

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE FERRAMENTAS DE
ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO**

GUSTAVO DE SOUZA FRANCISCO

Itajubá, Outubro de 2005

AVALIAÇÃO DE FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

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

Área de Concentração:

Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:

Antonio Carlos Zambroni de Souza

Co-orientador:

Jorge Luis de Araújo Jardim

GUSTAVO DE SOUZA FRANCISCO

Itajubá, Outubro de 2005

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

F847a

Francisco, Gustavo de Souza

Avaliação de ferramentas de análise de estabilidade de tensão /
por Gustavo de Souza Francisco. -- Itajubá,(MG) : UNIFEI, 2005.
161 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza.
Co-orientador: Prof. Ph.D. Jorge Luis de Araújo Jardim.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Estabilidade de tensão. 2. Colapso de tensão. 3. Estabilidade
de sistemas elétricos. I. Souza, Antônio Carlos Zambroni de,
orient. II. Jardim, Jorge Luis de Araújo, co-orient. III. Universida-
de Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.3.016.35(043)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 458 de 11 de outubro de 2005, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico), a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Gustavo de Souza Francisco**.

Itajubá, 14 de outubro de 2005.

Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador - UFF

Prof. Dr. Benedito Isaias Lima Lopes
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Jorge Luis Araújo Jardim
3º Examinador - ONS (Co-Orientador)

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



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
 Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão”**

Autor: **Gustavo de Souza Francisco**

JULGAMENTO

| Examinadores | Conceito | | Rubrica |
|--------------|--------------|---------------|---------------------|
| | A = Aprovado | R = Reprovado | |
| 1º | A | | <i>[Assinatura]</i> |
| 2º | A | | |
| 3º | A | | |
| 4º | A | | |

Observações:

- 1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- 2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- 3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato dever apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 14 de outubro de 2005.

[Assinatura]
 Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
 1º Examinador - UFF

[Assinatura]
 Prof. Dr. Benedito Isaias Lima Lopes
 2º Examinador - UNIFEI

[Assinatura]
 Prof. Dr. Jorge Luis Araújo Jardim
 3º Examinador - ONS - (Co-Orientador)

[Assinatura]
 Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
 4º Examinador - UNIFEI - (Orientador)

À Tânia, Renata e Luís Gustavo,
Minhas maiores riquezas.

“Comece fazendo o que é necessário, depois o que é possível
e de repente você estará fazendo o impossível.”

São Francisco de Assis

AGRADECIMENTOS

A Deus, sempre presente.

A meus pais, Antonio Elzo Francisco e Raymunda Moreira de Souza Francisco, pela educação, que tornou possível minha chegada até aqui.

A minha esposa, Tânia Cristina Nogueira Francisco, pelo estímulo, amor e compreensão.

Aos meus filhos, Renata e Luís Gustavo.

Ao professor Antônio Carlos Zambroni de Souza pela orientação, incentivo e amizade.

Ao engenheiro Jorge Luiz de Araújo Jardim, pela co-orientação e atenção dispensada.

Aos meus gerentes, Paulo Gomes e Marcelos Groetaers dos Santos, pelo incentivo, apoio e confiança depositada.

Ao engenheiro João Carlos Ferreira da Luz, pelos valores éticos e profissionais marcantes. Um grande incentivador do aprimoramento intelectual e profissional.

Aos engenheiros Adriano de Andrade Barbosa e Carlos Alberto da Silva Neto, pelo incentivo, ajuda e comentários recebidos.

Ao engenheiro Eduardo Pinto da Fonseca, *in memoriam*, pelo seu notável conhecimento e capacidade única de ensinar, um exemplo de profissional e ser humano.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e à Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras, empresas líderes, pela oportunidade proporcionada.

Aos funcionários da PPG, pelo carinho e atenção sempre dispensados, em especial à Cristina Silva.

A todos aqueles que direta ou indiretamente colaboraram na execução deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho aborda a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência, que vem sendo um tema de interesse nas últimas décadas. Restrições econômicas e ecológicas têm levado a operação de muitos sistemas elétricos em condições severas, com o registro de ocorrências de diversos incidentes por todo o mundo envolvendo problemas de instabilidade de tensão.

Embora a estabilidade de tensão seja um problema dinâmico, sabe-se que ela pode ser estudada na forma estática, usando um modelo de fluxo de potência, o que permite avaliar a margem de carga e a identificação das áreas críticas de um sistema.

Se o objetivo da análise for a cronologia dos eventos ou a identificação da atuação dos diferentes equipamentos de controle e de proteção, será necessário utilizar um modelo dinâmico para o sistema, o que permitirá capturar a trajetória desse sistema ao longo do tempo.

Quando os problemas de colapso de tensão foram inicialmente descritos na literatura, muitas metodologias foram propostas, não havendo ferramentas computacionais que auxiliassem as análises.

Uma vez que atualmente dispõe-se de um conjunto de programas que avalia a estabilidade de tensão, este trabalho se propõe a realizar uma análise comparativa de algumas das metodologias estudadas e que estão implementadas nesses programas, a partir de resultados de simulações realizadas com o sistema elétrico brasileiro.

Desta forma pretende-se contribuir para o entendimento do problema através da discussão das diferenças e semelhanças entre os métodos, sem favorecer qualquer um deles. Com este propósito, o estado da arte é apresentado e as potencialidades de cada método são destacadas.

Espera-se assim que os engenheiros envolvidos nesta área de trabalho e pesquisa possam obter importantes informações com os resultados apresentados.

ABSTRACT

This work describes the phenomenon of the power system voltage stability, which has become an interesting point over the last decades. Economical and environmental constraints are causing stressful operating conditions on many power systems and incidents around the world due to voltage instability.

Voltage stability is a dynamic problem. However, the phenomenon may be studied by static tools, using a power flow model, enabling one to calculate the system load margin and identify the critical area.

Dynamic system model is necessary if the time domain simulation is required. In this simulation, many power systems components, controls, protection and disturbances may be considered, enabling one to capture the trend of the system.

When voltage stability problems were first described in the literature, many methodologies were proposed, but engineers had no effective computational programs that could be used.

Because there is a wide range of programs available nowadays, the aim of this work is to carry out a comparative analysis of some methodologies with the help of the results obtained with the Brazilian power system.

In this sense, this work aims to contribute to the understanding of the problem, and since no methodology is favored, the similarities and differences among the methods are discussed. For this purpose, the state of the art is provided and the potentialities of each method are highlighted.

It is expected that the engineers involved in this area of work and research may obtain some important pieces of information about the interpretation of the results from each approach addressed in this work.

SUMÁRIO

| | |
|--|----|
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 Dinâmica dos Sistemas Elétricos | 1 |
| 1.2 Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência | 2 |
| 1.2.1 Estabilidade Angular | 3 |
| 1.2.2 Estabilidade de Tensão | 3 |
| 1.3 Dinâmica de Longa Duração | 4 |
| 1.4 Objetivos | 5 |
| 1.5 Organização do Trabalho | 6 |
| CAPÍTULO 2 | 9 |
| ESTABILIDADE DE TENSÃO: ASPECTOS GERAIS | 9 |
| 2.1 Introdução | 9 |
| 2.2 Definições, conceitos e classificações | 9 |
| 2.2.1 Estabilidade de Tensão | 9 |
| 2.2.2 Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações | 10 |
| 2.2.3 Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações | 10 |
| 2.2.4 Estabilidade de Tensão de Curto Termo | 11 |
| 2.2.5 Estabilidade de Tensão de Longo Termo | 11 |
| 2.3 Caracterização do Fenômeno | 11 |
| 2.3.1 Fatores de Influência | 13 |
| 2.4 Histórico de Perturbações Envolvendo Instabilidade de Tensão | 16 |
| 2.4.1 Perturbações Ocorridas no Brasil | 18 |
| 2.5 Métodos de Análise | 21 |
| 2.5.1 Análise Dinâmica | 22 |
| 2.5.2 Análise Estática | 22 |
| CAPÍTULO 3 | 23 |
| ESTABILIDADE DE TENSÃO: FUNDAMENTOS TEÓRICOS | 23 |
| 3.1 Introdução | 23 |
| 3.2 Relação entre Estabilidade de Tensão e Estabilidade Angular | 23 |
| 3.3 Colapso de Tensão em um Sistema de Duas Barras | 24 |
| 3.3.1 Curvas P-V | 25 |
| 3.3.2 Curvas V- θ | 27 |
| 3.3.3 Curvas V-Q | 31 |
| 3.4 Bifurcação tipo sela-nó | 32 |
| CAPÍTULO 4 | 35 |
| TÉCNICAS DE ANÁLISE ESTÁTICA | 35 |
| 4.1 Introdução | 35 |
| 4.2 Métodos para Identificação da Barra Crítica | 35 |
| 4.2.1 Determinante da Matriz Jacobiana Reduzida | 36 |
| 4.2.2 Decomposição em Valores Singulares | 38 |
| 4.2.3 Decomposição em Autovalores | 40 |
| 4.2.4 Vetor Tangente | 42 |
| 4.3 Métodos para Identificação do Ponto de Colapso de Tensão | 44 |
| 4.3.1 Método da Continuação | 44 |
| 4.3.2 Técnica de Extrapolação | 48 |
| 4.4 Outros Métodos | 49 |
| 4.4.1 Técnica da Função de Energia | 49 |
| 4.4.2 Método Direto | 50 |
| 4.4.3 Técnicas de Participação de Redes | 51 |
| 4.4.4 Técnicas de Otimização | 51 |
| 4.4.5 Família de Funções Teste | 52 |

| | | |
|--|---|-----|
| 4.5 | Comparação das Metodologias..... | 52 |
| 4.6 | Sumário..... | 54 |
| CAPÍTULO 5..... | | 57 |
| MÉTODO DA CONTINUAÇÃO DESACOPLADO | | 57 |
| 5.1 | Introdução..... | 57 |
| 5.2 | Método da Continuação Clássico | 57 |
| 5.3 | Métodos Desacoplados..... | 58 |
| 5.4 | Métodos Desacoplados Rápidos..... | 61 |
| 5.5 | Método da Continuação Desacoplado Rápido..... | 63 |
| 5.6 | Sumário..... | 65 |
| CAPÍTULO 6..... | | 67 |
| TÉCNICAS DE ANÁLISE DINÂMICA | | 67 |
| 6.1 | Introdução..... | 67 |
| 6.2 | Análise Dinâmica | 67 |
| 6.2.1 | Métodos de Integração..... | 69 |
| 6.3 | Análise Quase-Dinâmica | 70 |
| CAPÍTULO 7..... | | 75 |
| RESULTADOS DA APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS | | 75 |
| 7.1 | Introdução..... | 75 |
| 7.2 | Descrição dos Programas Usados..... | 75 |
| 7.2.1 | Programas de Análise Estática..... | 75 |
| 7.2.2 | Programas de Análise Dinâmica..... | 78 |
| 7.3 | Resultados das Simulações..... | 79 |
| 7.3.1 | Análise Estática..... | 79 |
| 7.3.2 | Análise Dinâmica..... | 87 |
| CAPÍTULO 8..... | | 95 |
| CONCLUSÕES | | 95 |
| 8.1 | Problema Investigado | 95 |
| 8.2 | Contribuições..... | 97 |
| 8.3 | Sugestões para Trabalhos Futuros | 98 |
| APÊNDICE I..... | | 99 |
| DETERMINAÇÃO DA TENSÃO E DA POTÊNCIA ATIVA EM UMA BARRA DE CARGA | | 99 |
| APÊNDICE II | | 101 |
| EQUACIONAMENTO DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA EM FUNÇÃO DO MÓDULO E ÂNGULO DA TENSÃO..... | | 101 |
| APÊNDICE III..... | | 103 |
| REGRA DE SCHUR | | 103 |
| ANEXO I..... | | 105 |
| DADOS DO SISTEMA DE 214 BARRAS..... | | 105 |
| ANEXO II | | 113 |
| DADOS DO SISTEMA DE 490 BARRAS..... | | 113 |
| ANEXO III..... | | 127 |
| DADOS DO SISTEMA DE 519 BARRAS..... | | 127 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | | 139 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 1.1 - Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência..... | 3 |
| Figura 2.1 - Principais Bacias do Brasil com Aproveitamento Hidrelétrico..... | 18 |
| Figura 3.1 - Exemplo simples mostrando um caso predominante de estabilidade angular..... | 23 |
| Figura 3.2 - Exemplo simples mostrando um caso predominante de estabilidade de tensão..... | 24 |
| Figura 3.3 - Sistema elétrico em análise..... | 25 |
| Figura 3.4 - Relação entre o módulo da tensão na carga e a potência ativa para diferentes fatores de potência | 26 |
| Figura 3.5 - Gráfico V- θ mostrando três níveis de carga com o mesmo fator de potência..... | 28 |
| Figura 3.6 - Curvas V-Q para Diversos Valores de Potência Ativa..... | 32 |
| Figura 3.7 - Diagrama de uma bifurcação tipo sela-nó | 33 |
| Figura 4.1 - Processo do método da continuação..... | 45 |
| Figura 7.1 - Curva V- λ – Sistema 214 barras (Organon)..... | 80 |
| Figura 7.2 - Curva V- λ – Sistema 214 barras (Continuação com Newton-Raphson)..... | 81 |
| Figura 7.3 - Curva V- λ – Sistema 490 barras (Organon)..... | 83 |
| Figura 7.4 - Curva V- λ – Sistema 490 barras (Continuação Mixado) | 83 |
| Figura 7.5 - Curva V- λ – Sistema 519 barras (Organon)..... | 86 |
| Figura 7.6 - Curva V- λ – Sistema 519 barras (Continuação com Newton-Raphson)..... | 86 |
| Figura 7.7 - Sistema 214 barras – Região em Estudo | 88 |
| Figura 7.8 - Simulação de evento para o Sistema 214 barras..... | 88 |
| Figura 7.9 - Simulação de evento para o Sistema 490 barras..... | 89 |
| Figura 7.10 - Simulação de evento para o Sistema 519 barras..... | 90 |
| Figura 7.11 - Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 214 barras | 91 |
| Figura 7.12 - Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 490 barras | 92 |
| Figura 7.13 - Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 519 barras | 92 |
| Figura 7.14 - Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 519 barras | 93 |
| Figura I.1 - Circuito equivalente para o sistema em análise | 99 |
| Figura II.1 - Sistema elétrico simples de duas barras..... | 101 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 4.1 - Vantagens e Desvantagens das Metodologias..... | 55 |
| Tabela 7.1 - Margem de Carga – Sistema 214 barras..... | 79 |
| Tabela 7.2 - Barras Críticas – Sistema 214 barras..... | 79 |
| Tabela 7.3 - Margem de Carga – Sistema 490 barras..... | 81 |
| Tabela 7.4 - Barras Críticas – Sistema 490 barras..... | 82 |
| Tabela 7.5 - Margem de Carga – Sistema 519 barras..... | 84 |
| Tabela 7.6 - Barras Críticas – Sistema 519 barras..... | 84 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABM - Adams-Bashforth-Moulton
ANAREDE - Análise de Redes
AVR - *Automatic Voltage Regulator*
BDF- *Backward Differentiation Formulae*
CA - Corrente Alternada
CAG - Controle Automático de Geração
CC - Corrente Contínua
CCAT - Corrente Contínua em Alta Tensão
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CIGRÉ - *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*
CNOS - Centro Nacional de Operação do Sistema
CS - Compensador Síncrono
CST - Controle Secundário de Tensão
det - Determinante
ECAM - Esquema de Controle com Ações Manuais
ECE - Esquema de Controle de Emergência
ECS - Esquema de Controle de Segurança
ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROPAULO - Eletricidade de São Paulo S.A.
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FACTS - *Flexible Alternating Current Transmission Systems*
IC - Índice Indicador de Colapso
IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
LM - *Linear Multistep*
LT - Linha de Transmissão
LTC - *Load Tap Changer*
MTV - Maior Componente do Vetor Tangente
OLTC - *On Load Tap Changer*
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
OXL - *Overexcitation Limiter*
PPS - Proteção por Perda de Sincronismo
RAM - *Random Access Memory*
SE - Subestação

SVC - Static Var Compensator

WSCC - Western Systems Coordinating Council

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência são os maiores sistemas com características dinâmicas, construídos pelo homem na terra.

Carson Taylor [1]

1.1 Dinâmica dos Sistemas Elétricos

Um sistema elétrico de potência deve ser capaz de fornecer energia de forma econômica, ininterrupta e confiável às cargas, devendo operar em condições adequadas ou com variações mínimas de tensão e frequência [2]. Além dos aspectos relacionados à segurança e à confiabilidade, o crescimento contínuo da demanda, o aumento das interligações, o maior uso de novas tecnologias e sistemas de controle e a distância das usinas aos centros de consumo, têm contribuído para a complexidade da operação dos sistemas elétricos.

Esta complexidade torna-se ainda maior ao se considerar as mudanças institucionais que vêm ocorrendo no setor elétrico, onde a competitividade em busca da otimização de recursos, somados a cenários onde as pressões econômicas e ambientais são fatores preponderantes e restritivos.

Todos esses aspectos levam o sistema a condições de operação estressadas, próximas aos limites operativos, o que vem contribuindo para o crescimento do problema de estabilidade do sistema e a caracterização de diferentes formas de instabilidade que podem ocorrer.

Na análise do desempenho dinâmico de um sistema elétrico supõe-se uma determinada condição inicial de operação que define um estado de equilíbrio que corresponde a uma situação de regime permanente. Na verdade, um sistema elétrico é continuamente submetido a pequenas perturbações relacionadas com as variações instantâneas das cargas ou com manobras que causam reduzidos efeitos ao seu desempenho dinâmico. Desta forma, o estado inicial de equilíbrio vai se modificando ao longo do tempo, seguindo um comportamento imposto por essas alterações, porém de forma contínua.

A estabilidade de um sistema elétrico é ainda perturbada por ações imprevisíveis e intempestivas, por fenômenos diversos, que solicitam dos equipamentos elétricos e controles uma resposta dinâmica que garanta um bom desempenho e a estabilidade do sistema.

1.2 Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

A estabilidade de um sistema elétrico pode ser definida como sendo a capacidade que este sistema tem de se manter em um determinado estado de equilíbrio e de alcançar um novo estado de equilíbrio quando submetido a uma condição de impacto [2], seja uma variação de carga, um curto-circuito em uma linha de transmissão, um desligamento repentino de elementos do sistema, saída de unidades geradoras, etc. É fácil perceber a complexidade de um estudo abrangente e definitivo do sistema elétrico. Porém, a diferenciação de determinadas características, como os impactos de pequeno ou grande porte, a instabilidade envolvida, as influências dos elementos e o tempo de observação do fenômeno permitem uma divisão do estudo de estabilidade, ainda que não definitiva. Esta divisão apresenta algumas particularidades e, dentro da natureza e da análise a que se propõe, são satisfatórias [2,3,4].

Assim, os estudos da dinâmica dos sistemas de potência podem se dividir em três tipos: estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência. O primeiro está relacionado com a manutenção do sincronismo entre as máquinas; o segundo com os fenômenos não lineares que podem ocorrer na evolução do processo dinâmico e o terceiro se refere a capacidade de um sistema de potência manter a frequência em valores permissíveis, após ser submetido a um desequilíbrio severo de carga e geração, com um mínimo de corte de carga. Nestes estudos são válidas algumas aproximações como desprezar os efeitos transitórios, que são muito rápidos quando comparados com as frequências naturais de oscilação dos rotores das máquinas síncronas, cuja inércia não permite que a frequência do sistema excursionsse muito além do seu valor nominal.

Em resumo, a estabilidade em sistemas de potência pode ter diferentes formas e ser influenciada por uma ampla gama de fatores e o desempenho dinâmico por uma diversidade de mecanismos com características e classes de respostas diferentes. Assim, a classificação da estabilidade em categorias facilita a análise dos problemas de estabilidade, na medida que incluem a identificação de fatores essenciais que contribuem para o processo de instabilidade. Esta classificação pode ser visualizada na Figura 1.1 a seguir, onde a natureza, o tipo de impacto e o tempo de resposta e de interesse para as análises são considerados [4].

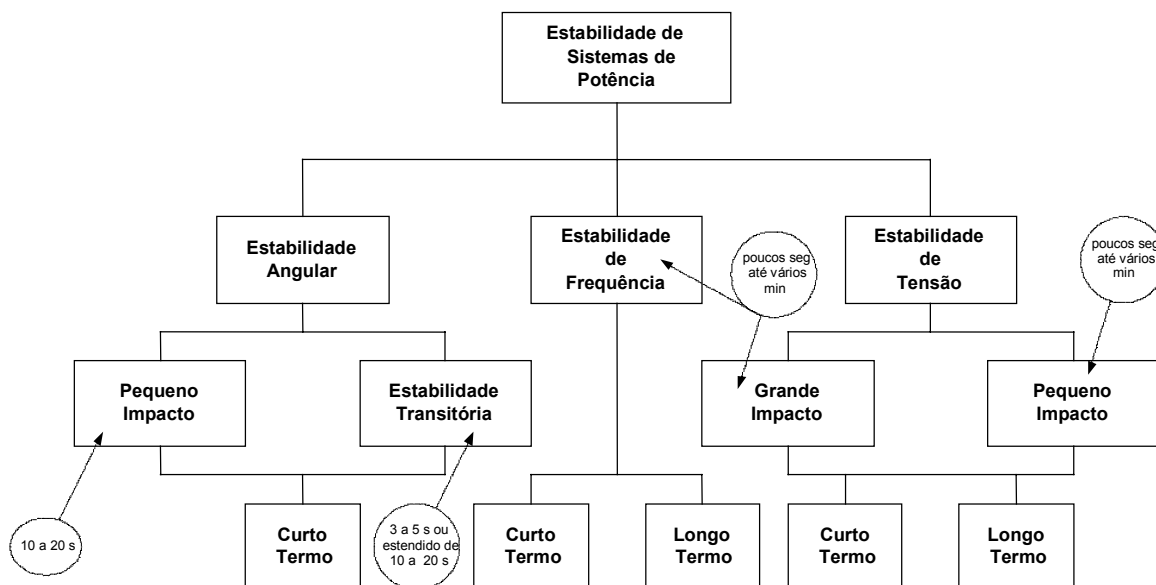


Figura 1.1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas de Potência

1.2.1 Estabilidade Angular

Conforme citado anteriormente, a estabilidade angular permite avaliar o sincronismo das unidades geradoras em determinadas condições operativas do sistema. Aqui, as oscilações eletromecânicas são consideradas juntamente com o comportamento dos geradores frente a estas oscilações. A natureza dos impactos neste tipo de estudo também é relevante, permitindo dividir a análise da estabilidade angular em duas situações distintas: frente a pequenos e a grandes impactos.

A resposta do sistema frente a esses impactos deve levar em conta as condições operativas pré-impacto e as características dos elementos de influência na manutenção do sincronismo das unidades geradoras. Nas análises das situações de pequenos impactos, como as variações naturais das cargas, os impactos são suficientemente pequenos de maneira que equações linearizadas podem ser utilizadas. Diferentemente, a estabilidade angular frente a grandes impactos, como curto-circuitos, perdas de geração, etc., as equações representativas não podem mais ser linearizadas, e as soluções do sistema de equações são obtidas por métodos numéricos de solução de equações diferenciais não-lineares.

1.2.2 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é a capacidade do sistema de manter níveis adequados de tensão em todos os barramentos, tanto em condições normais quanto em condições de perturbação. A instabilidade de tensão surge quando uma ocorrência qualquer leva o sistema a um progressivo declínio ou elevação da tensão [4]. A indisponibilidade de potência reativa está intimamente ligada à redução

progressiva da tensão nos barramentos, iniciando de forma localizada e se espalhando pelo sistema até causar o colapso operativo do sistema elétrico. A instabilidade de tensão pode se manifestar de várias formas, dependendo das características das cargas e dos elementos de controle de tensão. Da mesma forma que o caso da estabilidade angular, para efeito de análise, a estabilidade de tensão pode ser dividida em estabilidade de tensão para pequenos e grandes impactos [2,3,4].

Como na estabilidade angular, se o sistema é avaliado frente a um pequeno impacto, estuda-se a capacidade do sistema elétrico de manter-se estável quanto ao nível de tensão em seus barramentos frente a uma variação normal de carga, por exemplo. Neste tipo de estudo, os impactos são admitidos como suficientemente pequenos, de maneira que as equações podem ser linearizadas para um determinado ponto de operação.

Caso o sistema seja submetido a um grande impacto, a estabilidade de tensão determina a capacidade do sistema em manter as tensões nos barramentos do sistema elétrico em condições adequadas após este grande impacto, como um curto-circuito em um elemento do sistema elétrico, a perda de unidades geradoras ou de linhas de transmissão, etc. Este tipo de estudo exige uma análise não-linear do sistema elétrico de potência em um período de tempo suficiente para que os elementos de resposta mais lenta sejam considerados, já que estes elementos mais lentos são determinantes da condição operativa do sistema nessa análise. Se o período transitório atingir uma condição estável, análises podem ser feitas através de equações linearizadas em torno de um ponto de operação do sistema elétrico. Dentro deste contexto, elementos com constantes de tempo da ordem de vários segundos a muitos minutos são considerados, por exemplo: cargas termostáticas, transformadores com tapes comutados sob carga (LTCs), limitadores de corrente de excitação dos geradores (OXLs), controle e ajustes de geração, etc.

1.3 Dinâmica de Longa Duração

Nos estudos de dinâmica de longa duração, de longo termo ou de longo prazo, os equipamentos e sistemas de controle que possuem ações mais lentas devem ser modelados e considerados no conjunto representativo de equações. A transição do carregamento de um sistema de potência de um patamar de carga média para um de carga pesada é um clássico exemplo da dinâmica de longa duração. Toda a modelagem matemática utilizada nos estudos convencionais de estabilidade deve ser considerada, não esquecendo principalmente da representação dos limitadores dos geradores, assim como dos modelos de transformadores com dispositivos de comutação automática de tape, controladores centralizados como os Controle Automático de Geração (CAG) e Controle Secundário de Tensão (CST), geradores de vapor de usinas termelétricas, modelos mais elaborados para os reguladores de velocidade, modelos de condutos forçados de usinas hidrelétricas levando em conta a variação da constante da água (associada a sua impedância hidráulica) com a potência

despachada, além de todo o sistema de proteção, inclusive o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), ECE (Esquema de Controle de Emergência), ECS (Esquema de Controle de Segurança) e PPS (Proteção por Perda de Sincronismo).

O desencadeamento de desligamentos em cascata (efeito dominó) por sobrecarga em componentes é também um processo dinâmico de longa duração que pode levar à instabilidade de tensão por falta de recursos de geração reativa, necessária à manutenção da tensão em níveis que garantam a estabilidade do sistema. Neste caso, os controles dos transformadores com comutação automática devem ser desligados para evitar a antecipação do fenômeno.

Nos estudos convencionais de desempenho dinâmico à frequência fundamental não são consideradas as variações lentas que ocorrem com a carga, preocupando-se apenas com o comportamento do sistema frente a defeitos de rápida duração (estabilidade eletromecânica), como por exemplo, curto-circuito seguido de abertura de circuitos. Neste caso, os modelos matemáticos dos componentes do sistema, caracterizados por constantes de tempo maiores ou de baixa frequência, têm os efeitos de natureza lenta desprezados.

Portanto, os efeitos de curta e longa duração são importantes na definição de um modelo adequado para estudo e análise.

1.4 Objetivos

Tendo em vista as mudanças institucionais que vem ocorrendo no setor elétrico, com uma diversidade de participantes e diferentes interesses de negócios, o crescimento dos sistemas de potência e a complexidade de operação, faz-se necessário gerenciar uma margem de segurança operativa e quantificar o risco associado. Assim, a utilização de ferramentas computacionais que incorporem técnicas mais recentes e avançadas de avaliação dinâmica e de estabilidade de sistemas de potência, torna-se fundamental, não somente em estudos de planejamento como na operação em tempo real.

Desta forma, a estabilidade de tensão é um fenômeno que tem despertado a atenção nos últimos anos, de especialistas e pesquisadores. Neste período, muitos artigos foram publicados e centenas de conferências, seminários e cursos foram organizados, divulgando os resultados de pesquisas e estudos associados ao fenômeno, discutindo as experiências, apresentando e propondo técnicas e ferramentas de análise.

O tema é extremamente importante e atual, pois nos últimos anos, no Brasil e em outros países, ocorreram algumas perturbações que causaram blecautes associados a problemas de estabilidade de tensão, quando foram observados desligamentos em cascata, gerando fenômenos cuja consideração nos estudos é decisiva na análise do desempenho do sistema elétrico.

Desta forma, o objetivo principal desta dissertação é abordar as principais metodologias apresentadas na literatura especializada em análise de estabilidade de tensão e mostrar os resultados de estudos realizados com sistemas reais, utilizando-se programas computacionais que incorporam algumas dessas metodologias.

É também objetivo deste trabalho mostrar os aspectos e conceitos associados ao problema, apresentando definições e classificações para o fenômeno e descrevendo seus mecanismos e suas características.

1.5 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em 8 capítulos, com referências, apêndices e anexos.

O Capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, descrevendo o problema da dinâmica dos sistemas de potência e a sua importância nos estudos de análise de desempenho de um sistema elétrico. Uma rápida abordagem sobre os diferentes tipos de estabilidade observados em um sistema de potência é mostrada. No capítulo também é apresentada a motivação para o desenvolvimento deste trabalho e os seus objetivos.

Com base no trabalho elaborado pela Força Tarefa IEEE/CIGRÉ [4], que se propôs a normalizar o uso, a definição e a classificação dos termos para estabilidade de sistemas elétricos de potência, o Capítulo 2 apresenta conceitos aplicados à classificação da estabilidade de tensão. Ainda neste capítulo são também mostrados alguns dos cenários típicos envolvendo instabilidade de tensão e os principais componentes que influenciam o fenômeno. São citadas algumas das principais ocorrências envolvendo instabilidade de tensão no mundo, descrevendo-se com detalhes aquelas ocorridas no Brasil. Finalizando o capítulo é feita uma síntese dos métodos de análise do problema.

O Capítulo 3 inicia com a apresentação de conceitos básicos relacionados com a estabilidade de tensão, onde um sistema simples de duas barras é usado. São obtidas expressões cujas análises e curvas derivadas (P-V, V- δ , V-Q), permitem extrair importantes relações e propriedades, associando à matriz Jacobiana a obtenção do ponto de máximo carregamento e a um fenômeno não linear (bifurcação do tipo sela-nó).

Uma ampla abordagem e revisão da literatura é feita no Capítulo 4, onde são apresentados os métodos de análise de estabilidade de tensão na forma estática, discutindo-se as vantagens e desvantagens.

O Capítulo 5 apresenta uma recente proposta de melhoria do Método da Continuação, quando é aplicado o Método Desacoplado Rápido combinado com o Método de Newton-Raphson na solução das equações do problema.

A utilização de técnicas de simulação no tempo, que permite a representação da dinâmica dos elementos associados ao problema de estabilidade de tensão, a cronologia dos eventos e das atuações de controle, é abordada no Capítulo 6, onde os métodos de análise são apresentados.

Os resultados de simulações feitas com auxílio de programas computacionais que utilizam algumas das metodologias apresentadas nos capítulos 4, 5 e 6 são mostrados no Capítulo 7 para três sistemas reais.

As conclusões, contribuições e sugestões para novos trabalhos são apresentadas no Capítulo 8.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDADE DE TENSÃO: ASPECTOS GERAIS

2.1 Introdução

Conforme visto no Capítulo 1, a evolução e a complexidade da operação dos sistemas elétricos de potência levou a diferentes formas de identificação do processo de instabilidade, requerendo uma compreensão mais abrangente de vários aspectos do sistema.

Até recentemente, o maior foco de interesse estava concentrado na área de estabilidade angular. No entanto, com o crescimento sempre constante da carga, suprida cada vez mais por parques geradores distantes, através de longas linhas de transmissão, fez com que surgissem problemas ligados à demanda de potência reativa e à estabilidade de tensão. Além disso, muitos fatores que influenciam a estabilidade de tensão não são modelados nos programas convencionais de estabilidade transitória, ou a modelagem existente não é apropriada para a simulação da característica, muitas vezes lenta, da instabilidade de tensão.

2.2 Definições, conceitos e classificações

Como resultado do trabalho da Força Tarefa Conjunta IEEE/CIGRÉ, foram estabelecidos de maneira clara e objetiva os termos, as definições e classificações para a estabilidade de sistemas de potência, com o objetivo de buscar um conceito único a ser usado e entendido por todos da área. Dessa forma, apresentam-se a seguir as definições retiradas da referência [4], aplicadas à estabilidade de tensão.

2.2.1 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema de potência manter níveis aceitáveis de tensão em regime permanente em todas as barras do sistema, em condições normais de operação e após ser submetido a um distúrbio qualquer. A estabilidade de tensão depende da capacidade de manutenção ou restauração do equilíbrio entre a demanda da carga e o seu suprimento pelas fontes do sistema.

A instabilidade de tensão é a ausência de estabilidade de tensão e resulta em um progressivo declínio ou elevação da tensão [4,5]. Um possível desdobramento deste processo é a

perda de carga em determinadas áreas ou o desligamento de linhas e outros elementos por atuação de proteções, levando o sistema a desligamentos em cascata.

O termo colapso de tensão é freqüentemente usado na literatura para identificar situações nas quais uma seqüência de eventos, associado à instabilidade de tensão, leva o sistema ao blecaute ou a uma condição anormal de tensão, abaixo dos limites aceitáveis, em uma significativa parte do sistema de potência [4].

Neste trabalho, muitas vezes serão feitas referências aos termos instabilidade de tensão e colapso de tensão. Assim, para um melhor entendimento, o uso desses dois termos estará sempre associado a uma condição de instabilidade com afundamento da tensão.

O termo segurança de tensão também costuma ser usado e significa a capacidade do sistema não somente operar de maneira estável como também permanecer nesta condição após uma contingência ou um aumento de carga. O termo significa ainda a existência de uma margem considerável entre um determinado ponto de operação estável e o ponto de colapso de tensão [1].

2.2.2 Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações

A estabilidade de tensão a grandes perturbações está ligada com a capacidade do sistema manter tensões de regime após a ocorrência de um grande distúrbio, como uma falta, perda de geração ou de circuitos. Esta capacidade é determinada pelas características do sistema e da carga, e também pelas interações dos diversos controles (discretos e contínuos) e proteções [4].

A análise da estabilidade de tensão a uma grande perturbação normalmente requer o exame do comportamento dinâmico do sistema em um período de tempo suficiente para a captura das interações e ações de dispositivos como motores, LTCs e limitadores de corrente de campo de geradores. Isto requer uma análise não-linear do sistema em um período de tempo de interesse para o estudo, que pode variar de uns poucos segundos a minutos, e a realização de simulações no domínio do tempo [4].

2.2.3 Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações se refere a capacidade do sistema em manter tensões de regime após uma pequena perturbação, tipo uma pequena variação de carga. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características da carga, controles contínuos e controles discretos em um dado instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, num instante qualquer, como a tensão irá responder a uma pequena mudança no sistema, como, por exemplo, a transição entre períodos de carga. Para pequenos distúrbios, as equações do sistema podem ser

linearizadas e permitem obter valiosas informações de sensibilidade na identificação de fatores que influenciam a estabilidade de tensão [4].

