvas V-Q é a versão V07-08/99 do Programa de Análise de Redes - ANAREDE [21], desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. A versão V07-08/99, disponível e usada neste trabalho, é um conjunto de aplicações integradas e compostas pelos seguintes sub-programas: Programa de Fluxo de Potência; Programa de Equivalente de Redes; Programa e Análise de Contingências; Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão; Programa de Redespacho de Potência Ativa, Programa de Fluxo de Potência Continuado e Obtenção das Curvas V – Q. O programa ANAREDE tem sido modificado para oferecer mais opções aos seus usuários.

A análise no domínio do tempo é realizada através do programa computacional de Análise de Transitórios Eletromecânicos versão V09-12/01- ANATEM [30], programa também desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Este programa apresenta rotinas específicas para representação dos sistemas de controle existentes no sistema elétrico brasileiro, sendo esta característica de particular interesse para o trabalho. A solução das equações diferenciais e algébricas usa métodos estáveis, técnicas modernas de tratamento de esparsidade e permite a obtenção adequada da precisão de convergência. Uma outra vantagem deste programa é a possibilidade do usuário implementar sistemas de controle não disponíveis na biblioteca de modelos, através de diagramas de blocos com as funções de transferência representadas no domínio da frequência. Uma desvantagem observada nesta

versão é, como o método numérico usado na solução das equações diferenciais usa passo de integração fixo e muito pequeno, se o tempo de simulação estiver na faixa das dezenas de segundos e dependendo da dimensão do sistema simulado, o tempo computacional pode ser muito grande, o que torna este programa ineficiente para certas aplicações.

3.3.2 Aplicação Simplificada da Metodologia Proposta

Ilustra-se a seguir a metodologia proposta usando o simples sistema-teste da Figura 3.1, retirado da referência [7]. Essa ilustração é importante uma vez que os procedimentos aplicados aqui são os mesmos aplicados na investigação da ocorrência no sistema ELN-Ma. As informações abaixo apresentam a seqüência e os objetivos metodologia proposta, dividida em duas etapas.

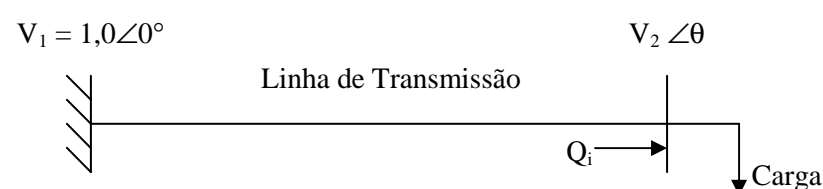


Figura 3.1 – Simples sistema-teste

Etapa 1: *Perfil de Tensão e Curva V – Q*

Objetivos:

- a) Determinar os níveis de tensão do sistema da Eletronorte, área do estado do Maranhão, nos cenários de pré- e pós-perturbação.
- a) Visualizar a região do ponto de operação em termos de controle de tensão nos cenários de pré- e pós-perturbação.
- b) Determinar a margem disponível de potência reativa nos cenários de pré- e pós-perturbação.

Etapa 2: *Análise no Domínio do Tempo.*

Objetivos:

- a) Validar os resultados obtidos nas análises em regime-permanente.
- b) Visualizar ao longo do tempo as dinâmicas mais relevantes.
- c) Verificar o resultado das ações de controle usando como condições iniciais os pontos de operação determinados na Etapa 1.

- d) Obter informações relevantes para ajustes de sistemas de proteção.
- e) Obter informações com relação a velocidade do fenômeno.

Os resultados obtidos para a barra de carga (barra 2) na Etapa 1 estão ilustrados na Tabela 3.1 para duas condições de operação, sendo que em ambas se usa uma carga de 1500 MW com fator de potência unitário. No primeiro cenário, assume-se uma injeção fixa de 400 MVar (Q_i) na barra 2 através de um compensador síncrono, e no segundo, há um incremento de 10 MVar na potência reativa gerada pelo compensador, totalizando 410 MVar. Note que para esses dois cenários existem dois possíveis pontos de operação de tensão, identificados como alta tensão (V_A) e baixa tensão (V_B).

Tabela 3.1 – Valores de tensão (amplitude e fase) - barra 2.

Q_i (MVar)	V_A (pu)	θ	V_B (pu)	θ
400	0,946	-40,1°	0,706	-60,3°
410	0,964	-39,8°	0,701	-61,1°

É possível verificar problemas de estabilidade de controle de tensão em função do comportamento da amplitude do nível de tensão. De fato, um ajuste na potência reativa em que se aumenta em mais 10 MVar o total injetado causa uma redução no nível de tensão da barra 2. Por outro lado, na região estável, o efeito desse ajuste apresenta o resultado esperado.

O conhecimento prévio da distância entre as regiões de estabilidade e instabilidade de controle de tensão pode ser útil no momento de se elaborar ações preventivas e/ou corretivas, principalmente para se evitar que o ponto de operação mude da região estável para a instável. A Figura 3.2 mostra a curva V-Q para as condições anteriores em que é possível visualizar essas distâncias, inclusive a fronteira, definida neste caso pelo limite inferior de 306 MVar para uma tensão de 0,816 pu. Note que o aumento na potência reativa injetada no sistema foi feito ajustando-se a geração do compensador síncrono. Este procedimento não resulta numa alteração na característica V-Q, isto é, o novo ponto de operação permanece sobre a mesma curva. Se um elemento capacitivo shunt fosse conectado a esta barra, haveria alteração na característica V-Q, uma vez que uma nova admitância seria inserida no sistema.

Mostrou-se, portanto, de forma simplificada, os objetivos da Etapa 1 da metodologia proposta. Resta agora mostrar através da Etapa 2 os objetivos e a importância das simulações no domínio do tempo nas investigações de problemas de controle de tensão.

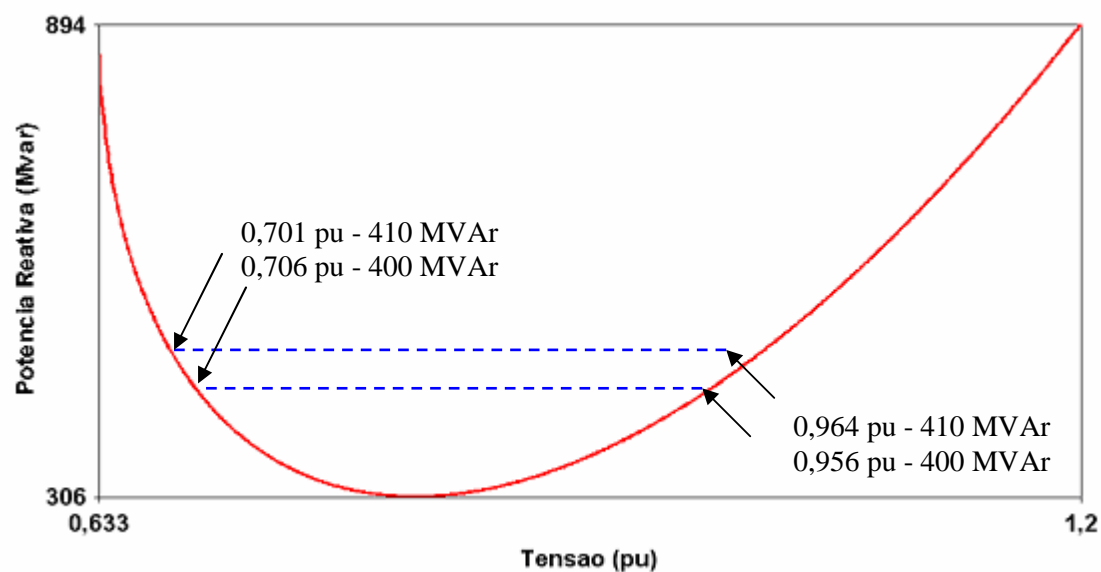


Figura 3.2 – Curva V-Q correspondente ao compensador síncrono da barra 2.

As curvas ilustradas na Figura 3.3 (a)-(c) mostram o comportamento dinâmico da tensão na barra 2 em resposta ao acréscimo de um capacitor de 10 MVar em $t = 1$ segundo considerando-se separadamente dois modelos de carga, impedância (curvas a-b) e potência constante (curvas c-d). A curva da Figura 3.3 (d) apresenta um comportamento interessante sendo discutida mais adiante. Para todos os casos são consideradas como condições iniciais de tensão os pontos de 0,956 pu e 0,706 pu, que correspondem a região estável e a região instável, respectivamente.

As curvas 3.3 (a) e (b) mostram que o sistema atingiu um ponto de operação estável com o modelo de carga impedância constante, porém com um nível de tensão inferior ao obtido em regime permanente. Como este tipo de carga não é severo sob o ponto de vista de estabilidade de tensão, esses resultados já eram esperados.

A curva 3.3 (c) mostra uma condição de operação estável em resposta a inclusão de banco de capacitores com modelo de carga tipo potência constante. Essa condição de operação também já era esperada conforme informações da curva V-Q. Similarmente aos casos (a)-(b), a tensão se estabiliza num nível inferior ao obtido em regime permanente. Esta redução se deve ao fato da potência reativa injetada na rede ser função do quadrado da tensão da barra do capacitor. Não se está querendo dizer que não se deva dar atenção as diferenças entre os resultados de regime permanente e no domínio do tempo, mas que o objetivo principal destas simulações é observar o comportamento dinâmico do sistema quando este possui pontos de operação no lado instável da curva V-Q. É óbvio que, se as diferenças

fossem muito grandes, algo teria que ser feito afim de verificar a fonte dessas diferenças. Modificações seriam introduzidas com o intuito de melhorar os resultados.

A curva 3.3 (d) mostra um comportamento interessante imposto pelo programa computacional ANATEM. Para esta condição de operação, o programa não aceita o ponto inicial de operação no lado instável com o modelo de carga tipo potência constante, mesmo sem simular qualquer tipo de contingência. É difícil relacionar, sem uma investigação mais detalhada, esse comportamento com o algoritmo numérico implementado para a solução das equações diferenciais e algébricas (trapezoidal implícito), com o modelo de carga usado (polinomial), ou com ambos. O programa ANATEM parece não aceitar “operar” na região instável para certas condições de operação, fato que pode comprometer as simulações no domínio do tempo causando conflito entre os resultados.

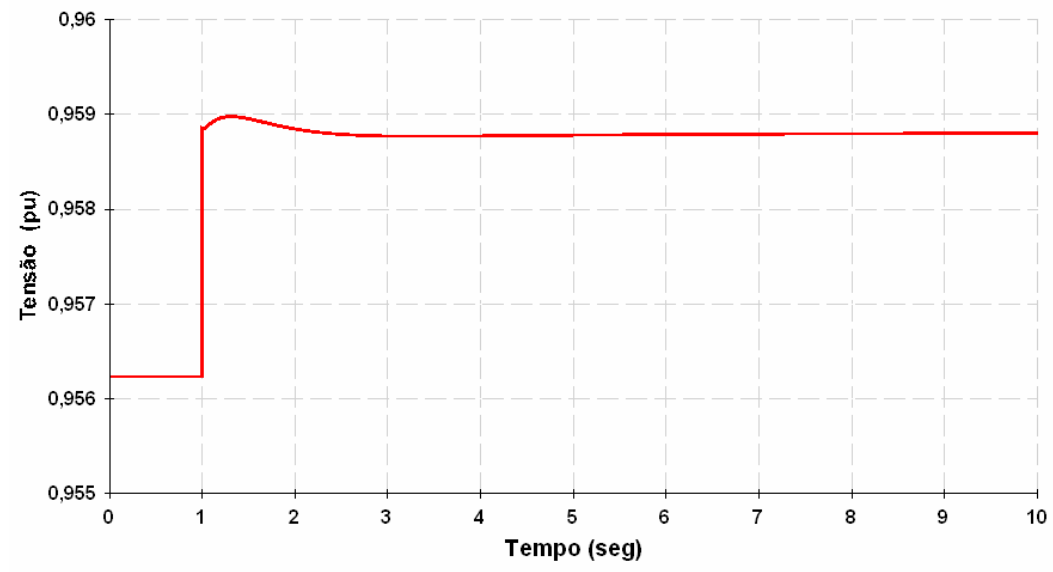


Figura 3.3 (a) – Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar
 - Ponto de operação na região estável e carga tipo impedância constante –

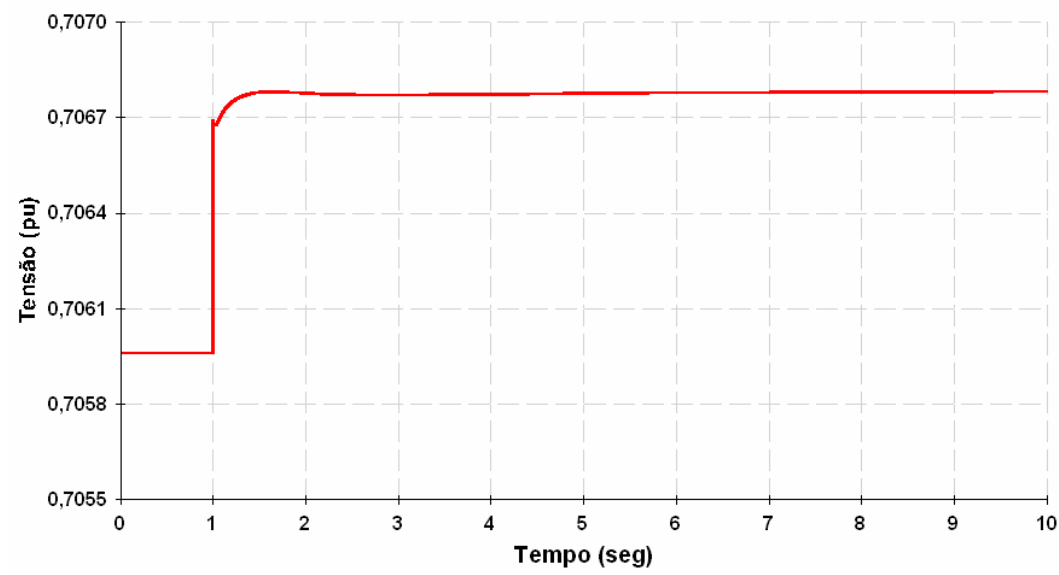


Figura 3.3 (b) – Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar
 - Ponto de operação na região instável e carga tipo impedância constante -

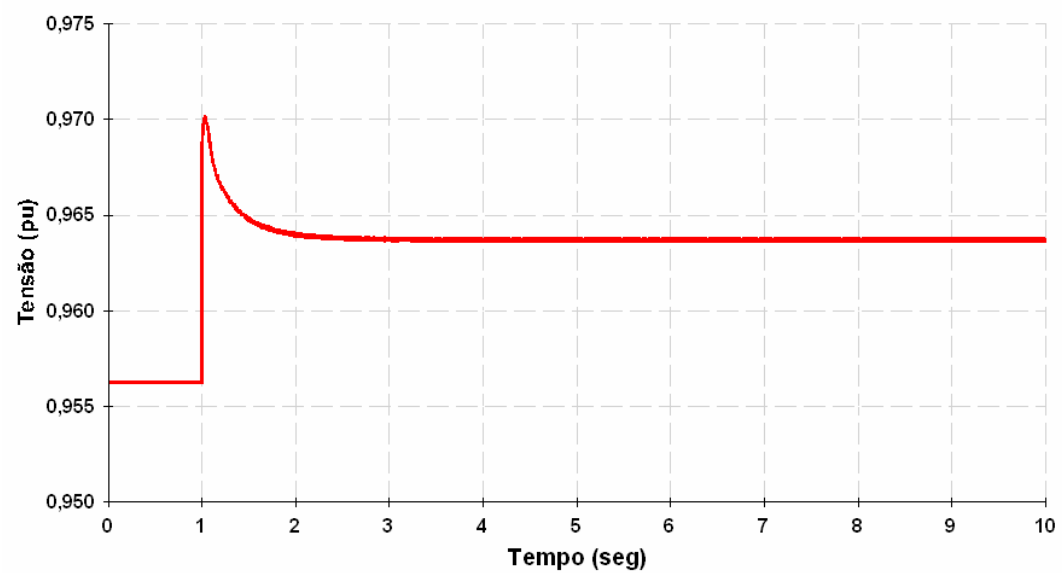


Figura 3.3 (c) – Comportamento dinâmico da tensão para um aumento de 10 MVar
 - Ponto de operação na região estável e carga tipo potência constante –

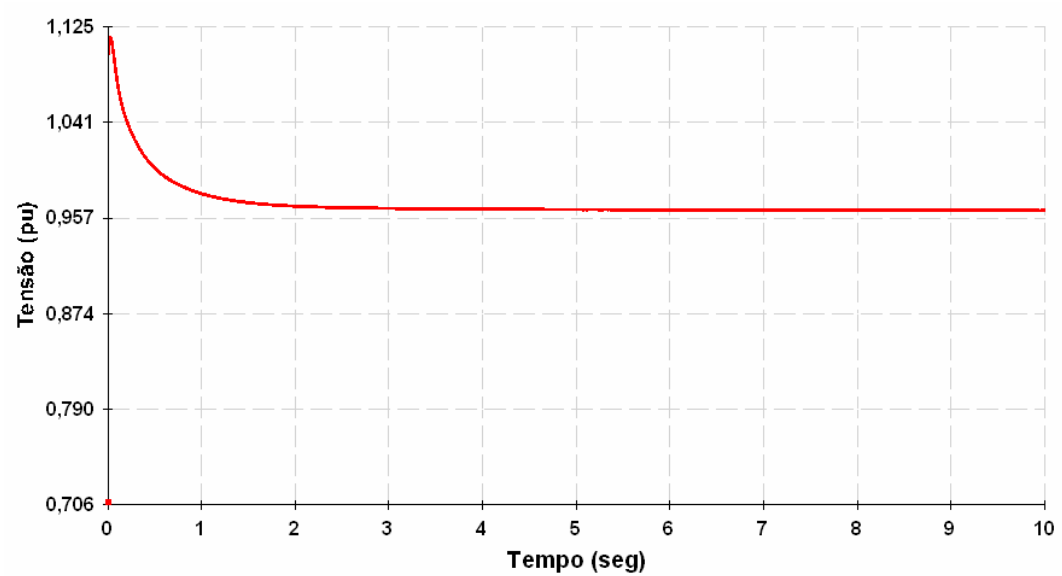


Figura 3.3 (d) – Comportamento dinâmico da tensão imposto pelo programa ANATEM
 - Ponto de operação na região instável e carga tipo potência constante –

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

4.1 Introdução

Neste Capítulo, a metodologia apresentada anteriormente é testada no sistema elétrico da ELN-Ma para diversas condições de operação, enfatizando-se a perturbação do mês de outubro de 2002. Como já mencionado, devido a urgência em se implementar uma metodologia confiável para analisar problemas de estabilidade de tensão no sistema ELN-Ma, foram selecionadas as técnicas de curva V-Q e análise no domínio do tempo, técnicas essas disponíveis nos recursos computacionais da ELN e de possível implementação no Centro de Controle de São Luís. Não é objetivo deste trabalho fazer uma comparação com outras metodologias existentes e, embora grande parte das informações disponíveis no relatório do ONS e apresentadas de forma resumida neste capítulo estejam relacionadas com o sistema Nordeste, não é de competência deste trabalho investigar problemas de estabilidade de tensão nesta região, nem analisar as ações corretivas efetuadas pelos seus operadores para restaurar as condições normais de operação.

4.2 Estrutura Básica do Sistema ELN-Ma

As Figuras 4.1 e 4.2 mostram, respectivamente, a estrutura básica do sistema de energia elétrica do sistema Eletronorte da área do estado do Maranhão (ELN-Ma) e a composição das cargas máximas supridas por este sistema na época da ocorrência do problema. Não ocorreram grandes variações nesses níveis de carga desde então, a não ser quando há qualquer tipo de contingência na ALUMAR e perde-se uma parcela considerável da carga desta indústria. Como pode ser visto, o consumo de potência ativa da ALUMAR é aproximadamente 690 MW, enquanto que a concessionária de distribuição de energia elétrica do estado do Maranhão (CEMAR) e a Cia. Vale do Rio Doce (CVRD) consomem cada, 469 MW e 36 MW, respectivamente (comunicação privada com a Eletronorte). A principal fonte geradora de energia elétrica do sistema ELN é a usina hidroelétrica de Tucuruí, localizada no estado do Pará, vizinho ao estado do Maranhão. Nesta usina, existem doze geradores

síncronos, cada um com capacidade de gerar 350 MW. Os níveis nominais de tensão de operação do sistema ELN são 500 kV e 230 kV.