Na literatura, a maior parte dos artigos que estudam a estabilidade de tensão a pequenas perturbações utilizam técnicas de análise estática [6, 7, 8, 9, 10, 11].

2.2.4 Estabilidade de Tensão de Curto Termo

A estabilidade de tensão de curto termo envolve as dinâmicas rápidas de algumas cargas, por exemplo, motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas de corrente contínua. O período de interesse de estudo é da ordem de alguns segundos e a análise requer a solução de equações diferenciais representativas do sistema, semelhante a solução do problema de estabilidade transitória. A modelagem dinâmica das cargas é essencial [4].

2.2.5 Estabilidade de Tensão de Longo Termo

A estabilidade de tensão de longo termo envolve as dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo, LTCs, cargas termoestáticas e atuações de limitadores de correntes de geradores. O período de interesse pode se estender de alguns a muitos minutos e simulações de longo termo são necessárias para avaliar o desempenho dinâmico do sistema. A estabilidade é geralmente determinada a partir do estado final, em vez da severidade inicial do distúrbio. Em muitos casos, análises estáticas podem ser usadas para estimar margens de estabilidade, identificar fatores de influência e examinar diferentes condições do sistema e muitos cenários. Naquelas situações onde o tempo de ação dos controles é importante, as análises estáticas podem ser complementadas por simulações no domínio do tempo [4].

2.3 Caracterização do Fenômeno

Os problemas de estabilidade de tensão estão associados a sistemas elétricos que operam próximo a capacidade máxima de transmissão e em condições limites, tais como: linhas de transmissão com carregamentos elevados, fontes locais de potência reativa insuficientes e transmissão de potência através de grandes distâncias, caracterizando situações onde o aspecto principal é a fragilidade e a incapacidade desse sistema atender a demanda de potência reativa.

Além do cenário descrito anteriormente, a instabilidade de tensão se manifesta também em sistemas que estejam eventualmente operando em condições de carga pesada, com elementos desligados por motivos operativos ou manutenção, com unidades geradoras próximas aos centros de carga indisponíveis e elementos de compensação reativa fora de operação.

Tomando uma ou mais das condições anteriores como parte do estado operativo inicial do sistema, a instabilidade de tensão começa a se processar quando da ocorrência de um ou mais dos seguintes eventos:

- a) elevação abrupta da carga (crescimento MW/min acentuado e anormal);
- b) defeito em um elemento importante do sistema;
- c) desligamento de elemento importante do sistema, por atuação correta ou não da proteção;
- d) falha em dispositivos de proteção e controle;
- e) erros de operação.

Fatos como os anteriores provocam sobrecargas em elementos, ocasionando elevação das perdas (principalmente de potência reativa) e conseqüente redução no perfil de tensões do sistema. A redução das tensões nos centros de consumo e em áreas adjacentes pode provocar um decréscimo na carga total do sistema (cargas variáveis com a tensão), ou mesmo desligamento de algumas cargas, possibilitando assim a operação em um novo ponto de equilíbrio com tensões mais baixas.

Os valores reduzidos de tensão e carga podem sensibilizar, entretanto, os elementos de controle do sistema como: os tapes dos LTCs, reguladores de sistemas de distribuição, termostatos, reguladores automáticos de tensão das unidades geradoras (AVR). A atuação destes elementos promove a elevação da carga do sistema, com conseqüente acréscimo nas perdas de potência reativa.

Por outro lado, a redução das tensões provoca uma diminuição das potências reativas fornecidas pelos elementos passivos de compensação instalados próximos aos centros de consumo. Isto faz com que outros elementos do sistema sejam solicitados (como SVCs, compensadores síncronos e geradores), provocando, também, acréscimos nas perdas de potência reativa.

A elevação das perdas promove nova redução no perfil de tensões do sistema, com redução de carga e operação em um novo ponto de equilíbrio com tensões ainda mais baixas. O processo se repete até que algum elemento do sistema alcance seu limite operativo, podendo causar desligamentos pela atuação de dispositivos de proteção. Os casos mais comuns são:

- a) operação de SVCs e compensadores síncronos em condições limites, deixando de apresentar ações efetivas no controle da tensão;
- b) condição limite de operação para as correntes de campo de unidades geradoras, deixando de controlar as tensões terminais destas unidades;
- c) operação limite para a corrente da armadura, podendo causar desligamento de unidade geradora;

- d) sobrecarga em linhas de transmissão e transformadores, com possível desligamento pela atuação dos sistemas de proteção;
- e) alcance de tape máximo em transformadores com LTC.

Os possíveis desligamentos e as reduções na capacidade de controle do sistema promovem novas e substanciais reduções no perfil de tensões, causando instabilidade de tensão em algumas barras e podendo evoluir para condições de colapso em grandes áreas do sistema de potência.

Deve-se observar que as cargas dependentes das magnitudes das tensões e o bloqueio dos tapes dos transformadores com LTC (por ação manual ou por alcançar o tape máximo) constituem características benéficas em termos do cenário apresentado.

Desta forma, o processo de instabilidade de tensão pode ocorrer dentro de uma ampla faixa de tempo, que vai de alguns segundos a vários minutos, sendo possível considerar duas condições bem diferentes: uma com efeitos rápidos (muitas vezes definida como instabilidade de tensão de curto termo) e outra de efeitos lentos (correspondendo ao que se define como instabilidade de tensão de longo termo).

A seguir serão mostradas as características dos elementos de um sistema de potência que são de interesse para a compreensão do processo de instabilidade de tensão.

2.3.1 Fatores de Influência

Conforme citado neste trabalho, a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema atender a demanda de potência reativa e prover um suporte de tensão adequado. Assim sendo, nesta seção será descrito de forma resumida, como alguns fatores influem na estabilidade de tensão [1, 3, 12, 13, 14, 15, 16].

- **Capacidade dos Geradores:**

Os geradores têm sua capacidade de fornecimento de potência reativa limitada pelas correntes de campo e armadura. Embora transitoriamente venham a fornecer potência reativa além desses limites, a atuação de seus reguladores de tensão provocará a redução dessa potência em um instante posterior.

- **Características das Linhas de Transmissão:**

Uma linha de transmissão apresenta um comportamento diferenciado em função de seu carregamento. Ela produz potência reativa proporcionalmente ao quadrado da tensão e consome potência ativa e reativa, proporcionalmente ao quadrado da corrente. Dessa forma, a potência reativa líquida proporcionada por uma linha de transmissão variará com seu ciclo de carga, sendo

as condições de carga pesada as mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão, quando as perdas elétricas e quedas de tensão podem se tornar elevadas.

- **Compensadores de Potência Reativa:**

Os bancos de capacitores *shunt*, apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, têm o inconveniente de fornecer essa potência como função do quadrado da tensão. Portanto, podem não produzir bons resultados em condições de operação com tensões baixas. Mesmo os compensadores estáticos, apesar de proporcionarem maior flexibilidade, ao atingirem seus limites de geração de potência reativa tornam-se simples capacitores *shunt*.

Quanto aos capacitores série, que tradicionalmente têm sido associados com longas linhas de transmissão para proporcionarem benefícios do ponto de vista da estabilidade angular, reduzindo o ângulo de fase entre os terminais transmissor e receptor, hoje em dia também vêm encontrando aplicações em linhas mais curtas para melhorar a estabilidade de tensão. Isso decorre da característica de auto-regulação inerente dos capacitores série, haja vista que produzem potência reativa proporcionalmente ao quadrado da corrente e independentemente da tensão nas barras, possibilitando reduzir a queda de tensão resultante da reatância da linha. Assim sendo, eles destacam-se por serem tão mais efetivos quanto mais se necessita de compensação. Entretanto, o fato de propiciarem o aparecimento de ressonância subsíncrona e a necessidade da utilização de dispositivos especiais de proteção contra sobretensões decorrentes de curto-circuito na rede elétrica, são as desvantagens dos capacitores série [17]. De forma similar à compensação *shunt*, uma maior flexibilidade pode ser obtida através do uso de compensação série controlável [18, 19].

Já os compensadores síncronos proporcionam um aumento instantâneo no fornecimento de potência reativa quando de uma queda de tensão no sistema, sendo a sua subsequente diminuição da tensão interna ou do fluxo (reação de armadura), compensada pelo sistema de controle de excitação. Os compensadores síncronos podem suportar uma sobrecarga por dezenas de segundos. Um sistema que utiliza compensação síncrona é capaz de apresentar tensões críticas menores no ponto de máxima potência.

- **Característica das Cargas:**

Alguns tipos de carga, como, por exemplo, iluminação incandescente, apresentam um comportamento de variação da potência com o quadrado da tensão e são denominadas cargas do tipo impedância constante. Outras, como, por exemplo, motores, não variam significativamente suas potências com a tensão, denominando-se cargas do tipo potência constante.

A modelagem da carga total de uma subestação deve, portanto, levar em conta a sua composição, sendo usual a representação por um modelo composto que considere parcelas de carga com diferentes comportamentos em função da tensão. Cargas industriais, onde predomina o

comportamento do tipo potência constante, são mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão. Por outro lado, cargas residenciais, que de uma maneira geral apresentam redução de suas potências sob situações de queda de tensão, proporcionam uma certa “autocorreção”, sendo portanto mais favoráveis do ponto de vista de estabilidade de tensão. Cabe ressaltar que a utilização intensiva de condicionadores de ar pode mudar bastante o comportamento das cargas residenciais [20].

Também é importante destacar que algumas cargas, apesar de em um primeiro momento apresentarem redução de suas potências com a queda da tensão, podem, alguns instantes depois, elevar suas potências, quer pela presença de transformadores com tapes comutáveis sob carga junto às mesmas, quer por usarem termostatos [3, 14].

Observa-se, portanto, que o comportamento da carga tem grande influência na análise de estabilidade de tensão, tornando importante sua correta modelagem.

Os modelos representativos do comportamento da carga com a tensão são tradicionalmente classificados em duas categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos.

Os modelos estáticos de carga expressam as potências ativa e reativa de uma barra em um determinado instante de tempo, como função da magnitude da tensão nessa barra para o mesmo instante. Esses modelos são usados para representar componentes essencialmente estáticos da carga, por exemplo, cargas de aquecimento e iluminação, e como uma aproximação para componentes dinâmicos da carga, por exemplo, cargas acionadas por motores. Um modelo estático bastante utilizado é o modelo polinomial, no qual as cargas ativa e reativa são expressas através das seguintes equações algébricas:

$$P = P_o \left[a_1 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_o} \right) + a_3 \right] \quad (1.1)$$

$$Q = Q_o \left[a_4 \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_o} \right) + a_6 \right] \quad (1.2)$$

$$a_1 + a_2 + a_3 = 1 \quad (1.3)$$

$$a_4 + a_5 + a_6 = 1 \quad (1.4)$$

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

Os modelos dinâmicos de carga expressam as potências ativa e reativa de uma barra em um determinado instante de tempo como função da magnitude da tensão. Cargas constituídas

essencialmente por motores, onde a resposta a um distúrbio não ocorre instantaneamente, mas sim com determinada constante de tempo, podem requerer esses tipos de modelos, cuja representação requer o uso de equações diferenciais.

Destaca-se que, sob o ponto de vista da fidelidade da representação da carga, a maneira mais apropriada para identificar seu modelo seria através de testes nas diversas subestações de um sistema. Entretanto, tal procedimento é de difícil execução, haja vista que as empresas relutam em permitir que seus consumidores sejam submetidos a distúrbios voluntários. Adicionalmente, a composição da carga de uma subestação pode variar em função do horário, o que exigiria repetidos testes para cada subestação.

Assim sendo, a tendência predominante tem sido a de se recorrer a outros expedientes, tais como levantamento das características das cargas com base na sua composição por classe de consumidores (industrial, comercial e residencial), bem como baseando-se na reprodução de determinadas ocorrências registradas.

▪ **Transformadores com LTC:**

A impedância de um transformador tem a mesma influência na estabilidade de tensão que a impedância de uma linha de transmissão. Porém, um fator de muita importância no desenvolvimento deste fenômeno é a comutação automática de tapes (LTC).

Os LTCs são usados para controlar e manter as tensões nas barras de carga em valores constantes e adequados de operação. Como escrito anteriormente, após a ocorrência de algum evento que provoque uma queda de tensão, as cargas apresentam um comportamento de redução com a tensão, o que torna o sistema menos carregado e impede que a tensão continue a cair. No entanto, após alguns minutos, os LTCs irão procurar restaurar a tensão, e conseqüentemente as cargas para os níveis de pré-distúrbio, o que anulará este efeito estabilizador, provocando uma nova queda de tensão no sistema. Assim, a atuação dos LTCs pode levar o sistema a uma progressiva queda na tensão [12].

Uma vez apresentada a influência de alguns dos elementos constituintes de um sistema elétrico na estabilidade de tensão, serão listadas algumas ocorrências internacionais e no Brasil, envolvendo problemas de instabilidade de tensão.

2.4 Histórico de Perturbações Envolvendo Instabilidade de Tensão

As grandes perturbações servem de aprendizado tanto para a operação do sistema elétrico e sua recomposição quanto para a aferição de modelos de estudo. Na análise de perturbações tenta-se reproduzir o ocorrido com o auxílio de simulações computacionais onde podem ser verificadas possíveis falhas humanas, de equipamentos, de lógicas de proteção, etc.

No histórico das ocorrências deve ser registrada a sua caracterização, levando-se em conta a área afetada, a carga cortada e/ou desligada naturalmente e o tempo de recomposição do sistema, avaliando-se o grau de severidade, bem como o prejuízo econômico causado pela perturbação.

A ocorrência de alguns incidentes envolvendo problemas de estabilidade de tensão fez com que o tema ganhasse destaque nas últimas décadas. Dentre esses eventos pode-se citar os seguintes incidentes a nível mundial[1, 5, 12]:

- Japão, 22 de agosto de 1970;
- França, 19 de dezembro de 1978;
- Dinamarca, 2 de março de 1979;
- Bélgica, 4 de agosto de 1982;
- Flórida, 2 de setembro de 1982, 26 de novembro de 1982, 28 de dezembro de 1982 e 30 de dezembro de 1982;
- Suécia, 27 de dezembro de 1983;
- Flórida, 17 de maio de 1985;
- Tcheco-Eslováquia, 5 de julho de 1985;
- Inglaterra, 20 de maio de 1986;
- França, 12 de janeiro de 1987;
- Japão, 23 de julho de 1987;
- WSCC, 2 de julho de 1996;

As referências [1,12], que descrevem em detalhes algumas dessas ocorrências, mostram que cada uma delas originou-se por razões diferentes, e que os tempos relacionados aos eventos também são diferenciados, em função da resposta dos diferentes elementos envolvidos. Os motores de indução, elos de corrente contínua e AVR, por exemplo, são bastante rápidos (alguns segundos). Já os transformadores com LTC, limitadores da corrente de campo dos geradores e cargas termostáticas, para citar alguns, desenvolvem uma dinâmica mais lenta (vários segundos até alguns minutos). Isto explica, em parte, o porquê de tempos de duração tão diferentes para os incidentes de instabilidade de tensão apresentados.

O envolvimento de tempos de resposta que vão de alguns poucos segundos até vários minutos, torna o estudo de estabilidade de tensão bem mais complexo que os estudos de estabilidade angular convencionais. Portanto, é de fundamental importância a consideração da dinâmica dos elementos influentes no problema ou, em outras palavras, é importante entender os mecanismos que levam um sistema de potência a uma condição de instabilidade de tensão.

2.4.1 Perturbações Ocorridas no Brasil

A Figura 2.1 serve para dar uma idéia da grandeza do país, com o posicionamento geográfico das principais bacias hidrográficas utilizadas nos aproveitamentos hidrelétricos do sistema elétrico brasileiro, assim como as grandes distâncias a serem percorridas para se atender a carga dos principais centros consumidores. Em um sistema como o do Brasil é nítida a formação de áreas elétricas com comportamento dinâmico próprio. Nas interligações entre essas áreas surgem modos de oscilação que devem ser controlados para evitar problemas de sincronismo. Quando ocorre um problema em uma determinada área que venha causar a perda de sincronismo com outra, a interligação com a área não afetada deve ser desligada o mais rapidamente possível para que o problema não se propague. Para esta finalidade as interligações entre áreas são dotadas de PPS.

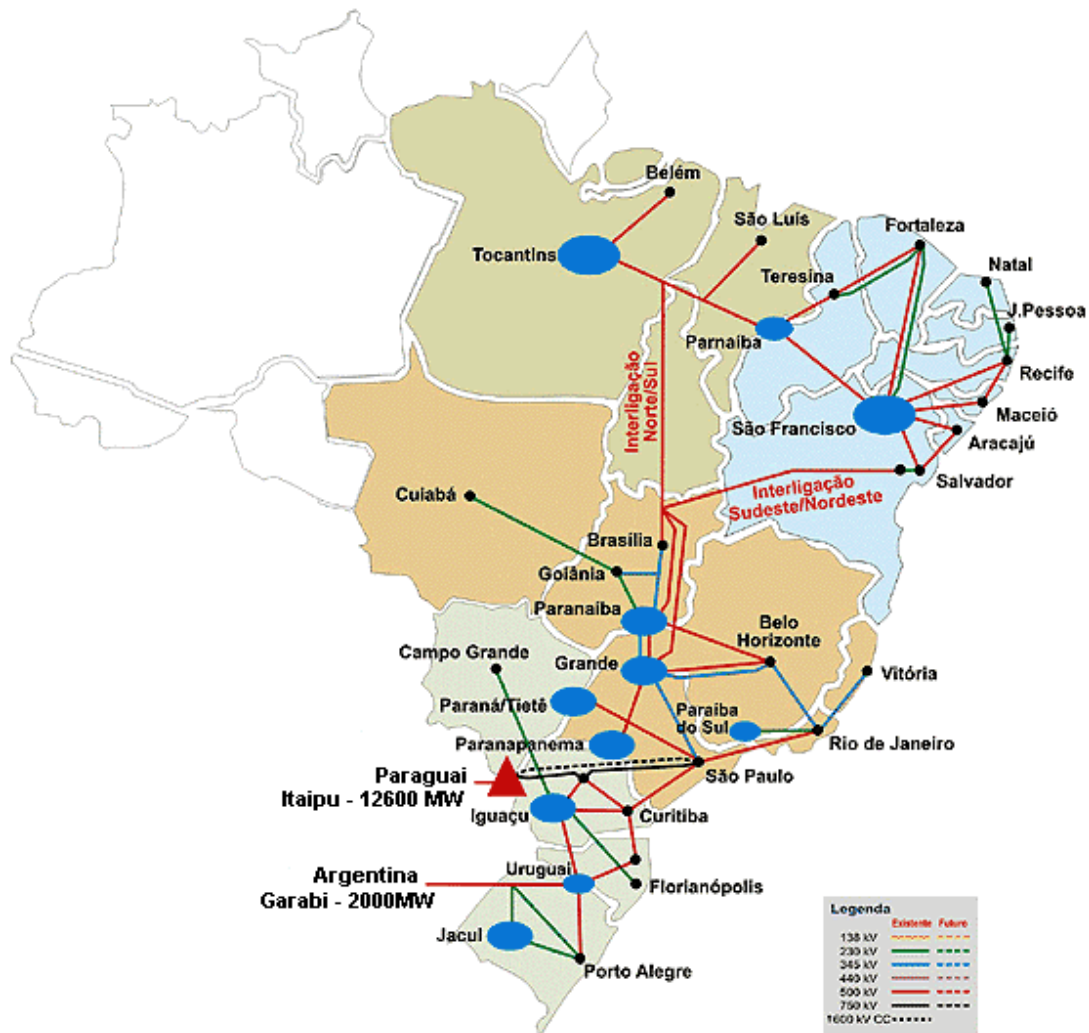


Figura 2.1 – Principais Bacias do Brasil com Aproveitamento Hidrelétrico

Os principais blecautes ocorridos no Brasil, em sua grande maioria, foram provenientes de contingências múltiplas caracterizadas por perda de mais de um elemento de transmissão. Em alguns casos também foram verificadas falha de proteção ou a ausência de esquemas de proteção que pudessem evitá-los, ocasionando a perda de elementos em cascata até atingir grande parte do sistema interligado.

A seguir listamos as principais ocorrências ocasionadas por instabilidade de tensão que resultaram em blecaute [21,22]:

- a) Instabilidade de Tensão em 24/04/1997 às 18:15 h iniciada com os efeitos do esgotamento das reservas de potência reativa na área São Paulo que se tornaram evidentes às 18:15 h diante da impossibilidade de manter a tensão na SE Conversora CC/CA de Ibiúna em 345 kV. Neste instante o CS nº 3 atingiu o seu limite superior de excitação de campo e a tensão controlada num valor de 331 kV (95,9%). Ocorreram então as atuações dos bloqueios por subtensão dos centros de alimentação de cargas essenciais da subestação e a interrupção dos serviços auxiliares, seguida da perda do compensador. O Sistema encontrava-se operando com indisponibilidade de equipamentos de suporte de reativos na área São Paulo, isto é, sem o compensador síncrono nº 2 de Ibiúna (300 Mvar), um banco de capacitores de 200 Mvar em Tijuco Preto e 208 Mvar de capacitores no sistema de transmissão da Eletropaulo. Inúmeras medidas operativas foram tomadas até às 18:00 h seguindo procedimentos e práticas adotadas nos dias anteriores: desligamento de reatores manobráveis, elevação das tensões nas usinas, aumento do despacho das usinas Henry Borden e Santa Cruz, retirada da usina de Itaipu do CAG para evitar a sua participação na ponta de carga com conseqüente comprometimento da tensão no tronco de 765 kV. Não obstante estas ações, as tensões em alguns barramentos da área São Paulo e Minas Gerais se apresentavam, nesta ocasião, abaixo de suas faixas operativas e os compensadores síncronos de Embu-Guaçu e Santo Ângelo operavam próximos de seus limites de sobreexcitação. Por volta das 18:15 h a LT Campinas-Guarulhos em 345 kV foi desligada para eliminação de sobrecarga nos transformadores (3x150 MVA - 345/138 kV) em Campinas, conforme previsto nas instruções de operação. Com o esgotamento dos recursos para o controle das tensões frente a um processo de crescimento continuado da carga, a Operação do Sistema buscou ainda remanejar a geração de Itaipu em 150 MW, reduzindo o despacho no lado de 60 Hz e aumentando no de 50 Hz, visando manter a tensão em Ivaiporã. A sua propagação se deu com a saída do CS nº 3 de Ibiúna agravando as condições de tensão e levando ao bloqueio do bipolo 2 do Elo de CCAT. Seguiram-se os desligamentos automáticos dos síncronos nº 1 e nº 4. A perda de 3.000 MW de geração de potência ativa e de 900 Mvar de reativos levaram a um estado operativo com subfrequência

e subtensão, e com a carga ainda em crescimento. Inúmeros desligamentos se sucederam em cascata com as perdas da compensação síncrona em Tijuco Preto e Embu-Guaçu, e das gerações de Capivara, Funil, Angra I e Volta Grande, bem como os desligamentos do bipolo 1, da SE Bandeirantes, e desligamentos manuais (ECAM) e automáticos de carga (ERAC). Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 7.600 MW de carga cortada, correspondendo a 19% da carga dessas regiões. A recomposição total do sistema foi feita em cerca de 1 hora e 15 minutos. Foi constatado que o sistema estava operando com reservas de reativos insuficientes para cobrir as necessidades na hora de ponta. A indisponibilidade dos equipamentos para controle de tensão na área São Paulo contribuíram decisivamente para a instalação do processo de instabilidade de tensão. Foi constatado também o esgotamento do suporte de tensão no sistema de distribuição da região de São Paulo, já no patamar de carga média, bem como a falta de um ajuste coordenado dos seus transformadores com dispositivos de comutação em carga (OLTC) e reduzida utilização na área de esquemas de alívio de carga por subtensão.

- b) Instabilidade de Tensão em 25/04/1997 às 18:17 h que similarmente ao dia anterior também foi iniciada com o esgotamento das reservas de potência reativa na área São Paulo, levando ao desligamento dos três compensadores síncronos de Ibiúna às 18:17 h por falta de alimentação dos serviços auxiliares e a perda da ligação CCAT (bipolos 1 e 2). Uma série de desligamentos em cascata levou o sistema a uma situação de instabilidade de tensão. Em razão do desligamento ocorrido no dia anterior, a usina Angra I operava com despacho bastante reduzido (88 MW em vez de 627 MW despachado na véspera), o que tornava a operação do sistema mais vulnerável à ocorrência de instabilidade de tensão. No decorrer do processo ocorreram os desligamentos automáticos do compensador síncrono de Tijuco Preto, das usinas de Angra I, Capivara e Funil. A redução da frequência levou a atuação do ERAC. Estes cortes de carga, bem como aqueles relacionados às acentuadas reduções na tensão, não foram suficientes para evitar a queda da frequência, pois a carga do sistema ainda estava aumentando para atingir a ponta, com uma taxa de crescimento de 1.700 MW/10 minutos. A reconstituição da frequência só foi alcançada posteriormente através de corte manual de carga coordenado pelo CNOS. Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 6.900 MW de carga cortada. A reposição gradual das cargas foi iniciada às 18:50 h e concluída às 19:23 h, cerca de 1 hora após o início da ocorrência. As constatações foram idênticas às do dia anterior.
- c) Instabilidade de Tensão em 13/11/1997 às 9:25 h iniciada por uma sobrecarga na LT 230 kV Mascarenhas - Governador Valadares que provocou o seu desligamento

automático por atuação correta da proteção direcional temporizada de sobrecorrente de fase. O exame do registro gráfico revelou que a linha entrou numa rampa positiva de carregamento atingindo 159 MVA, com tensão de 224,7 kV (97,6%). No dia anterior havia ocorrido o mesmo desligamento quando operava com 160 MVA e 222 kV. A sua propagação se deu com a perda da interligação Minas – Espírito Santo, que contribuiu significativamente para o agravamento do regime de subtensões na área Rio de Janeiro - Espírito Santo, sendo registradas tensões de 78% em Carapina 138 kV (tensão operativa na faixa de 101/102%), 50% em Campos 345 kV, 67% em Adrianópolis 138 kV e 81% em São José 138 kV. O afundamento das tensões levou a uma rejeição natural de cargas de cerca de 1.210 MW, bem como à atuação do ECE de subtensão para prevenção de colapso de tensão instalado na SE Três Rios. Um mesmo desligamento desta linha ocorreu 4 horas mais tarde, nas mesmas condições operativas de sobrecarga. Foram afetadas as áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo com cerca de 1.210 MW de carga naturalmente cortada.

Face ao exposto, pode-se concluir que estas grandes perturbações ocorridas no sistema elétrico brasileiro, ocasionadas por instabilidade de tensão, puderam ser caracterizadas por fenômenos de longa duração, com desligamentos em cascata. Com isto fica evidente a necessidade de se ter ferramentas computacionais para avaliar e/ou reproduzir as ocorrências onde os fenômenos desta natureza acontecem. Nestes casos a representação correta de todos os equipamentos de controle, inclusive os de ação mais lenta é muito importante.

2.5 Métodos de Análise

A estabilidade de tensão vem sendo estudada sob o ponto de vista estático e dinâmico, sendo a escolha da abordagem dependente da análise a ser efetuada. Independente dessa escolha, o problema de estabilidade de tensão de um sistema de potência requer o exame dos seguintes pontos:

- diagnóstico do ponto de operação do sistema. Isto implica em determinar, inicialmente, se o ponto de operação é estável ou instável sob o ponto de vista de tensão - *Estado*.
- determinação da área/barra crítica do sistema, pesquisando-se quais fatores podem contribuir para a instabilidade e quais medidas podem prevenir ou controlar as causas da instabilidade - *Mecanismo*.
- determinação da margem de carga ou de estabilidade entre o ponto de operação conhecido e o ponto de colapso de tensão. Isto implica o conhecimento de um método que identifique este ponto de colapso e quais ações com influência nessa margem - *Proximidade*.

As características principais dessas duas abordagens [23, 24, 25] são apresentadas a seguir.

2.5.1 Análise Dinâmica

A análise dinâmica usa técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo ou frequência, proporcionando uma reprodução real da dinâmica da instabilidade de tensão. É importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, bem como análises de situações específicas de colapso de tensão.

As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura e cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão. No entanto, as desvantagens dessa análise residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, de longos tempos de simulação e o não fornecimento direto de informações a respeito da margem de estabilidade e áreas críticas.

Atualmente, o uso de técnicas de simulação com passo de integração variável, processamento paralelo [26] e de simulação *quasi-dinâmica* [27], vem reduzindo drasticamente o esforço computacional exigido por este tipo de análise, tornando possível, inclusive, a sua utilização em aplicações em tempo real.

2.5.2 Análise Estática

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, diversas ferramentas estáticas têm sido utilizadas para análise devido à complexidade, ao tempo computacional necessário para simulações de grandes sistemas de potência e ao fato das dinâmicas envolvidas muitas vezes serem lentas. As referências [28, 29] mostram que a análise do problema por abordagens estáticas ou dinâmicas leva a resultados semelhantes.

A análise estática é baseada em equações de fluxo de potência, não envolvendo, portanto, equações diferenciais. Essa forma de análise é importante para proporcionar respostas a respeito da “distância” de um ponto de operação à instabilidade e sobre a identificação da origem do problema, de forma a serem definidas medidas corretivas e/ou preventivas. Adicionalmente, em uma análise de estabilidade de tensão, frequentemente é necessário avaliar uma ampla faixa de condições do sistema, tornando atraente uma análise de regime permanente, cujo custo computacional é menor.

A avaliação da bibliografia relativa à análise de estabilidade de tensão mostra que existem diferentes linhas de pesquisas, sem que haja um consenso sobre qual a técnica mais adequada. Entretanto, apesar do problema ainda necessitar de desenvolvimentos adicionais, é possível observar algumas tendências nas análises publicadas. Dessa forma, serão detalhadas no capítulo 4 algumas dessas técnicas.

CAPÍTULO 3

ESTABILIDADE DE TENSÃO: FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Introdução

O Capítulo 2 apresentou conceitos, definições e classificações para a estabilidade de tensão. Foi visto também, que este fenômeno vem sendo estudado sob o ponto de vista estático e dinâmico, sendo a escolha dependente do tipo de análise a ser realizada e da caracterização do fenômeno.

Assim, a partir de um sistema elétrico bastante simples, este capítulo tem por objetivo mostrar alguns conceitos básicos relacionados com a estabilidade de tensão, na forma estática. As soluções analíticas, derivadas desse sistema simples, permitirão traçar as curvas P-V e V- θ e extrair importantes relações e propriedades usadas na identificação da barra crítica e do ponto de colapso de tensão por algumas das técnicas de análise linear.

Ao final deste capítulo será mostrada a associação entre o ponto de máximo carregamento de um sistema e a bifurcação do tipo sela-nó (característica não-linear).

3.2 Relação entre Estabilidade de Tensão e Estabilidade Angular

A estabilidade de tensão e a estabilidade angular estão interligadas. A estabilidade de tensão de curto termo está geralmente relacionada com a estabilidade angular transitória e, formas mais lentas de estabilidade de tensão estão relacionadas com a estabilidade devido a pequenas perturbações. Frequentemente é difícil separar os dois processos.

Entretanto, existem casos onde uma forma de instabilidade predomina. A referência [1] apresenta duas situações extremas:

- a) Um gerador síncrono conectado a um grande sistema por uma linha de transmissão: estabilidade predominantemente angular (problema máquina - barra infinita).

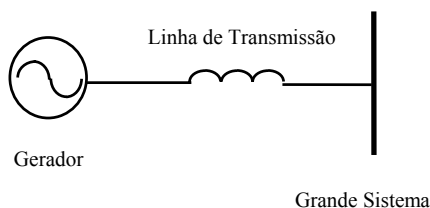


Figura 3.1 - Exemplo simples mostrando um caso predominante de estabilidade angular

- b) Um gerador síncrono ou um grande sistema conectado por uma linha de transmissão a uma carga assíncrona: estabilidade predominantemente de tensão.

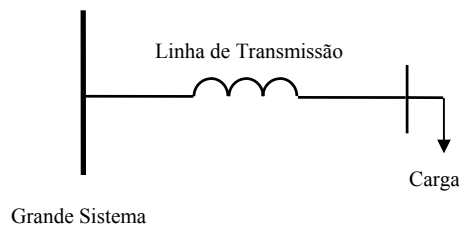


Figura 3.2 - Exemplo simples mostrando um caso predominante de estabilidade de tensão

Enquanto a estabilidade de tensão preocupa-se com as áreas de carga e suas características, a estabilidade angular freqüentemente tem interesse na interligação de usinas remotas com grandes sistemas. Por isso, enquanto na estabilidade angular o objetivo é manter os geradores em sincronismo, a estabilidade de tensão diz respeito às áreas de carga, sendo por isso muitas vezes identificada como estabilidade das cargas [1].

As duas formas de estabilidade podem ou não estar presentes em um mesmo distúrbio. É possível detectar colapso de tensão em uma área de um grande sistema interligado sem perda de sincronismo de qualquer dos geradores.

A estabilidade de tensão de curto termo é usualmente associada com a estabilidade angular transitória, enquanto a estabilidade de tensão de longo termo é menos relacionada com a estabilidade angular, apesar de existirem situações de longo termo onde aparecem fortes interações entre esses dois tipos de estabilidade [1].

Pode-se dizer que se a tensão entra em colapso em um ponto do sistema longe de cargas, existe um problema de estabilidade angular. Entretanto, se a tensão entra em colapso em uma área de carga, existe provavelmente um problema de estabilidade de tensão [1].

3.3 Colapso de Tensão em um Sistema de Duas Barras

Com a finalidade de conceituar o problema da estabilidade de tensão, será analisado inicialmente o comportamento estático de um sistema elétrico simples de duas barras.

Tal sistema é composto de um gerador com suposta capacidade infinita de geração, uma carga efetiva $P + jQ$ e uma linha de transmissão sem limite térmico, conforme apresentado na Figura 3.3.

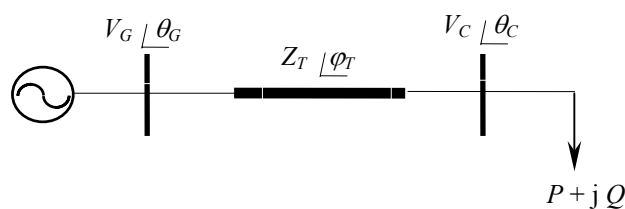


Figura 3.3 - Sistema elétrico em análise

3.3.1 Curvas P-V

Esta seção tem por objetivo obter uma solução analítica para o circuito apresentado na Figura 3.3 e então traçar as curvas P-V, que ilustrarão a relação entre o módulo da tensão e a carga ativa para a barra receptora, considerando-se diferentes fatores de potência, e a partir das quais algumas características importantes poderão ser evidenciadas.

Considerou-se o gerador como uma barra infinita cuja tensão terminal, em pu, foi admitida igual a $1,00 \angle 0^\circ$.

A linha de transmissão foi representada como uma linha curta, de impedância igual a $6,02 + j 15,68 \%$.

No Apêndice I apresenta-se o equacionamento do circuito, o qual foi utilizado para se obter as curvas apresentadas na Figura 3.4, relacionando o módulo da tensão na barra de carga com a potência ativa consumida nessa barra, para cargas com fatores de potência 0,8, indutivo e capacitivo, e fator de potência unitário.

A partir da Figura 3.4, pode-se observar que para cada fator de potência existem dois valores de tensão para um mesmo valor de potência na carga, exceto em um ponto onde um único valor de tensão está relacionado à carga, ponto esse que representa a máxima potência fornecida, apesar da fonte ter sido considerada infinita. Esse ponto corresponde ao limite de estabilidade de tensão, também citado muitas vezes na literatura como ponto de bifurcação ou ponto de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga [6, 31, 32, 35, 38].

A existência de duas soluções de tensão para uma mesma potência pode ser explicada pela também existência de dois valores de corrente para uma mesma potência, ou seja, para pontos de operação correspondentes à parte superior da curva, tem-se tensões maiores e correntes menores que para pontos correspondentes à região inferior da curva, onde com tensões menores é necessária uma intensidade maior de corrente para produzir uma certa potência.

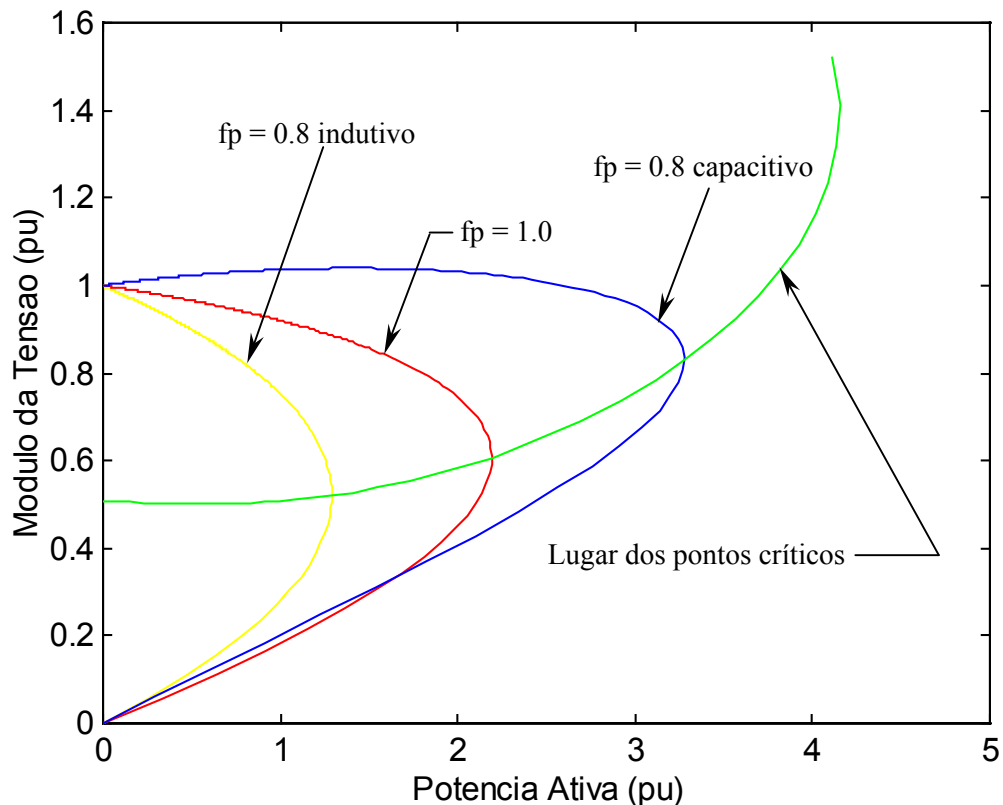


Figura 3.4 - Relação entre o módulo da tensão na carga e a potência ativa para diferentes fatores de potência

Também é interessante observar que a tensão vai apresentando quedas cada vez maiores para uma mesma variação de carga, à medida que essa carga vai se aproximando de seu valor máximo. Além disso, a distância entre as duas soluções de tensão para uma mesma potência vai diminuindo à medida que a carga aumenta, até se ter uma única solução no ponto de máxima potência.

Nota-se igualmente que, à medida que o fator de potência torna-se menos indutivo, a máxima potência de atendimento aumenta. Entretanto, compensações excessivas podem levar a uma falsa segurança operativa, haja vista que, apesar do aumento na potência suprida, o limite de estabilidade de tensão pode ocorrer para uma tensão próxima, ou dentro, da faixa normal de operação. Verifica-se, assim, que o módulo da tensão isoladamente não é um bom indicador da proximidade do limite de estabilidade de tensão [13, 39].

A Figura 3.4 mostra ainda a curva dos pontos críticos (limites de estabilidade de tensão) para cada fator de potência, onde se verifica que existe uma determinada compensação de potência reativa além da qual a potência ativa máxima não aumenta, passando inclusive a diminuir. Esse ponto de máxima potência ativa é o limite de estabilidade estática, e decorre do fato da máxima absorção de potência ativa por uma impedância de carga ocorrer quando essa impedância é igual

em módulo e conjugada em ângulo, em relação à impedância série da linha de transmissão [40]. Isso corresponde, para o exemplo, a uma carga de $4,15 - j 10,82$ pu. Ressalta-se que não houve preocupação, no caso apresentado, com o fato desse ponto ocorrer para um valor de tensão não operativo na prática, mas apenas em caracterizar a situação através de uma fácil visualização, mostrando que o limite de estabilidade estática é um caso particular do limite de estabilidade de tensão.

3.3.2 Curvas V- θ

Nesta seção o sistema de duas barras apresentado na Figura 3.3 é mais uma vez utilizado para traçar o gráfico V- θ [6, 31, 40, 41], que permite representar em um único gráfico as quatro variáveis associadas à barra de carga: as cargas ativa e reativa e o módulo e ângulo da tensão. Dentre as informações que podem ser obtidas a partir desse gráfico destaca-se a utilização da singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga como indicador do limite de estabilidade de tensão.

No Apêndice II, apresenta-se o equacionamento utilizado para se obter as curvas apresentadas na Figura 3.5. Nessa figura, a curva P_i , para $i = 1, 2$ e 3 , é o lugar geométrico das tensões na barra de carga, em módulo e ângulo, para carga ativa constante e carga reativa variável, ou seja, com fator de potência variável, onde considerou-se $P_1 < P_2 < P_3$. Similarmente, a curva Q_i , para $i = 1, 2$ e 3 , é o lugar geométrico das tensões na barra de carga, em módulo e ângulo, para carga reativa constante e carga ativa variável, ou seja, com fator de potência também variável, onde considerou-se cargas reativas indutivas tal que $Q_1 < Q_2 < Q_3$.

As interseções das curvas de P e Q no plano (V, θ) definem os pontos de operação de regime permanente do sistema, os quais são soluções das equações do fluxo de potência. Assim sendo, pode-se observar, da Figura 3.5, que para uma carga qualquer (P_i, Q_i) , onde o fator de potência é mantido constante, existem três cenários possíveis com relação à solução das equações do fluxo de potência (V_i, θ_i) :

- a) Dupla solução para (P_1, Q_1) .
- b) Solução única para (P_2, Q_2) .
- c) Nenhuma solução para (P_3, Q_3) .

Logo, da mesma forma que o observado no item 3.3.1, através das curvas P-V, verifica-se que há uma carga para a qual apenas uma solução existe, e que cargas superiores a essa não apresentam solução, caracterizando ausência de um ponto de equilíbrio. Cargas inferiores a máxima apresentam dupla solução.

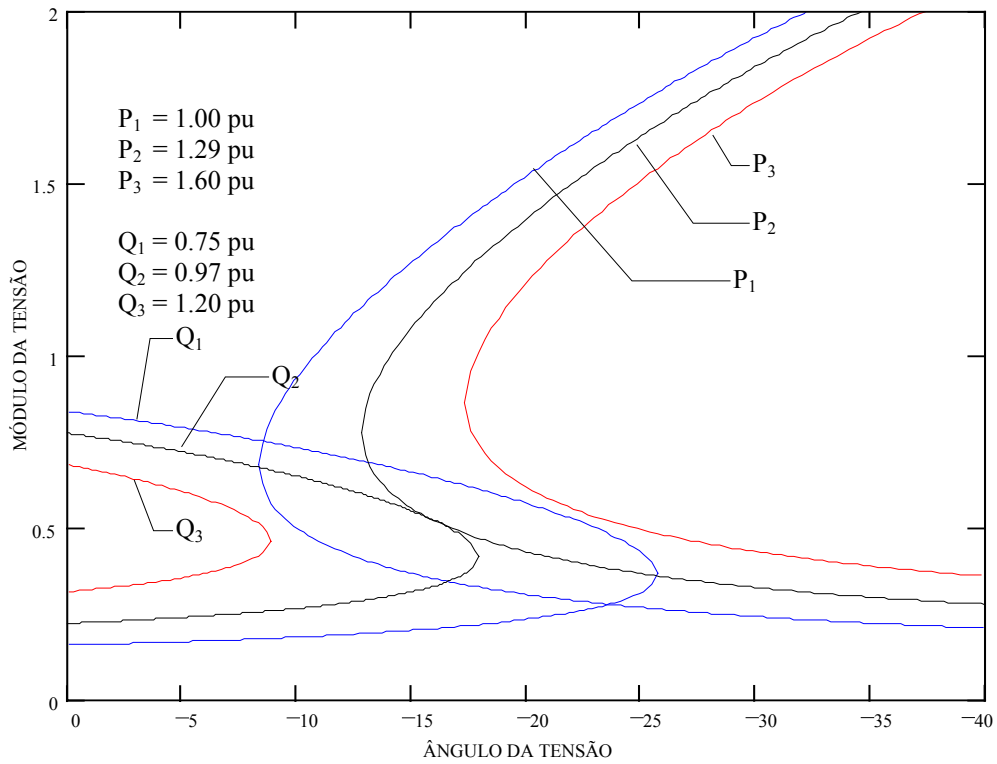


Figura 3.5 – Gráfico V- θ mostrando três níveis de carga com o mesmo fator de potência

Portanto, a carga (P , Q) onde existe apenas uma solução, representa a máxima carga possível de ser atendida pelo sistema, para um dado fator de potência. O fato das curvas de P constante e Q constante tocarem-se em um só ponto significa que os vetores gradiente ∇P e ∇Q estão alinhados nesse ponto e então a seguinte relação pode ser escrita:

$$\nabla P = \alpha \nabla Q \quad (3.1)$$

ou

$$\nabla P - \alpha \nabla Q = 0 \quad (3.2)$$

onde α é um escalar.

Definindo-se as variações incrementais de P e Q como:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \quad (3.3)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta \theta + \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V \quad (3.4)$$

Então, os vetores gradiente de P e Q são:

$$\nabla P = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\nabla Q = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

A partir da equação 3.2 tem-se:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} - \alpha \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0 \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial P}{\partial V} - \alpha \frac{\partial Q}{\partial V} = 0 \quad (3.8)$$

Como o Jacobiano do fluxo de potência é dado por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Então, a solução das equações 3.7 e 3.8 requer que o determinante do Jacobiano do fluxo de potência seja igual a zero, isto é:

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} \frac{\partial Q}{\partial V} - \frac{\partial P}{\partial V} \frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0 \quad (3.10)$$

Portanto, isso significa que no ponto de máximo carregamento o Jacobiano torna-se singular: $\det(J) = 0$.

O fato do Jacobiano do fluxo de potência ser singular no limite de estabilidade de tensão fornece ainda informações importantes com relação a seus autovalores e autovetores.

Seja a matriz Jacobiana J uma matriz quadrada de dimensão $n \times n$. A sua decomposição em autovalores é expressa como:

$$J = X \Lambda Y^T \quad (3.11)$$

onde X e Y são matrizes ortonormais de ordem $n \times n$, denominadas de matrizes de autovetores à direita e à esquerda, respectivamente, e Λ é uma matriz diagonal com os autovalores λ_i da matriz J , com i variando de 1 a n .

Assim sendo, tem-se que:

$$\det(J) = \det(X A Y^T) \quad (3.12)$$

Como X , A e Y^T são matrizes quadradas de mesma dimensão, da álgebra linear pode-se escrever que:

$$\det(J) = \det(X) \det(A) \det(Y^T) \quad (3.13)$$

$$\det(J) = \det(X) \det(Y^T) \det(A) \quad (3.14)$$

$$\det(J) = \det(X Y^T) \det(A) \quad (3.15)$$

Das propriedades das matrizes ortonormais tem-se que:

$$X Y^T = I \quad (3.16)$$

onde I é a matriz identidade.

Assim sendo, a equação 3.14 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\det(J) = \det(I) \det(A) \quad (3.17)$$

Como o determinante de uma matriz diagonal é dado pelo produto de seus elementos da diagonal, então:

$$\det(I) = 1 \quad (3.18)$$

e

$$\det(A) = \lambda_1 \lambda_2 \dots \lambda_n \quad (3.19)$$

Portanto,

$$\det(J) = \lambda_1 \lambda_2 \dots \lambda_n \quad (3.20)$$

Dessa forma, observa-se que no caso da matriz Jacobiana J ser singular, ou seja, seu determinante ser nulo, então pelo menos um dos seus autovalores será nulo. Assim sendo, no limite de estabilidade de tensão pelo menos um dos autovalores do Jacobiano das equações do fluxo de potência é zero.

De modo semelhante poder-se-ia mostrar que pelo menos um dos valores singulares da matriz Jacobiana se anula no limite de estabilidade de tensão.

Alguns trabalhos baseados na teoria discutida nesta seção são encontrados na literatura [6, 7, 30, 31, 32, 38].

3.3.3 Curvas V-Q

Freqüentemente, uma característica muito útil para certos aspectos da análise da estabilidade de tensão é a relação V-Q, que mostra a sensibilidade e a variação da tensão de barra devido a injeções ou absorções de potência reativa. A estabilidade de tensão depende, de fato, de como as variações de P e Q na área de carga afetam as tensões nas barras de carga [3].

A obtenção das curvas V-Q, de uma determinada barra, é efetuada considerando essa barra como uma fonte variável e infinita de potência reativa. Através de sucessivos fluxos de potência altera-se o valor da tensão dessa barra, obtendo-se os valores de potência reativa necessários para manter as tensões especificadas. Neste gráfico a potência reativa capacitiva é traçada na direção positiva do eixo vertical e a potência reativa na direção negativa [1].

As curvas V-Q podem ser traçadas para qualquer ponto de operação do sistema, sendo obtidas em geral, para o ponto inicial de operação e para o ponto de máximo carregamento do sistema, determinado através das curvas P-V. Também costumam ser levantadas para as barras críticas do sistema e para as barras importantes da área de interesse.

Através das curvas V-Q é possível determinar o nível crítico de tensão e a margem de estabilidade. O nível crítico de tensão, que é o valor correspondente ao mínimo da curva, é o ponto a partir do qual observa-se um comportamento contrário ao esperado, isto é, uma diminuição no nível de tensão acarreta um aumento na geração de potência reativa. Este ponto, que corresponde à derivada $(\partial Q/\partial V) = 0$, representa o limite de estabilidade de tensão e define o valor de potência reativa mínima necessária para uma operação estável.

A margem de potência reativa pode ser medida a partir da distância entre o eixo horizontal e o ponto de mínimo. Se o mínimo da curva se encontrar acima do eixo horizontal, o sistema está deficiente de potência reativa, sendo recomendada a instalação de equipamentos adicionais de suporte de potência reativa. Na condição em que o ponto crítico se encontrar abaixo do eixo horizontal, o sistema tem alguma margem de potência reativa. A curva V-Q, se traçada para o ponto de máximo carregamento, obtido a partir da curva P-V, apresenta margem de potência reativa zero para as barras críticas, ou seja, o ponto de mínimo é tangente ao eixo horizontal.

A Figura 3.6 mostra um conjunto de curvas V-Q, cada uma delas associada a uma potência ativa da carga. Foram consideradas curvas para valores correspondentes a potência ativa da carga iguais a zero, $0,25 \times P_{\text{máx}}$, $0,5 \times P_{\text{máx}}$, $0,75 \times P_{\text{máx}}$ e $P_{\text{máx}}$. Observa-se nesta figura que a curva associada a $P = 0$ começa na origem e a associada a $P = P_{\text{máx}}$ é a superior de todas.

A curva V-Q quando comparada à curva P-V, apresenta a vantagem de permitir uma análise do fenômeno de estabilidade de tensão associada a capacidade do sistema de fornecer potência reativa. À semelhança da curva P-V, antes de levantar as curvas V-Q, é fundamental que sejam escolhidas como barras de referência, aquelas que sejam realmente representativas,

permitindo uma correta análise do fenômeno. Uma outra importante contribuição da curva V-Q é sobre a robustez do sistema, que pode ser obtida através da relação $(\partial Q/\partial V)$. O lado direito da curva, onde a derivada é positiva, representa uma condição de operação estável, enquanto o lado esquerdo representa uma condição instável (derivada negativa).

Por fim, é importante ressaltar que as curvas V-Q não oferecem indicação sobre a capacidade de carregamento do sistema e a desvantagem da utilização dessas curvas é que não se sabe a priori quais barras devem ser analisadas.

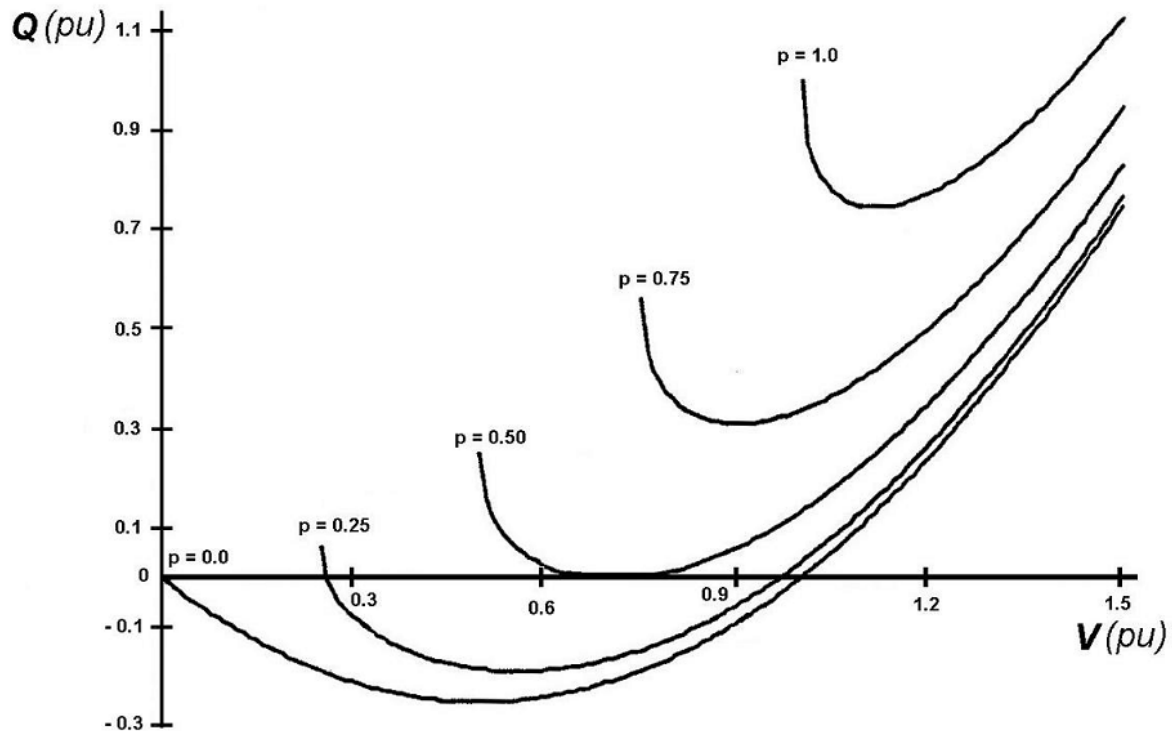


Figura 3.6 - Curvas V-Q para Diversos Valores de Potência Ativa

3.4 Bifurcação tipo sela-nó

A teoria de bifurcações tem sido reconhecida como uma importante ferramenta na determinação da margem de estabilidade de tensão do sistema. Um diagrama de bifurcação mostra a mudança no comportamento qualitativo da estabilidade de um sistema dinâmico, ocasionada por uma variação paramétrica do sistema. Muitas vezes aparecem na literatura mostrando o comportamento de uma variável de estado em função da variação de um parâmetro, por exemplo, o comportamento da tensão de uma barra de acordo com a variação da carga. De todos os tipos de bifurcação, as do tipo sela-nó e a de Hopf são as mais comuns em estudos de estabilidade de tensão. Se um modelo dinâmico de sistema é empregado, ambos os tipos podem ser detectados. Entretanto se um modelo estático é escolhido (fluxo de carga), somente a bifurcação sela-nó é possível de ser encontrada.

Este tipo de bifurcação é facilmente detectado através da singularidade da matriz Jacobiana para determinadas condições de operação e modelos de sistemas de potência, sendo caracterizada pela existência de um autovalor real nulo.

Um ponto de bifurcação pode ser encontrado a partir de um sistema de equações dinâmicas não lineares, onde λ é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. Assim:

$$\dot{x} = f(x, \lambda) \quad (3.21)$$

No caso de uma bifurcação do tipo sela-nó, esta pode ser descrita localmente pela seguinte equação:

$$\dot{x} = \lambda - x^2 \quad (3.22)$$

Os pontos de equilíbrio da expressão acima ($\dot{x} = 0$), formam uma parábola para valores de $\lambda \geq 0$. Para $\lambda < 0$ não existe ponto de equilíbrio e quando $\lambda > 0$ dois pontos de equilíbrio podem ser encontrados: $+\sqrt{\lambda}$ que é um ponto de equilíbrio estável e $-\sqrt{\lambda}$ um ponto de equilíbrio instável. Para $\lambda = 0$ apenas uma solução existe e este ponto é o de bifurcação, onde um autovalor deve ser zero. A Figura 3.7 mostra o diagrama de bifurcação do tipo sela-nó, onde a linha sólida representa o ramo estável e a linha pontilhada o ramo instável.

A análise do Jacobiano da equação 3.22 identifica a estabilidade. Se $x > 0$, o sistema é estável, se $x < 0$, instável.

Algumas características podem ser enumeradas:

- duas soluções tornam-se única no ponto de bifurcação;
- um autovalor nulo é identificado;
- após o ponto de bifurcação as soluções desaparecem.

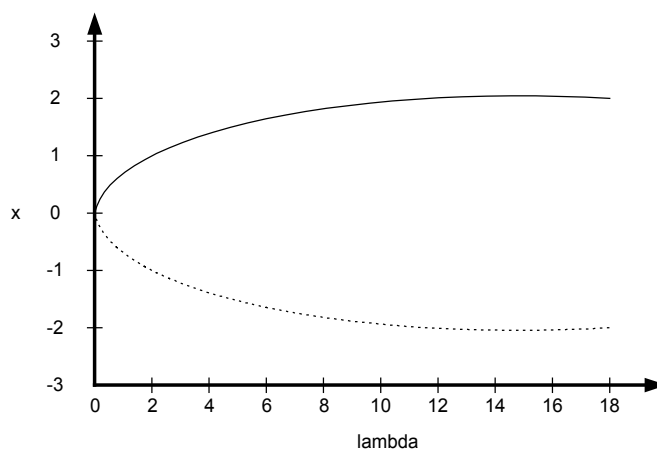


Figura 3.7 - Diagrama de uma bifurcação tipo sela-nó

Sendo assim, um sistema se encontra no ponto de bifurcação quando a sua matriz Jacobiana apresenta um único autovalor nulo, mas para garantir que este ponto seja do tipo sela-nó (existem outras bifurcações com autovalor nulo), é necessário ainda, satisfazer as seguintes condições de transversalidade:

$$w^T \frac{\partial f}{\partial \lambda} \neq 0 \quad (3.23)$$

$$w^T [D_x^2 f v] \neq 0 \quad (3.24)$$

onde w é o autovetor à esquerda e v é o autovetor à direita no ponto de bifurcação.

Necessariamente uma curva P-V não representa uma bifurcação do tipo sela-nó. Para que isto ocorra é preciso que no ponto de máximo carregamento da curva P-V, o Jacobiano tenha um autovalor nulo e atenda às condições de transversalidade definidas pelas equações (3.23) e (3.24). Assim, neste trabalho, um ponto de colapso de tensão está associado a uma bifurcação do tipo sela-nó, em função do modelo de sistema escolhido.

Vista a abordagem teórica do problema de estabilidade de tensão, o próximo capítulo dará continuidade ao assunto, com o desenvolvimento de algumas das técnicas de análise utilizadas na determinação da barra crítica e do ponto de colapso de um sistema.

CAPÍTULO 4

TÉCNICAS DE ANÁLISE ESTÁTICA

4.1 Introdução

A partir de um sistema simples de duas barras, o capítulo anterior apresentou a conceituação teórica para a estabilidade de tensão, onde importantes relações envolvendo a matriz Jacobiana foram mostradas. Desta forma, o objetivo deste capítulo é apresentar algumas das técnicas de análise estática encontradas na literatura, que permitem determinar a barra crítica e o ponto de colapso de tensão em um sistema elétrico de potência.

O princípio da análise estática considera que a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão, varia lentamente. Desta forma, o modelo dinâmico de um sistema de potência, representado por equações diferenciais, pode ser reduzido a um conjunto de equações algébricas associadas a cada ponto de equilíbrio, e o modelo utilizado nos estudos de fluxo de potência pode ser considerado. Este conceito é útil para determinar, num instante qualquer, como a tensão irá responder a uma pequena mudança no sistema, como, por exemplo, às variações de carga.

Para pequenas perturbações, as análises que utilizam técnicas de linearização trazem valiosas informações sobre o mecanismo da instabilidade de tensão, como aquelas relacionadas a condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, ao limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências e a melhor localização e quantidade de potência reativa necessária para compensação ou reserva.

Assim, com o objetivo de apresentar o estado da arte a respeito do assunto, a seguir será feita uma descrição de algumas técnicas para identificação da barra crítica e do ponto de colapso de tensão de um sistema.

4.2 Métodos para Identificação da Barra Crítica

Uma vez que o colapso de tensão tem sido reconhecido como um fenômeno que inicia localmente e se espalha pela vizinhança [3, 33], um outro aspecto importante na análise de estabilidade de tensão é a identificação da barra crítica do sistema, ou seja, aquela barra cuja variação de carga produz maior variação de tensão. Essa informação, que sinaliza qual(is) o(s) ponto(s) vulnerável(eis) do

sistema, pode ser de interesse para a determinação de ações de controle, indicando a área do sistema onde se deve atuar.

4.2.1 Determinante da Matriz Jacobiana Reduzida

Proposta em [31], esta metodologia consiste na redução da matriz Jacobiana do fluxo de potência às equações de potências ativas e reativa de cada barra de carga. Para um determinado ponto de operação, o menor determinante dessa matriz reduzida indica a barra crítica.

Seja o sistema de equações do fluxo de potência:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

onde

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

é a matriz Jacobiana calculada em um ponto de operação, cuja dimensão é $(n \times n)$, onde $n = (2n_{PQ} + n_{PV})$, sendo n_{PQ} o número de barras de carga e n_{PV} o número de barras de tensão controlada do sistema.

Os vetores ΔP e ΔQ contêm, respectivamente, as variações incrementais de potência ativa das barras de carga e de tensão controlada e as variações incrementais de potência reativa das barras de carga. Os vetores $\Delta \theta$ e ΔV contêm, respectivamente, as correspondentes variações incrementais nos ângulos e módulos das tensões nodais.

A fim de identificar a barra crítica, uma variação incremental ΔP_ℓ e ΔQ_ℓ é assumida para cada barra de carga “ ℓ ”, para $\ell = 1, \dots, n_{PQ}$ [31, 32]. As variações ΔP_ℓ e ΔQ_ℓ são feitas para cada barra de carga individualmente, considerando as demais barras de carga sem qualquer variação. As variações da carga ativa, incluindo as perdas ativas, são absorvidas pela barra “swing” e as variações de carga reativa são absorvidas pelas barras de tensão controlada e pela própria “swing”. É importante lembrar que as variações incrementais de potência ativa e reativa da barra “swing” e de potência reativa das barras de tensão controlada não fazem parte da equação 4.1.

Assim sendo, considerando-se as variações ΔP_ℓ e ΔQ_ℓ e reordenando a matriz Jacobiana de modo que as equações de interesse sejam as últimas, o sistema de equações do fluxo de potência pode ser escrito como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde as matrizes A , B , C e D são resultantes de uma partição da matriz Jacobiana e possuem as seguintes dimensões:

$$A: (n - 2) \times (n - 2)$$

$$B: (n - 2) \times 2$$

$$C: 2 \times (n - 2)$$

$$D: 2 \times 2$$

A equação 4.3 pode ainda ser reduzida a:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = [D_\ell'] \begin{bmatrix} \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

onde

$$D_\ell' = D - C A^{-1} B \quad (4.5)$$

De acordo com a fórmula de Schur [42], apresentada no Apêndice III, o determinante da matriz Jacobiana da equação 4.3 é dado por:

$$\det(J) = \det(D_\ell') \det(A) \quad (4.6)$$

Como a condição crítica para a estabilidade de tensão é $\det(J) = 0$, pode-se dizer que o determinante de D_ℓ' torna-se nulo no ponto de colapso uma vez que a matriz A é não-singular.

A matriz D_ℓ' , de dimensão 2×2 , relaciona as potências ativa e reativa da barra de interesse com o ângulo e módulo de sua tensão, considerando implicitamente todas as outras equações da matriz Jacobiana do fluxo de carga.

O módulo e o sinal do determinante da matriz D_ℓ' de uma certa barra traduz a sensibilidade do módulo e ângulo da tensão em relação à variação das injeções de potência ativa e reativa naquela barra.

Se o determinante da matriz D_ℓ' for positivo, as ações de controle da tensão naquela barra tem o efeito esperado, e se esse determinante for negativo o efeito das ações de controle é contrário

ao esperado. Se o determinante de D_{ℓ}' for nulo ou muito próximo de zero, a sensibilidade é infinita ou muito grande, significando que pequenas variações de carga implicam infinita ou grande variação no módulo e ângulo da tensão.

Assim sendo, valores positivos do determinante de D_{ℓ}' indicam que o sistema está em uma condição de operação estável e é desejável que ele seja o maior possível, pois valores próximos de zero indicam que foi alcançada a máxima capacidade de transmissão de potência ativa/reactiva para a barra em análise, e a barra associada ao menor valor desse determinante é a barra crítica do sistema. Valores negativos do determinante de D_{ℓ}' indicam que o sistema está em uma condição instável de operação.

As referências [31, 32] mostram que enquanto o valor do determinante da matriz Jacobiana pode variar de um valor positivo alto para um valor negativo baixo, passando rapidamente por zero, o determinante de D_{ℓ}' varia lentamente com a variação de carga, sendo por isso mais adequado para a análise do problema. Isso pode ser explicado pela possibilidade de uma pequena área de um grande sistema apresentar problema de estabilidade de tensão, ou seja, $\det(D_{\ell}') \cong 0$, apesar do sistema ainda operar com folga, isto é, $\det(J) \gg 0$.

Assim sendo, enquanto o determinante da matriz Jacobiana (J) fornece informação tão somente sobre a condição de estabilidade ou não, o determinante da matriz Jacobiana reduzida (D_{ℓ}') fornece, além dessa informação, a identificação da barra crítica.

Deve-se ressaltar que o fato de se considerar que toda variação de potência ativa é absorvida pela barra “swing”, o que não é real, faz com que os resultados sejam dependentes da escolha dessa barra.

4.2.2 Decomposição em Valores Singulares

Valores singulares têm sido empregados em sistemas de potência em função da decomposição ortonormal das matrizes Jacobianas.

Por definição [43], valores singulares de uma matriz A qualquer são números σ_i , onde $\sigma_i = \sqrt{\lambda_i}$, sendo λ_i , para i variando de 1 até n , os autovalores (todos não negativos) da matriz quadrada $A^H A$, onde n é a ordem dessa matriz. No caso particular em que a matriz A é real, esses autovalores correspondem à matriz $A^T A$.

Considerando-se, então, o caso em que A é uma matriz quadrada, de dimensão $n \times n$ e real, a sua decomposição em valores singulares é expressa como:

$$A = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n u_i \sigma_i v_i^T \quad (4.7)$$

onde U e V são matrizes ortonormais de ordem $n \times n$, u_i e v_i são vetores singulares correspondentes à i -ésima coluna de U e V , respectivamente, e Σ é uma matriz diagonal com os valores singulares de A , tal que $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n$, com $\sigma_i \geq 0$ para todo i .

A referência [30] aplica a decomposição em valores singulares à matriz Jacobiana do fluxo de carga, de forma que se tem:

$$J = U\Sigma V^T \quad (4.8)$$

e

$$J^{-1} = V\Sigma^{-1}U^T \quad (4.9)$$

Portanto, a equação 4.1 pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = V\Sigma^{-1}U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n v_i \sigma_i^{-1} u_i^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

A aplicação de valores singulares à análise de colapso de tensão visa monitorar o menor valor singular até o ponto em que ele se torna nulo, ou seja, ponto em que a matriz Jacobiana é singular. Deste modo, perto do limite de estabilidade de tensão, σ_n aproxima-se de zero e a equação 4.10 pode ser considerada como:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \cong v_n \sigma_n^{-1} u_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Portanto, o inverso do mínimo valor singular, σ_n^{-1} , será, sob o ponto de vista de um distúrbio, o indicador da sensibilidade das variáveis de estado do sistema de potência.

Assumindo-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = u_n \quad (4.12)$$

então, a partir da equação 4.11, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \cong \sigma_n^{-1} v_n \quad (4.13)$$

Assim:

- o menor valor singular, σ_n , é um indicador da proximidade do limite de estabilidade de regime permanente;

- o vetor singular direito, v_n , correspondente à σ_n , indica a sensibilidade dos módulos e ângulos das tensões (barras críticas);
- o vetor singular esquerdo, u_n , correspondente à σ_n , indica a direção mais sensível para variações de injeções de potência ativa e reativa.

A referência [30] aplica também a decomposição em valores singulares à matriz J_{QV} , que relaciona diretamente potência reativa com módulo da tensão e é obtida a partir de uma redução da matriz Jacobiana do fluxo de carga ao fazer $\Delta P = 0$ na equação 4.1, ou seja:

$$\Delta V = J_{QV}^{-1} \Delta Q \quad (4.14)$$

onde

$$J_{QV} = J_4 - J_3 J_1^{-1} J_2 \quad (4.15)$$

Os resultados de simulações apresentadas em [30] mostram que durante um processo de aumento de carga do sistema, levando-o do ponto de operação inicial até o limite de estabilidade de tensão, o comportamento do mínimo valor singular da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} apresenta-se mais adequado para análise de estabilidade de tensão do que o mínimo valor singular para a matriz Jacobiana completa J . No primeiro caso, o mínimo valor singular é mais sensível à variação de carregamento. Os autores sugerem, então, o uso do mínimo valor singular da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} como índice de estabilidade de tensão.