Figura 4.1 – Sistema ELN-Ma simplificado.

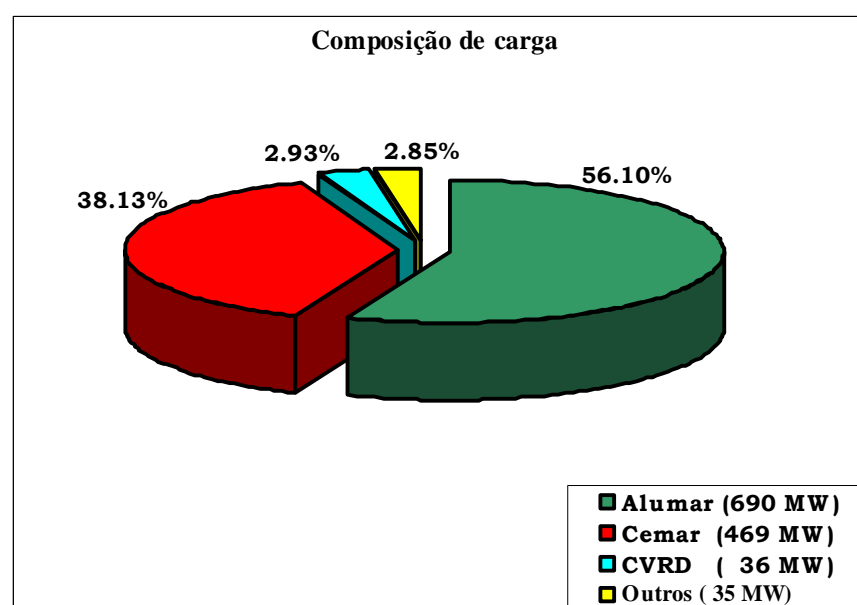


Figura 4.2 – Composição das cargas supridas pelo sistema ELN-Ma.

4.2.1 Descrição da Perturbação [3]

Em 10 de outubro de 2002 às 10h:36 minutos, iniciou-se uma seqüência de eventos envolvendo desligamentos de linhas e perda de carga no sistema elétrico da CHESF em resposta a um curto-circuito fase-terra (fase B) na linha de transmissão de 500 kV Angelim II – Recife II C02 (NE). Este curto-circuito eliminado em 2,0 ciclos, foi provocado pela desconexão de um dos ramos de cadeia de isolador tipo “V”, ocasionando uma aproximação entre o condutor e a estrutura metálica da torre.

Os circuitos de 500 kV Angelim II – Recife II C02 e C01 (NE) foram desligados simultaneamente devido a atuação do sistema de teleproteção, interrompendo o envio de potência para a área leste do sistema Nordeste em 500 kV. A linha de 500 kV Xingó-Messias (NE) estava fora de operação para manutenção de um reator no terminal da subestação Messias. O diagrama unifilar dos sistemas interligados de energia elétrica Norte/Nordeste (500 kV) está ilustrado na Figura 4.3 e um diagrama unifilar mais completo incluindo o circuito Norte/Sul está disponível para consulta no Apêndice A.

Esses eventos iniciais causaram baixas tensões nesta região e nas áreas vizinhas, pois com a perda do suprimento em 500 kV, as cargas passaram a ser supridas pelo sistema de 230 kV (não representado no diagrama unifilar da Figura 4.3). Várias cargas foram desconectadas do sistema (aproximadamente 976 MW) devido à atuação dos dispositivos de proteção contra subtensão. A perda deste montante de carga causou reversão no sentido do fluxo nas linhas de transmissão que interligam os sistemas Norte e Nordeste (circuitos de 500 kV Imperatriz – Boa Esperança (ELN-Ma) e Imperatriz - Teresina II (ELN-Ma)) resultando em perda de sincronismo entre essas duas regiões. O dispositivo de proteção de perda de sincronismo desligou a linha de 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança (ELN-Ma).

Dispositivos de proteção (ECE) instalados no sistema ELN-Ma desligaram as seguintes linhas de transmissão, todas de 500 kV: Presidente Dutra – Teresina II, Presidente Dutra – São Luís II C01 e Presidente Dutra – Imperatriz II C02 para evitar sobretensões. A interligação Norte/Nordeste com um fluxo de aproximadamente 473 MW foi definitivamente perdida devido ao desligamento da linha de transmissão Presidente Dutra – Teresina II (500 kV). A perda da interligação Norte/Nordeste causou baixas tensões na área Norte do sistema Nordeste, e dispositivos de proteção desligaram aproximadamente 326 MW de cargas.

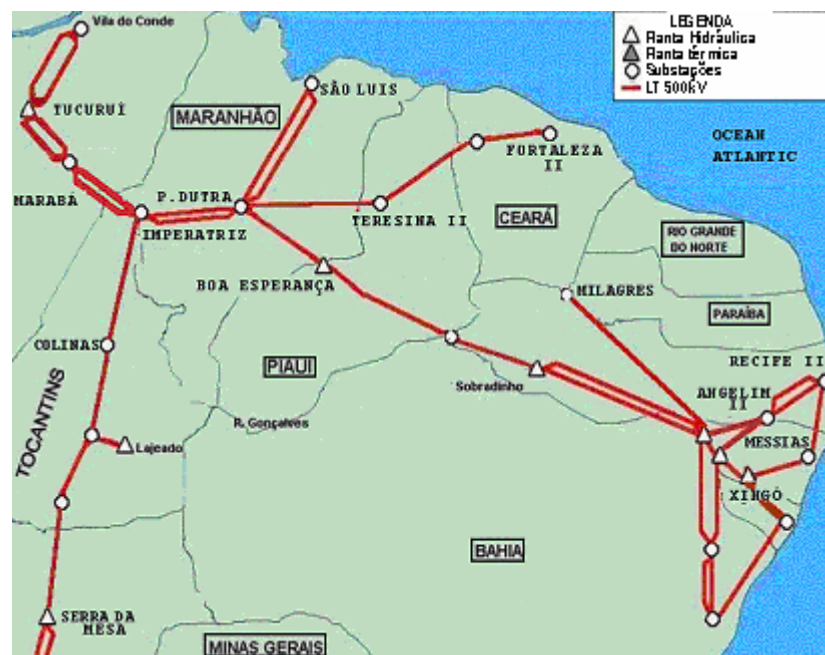


Figura 4.3 – Diagrama unifilar do sistema interligado Norte/Nordeste – 500 kV.

A Figura 4.4 mostra os registros capturados por oscilógrafos instalados em subestações da ELN-Ma, imediatamente após os desligamentos dos circuitos C01 e C02 do trecho de 500 kV Angelim II – Recife II. Esses registros estão relacionados à:

- Fase “A” - tensão de fase no circuito Presidente Dutra – Boa Esperança 500kV.
- Fase “A” - corrente no circuito de transmissão Presidente Dutra – Boa Esperança 500kV.
- Fase “A” - tensão de fase no circuito Presidente Dutra – Imperatriz C01 500kV
- Fase “A” corrente no circuito de transmissão Presidente Dutra – Imperatriz C01 500kV
- Fase “A” - tensão de fase no circuito Presidente Dutra – Imperatriz C02 500kV
- Fase “A” corrente no circuito de transmissão Presidente Dutra – Imperatriz C02 500kV

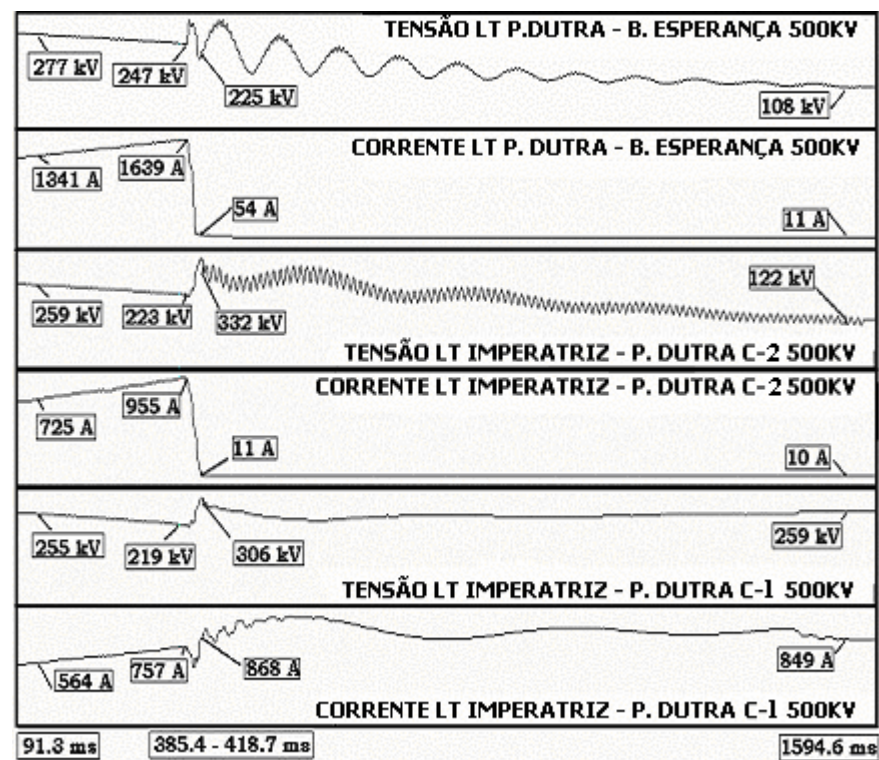


Figura 4.4 – Registros do oscilógrafo no sistema ELN-Ma.

É possível visualizar na seqüência de curvas da Figura 4.4 a queda de tensão no sistema ELN-Ma e a abertura das LTs Presidente Dutra – Boa Esperança e Imperatriz – Presidente Dutra C02, restando a LT Imperatriz – Presidente Dutra C01, todas operando ao nível de 500 kV.

Também, após a perda da interligação Norte/Nordeste, ocorreram desligamentos automáticos da linha das salas de cubas 03 e 02 da Alumar, por atuação de proteção de subtensão dos serviços auxiliares e desligamento da SE 230 kV Refinaria, também por atuação de proteção de subtensão. Em seguida, houve o desligamento da sala de cubas 01 por atuação de proteção de sobrecorrente do setor de 13,8 kV associada ao transformador dos serviços auxiliares. A Figura 4.5 mostra os registros de tensão e de corrente capturados na barra de 230 kV por um oscilógrafo instalado na SE São Luís II, sendo esta a SE mais próxima da Alumar.

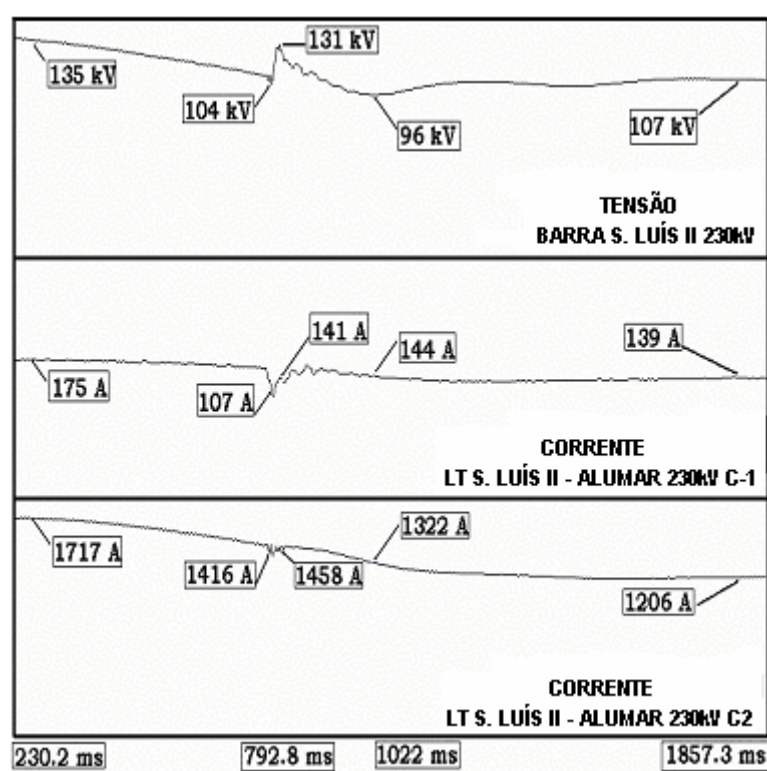


Figura 4.5 – Registros do oscilógrafo instalado na SE São Luís II - próxima da Alumar.

Os registros ilustrados na Figura 4.5 mostram o declínio da tensão e o instante que as cargas referentes a sala de cubas 03 e a Refinaria são desligadas do sistema. A tensão na fase 'A' cai para a 107 kV (135 kV tensão de operação) e embora o período de tempo até que as salas de cuba 01 fosse retiradas de operação tenha sido de aproximadamente 8 minutos, por falta de registros confiáveis não se pode afirmar que o valor da tensão nesta barra tenha permanecido neste valor durante todo este período. Uma outra observação é com relação aos fenômenos capturados pelo registrador, estando estes na faixa de tempo dos transitórios eletromagnéticos. As oscilações de tensão e de corrente visualizadas nas curvas são extremamente rápidas, estando na faixa de tempo de milisegundos. Estes fenômenos não são objetos de estudo desta pesquisa.

4.2.2 Situação do Sistema Elétrico Antes da Perturbação

Antes da perturbação inicial, às 10h:35 minutos, o Sistema Interligado Nacional – SIN, apresentava as seguintes condições de operação:

- A interligação 500 kV Norte/Sudeste – Centro Oeste operava no cenário Sudeste Exportador com 831 MW, próximo, portanto, do valor programado que era de 800 MW. O fluxo na interligação Norte-Nordeste cujo valor programado era de 500 MW, estava com 473 MW, no sentido Norte – Nordeste.
- Equipamentos e linhas de transmissão indisponíveis na Região Nordeste:
 1. UHE Apolônio Sales: UGs 01 e 04
 2. UHE Paulo Afonso II: UGs 04 e 06
 3. UHE Sobradinho: UG 03
 4. UHE Camaçari: UGs 01, 02, 03, 04 e 05
 5. UHE Luiz Gonzaga: UG 01
 6. UHE Xingó: UG 04
 7. SE Recife II: Compensador síncrono 01 13,8 kV – 105/+150 MVar (01K1).
 8. LT 230 kV Recife II/Minuerira C1.
- Principais Equipamentos e Linhas de Transmissão Desligadas por Conveniência Operativa na Região Nordeste:
 1. UHE Paulo Afonso I: UGs 01, 02 e 03.
 2. UHE Paulo Afonso II: UG 03.
 3. UHE Paulo Afonso III: UG 03.
 4. LT 230 kV Milagres / Banabuiú C4.
 5. LT 500 kV Xingo/Messias estava fora de operação para retirada do reator de 500 kV da SE Messias.

A liberação de trabalhos em linha energizada na LT de 500 kV Angelim II/Recife II C02 (NE) coincidiu com a manobra do circuito de 500 kV Xingó/Messias (NE), para liberação em caráter de urgência do reator da SE Messias, foi realizada de acordo com critérios estabelecidos. O trabalho na linha energizada não foi considerado de alto risco, e coube ao ONS garantir um circuito livre para recomposição do sistema, em caso de desligamento, o que estava assegurado através da linha de 500 kV Angelim II/Recife II C01 (NE).

4.3 Os Arquivos de Dados

Os arquivos de dados usados nas simulações em regime permanente com o programa computacional ANAREDE, e no domínio do tempo com o programa ANATEM, foram obtidos através de comunicação privada com a Eletronorte. Estes arquivos contêm dados do Sistema Interligado Nacional – SIN, estando relacionados com o cenário de carga do mês de outubro de 2002 e cujas informações sobre o carregamento do sistema Norte estão mostradas no gráfico de barras da Figura 4.6.

Como esses arquivos apresentam dados do Sistema Interligado Brasileiro, o número de modelos implementados é muito grande, tornando impraticável uma investigação detalhada de cada um deles. Entretanto, devido à estreita relação entre estabilidade de tensão e precisão de modelagem, o Apêndice C apresenta informações de interesse sobre os modelos algébricos e diferenciais disponíveis nos programas usados neste trabalho, modelos esses relacionados aos geradores de Tucuruí, compensadores síncronos da área ELN-Ma e com a carga da Alumar. Além do grande número de modelos implementados, deve-se ressaltar que o interesse deste trabalho está na investigação do sistema ELN-Ma, e não no Sistema Interligado Brasileiro - SIN. Não se está querendo dizer que não se deva ter atenção com os modelos implementados nas outras regiões do SIN, mas as condições de operação observadas na ocorrência do mês de outubro de 2002 reduzem o risco de perda de precisão dos resultados, caso, por exemplo, os modelos do sistema Nordeste não sejam adequados para este tipo de investigação.

A Figura 4.7(a) mostra a configuração simplificada do SIN antes da separação dos sistemas Norte/Nordeste. Já a Figura 4.7(b) mostra a configuração simplificada do SIN após a separação, sendo esta a configuração sob investigação.

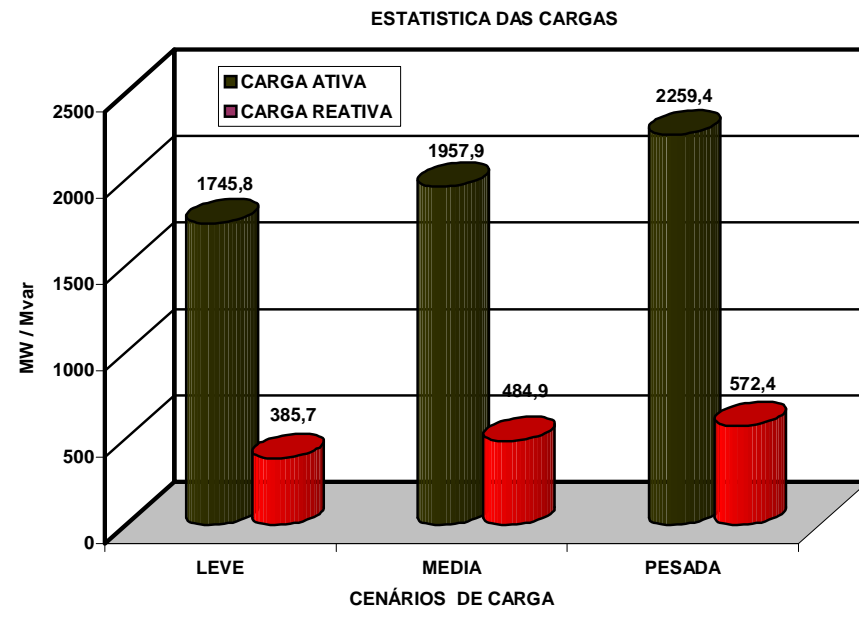


Figura 4.6 – Perfil dos níveis de carga do Sistema Norte (Previsão).

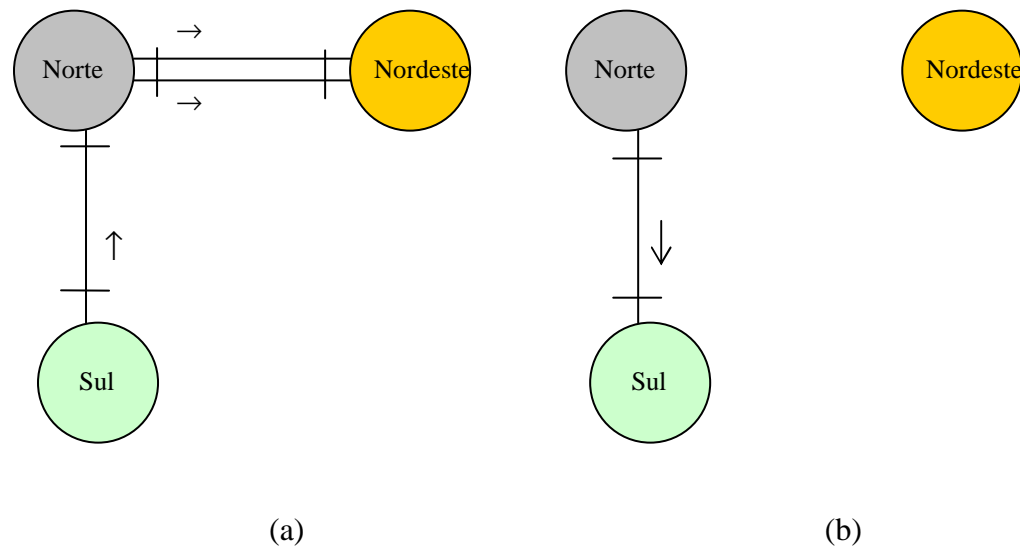


Figura 4.7 – (a) Configuração inicial do SIN antes da perturbação e;
(b) Configuração final do SIN após a perturbação.