A referência [30] ressalta também a relação do aumento da dimensão da matriz com o aumento do maior valor singular e a diminuição do menor valor singular. No caso de interesse isso ocorrerá toda vez que uma barra de tensão controlada atingir seu limite de potência reativa, tornando-se uma barra de carga.

4.2.3 Decomposição em Autovalores

Seja uma matriz quadrada A , real, de dimensão $n \times n$. A sua decomposição em autovalores é expressa como:

$$A = X\Lambda Y^T = \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i y_i^T \quad (4.16)$$

onde X e Y representam as matrizes dos autovetores à direita x_i e dos autovetores à esquerda y_i , respectivamente, e Λ é uma matriz diagonal com os autovalores λ_i da matriz A .

A referência [7] aplica a decomposição em autovalores à matriz Jacobiana reduzida J_{QV} , definida na equação 4.15, de forma que:

$$J_{QV} = X\Lambda Y^T \quad (4.17)$$

e

$$J_{QV}^{-1} = X\Lambda^{-1}Y^T \quad (4.18)$$

Das equações 4.14 e 4.18 tem-se:

$$\Delta V = X\Lambda^{-1}Y^T\Delta Q = \sum_{i=1}^n x_i\lambda_i^{-1}y_i^T\Delta Q \quad (4.19)$$

Cada autovalor λ_i e os correspondentes autovetores à direita e à esquerda, x_i e y_i , definem o i -ésimo modo da resposta Q - V .

Como $X^{-1} = Y^T$, a equação 4.19 pode ser escrita como:

$$Y^T\Delta V = \Lambda^{-1}Y^T\Delta Q \quad (4.20)$$

ou

$$v = \Lambda^{-1}q \quad (4.21)$$

onde

$v = Y^T\Delta V$ é o vetor modal de variações de tensão;

$q = Y^T\Delta Q$ é o vetor modal de variações de potência reativa.

A equação 4.21 representa um conjunto de equações desacopladas de primeira ordem, e para o i -ésimo modo tem-se:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i}q_i \quad (4.22)$$

Considerando-se para fins práticos, a matriz Jacobiana reduzida J_{QV} como uma matriz simétrica [7, 38], os seus autovalores podem ser considerados reais e quando todos forem positivos indicam que o sistema é estável e, portanto, todos os modos de variação de tensão estão nos mesmos sentidos de seus respectivos modos de variação de potência reativa. Portanto, o valor de cada modo de variação de tensão é igual ao valor de cada modo de variação de potência reativa amplificado pelo inverso do autovalor associado ao modo. À medida que o sistema se aproxima do ponto crítico de estabilidade de tensão, os autovalores da matriz J_{QV} tornam-se menores, com um deles se anulando nesse ponto. Logo, quando $\lambda_i = 0$, qualquer variação no i -ésimo modo de variação de potência reativa causa uma variação tendendo ao infinito no i -ésimo modo de variação de tensão, e a matriz J_{QV} é singular. A presença de pelo menos um autovalor negativo indica uma condição de instabilidade de tensão, ou seja, pelo menos um modo de variação de tensão está em sentido oposto ao de seu respectivo modo de variação de potência reativa.

Apesar do cálculo dos autovalores próximos de zero ou negativos darem um indicativo da proximidade da instabilidade de tensão, eles não possibilitam, por si só, a localização da área crítica. Para esse fim há necessidade de serem utilizados os autovetores à esquerda e à direita, associados a cada autovalor, que definem os modos de oscilação, a fim de calcular o fator de participação de cada barra para cada modo de oscilação.

Assim sendo, o fator de participação da barra k para o modo i é definido como:

$$p_{ki} = x_{ki}y_{ik} \quad (4.23)$$

A localização das barras críticas se dá pela identificação dos maiores fatores de participação para cada um dos autovalores próximos de zero ou negativos.

Desde que a matriz Jacobiana é genérica, ou seja, ela pode ser a matriz representativa de qualquer conjunto de equações linearizadas, a referência [7] também aborda a inclusão de alguns modelos de interesse na matriz Jacobiana, tais como: limites nas correntes de campo e de armadura, limites de subexcitação das unidades geradoras, dependência da carga com a tensão, utilização de motores de indução na composição da carga e a representação de compensadores estáticos.

4.2.4 Vetor Tangente

Assumindo-se que o sistema se desloca lentamente de um ponto de equilíbrio a outro, a equação 4.24 mostra como as variáveis de estado x se modificam em função da variação de um parâmetro λ . Esta hipótese permite associar esta equação ao modelo do fluxo de potência, onde x representa o módulo e o ângulo das tensões nodais e λ é um fator aplicado a carga. Assim:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.24)$$

Seja o sistema linearizado de equações representado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

onde J é a matriz Jacobiana do fluxo de carga, os vetores ΔP_g e ΔP_ℓ contêm, respectivamente, as variações incrementais de potência ativa das barras de tensão controlada e de carga, o vetor ΔQ_ℓ contêm as variações incrementais de potência reativa das barras de carga e os vetores $\Delta \theta_g$, $\Delta \theta_\ell$ e ΔV_ℓ contêm, respectivamente, as correspondentes variações incrementais nos ângulos e módulos das tensões nodais.

A partir da equação 4.25 tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_\ell \\ \Delta Q_\ell \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

O incremento de carga é obtido da seguinte maneira:

$$P_{\ell i} = P_{\ell i0} (1 + \Delta \lambda) \quad (4.27)$$

$$Q_{\ell i} = Q_{\ell i0} (1 + \Delta \lambda) \quad (4.28)$$

onde $P_{\ell io}$ e $Q_{\ell io}$ são as cargas ativa e reativa iniciais na barra “ i ” e $P_{\ell i}$ e $Q_{\ell i}$ são as cargas ativa e reativa na barra “ i ” após a variação do parâmetro λ .

Da mesma forma, o incremento de geração de potência ativa é dado por:

$$P_{g i} = P_{g io} (1 + \Delta\lambda) \quad (4.29)$$

onde $P_{g io}$ é a geração de potência ativa inicial na barra “ i ” e $P_{g i}$ é a geração de potência ativa na barra “ i ” após a variação do parâmetro λ .

A partir das Equações 4.27, 4.28 e 4.29, obtém-se as seguintes variações incrementais de potência:

$$\Delta P_{\ell i} = P_{\ell io} \Delta\lambda \quad (4.30)$$

$$\Delta Q_{\ell i} = Q_{\ell io} \Delta\lambda \quad (4.31)$$

$$\Delta P_{g i} = P_{g io} \Delta\lambda \quad (4.32)$$

Assim sendo, a equação 4.26 torna-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_g \\ \Delta\theta_\ell \\ \Delta V_\ell \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{go} \\ P_{\ell o} \\ Q_{\ell o} \end{bmatrix} \Delta\lambda \quad (4.33)$$

onde os vetores P_{go} , $P_{\ell o}$ e $Q_{\ell o}$ contêm, respectivamente, as gerações de potência ativa, as cargas ativas e as cargas reativas iniciais de todas as barras.

O vetor tangente é então obtido:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta_g}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta\theta_\ell}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta V_\ell}{\Delta\lambda} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{go} \\ P_{\ell o} \\ Q_{\ell o} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Pode-se observar que o vetor tangente é calculado através do produto da inversa da matriz Jacobiana e o vetor de carga/geração inicial.

Tendo-se determinado o vetor tangente, a maior entrada nesse vetor identifica a variável mais sensível para uma variação de carga e a barra à qual essa variável está relacionada é a barra crítica.

A referência [10] analisou o comportamento do vetor tangente como ferramenta de identificação da barra crítica, sendo mostrado que esta técnica é capaz de identificar a barra crítica para pontos de operação distantes do ponto de colapso.

Tal como apresentado nas técnicas de decomposição em valores singulares e em autovalores, a técnica do vetor tangente também pode ser aplicada à matriz Jacobiana reduzida J_{QV} , definida na equação 4.15. Nesse caso, de maneira semelhante à usada para o caso do Jacobiano J , o vetor tangente pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta V_\ell}{\Delta \lambda} \end{bmatrix} = [J_{QV}]^{-1} [Q_{\ell_0}] \quad (4.35)$$

A referência [33] mostra que o vetor tangente se apresenta bem comportado, seja calculado para o Jacobiano J , como para o Jacobiano reduzido J_{QV} .

4.3 Métodos para Identificação do Ponto de Colapso de Tensão

4.3.1 Método da Continuação

Uma forma simples de se determinar a margem de carga de um sistema poderia ser através do uso de um fluxo de potência convencional, onde repetidas simulações considerariam aumentos graduais de carga/geração de uma forma pré-definida. Entretanto, além do inconveniente de haver a necessidade de intervenções manuais no processo, também haveria dificuldades nas simulações face a problemas de convergência nas proximidades do ponto crítico, onde a matriz Jacobiana torna-se singular.

Através do método da continuação, tais inconvenientes são evitados, realizando-se uma reformulação das equações de tal forma que a matriz Jacobiana permanece bem-condicionada para todas as condições de carga, permitindo obter-se soluções para o ponto crítico e até mesmo para pontos correspondentes a parte inferior da curva P-V. Este método tem sido usado por vários pesquisadores para traçar as curvas das soluções de fluxo de potência para as variações de carga e geração [8, 36, 37].

O princípio geral desse método é o de prever um ponto de possível solução para uma dada variação paramétrica, com base em uma informação presente e também, em alguns casos, em uma informação passada. Usando esse valor previsto, são realizadas iterações até se obter uma solução real na curva de soluções. Dessa forma, são caracterizados os seguintes elementos básicos utilizados nesse método: previsor e corretor.

Ressalta-se que o método da continuação é aplicado a qualquer sistema dinâmico não-linear para se determinar o ponto de bifurcação.

4.3.1.1 Formulação Matemática

O método da continuação permite traçar os pontos de equilíbrio à medida que um parâmetro varia no sistema. Deste modo, o modelo de fluxo de potência pode ser representado como na equação 4.24, repetida aqui, por conveniência, na equação 4.36:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.36)$$

onde λ é o parâmetro que conduz o sistema de um ponto de equilíbrio para outro, usualmente um fator aplicado à carga e x representa as variáveis de estado, ou seja, módulo e ângulo das tensões nodais.

4.3.1.2 Previsor, Controle do Tamanho do Passo e Parametrização

Na fase do previsor, para uma determinada direção de crescimento da carga ($\Delta\lambda$), calcula-se novas variáveis de estado (Δx). Para isto pode-se utilizar uma extrapolação polinomial ou uma aproximação linear para estimar a próxima solução para uma dada variação no parâmetro: ponto $(x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta\lambda^i)$ da Figura 4.1.

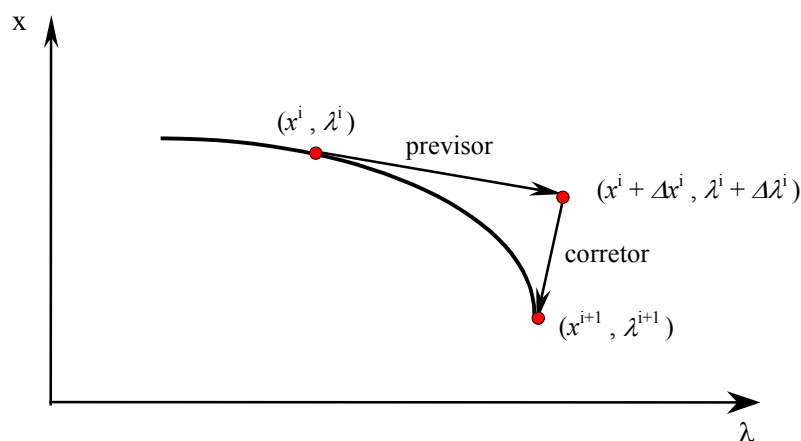


Figura 4.1 - Processo do método da continuação

Um meio de calcular a direção do vetor Δx em um ponto de equilíbrio conhecido (x^i, λ^i) na curva de soluções é determinar o vetor tangente naquele ponto. Então, derivando-se a equação 4.36 em relação a λ , obtém-se a seguinte equação linear:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_i \frac{dx}{d\lambda} \Big|_i + \left. \frac{\partial f}{\partial \lambda} \right|_i = 0 \quad (4.37)$$

ou:

$$\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|^i = - \left(\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|^i \right)^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial \lambda} \right|^i \quad (4.38)$$

onde $\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|^i$ é o vetor tangente e $\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|^i$ é o Jacobiano do fluxo de carga.

Um elemento importante para a eficiência computacional do método da continuação é o controle do tamanho do passo de variação do parâmetro. A escolha de um passo constante não é conveniente, pois em algumas regiões, a curva de solução apresenta pequena curvatura, onde é adequado um tamanho de passo relativamente grande para diminuir o esforço computacional. Em regiões de maior curvatura, passos de menor tamanho são mais apropriados. Portanto, para a eficiência da implementação do método da continuação, deve-se ter um tamanho de passo variável ou controlável.

Assim sendo, o tamanho do passo pode ser calculado a partir de uma normalização do vetor tangente, isto é:

$$\Delta \lambda^i = \frac{k}{\left\| \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|^i \right\|} \quad (4.39)$$

sendo k uma constante.

A referência [8] relata bons resultados para $k = 1$.

A equação 4.39 resulta na redução do tamanho do passo à medida que o sistema se aproxima do ponto crítico, haja vista que a magnitude do vetor tangente aumenta quando o sistema se aproxima desse ponto.

Uma vez definida a variação do parâmetro, a partir da equação 4.39, a direção desejada para o vetor das variáveis de estado será dada por:

$$\Delta x^i = \Delta \lambda^i \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|^i \quad (4.40)$$

E o ponto estimado como próxima solução será:

$$(\bar{x}^{i+1}, \bar{\lambda}^{i+1}) = (x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta \lambda^i) \quad (4.41)$$

Na medida em que o sistema se aproxima do ponto de colapso de tensão, a matriz Jacobiana do fluxo de potência se torna mal-condicionada. Em um programa de fluxo de carga convencional essa dificuldade numérica pode causar divergência no processo iterativo. Também

haveria problemas no cálculo do vetor tangente, haja vista que o mesmo requer a inversão da matriz Jacobiana para sua determinação (equação 4.38). Essa dificuldade pode ser superada através da parametrização local, que é feita escolhendo-se como parâmetro a variável de estado que apresentar a maior variação relativa no último ponto calculado, isto é:

$$p \leftarrow \max \left\{ \left| \frac{\Delta x_1}{x_1} \right|^i, \left| \frac{\Delta x_2}{x_2} \right|^i, \dots, \left| \frac{\Delta x_n}{x_n} \right|^i, \left| \frac{\Delta \lambda}{\lambda} \right|^i \right\} \quad (4.42)$$

Desse modo, próximo ao ponto crítico, o parâmetro inicial λ permutará com a variável x_i de maior taxa de variação, de modo que λ tornar-se-á parte das variáveis das equações, enquanto x_i passará a ser o novo parâmetro. Da mesma forma, após mais alguns passos do método, λ voltará a ser parâmetro.

Vale ressaltar que em [8], os autores relatam que a experiência com o método tem mostrado que em todas as aplicações práticas, independente do tamanho e complexidade do sistema, não tem havido necessidade de parametrização local quando o controle do tamanho do passo é utilizado, em função do Jacobiano do sistema somente tornar-se singular bastante próximo do ponto crítico.

É importante esclarecer ainda dois aspectos adicionais:

- Um deles diz respeito a obtenção do ponto inicial do processo da continuação ($\lambda = 0$), o qual é conseguido a partir da solução de um caso base, usando-se uma técnica convencional de solução de fluxo de potência.
- O outro aspecto refere-se a passagem pelo ponto crítico, após a qual o sinal de $\Delta \lambda$ deve ser invertido para a obtenção dos pontos inferiores da curva P-V. Isso pode ser detectado pelo sinal do determinante do fluxo de carga, enquanto o fator de carga for o parâmetro, ou pelo próprio cálculo de $\Delta \lambda$, quando uma das variáveis x_i for o parâmetro.

4.3.1.3 Corretor

Após ser estimada uma nova solução ($x^i + \Delta x^i$, $\lambda^i + \Delta \lambda^i$), a próxima etapa é corrigir essa solução para se obter o novo ponto de equilíbrio (x^{i+1} , λ^{i+1}) na curva de soluções. Matematicamente, essa etapa corresponde a solução simultânea das equações iniciais sujeitas a restrição de que a nova solução seja um plano perpendicular a direção prevista, isto é:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.43)$$

$$(\Delta x^i)^T [x - (x^i + \Delta x^i)] + \Delta \lambda^i [\lambda - (\lambda^i + \Delta \lambda^i)] = 0 \quad (4.44)$$

Em princípio, qualquer procedimento para solução de um sistema de equações algébricas não-lineares pode ser empregado no passo corretor, por exemplo, o método de Newton-Raphson. O ponto de operação $(x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta \lambda^i)$, determinado no passo previsor, é usado como estimativa inicial.

4.3.1.4 Síntese do Processo

A Figura 4.1 ilustra os passos previsor e corretor, cuja descrição matemática foi realizada. Considerando-se um determinado ponto de operação (x^i, λ^i) , pode-se estimar no passo previsor um novo ponto $(x^i + \Delta x^i, \lambda^i + \Delta \lambda^i)$. Entretanto esse ponto não é solução de $f(x, \lambda) = 0$, que será determinada no passo corretor e corresponderá ao ponto (x^{i+1}, λ^{i+1}) .

O resultado de repetidas aplicações dos passos previsor e corretor é o conjunto de pontos que formam a curva de soluções de $f(x, \lambda) = 0$. A margem de carga será dada pela quantidade de potência ativa/reactiva que ao ser adicionada à carga inicial fará com que o sistema atinja o ponto crítico (“nariz” da curva P-V).

4.3.2 Técnica de Extrapolação

Conforme mencionado nas seções anteriores, a técnica do vetor tangente é capaz de identificar com precisão e antecedência a barra crítica do sistema, embora não tenha a capacidade de determinar o ponto de colapso nem de fornecer outras informações à medida que a carga vai aumentando [10]. Foi visto também o uso do vetor tangente na etapa de previsão do método da continuação.

O comportamento do vetor tangente em função do crescimento da carga foi abordado na referência [55] onde foi mostrado que a consideração dos limites de geração de potência reativa é um obstáculo para se prever o ponto de bifurcação, tendo em vista as descontinuidades observadas.

Assim, em [56] foi apresentada uma técnica em que este problema é equacionado através da estimativa do ponto de colapso de tensão por extrapolação, com resultados satisfatórios e com tempo computacional reduzido. Esta metodologia será detalhada a seguir.

Assumindo-se um sistema em uma determinada condição de operação inicial, associada a um carregamento λ_0 , o vetor tangente neste ponto e a barra crítica inicial, isto é, aquela barra associada a maior entrada no vetor tangente, são conhecidos. Se o sistema for levemente carregado, um outro ponto de operação (associado a λ_1) e seu vetor tangente podem ser calculados. Se for admitido que o maior componente do vetor tangente apresenta um comportamento quadrático em função da variação do parâmetro λ , a seguinte metodologia pode ser empregada:

1. A partir de um ponto de operação inicial, aumente gradualmente a carga de maneira a se obter um outro ponto de operação. Determine o vetor tangente associado a esses dois pontos e guarde a maior entrada de cada um, associadas a λ_0 e λ_1 .
2. A partir dos dois pontos de operação conhecidos (λ_0 e λ_1), determine os termos a e c da seguinte função quadrática:

$$tg(\lambda) = a \cdot \lambda^2 + c \quad (4.45)$$

onde $tg(\lambda)$ é a inversa da maior entrada no vetor tangente e λ é o fator de carregamento.

3. Observa-se que o parâmetro c é uma primeira previsão do ponto de colapso λ^* , isto é, o ponto onde a função corta o eixo λ e $tg(\lambda) = 0$. Aplique o valor λ^* à geração e à carga.
4. Se o sistema de equações convergir para uma solução, volte ao passo 1. Senão, calcule um novo λ através da expressão:

$$\lambda^*_{\text{nov}} = (\lambda^* - \lambda_1)/2 + \lambda_1 \quad (4.46)$$

5. Se o sistema de equações convergir para uma solução quando λ^*_{nov} é aplicado à carga e à geração, volte ao passo 1. Caso contrário, λ^*_{nov} substitui λ^* na equação (4.46) e um outro λ^*_{nov} é calculado. Este processo converge para λ_c , que é o ponto de colapso de tensão.

Comparando-se com o método da continuação, a metodologia de extrapolação quadrática é capaz de estimar o ponto de colapso de tensão num tempo computacional satisfatório, cerca de um terço menor.

4.4 Outros Métodos

4.4.1 Técnica da Função de Energia

As funções de energia foram inicialmente empregadas em estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência [44]. O método consiste em avaliar a energia total (cinética e potencial) de um sistema durante uma situação de curto-circuito. Para que o sistema permaneça em uma condição de operação estável, esta energia deve se manter igual à energia correspondente à condição pós-falta. Em estudos de estabilidade transitória, esta técnica serve para determinar o tempo crítico de abertura dos disjuntores para o qual o sistema permanece estável.

O método tem apresentado resultados interessantes quando usado em estudos de estabilidade de tensão. Nesta condição, somente a energia potencial do sistema é considerada, não

havendo necessidade de se considerar modelos complexos de geradores nem a inclusão dos efeitos de amortecimento. As referências [45, 46] mostram que a variação da função de energia apresenta um comportamento linear com o aumento de carga, possibilitando uma medida relativa do índice de energia em qualquer ponto de operação. Uma vez que a distância até o ponto de bifurcação pode ser avaliada por meio de uma função de energia, informações relativas a margem de carga são obtidas para qualquer ponto de operação, o que é um aspecto importante a ser considerado. No entanto, a determinação da solução instável não é trivial, pois para um sistema elétrico de n barras tem-se 2^{n-1} possíveis soluções de fluxo de carga. À medida que se aumenta o carregamento do sistema, o número de soluções diminui, até que somente uma solução exista, com nível de energia zero (ponto de bifurcação). Deve-se salientar que se o objetivo é determinar a margem de carga do sistema, deve-se considerar as perdas do sistema, de maneira que a função de energia não está estritamente relacionada com a função de Lyapunov.

4.4.2 Método Direto

Esta técnica foi desenvolvida com o objetivo de encontrar bifurcações do tipo sela-nó em sistemas não lineares. Para um ponto de operação conhecido, a idéia é determinar a margem de carga através do método de Newton-Raphson modificado. Para isto, o conjunto inicial de equações que representam o ponto de equilíbrio $f(x, \lambda) = 0$ é alterado para caracterizar o ponto de bifurcação.

Assim:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.45)$$

$$\frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial x} v = 0 \text{ ou } Jv = 0 \quad (4.46)$$

$$\|v\| = 0 \quad (4.47)$$

ou:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.48)$$

$$\frac{\partial f(x, \lambda)^T}{\partial x} w = 0 \text{ ou } J^T w = 0 \quad (4.49)$$

$$\|w\| = 0 \quad (4.50)$$

onde:

- as equações (4.45) e (4.48) garantem a que a solução é um ponto de operação do sistema (dimensão n);
- as equações (4.46) e (4.49) asseguram a condição de singularidade do Jacobiano (dimensão n);

- as equações (4.47) e (4.48) garantem que o autovetor obtido em (4.46) e (4.49) seja não nulo (dimensão 1).

O conjunto de equações formado por (4.45), (4.46) e (4.47) tem dimensão $(2n + 1)$. A mesma dimensão tem o conjunto formado pelas equações (4.48), (4.49) e (4.50).

A referência [47] emprega a técnica apresentada para a obtenção do ponto de sela-nó, através do método de Newton-Raphson modificado. Ao conjunto de equações de fluxo de carga é incorporado um conjunto de equações que impõem a singularidade da matriz Jacobiana e uma outra equação que garante a não trivialidade da solução (autovetor não nulo).

Embora o método direto determine corretamente o ponto de colapso, ele pode falhar se os limites de geração de potência reativa são considerados e problemas de convergência podem ocorrer se a estimativa inicial estiver distante da solução [6].

4.4.3 Técnicas de Participação de Redes

Foi visto, para alguns dos métodos apresentados, que a determinação das soluções instáveis de interesse constitui um obstáculo. Baseado nesta dificuldade e na necessidade de se propor um método para redução do esforço computacional, técnicas de partição de redes foram implementadas com o objetivo de reduzir a dimensão do sistema a ser estudado.

Diversos artigos na literatura mostram que o colapso de tensão é um fenômeno que começa localmente e se espalha pelas barras vizinhas. Com base nesta característica procura-se analisar o índice de segurança de um sistema de potência através do estudo de uma pequena parte do sistema (subsistemas).

A referência [6] mostra que um desempenho computacional melhor pode ser obtido com a utilização de técnicas de partição de redes. No entanto, a determinação dos subsistemas ainda é uma dificuldade, uma vez que a determinação imprecisa destes pode levar a resultados bem distantes dos reais. Além disso, uma partição de redes avaliada em relação ao primeiro ponto de operação pode induzir a erros grosseiros, pois uma área não crítica pode vir a ser durante o processo de colapso de tensão.

4.4.4 Técnicas de Otimização

As técnicas de otimização tornaram-se ferramentas importantes na análise de sistemas elétricos de potência, sobretudo em estudos de estabilidade de tensão, pela necessidade de se considerar os limites e os recursos para controle de tensão do sistema e pelas dificuldades de convergência do

fluxo de potência convencional [48, 49]. Além disso, as não linearidades das equações dos sistemas elétricos de potência permitem avaliar a estabilidade somente em torno dos pontos de equilíbrio.

A combinação de programas de estudos de colapso de tensão e de fluxo de potência ótimo é capaz de avaliar com melhor precisão a influência da variação de carga no sistema, pois além de levar em conta as ações de controle de tensão, é capaz de considerar as restrições do sistema que são de difícil modelagem em programas convencionais de fluxo de potência [50].

Um método de convergência robusto, que otimiza o despacho de potência reativa, foi proposto e incorporado em um programa de fluxo de potência ótimo (FLUPOT) [48, 51]. Este programa tem como estratégia, a aplicação direta do algoritmo de pontos interiores ao problema do fluxo de potência ótimo [51, 52]. Esta estratégia mostrou-se apropriada por não depender da convergência do fluxo de potência, com as equações de balanço de potência ativa e reativa sendo somente satisfeitas para a solução ótima. Além disso, o método de pontos interiores diretos mostrou-se muito eficiente no tratamento de redes de grande porte mal condicionadas e com problemas de tensão.

As referências [48, 53] propõem o método de pontos interiores como técnica de otimização. A primeira referência busca, a partir de um ponto de operação não factível, o ponto de bifurcação, enquanto a segunda propõe achar o ponto de máximo carregamento do sistema.

4.4.5 Família de Funções Teste

Proposta na referência [54], esta metodologia atribui para cada barra de carga um valor escalar que desaparece no ponto de bifurcação. Ela apresenta as mesmas características do método do determinante da matriz Jacobiana reduzida, uma vez que um bom comportamento é dependente do conhecimento prévio da barra crítica.

A família de funções teste representa uma função linearizada do fluxo de potência. Este método mostra dificuldades na determinação da barra crítica e não apresenta comportamento quadrático para barras diferentes da barra crítica. No entanto, a função teste proporciona melhores resultados que as técnicas de decomposição em valores singulares e autovalores.

4.5 Comparação das Metodologias

A identificação da barra crítica, por qualquer das técnicas apresentadas, pode sofrer alterações entre o ponto de operação do sistema e o ponto de colapso, em função das não-linearidades envolvidas.

A referência [38] faz uma comparação entre as técnicas descritas nas seções 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3. Os testes realizados consistiram em variar a carga do sistema IEEE-300 barras, considerando os limites de potência reativa dos geradores, até que o ponto de colapso de tensão fosse alcançado.

Para cada ponto de operação foram identificados o mínimo valor singular e o menor autovalor absoluto das matrizes Jacobianas J e J_{QV} , bem como o determinante da matriz Jacobiana reduzida D_i' .

As principais conclusões relatadas em [38] são as seguintes:

- A decomposição da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} por valores singulares ou autovalores proporciona resultados idênticos, haja vista a quase-simetria dessa matriz.
- Os menores valores singulares e autovalores da matriz Jacobiana reduzida J_{QV} apresentam um comportamento melhor que os valores correspondentes aos obtidos para a matriz J , em função de serem mais sensíveis às variações de carga. Ainda assim, tanto o mínimo valor singular quanto o menor autovalor obtidos para a matriz Jacobiana reduzida J_{QV} são imprecisos como índices de proximidade do colapso de tensão, em função de apresentarem pequena variação até o ponto imediatamente antes do colapso, reduzindo subitamente ao atingi-lo, indicando uma falsa segurança.
- O determinante da matriz Jacobiana reduzida D_i' identifica melhor a aproximação do colapso, desde que traçado para a barra crítica real do sistema, ou seja, aquela barra que é identificada como a crítica para o ponto de colapso de tensão do sistema. Entretanto, descontinuidades ainda são um obstáculo para prever o ponto de colapso. O traçado para uma barra que não seja a barra crítica real apresenta um comportamento semelhante ao obtido pelo mínimo valor singular e menor autovalor.

Assim sendo, conclui-se que tais técnicas não permitem estimar o ponto de colapso de tensão com precisão, a partir de um ponto de operação conhecido.

Com relação ao vetor tangente, a referência [47] mostra que o mesmo converge para o autovetor à direita no ponto de colapso de tensão e a referência [34] mostra que a maior entrada no autovetor à direita associado ao autovalor nulo identifica a barra crítica real do sistema. Contudo, para outros pontos de operação que não sejam bastante próximos ao de colapso, a maior entrada no autovetor à direita associado ao menor autovalor não proporciona informação a respeito da identificação da barra crítica real do sistema. Por outro lado o vetor tangente pode identificar a barra crítica real para outros pontos de operação que não estejam tão próximos ao ponto de colapso. Também foi verificado que o vetor tangente apresenta comportamento similar àquele obtido para o determinante da matriz Jacobiana reduzida D_i' avaliado para a barra crítica.

Uma comparação do comportamento do vetor tangente com o comportamento do autovetor à direita associado ao menor autovalor, durante o processo de aumento de carga no sistema IEEE-300 barras, é apresentada na referência [9], onde para cada ponto de operação as barras críticas foram determinadas pelo vetor tangente e autovetor à direita.

Fica evidente nesta referência que o vetor tangente identifica corretamente a barra crítica para pontos que não sejam o ponto crítico. Embora o vetor tangente convirja para o autovetor à direita no ponto de colapso de tensão, eles proporcionam informações diferentes durante o aumento do carregamento do sistema.

Assim sendo, verifica-se que a técnica do vetor tangente se apresenta adequada para determinação da barra crítica, haja vista que proporciona uma identificação precoce da barra crítica.

Ressalta-se, contudo, que para a comparação efetiva, identificou-se previamente a barra crítica e, por isso, foi mencionado que o vetor tangente identifica essa barra de forma precoce.

A Tabela 4.1, a seguir, apresenta um resumo das técnicas abordadas neste capítulo, destacando as principais vantagens e desvantagens de cada uma delas, o que permite os seguintes comentários:

- as técnicas consideradas, embora sejam fundamentadas matematicamente, demonstram eficiência variadas;
- a consideração dos limites de geração de potência reativa das barras PV faz com que a grande maioria das técnicas apresentadas mostrem resultados insatisfatórios;
- apesar da eficácia do método da continuação, este apresenta um tempo computacional elevado.

4.6 Sumário

O presente capítulo descreveu as principais técnicas de análise de estabilidade de tensão na forma estática, onde foram destacados o uso do vetor tangente na identificação das barras críticas e a eficiência do Método da Continuação na determinação do ponto de colapso de tensão, mesmo considerando o fato deste último apresentar um elevado tempo computacional quando aplicado a sistemas maiores.

O Capítulo 5 irá apresentar uma metodologia alternativa que preserva a eficiência do clássico Método da Continuação, conjugada com o uso do vetor tangente, e que através de métodos desacoplados se propõe a reduzir o tempo computacional.

| Método | Vantagens | Desvantagens |
|------------------------------|--|---|
| Determinante reduzido | Comportamento melhor do que autovalor e valor singular. | Requer conhecimento da barra crítica. Alto custo computacional. |
| Autovalor e valor singular | Detecta o ponto de colapso. | Mudança brusca de comportamento. Não determina a barra crítica com antecedência. |
| Vetor tangente | Extrapolação possível e identificação da barra crítica com antecedência. Baixo custo computacional. | Comportamento não previsível. |
| Método da continuação | Precisão na resposta. Diagrama de bifurcação traçado. | Alto tempo computacional. |
| Extrapolação | Capaz de estimar o ponto de colapso com baixo tempo computacional. | Pode falhar se limites de geração de potência reativa forem considerados. |
| Técnica da função de energia | Comportamento linear para alguns sistemas. | Limitação de modelos de carga. Solução instável. |
| Método direto | Determina o ponto crítico diretamente. | Convergência depende dos valores iniciais e tende a falhar quando os limites de geração reativa são considerados. |
| Partição de Redes | Melhor desempenho computacional. | Determinação dos subsistemas pode levar a resultados irrealistas. |
| Otimização | Resposta precisa. Limites de geração reativa são considerados. | Convergência. Soluções não factíveis. |
| Família de Funções Teste | Independente do tamanho do sistema. | Conhecimento prévio das áreas críticas é necessário. |

Tabela 4.1 - Vantagens e Desvantagens das Metodologias

CAPÍTULO 5

MÉTODO DA CONTINUAÇÃO DESACOPLADO

5.1 Introdução

O capítulo anterior apresentou as principais técnicas para a análise do problema de estabilidade de tensão na forma estática, onde o método da continuação foi destacado pela sua eficiência e precisão dos resultados. Apesar dessa metodologia ser considerada como referência para comparação com outras, o método da continuação tem como inconveniente o elevado tempo computacional, principalmente quando grandes sistemas de potência são considerados.

Mesmo considerando a eficiência do método, a redução do tempo computacional é uma meta desejável. Assim, com esse objetivo, a referência [57] propõe o uso de uma metodologia alternativa, denominada Método da Continuação Desacoplado Rápido, que consiste na aplicação do método desacoplado rápido e do método da continuação.

Desta forma, este capítulo aborda os princípios básicos que norteiam a aplicação dessa metodologia alternativa nos estudos de estabilidade de tensão.

5.2 Método da Continuação Clássico

Foi visto no Capítulo 4 que o Método da Continuação destaca-se pela sua eficiência na determinação dos pontos de equilíbrio de um sistema de potência em direção ao ponto de bifurcação.

Duas etapas conduzem o sistema ao longo dessa trajetória:

- 1- Passo previsor, que indica a direção a ser seguida a partir de um ponto de operação. Se o vetor tangente for usado com este propósito, a classificação das barras críticas é facilmente obtida. A expressão do vetor tangente TV é dada por:

$$TV = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta\lambda} = J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

onde J é a matriz Jacobiana do fluxo de potência, θ e V são as variáveis de estado: ângulo de fase e módulo da tensão, respectivamente; e P_0 , Q_0 são as potências ativa e reativa líquida de cada barra. O passo previsor é dado então, pelo inverso da norma do vetor tangente:

$$\Delta\lambda = \frac{1}{\|TV\|} \quad (5.2)$$

- 2- Passo corretor, que permite a obtenção do próximo ponto de operação, a partir da estimativa do ponto obtido na fase predictor. Essa etapa corresponde a solução do sistema de equações através de algum método numérico, que considera a inclusão de uma equação extra representando a condição de perpendicularidade entre os vetores tangente e predictor. Geralmente o método de Newton-Raphson é usado e o mal condicionamento da matriz Jacobiana, nas proximidades do ponto de colapso é removido por meio de uma parametrização.

É importante destacar alguns dos aspectos relacionados ao método da continuação:

- 1- a utilização do método de Newton-Raphson para solução das equações de fluxo de potência na determinação dos pontos de equilíbrio;
- 2- o uso do vetor tangente como passo predictor na obtenção das barras críticas do sistema;
- 3- a necessidade de utilização da matriz Jacobiana completa.

Desta forma, a aplicação de métodos desacoplados, que trabalham com a matriz Jacobiana de forma aproximada e incompleta, pode ser inadequado. Entretanto, como será mostrado neste capítulo, o uso dos métodos desacoplados pode reduzir significativamente o tempo computacional do método da continuação.

5.3 Métodos Desacoplados

Os métodos desacoplados são uma particularização do método de Newton-Raphson, em que se considera o desacoplamento $P\theta$ e QV , ou seja, a dependência entre a potência ativa e o ângulo da tensão das barras e entre a potência reativa e a tensão, ou seja, considera o fato de que as sensibilidades $(\partial P/\partial \theta)$ e $(\partial Q/\partial V)$ são mais intensas que as sensibilidades $(\partial P/\partial V)$ e $(\partial Q/\partial \theta)$.

O método de Newton-Raphson ou simplesmente método de Newton tem como vantagem a robustez e a convergência com poucas iterações. Por apresentar uma característica de convergência quadrática, quanto mais se aproxima da solução, mais rápida será a convergência. Além disso, a convergência independe da dimensão do sistema, sendo um método consagrado e o mais utilizado na solução das equações do fluxo de potência.

O método de Newton consiste em se determinar as variáveis de estado através de um processo iterativo, destacando-se as seguintes características:

- a) linearização das equações a partir da série de Taylor, o que possibilita as correções das variáveis com o auxílio da matriz Jacobiana;

b) balanço das injeções de potências, lei de Kirchoff.

O item “b” significa que a potência líquida injetada em um nó da rede deve ser igual a soma das potências que fluem pelos componentes que tem este nó como um de seus terminais.

Se as variáveis determinadas pelo processo iterativo não atenderem ao item “b”, a solução para o sistema de equações algébricas não foi encontrada, mesmo quando esta solução existir (um ponto factível de operação, numericamente o método falhou). Portanto, o que realmente encerra o processo iterativo é o balanço das injeções de potência. Evidentemente um pequeno erro pode ser admitido, e quanto menor este erro, maior a tendência de se aumentar o esforço computacional para resolver o problema.

Sabendo-se que os métodos desacoplados consistem de modificações realizadas na matriz Jacobiana, e se o item “b” for satisfeito, isto significa que a solução do problema está sendo encontrada. O que deve ser discutido é se a eficiência do método justifica tal alteração.

É importante destacar que as simplificações e os critérios que podem levar à escolha das modificações na matriz Jacobiana devem ser feitas considerando as características físicas do sistema elétrico, pois um fato que deve ser lembrado é que os métodos numéricos levam a melhores resultados quando incorporam as propriedades físicas dos sistemas aos quais são aplicados.

Aplicando-se o método de Newton às equações do fluxo de potência tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

Sendo a matriz Jacobiana J dada por:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

e as submatrizes H , N , M e L são:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad (5.5)$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (5.6)$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (5.7)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (5.8)$$

A referência [58] apresenta os elementos componentes das submatrizes H , N , M e L :

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (5.9)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (5.10)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (5.11)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (5.12)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (5.13)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos } \theta_{km} + B_{km} \text{sen } \theta_{km}) \quad (5.14)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (5.15)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen } \theta_{km} - B_{km} \text{cos } \theta_{km}) \quad (5.16)$$

Nas equações anteriores, K representa o conjunto de todas as barras conectadas à barra k .

Geralmente para sistemas onde a reatância indutiva x é muito maior que a resistência ôhmica r , as sensibilidades $(\partial P/\partial \theta)$ e $(\partial Q/\partial V)$ são mais intensas que as sensibilidades $(\partial P/\partial V)$ e $(\partial Q/\partial \theta)$, principalmente em redes de extra-alta tensão e ultra-alta tensão [58].

Em relação à equação (5.3), este desacoplamento traduz-se nos valores numéricos dos elementos das submatrizes N e M que são pequenos em magnitude em relação aos elementos das submatrizes H e L . Assim, os métodos desacoplados desprezam as submatrizes N e M durante o processo de cálculo.

Reescrevendo-se a equação (5.3) obtém-se o desacoplamento:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

resultando em:

$$\Delta P = - H \Delta \theta \quad (5.18)$$

$$\Delta Q = - L \Delta V \quad (5.19)$$

A matriz Jacobiana H possui dimensão $n = n_{PQ} + n_{PV}$, ou seja, tem a dimensão da soma de todas as barras do sistema menos a barra de referência. A matriz Jacobiana L tem dimensão correspondente ao número de barras carga do sistema: n_{PQ} .

Justificado o desacoplamento, o algoritmo básico consiste em montar um processo iterativo para determinar as correções de θ (ciclo ativo) e V (ciclo reativo) separadamente, até encontrar a solução para o problema, ou seja, determinar os vetores θ e V dentro de uma tolerância desejada.

5.4 Métodos Desacoplados Rápidos

Proposto em 1974 por Stott e Alsac [59], o Método Desacoplado Rápido tem como vantagem a rapidez. Em sua formulação, algumas hipóteses e simplificações são consideradas para o cálculo das submatrizes H e L :

- A primeira leva em conta o fato de que em sistemas de extra-alta tensão e ultra-alta tensão, a reatância indutiva x é muito maior que a resistência ôhmica r , ou seja, a relação (B_{km} / G_{km}) é alta, da ordem de 5 a 20, logo $B_{km} \gg G_{km} \text{sen}(\theta_{km})$, ou seja, despreza-se o termo $G_{km} \text{sen}(\theta_{km})$.
- A segunda considera que o ângulo θ_{km} é pequeno e em conseqüência $\cos(\theta_{km}) \cong 1$.
- A terceira considera que as tensões nodais V_k e V_m estão sempre próximas de 1,0 pu.
- A última considera que as reatâncias transversais nas barras (reatores, capacitores, cargas) são muito maiores do que a reatância série, logo $B_{kk}V_k^2 \gg Q_k$.

A aplicação das considerações descritas anteriormente, nas equações (5.18) e (5.19) leva às equações do método desacoplado rápido:

$$\frac{\Delta P}{V} = -B' \Delta \theta \quad (5.20)$$

$$\frac{\Delta Q}{V} = -B'' \Delta V \quad (5.21)$$

Os elementos de B' e B'' são definidos como:

$$B'_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \quad (5.22)$$

$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \quad (5.23)$$

$$B''_{km} = -B_{km} \quad (5.24)$$

$$B''_{kk} = -B_{kk} \quad (5.25)$$

Onde:

- Ω_k é o conjunto das barras diretamente conectadas com a barra k , excetuando-se a própria barra k ;
- x_{km} é a reatância do ramo km ;
- B_{km} e B_{kk} correspondem à parte imaginária dos elementos km e kk da matriz Y_{barra} , respectivamente.

A matriz B' tem a dimensão $(n-1) \times (n-1)$, onde n é o número total de barras do sistema, e B'' tem a dimensão $n_{PQ} \times n_{PQ}$, onde n_{PQ} é o número de barras de carga PQ.

Um aspecto interessante é que as matrizes Jacobianas B' e B'' dependem apenas dos parâmetros da rede e mantêm a estrutura da matriz susceptância B . Portanto, são matrizes reais e esparsas. B'' geralmente é simétrica, e se os taps dos transformadores defasadores não forem considerados, B' também será simétrica.

Um fato importante é que a matriz B' permanece constante durante todo o processo, enquanto que a matriz B'' será alterada toda vez que uma barra do tipo PV tornar-se PQ devido a violação dos limites de geração de reativos.

Apesar das matrizes B' e B'' serem formadas através da matriz de admitância nodal, existem diferenças entre elas, sugeridas por diversos autores com o intuito de acelerar o processo de convergência. A referência [60] mostra algumas destas variações. A literatura apresenta outras formas para as equações de fluxo de potência para o Método Desacoplado Rápido.

Em geral o método desacoplado usa mais iterações para chegar à solução, o que não é uma desvantagem, pois o método trabalha com matrizes fatoradas constantes e pode levar menos tempo para atingir a convergência. Há na literatura inúmeras propostas para melhorar o desempenho, muitas delas de difícil implantação e de eficiência duvidosa.

As simplificações impostas ao método desacoplado rápido podem gerar problemas de convergência em alguns casos, que são enumerados a seguir:

- 1- Tensões nas barras muito abaixo da nominal.
- 2- Grande diferença angular das tensões entre duas barras conectadas.
- 3- Relação ' r/x ' muita elevada.
- 4- O acoplamento das submatrizes H e L nas proximidades do ponto de máximo carregamento pode aumentar.

Os problemas 1 e 2 são graves em um número pequeno de casos. O problema 3 é crucial pois a relação ' r/x ' é elevada em sistemas de distribuição. No entanto, existem programas que utilizam o Método Desacoplado Rápido, que funcionam satisfatoriamente com linhas e

transformadores de 69 kV junto com elementos de tensões superiores. Se o sistema for tipicamente de distribuição, ramais de 13,8 e 34,5 kV, pode-se rotacionar o eixo entre r e x , criando-se um outro sistema de referência, reescrevendo-se as equações de fluxo de potência. O problema 4 é sintomático em alguns casos de sistemas severamente estressados.

5.5 Método da Continuação Desacoplado Rápido

A referência [57] apresenta os resultados da aplicação do Método da Continuação Desacoplado Rápido em um sistema simples de duas barras. Em função das matrizes B' e B'' permanecerem constante ao longo do processo iterativo e não serem singulares no ponto de bifurcação, o conjunto de equações converge neste ponto, sem a necessidade de parametrização. Infelizmente, à medida em que o sistema é carregado, observa-se nas proximidades da bifurcação que o desacoplamento inicial desaparece, e problemas de convergência podem ocorrer.

Para o sistema de duas barras, a aplicação da metodologia proposta se mostrou bastante eficiente quando comparada com o método da continuação clássico. O valor obtido para a margem de carga calculada com o método desacoplado rápido apresentou um erro desprezível quando comparado com o resultado obtido com o método clássico da continuação, o que justificaria o uso da técnica em análises de colapso de tensão em sistemas maiores.

Uma importante característica observada na análise do sistema se refere ao número de iterações durante o crescimento da carga. À medida que o carregamento vai aumentando, o número de iterações apresenta uma tendência crescente, com conseqüente aumento do tempo computacional.

De maneira a superar este fato, foram propostos três critérios de parada:

- 1- Critério de divergência do sistema de equações. Este é o critério normalmente usado. No entanto, em função da não singularidade das matrizes B' e B'' no ponto de bifurcação, uma mudança para o método da continuação clássico pode ser necessária, o que justificaria os critérios de parada a seguir e o cálculo da matriz Jacobiana.
- 2- Cálculo do índice indicador de colapso – IC. A referência [61] mostra que este índice tende ao menor autovalor, ou seja, no ponto de bifurcação tenderá a zero.
- 3- Cálculo da maior componente do vetor tangente - MTV. Sabe-se que no ponto de colapso, a componente do vetor tangente tende para o infinito, ou seja, o inverso desta componente tende a zero. A proposta de uso do vetor tangente como índice de colapso é apresentada na referência [10].

A avaliação da proximidade do ponto de colapso utilizando-se autovalores ou valores singulares apresenta um problema prático, pois em sistemas de potência maiores apresenta um

valor quase constante que cai abruptamente para zero nas imediações do ponto *sela-nó*. Assim, a referência [61] apresenta um outro índice indicador da proximidade do ponto *sela-nó*, cuja determinação exige um esforço computacional bem menor. Este indicador – IC, será identificado como índice de colapso, sendo calculado pela seguinte expressão:

$$I_C = Z^T JZ \quad (5.26)$$

onde I_C é o autovalor de interesse, Z é o autovetor à direita e J é a matriz Jacobiana.

Este índice, no ponto de *sela-nó*, tende ao menor autovalor, ou seja, tende a zero.

Uma outra importante característica estudada diz respeito ao passo previsor definido na equação (5.1). Considerando as matrizes B' e B'' constantes durante todo o processo, o tamanho do passo tende a ser independente da matriz Jacobiana. Isso é bom pois o cálculo do vetor tangente não é necessário para todos os pontos de operação. Porém isto compromete a identificação da barra crítica. Assim, o passo previsor pode ser calculado a partir do vetor tangente:

$$TV = \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = [B'']^{-1} [Q_0 V] \quad (5.27)$$

A referência [57] mostra que a utilização da equação (5.27) não identifica corretamente a barra crítica. Considerando os resultados apresentados nesta referência, a seguinte metodologia é proposta:

- 1- Avalie o primeiro ponto de equilíbrio usando o método de Newton-Raphson, incluindo o cálculo do vetor tangente, armazenando as informações relativas às barras críticas.
- 2- A partir deste ponto, utilize o método continuado desacoplado rápido com o passo previsor determinado pela equação (5.27).
- 3- À medida que o número de iterações for aumentando, mude para o método da continuação clássico. Para cada ponto de operação determinado, avalie novamente as barras críticas. Utilize os critérios de parada IC e MTV.

Desta forma, esta metodologia combina uma eficiente e rápida determinação do ponto de colapso de tensão com importantes informações a respeito da identificação das barras críticas. Por usar as duas técnicas, este método é também conhecido por Método da Continuação Mixado.

5.6 Sumário

Os capítulos anteriores mostraram as principais técnicas para o estudo de estabilidade de tensão na forma estática, onde o Método da Continuação foi citado como referência. Visando um melhor desempenho dessa ferramenta, o presente capítulo apresentou uma proposta alternativa de análise, combinando a eficiência do Método da Continuação com a rapidez dos métodos desacoplados e a utilização do vetor tangente. Dessa forma, uma ampla abordagem das técnicas de análise foi apresentada.

CAPÍTULO 6

TÉCNICAS DE ANÁLISE DINÂMICA

6.1 Introdução

Este tipo de análise considera a característica dinâmica de todos os componentes que compõem o sistema [12]. Uma representação mais geral do sistema é, então, considerada e este é modelado por um conjunto de equações algébrico-diferenciais.

As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura e cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão. As desvantagens residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, de longos tempos de simulação e o não fornecimento direto de informações a respeito da margem de carga e área crítica.

Frente à complexidade do sistema elétrico e de seus elementos constituintes, fica evidente a necessidade de se conhecer a faixa temporal que cada elemento atua. Isto permite, dependendo da análise a ser feita, considerar alguns elementos que influenciariam o estudo e dispensar aqueles menos ou pouco influentes. Essa abordagem é vantajosa, já que a escala temporal passa a ser significativa e a complexidade pode ser então reduzida sem perda das informações a serem obtidas.

Diante desse fato, cabe ressaltar que vários fenômenos, justificando uma determinada representação do sistema, podem ser vantajosamente explorados, já que determinados elementos respondem em diferentes escalas de tempo, ou seja, apresentam diferentes constantes de tempo em sua resposta frente a uma perturbação qualquer. Portanto nas análises, pode-se concentrar em elementos específicos que afetam o período transitório, da ordem de poucos segundos; o período de médio-prazo, alguns segundos a dezenas de segundos e o período de longo-prazo, de minutos a horas. Assim, dentro da faixa temporal de interesse, o primeiro passo seria a determinação do modelo matemático do sistema a ser considerado.

Sendo assim, apresenta-se a seguir, de forma resumida, as ferramentas de simulação dinâmica para fenômenos de longo e curto termo e que podem ser usadas em estudos de estabilidade de tensão.

6.2 Análise Dinâmica

Dentre os métodos de análise da estabilidade de tensão, a simulação dinâmica completa é a que fornece a resposta mais exata para o comportamento do sistema. Por este motivo tem sido utilizada

quando há a necessidade de um estudo detalhado dos fenômenos dinâmicos envolvidos ou como referência para a validação de resultados obtidos com outras metodologias.

A simulação dinâmica completa consiste em resolver o conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares que descrevem o comportamento dinâmico do sistema:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (6.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (6.2)$$

onde x é o vetor das variáveis de estado, y é o vetor das tensões complexas nodais e f e g são funções vetoriais não-lineares, que descrevem as equações diferenciais dos elementos dinâmicos do sistema (geradores e seus controladores, equipamentos FACTS, motores de indução, etc) e as equações algébricas da rede elétrica, respectivamente.

Na simulação dinâmica completa a solução do conjunto de equações diferenciais é feita através de algum método de integração numérica, resolvido passo-a-passo ao longo do tempo, juntamente com o conjunto de equações algébricas. É o caso da análise transitória.

Quando simulações de longo prazo são requeridas, devem ser incluídos modelos de dispositivos de ação mais lenta, usualmente desconsiderados em estudos de estabilidade transitória. Desta forma, elementos dinâmicos como caldeiras de unidades térmicas, limitadores de sobre-excitação (OXL), e esquemas de controle centralizado (CAG-CST) devem ser incluídos na simulação, além da ação de dispositivos discretos como LTCs, chaveamento de reatores ou capacitores e a própria evolução da carga ao longo do tempo. Assim, o conjunto completo das equações do sistema assume a seguinte forma:

$$\dot{x} = f(x, y, z^{(k)}) \quad (6.3)$$

$$0 = g(x, y, z^{(k)}) \quad (6.4)$$

$$z^{(k+1)} = h(x, y, z^{(k)}) \quad (6.5)$$

onde z é o vetor das variáveis de ação discreta e h é uma função vetorial discreta.

Se considerarmos o efeito da variação da carga no tempo, o sistema de equações fica:

$$\dot{x} = f(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.6)$$

$$0 = g(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.7)$$

$$z^{(k+1)} = h(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.8)$$

$$w = \phi(t) \quad (6.9)$$

onde w é o vetor das variáveis da carga em função do tempo.

Se por um lado a simulação dinâmica completa fornece precisamente o comportamento dinâmico do sistema, por outro demanda um elevado esforço computacional, além de não fornecer com facilidade informações a respeito das sensibilidades e do grau de instabilidade do sistema. A determinação do local e causa da provável instabilidade envolve normalmente a análise de um grande número de curvas e um elevado número de simulações.

6.2.1 Métodos de Integração

Historicamente as ferramentas de simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência têm sido desenvolvidas e utilizadas de acordo com a escala de tempo dos fenômenos dinâmicos de interesse. As escalas de tempo típicas são: até 10 segundos para simulações de curta-duração ou transitórias; de 10 segundos a alguns minutos para simulações de média-duração; e de alguns minutos a dezenas de minutos para simulações de longa-duração.

Os modelos matemáticos utilizados em cada uma das escalas de tempo citadas diferem quanto ao nível de detalhamento e simplificações. Por exemplo, nas simulações de curta-duração representam-se modelos detalhados de reguladores de tensão e de máquinas síncronas, sendo que os reguladores de velocidade muitas vezes não são representados. Para as simulações de longa duração, em geral, eliminam-se os reguladores de tensão, representam-se as máquinas de forma simplificada e os reguladores de velocidade de forma detalhada. Assume-se uma série de simplificações nos modelos da rede elétrica e dos diversos componentes dinâmicos. As máquinas síncronas, por exemplo, são representadas de forma simplificada, em geral pelo modelo clássico [62].

A opção por separar os fenômenos se deve ao custo computacional elevado que é requerido pelos programas de simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência. Um programa para simulação de curta duração, que em geral utiliza um passo de integração fixo, simula 10 segundos com passo de integração de 0,01 segundos a um custo computacional semelhante ao de um programa de simulação de longa duração que tenha que simular 1000 segundos com um passo de integração de um segundo, considerando-se a mesma dimensão do sistema. A simulação de 1000 segundos a um passo de 0,01 segundos em geral representa, para sistemas de potência de grande porte, um custo computacional elevado. Assim, as simulações no tempo de um grande sistema são extremamente pesadas em termos computacionais, mesmo para os computadores atuais.

A separação dos fenômenos dinâmicos em escala temporal tem a vantagem de uma maior eficiência computacional e simplificação da análise. Entretanto, tem havido um crescente interesse em ferramentas com capacidade de simulação simultânea de fenômenos rápidos e lentos. Uma das principais razões para este interesse é o aumento de ocorrências em que se observa interdependência de fenômenos dinâmicos lentos e rápidos. Fenômenos de instabilidade de tensão

são um exemplo típico. Outra aplicação que requer a simulação em escalas variadas de tempo é a reconstituição de ocorrências complexas, que se estendem por minutos, com atuação de vários dispositivos de controle e proteção.

Para lidar com estas situações e dificuldades, uma metodologia utilizada consiste em representar permanentemente todos os modelos do sistema com um nível de detalhe adequado à simulação de curta, média e longa duração, e variar o passo de integração de acordo com a trajetória da simulação. Durante o período em que a trajetória do sistema exibir variações rápidas, o método seleciona automaticamente um passo de integração curto. À medida que as variações nas grandezas do sistema se tornam mais suaves, o passo de integração aumenta. Assim, o método se baseia em passos e ordem de integração variáveis e na solução simultânea das equações algébricas e diferenciais [63].

Os algoritmos utilizados na solução numérica de equações diferenciais ordinárias e equações diferenciais e algébricas são do tipo ‘Linear Multistep’ - LM ou Runge-Kutta. Os métodos LM implementados na forma de “previsor-corretor” em geral são mais fáceis de implementar e tem maior eficiência computacional.

Intuitivamente pode-se entender que, durante transitórios rápidos, a integração exija passos pequenos para conseguir a precisão da solução das equações do sistema, e à medida que as oscilações do sistema vão sendo amortecidas, a precisão pode ser mantida com passos maiores. Por exemplo, com as oscilações totalmente amortecidas (regime permanente), teoricamente seria possível utilizar passos infinitos. Os métodos de integração que utilizam passo variável se baseiam neste princípio. A própria instabilidade numérica, freqüentemente relacionada a métodos de integração, são na realidade resultantes da acumulação de erros numéricos. Então, ao se buscar resultados com precisão, automaticamente se exerce um controle sobre a estabilidade numérica. O resultado do controle do passo é uma ferramenta muito mais precisa e eficiente.

6.3 Análise Quase-Dinâmica

Como os componentes do sistema têm constantes de tempo diferenciadas e conseqüentemente diferentes tempos de resposta, em análises de longo prazo pode-se obter os mesmos resultados com considerações e simplificações adequadas sobre os mecanismos de resposta de cada elemento, fazendo-se aproximações em relação à análise dinâmica [27, 64]. Com isto a complexidade de representação do sistema e o tempo de simulação são diminuídos, sem prejuízo da qualidade do resultado obtido.

Neste caso é comum supor que as dinâmicas rápidas do sistema (constante de tempo rápidas) sejam aproximadas por pontos de equilíbrios [27, 64]. Com essa metodologia os resultados oferecidos são satisfatórios em relação ao modelo dinâmico global do sistema, em se tratando de

tempos superiores aos tempos dos transitórios envolvidos. A vantagem desta abordagem está no fato das equações serem puramente algébricas e, portanto, solucionadas através de um método iterativo qualquer. Assim, obtém-se uma sucessão de pontos de equilíbrio em função do tempo de atuação dos elementos discretos do sistema. Na verdade, estes pontos são instantâneos do sistema, em que os elementos de dinâmica mais lenta (tempo discreto) determinam as novas condições das variáveis de estado em cada instante de atuação. Em resumo, tem-se um modelo quase-dinâmico do sistema de potência, ou um modelo “quase-estático”, onde o intervalo de tempo entre um estado e outro é determinado pelos elementos de respostas mais lentas (tempo discreto) do sistema elétrico.

Os fenômenos envolvidos no estudo da estabilidade de tensão de longa duração normalmente são de natureza lenta, sendo conduzidos preferencialmente pelas atuações dos elementos discretos e pelas variações na carga. Assim, a dinâmica transitória pode ser desconsiderada e substituída pela sua equação de equilíbrio: $f(x, y, z^{(k)}, w) = 0$.

Esta constatação deu origem a um método simplificado de simulação [27, 65], denominado simulação de longo prazo ou quase-dinâmico, que consiste em aproximar a evolução das variáveis no tempo através do cálculo de uma sucessão de pontos de equilíbrio. Assim, o conjunto de equações abaixo é resolvido por um método iterativo, como no cálculo do fluxo de potência, fornecendo um novo ponto de equilíbrio para o sistema, assumida uma determinada trajetória de carga e atuação das variáveis discretas de controle.

$$0 = f(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.10)$$

$$0 = g(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.11)$$

$$z^{(k+1)} = h(x, y, z^{(k)}, w) \quad (6.12)$$

O novo ponto de equilíbrio é então utilizado para verificar se alguma variável discreta de controle necessita ser modificada. Isto ocorre, por exemplo, quando o erro de tensão de alguma barra controlada por um LTC viola o limite permitido, fazendo com que o tape deste LTC seja deslocado em uma posição para tentar corrigir o desvio de tensão.

O fato da dinâmica transitória ser desconsiderada torna desnecessária a integração numérica das equações diferenciais. Isto, aliado a uma substancial simplificação que pode ser obtida nas equações diferenciais dos elementos dinâmicos, torna possível obter um método de simulação muito eficiente computacionalmente.

O método de simulação de longo prazo ou quase-dinâmico apresenta algumas vantagens e características próprias que podem ser resumidas a seguir [66]:

- a evolução do sistema que se segue após um distúrbio é vista como uma resposta da dinâmica transitória frente a mudanças discretas, como aquelas descritas pelas equações $z_{(k+1)} = h(x, y, z_{(k)}, w)$;
- as dinâmicas transitórias na estabilidade de tensão de longo-prazo têm pouca influência nesta escala temporal e, portanto, são colocadas como equações de equilíbrio, implicando em $\dot{x} = 0$;
- a dinâmica de longo-prazo é determinada pelos últimos pontos de equilíbrio, até que uma nova transição ocorra. Os tempos da transição são determinados pelas dinâmicas discretas regidas pela equação $z_{(k+1)} = h(x, y, z_{(k)}, w)$;
- a simulação quase-dinâmica é consideravelmente mais rápida, já que se utiliza de um processo iterativo para solução do sistema de equações, dispensando, portanto, o pesado processo de integração numérica;
- a eficiência computacional vem justamente da utilização do processo iterativo, cujas equações são resolvidas para sucessivos valores de z .

O método iterativo utiliza a matriz Jacobiana aumentada, que também é consideravelmente esparsa, como no caso do fluxo de potência. Além disso, essa matriz é alterada durante o processo iterativo somente junto às barras que possuem elementos discretos, que alteram localmente as características da rede.

A matriz Jacobiana aumentada representativa do sistema tem a seguinte forma geral:

$$\begin{bmatrix} -f(x, y) \\ -g(x, y) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

A cada iteração os novos valores de x_i e y_i são adicionados aos valores iniciais x_0 e y_0 , e se o erro absoluto estiver dentro de uma tolerância especificada, os novos valores de x_i e y_i convergiram para a solução. Caso contrário, o processo se repete até que a convergência seja obtida.

No estudo de fluxo de carga convencional, as equações de potências são linearizadas, já que se têm instantâneos do sistema de potência e a preocupação é a convergência ou não do sistema elétrico em torno desse ponto. Da mesma maneira, todas as equações agregadas na análise quase-dinâmica também são linearizadas, pois também se têm as mesmas características de análise em torno do instante de tempo em questão.

Observa-se a partir do que foi exposto, que as equações do fluxo de carga convencional são mantidas, e apenas agrega-se a elas as equações de interesse do modelo dinâmico. Como, a partir

das considerações levantadas o sistema passa a ser resolvido por um método iterativo, a matriz Jacobiana em relação ao fluxo de carga convencional também é aumentada. Aplicando-se algumas ferramentas muito comuns em análises de fluxo de carga a essa nova abordagem, tem-se uma nova visão do fenômeno da instabilidade de tensão e novos resultados podem surgir, já que elementos fundamentais na estabilidade de tensão são levados em conta na modelagem quase-dinâmica. Isto é extremamente considerável, pois a estabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico do sistema e a aproximação do fluxo de carga convencional pode omitir ou deixar de produzir informações adicionais para o entendimento da instabilidade de tensão. Por outro lado, as simplificações efetuadas no modelo quase-dinâmico são inadequadas para a detecção de alguns fenômenos dinâmicos de natureza oscilatória.

CAPÍTULO 7

RESULTADOS DA APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS

7.1 Introdução

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os resultados obtidos com a utilização de alguns programas computacionais que incorporam algumas das técnicas e metodologias abordadas neste trabalho. Para tal foram considerados sistemas reais nas simulações, com diferentes características e dimensões.

O primeiro sistema teste estudado é composto por 214 barras, 313 circuitos e 26 barras de geração. Ele representa o equivalente do sistema elétrico que supre a região nordeste do Brasil, através de linhas de transmissão de 500 e 230 kV.

O segundo é formado por 490 barras, 697 circuitos e 22 barras de geração. Ele é um modelo equivalente do sistema que atende a região centro-oeste do Brasil, através de circuitos de tensão nominal de 500, 345, 230 e 138 kV.

O terceiro sistema é constituído por 519 barras, 582 circuitos e 11 barras de geração. Ele representa o equivalente do sistema de suprimento às cargas do estado de Goiás e do Distrito Federal, através de linhas de transmissão em 345, 230 e 138 kV e de sistemas radiais de distribuição em 69 e 34 kV, com relação 'r/x' elevada, o que é uma característica desse tipo de rede.

Os dados correspondentes aos sistemas estudados encontram-se nos Anexos I, II e III, para os sistemas de 214, 490 e 519 barras, respectivamente.

7.2 Descrição dos Programas Usados

A seguir serão descritos os programas usados nos estudos de estabilidade de tensão, sendo agrupados de acordo com o tipo de análise.

7.2.1 Programas de Análise Estática

Apesar da característica dinâmica do fenômeno de estabilidade de tensão, é possível analisá-lo através de métodos estáticos, que na verdade são mais usados que os dinâmicos, uma vez que as simulações no domínio do tempo, requerem uma modelagem mais complexa dos componentes do sistema e uma quantidade de dados muito maior.

Por sua vez, a base de dados requerida pelas ferramentas que fazem uso dos modelos estáticos é mais fácil de ser obtida, sendo praticamente a mesma utilizada pelos programas de fluxo de potência.

É importante ressaltar que os modelos estáticos não representam adequadamente a dinâmica de atuação dos controles do sistema, como por exemplo: os reguladores de tensão, os comutadores sob carga e os limitadores de sobre-excitação das máquinas síncronas.

Sendo assim, nas análises realizadas, foram utilizados os programas descritos a seguir.

7.2.1.1 Programa de Cálculo da Margem de Carga usando o Método da Continuação com Newton-Raphson

Este programa utiliza o método da continuação para determinar a margem de carga do sistema e, conseqüentemente, o ponto de colapso, através do método iterativo de Newton-Raphson. Este programa também determina, para cada ponto de solução obtido, as barras críticas do sistema, através do cálculo do vetor tangente.

Para efeito de referência e simplificação na apresentação dos resultados, este programa será identificado por **PGMCNR**.

7.2.1.2 Programa de Cálculo da Margem de Carga usando o Método da Continuação Mixado

Este programa é semelhante ao anterior, sendo diferenciado apenas pela utilização alternada dos métodos de Newton-Raphson e Desacoplado Rápido.

Os processamentos realizados com este programa serão identificados por **PGMCMIX**, para efeito de referência e simplificação na apresentação dos resultados.

7.2.1.3 Programa de Cálculo da Margem de Carga - Fluxo de Potência Continuado - ANAREDE

O Programa de Análise de Redes - ANAREDE - é formado por um conjunto de seis aplicações computacionais para estudos de sistemas elétricos em regime permanente, sendo normalmente usado pelas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência [67].

Este conjunto de aplicações integradas é composto dos seguintes programas:

- (a) Programa de Fluxo de Potência – permite o cálculo do estado operativo da rede elétrica para condições definidas de carga, geração, topologia e restrições operacionais;

- (b) Programa de Equivalente de Redes – tem como finalidade a determinação de um modelo reduzido de rede elétrica, que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta de um sistema externo equivalentado, quando o sistema interno de interesse é submetido a impactos;
- (c) Programa de Análise de Contingências – processa seqüencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e é efetuada a monitoração do estado operativo da rede elétrica. O resultado é traduzido em termos de índices de severidade apresentados em ordem decrescente;
- (d) Programa de Análise de Sensibilidade – tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento de determinadas grandezas da rede elétrica em relação a uma grandeza ou um conjunto de variáveis de controle, tais como: tensão em barras de geração; injeções de potência ativa e reativa em barramentos; e variações de taps em transformadores;
- (e) Programa de Redespacho de Potência Ativa – determina um ponto de operação que satisfaça as restrições operacionais (limite de fluxo em circuitos, limite de geração ou intercâmbio de potência ativa, ou qualquer combinação linear entre fluxo e geração de potência ativa) e otimize uma função objetivo (mínimo desvio absoluto ou quadrático do ponto de operação, mínimo corte de carga, máximo carregamento do sistema, ou qualquer função convexa definida pelo usuário);
- (f) Programa de Fluxo de Potência Continuado – processa seqüencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barramentos especificados. Este programa é utilizado para determinação da margem de estabilidade de tensão e para análise da variação do perfil de tensão (curvas P-V e V-Q). Determina também o vetor tangente, classificando as barras críticas.

Este programa para efeito de referência e simplificação na apresentação dos resultados será identificado por **ANAREDE**.

7.2.1.4 Programa de Cálculo da Margem de Carga usando o Método da Continuação - ORGANON

O Organon é um sistema de avaliação de segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência, constituído por ferramentas computacionais e metodologias de alto desempenho para análise de regime permanente e dinâmico.

As ferramentas de cálculo de fluxo de potência utilizam o Método de Newton-Raphson, com todos os controles resolvidos simultaneamente a cada iteração. Incorpora também o Método da

Continuação, utilizando o vetor tangente para determinação de condições de máximo carregamento.

O algoritmo utilizado na solução numérica do conjunto de equações diferenciais e algébricas que representam o modelo dinâmico do sistema é do tipo *Linear Multistep* – LM. O método LM está implementado na forma de *predictor-corrector* em função da maior eficiência computacional e facilidade de implementação. O Organon utiliza uma combinação dos métodos LM do tipo Adams-Bashforth-Moulton (ABM) e *Backward Differentiation Formulae* (BDF). Tais métodos são implementados na forma de preditor-corretor com ordem e passo de integração variáveis. O Organon usa também funções de energia para computação de margens, estabilidade do sistema e ações de controle [68].