Antes da perda da interligação Norte/Nordeste, o sistema Norte operava como exportador para o sistema Nordeste, e importador do sistema Sul (a Tabela 4.1 mostra os valores programados e os medidos). No dia da ocorrência, as configurações pré- e pós-eventos do SIN foram exatamente às ilustradas na Figura 4.7. Como a configuração sob investigação é a da Figura 4.7(b), as grandezas elétricas do sistema Norte não são influenciadas pelas grandezas elétricas do sistema Nordeste. Com relação aos modelos do sistema Sul, no qual estão incluídos os sistemas Centro-Oeste e Sudeste, também é impraticável uma checagem detalhada de cada modelo implementado. Entretanto, esses modelos são utilizados nos estudos de fluxo de carga, de estabilidade transitória angular e de médio termo realizados pelo ONS (comunicação privada com a Eletronorte), conseqüentemente, parecem adequados para esta investigação. Em outras palavras, as análises do perfil de tensão e da curva V-Q são realizadas com modelos algébricos (fluxo de carga), e a análise no domínio do tempo com modelos de equações diferenciais e algébricas (estabilidade transitória e de médio termo).

Uma outra hipótese assumida com relação aos modelos do sistema Sul está na distância elétrica da área investigada, estando esta próxima à usina de Tucuruí. É de se esperar, portanto, que os geradores desta usina e seus sistemas de controle respondam mais rápido à perturbação, em comparação aos demais geradores e dispositivos de controle localizados em áreas distantes.

Tabela 4.1 – Informações sobre o fluxo de potência ativa.

Interligação	Programado	Medido
Sul - Norte	800 MW	831 MW
Norte - Nordeste	500 MW	473 MW

4.4 Simulações Computacionais

Há uma preocupação em se reproduzir com uma boa precisão, tanto nas simulações em regime permanente quanto no domínio do tempo, a ocorrência no sistema ELN-Ma do mês de outubro de 2002. Entretanto, a seqüência de eventos teve início no sistema Nordeste, mais precisamente no sistema da CHESF, e isto dificultou, e muito, a obtenção de informações que permitissem um refinamento das simulações, principalmente nas simulações no domínio do tempo. Além do relatório do ONS, as simulações se basearam em informações obtidas através de comunicação privada com a ELN, algumas dessas informações foram

captadas por registradores instalados ao longo do sistema, ilustradas sob forma de curvas (já apresentadas) ou através de valores numéricos.

Em todos os casos investigados simula-se uma seqüência comum de eventos no sistema ELN-Ma após a perda das interligações com o sistema Nordeste, que é a seguinte [3]:

1. Desligamento automático da LT de 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança por atuação da sua Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) no terminal de Presidente Dutra.
2. A ocorrência (1) fez atuar o Esquema de Controle de Emergência - ECE de Presidente Dutra, para controle de sobretensões, desligando as LTs de 500 kV Presidente Dutra – Teresina II e as LTs de 500 kV Presidente Dutra – São Luís II C01 e Presidente Dutra – Imperatriz C02. Aqui, perde-se a interligação com o sistema Nordeste.

A diferença entre os casos está nas ações de controle executadas após esses desligamentos, sendo que dos quatro casos simulados e descritos na Tabela 4.2, três representam etapas da ocorrência de outubro de 2002, sendo justamente os três primeiros descritos na tabela. As ações descritas pelos Casos 01 e 02 foram executadas quase que simultaneamente, imediatamente após a seqüência de desligamentos no sistema ELN-Ma, e esta condição de operação dura aproximadamente 8 minutos. Após este período de tempo, retira-se de operação a sala de cubas 1, este cenário é identificado na Tabela 4.2 como Caso 03. O último caso, identificado como Caso 04, corresponde a teste de ação de controle na região de instabilidade, cujo objetivo é verificar a sua eficiência

Para realizar os estudos em regime permanente (perfil de tensão e curva V-Q) é necessário modelar todo o sistema Nordeste como barras tipo PQ nas SEs Teresina II e São João do Piauí, devido a problemas de convergência no fluxo de carga para a condição pós-eventos. O problema de convergência foi detectado justamente na área da CHESF, e como há perda da interligação entre os sistemas Norte e Nordeste, isolando o sistema Nordeste do resto do SIN, é possível realizar esses estudos na condição pós-eventos usando o sistema reduzido, sem comprometer a precisão dos resultados.

O gráfico da Figura 4.8(a) mostra o diagrama unifilar simplificado do sistema de 500 kV da ELN-Ma sob investigação e a Figura 4.8(b) ilustra o perfil de tensão para o sistema completo e o reduzido de algumas barras do sistema, na condição pré-eventos. As nomenclaturas das barras estão presentes no Apêndice A, além do diagrama unifilar completo do sistema Norte/Nordeste (500/230 kV). Nota-se na Figura 4.8(b) que a precisão do perfil de tensão é mantida. Nos cálculos do perfil de tensão e na montagem da curva V-Q, o sistema completo é usado na condição pré-eventos, já o sistema reduzido é usado para implementar a

perda das interligações e as ações de controle executadas pela ELN-Ma e pela ALUMAR. Note que haveria perda de precisão se os sistemas Norte e Nordeste permanecessem interligados. O sistema Sul permanece completo.

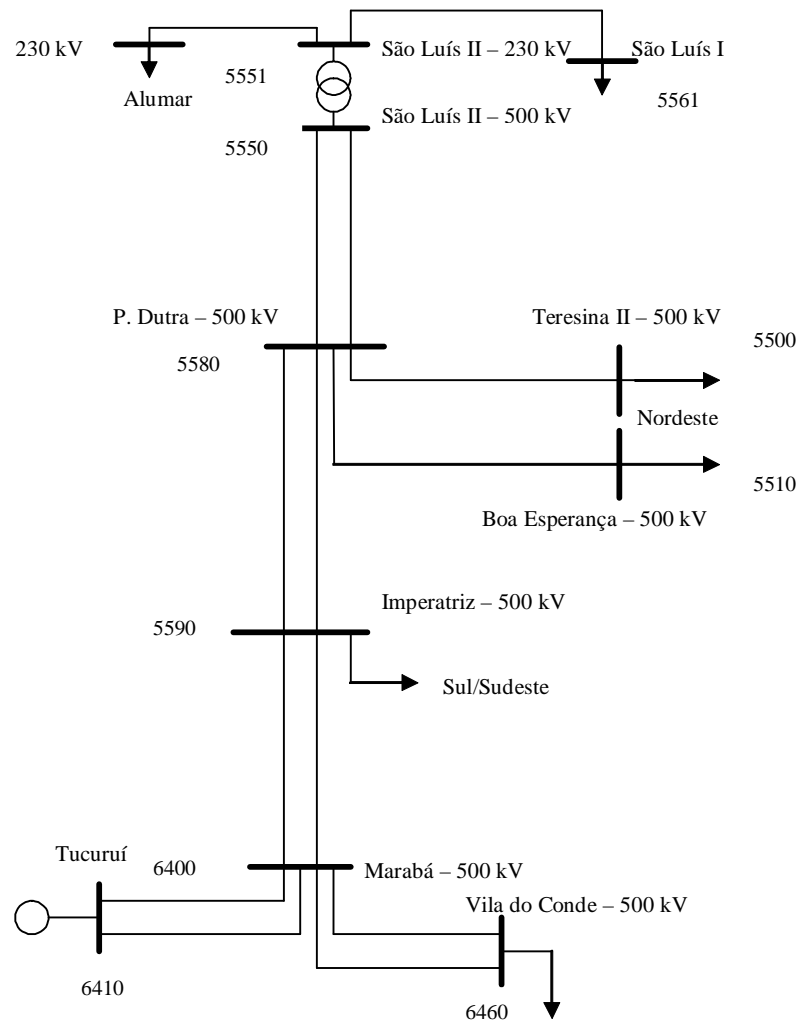


Figura 4.8 (a) - Diagrama unifilar do sistema de 500 kV – Maranhão

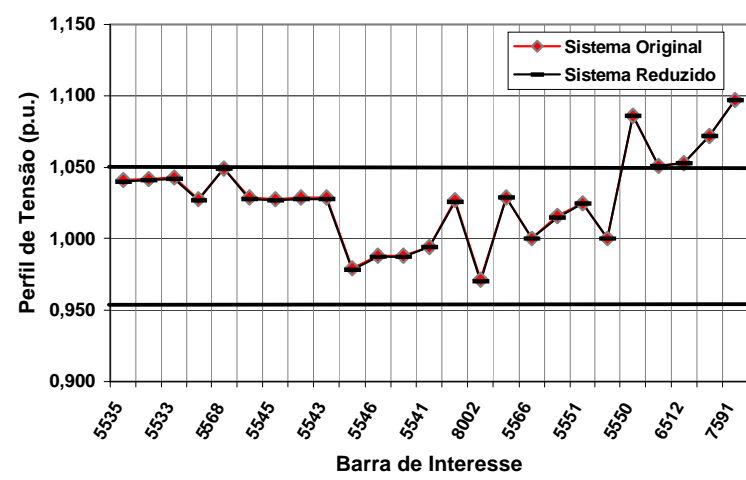


Figura 4.8 (b) - Comparação do perfil de tensão entre o sistema completo e o reduzido .

Tabela 4.2 – Informações sobre as simulações computacionais

Caso	Ação de Controle	Descrição
01	Corte Parcial de Carga da Alumar na SE São Luís II 230 kV (B5551).	Saída da sala de cubas 03 da ALUMAR (164,4 MW), dos bancos de capacitores de 61 MVar (B5551) e dos filtros de 19,2 MVar (B8003), equipamentos associados a esta carga.
02	Corte Parcial de Carga da Alumar na SE São Luís II 230 kV (B5551).	Saída das salas de cubas 03 e 02, totalizando 424,1 MW, dos bancos de capacitores da barra B5551 totalizando 282 MVar e dos filtros totalizando 57,6 MVar, equipamentos associados a esta carga.
03	Corte Total de carga da Alumar na SE São Luís II 230kV (B5551)	Saída das salas de cubas 03, 02, e 01 totalizando 630,1 MW, dos bancos de capacitores da barra B5551 totalizando 282 MVar e dos filtros totalizando 57,6 MVar, equipamentos associados a esta carga.
04	Compensação Capacitiva Shunt	Inclusão de um banco de capacitores de 61 MVar na Barra de 230 kV (B5551) considerando-se o Caso 01.

a) *Análise do Perfil de Tensão*

A Figura 4.9 ilustra o perfil de tensão de barras da região do sistema ELN-Ma para os quatro casos descritos na Tabela 4.2, além de ilustrar também o perfil de tensão do sistema antes da seqüência de eventos (identificada na figura pela legenda *Pré-Eventos*). A Tabela 4.3 reproduz os valores dos fluxos de potência ativa programados e medidos no dia da ocorrência, incluindo também os fluxos obtidos através de simulações computacionais com o programa ANAREDE.

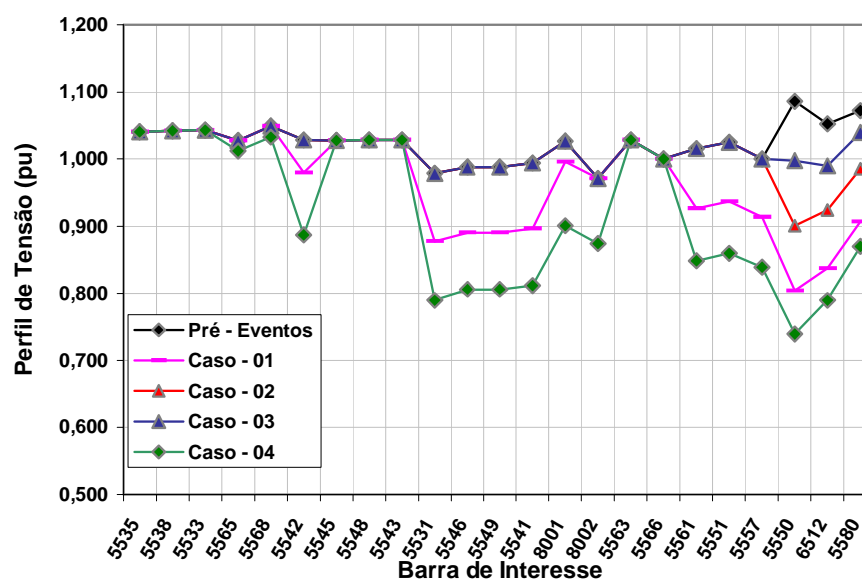


Figura 4.9 - Perfil de tensão de barras de interesse do sistema ELN-Ma

Tabela 4.3- Valores dos fluxos de potência ativa antes da perturbação.

Interligação	Programado	Medido	Simulado
Sul - Norte	800 MW	831 MW	826 MW
Norte - Nordeste	500 MW	473 MW	495,5 MW

O perfil de tensão do sistema ELN-Ma para as condições pós-eventos dos Casos 01 e 02 não está dentro de uma faixa normal de operação, lembrando que as ações de controle associadas a esses casos foram executadas pela ALUMAR de forma automática, quase simultaneamente, sem a intervenção do operador. As Tabelas 4.4 (a) – (d) mostram os valores em pu da tensão em algumas barras para as condições pré- e pós-eventos e as respectivas variações percentuais.

Tabela 4.4 (a) – Nível de tensão da barra de 230 kV da SE São Luís II

Caso	Pós-Eventos	Pré-Eventos	$\Delta V(\%)$
01	0,937 pu	1,025 pu	8,59
02	1,025 pu	1,025 pu	0,00
03	1,025 pu	1,025 pu	0,00
04	0,860 pu	1,025 pu	16,09

Tabela 4.4 (b) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE São Luís II

Caso	Pós-Eventos	Pré-Eventos	$\Delta V(\%)$
01	0,804 pu	1,086 pu	26,96
02	0,901 pu	1,086 pu	17,03
03	0,998 pu	1,086 pu	8,10
04	0,740 pu	1,086 pu	31,86

Tabela 4.4 (c) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE Presidente Dutra

Caso	Pós-Eventos	Pré-Eventos	$\Delta V(\%)$
01	0,907 pu	1,072 pu	15,39
02	0,986 pu	1,072 pu	8,02
03	1,040 pu	1,072 pu	3,00
04	0,870 pu	1,072 pu	18,84

Tabela 4.4 (d) – Nível de tensão da barra de 500 kV da SE Imperatriz

Caso	Pós-Eventos	Pré-Eventos	$\Delta V(\%)$
01	1,039 pu	1,085 pu	4,240
02	1,066 pu	1,085 pu	1,750
03	1,082 pu	1,085 pu	0,276
04	1,028 pu	1,085 pu	5,250

Os resultados ilustrados nestas tabelas mostram que as variações de tensão mais severas ocorrem na barra de 500 kV da SE São Luís II. Um dos fatores que contribuem para isto é a presença, nesta barra, de um reator de 136 MVar, que não foi desligado do sistema durante os eventos. Já as variações de tensão menos severas ocorrem na barra de 500 kV da SE de Imperatriz, que é o ponto de interligação do sistema Norte com o sistema Sul, além de possuir compensadores síncronos (3 unidades de -70/+100 MVar). Faz-se a seguir uma análise de cada caso simulado:

- O Caso 01 mostra que a saída da sala de cubas 3 não consegue evitar afundamentos severos de tensão nas barras de 230 e 500 kV da SE São Luís II, e na barra de 500 kV da SE Presidente Dutra. A duração dessa condição de operação é de curtíssimo tempo devido a saída da sala de cubas 2 meio segundo após a saída da sala de cubas 3, cenário caracterizado pelo Caso 02. Os níveis de tensão ainda permanecem fora dos padrões para uma operação segura.
- No Caso 03, toda a carga da ALUMAR é desligada do sistema ELN-Ma com a saída da sala de cubas 1, proporcionando um alívio no carregamento do sistema. Ainda assim há uma diferença de aproximadamente 8% do nível de tensão em relação a tensão de operação na barra de 500 kV da SE São Luís II.
- Já o Caso 04, apesar de ser ilustrativo, mostra que uma ação de controle considerada normal no dia-a-dia da operação pode apresentar um efeito reverso ao esperado. Neste caso, o operador tenta recuperar os níveis de tensão inserindo na barra de 230 kV da SE de São Luís II um banco de 61 MVar, justamente o que sai automaticamente de operação junto com a sala de cubas 3. O resultado desta ação é uma redução nos níveis de tensão e se houvesse disponibilidade de inserir mais bancos de capacitores no sistema, o operador poderia causar um colapso de tensão num período de tempo muito curto [22]. A próxima seção mostra que esta situação poderia ser evitada se o operador tivesse o conhecimento prévio da atual região em que se encontra o ponto de operação. Com estas informações, é possível testar ações de controle e implementar aquela, ou aquelas, que apresenta(m) o efeito esperado, e evitar aquela, ou aquelas, que apresenta(m) o efeito reverso.

Para fim de informação, a Tabela 4.5 mostra o valor de carga correspondente a cada sala de cubas da ALUMAR (comunicação privada com a Eletronorte). Nesta tabela não estão incluídos dados de carga da Refinaria, área da ALUMAR onde se concentram os motores de indução, sendo a primeira parcela de carga a ser desligada do sistema, além de ser muito pequena em comparação com cada cuba.

Tabela 4.5 – Potência em MW consumida por cada sala de cubas

Sala de Cubas	Carga (MW)
1	206,0
2	259,7
3	164,4

b) Curva V-Q

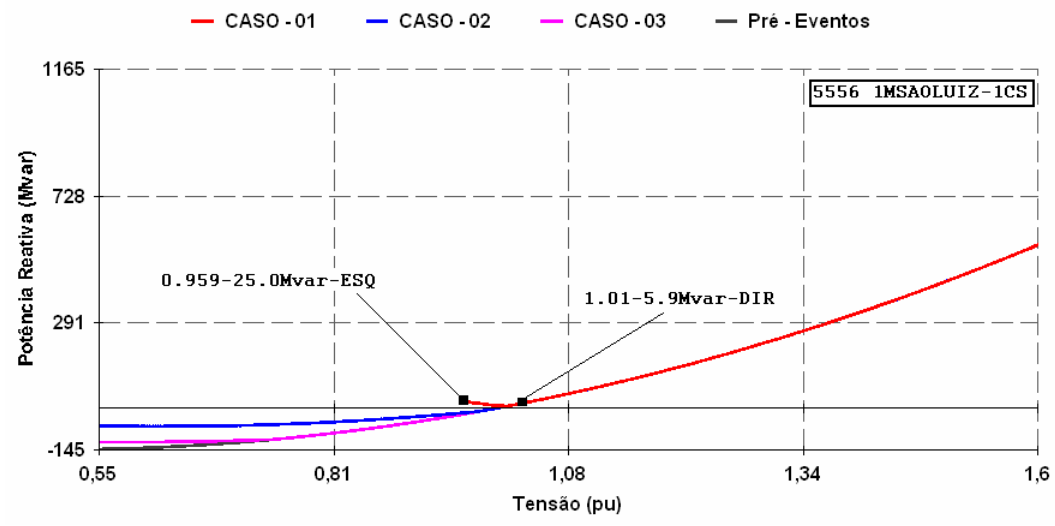
As curvas V-Q são usadas nesta investigação para visualização da região em que se encontra o ponto de operação das barras controladas por compensadores síncronos, e também para determinar a margem disponível de potência reativa. As curvas da Figura 4.10 (a)-(c) mostram, a partir da condição pré-eventos, a evolução do ponto de operação após as ações de controle nas barras de 13,8 kV da UTE São Luís, da SE Presidente Dutra e da SE Imperatriz.

No Caso 01, o ponto de operação do compensador síncrono se desloca do lado direito para o lado esquerdo da curva e entra na região de instabilidade de controle de tensão. Este comportamento é observado na barra de São Luís II, justamente na área da ALUMAR. À medida que a carga vai sendo desconectada (Casos 02 e 03) aliviando o carregamento do sistema de transmissão, o ponto de operação vai se deslocando para o lado direito da curva, até retornar à região de estabilidade de controle de tensão com o sistema passando a operar numa condição estável.