O uso do Organon para efeito de referência e simplificação na apresentação dos resultados das análises será identificado por **ORGANON**.

7.2.2 Programas de Análise Dinâmica

7.2.2.1 Programa de Simulação Dinâmica para Análise de Estabilidade de Tensão - Método Quase-Dinâmico

Este sistema computacional tem por objetivo a análise de sistemas de potência através do uso de um modelo Quase-Dinâmico cujo foco é avaliar a resposta de longo termo do sistema, considerando a evolução lenta da carga, as dinâmicas discretas associadas com as atuações de LTC e OXL (limitadores de sobre-excitação) e as dinâmicas associadas ao comportamento das máquinas síncronas, reguladores de tensão, PSS, etc, conforme apresentado no item 6.3.

O modelo de máquina usado por este programa consiste de quatro equações diferenciais para cada gerador e a representação do regulador de tensão é feita através do modelo “IEEE Type 1”.

Considerando a dinâmica descrita acima, esta pode também ser usada para caracterizar, por exemplo, o comportamento do sistema para um período pós-falta. Assumindo-se que o sistema mantém-se em equilíbrio após a fase transitória, o comportamento de longo prazo é analisado.

7.2.2.2 Programa de Simulação Dinâmica para Análise de Estabilidade de Tensão - ORGANON

A descrição do Organon foi apresentada no item 7.2.1.4 anterior, onde foram descritas as principais características usadas para a solução das equações dinâmicas do sistema.

7.3 Resultados das Simulações

7.3.1 Análise Estática

7.3.1.1 Sistema Elétrico de 214 Barras

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos ao se usar os programas listados no item 7.2.1. A primeira mostra os valores correspondentes ao cálculo da margem de carga e a segunda lista as dez barras mais críticas determinadas para o caso base inicial e para o ponto de máximo carregamento (colapso de tensão).

Com o objetivo de comparar as ferramentas utilizadas, a coluna “Diferença”, na Tabela 7.1, mostra o percentual da relação entre o módulo da diferença do valor de margem de carga, calculado pelos programas e aquela obtida pelo Organon, com relação a esta última.

| Programa | Margem de Carga | | Diferença (%) |
|----------|-----------------|-------|---------------|
| | (MW) | (%) | |
| PGMCNR | 3207,94 | 43,22 | 1,01 |
| PGMCMIX | 3205,07 | 43,09 | 1,10 |
| ANAREDE | 3035,52 | 35,52 | 6,33 |
| ORGANON | 3240,67 | 44,68 | - |

Tabela 7.1 – Margem de Carga – Sistema 214 barras

| Barras Críticas | | | | | | | |
|-----------------|------------------|-----------|------------------|-----------|------------------|-----------|------------------|
| PGMCNR | | PGMCMIX | | ANAREDE | | ORGANON | |
| Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso |
| 167 | 167 | 167 | 170 | 106 | 106 | 170 | 167 |
| 170 | 170 | 170 | 167 | 105 | 105 | 167 | 170 |
| 149 | 169 | 149 | 151 | 100 | 100 | 157 | 169 |
| 150 | 165 | 150 | 153 | 95 | 95 | 155 | 155 |
| 151 | 168 | 151 | 169 | 113 | 99 | 156 | 156 |
| 152 | 155 | 152 | 164 | 99 | 113 | 113 | 157 |
| 153 | 156 | 153 | 165 | 112 | 112 | 142 | 142 |
| 160 | 157 | 160 | 168 | 114 | 114 | 151 | 146 |
| 142 | 142 | 142 | 150 | 183 | 96 | 150 | 144 |
| 155 | 166 | 155 | 152 | 111 | 93 | 152 | 145 |

Tabela 7.2 – Barras Críticas – Sistema 214 barras

A partir dos valores tabelados, observa-se que o cálculo da margem de carga apresentou resultados bastante próximos, exceto para aqueles obtidos pelo programa Anarede. Conforme visto anteriormente, este programa processa seqüencialmente vários casos de fluxo de potência à medida que a carga do sistema vai aumentando. O menor valor obtido por este programa para a margem de carga pode ser justificado pelas dificuldades de se obter a solução para as equações do fluxo de potência nas proximidades do ponto de colapso, em virtude do mal condicionamento da matriz Jacobiana.

A avaliação do tempo total de processamento foi prejudicada, uma vez que alguns dos programas utilizados não fornecem este valor. Mesmo assim, considerando o computador utilizado nas simulações - um Pentium IV de 2,4 GHz, 512MB de memória RAM, todas elas apresentaram um tempo de resposta bastante rápido e satisfatório, confirmando o que a literatura técnica tem afirmado sobre as técnicas examinadas.

A determinação das barras críticas também apresentou resultados bastante coerentes para os programas que utilizam o Método da Continuação. O mesmo motivo apresentado para o cálculo da margem de carga, justifica os resultados diferentes obtidos com o Anarede.

É importante destacar a eficácia do uso da técnica do vetor tangente na identificação precoce da barra crítica do sistema.

A seguir, para ilustrar os resultados obtidos, são apresentadas para as duas barras consideradas mais críticas, as curvas de tensão em função do carregamento do sistema. As Figuras 7.1 e 7.2 mostram os resultados obtidos com o Organon e com o método da continuação com Newton-Raphson, respectivamente.

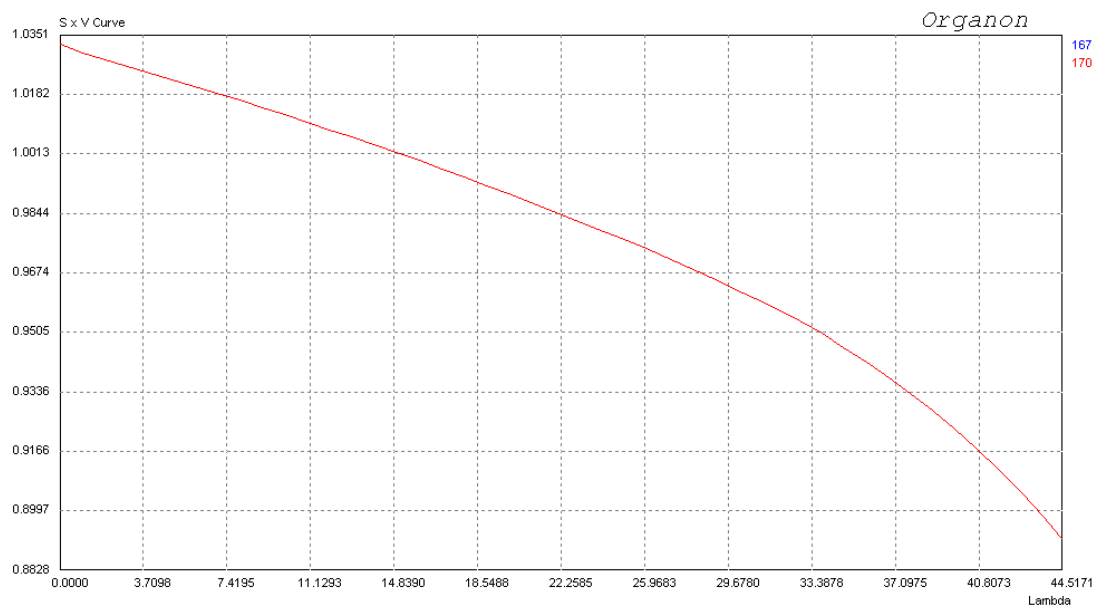


Figura 7.1 – Curva V- λ – Sistema 214 barras (Organon)

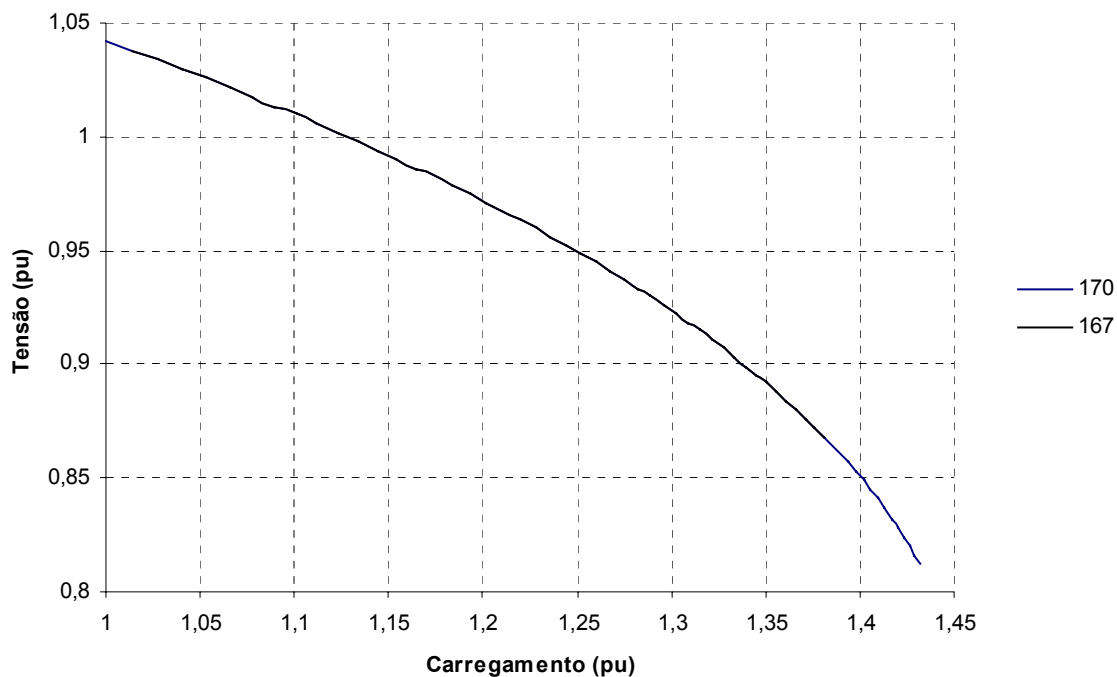


Figura 7.2 – Curva V - λ – Sistema 214 barras (Continuação com Newton-Raphson)

7.3.1.2 Sistema Elétrico de 490 Barras

Os resultados obtidos para este sistema são apresentados a seguir. A Tabela 7.3 mostra os valores correspondentes ao cálculo da margem de carga e a Tabela 7.4 lista as dez barras mais críticas determinadas para o caso base inicial e para o ponto de máximo carregamento (colapso de tensão).

| Programa | Margem de Carga | | Diferença (%) |
|----------|-----------------|-------|---------------|
| | (MW) | (%) | |
| PGMCNR | 6099,53 | 33,75 | 3,57 |
| PGMCMIX | 6206,43 | 36,10 | 1,88 |
| ANAREDE | 5746,55 | 26,01 | 9,15 |
| ORGANON | 6325,50 | 38,71 | 0,00 |

Tabela 7.3 – Margem de Carga – Sistema 490 barras

| Barras Críticas | | | | | | | |
|------------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|
| PGMCNR | | PGMCMIX | | ANAREDE | | ORGANON | |
| Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso |
| 237 | 237 | 237 | 237 | 369 | 237 | 447 | 237 |
| 192 | 192 | 192 | 192 | 237 | 192 | 449 | 192 |
| 476 | 251 | 476 | 225 | 378 | 251 | 369 | 225 |
| 378 | 191 | 378 | 251 | 377 | 191 | 378 | 230 |
| 427 | 250 | 427 | 191 | 337 | 250 | 337 | 377 |
| 225 | 235 | 225 | 230 | 319 | 235 | 237 | 368 |
| 369 | 225 | 369 | 235 | 368 | 225 | 448 | 218 |
| 230 | 249 | 230 | 218 | 318 | 249 | 445 | 366 |
| 457 | 190 | 457 | 223 | 192 | 190 | 446 | 336 |
| 377 | 248 | 377 | 232 | 366 | 248 | 377 | 349 |

Tabela 7.4 – Barras Críticas – Sistema 490 barras

A partir dos resultados tabelados, observa-se que o cálculo da margem de carga apresentou valores próximos para os programas que utilizam o Método da Continuação, exceto para aquele obtido pelo programa Anarede. As dificuldades de se obter a solução para as equações do fluxo de potência nas proximidades do ponto de colapso, em virtude do condicionamento da matriz Jacobiana, justificaria o menor valor obtido por este programa.

De maneira similar ao sistema de 214 barras, todas as simulações apresentaram um tempo de resposta bastante rápido e satisfatório.

A determinação das barras críticas também apresentou resultados coerentes para os programas que utilizam o Método da Continuação, destacando-se que todos os programas identificaram a barra apontada como a mais crítica do sistema. Mais uma vez é importante destacar a eficácia do uso da técnica do vetor tangente na identificação precoce da barra crítica.

A seguir, para ilustrar os resultados obtidos, as curvas de tensão, em função do carregamento do sistema, são apresentadas para a barra crítica obtida. As Figuras 7.3 e 7.4 mostram os resultados obtidos com o Organon e com o método da Continuação Mixado, respectivamente.

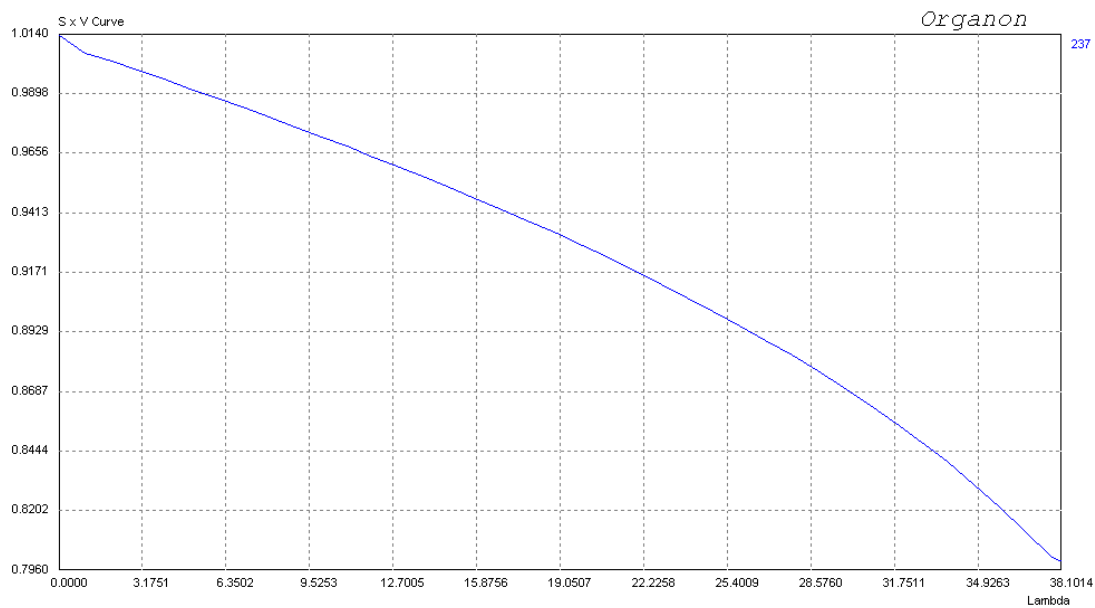


Figura 7.3 – Curva V- λ – Sistema 490 barras (Organon)

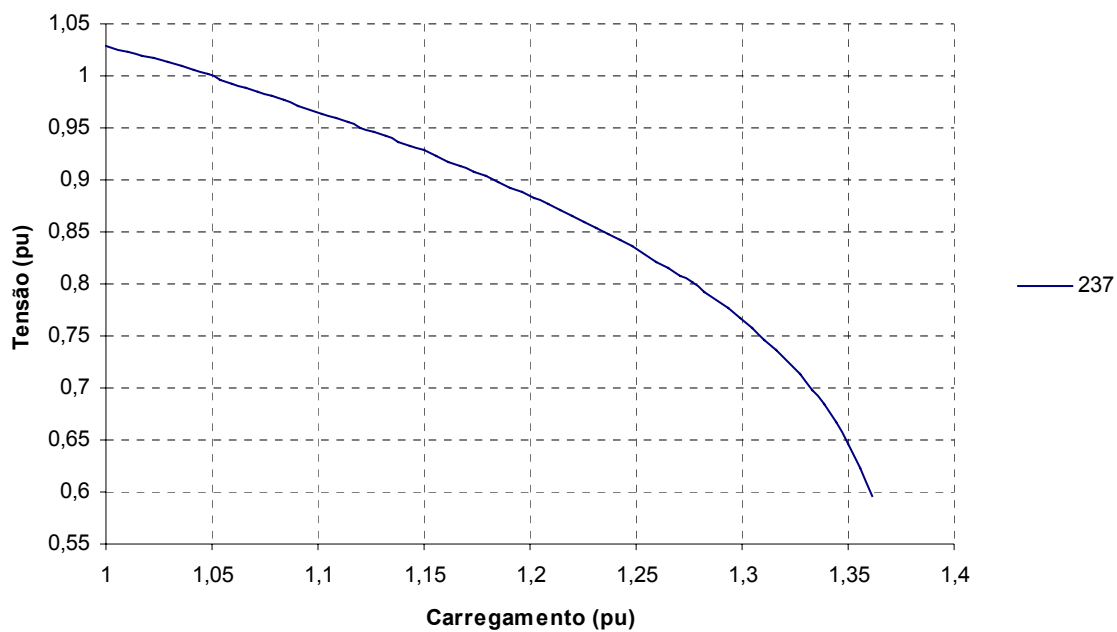


Figura 7.4 – Curva V- λ – Sistema 490 barras (Continuação Mixado)

7.3.1.3 Sistema Elétrico de 519 Barras

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos para este sistema, listando os valores calculados para a margem de carga e as dez barras mais críticas, identificadas por cada um dos programas.

| Programa | Margem de Carga | | Diferença (%) |
|----------|-----------------|-------|---------------|
| | (MW) | (%) | |
| PGMCNR | 2307,22 | 60,82 | 9,58 |
| PGMCMIX | 2306,71 | 60,78 | 9,60 |
| ANAREDE | 2201,63 | 53,46 | 13,72 |
| ORGANON | 2551,67 | 77,85 | 0,00 |

Tabela 7.5 – Margem de Carga – Sistema 519 barras

| Barras Críticas | | | | | | | |
|-----------------|------------------|-----------|------------------|-----------|------------------|-----------|------------------|
| PGMCNR | | PGMCMIX | | ANAREDE | | ORGANON | |
| Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso | Caso Base | Ponto de Colapso |
| 282 | 282 | 282 | 282 | 282 | 282 | 282 | 471 |
| 281 | 258 | 281 | 258 | 281 | 281 | 474 | 470 |
| 283 | 281 | 283 | 281 | 283 | 283 | 284 | 468 |
| 25 | 283 | 25 | 283 | 280 | 284 | 281 | 28 |
| 280 | 284 | 280 | 284 | 284 | 474 | 283 | 467 |
| 474 | 474 | 474 | 474 | 474 | 280 | 258 | 45 |
| 284 | 280 | 284 | 280 | 258 | 258 | 280 | 46 |
| 21 | 279 | 21 | 279 | 279 | 279 | 480 | 47 |
| 258 | 278 | 258 | 278 | 278 | 278 | 479 | 29 |
| 470 | 479 | 470 | 479 | 479 | 479 | 257 | 466 |

Tabela 7.6 – Barras Críticas – Sistema 519 barras

Conforme citado anteriormente, este sistema apresenta uma relação 'rx' elevada, o que é uma característica das redes de distribuição. Assim, este sistema torna-se um teste importante para a validação da Metodologia Mixada, onde o Método Desacoplado é usado para acelerar o processo de solução.

A partir dos valores tabelados, observa-se que o cálculo da margem de carga apresentou resultados com diferenças significativas, comparando-se com aqueles obtidos pelo Organon. Apesar deste fato, os dois outros programas, que utilizam o Método da Continuação, apresentaram

valores muito próximos e o Anarede o maior percentual de diferença, sem dúvida pelo mesmo motivo já apresentado para os outros sistemas: a dificuldade de solução das equações do fluxo de potência nas proximidades do ponto de colapso, tendo em vista o mal condicionamento da matriz Jacobiana.

A busca de uma justificativa, que esclarecesse a diferença do resultado do emprego do Método da Continuação no programa Organon e nos demais programas, exigiu uma atenção especial que levou a conclusão de que a resposta seria o uso de diferentes critérios de distribuição do valor do crescimento da carga pelos geradores do sistema.

Um dos critérios implementado no Organon e que foi usado na simulação apresentada, considera que o crescimento das cargas de uma determinada área deve ser atendido por todos os geradores localizados nesta área. Este critério poderá implicar em diferentes participações dos geradores frente ao aumento da carga. De forma diferente, os dois outros programas atribuem um fator de crescimento constante e igual para todos os geradores.

É evidente que distribuições desiguais de geração e a localização elétrica dos geradores na rede irão constituir diferentes pontos de operação e cenários. Conseqüentemente, estes fatos podem levar a obtenção de diferentes valores máximos para o carregamento do sistema.

De maneira similar aos sistemas anteriores, todas as simulações apresentaram um tempo de resposta bastante rápido.

A determinação das barras críticas apresentou resultados coerentes para todos os programas, tanto para o ponto de operação inicial (caso base) e para o ponto de colapso, exceto para o Organon. Tendo em vista que o carregamento máximo foi percentualmente maior, isto justificaria a diferença apontada, pois os pontos de operação são diferentes.

Considerando-se a característica elétrica do sistema em estudo, com cargas atendidas radialmente por redes em baixa-tensão, os resultados obtidos mostraram que o uso do Método Desacoplado é viável.

Mais uma vez destaca-se a eficácia do uso da técnica do vetor tangente na identificação precoce da barra crítica do sistema.

A seguir, para ilustrar os resultados obtidos, são apresentadas as curvas de tensão em função do carregamento do sistema para algumas barras críticas. As Figuras 7.5 e 7.6 mostram os resultados obtidos com o Organon e com o método da continuação com Newton-Raphson, respectivamente.

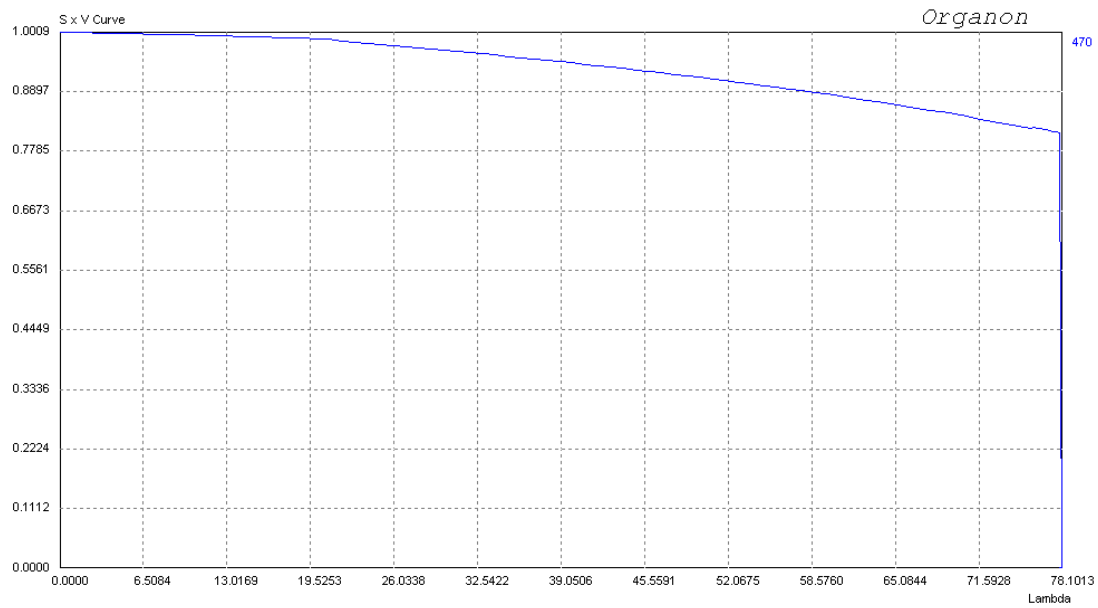


Figura 7.5 – Curva V- λ – Sistema 519 barras (Organon)

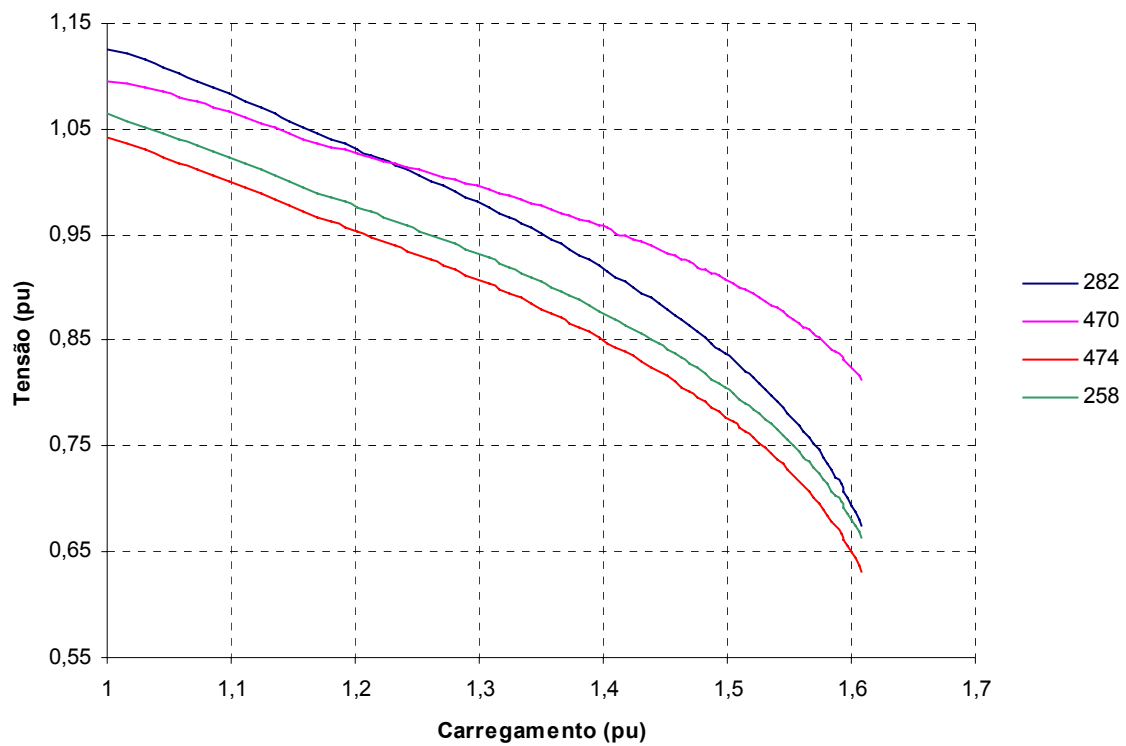


Figura 7.6 – Curva V- λ – Sistema 519 barras (Continuação com Newton-Raphson)

7.3.2 Análise Dinâmica

No capítulo 6 foram apresentadas as vantagens e desvantagens do uso de técnicas de análise dinâmica. No entanto, o desenvolvimento de algoritmos e de técnicas de integração eficientes e o uso de modelos simplificados de simulação, estão viabilizando cada vez mais, a utilização dessas ferramentas nas análises de longo termo e em particular, nos estudos de estabilidade de tensão.

São mostrados a seguir alguns resultados das simulações realizadas com programas que incorporam estas técnicas modernas, aplicadas em estudos de estabilidade de tensão. Para a sua realização foram novamente considerados os três sistemas descritos no início deste capítulo e utilizados dados reais dos geradores e de seus controladores.

Com relação ao tempo total de processamento das simulações, todas apresentaram um tempo de resposta bastante rápido e satisfatório, confirmando o que a literatura técnica tem afirmado sobre essa abordagem.

7.3.2.1 Simulações usando o Organon

De maneira a mostrar os resultados do uso do programa Organon em análises de estabilidade de tensão, foram simulados determinados eventos que implicaram em situações de colapso de tensão. Ressalta-se que para subsidiar a determinação e identificação das contingências foram utilizados como referência os resultados das análises estáticas apresentadas anteriormente.

a) Sistema Elétrico de 214 Barras

A Figura 7.7 apresenta de maneira simplificada a região de interesse considerada na simulação. O evento consistiu na abertura simultânea de dois circuitos, sem curto-circuito, nas proximidades das barras apontadas como críticas pelas simulações estáticas, seguida de uma rampa de carga na área em estudo.

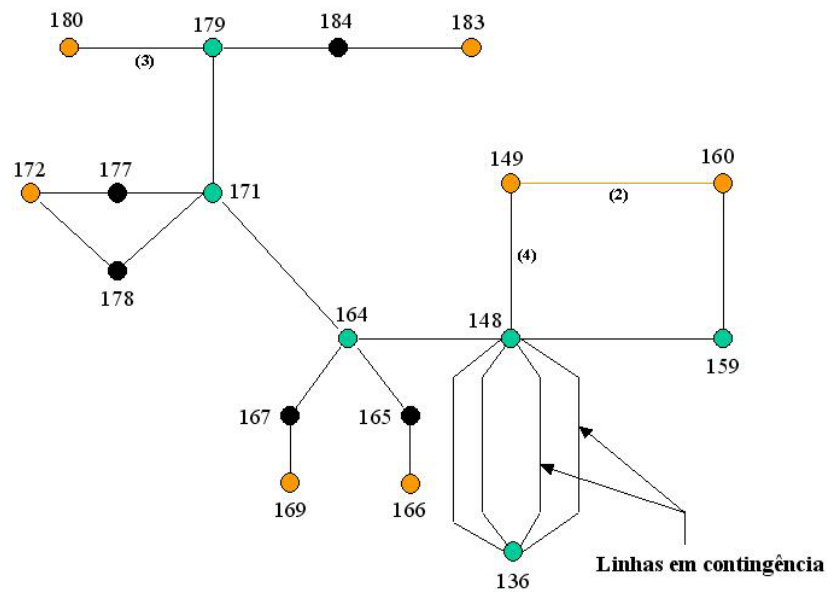


Figura 7.7 – Sistema 214 barras – Região em Estudo

Os gráficos apresentados na Figura 7.8, com os resultados da simulação, mostram que a abertura dos circuitos já leva o sistema a uma condição de tensões baixas. O crescimento, logo a seguir, da carga faz com que este perfil de tensão caia ainda mais, não sendo possível recuperá-lo para um nível aceitável de operação.

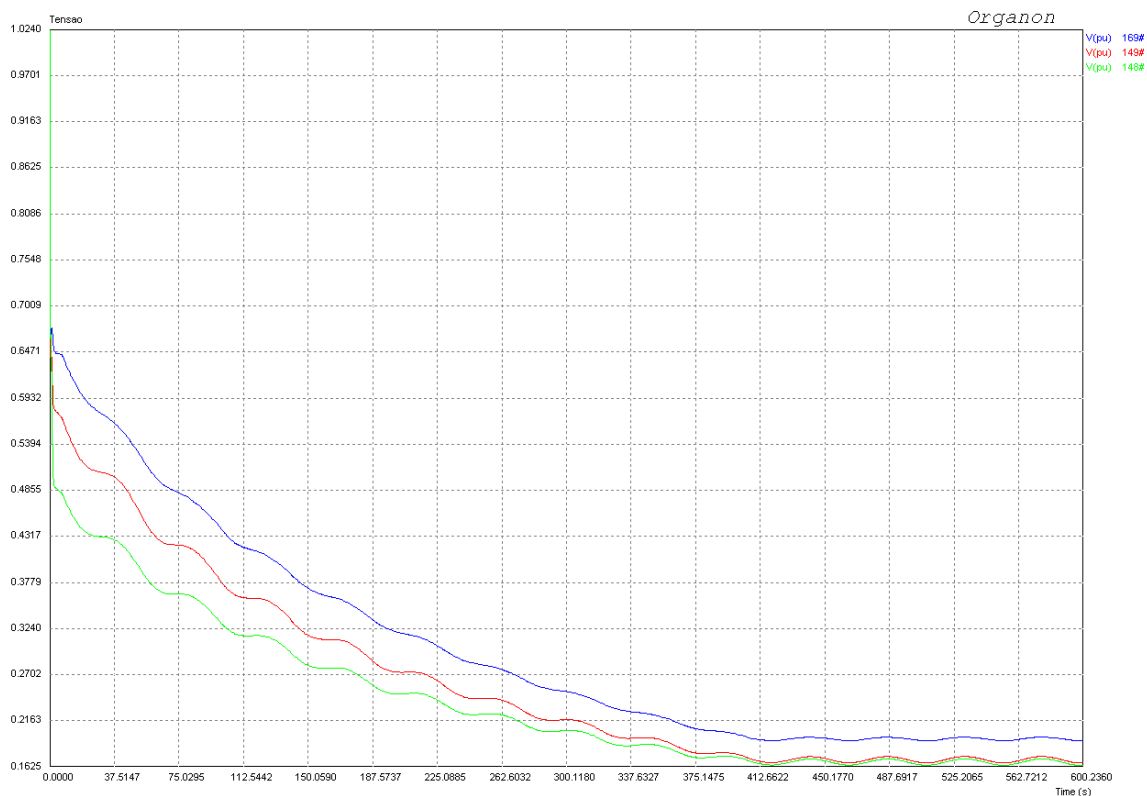


Figura 7.8 – Simulação de evento para o Sistema 214 barras

b) Sistema Elétrico de 490 Barras

Para ilustrar a aplicação do programa Organon nesse sistema, foi simulada a abertura simultânea de dois circuitos, sem aplicação de curto-circuito, nas proximidades das barras apontadas como críticas pelas simulações estáticas, seguida de uma rampa de carga na área em estudo.

De maneira diferente do caso do sistema de 214 barras, os gráficos apresentados na Figura 7.9 mostram que a abertura dos circuitos não leva o sistema a uma situação de tensões baixas, sendo possível observar uma tendência de estabilização em patamares operacionais. No entanto, à medida que a carga vai aumentando, observa-se uma degradação do perfil de tensão, instantes após a contingência, levando o sistema a uma situação de colapso.

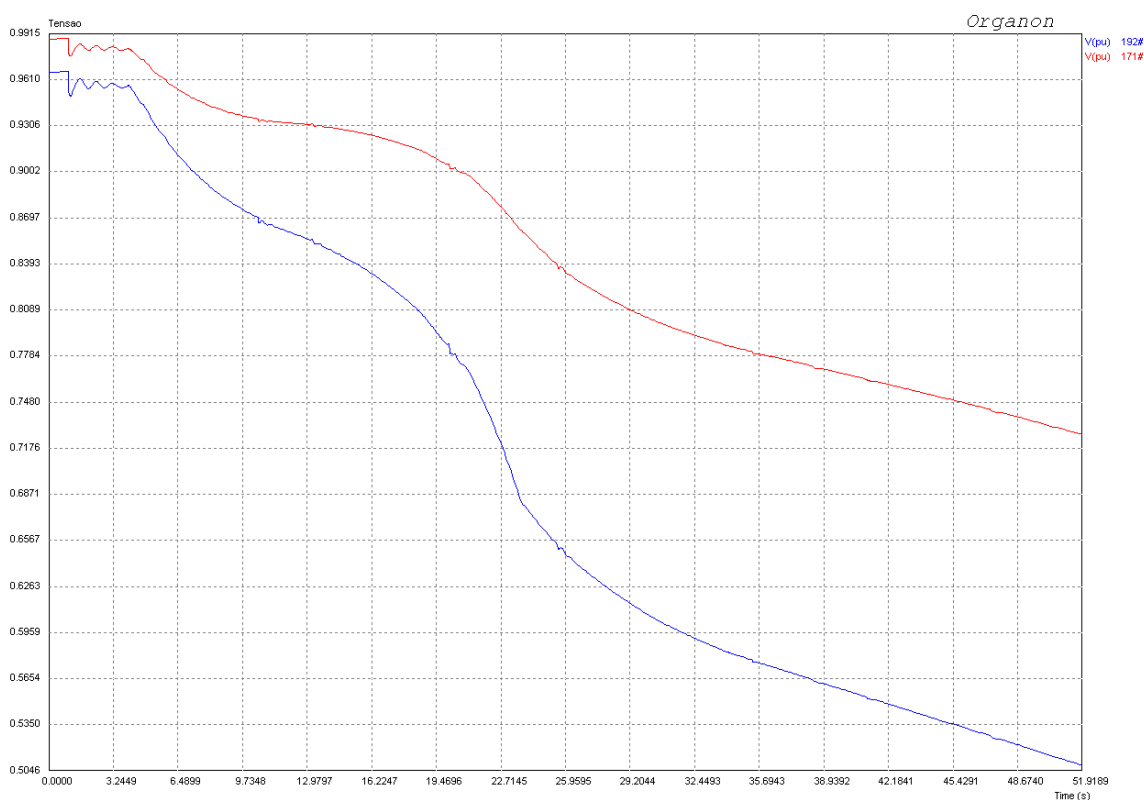


Figura 7.9 – Simulação de evento para o Sistema 490 barras

c) Sistema Elétrico de 519 Barras

Para este sistema, foi simulado o evento simples de aplicação de uma rampa de carga na área crítica de interesse. Por se tratar de um sistema constituído por cargas atendidas radialmente, este crescimento de carga, não sendo acompanhado por manobras de equipamentos de suporte de reativos para controle de tensão, inevitavelmente leva o sistema ao colapso de tensão, conforme pode ser verificado nos resultados apresentados na figura 7.10, a seguir.

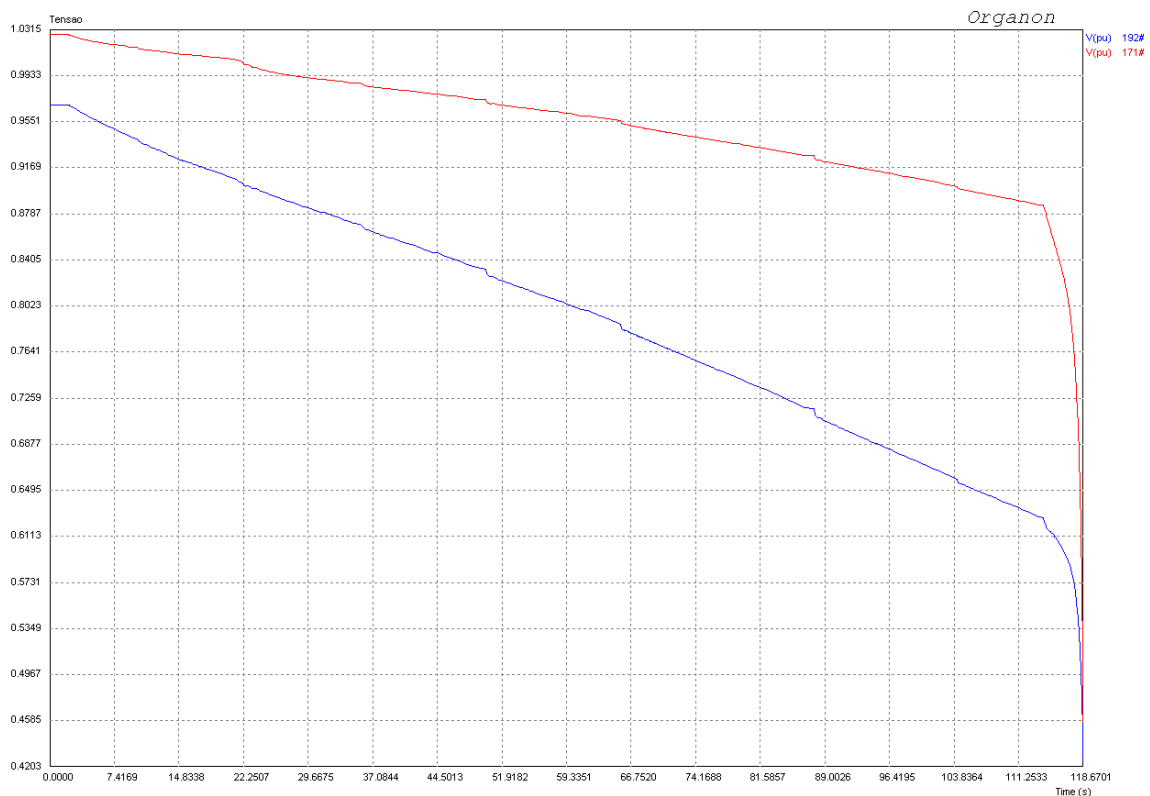


Figura 7.10 – Simulação de evento para o Sistema 519 barras

7.3.2.2 Simulações usando a Metodologia Quase-Dinâmica

Em prosseguimento a avaliação das diferentes técnicas de análise dinâmica da estabilidade de tensão, aplicada aos três sistemas em estudo, apresenta-se a seguir alguns resultados obtidos com o uso da metodologia Quase-Dinâmica. Ressalta-se mais uma vez que para subsidiar a determinação e identificação das contingências a serem simuladas, foram usados como referência os resultados das análises estáticas apresentadas anteriormente.

O programa utilizado incorpora o modelo Quase-Dinâmico e permite analisar o processo de colapso de tensão, caso uma contingência seja o elemento causador do processo. Se o ponto de operação após o término do período transitório for estável, a metodologia permite que as equações diferenciais do sistema sejam anuladas e um modelo algébrico seja empregado. Uma vez que a atuação dos elementos discretos conduz o sistema de um ponto de equilíbrio para outro, esta alternativa de análise de estabilidade de tensão de longo termo pode ser usada com uma sensível redução do tempo computacional de simulação. Nenhuma integração numérica é necessária, já que a dinâmica transitória não é considerada.

Assim, um método iterativo é usado para calcular as variáveis de estado, como no fluxo de carga convencional. No caso do programa que foi avaliado, cada novo ponto de operação é

definido pela mudança de tape do LTC. Caso o nível de tensão na barra controlada pelo LTC seja baixo, o processo iterativo é executado e as variáveis de interesse calculadas. Se o nível de tensão na barra controlada ainda permanecer baixo, uma nova mudança de tape acontece e o processo iterativo é repetido até que a tensão alcance o valor desejado ou o valor limite de excursão do LTC.

A seguir apresentam-se os resultados das simulações para cada um dos sistemas considerados.

a) Sistema Elétrico de 214 Barras

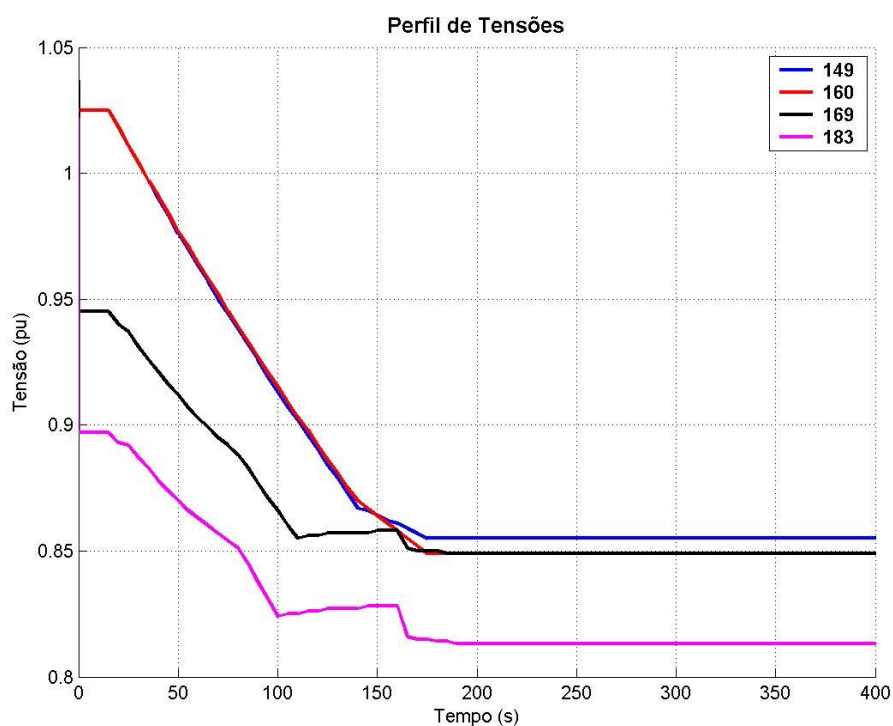


Figura 7.11 – Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 214 barras

b) Sistema Elétrico de 490 Barras

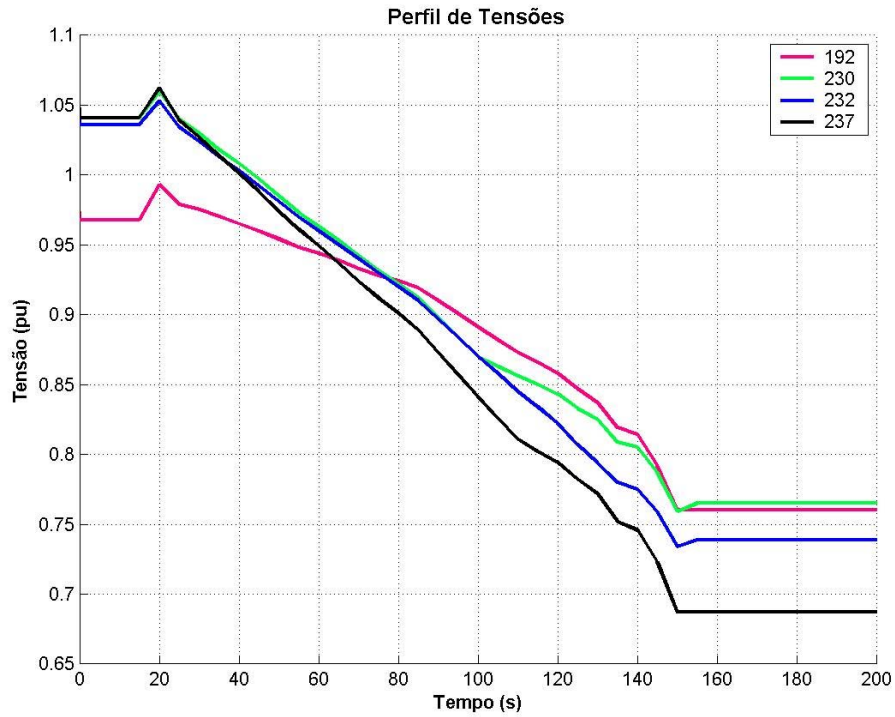


Figura 7.12 – Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 490 barras

c) Sistema Elétrico de 519 Barras

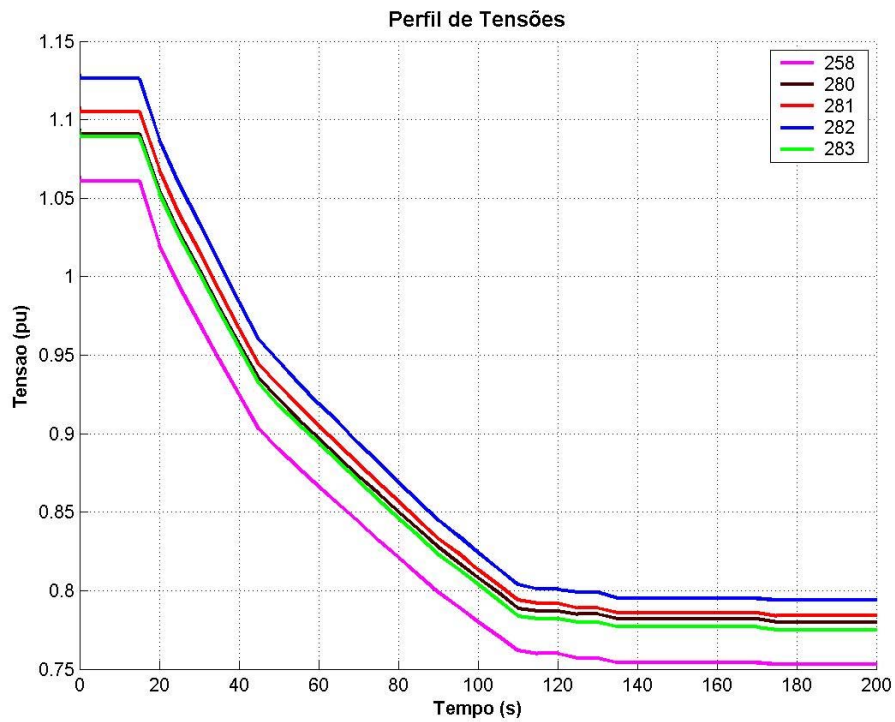


Figura 7.13 – Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 519 barras

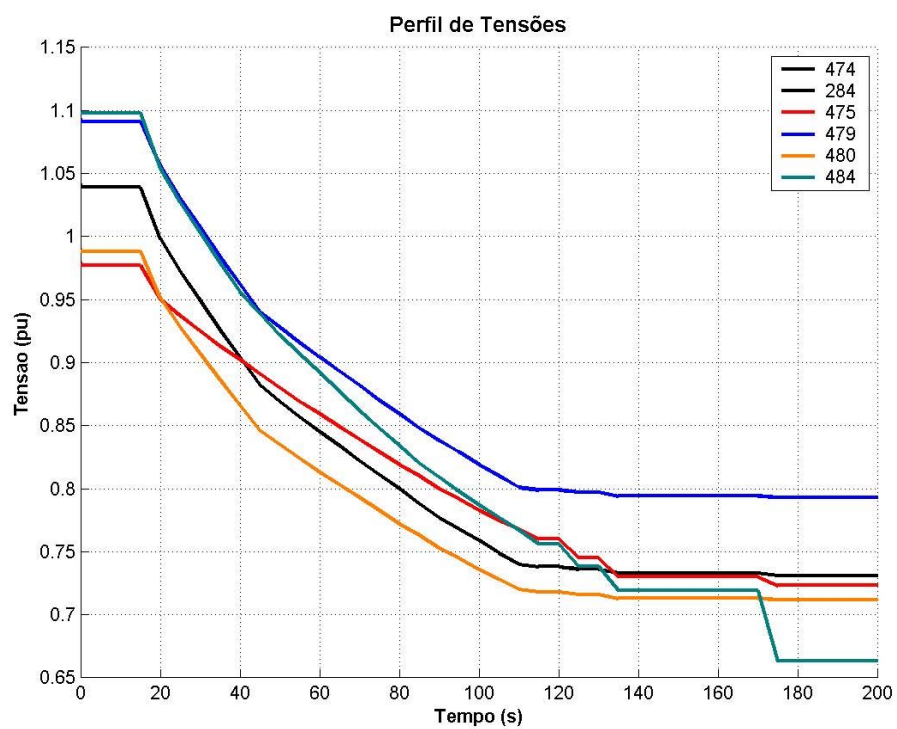


Figura 7.14 – Simulação Quase-Dinâmica para o Sistema 519 barras

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES

8.1 Problema Investigado

O fenômeno de estabilidade de tensão foi descrito e estudado neste trabalho, sendo mostrado que é um problema com características dinâmicas que vem despertando o interesse de pesquisadores ao longo das últimas décadas.

A ocorrência de diversos eventos envolvendo problemas de tensão, que implicaram em desligamentos de grandes áreas, fez com que diversas técnicas de análise fossem desenvolvidas com o objetivo de identificar e quantificar a margem de segurança dos sistemas com relação ao aspecto de tensão.

O uso do Método da Continuação mereceu destaque ao longo do trabalho em virtude da eficiência demonstrada, simplicidade e facilidade de implementação em programas computacionais de fluxo de potência. Este método, conjugado com o uso do vetor tangente na etapa do passo predictor, além de determinar o ponto de colapso de um sistema, é capaz de identificar as barras críticas e, por conseguinte, as áreas mais suscetíveis a problemas de tensão. Este tipo de informação possibilita a tomada de ações, não somente na identificação da necessidade de reforços na rede, como também na determinação de medidas operativas e na definição de ações de controle. No entanto, a desvantagem deste método é o excessivo tempo computacional quando sistemas elétricos de grande porte são considerados.

De maneira a equacionar esta deficiência, foi mostrada uma alternativa para melhorar o desempenho computacional do Método da Continuação, com base no Método Desacoplado Rápido. Esta técnica, identificada por Método da Continuação Mixado, combina a velocidade do Desacoplado Rápido à precisão do método completo, utilizando Newton-Raphson, com bons resultados.

Quando o interesse da análise é a cronologia dos eventos e a resposta dinâmica dos componentes que compõem o sistema, as técnicas de simulação no tempo são usadas. A simulação dinâmica completa consiste na solução do conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares que descrevem o comportamento do sistema, através de métodos numéricos de integração, o que demanda um elevado esforço computacional quando fenômenos de longa duração são considerados.

Através de alternativas que utilizam técnicas de integração numérica com passo e ordem variável, onde são exploradas as características diferenciadas das constantes de tempo dos componentes do sistema, a questão do desempenho é equacionada. Similarmente, um modelo

quase-dinâmico, com as dinâmicas transitórias negligenciadas e aproximadas por pontos de equilíbrio, proporciona resultados satisfatórios.

Dessa forma, a proposta deste trabalho consistiu na apresentação de diversas técnicas de análise estática e dinâmica para a análise do problema de estabilidade de tensão, destacando-se aquelas que buscam a redução significativa do tempo computacional e a manutenção da precisão dos resultados. Foram utilizados, com esse objetivo, o Método da Continuação clássico e mixado, as simulações no tempo que usam técnicas modernas de integração numérica e um modelo quase-dinâmico. Todos esses métodos estão implementados em programas computacionais e foram aqui testados em simulações de sistemas reais de pequeno e grande porte e em redes de distribuição, conforme descrito no Capítulo 7.

Sendo assim, as seguintes principais conclusões podem ser citadas:

- É de fundamental importância que as ferramentas de análise de estabilidade de tensão sejam precisas e rápidas. A redução do esforço e do tempo computacional, neste caso, viabilizaria o emprego em aplicações em tempo real e tornaria o uso em estudos de planejamento elétrico da operação mais atraente.
- O uso do clássico e consagrado Método da Continuação, em função da precisão na determinação do ponto de colapso de tensão, é considerado como referência para comparação de resultados obtidos por outras metodologias.
- A implementação do Desacoplado Rápido no Método da Continuação, combinando a velocidade do primeiro com a precisão deste último, permitiu a redução do esforço e do tempo computacional das simulações de sistemas de grande porte.
- A simulação no tempo, envolvendo a análise de fenômenos de longa duração, torna-se atrativa, em função do uso de modernas técnicas de integração que utilizam ordem e passos de integração variáveis, sem perda da precisão dos resultados e com redução do tempo computacional.
- O uso do Método quase-dinâmico, em que a fase transitória após um evento é desprezada, permite este tipo de análise em estudos de estabilidade de tensão de longa duração.

Outras conclusões podem também ser citadas a partir dos resultados apresentados no Capítulo 7:

- A eficácia do Método do Vetor Tangente na identificação da barra e áreas críticas para pontos de operação distantes do ponto de colapso de tensão.
- A possibilidade de ações de controle e de sinalização de reforços da rede, a partir da identificação das barras e áreas críticas do sistema.

- O desempenho apresentado pelo Método da Continuação Mixado qualifica a sua utilização em estudos de planejamento elétrico da operação, seja determinando ações que visem o aumento da margem de carga, através de ajustes ou alocação de compensação reativa adicional, ou corte controlado de carga, por exemplo. Da mesma forma, a metodologia apresentada pode também ser indicada para aplicações em tempo real, permitindo a monitoração da segurança operacional elétrica do sistema, em termos de tensão, e também subsidiando as decisões dos operadores, através da sinalização de ajustes dos recursos disponíveis de controle de tensão e de possíveis impactos no impedimento de uso desses recursos.
- A rapidez e eficácia alcançada com o uso de técnicas de integração com passo e ordem variável e com o Método Quase-dinâmico qualificam essas técnicas para aplicações de tempo real.

8.2 Contribuições

A principal contribuição deste trabalho foi mostrar a complexidade do problema de estabilidade de tensão e concluir que a análise estática não compete com a análise dinâmica, simplesmente elas se complementam.

Além dessa importante contribuição, pode-se citar:

- a descrição das potencialidades das diferentes metodologias estudadas e dos resultados obtidos com seu emprego nos diversos programas computacionais considerados neste trabalho;
- o uso com resultados satisfatórios das metodologias em sistemas reais, inclusive em sistemas de baixa-tensão;
- a identificação do que deve ser considerado na modelagem dinâmica de um sistema elétrico, quando da avaliação da influência dos fenômenos de natureza lenta e as suas implicações na segurança e desempenho do sistema;
- a identificação de procedimentos e critérios que devem ser utilizados na análise do problema;
- o fornecimento de importantes informações aos engenheiros envolvidos com estudos de estabilidade de tensão.

8.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se que sejam realizadas comparações entre as ferramentas utilizadas, procurando-se explorar a cronologia das ações de controle, a representação de cargas dinâmicas e a avaliação do desempenho de esquemas de controle secundário de tensão.

Sugere-se também que as técnicas apresentadas sejam avaliadas em análises de contingências.

APÊNDICE I

DETERMINAÇÃO DA TENSÃO E DA POTÊNCIA ATIVA EM UMA BARRA DE CARGA

O circuito equivalente de uma fonte infinita alimentando uma carga variável $P + j Q$ através de uma linha de transmissão pode ser ilustrado conforme a Figura I.1.

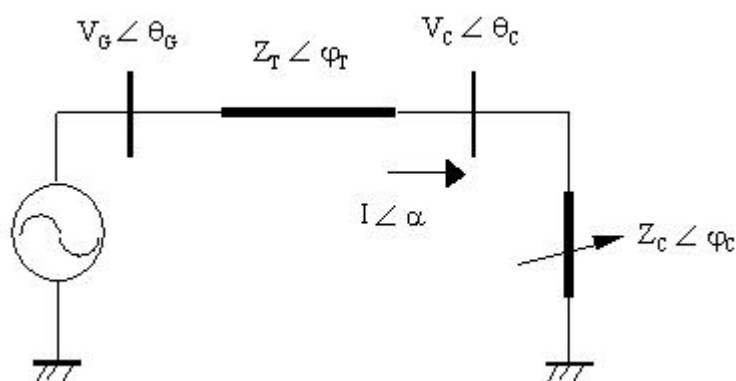


Figura I.1 - Circuito equivalente para o sistema em análise

Onde:

$$Z_T \angle \varphi_T = Z_T \cos(\varphi_T) + j Z_T \sin(\varphi_T) \quad (I.1)$$

$$Z_C \angle \varphi_C = Z_C \cos(\varphi_C) + j Z_C \sin(\varphi_C) \quad (I.2)$$

Fazendo-se:

$$Z \angle \varphi = Z_T \angle \varphi_T + Z_C \angle \varphi_C \quad (I.3)$$

$$Z \angle \varphi = [Z_T \cos(\varphi_T) + Z_C \cos(\varphi_C)] + j [Z_T \sin(\varphi_T) + Z_C \sin(\varphi_C)] \quad (I.4)$$

então:

$$Z = \sqrt{Z_T^2 + 2 \cdot Z_T \cdot Z_C \cdot \cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2} \quad (I.5)$$

Assim sendo, a expressão para o módulo da corrente é dada por:

$$I = \frac{V_G}{Z} \quad (I.6)$$

então:

$$I = \frac{V_G}{\sqrt{Z_T^2 + 2 \cdot Z_T \cdot Z_C \cdot \cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2}} \quad (\text{I.7})$$

como:

$$V_C = I \cdot Z_C \quad (\text{I.8})$$

O módulo da tensão na barra de carga será dado por:

$$V_C = \frac{V_G \cdot Z_C}{\sqrt{Z_T^2 + 2 \cdot Z_T \cdot Z_C \cdot \cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2}} \quad (\text{I.9})$$

E para a potência ativa da carga tem-se:

$$P = V_C \cdot I \cdot \cos(\varphi_C) \quad (\text{I.10})$$

então:

$$P = \frac{V_G^2 \cdot Z_C \cdot \cos(\varphi_C)}{Z_T^2 + 2 \cdot Z_T \cdot Z_C \cdot \cos(\varphi_T - \varphi_C) + Z_C^2} \quad (\text{I.11})$$

Variando-se Z_C de infinito à zero, ou seja, variando a carga de circuito aberto a curto-circuito, pode-se obter os diversos valores de tensão e potência ativa na carga para um fator de potência (φ_C) constante. Repetindo-se o processo para outros valores de φ_C pode-se obter uma curva P-V para cada fator de potência da carga.

Como o carregamento máximo ocorre quando o módulo da impedância da carga é igual ao módulo da impedância da linha de transmissão, ao fazer $Z_C = Z_T$ nas equações I.9 e I.11, são obtidas as seguintes expressões para o módulo da tensão crítica na barra de carga e a correspondente carga ativa máxima, para cada fator de potência:

$$V_{\text{CRIT}}(\varphi_C) = \frac{V_G}{2 \cdot \cos \frac{\varphi_T - \varphi_C}{2}} \quad (\text{I.12})$$

$$P_{\text{MAX}}(\varphi_C) = \frac{V_G^2 \cdot \cos(\varphi_C)}{2 \cdot Z_T \cdot [1 + \cos(\varphi_T - \varphi_C)]} \quad (\text{I.13})$$

Variando-se o fator de potência obtém-se o lugar geométrico dos pontos críticos.

APÊNDICE II

EQUACIONAMENTO DAS POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA EM FUNÇÃO DO MÓDULO E ÂNGULO DA TENSÃO

Para este equacionamento será considerado o circuito apresentado na Figura II.1.

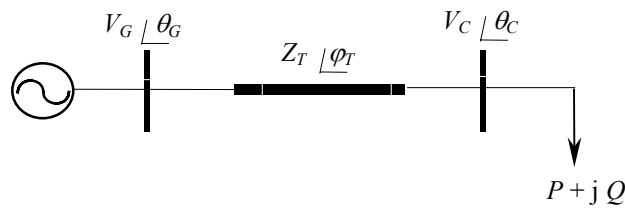


Figura II.1 – Sistema elétrico simples de duas barras

A potência transferida da barra de carga para a de geração é dada por:

$$\dot{S}_{CG} = \dot{V}_C \dot{I}_C^* \quad (\text{II.1})$$

Sendo

$$\dot{I}_C = \frac{\dot{V}_C - \dot{V}_G}{Z_T} \quad (\text{II.2})$$

Então:

$$\dot{S}_{CG} = V_C \angle \theta_C \left(\frac{V_C \angle (-\theta_C) - V_G \angle (-\theta_G)}{Z_T \angle -\varphi_T} \right) \quad (\text{II.3})$$

ou

$$\dot{S}_{CG} = \frac{V_C^2 \angle \varphi_T}{Z_T} - \frac{V_C V_G \angle (\theta_C - \theta_G + \varphi_T)}{Z_T} \quad (\text{II.4})$$

Sendo,

$$\dot{S}_{CG} = P_{CG} + jQ_{CG} \quad (\text{II.5})$$

Tomando-se, separadamente, as partes real e imaginária da equação II.4, obtém-se:

$$P_{CG} = \frac{V_C^2 \cos(\varphi_T)}{Z_T} - \frac{V_C V_G \cos(\theta_C - \theta_G + \varphi_T)}{Z_T} \quad (\text{II.6})$$

e

$$Q_{CG} = \frac{V_C^2 \text{sen}(\varphi_T)}{Z_T} - \frac{V_C V_G \text{sen}(\theta_C - \theta_G + \varphi_T)}{Z_T} \quad (\text{II.7})$$

Como no caso em análise $P_{CG} = -P$ e $Q_{CG} = -Q$, as equações II.6 e II.7 podem ser escritas da seguinte forma:

$$\frac{\cos(\varphi_T)}{Z_T} V_C^2 - \frac{V_G \cos(\theta_c - \theta_G + \varphi_T)}{Z_T} V_C + P = 0 \quad (\text{II.8})$$

$$\frac{\text{sen}(\varphi_T)}{Z_T} V_C^2 - \frac{V_G \text{sen}(\theta_c - \theta_G + \varphi_T)}{Z_T} V_C + Q = 0 \quad (\text{II.9})$$

Substituindo-se os valores conhecidos de V_G , θ_G , Z_T , φ_T , P e Q , e arbitrando-se valores para θ_c , pode-se resolver as equações II.8 e II.9 de modo a se obter os valores correspondentes para V_C , o que permite traçar as curvas $V-\theta$.

APÊNDICE III

REGRA DE SCHUR

Seja uma matriz quadrada A dada por:

$$A = \begin{bmatrix} A1 & A2 \\ A3 & A4 \end{bmatrix} \quad (\text{III.1})$$

onde $A1$, $A2$, $A3$ e $A4$ são matrizes resultantes de uma partição da matriz A , tal que $A1$ e $A4$ são quadradas. Então, para

$$A' = A4 - A3 A1^{-1} A2 \quad (\text{III.2})$$

e se $A1$ é não-singular, então:

$$\det(A) = \det(A1) \det(A') \quad (\text{III.3})$$

ANEXO I

DADOS DO SISTEMA DE 214 BARRAS

Apresenta-se a seguir os dados correspondentes ao sistema de 214 barras no formato de uso pelo programa Anarede [67].

```
ULOG
4
SIS214e.out
TITU
Sistema 214 Barras
DBAR IMPR FILE
1 2 USQ-01G1 1000 0.-767.1088.-999999999 2 2800.-1000 21030
2 P.AFONSO 500 105046.2 11074
3 PAF 230 BP-1 104245.6 11055
4 PAF 230 BP-2 104247.1 11059
5 USU-01G1 106447.1 11081
6 USU-01G2 106447.1 11081
7 USU-01G3 106447.1 11081
8 1 USD-01G1 1050 53. 70.-2.49 -67. 54. 11050
9 1 USD-01G2 105052.9 70.-2.64 -67. 54. 11050
10 USD-01G3 106345.6 11076
11 1 USD-01G4 105051.8 70.-4.47 -67. 54. 11050
12 1 USD-01G5 105051.8 70.-4.8 -67. 54. 11050
13 USD-01G6 106345.6 11076
14 1 UST-01G1 102251.3 160.20.85-144. 97. 11022
15 1 UST-01G2 102252.4 160.19.49-144. 97. 11022
16 UST-01G3 101545.6 11027
17 1 UST-01G4 102252.7 160.20.47-144. 97. 11022
18 1 USQ-01G2 106049.7 249. 125.-182. 205. 11060
19 1 USQ-01G3 106049.7 249. 125.-182. 205. 11060
20 1 USQ-01G4 106049.7 249. 125.-182. 205. 11060
21 USQ-01G5 102446.2 11047
22 1 USQ-01G6 106049.7 249. 125.-182. 205. 11060
23 MXT 230 BP-2 104347.3 11059
24 MXT 230 BP-1 1044 46. 11056
25 1 UAS-01G1 102949.9 60. 12.9 -43. 50. 11029
26 1 UAS-01G2 102949.9 60.6.777 -43. 50. 11022
27 UAS-01G3 101647.3 11031
28 1 UAS-01G4 102952.5 80.8.993 -43. 50. 11022
29 L.GONZAGA500 107546.2 -300. 11081
30 ULG-01G1 104846.2 11055
31 ULG-01G2 104846.2 11055
32 1 ULG-01G3 103851.3 235.-15.5-110. 115. 11038
33 1 ULG-01G4 103851.3 235.-15.5-110. 115. 11038
34 ULG-01G5 104846.2 11055
35 ULG-01G6 104846.2 11055
36 XINGO' 500 106353.2 11065
37 1 UXG-01G1 105059.9 500.14.46-220. 173. 11033
38 1 UXG-01G2 105059.9 500.14.46-220. 173. 11033
39 1 UXG-01G3 1050 60. 500.84.31-220. 173. 11050
40 UXG-01G4 103753.2 11039
41 1 UXG-01G5 105060.2 500.15.88-220. 173. 11033
42 1 UXG-01G6 1050 60. 500. 14.6-220. 173. 11033
43 ANGELIM 500 1147 41. -300. 11093
44 ANGELIM 230 105040.8 11037
45 ANGELIM FIC 102938.2 11027
46 ANGELIM 69 102938.3 48.86 9.87 11029
47 ANGELIM 13.8 102938.2 11027
48 AGL-TIPICA 1029 38. .91 0. 11027
49 SALGEMA 230 102244.9 1 990
50 R.LARGO 230 102244.9 11017
51 R.LARGO 69 102941.4 149.8 71.4 75.9 11029
52 R.LARGO 13.8 102941.4 11026
53 TACAIMBO 230 105737.6 11019
54 TACAIMBO 69 100035.8 47.4618.13 11000
55 TAC 13.8KV 102635.8 11023
56 PIRAPAMA 230 103935.6 18.412.555 11036
57 PIRAPAMA 69 1003 33. 105.26.67 20.4 11000
58 RECIFEII 500 116837.8 -100. 11073
59 RCD 230 BP-1 104336.7 11043
60 RCD 230 BP-2 104336.2 11043
61 CS FIC 01 99636.7 1 996
62 1 RCD - CS 01 100036.7 0.12.76-105. 150. 11000
63 CS FIC 02 99636.7 1 996
64 1 RCD - CS 02 100036.7 0.12.76-105. 150. 11000
65 BONGI 230 1038 36. 22.8912.18 11037
66 BONGI 69 100332.4 188.3 53.9 20.4 11000
67 BONGI RL T6 102233.8 11025
68 BONGI-T6 13 100432.4 16.0310.85 11000
69 BONGI RL T7 104534.8 11045
70 1 BONGI-T7-K1 105034.1 0.8.289-1500 30. 8.4 5.32 11050
71 BONJI-T9 100332.4 1 999
72 BONGI 13-T8 99731.8 1.75 .91 1 990
73 BONJI G1-13 1013 36. 11012
74 BONJI G2-13 1013 36. 11012
```