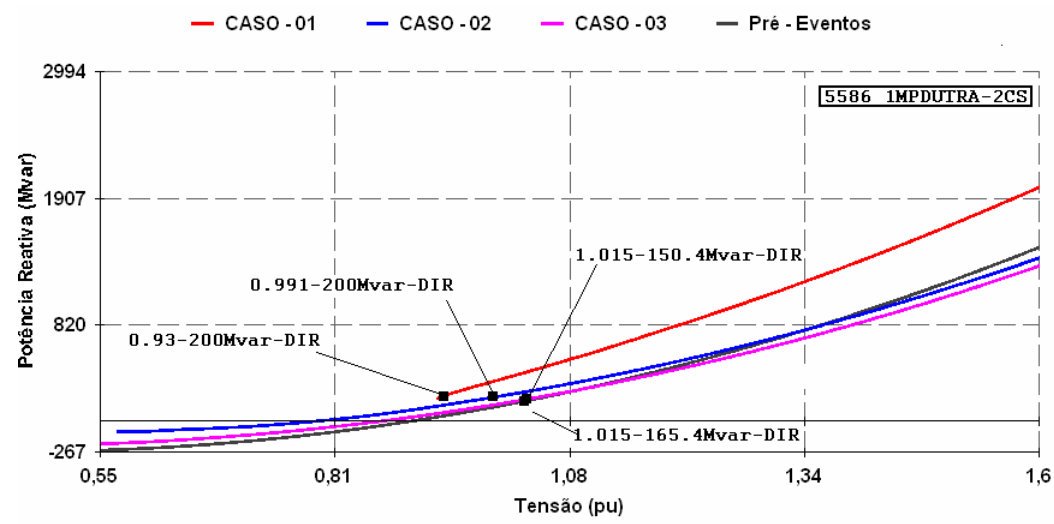
As formas de algumas curvas V-Q dificultam a visualização do limite de estabilidade de controle de tensão, onde a derivada dV/dQ é igual a zero. Entretanto, as Tabelas 4.6 (a)-(c) informam os limites de tensão e potência reativa determinados pelo programa ANAREDE para as condições pré e pós-eventos (Casos 01-03), bem como o lado da curva onde se encontra o ponto de operação atual (DIR – lado direito, ESQ – lado esquerdo). Estes limites indicam a fronteira entre as regiões estável e instável, ou seja, o limite de estabilidade de controle de tensão.

Os compensadores síncronos da barra de 13,8 kV da SE Presidente Dutra atingem suas capacidades máximas de geração (100 MVAR cada – 200 MVAR total) após a saída da sala de cubas 3 (Caso 01), permanecendo nos limites até a saída total da carga da ALUMAR (Caso 03). Com relação ao compensador síncrono da barra de São Luís, este atinge sua capacidade máxima de geração (25 MVAR) após a saída da sala de cubas 3 (Caso 01), passando a operar com mais flexibilidade após a retirada da sala de cubas 2 (Caso 02).

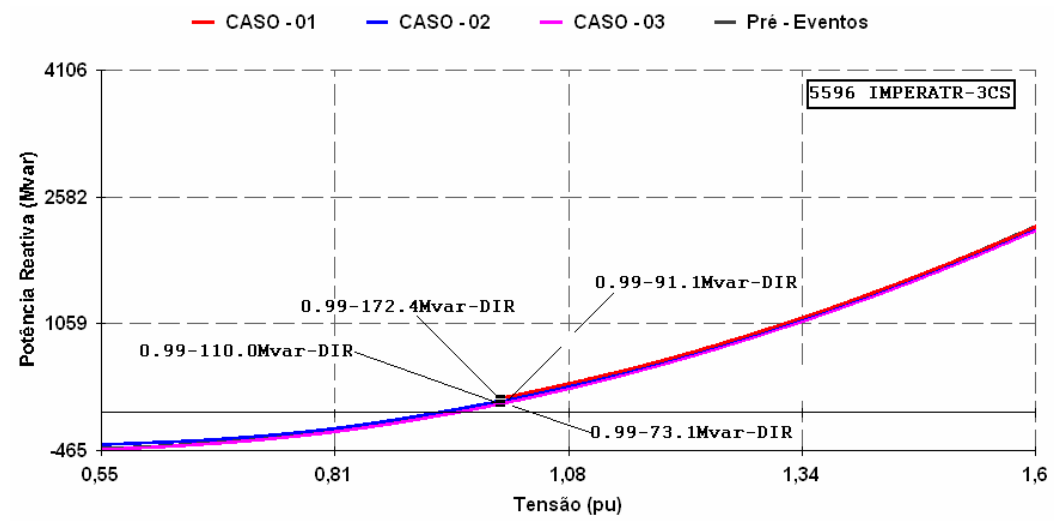
A barra de 13,8 kV da SE Imperatriz mostra uma boa robustez em termos de estabilidade de controle de tensão. Este é ponto de interconexão com o sistema Sul.



Figuras 4.10 (a) – Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da UTE São Luís



Figuras 4.10 (b) – Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da SE Presidente Dutra



Figuras 4.10 (c) – Curvas V-Q da barra de 13,8 kV da SE Imperatriz

Tabela 4.6(a) - Limites da barra de 13,8 kV da UTE São Luís II (1 CS)

Caso	Tensão	Geração	Limite de Reativo		
	pu	MVAr	Tensão	MVAr	Lado
Pré	1,010	5,9	0,500	-145,3	DIR
01	0,959	25,0	1,007	4,6	ESQ
02	1,010	5,9	0,612	-65,3	DIR
03	1,010	5,9	0,581	-119,6	DIR

Tabela 4.6(b) - Limites da barra de 13,8 kV da SE Presidente Dutra (2 CSs)

Caso	Tensão	Geração	Limite de Reativo		
	pu	MVAr	Tensão	MVAr	Lado
Pré	1,015	150,4	0,455	-267,2	DIR
01	0,930	200,0	0,923	162,5	DIR
02	0,991	200,0	0,579	-97,9	DIR
03	1,015	165,5	0,444	-212,5	DIR

Tabela 4.6(c) - Limites da barra de 13,8 kV da SE Imperatriz (3 CSs)

Caso	Tensão	Geração	Limite de Reativo		
	pu	MVAr	Tensão	MVAr	Lado
Pré	0,990	91,1	0,490	-455,9	DIR
01	0,990	172,4	0,950	66,4	DIR
02	0,990	110,9	0,590	-380,8	DIR
03	0,990	73,1	0,490	-464,8	DIR

Uma vez que os dispositivos de controle de tensão são projetados para que um aumento na injeção de potência reativa seja acompanhado de um aumento no nível de tensão, as curvas V-Q da barra de 230 kV da SE São Luís II ilustradas na Figura 4.11(a) mostram justamente o contrário. Essas curvas correspondem à seqüência de eventos envolvendo a saída da sala de cubas 1 junto com banco de capacitores de 60,1 MVar agregado a esta carga (Caso 01), e em seguida o operador intervém religando este banco à barra de 230 kV (Caso 04). Este cenário difere do apresentado no Capítulo 3 quando o ajuste foi feito na potência reativa gerada pelo compensador síncrono. Aqui, faz-se a inclusão de um elemento shunt na barra do compensador, gerando uma nova curva V-Q.

O ponto de operação da barra de 230 kV se encontra no lado esquerdo da curva V-Q, e como esta barra está conectada através de dois transformadores à de 13,8 kV do compensador síncrono da UTE São Luís, cujo ponto de operação também está no lado esquerdo da curva V-Q, o efeito reverso se propaga afundando ainda mais o nível de tensão da barra do compensador, como mostram as curvas V-Q ilustradas na Figura 4.11 (b).

Para este último caso, nota-se uma condição de operação bastante interessante. Com a inclusão do banco de capacitores, o nível de tensão cai, mas o ponto de operação do compensador síncrono passa para a região estável, embora próximo da base da curva V-Q, ou seja, próximo do limite desta nova configuração. Mesmo se esta ação de controle fosse executada, o operador não teria muito o quê fazer uma vez que na ocasião dos eventos este compensador síncrono atingiu a sua máxima capacidade de geração de potência reativa (25 MVar).

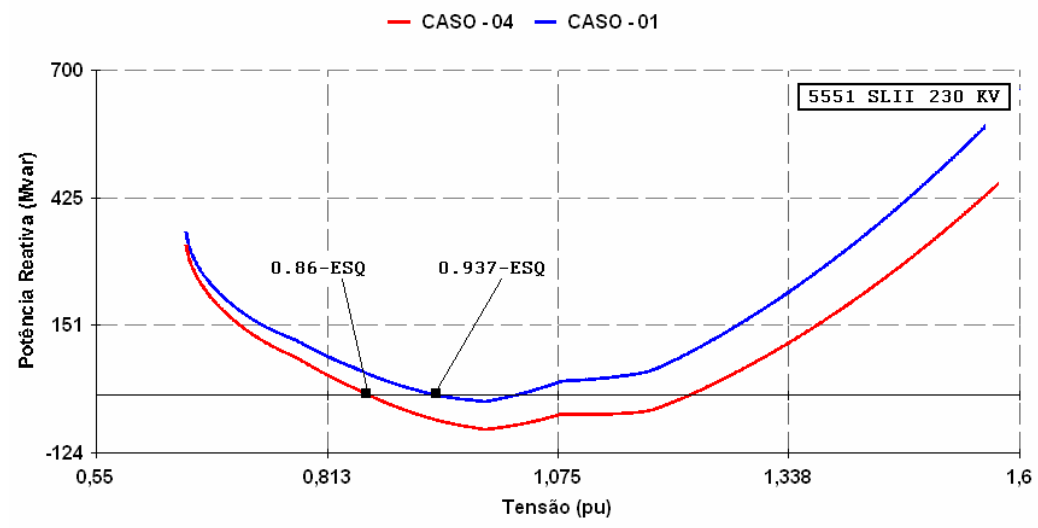


Figura 4.11 (a) – Curva V-Q da barra de 230 kV da SE São Luís II

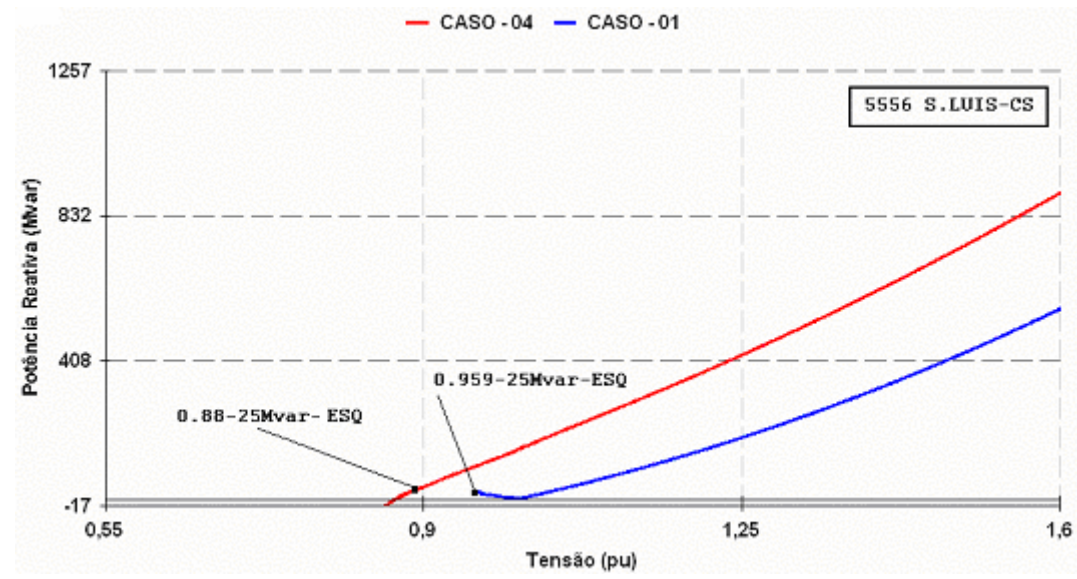


Figura 4.11 (b) – Curva V-Q da barra de 13,8 kV UTE São Luís II

c) Análise no Domínio do Tempo

O objetivo aqui é reproduzir no domínio do tempo com uma boa fidelidade a seqüência de eventos nos sistemas Norte/Nordeste, desde seu início no sistema CHESF, passando pela perda da interligação, até o segundo corte de carga da ALUMAR (Caso 02). Diferentemente dos procedimentos anteriores onde as simulações envolviam cada caso individualmente, aqui, devido aos recursos disponíveis, as seqüências são incluídas numa única simulação. Como as simulações dinâmicas oferecem uma faixa muito grande de variáveis, a seleção das grandezas visualizadas através de gráficos está restrita à:

- Tensão de barras próximas a ALUMAR;
- Tensão de barras controladas por compensadores síncronos;
- Fluxo de potência ativa nas interligações;
- Potência reativa gerada pelos compensadores síncronos da área ELN-Ma;
- Potência ativa gerada pelas máquinas de Tucuruí;
- Ângulo das máquinas de Tucuruí.

Esta seleção está baseada no objetivo principal do trabalho que é a investigação de problemas de controle de tensão na área ELN-Ma.

A curva ilustrada na Figura 4.12 mostra o comportamento dinâmico da tensão na barra principal da ALUMAR (230 kV), onde se visualiza um colapso parcial de tensão no período de tempo transitório ($t \leq 10$ segundos). Optou-se inicialmente por este curto período de tempo para que este colapso parcial pudesse ser visualizado, sendo que os próximos estudos possuem um tempo fixo de simulação de 30 segundos. Os registradores da ALUMAR captaram esse limite inferior de tensão que atingiu aproximadamente 0,77 pu da tensão de operação (Figura 4.5). Os dispositivos de proteção para subtensão começaram então a atuar no sentido de restabelecer os níveis de tensão do sistema ELN-Ma. As legendas incluídas neste, e nos demais gráficos, informam sobre os eventos simulados, conforme descritos na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Detalhamento da seqüência de eventos simulados no ANATEM

Legenda	Descrição
A	Abre o circuito ANGELIM - RECIFE II 500kV C-2 Abre o circuito ANGELIM - RECIFE II 500kV C-1
B	Abre o circuito P.DUTRA - B. ESPER. 500kV C-1
C	Abre o circuito P.DUTRA - TERESINA 500kV C-1 Abre o circuito S.LUIS II - P.DUTRA 500kV C-1 Abre o circuito IMPER. 500kV C-2 - COMP.S 1 Abre o circuito P.DUTRA 500kV C-2 - COMP.S 1
D	Saída da sala de cubas 03 (164,4 MW) Saída do banco de capacitores de 61 MVAr agregado à sala de cubas 03 Saída Refinaria (29.48 + j5,54) MVA
E	Corte de carga, saída sala de cubas 02 (259,7 MW) Saída do banco de capacitores de 61 MVAr agregado à sala de cubas 02
F	Compensação shunt inclusão do banco de 61 MVAr na barra de 230 kV SE São Luís II

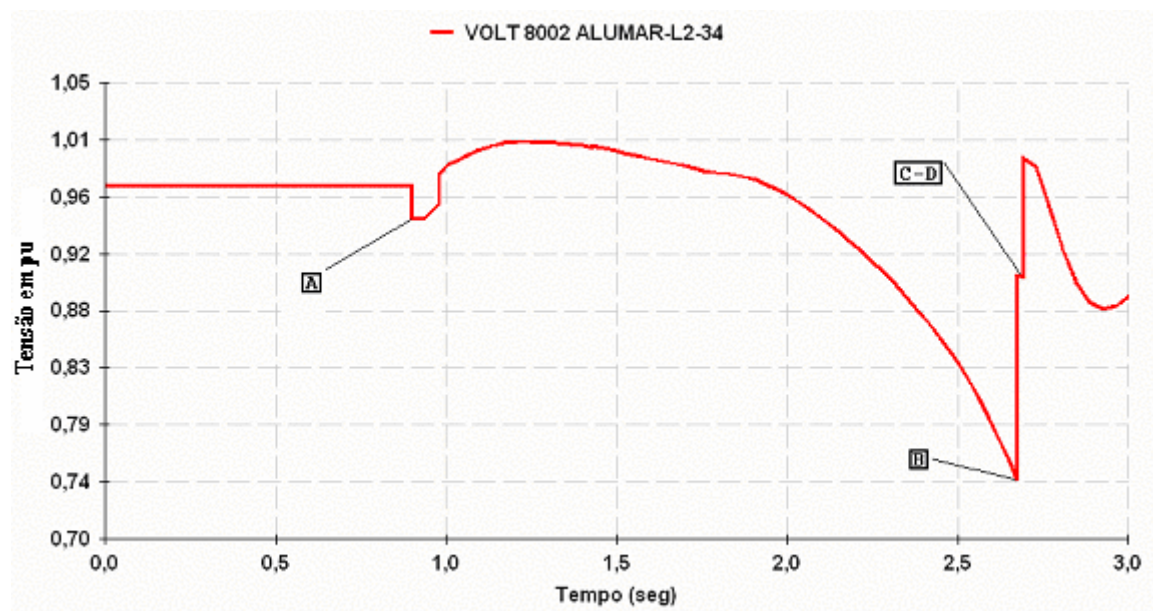


Figura 4.12 – Comportamento da tensão durante os três primeiros segundos
- Barra de 230 kV da ALUMAR –

As Figuras 4.13 (a) – (d) ilustram as curvas de tensão das barras de 230 kV da SE São Luís II, de 500 kV da SE São Luís II, de 500 kV da SE Presidente Dutra e finalmente da barra de 500 kV da SE de Imperatriz. Embora as simulações estejam restritas aos fenômenos transitórios, isto é, fenômenos cuja faixa de tempo está abaixo dos dez segundos, o período de tempo total simulado é de 30 segundos. A explicação para isto está nas informações disponibilizadas pelo relatório do ONS [3] com relação ao tempo que o sistema elétrico oscila devido a esses eventos. Segundo este relatório, as oscilações duram, aproximadamente, 27 segundos após o evento inicial (curto-circuito). Nas curvas este período não chega a ser tão longo, mas está próximo disso.

Uma outra informação relevante é com relação ao nível inferior de tensão obtido na simulação para a barra de 230 kV da SE São Luís II, que está em torno de 0,79 pu (Figura 4.13 a). Segundo o Demonstrativo de Ocorrências do Mês de Outubro da barra de 230 kV da SE São Luís II elaborado pela Eletronorte (Apêndice B), para estes eventos, a tensão mínima nesta barra atingiu 0,752 pu. Portanto, a diferença absoluta entre o valor medido e o calculado é de aproximadamente 5%.

A Figura 4.13 (b) mostra que a tensão na barra de 500 kV da SE São Luís II acompanha o comportamento dinâmico da tensão da barra de 230 kV da SE São Luís II. As oscilações também são severas nas barras de 500 kV da SE Presidente Dutra e da SE Imperatriz, conforme pode ser visto nas curvas 4.13(c) e 4.13(d). De fato, estes quatro pontos estão interligados, seja através de um transformador, como no caso das barras de 230 kV e de 500 kV da SE São Luís II, ou através de linhas de transmissão, como no caso das barras de 500 kV.

A SE Imperatriz é o ponto de conexão do sistema ELN-Ma com o sistema Sul, e segundo o relatório do ONS [3], observou-se uma oscilação de potência no trecho entre esta SE e a SE Colinas. As curvas da Figura 4.14 mostram o fluxo de potência ativa no trecho da interligação entre os sistemas Norte e Sul (4.14 a), compreendendo as SEs Miracema-Gurupi, e o fluxo nas linhas de interligação com o sistema Nordeste, trechos de Presidente-Dutra até Teresina II e Boa Esperança (4.14 b). As oscilações são realmente severas e o sistema Norte que era importador de potência do sistema Sul, passa a ser exportador após os eventos. Isso se deve a severa rejeição de carga vista pelo sistema Sul com relação ao sistema Norte. Não houve perda da interligação Norte / Sul, mas houve perda das interligações Norte / Nordeste.

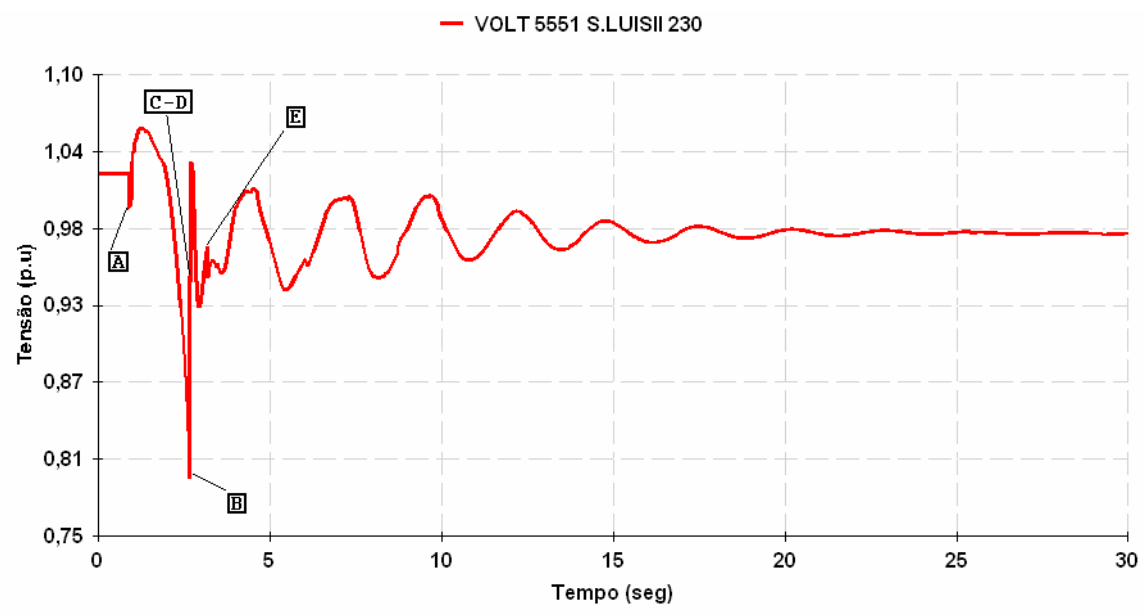


Figura 4.13 (a) – Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos
- Barra de 230 kV da SE São Luís II –

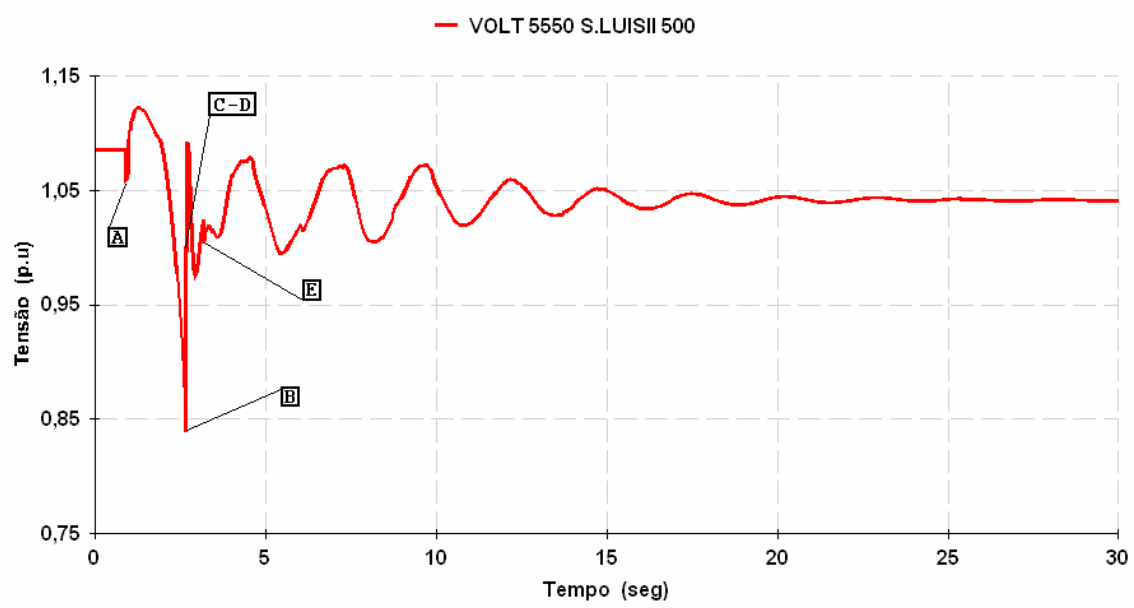


Figura 4.13 (b) – Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos
- Barra de 500 kV da SE São Luís II –

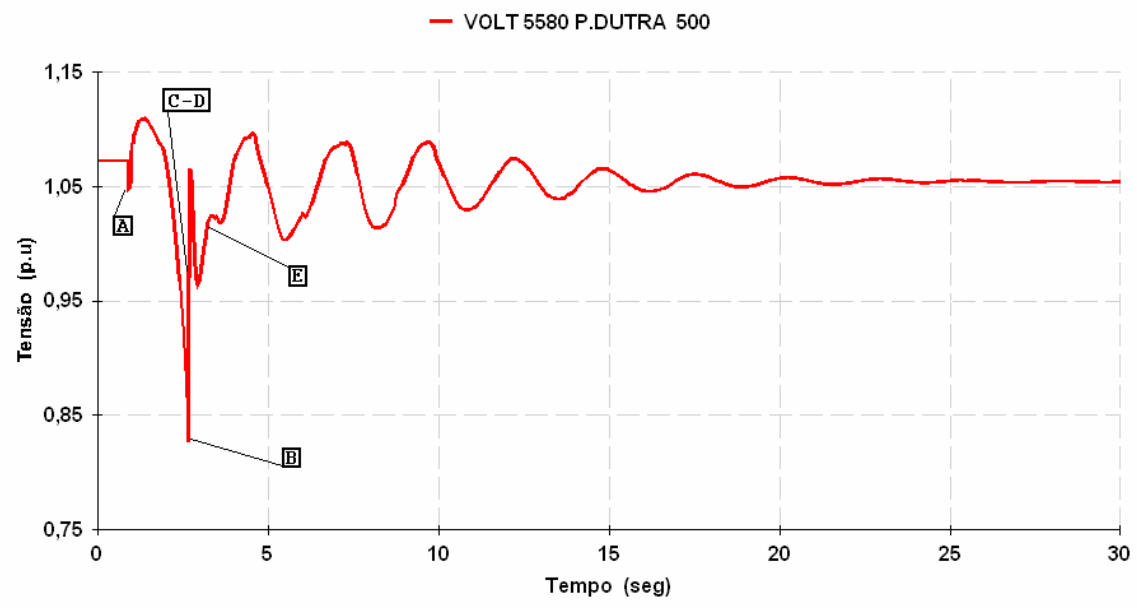


Figura 4.13 (c) – Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos
- Barra de 500 kV da SE Presidente Dutra –

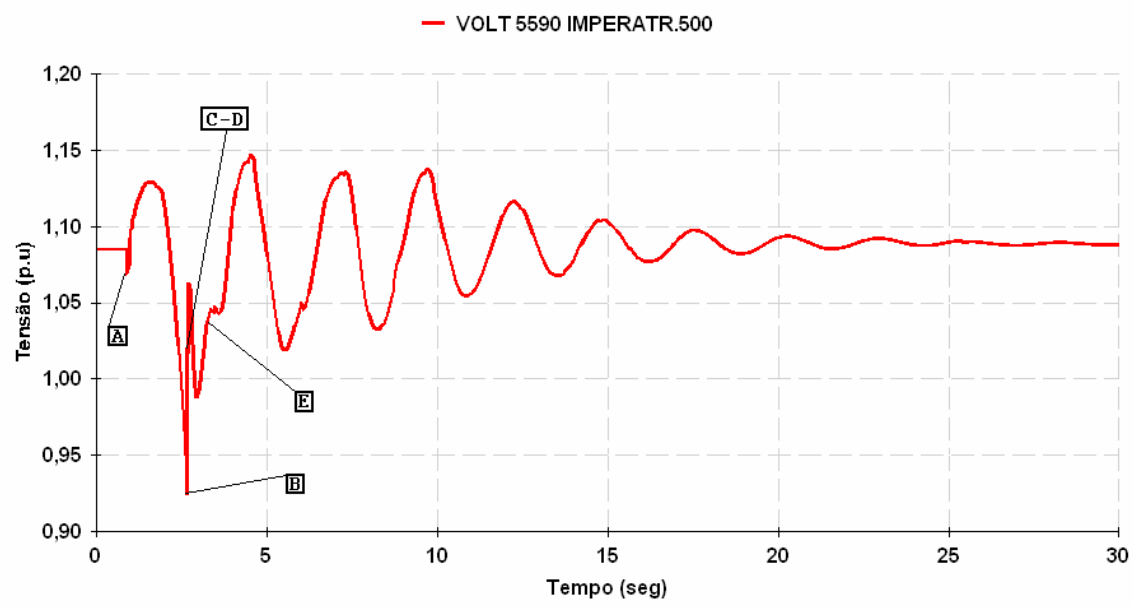


Figura 4.13 (d) – Comportamento dinâmico da tensão durante 30 segundos
- Barra de 500 kV da SE Imperatriz–

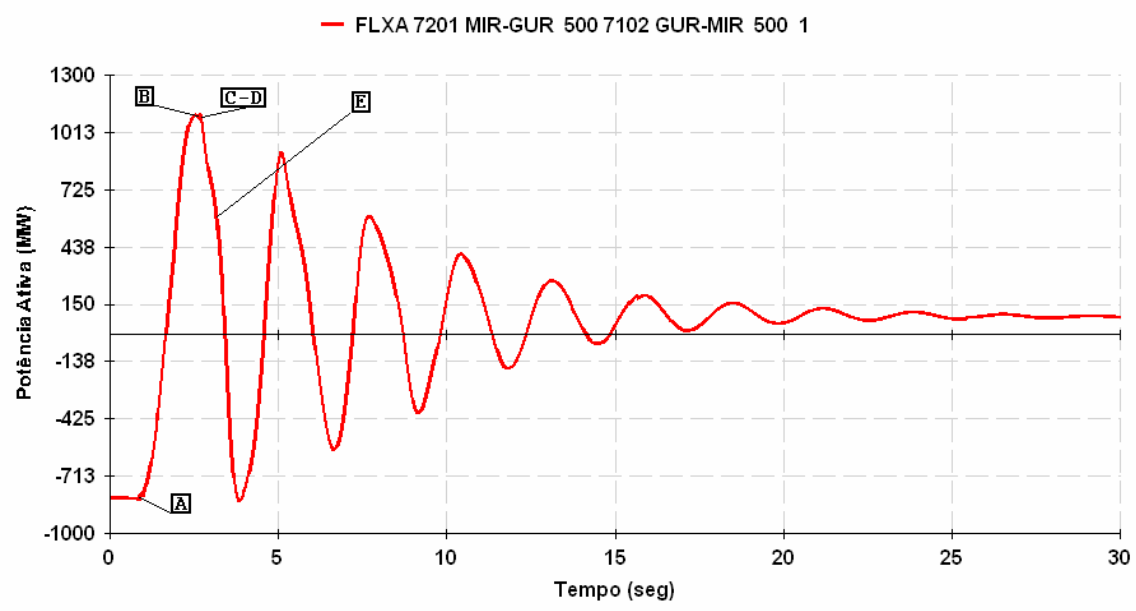


Figura 4.14 (a) – Fluxo de potência ativa na interligação Norte/Sul.

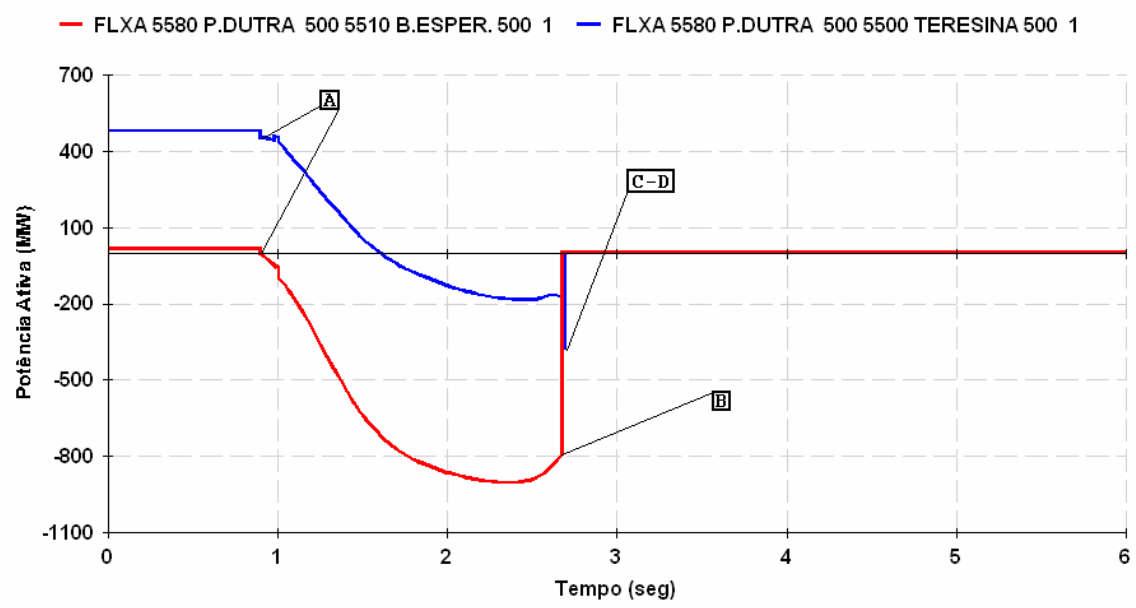


Figura 4.14 (b) – Fluxos de potência ativa nas interligações Norte/Nordeste.

A potência reativa gerada/absorvida pelos compensadores síncronos da UTE São Luís e da SE Presidente Dutra (barras de 13,8 kV) estão ilustradas nas curvas da Figura 4.15 (a)-(b). Esses compensadores responderam de forma adequada aos eventos apesar das oscilações observadas nas curvas. Nota-se um comportamento interessante desses compensadores síncronos que com certeza está influenciando nos resultados obtidos dos níveis de tensão em regime permanente para algumas barras. Nas análises em regime permanente, esses compensadores estavam limitados por uma margem de geração e absorção de potência reativa. No caso do compensador síncrono da UTE São Luís II a capacidade máxima de geração de potência reativa era de 25 MVar. Já a barra de Presidente Dutra possui dois compensadores síncronos cuja capacidade individual é de 100 MVar, totalizando 200 MVar. Esses limites foram confirmados pelos operadores na época dos eventos.

O compensador síncrono da UTE de São Luís atinge a condição de regime permanente gerando 30 MVar, ou seja 5 MVar acima do limite de geração de potência reativa que é de 25 MVar. Já o total dos compensadores síncronos da barra de 13,8 kV da SE Presidente Dutra é de 146,4 MVar, abaixo portanto do limite de 200 MVar. Para visualizar a diferença nos níveis de tensão, a Tabela 4.8 mostra os valores obtidos em regime permanente e no domínio do tempo após 30 segundos de simulação para as barras de interesse.

Para que os limites dos compensadores síncronos fossem considerados de forma correta nas simulações, seria necessário a implementação de limitadores de sobreexcitação para monitorar a corrente de campo. Essa não é uma tarefa fácil visto que o tempo de vida dessas máquinas já é bem elevado, não se sabendo ao certo que tipo de limitadores esses compensadores possuem, e se possuem.

Outro fator relevante para a não consideração dos limitadores de sobreexcitação nesses estudos está relacionado com o tempo de atuação desses dispositivos. Como a faixa de tempo pode atingir várias dezenas de segundos, o fenômeno envolvido já deixa de ser transitório passando para a faixa de longo termo [11]. A análise no domínio do tempo de fenômenos de longo termo através de programas convencionais de estabilidade transitória é ineficiente no aspecto computacional, fazendo-se necessário um algoritmo de integração de passo variável, o que não é o caso do programa ANATEM. Aqui, não se está querendo dizer que fenômenos de longo termo não devam ser investigados no sistema ELN-Ma ou que devam ser desprezados, apenas que não são de interesse no presente trabalho.

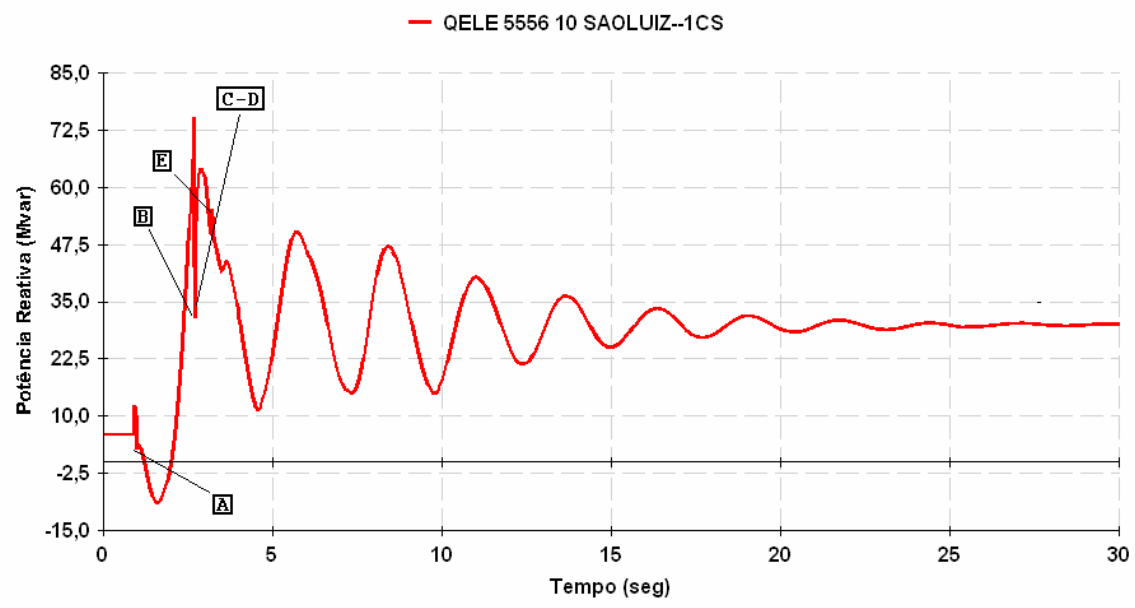


Figura 4.15 (a) – Fluxo de potência reativa do compensador síncrono da UTE São Luís (barra de 13,8 kV)

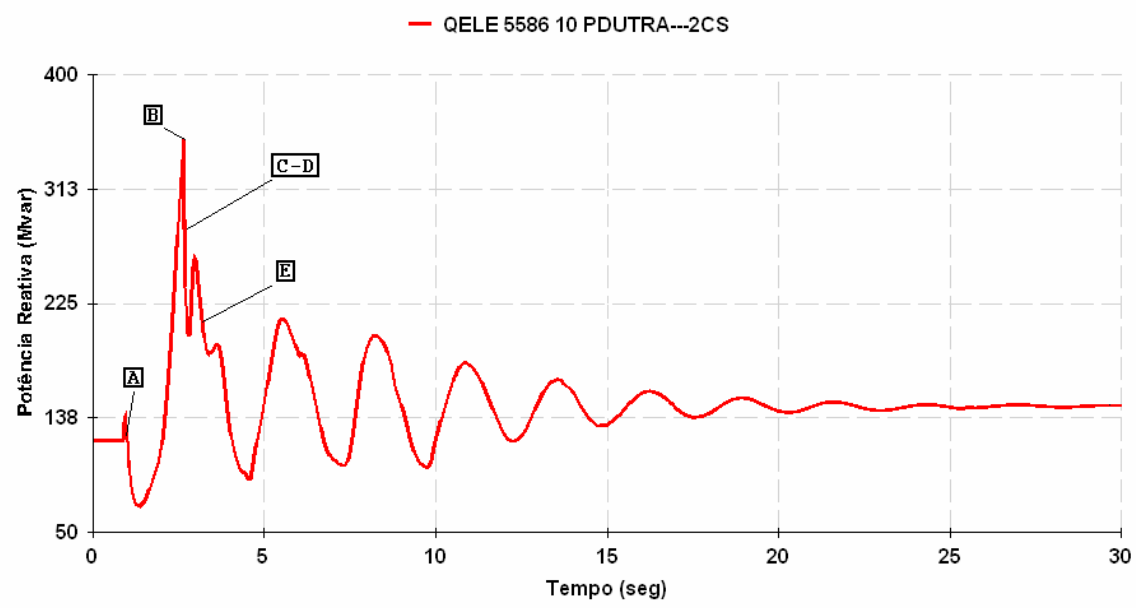


Figura 4.15 (b) – Fluxo de potência reativa total dos compensadores síncronos da SE Presidente Dutra (barra de 13,8 kV)

Tabela 4.8 – Valores em pu da tensão

Barra	Tensão (pu)		
	ANATEM	ANAREDE	ΔV (%)
São Luís 230 kV	0,9790	1,025	- 4,69
São Luís 500 kV	1,0408	0,998	4,11
Presidente Dutra 500 kV	1,0536	1,040	1,29

As curvas ilustradas na Figura 4.16 (a) – (b) mostram o comportamento dinâmico da potência elétrica gerada e do ângulo de um grupo máquinas síncronas da usina de Tucuruí. As oscilações de potência (Figura 4.16 a) apesar de amortecidas provocaram variações de tensão na área ELN-Ma, resultando na atuação de proteção de subtensão internas a ALUMAR, desligando seqüencialmente as salas de cubas, além da área conhecida como Refinaria onde estão instalados os motores de indução.

A Figura 4.16(b) reforça as informações fornecidas pelo relatório do ONS de que as interligações entre os sistemas Norte e Nordeste foram perdidas por atuação da proteção de perda de sincronismo entre estas regiões. Nesta figura, a curva mostra o comportamento angular do rotor do grupo máquinas síncronas de Tucuruí em relação as máquinas da Usina de Paulo Afonso, localizada na margem do Rio São Francisco (CHESF).

Encerrando o grupo de simulações no domínio do tempo, a curva da Figura 4.17 mostra o comportamento da tensão na barra de 230 kV da SE São Luís II para o Caso 04. A tensão se estabiliza próximo ao nível pré-eventos, não confirmando portanto o afundamento da tensão registrado na simulação em regime permanente e ilustrado na curva V-Q da Figura 4.11(a). Esta é, a primeira vista, uma situação de confronto de resultados, onde a curva V-Q indica uma condição de operação instável em termos de controle de tensão, enquanto que a simulação no domínio do tempo mostra uma condição de operação estável. Entretanto, como não se investigou no domínio do tempo a localização do ponto de operação do Caso 01, não se pode garantir se quando o capacitor foi inserido na barra de 230 kV as condições de operação eram as mesmas da Figura 4.11(a).

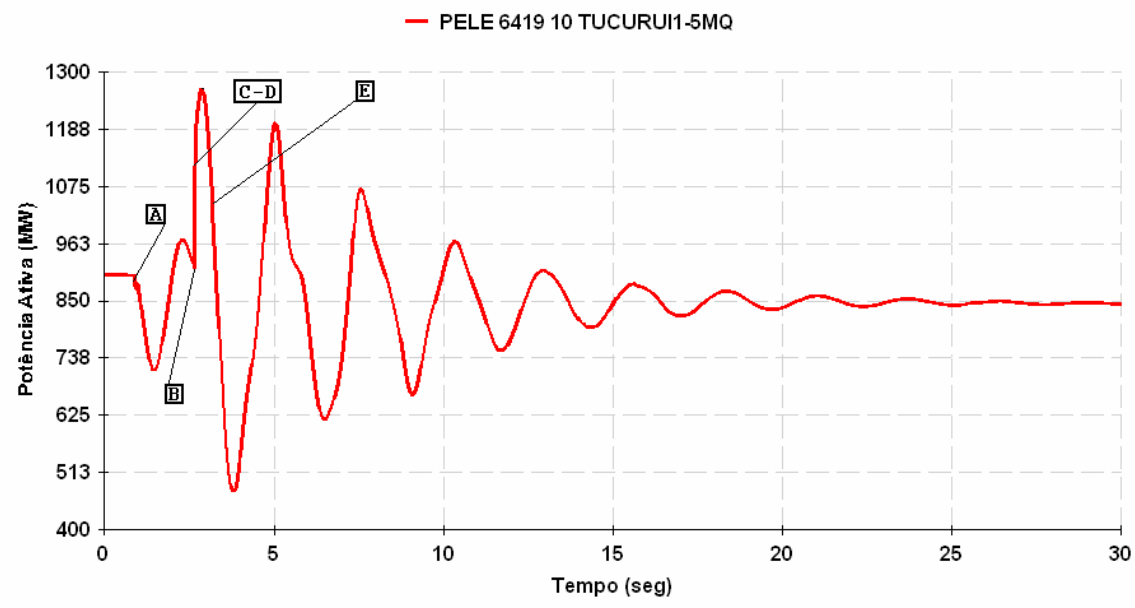


Figura 4.16 (a) – Potência elétrica gerada pelas máquinas da Usina de Tucuruí.

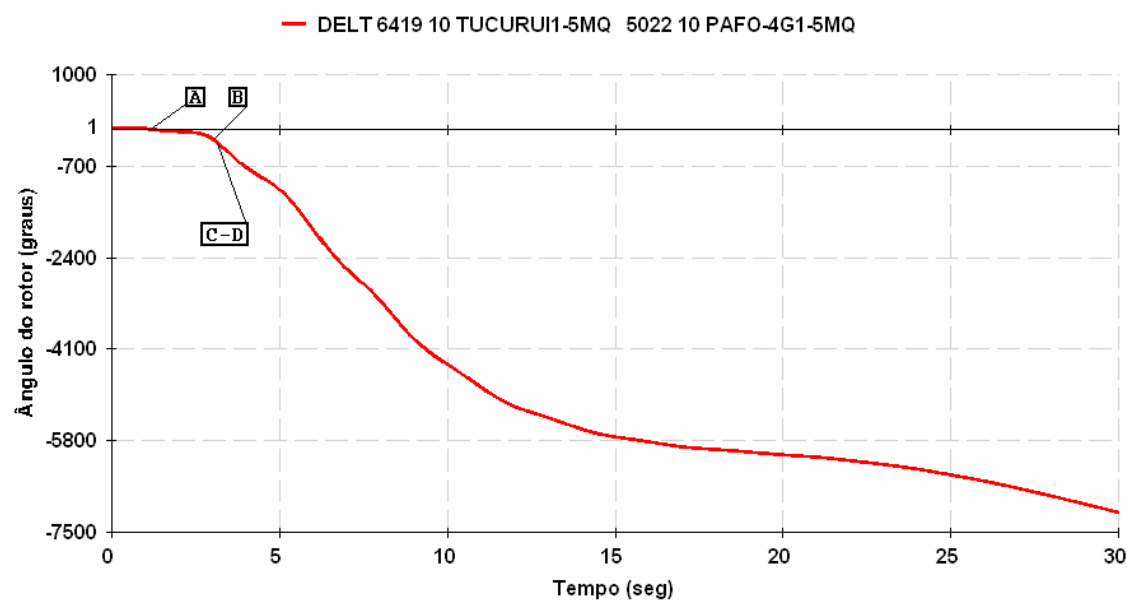


Figura 4.16 (b) – Ângulo do rotor de máquinas da Usina de Tucuruí em relação as máquinas da Usina de Paulo Afonso.

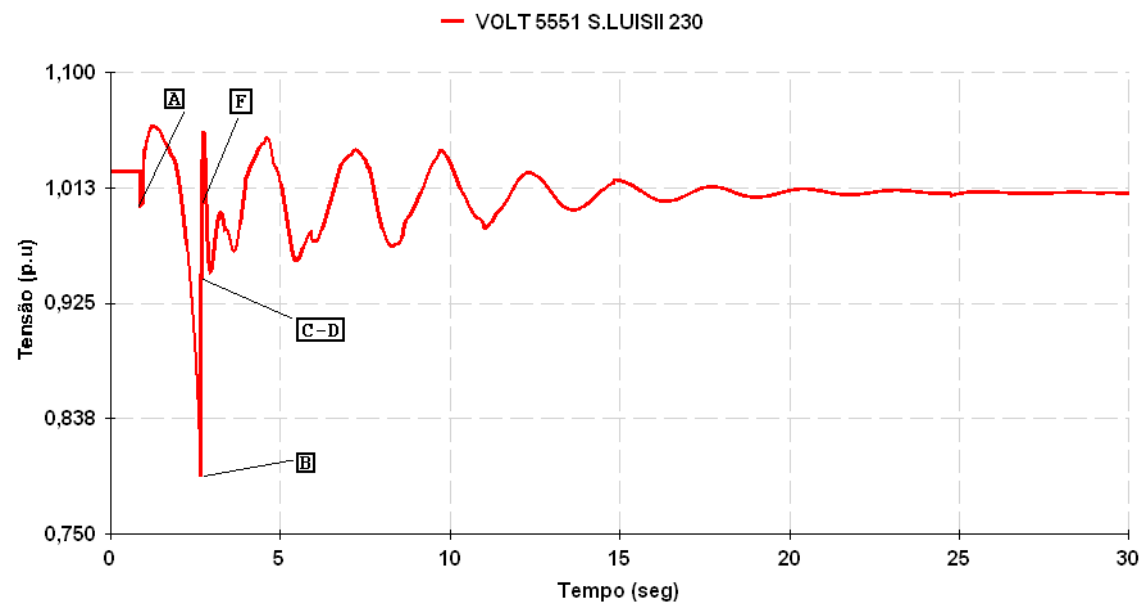


Figura 4.17 – Comportamento dinâmico da tensão na barra de 230 kV SE São Luís II
- Caso 04 -

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia baseada em técnicas de regime permanente e no domínio do tempo para análise de problemas de controle de tensão em sistemas de energia elétrica reais e de grande porte. As técnicas de regime permanente usam modelos convencionais de estudos de fluxo de carga, enquanto que no domínio do tempo são usados modelos convencionais de estudos de estabilidade transitória angular.

Nos estudos de regime permanente, além da determinação do perfil de tensão, foram montadas curvas V-Q enfocando as barras de carga (ALUMAR) e as barras com dispositivos dinâmicos de controle de tensão (compensadores síncronos).

Já nos estudos no domínio do tempo, as análises ficaram restritas a um período transitório estendido uma vez que por restrições computacionais não foi possível simular fenômenos de longo termo. A versão do programa usado (ANATEM) não dispõe de um algoritmo de integração de passo variável para aumentar a eficiência da simulação em termos de tempo de processamento. Em termos de modelagem, essa versão possibilita ao usuário implementar seu próprio modelo de diagramas de blocos via CDU (Controlador Definido pelo Usuário). Portanto, dispositivos de controle de tensão relevantes aos fenômenos de longo termo poderiam ser implementados sem muitos problemas, uma vez conhecidas as suas características.

A área da ALUMAR é extremamente compensada e carregada, sendo que sua composição de cargas apresenta características especiais, propícias a problemas de controle de tensão. As salas de cubas, como são conhecidas as cargas mais relevantes da ALUMAR, consomem juntas, aproximadamente, 650 MW. Essas salas são equipadas com retificadores que fazem a conversão ac-cc para suprimento dos altos fornos. Além das salas de cubas, a ALUMAR possui uma composição de motores de indução que consomem aproximadamente 29 MW (SE Refinaria). Essa composição de cargas está modelada nos estudos em regime permanente por um elo de corrente contínua com parcelas tipo corrente e potência constante. Juntando-se a essas características “*não-amigáveis*” das cargas, tem-se o uso massivo de capacitores cujo objetivo principal é manter um nível de tensão adequado para a operação do elo de corrente contínua (disparo dos tiristores). A compensação capacitiva não está restrita

apenas as barras próximas a ALUMAR e pertencentes ao sistema ELN-Ma, também existem bancos de capacitores localizados na parte interna dessa indústria. Justifica-se, portanto, o interesse em investigar problemas de controle de tensão nesta área.

Não se pode esquecer que o objetivo deste trabalho é testar e avaliar a eficiência da metodologia proposta para detectar e visualizar problemas de controle de tensão, usando para isto um sistema de energia elétrica submetido a distúrbios severos e que realmente aconteceram, e não apresentar soluções para problemas operacionais da ELN ou da ALUMAR relacionados ao fenômeno.

As conclusões mais relevantes obtidas a partir dos resultados das simulações computacionais são:

1. Devido ao grande número de barras do sistema ELN-Ma, foi necessário selecionar aquelas mais relevantes e mais significativas para o objetivo do trabalho. No processo de seleção foram considerados o nível de tensão, a distância elétrica com a ALUMAR, as barras controladas por compensadores síncronos, e as barras envolvidas diretamente com os eventos internos ao sistema ELN-Ma.

As linhas de transmissão de 500 kV do sistema ELN-Ma são as “vias” dos fluxos de potência ativa e reativa para o sistema Nordeste vindos da usina de Tucuruí e do sistema Sul, sendo portanto estratégicas para o SIN. As barras envolvidas na seqüência de desligamentos de linhas de transmissão no sistema ELN-Ma operam ao nível de 500 kV. A carga da ALUMAR, suprida ao nível de 230 kV, apresenta características especiais, necessitando de massivos esquemas de compensação de potência reativa, além de seu consumo ser maior que as demais cargas do estado do Maranhão, juntas. Para que os resultados das ações de controle, tema principal desta pesquisa, sejam diretamente investigados, é preciso incluir as barras controladas pelos compensadores síncronos.

Portanto, a seleção de barras resultou em benefícios importantes onde, além de reduzir o tempo de investigação, permitiu um estudo mais detalhado do fenômeno, clarificando as condições de operação com problemas de controle de tensão. Quando se reduz o número de barras, existe o risco de se perder informações relevantes uma vez que várias barras deixam de ser investigadas, entretanto, acredita-se que esse risco é reduzido devido aos critérios estabelecidos para esta seleção.

2. Inicialmente, não se tinha conhecimento sobre as causas e conseqüências dos eventos ocorridos em 10 de outubro de 2002 no sistema ELN-Ma, ou seja, se estes causaram, ou foram causados por problemas de estabilidade de tensão. Foi feita então uma busca por informações para dar início a montagem do cenário completo, desde o distúrbio inicial no sistema Nordeste, até o corte total de carga na ALUMAR. Para o sistema Nordeste, a única fonte de informações foi o relatório preparado pelo ONS sobre o evento [3]. As informações disponibilizadas pela regional ELN-Ma estavam na forma de registros gráficos e numéricos, e também foram feitos contatos privados com os operadores do sistema. Neste último, conseguiu-se informações importantes com relação aos níveis de carga e de compensação de potência reativa da ALUMAR, ao tempo de atuação dos relés de proteção e aos limites dos compensadores síncronos. As informações dos operadores tiveram um papel decisivo na qualidade das simulações computacionais no domínio do tempo, pois se observou uma discrepância entre o tempo de atuação do ECE implementado no arquivo de dados original e o real.

Estas discrepâncias sugerem uma atualização dos arquivos de dados usados nos estudos computacionais, seja em regime permanente ou no domínio do tempo.

3. O programa ANATEM apresentou um comportamento interessante para o caso do ponto de operação da barra de carga na região instável com modelo de carga tipo potência constante (Capítulo 3). O programa fez um ajuste inicial até obter uma solução estável, coincidindo com o ponto do lado direito da curva V-Q, ou seja, o ponto de operação do lado esquerdo foi levado para o lado direito. Este comportamento pode estar relacionado com os recursos disponíveis no programa ANATEM o qual procura a melhor solução para a condição de operação desejada. Neste trabalho não foi possível visualizar no domínio do tempo condições instáveis de controle de tensão através deste programa.

4. Após a interligação, o sistema Norte passou a enfrentar variações nos níveis de tensão quando da ocorrência de distúrbios severos no sistema Nordeste, variações que apesar de transitórias, são longas o suficiente para causar desligamentos por subtensão de indústrias de grande porte da região. É importante, portanto, disponibilizar para os operadores meios para analisar e evitar problemas de controle de tensão no sistema ELN-Ma.

Reproduzir a seqüência de eventos no sistema de energia elétrica da Eletronorte, detectar e visualizar problemas de controle de tensão através da metodologia proposta, não foram tarefas triviais. Não se tem conhecimento da realização de análise no sistema Norte similar a apresentada neste trabalho, reforçando assim a sua importância para a empresa e também para o SIN. Portanto, este trabalho serviu para implementar na empresa uma linha de investigação de fenômenos de tensão, disponibilizando um banco de dados para estudos em regime permanente e no domínio do tempo, que pode ser modificado/atualizado de acordo com as necessidades de expansão do sistema. Estudos preventivos/corretivos contra situações de risco podem ser realizados dentro da própria empresa, sem a necessidade de recorrer a terceiros. Isto resulta em ganhos de conhecimentos e de tempo.

Baseado nos resultados apresentados, conclui-se que a metodologia proposta, apresentada, e testada atendeu aos requisitos estabelecidos.

Vários trabalhos podem ser desenvolvidos a partir deste, ficando como sugestões:

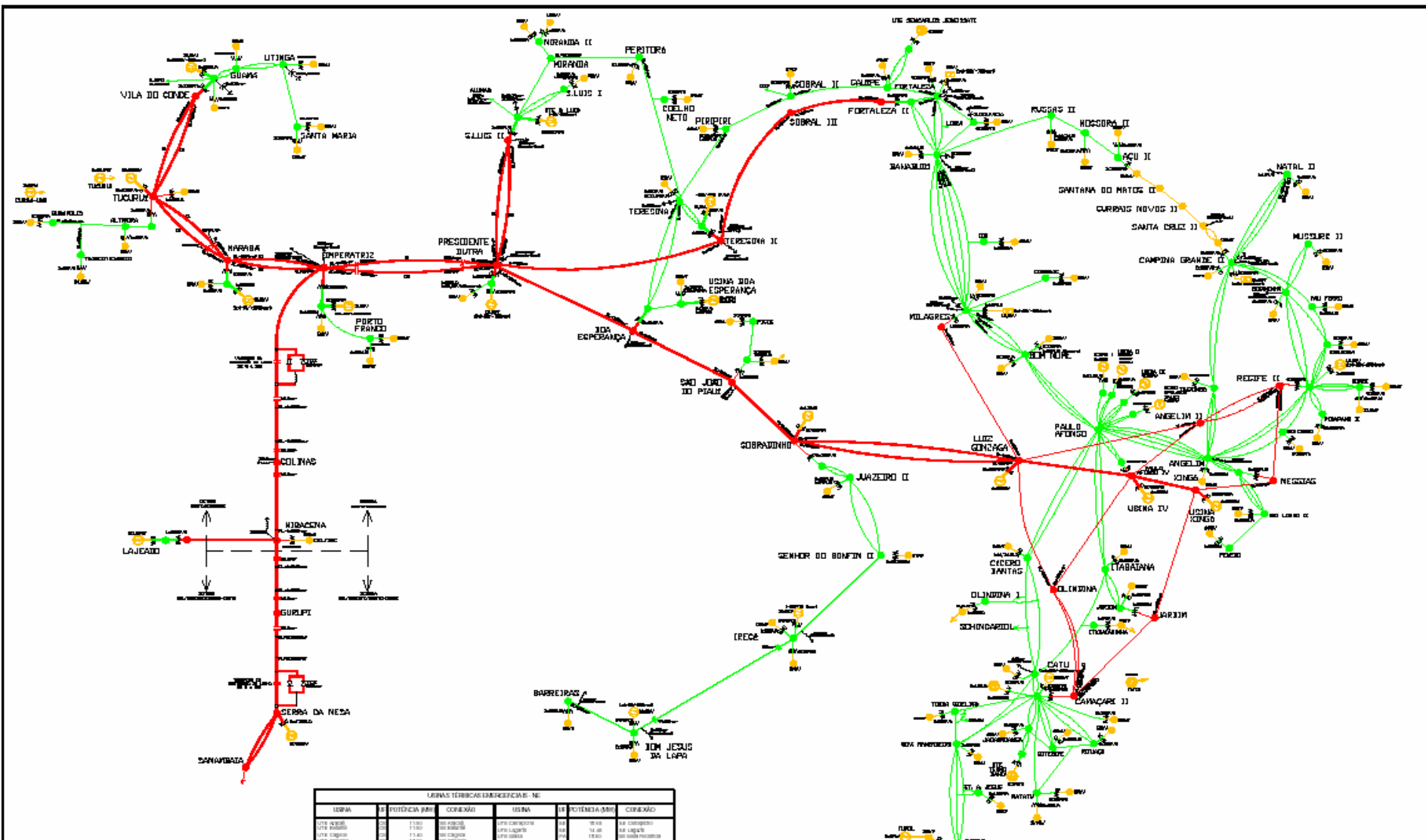
1. Implementação de dispositivos de dinâmica lenta para estudos do fenômeno da estabilidade de tensão de longo termo. Estes dispositivos são os transformadores de tape variável e os limitadores de sobreexcitação dos geradores da usina de Tucuruí e dos compensadores síncronos da área ELN-Ma.
2. Aplicação de análise de sensibilidade.
3. Adaptação desta metodologia para aplicação em análise em tempo real (sistema SAGE).
4. Expansão das investigações para outras áreas do sistema ELN-Ma que também apresentam problemas de tensão, como a região de Coelho-Neto.
5. Implementação e testes de ações preventivas e/ou corretivas contra problemas de controle/estabilidade de tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PRADA, R. B., E.G.C. Palomino, J.O.R. dos Santos, A. Bianco and L.A. Piloto, “Voltage Stability Assessment for Real-Time Operation”, IEE Proc.-Generation, Transmission, Distribution, Vol. 149, No. 2, Março 2002.
- [2] PESSANHA, J. E. O., Prada, R.B., “ Avaliação de Condições de Instabilidade Transitória de Tensão. XIV Congresso Chileno de Ingenieria Eléctrica, v.1, pp. 162-166, Antofogasta, Chile, 2001.
- [3] ONS, Relatório RE-3/305/2002
- [4] MITHULANANTHAN, N. and S. C. Srivastava, “Investigation of a Voltage Collapse Incident in Sri Lankan Power System Network”, in Proc. 1998 of EMPD '98. International Conference on Energy Management and Power Delivery, Vol. 1, pp. 47 –53.
- [5] CHOWDHURY, B.H.; Taylor, C.W.; Voltage stability analysis: V-Q power flow simulation versus dynamic simulation, Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 15 Issue: 4, Nov 2000, pp. 1354 –1359.
- [6] SOARES, V.L. C., C.G. Duailibi, Comparação Entre Técnicas de Análise de Estabilidade Tensão, XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Eléctrica, Outubro 2001.
- [7] KUNDUR, P., “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, 1994.
- [8] TAYLOR, C.W., “Maybe I Can’t Define Stability but I Know It When I See It”, IEEE/PES panel on Stability Terms and Definitions, New York, February, 1997.
- [9] TAYLOR, C. W. , “Power System voltage Stability “, McGraw-Hill, 1994.
- [10] CANIZARES, C., Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, b 1 IEEE/PES, Product Number SP101PSS (ISBN 0780378695).
- [11] PESSANHA, J.E.O., Análise do Fenômeno da Estabilidade de Tensão no Domínio do Tempo: Simulação dos Períodos Transitório e de Longo-Termo, Tese de Doutorado, PUC-RJ, Departamento de Engenharia Eléctrica, 1997.
- [12] CUTSEN, T.V., “Analysis of Emergency Voltage Situations”, *Proc. 11th Power Systems Computation Conference*, Avignon, France, Vol.1, pp. 323-330.
- [13] KUNDUR, P. & Morison, G.K., “A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today’s Power Systems”, Panel Session on Stability Terms and Definitions, IEEE PES Meeting, February 2-6, 1997, New York, N.Y.

- [14] GAO, B., MORISON, G.K., and KUNDUR, P., "Voltage Instability Evaluation Using Modal Analysis", *IEEE Trans.*, Vol. PWR-7, No.4, pp. 1529-1542, November 1992.
- [15] LACHS, W.R., "Voltage Collapse in EHV Power Systems", Paper no. A78057-2, *IEEE PES Winter Meeting*, New York, January/28 - February/3, 1978.
- [16] CIGRÉ Task Force 38-02-10, "Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena", 1993.
- [17] BARBOSA MARTINS, A.C.; Pinto, H.J.C.P.; Brito, N.H.M.N.; Vasconcelos, L.F.; de Castro Soares, V.L.; Carijo, L.M.S.; dos Santos Fonseca, F.; Yagi, S.; Almeida, P.; Jovita, R.; Ferreira, L.C.A.; Prada, R.; Criteria and methodologies established in the ambit of GTAD/SCEL/GCOI Voltage Collapse Task Force for studies on voltage stability in the Brazilian North/Northeast, South/Southeast and North/South interconnected systems, Power Engineering Society Summer Meeting, 200. IEEE, Volume: 1, 2000, pp.531 -536, vol. 1.
- [18] TAYLOR, C.W., Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena, Task Force 38.02.10, Cigré, March, 1993.
- [19] PAL, M.K., "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 7, No. 1, pp. 243-249, February 1992.
- [20] ALVES, D. A. ; de Silva, L.C.P. ; Castro, C.A. ; da Costa, V. F. "Continuation load flow method parameterized by transmission line power losses" Power System Technology, 2000, Proceedings Power Con 2000 International conference on, Volume: 2, 47 Dec. 2000 Page(s): 763-768 vol. 2.
- [21] ANAREDE/CEPEL. Programa de Análise de Redes. Versão V07-08/99. Manual do Usuário. Agosto 1999.
- [22] PRADA, R. B., Pessanha, J. E. O. "Synchronous Machine Transient Stability Analysis Considering Pre-Fault Voltage Unstable Operating Points", *International Symposium on Electric Power Engineering - Stockholm Power Tech*, Stockholm, June 1995.
- [23] PRICE, W.W., Klapper, D.B., Miller, N.W., Kurita, A. and Okubo, H., "A Multi-Faceted Approach to Power System Voltage Stability Analysis", CIGRÉ-205, 1992.
- [24] KOESSLER, R.J., Feltes, J.W., "Time-Domain Simulation Investigates Voltage Collapse", *IEEE Computer Applications in Power*, 1993.
- [25] TAMURA, Y., H. Mori, Y.Tamura, H.Mori, S.Iwamoto; "Relationship between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 102, No. 5, May 1983, pp. 1115

- [26] “Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis”, IEEE Working Group on Voltage Stability, IEEE Power Engineering Society Report, 93 TH0620-5PWR,1993.
- [27] DEUSE, J. and STUBBE, M., “Dynamic Simulation of Voltage Collapse”, paper 92 SM 396-2 PWRs, *IEEE/PES Summer Meeting*, July 12-16, 1992.
- [28] KURITA, A., OKUBO, H., OKI, K., AGEMATSU, S., KLAPPER, D.B., MILLER, N.W., PRICE, W.W., SANCHES-GASCA, J.J, WIRGAU, K.A. and YOUNKINS, T.D., “Multiple Time-Scale Power System Dynamic Simulation”, paper 92 WM 128-9 PWRs, *1992 IEEE/PES Winter Meeting*, New York, January 1992.
- [29] JARDIM, J.L., “Utilização de Ferramentas de Simulação Dinâmica de Longa Duração na Análise de Fenômenos de Colapso de Tensão e no Treinamento de Operadores”, XIV SNPTEE, Belém, Pará, outubro 1997.
- [30] ANATEM/CEPEL. Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos. Versão V09-12/01. Manual do Usuário. Dezembro 2001.
- [31] PESSANHA, J. E. O., Alex A. Paz, Julio C. R. Buzar, Reinaldo C. Leite, PRE-DIAGNOSIS OF VOLTAGE STABILITY IN AN INDUSTRIAL POWER PLANT, IFAC Symposium on Power Plants & Power System Control 2003, June 8 - 12, 2003, Seoul, Korea.



LEGENDA

USINAS TERMICAS EMERGENCIAIS - NE

USINA	POTENCIA (MW)	CONEXAO	USINA	POTENCIA (MW)	CONEXAO
UTE ARAUJO	11,00	ATE ARAUJO	UTE CARAPICUA	10,00	ATE CARAPICUA
UTE CAGUARI	11,40	ATE CAGUARI	UTE LAGAR	10,00	ATE LAGAR
UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE COLO	12,50	ATE COLO	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE GUARANI	12,50	ATE GUARANI	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE JARDIM DO MATO	12,50	ATE JARDIM DO MATO	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE MARIANA	12,50	ATE MARIANA	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE DA SERRA DO MATO	12,50	ATE DA SERRA DO MATO	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE APARECIDA	12,50	ATE APARECIDA	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE JARDIM	12,50	ATE JARDIM	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE MARACANA	12,50	ATE MARACANA	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE PIRACANGA	12,50	ATE PIRACANGA	UTE CASCAVEL	12,50	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE PIRACANGA	9,00	ATE PIRACANGA	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL
UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL	UTE CASCAVEL	9,00	ATE CASCAVEL

Observação:
 REDE COM DESTAQUE DAS REDES REGIONAIS - REDE SISTEMA
 REDE DESTAQUE DAS REDES REGIONAIS - REDE REGIONAL LOCAL

Operador Nacional do Sistema Elétrico

REDES DE OPERAÇÃO SISTÊMICA E REGIONAL LOCAL - REGIÕES NORTE E NORDESTE

CHOS Centro Nacional de Operação do Sistema	DATA 04/02/2002	USINA 17	REDA 000000
ATUALIZAÇÕES:		REDA 000000	
01 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL 02 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL 03 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL		01 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL 02 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL 03 - 01/01/2002 - REVISÃO INICIAL	

APÊNDICES

APÊNDICE A
DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA INTERLIGADO
NORTE/NORDESTE

APÊNDICE B
DEMOSTRATIVO DE OCORRÊNCIA DO MÊS DE OUTUBRO
NA BARRA DE 230kV DA SE S. LUÍS II

APÊNDICE C
MODELOS COMPUTACIONAIS – PROGRAMA ANATEM



**Demonstrativo de Ocorrências do
Mês OUTUBRO
SE São Luís II Tensão de Barra 230KV
22/11/02**

Data	Hora de Início	Duração	Tensão	Frequência	Tolerâncias
01/10/2002	05:43:04	00:00:15	242,19		230/ 241
02/10/2002	08:49:01	00:00:10	242,19		230/ 241
03/10/2002	00:53:33	00:00:41	243,48		230/ 241
03/10/2002	08:31:42	00:00:13	142,90		230/ 241
03/10/2002	17:07:39	00:00:13	241,62		230/ 241
04/10/2002	08:56:41	00:00:06	229,12		230/ 241
04/10/2002	11:34:06	00:00:00	I. de Energia		
04/10/2002	16:51:04	00:00:08	227,96		230/ 241
05/10/2002	15:00:10	00:00:06	59,457	59.6 /60.4	
08/10/2002	15:44:55	00:00:15	58,265	59.6 /60.4	
08/10/2002	18:01:25	00:00:08	223,34		230/ 241
09/10/2002	17:54:50	00:00:16	228,77		230/ 241
10/10/2002	08:27:52	00:00:14	58,288	59.6 /60.4	
10/10/2002	10:34:42	00:01:20	250,86		230/ 241
10/10/2002	10:37:31	00:00:27	175,40		230/ 241
10/10/2002	10:42:27	00:00:37	248,49		230/ 241
10/10/2002	10:46:17	00:00:35	225,02		230/ 241
10/10/2002	10:51:13	00:00:27	227,96		230/ 241
10/10/2002	10:59:17	00:00:06	221,48		230/ 241
13/10/2002	05:08:13	00:00:06	242,89		230/ 241
15/10/2002	13:37:33	00:01:25	248,31		230/ 241
15/10/2002	13:42:01	00:00:08	210,72		230/ 241
15/10/2002	14:10:31	00:00:13	222,97		230/ 241
16/10/2002	04:31:42	00:00:08	228,31		230/ 241
16/10/2002	07:15:22	00:00:07	241,90		230/ 241
16/10/2002	10:06:10	00:02:01	266,47		230/ 241
17/10/2002	15:42:58	00:00:22	58,012	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:44:50	00:00:47	59,490	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:45:37	00:01:25	59,485	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:47:11	00:00:18	59,562	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:49:43	00:00:06	59,546	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:49:49	00:00:11	59,560	59.6 /60.4	
17/10/2002	15:50:14	00:00:17	59,526	59.6 /60.4	
17/10/2002	16:02:07	00:00:06	241,41		230/ 241
20/10/2002	02:45:24	00:00:41	242,56		230/ 241
21/10/2002	19:09:11	00:00:17	58,144	59.6 /60.4	
21/10/2002	19:09:46	00:00:10	59,480	59.6 /60.4	
23/10/2002	18:04:14	00:00:16	242,63		230/ 241



**Demonstrativo de Ocorrências do
Mês OUTUBRO
SE São Luís II Tensão de Barra 230KV
22/11/02**

Data	Hora de Início	Duração	Tensão	Frequência	Tolerâncias
23/10/2002	18:36:16	00:00:23	241,76		230/ 241
24/10/2002	17:42:45	00:00:07	227,06		230/ 241
24/10/2002	21:06:03	00:00:08	229,19		230/ 241
25/10/2002	17:59:48	00:00:13	209,54		230/ 241
25/10/2002	18:01:49	00:00:12	242,66		230/ 241
28/10/2002	15:55:10	00:00:07	241,69		230/ 241
28/10/2002	17:57:04	00:00:06	241,66		230/ 241
29/10/2002	15:29:44	00:00:08	241,60		230/ 241
30/10/2002	01:18:58	00:00:16	226,69		230/ 241
30/10/2002	21:04:15	00:00:07	229,09		230/ 241
31/10/2002	01:09:58	00:00:13	228,84		230/ 241
31/10/2002	15:50:16	00:00:12	245,49		230/ 241
31/10/2002	16:03:49	00:00:06	228,03		230/ 241
31/10/2002	20:15:18	00:00:10	241,56		230/ 241
31/10/2002	20:29:56	00:00:08	228,69		230/ 241
31/10/2002	21:05:16	00:00:07	229,30		230/ 241
31/10/2002	21:11:35	00:00:09	241,67		230/ 241

MODELOS COMPUTACIONAIS – PROGRAMA ANATEM

Dados das Máquinas Síncronas do Sistema Norte – Maranhão, incluindo a usina de Tucuruí

USINAS / EQUIPAMENTOS	Oper.	Barra		N°		Faixa Operativa			Z trafo		Observações
		terminal		max.		MW		Mvar	% p/ unid.		
		Nome	N°	N°	unid.	Min.	Máx.	-	+	(Sbase=100MVA)	
UHE Tucuruí Grupo 1	ger	TUCURUI-GR1	6419		5	250	332.5	105	105	3.44	máquinas 1, 3, 5, 7 e 9
											Faixa de geração reativa p/ Vt=1.0 pu e cos ϕ =0.95 .
	ger	TUCURUI-GR2	6420		3	250	332.5	105	105		máquinas 2, 6 e 10
											Faixa de geração reativa considerando o limite de aquecimento do rotor a 78° e cos ϕ =0.95 .
UHE Tucuruí Grupo 2										3.44	
	cs	TUC_GR2_CS	6421		2			350	161		As unidades 2 e 6 podem operar como síncrono e nesta situação a faixa é de -350 a 161 Mvar.
	ger	TUCURUI-GR3	6422		4	250	332.5	105	105		máquinas 4, 8, 11 e 12
											Faixa de geração reativa p/ Vt=1.0 pu e cos ϕ =0.95 .
UHE Tucuruí Grupo 3										3.44	
	cs	TUC_GR3_CS	6423		2			350	210		As unidades 4 e 8 podem operar como síncrono e nesta situação a faixa é de -350 a 210 Mvar.
CS Vila do Conde	cs	V.CONDE-CS	6465		2	-	-	90	150	6.10	
CS Marabá	cs	MARABA-CS	6405		1	-	-	90	150	6.18	
CS Presidente Dutra	cs	P.DUTRA-CS	5586		2	-	-	70	100	6.72	
CS São Luis	cs		5556		1	-	-	25	25	17.2	
CS Imperatriz	cs	IMPERAT-CS	5596		3	-	-	70	100	8.16	

Dados de Simulação das Máquinas Síncronas do Sistema Norte – Maranhão, incluindo a usina de Tucuruí

USINAS	modelo		Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	X	T'do	T'qo	T''do	T''qo
	tipo	Nº	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)		(%)	(s)	(s)	(s)
UHE Tucuruí Grupo 1	2	1300	79.98	60.97	24.99		16.98	11.97	5.64		0.0800	0.0810
UHE Tucuruí Grupo 2	2	1301	79.00	49.98	24.99		18.97	14.00	5.50		0.0590	0.2510
UHE Tucuruí Grupo 3	2	1303	79.98	52.99	24.99		14.98	9.49	5.38		0.0500	0.0455
CS Vila do Conde	2	1306	130.1	90.00	29.51		17.40		3.71		0.0320	0.1100
CS Marabá	2	1306	130.1	90.00	29.51		17.40		3.71		0.0320	0.1100
CS Presidente Dutra	2	1308	139.0	120.0	30.20		16.50	11.0	3.78		0.0474	0.2100
CS São Luis	2	1309	170.8	170.8	23.08		12.46		5.00		0.0300	0.0625
CS Imperatriz	2	1310	140.0	120.0	30.0		15.00	11.00	9.00		0.0600	0.2100

USINAS	modelo		Ra	H	D	Sbase	Vbase	Nº	Curva de saturação		
	tipo	Nº	(%)	(s)		(MVA)	(kV)		tipo	Ag	Bg
UHE Tucuruí Grupo 1	2	1300		4.666		350.0		1300	2	0.02831	7.99261
UHE Tucuruí Grupo 2	2	1301		4.666		350.0		1300	2	0.02831	7.99261
UHE Tucuruí Grupo 3	2	1303		4.666		350.0		1300	2	0.02831	7.99261
CS Vila do Conde	2	1306		2.180		150.0					
CS Marabá	2	1306		2.180		150.0					
CS Presidente Dutra	2	1308		2.200		100.0		1308	2	0.02567	7.0531
CS São Luis	2	1309		1.927		60.0					
CS Imperatriz	2	1310		2.200		100.0					

Controles associados a cada grupo de máquinas

USINAS	Oper.	Nº CDU	Nome CDU	modelo de RT			modelo de RV			modelo de ES	
				Nº	Dispositivos	Nº CDU	Nome CDU	Nº	Nº CDU	Nome CDU	Nº
				topol.				topol.			topol.
UHE Tucuruí Grupo 1	ger	1300	RT_TUC-GRP1	512	RT, CR, ES	1340	RV_TUC_GRP1	601	1370	ES_TUC_GRP1	705
UHE Tucuruí Grupo 2	ger	1301	RT_TUC-GRP2	512	RT, CR, ES	1341	RV_TUC_GRP2	601	1371	ES_TUC_GRP2	705
	cs	1302	RT_TUCGRP2CS	512	RT, CR						
UHE Tucuruí Grupo 3	ger	1303	RT_TUC-GRP3	512	RT, CR, ES	1343	RV_TUC_GRP3	601	1373	ES_TUC_GRP3	705
	cs	1304	RT_TUCGRP3CS	512	RT, CR						
CS Vila do Conde	cs	1306	RT_VCONDE-CS	514	RT						
CS Marabá	cs	1307	RT_MARABA-CS	514	RT						
CS Presidente Dutra	cs	1308	RT_P.DUTR-CS	515	RT						
CS São Luis	cs	1309	RT_SAO_LUIS	516	RT						
CS Imperatriz	cs	1310	RT_IMPERA-CS	517	RT, LS						

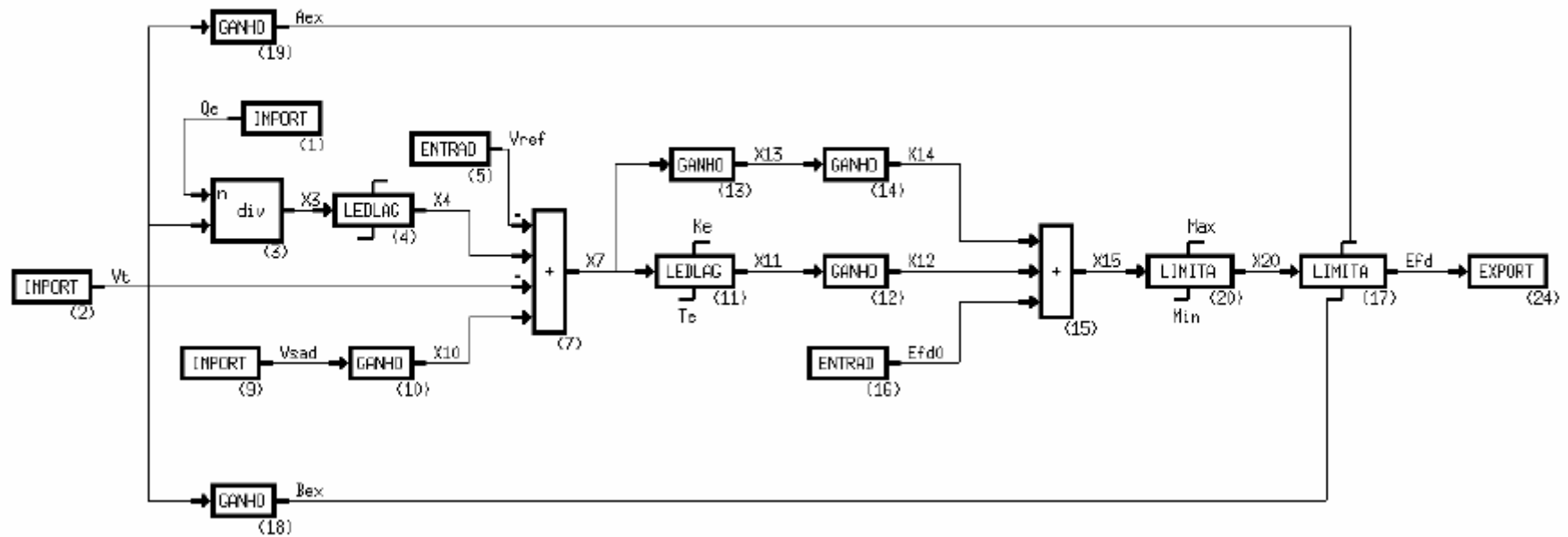
RT - regulador de tensão ES - estabilizador suplementar LD - lógica liga-desliga do ES CR - compensação de corrente reativa
 AD - ação derivativa de tensão LS - limitador de sub-excitação LB - limitador de sobre-excitação VH - limitador de sobre-fluxo - V/Hz
 LA - limitador de corrente de armadura

RTs com topologia 0512 (UHE Tucuruí Grupo 1, UHE Tucuruí Grupo 2, UHE Tucuruí Grupo 3)

Esta topologia corresponde aos CDUs
 1300 - RT_TUC-GRP1
 1301 - RT_TUC-GRP2

1302 - RT_TUCGRP2CS
 1303 - RT_TUC-GRP3

1304 - RT_TUCGRP3CS



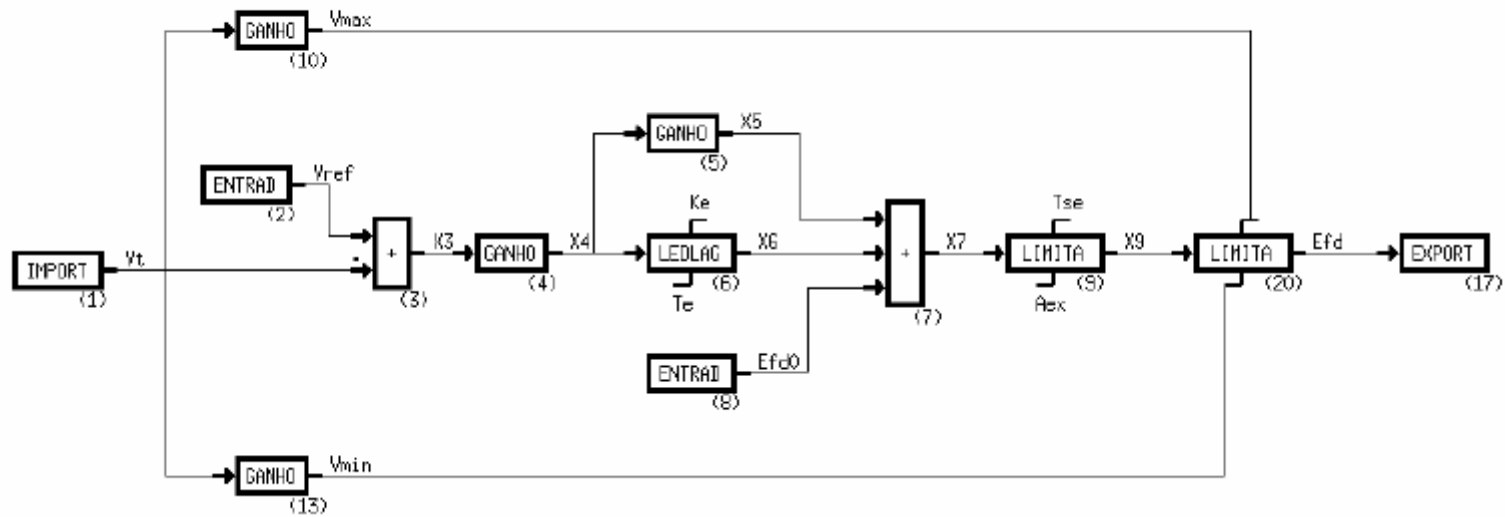
RTs com topologia 0512 (UHE Tucuruí Grupo 1, UHE Tucuruí Grupo 2, UHE Tucuruí Grupo 3) (cont....)

USINA	Oper	Nº do CDU	#Aex	#Bex	#Ka	#Ke	#Ki	#Ta	#Te	#Tse
UHE Tucuruí Grupo 1	ger	1300	4.463	-2.988	0.0259	0.828	42.650	0.021	-4.268	0.854
UHE Tucuruí Grupo 2	ger	1301	4.463	-2.988	0.0259	0.828	42.650	0.021	-4.268	0.766
	cs	1302	4.463	-2.988	0.0259	0.828	42.650	0.021	-4.268	0.766
UHE Tucuruí Grupo 3	ger	1303	4.463	-2.988	0.0259	0.828	42.650	0.021	-4.268	0.990
	cs	1304	4.463	-2.988	0.0259	0.828	42.650	0.021	-4.268	0.990

USINA	Oper	Nº do CDU	#VAmax	#VAmin						
UHE Tucuruí Grupo 1	ger	1300	3.457	4.530						
UHE Tucuruí Grupo 2	ger	1301	3.496	5.340						
	cs	1302	3.496	5.340						
UHE Tucuruí Grupo 3	ger	1303	3.778	5.710						
	cs	1304	3.778	5.710						

RTs com topologia 0514 (CS Vila do Conde, CS Marabá)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1306 - RT_VCONDE-CS 1307 - RT_MARABA-CS

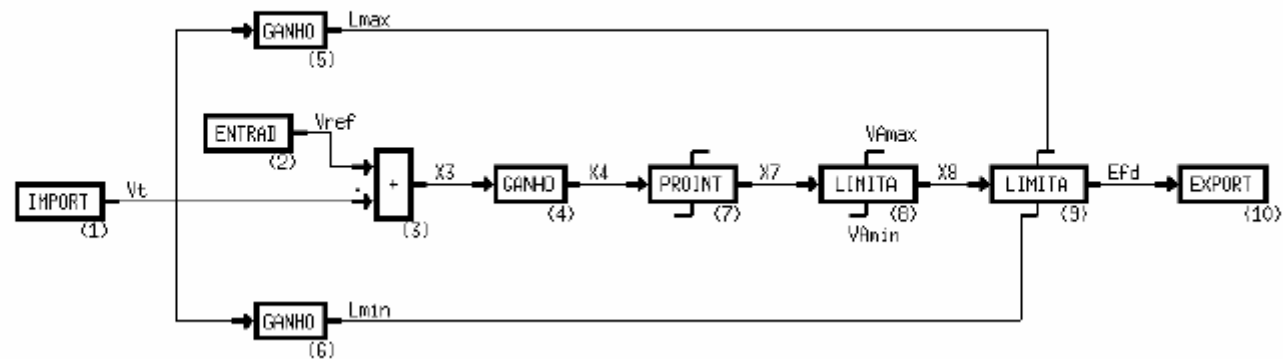


Parâmetros

USINA	Oper	Nº do CDU	#Aex	#Ka	#Ke	#Ta	#Te	#Tse	#VAmax	#VAmin
CS Vila do Conde	cs	1306	-4.322	240.0	1.15	0.29	-6.018	6.018	0.75	6.5
CS Marabá	cs	1307	-4.322	240.0	1.15	0.29	-6.018	6.018	0.75	6.5

RTs com topologia 0515 (CS Presidente Dutra)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1308 - RT_P.DUTR-CS

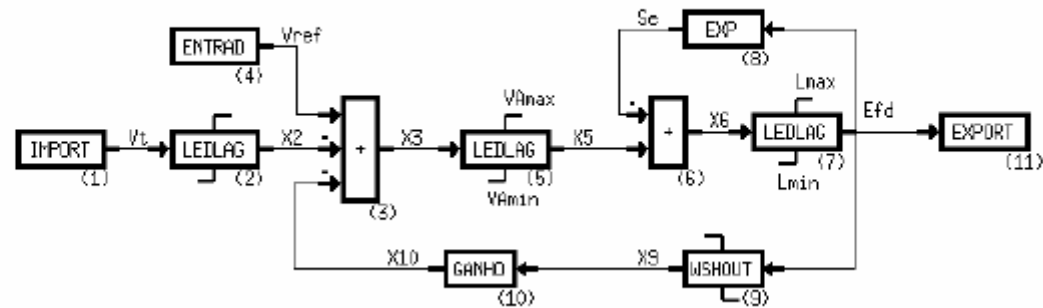


Parâmetros

USINA	Oper	Nº do CDU	#Ka	#Ta	#VAmix	#VAmin
CS Presidente Dutra	cs	1308	59.0	4.44	7.953	-6.813

RTs com topologia 0516 (CS São Luis)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1309 - RT_SAO_LUIS



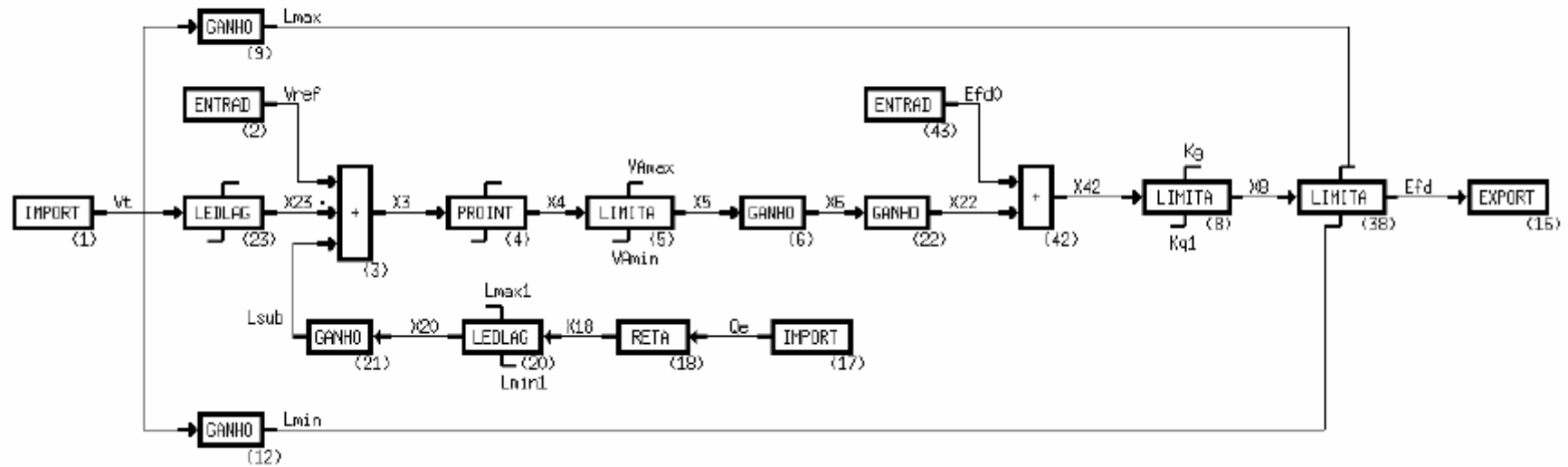
Parâmetros

USINA	Oper	Nº do CDU	#Aex	#Bex	#Ka	#Ke	#Ta	#Te
CS São Luis	cs	1309	2.214	0.295	400.0	1.0	0.01	0.4

USINA	Oper	Nº do CDU	#Tq	#Tse	#us	#VAmix	#VAmix
CS São Luis	cs	1309	0.02	0.5	0.09	16.0	0.5

RTs com topologia 0517 (CS Imperatriz)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1310 - RT_IMPERA-CS



Parâmetros

USINA	Oper	Nº do CDU	#A1	#Aex	#Ka	#Ke	#Kg	#Ki	#Kp
CS Imperatriz	cs	1310	0.463	0.59	1.25	10.14	8.46	3.58	8.2

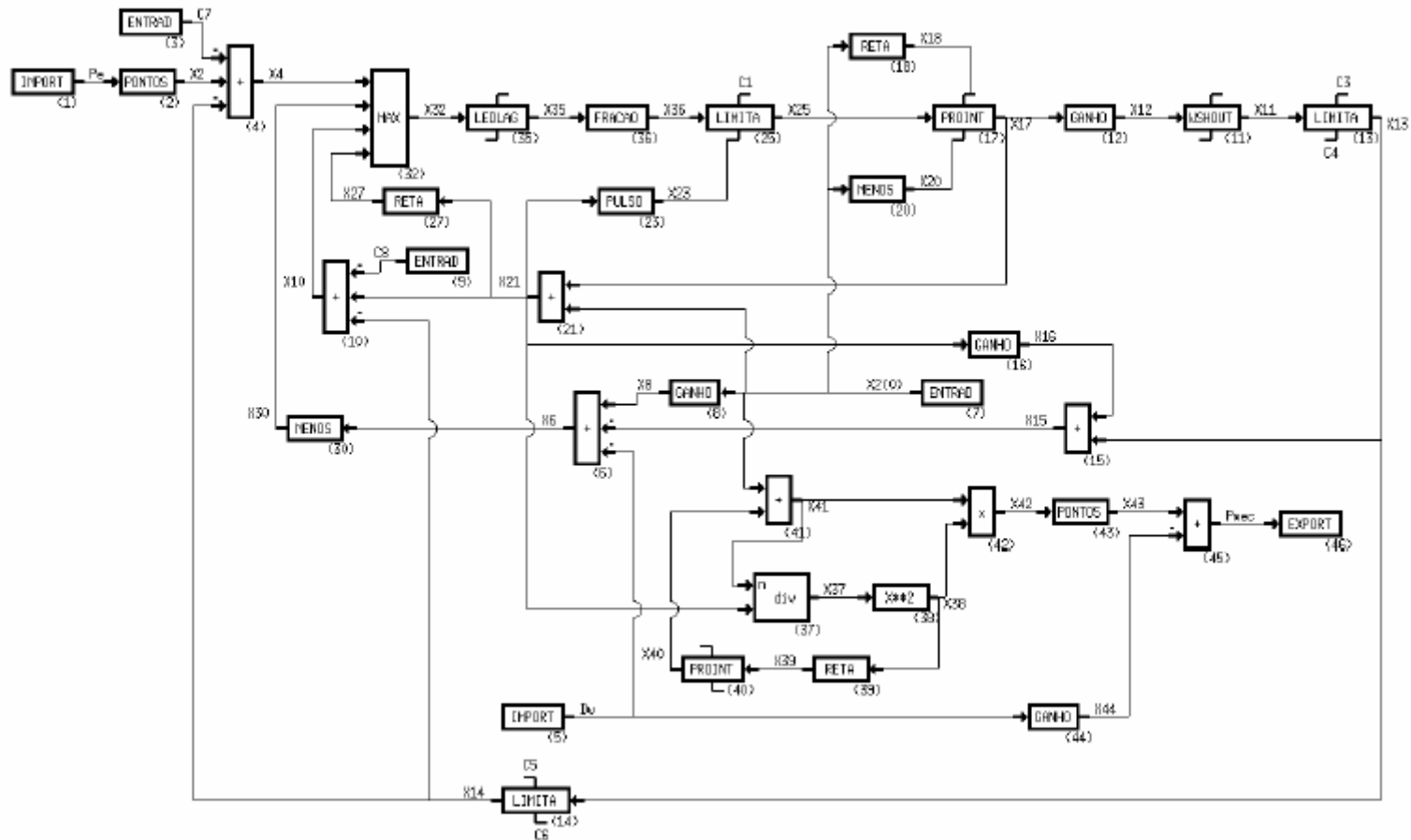
USINA	Oper	Nº do CDU	#KQ1	#Ta	#Te	#Tq	#VAmix	#V Amin	
CS Imperatriz	cs	1310	-6.76	2.2	0.14	0.054	1.1	-1.1	

RVs com topologia 0601 (UHE Tucuruí Grupo 1, UHE Tucuruí Grupo 2, UHE Tucuruí Grupo 3)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1340 - RV_TUC-GRP1

1341 - RV_TUC-GRP2

1343 - RV_TUC-GRP3



obs: A função PONTOS correspondente ao bloco 2 é descrita pelos seguintes pares de pontos com coordenadas (X,Y), em ordem crescente de X :

X	0.0	0.635	0.715	0.78	0.83	0.865	0.895	0.92	0.94	0.975	1.0	10000.
Y	0.1	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.9	1.0	1.001

obs: A função PONTOS correspondente ao bloco 43 é descrita pelos seguintes pares de pontos com coordenadas (X,Y), em ordem crescente de X :

X	0.1	0.45	0.5	0.55	0.6	0.65	0.7	0.75	0.8	0.9	1.0	
Y	0.0	0.635	0.715	0.78	0.83	0.865	0.895	0.92	0.94	0.975	1.0	

Parâmetros

USINA	Oper	Nº do CDU	#C1	#C10	#C14	#C2	#C3	#C4	#C5	#C6	#C7
UHE Tucuruí Grupo 1	cs	1340	0.083	0.1	-0.0491	-0.1271	1.0	-1.0	0.14	-0.14	1.0
UHE Tucuruí Grupo 2	cs	1341	0.083	0.1	-0.0491	-0.1271	1.0	-1.0	0.14	-0.14	1.0
UHE Tucuruí Grupo 3	cs	1343	0.083	0.1	-0.0491	-0.1271	1.0	-1.0	0.14	-0.14	1.0

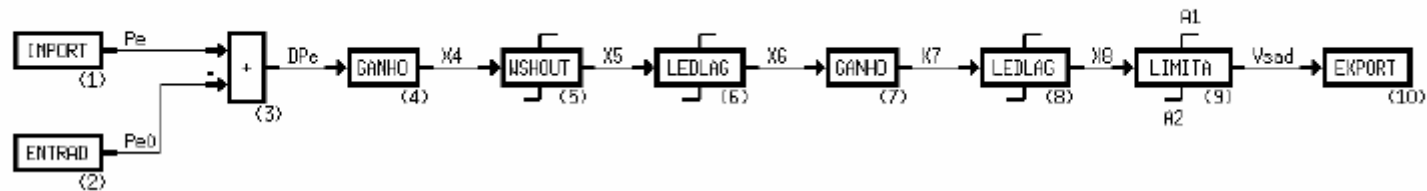
USINA	Oper	Nº do CDU	#C8	#C9	#D	#Fr	#T4	#Tc	#Ts	#Tw
UHE Tucuruí Grupo 1	cs	1340	1.0	1.0	0.6	27.77777778	6.0	0.05	0.4	2.25
UHE Tucuruí Grupo 2	cs	1341	1.0	1.0	0.6	27.77777778	6.0	0.05	0.4	2.25
UHE Tucuruí Grupo 3	cs	1343	1.0	1.0	0.6	27.77777778	6.0	0.05	0.4	2.25

ESs com topologia 0705 (UHE Tucuruí Grupo 1 , UHE Tucuruí Grupo 2 , UHE Tucuruí Grupo 3)

Esta topologia corresponde aos CDUs 1370 - ES_TUC-GRP1

1371 - ES_TUC-GRP2

1373 - ES_TUC-GRP3



Parâmetros	USINA	Oper	Nº	do CDU	#A1	#A2	#A3	#A4	#Kp	#Kq1	#Kq2	#Tq
UHE Tucuruí Grupo 1		cs		1370	1.0	-1.0	5.5	0.4	0.2	2.2	0.04	0.8
UHE Tucuruí Grupo 2		cs		1371	1.0	-1.0	5.5	0.4	0.2	2.2	0.04	0.8
UHE Tucuruí Grupo 3		cs		1373	1.0	-1.0	5.5	0.4	0.2	2.2	0.04	0.8
Inicialização												
Variável	Valor inicial		Variável	Valor inicial	Variável		Valor inicial					
A1	#A1		A2		#A2	Pe0		Pe (t=0)				