| | | | | | | | | | |
|-----|--------------|----------|--------------|------|------------|------|---------------|------|-------|
| 75 | BONGI G4-13 | 1013 36. | | | | | | | 11012 |
| 76 | MIRUEIRA 230 | 1038 35. | | | | | | | 11029 |
| 77 | MIRUEIRA 69 | 101731.6 | | | 174.365.73 | 40.8 | | | 11014 |
| 78 | MIRUEIRA13-2 | 101731.6 | | | | | | | 11012 |
| 79 | MIRUEIRA 13 | 101731.6 | | | | | | | 11012 |
| 80 | MIRUEIRA13-3 | 101731.6 | | | | | | | 11012 |
| 81 | MIRUEIRA 13 | 101731.6 | | | | | | | 11012 |
| 82 | GOIANINHA230 | 104233.2 | | | | | | | 11012 |
| 83 | GOIANINHA 69 | 100030.5 | | | 69.65 | 14.7 | 21.3 | | 11000 |
| 84 | GNN RL TR-1 | 102330.5 | | | | | | | 11020 |
| 85 | 1 GNN 13-T1 | 106530.5 | 0.17.16-9000 | 20. | | | | | 11065 |
| 86 | GNN 13.8 T2 | 100030.5 | | | | | | | 1 996 |
| 87 | MUSSURE 230 | 102431.5 | | | | | | | 1 981 |
| 88 | MUSSURE 69 | 101428.4 | | | 132.367.48 | 21.3 | | | 11014 |
| 89 | MUSSURE 13-2 | 101428.4 | | | | | | | 11009 |
| 90 | MUSSURE 1-13 | 101428.4 | | | | | | | 11009 |
| 91 | C.GRANDE 230 | 108329.9 | | | | | | | 1 994 |
| 92 | C.GRANDEII69 | 108227.7 | | | 15.33 | 7.91 | 20.4 | | 11029 |
| 93 | C.GRANDE I69 | 107426.7 | | | 15.43.577 | | | | 11009 |
| 94 | B. VISTA 69 | 107527.2 | | | | | | | 11012 |
| 95 | B. VISTA 13 | 108125.9 | | | 6.2655.614 | | | | 11004 |
| 96 | CGD 13.8KVã | 1069 26. | | | 13.445.425 | | | | 11003 |
| 97 | CGD 2 13.8 | 110527.6 | | | | | | | 11026 |
| 98 | 1 CGD 1 13.8 | 105027.3 | 0.-17.9-9999 | 20. | | | | | 11050 |
| 99 | CGU 13.8 KV | 110425.3 | | | 14.214.032 | 4.8 | | | 11033 |
| 100 | BVISTA13.8-2 | 108025.8 | | | 2.0721.778 | | | | 11004 |
| 101 | C.GRANDE 138 | 110225.3 | | | | | | | 11034 |
| 102 | CGD FIC 2 | 110527.6 | | | | | | | 11026 |
| 103 | CGD FIC 1 | 109327.3 | | | | | | | 11032 |
| 104 | CGD RL 1 | 107827.3 | | | | | | | 11038 |
| 105 | NATAL 230 | 100022.1 | | | | | | | 1 970 |
| 106 | 1 NATAL 69 | 101420.2 | 0. | 0. | 0. | 40. | 105150.538.57 | 42.6 | 11014 |
| 107 | S.CRUIZ 138 | 107320.6 | | | | | | | 11008 |
| 108 | S.CRUIZ 69 | 100019.1 | | | 9.14.277 | | | | 11000 |
| 109 | STD-TIPICA | 99118.1 | | | 1.4 | .7 | | | 1 984 |
| 110 | C.NOVOS 138 | 104916.6 | | | | | | | 1 998 |
| 111 | C.NOVOS 69 | 100111.8 | | | 13.372.037 | | | | 11000 |
| 112 | C.NOVOS 13 | 105212.5 | | | | | 7.2 | | 1 980 |
| 113 | CRD-TIPICA | 101210.8 | | | 4.2 | 3.5 | | | 11000 |
| 114 | CRD FIC. | 105112.5 | | | | | | | 1 980 |
| 115 | RIBEIRAO 230 | 104537.4 | | | | | | | 11039 |
| 116 | RIBEIRAO 69 | 100235.2 | | | 31.29 | 7.14 | | | 11000 |
| 117 | PENEDO 230KV | 102943.6 | | | | | | | 11021 |
| 118 | PENEDO 69KV | 100042.3 | | | 17.5 | 1.54 | | | 11000 |
| 119 | MESSIAS 500 | 109446.6 | | | | | -150. | | 11021 |
| 120 | MESSIAS 230 | 102245.2 | | | | | | | 11022 |
| 121 | B.NOME 230 | 102632.8 | | | | | | | 11039 |
| 122 | B.NOME 138 | 100031.5 | | | 19.6 | -.7 | | | 11000 |
| 123 | B.NOME 69 | 100030.1 | | | 25.273.017 | | | | 11000 |
| 124 | BNO-TIPICA | 99528.9 | | | 1.7572.401 | | | | 1 983 |
| 125 | MLG 13.8 T3 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 126 | 1 CE-MLG | 93726.9 | 0.-161.-9999 | 100. | 127 | | | | 11027 |
| 127 | MILAGRES 230 | 102326.9 | | | | | | -10. | 11040 |
| 128 | MLG-RL-T3 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 129 | MILAGRES 69 | 102025.4 | | | 33.6 | 1.4 | 21.3 | | 11014 |
| 130 | MLG-RL-T4 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 131 | MLG 13.8-T4 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 132 | MLG-TIPICA | 101523.4 | | | 7. | 3.64 | | | 11014 |
| 133 | MILAGRES 13 | 102823.5 | | | | | | | 11016 |
| 134 | MLG-FIC-T3 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 135 | MLG-FIC-T4 | 102125.3 | | | | | | | 11018 |
| 136 | BANABUIU 230 | 103817.6 | | | | | | -10. | 11038 |
| 137 | LIBRA 13.8 | 102516.2 | | | 8.124.564 | | | | 11018 |
| 138 | BANABUIU 69 | 103015.9 | | | 16.171.337 | | | | 11029 |
| 139 | BNB 13.8 RS | 103015.6 | | | | | | | 11032 |
| 140 | BNB-TIPICA | 99815.6 | | | .42 | 0. | | | 11000 |
| 141 | RUSSAS 230 | 106412.8 | | | | | | | 11008 |
| 142 | RUSSAS 69 | 1027 7.4 | | | 23.1 | 1.47 | | | 11029 |
| 143 | MOSSORO 230 | 107810.5 | | | | | | | 1 994 |
| 144 | MOSSORO 69 | 10148.58 | | | 54.4611.06 | | | | 11014 |
| 145 | MOSSORO 13-1 | 10468.58 | | | | | 10.8 | | 11047 |
| 146 | MOSSORO 13-2 | 10148.58 | | | | | | | 11014 |
| 147 | 1 CE-FTZ | 98012.2 | 0.-131.-9999 | 200. | 148 | | | | 11026 |
| 148 | FORTALEZA230 | 100012.2 | | | | | | -20. | 11020 |
| 149 | FORTALEZA 69 | 10267.63 | | | 275.8 | 80.5 | 81.6 | | 11029 |
| 150 | FTZ-RL13-T3 | 10297.63 | | | | | | | 11029 |
| 151 | FTZ1-13.8-T3 | 10427.63 | | | | | 3.6 | | 11042 |
| 152 | FTZ-RL13-T4 | 10297.63 | | | | | | | 11029 |
| 153 | FTZ2-13.8-T4 | 10427.63 | | | | | 3.6 | | 11042 |
| 154 | ACU II 230 | 109110.4 | | | | | | | 1 990 |
| 155 | ACU II 69 | 10437.34 | | | 32.13-3.21 | | | | 11043 |
| 156 | ACU 13.8 T-5 | 10437.34 | | | | | | | 11040 |
| 157 | ACU 13.8 T-4 | 10547.34 | | | | | 6. | | 11051 |
| 158 | ACU II 138 | 101812.4 | | | | | | | 11014 |
| 159 | D.GOUVEIA230 | 100211.9 | | | | | | | 11019 |
| 160 | D.GOUVEIA 69 | 10277.89 | | | 154.51.03 | 88.2 | | | 11029 |
| 161 | S.MATOS 138 | 103714.7 | | | | | | | 11005 |
| 162 | S.MATOS 69 | 103712.2 | | | 1.68 | .98 | | | 1 992 |
| 163 | S.MATOS 13 | 1045 13. | | | 1.05 | .21 | 1.8 | | 11004 |
| 164 | SOBRAL 230 | 109513.7 | | | | | | -10. | 11017 |
| 165 | SBD FIC T1 | 107112.6 | | | | | | | 11059 |
| 166 | SBD 69 BP-1 | 103912.9 | | | 11.22.926 | 48.6 | | | 11029 |
| 167 | SBD FIC T2 | 10348.07 | | | | | | | 11031 |
| 168 | SBD 13.8-T1 | 107112.6 | | | | | | | 11059 |
| 169 | SBD 69 BP-2 | 1030 10. | | | 55.3 | 9.38 | 13.6 | | 11029 |
| 170 | SBD 13.8-T2 | 10348.07 | | | | | | | 11031 |
| 171 | PIRIPIRI 230 | 108321.2 | | | | | | | 1 968 |
| 172 | PRI 69 - T2 | 104219.6 | | | 16.736.314 | | | | 11043 |
| 173 | PRI RL 13-T1 | 104719.5 | | | | | | | 11047 |
| 174 | PRI 13.83-T2 | 104219.5 | | | | | | | 11042 |

| | | | | | |
|----------------|--------------|----------------------------|-----------------|-----------------|-------------|
| 175 | PRI 13.8T1/2 | 102518.1 | | 4.2072.597 | 11017 |
| 176 | PRI 13.83-T1 | 105919.5 | | 3.6 | 11059 |
| 177 | PRI FIC - T2 | 104219.5 | | | 11042 |
| 178 | PRI FIC - T1 | 104119.5 | | | 11041 |
| 179 | TERESINA 230 | 106430.2 | | | -10. 1 965 |
| 180 | TERESINA 69 | 101327.5 | | 73.539.13 21.3 | 11014 |
| 181 | TSA FIC -T1 | 101727.6 | | | 11022 |
| 182 | TSA 13.8 T1 | 101326.5 | | 14.63 9.8 7.2 | 11014 |
| 183 | TSA 13.8 T2 | 101325.2 | | 19.5310.57 10.8 | 11014 |
| 184 | TSA FIC -T2 | 101326.8 | | | 11018 |
| 185 | TSA 13.8KV-R | 99930.2 | | | 11000 |
| 186 | B.ESPER. 500 | 1019 44. | | | -309. 11039 |
| 187 | B.ESPER. 230 | 103443.1 | | | 11043 |
| 188 | UBE FIC T5 | 102941.1 | | | 11029 |
| 189 | B.ESPER. 69 | 102941.2 | | 18.13-.693 | 11029 |
| 190 | UBE FIC T6 | 102941.1 | | | 11029 |
| 191 | UBE 13.8 T5 | 102941.1 | | | 11029 |
| 192 | UBE 13.8 T6 | 1027 41. | | 1.6381.309 | 11026 |
| 193 | 1 UBE-01G1 | 1003 48. 49. -15. -30. 30. | | | 11003 |
| 194 | 1 UBE-01G2 | 100348.5 49. -13. -30. 30. | | | 11003 |
| 195 | 1 UBE-01G3 | 100348.9 59.-14.2 -40. 37. | | | 11003 |
| 196 | 1 UBE-01G4 | 100348.9 59.-14.3 -40. 37. | | | 11003 |
| 197 | DER CNETO230 | 109029.7 | | | 1 991 |
| 198 | C.NETO 230 | 110129.1 | | | 11005 |
| 199 | C.NETO 69 | 102427.6 | | 11.83-10.6 | 11000 |
| 200 | DISJ PRO 230 | 110829.5 | | | 11007 |
| 201 | S.J.PIAUI500 | 106744.6 | | | -205. 11068 |
| 202 | S.J.PIAUI230 | 103544.3 | | | 11036 |
| 203 | S.J.PIAUI69 | 103343.8 | | 9.82.023 | 11033 |
| 204 | COREMAS 230 | 100224.2 | | | 11002 |
| 205 | COREMAS 69 | 101221.1 | | 43.7516.52 | 11014 |
| 206 | COREMAS 13 | 101221.1 | | | 11012 |
| 207 | ICO 230 KV | 103522.1 | | | 11039 |
| 208 | ICO 69 KV | 100220.9 | | 16.1 1.12 | 11000 |
| 209 | PICOS 230 | 105243.1 | | | 11050 |
| 210 | PICOS 69KV | 99940.5 | | 11.2 1.68 | 11000 |
| 211 | USD-G1 138KV | 101148.1 | | | 11019 |
| 212 | USD-G2 138KV | 101147.7 | | | 11016 |
| 213 | P.AFONSO 138 | 101247.3 | | | 11021 |
| 214 | SOBRAD. 500 | 108045.5 | | | -450. 11067 |
| 9999 | | | | | |
| DLIN IMPR FILE | | | | | |
| 2 | 1 1 | 2.671 | 1.025 | | |
| 2 | 18 1 | 2.6711 | 1.025 | | |
| 2 | 19 1 | 2.6711 | 1.025 | | |
| 2 | 20 1 | 2.6711 | 1.025 | | |
| 2 | 21 1 | 2.6711 | 1.025 | | |
| 2 | 22 1 | 2.6711 | 1.025 | | |
| 2 | 29 1 | .04 .47 46.42 | | | |
| 2 | 36 1 | .05 .68 67.4 | | | |
| 2 | 43 1 T | .22 2.79284.68 | | | |
| 3 | 2 1 | 1.414 | .981 | 600 600 | |
| 3 | 10 1 | 19.911 | .98 | | |
| 3 | 12 1 | 15.776 | .98 | | |
| 3 | 13 1 | 15.518 | .98 | | |
| 3 | 14 1 | 5.957 | 1.027 | | |
| 3 | 16 1 | 5.943 | 1.027 | | |
| 3 | 24 1 | .11 .58 1.011 | | | |
| 3 | 44 1 T | 3.98 21.85 36.78 | | | |
| 3 | 44 2 T | 3.97 20.88 38.52 | | | |
| 3 | 121 1 T | 3.09 16.25 29.42 | | | |
| 3 | 121 2 T | 3.1 16.56 28.94 | | | |
| 3 | 127 1 T | 1.93 12.58 91.6 | | | |
| 3 | 211 1 | 6.24 | 1.025 | | |
| 3 | 212 1 | 5.33 | 1.025 | | |
| 3 | 213 1 | 4.35 | 1.025 | | |
| 4 | 2 1 | 1.414 | .981 | | |
| 4 | 5 1 | 21.185 | .98 | | |
| 4 | 6 1 | 21.333 | .98 | | |
| 4 | 7 1 | 20.854 | .98 | | |
| 4 | 15 1 | 6.028 | 1.027 | | |
| 4 | 17 1 | 6.005 | 1.027 | | |
| 4 | 23 1 | .11 .58 1.011 | | | |
| 4 | 44 1 T | 3.97 20.88 38.5 | | | |
| 4 | 44 2 T | 2. 16.25 49.46 | | | |
| 4 | 121 1 T | 3.09 16.57 28.84 | | | |
| 23 | 27 1 | 11.79 | 1.027 | | |
| 23 | 28 1 | 11.75 | 1.027 | | |
| 24 | 25 1 | 11.79 | 1.027 | | |
| 24 | 26 1 | 11.75 | 1.027 | | |
| 29 | 30 1 | 4.11 | 1.025 | | |
| 29 | 31 1 | 4.111 | 1.025 | | |
| 29 | 32 1 | 4.11 | 1.025 | | |
| 29 | 33 1 | 4.11 | 1.025 | | |
| 29 | 34 1 | 4.11 | 1.025 | | |
| 29 | 35 1 | 4.11 | 1.025 | | |
| 29 | 43 1 T | .31 3.1326.72 | | | |
| 29 | 214 1 T | .27 3.64372.48 | | | |
| 29 | 214 2 | .29 3.99411.44 | | | |
| 36 | 37 1 | 2.504 | 1.025 | | |
| 36 | 38 1 | 2.504 | 1.025 | | |
| 36 | 39 1 | 2.574 | 1.025 | | |
| 36 | 40 1 | 2.549 | 1.025 | | |
| 36 | 41 1 | 2.585 | 1.025 | | |
| 36 | 42 1 | 2.512 | 1.025 | | |
| 36 | 119 1 | .21 2.78279.86 | | | |
| 43 | 58 1 | .22 2.13 220.7 | | | |
| 43 | 58 2 | .17 2.15218.68 | | | |
| 44 | 45 1 | 13.56 | 1.011 .8241.118 | -46 | 32 |
| 44 | 46 1 | 65.57 | 1.011 .8841.086 | -46 33 | 4032 |

| | | | | | | | | |
|----|---------|------|-------------|-------|-----------|-----|-----|-------|
| 44 | 46 2 | | 65.03 | 1.011 | .8841.086 | -46 | 33 | 4032 |
| 44 | 53 1 | 1.14 | 5.97 10.64 | | | | | |
| 44 | 53 2 | 1.15 | 6.14 10.64 | | | | | |
| 44 | 53 3 | 1.19 | 6.11 11.42 | | | | | |
| 44 | 59 1 | 3.09 | 16.15 29.48 | | | | | |
| 44 | 60 1 | 3.1 | 16.14 29.6 | | | | | |
| 44 | 115 1 | 2.1 | 11.44 18.96 | | | | | |
| 44 | 120 1 | 1.44 | 7.35 13.74 | | | | | |
| 44 | 120 2 | 1.44 | 7.35 13.74 | | | | | |
| 44 | 120 3 | 1.46 | 7.7 13.42 | | | | | |
| 45 | 46 1 | | - .51 | | 1. | | | |
| 45 | 47 1 | | .27. | | 1. | | | |
| 46 | 48 1 | | 135. | | 1. | | | |
| 46 | 48 2 | | 143. | | 1. | | | |
| 49 | 50 1 | .42 | 2.26 3.86 | | | | | |
| 50 | 51 1 | | 12.75 | .9948 | .7851.118 | -51 | | 32 |
| 50 | 51 2 | | 12.84 | .9948 | .7851.118 | -51 | | 32 |
| 50 | 51 3 | | 12.73 | .9948 | .7851.118 | -51 | | 32 |
| 50 | 117 1 | 2.29 | 11.9 21.62 | | | | | |
| 50 | 120 1 | .21 | 1.12 1.94 | | | | | |
| 50 | 120 2 | .21 | 1.09 2.02 | | | | | |
| 50 | 120 3 T | .21 | 1.09 2.02 | | | | | |
| 51 | 52 1 | | 8.491 | | 1. | | | |
| 53 | 54 1 | | 13.5 | 1.044 | .8241.118 | -54 | | 32 |
| 53 | 54 2 | | 12.87 | 1.044 | .8241.118 | -54 | | 32 |
| 53 | 91 1 | 2.26 | 11.85 21.3 | | | | | |
| 53 | 91 2 | 2.25 | 12.04 20.8 | | | | | |
| 54 | 55 1 | | 419. | .975 | | | | |
| 56 | 57 1 | | 12.71 | 1.032 | .8041.118 | -57 | | 32 |
| 56 | 57 2 | | 13.43 | 1.032 | .8041.118 | -57 | | 32 |
| 56 | 57 3 | | 12.89 | 1.032 | .8041.118 | -57 | | 32 |
| 56 | 59 1 T | .53 | 2.71 4.98 | | | | | |
| 56 | 60 1 T | .53 | 2.71 4.98 | | | | | |
| 59 | 58 1 | | 1.404 | .892 | .81.117 | 59 | | 32 |
| 59 | 58 2 | | 1.404 | .892 | .81.117 | 59 | | 32 |
| 59 | 61 1 | | 4.844 | 1.054 | | | | |
| 59 | 63 1 | | 4.844 | 1.054 | | | | |
| 59 | 65 1 | .25 | 1.35 2.24 | | | | | |
| 59 | 65 2 | .25 | 1.29 2.36 | | | | | |
| 59 | 76 1 | .58 | 3.1 5.34 | | | | | |
| 59 | 82 1 | 1.29 | 6.69 12.12 | | | | | |
| 59 | 115 1 T | 1.05 | 5.71 9.42 | | | | | |
| 60 | 58 1 | | 1.404 | .8939 | .81.117 | 60 | | 32 |
| 60 | 65 1 | .25 | 1.29 2.36 | | | | | |
| 60 | 76 1 | .58 | 2.96 5.54 | | | | | |
| 60 | 76 2 | .58 | 3.1 5.34 | | | | | |
| 60 | 82 1 | 1.29 | 6.69 12.12 | | | | | |
| 61 | 62 1 | | 3.333 | | | | | |
| 63 | 64 1 | | 3.333 | | | | | |
| 65 | 66 1 | | 13.2 | 1.022 | .8481.048 | -66 | 100 | 12032 |
| 65 | 66 2 | | 13.2 | 1.022 | .8481.048 | -66 | | 32 |
| 65 | 66 3 | | 14.71 | 1.022 | .8481.048 | -66 | | 32 |
| 65 | 66 4 | | 12.73 | 1.022 | .8481.048 | -66 | | 32 |
| 65 | 67 1 | | 25.425 | .9878 | .8561.056 | -68 | | 32 |
| 65 | 69 1 | | 27.07 | | 1. | | | |
| 65 | 73 1 | | 15.45 | 1.025 | | 80 | | 80 |
| 65 | 74 1 | | 15.45 | 1.025 | | 80 | | 80 |
| 65 | 75 1 | | 15.45 | 1.025 | | 80 | | 80 |
| 66 | 71 1 | | 6.76 | | 1. | 33 | | 40 |
| 66 | 72 1 | | 130.4 | | 1. | | | |
| 66 | 72 2 | | 124.8 | | 1. | | | |
| 67 | 68 1 | | 16.28 | | 1. | | | |
| 69 | 70 1 | | 16.28 | | 1. | | | |
| 76 | 77 1 | | 14.5 | 1.011 | .8481.048 | -77 | | 32 |
| 76 | 77 2 | | 14.41 | 1.011 | .8481.048 | -77 | | 32 |
| 76 | 77 3 | | 14.35 | 1.011 | .8481.048 | -77 | | 32 |
| 76 | 77 4 | | 13.19 | 1.011 | .8481.048 | -77 | | 32 |
| 76 | 82 1 | .79 | 4. 13.2 | | | | | |
| 77 | 78 1 | | 7.05 | | 1. | | | |
| 77 | 79 1 | | 6.99 | | 1. | | | |
| 77 | 80 1 | | 7.3 | | 1. | | | |
| 77 | 81 1 | | 7.53 | | 1. | | | |
| 82 | 83 1 | | 13.15 | 1.056 | .8481.098 | -83 | | 32 |
| 82 | 83 2 | | 13.3 | 1.056 | .8481.098 | -83 | | 32 |
| 82 | 87 1 | .95 | 4.95 8.74 | | | 174 | | 250 |
| 82 | 87 2 | .95 | 4.95 8.74 | | | | | |
| 82 | 91 1 T | 1.81 | 9.7 16.68 | | | 142 | | 254 |
| 83 | 84 1 | | 14.08 | | 1. | | | |
| 83 | 86 1 | | 14.1 | | 1. | | | |
| 84 | 85 1 | | 26.25 | | 1. | | | |
| 87 | 88 1 | | 13.19 | .9896 | .7261.118 | -88 | | 32 |
| 87 | 88 2 | | 12.976 | .9896 | .7261.118 | -88 | | 32 |
| 87 | 88 3 | | 13.03 | .9896 | .7261.118 | -88 | | 32 |
| 88 | 89 1 | | 14.01 | | 1. | | | |
| 88 | 90 1 | | 8.424 | | 1. | | | |
| 91 | 92 1 | | 13.3 | 1. | .8 1. | -92 | 100 | 10032 |
| 91 | 92 2 | | 14.34 | 1. | .8 1. | -92 | 100 | 10032 |
| 91 | 102 1 | | 14.883 | .975 | | | | |
| 91 | 103 1 | | 16.47 | .975 | | | | |
| 91 | 105 1 | 3.85 | 19.28 38.88 | | | | | |
| 91 | 105 2 | 3.84 | 19.28 38.88 | | | | | |
| 92 | 93 1 | 3.09 | 9.92 .16 | | | | | |
| 92 | 94 1 | 1.63 | 6.4 .12 | | | | | |
| 92 | 96 1 | | 82.9 | | 1. | | | |
| 92 | 96 2 | | 82. | | 1. | | | |
| 92 | 96 3 | | 65.9 | | 1. | | | |
| 93 | 94 1 T | 2.21 | 8.68 .18 | | | | | |
| 93 | 99 1 | | 125.2 | .975 | | | | |
| 93 | 99 2 | | 131.2 | .975 | | | | |
| 93 | 99 3 | | 135.4 | .975 | | | | |

| | | | | | | | |
|-----|---------|------------|-------|-----------|------|-----|------|
| 93 | 99 4 | 84. | .975 | | | | |
| 93 | 99 5 | 82.5 | .975 | | | | |
| 94 | 95 1 | 82.9 | .975 | | | | |
| 94 | 95 2 | 83.1 | .975 | | | | |
| 94 | 100 1 | 134. | .975 | | | | |
| 98 | 104 1 | 16.28 | 1. | | | | |
| 101 | 107 1 | 9.5 29.63 | 7.7 | | | | |
| 101 | 107 2 T | 9.5 29.63 | 7.7 | | | | |
| 102 | 97 1 | 7.183 | 1. | | | | |
| 102 | 101 1 | 14.147 | 1. | | | | |
| 103 | 101 1 | 12.69 | 1. | | | | |
| 103 | 104 1 | 8.64 | 1. | | | | |
| 105 | 106 1 | 12.89 | .961 | | | | |
| 105 | 106 2 | 12.78 | .961 | | | | |
| 105 | 106 3 | 13.02 | .961 | | | | |
| 105 | 106 4 | 12.54 | .961 | | | | |
| 107 | 108 1 | 24.2 | 1.06 | .9451.129 | -108 | 45 | 5432 |
| 107 | 110 1 T | 4.47 14.54 | 3.44 | | | | |
| 108 | 109 1 | 127.4 | 1. | | | | |
| 110 | 114 1 | 44.425 | 1.004 | | | | |
| 110 | 161 1 T | 3.13 10.18 | 2.4 | | | | |
| 111 | 113 1 | 126.4 | .975 | | | | |
| 111 | 113 2 | 124.8 | .975 | | | | |
| 111 | 113 3 | 125.2 | .975 | | | | |
| 111 | 114 1 | 7.8755 | .956 | .9 1.1 | 111 | | 32 |
| 114 | 112 1 | .225 | 1. | | | | |
| 115 | 116 1 | 12.59 | 1.033 | .7261.117 | -116 | | 32 |
| 117 | 118 1 | 13.03 | 1.026 | .7261.117 | -118 | | 32 |
| 120 | 119 1 | 1.262 | .9242 | .81.169 | 120 | | 32 |
| 120 | 119 2 | 1.2608 | .9242 | .81.169 | 120 | | 32 |
| 121 | 122 1 | 11.07 | 1.027 | .8521.098 | -122 | | 32 |
| 121 | 123 1 | 34.54 | 1.016 | .9221.122 | -123 | | 32 |
| 121 | 123 2 | 34.63 | 1.016 | .9221.122 | -123 | | 32 |
| 121 | 127 1 | 1.55 8.08 | 14.46 | | | | |
| 121 | 127 2 | 1.55 8.24 | 14.22 | | 201 | 251 | |
| 121 | 127 3 | 1.55 8.24 | 14.2 | | 201 | 251 | |
| 123 | 124 1 | 126.4 | .975 | | | | |
| 126 | 127 1 T | 5. | | | | | |
| 127 | 134 1 | 13.915 | 1.013 | .8781.078 | -129 | | 32 |
| 127 | 135 1 | 13.865 | 1.013 | .8781.078 | -129 | | 32 |
| 127 | 136 1 | 4.04 21.81 | 38.24 | | | | |
| 127 | 136 2 | 4.02 20.36 | 40.52 | | | | |
| 127 | 136 3 | 2.36 10.92 | 79.12 | | | | |
| 127 | 136 4 | 1.68 10.9 | 79.1 | | | | |
| 127 | 204 1 | 2.18 11.68 | 20.24 | | | | |
| 127 | 207 1 T | 1.86 9.32 | 18.26 | | | | |
| 128 | 125 1 | 26.25 | 1. | | | | |
| 129 | 133 1 | 140.4 | .975 | | | | |
| 129 | 133 2 | 79.71 | .975 | | | | |
| 130 | 131 1 | 26.25 | 1. | | | | |
| 132 | 133 1 | 2.37 | .9886 | .9 1.1 | 132 | | 32 |
| 134 | 128 1 | 11.115 | 1. | | | | |
| 134 | 129 1 | -.645 | 1. | | | | |
| 135 | 129 1 | -.635 | 1. | | | | |
| 135 | 130 1 | 11.035 | 1. | | | | |
| 136 | 137 1 | 29.925 | 1. | | | | |
| 136 | 141 1 | 2.01 10.77 | 18.6 | | | | |
| 136 | 148 1 | 3.22 17.29 | 30.4 | | 154 | 237 | |
| 136 | 148 2 | 3.18 15.88 | 31.88 | | 154 | 237 | |
| 136 | 148 3 | 1.92 8.89 | 62.64 | | | | |
| 136 | 148 4 | 1.36 8.87 | 62.64 | | | | |
| 136 | 159 1 | 3.32 16.67 | 33.28 | | | | |
| 136 | 207 1 T | 2.24 11.23 | 22.04 | | | | |
| 138 | 136 1 | 36.61 | .9951 | .9181.122 | 138 | | 32 |
| 138 | 136 2 | 36.84 | .9951 | .9181.122 | 138 | | 32 |
| 138 | 139 1 | 346.5 | 1. | | | | |
| 138 | 139 2 | 260. | 1. | | | | |
| 139 | 140 1 | 2.33 | 1.032 | .9 1.1 | -140 | | 32 |
| 141 | 142 1 | 134.1 | 1.025 | .8731.073 | -142 | | 32 |
| 141 | 142 2 | 134.1 | 1.025 | .8731.073 | -142 | | 32 |
| 141 | 142 3 T | 120.77 | 1.025 | .8731.073 | -142 | | 32 |
| 141 | 143 1 | 1.38 7.36 | 12.72 | | | | |
| 143 | 144 1 | 12.97 | 1.063 | .8241.117 | -144 | | 32 |
| 143 | 144 2 | 12.95 | 1.063 | .8241.117 | -144 | | 32 |
| 143 | 154 1 T | 1.3 6.93 | 12.02 | | | | |
| 144 | 145 1 | 28.57 | 1. | | | | |
| 144 | 146 1 | 28.61 | 1. | | | | |
| 147 | 148 1 | 1.5 | | | | | |
| 148 | 149 1 | 13.27 | .9752 | .8631.117 | -149 | | 32 |
| 148 | 149 2 | 12.905 | .9752 | .8631.117 | -149 | | 32 |
| 148 | 149 3 | 12.98 | .9752 | .8631.117 | -149 | | 32 |
| 148 | 149 4 | 12.97 | .9752 | .8631.117 | -149 | | 32 |
| 148 | 159 1 | .06 .48 | 1.7 | | | | |
| 148 | 164 1 | 3.93 21.24 | 37.1 | | | | |
| 149 | 150 1 | 8.459 | 1. | | | | |
| 149 | 152 1 | 8.457 | 1. | | | | |
| 149 | 160 1 | 1.32 4.81 | .103 | | | | |
| 149 | 160 2 | 1.46 5.34 | .114 | | | | |
| 150 | 151 1 | 33.08 | 1. | | | | |
| 152 | 153 1 | 33.08 | 1. | | | | |
| 154 | 155 1 | 37.333 | 1.061 | .8781.078 | -155 | | 32 |
| 154 | 155 2 | 34.81 | 1.061 | .8781.078 | -155 | | 32 |
| 154 | 158 1 | 11.11 | 1.077 | .85 1.1 | -158 | | 32 |
| 155 | 156 1 | 13.969 | 1. | | | | |
| 155 | 157 1 | 17.03 | 1. | | | | |
| 158 | 161 1 | 4.03 13.09 | 3.1 | | | | |
| 159 | 160 1 | 12.49 | .9901 | .7261.174 | -160 | | 32 |
| 159 | 160 2 | 12.52 | .9901 | .7261.174 | -160 | | 32 |
| 159 | 160 3 | 12.47 | .9901 | .7261.174 | -160 | | 32 |
| 161 | 163 1 | 119.08 | 1. | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|-----|---------|------|--------|-------|-------|-----------|------|-----|-------|--|
| 163 | 162 1 | | 84.08 | | 1. | | | | | |
| 164 | 165 1 | | 19. | | 1.117 | .8241.117 | -166 | | 32 | |
| 164 | 167 1 | | 18.88 | | 1.067 | .8241.117 | -169 | | 32 | |
| 164 | 171 1 | 3.04 | 16.33 | 28.3 | | | | 157 | 252 | |
| 165 | 166 1 | | -6.63 | | 1. | | | | | |
| 165 | 168 1 | | 23.9 | | 1. | | | | | |
| 167 | 169 1 | | -6.59 | | | | | | | |
| 167 | 170 1 | | 24.02 | | 1. | | | | | |
| 171 | 177 1 | | 29.59 | | 1.032 | .8251.088 | -172 | | 32 | |
| 171 | 178 1 | | 32.093 | | 1.032 | .8251.088 | -172 | | 32 | |
| 171 | 179 1 | 2.81 | 15.08 | 26.08 | | | | 164 | 252 | |
| 172 | 175 1 | | 138. | | 1. | | | | | |
| 172 | 175 2 | | 126.6 | | 1. | | | | | |
| 173 | 176 1 | | 33.08 | | 1. | | | | | |
| 177 | 172 1 | | -1.27 | | 1. | | | | | |
| 177 | 174 1 | | 10.78 | | 1. | | | | | |
| 178 | 172 1 | | -1.27 | | 1. | | | | | |
| 178 | 173 1 | | 14.037 | | 1. | | | | | |
| 179 | 180 1 | | 12.93 | | 1.037 | .8251.098 | -180 | 100 | 12032 | |
| 179 | 180 2 | | 13.45 | | 1.037 | .8251.098 | -180 | | 32 | |
| 179 | 181 1 | | 32.4 | | 1.036 | .81.062 | -182 | | 32 | |
| 179 | 184 1 | | 31.43 | | 1.048 | .81.062 | -183 | | 32 | |
| 179 | 185 1 | | 26.75 | | 1.064 | .9 1.1 | -185 | | 32 | |
| 179 | 187 1 T | 3.59 | 19.24 | 33.76 | | | | | | |
| 179 | 187 2 T | 3.61 | 19.2 | 34.12 | | | | | | |
| 179 | 197 1 | .85 | 4.82 | 8.31 | | | | | | |
| 181 | 182 1 | | 14.08 | | 1. | | | | | |
| 184 | 183 1 | | 14.3 | | 1. | | | | | |
| 186 | 201 1 T | .22 | 2.97 | 301.8 | | | | | | |
| 187 | 186 1 | | 3.436 | | 1.013 | .8591.172 | 187 | | 32 | |
| 187 | 188 1 | | 36.92 | | 1.003 | .9221.122 | -189 | | 32 | |
| 187 | 190 1 | | 36.96 | | 1.003 | .9221.122 | -189 | | 32 | |
| 187 | 193 1 | | 18. | | 1. | | | 60 | 60 | |
| 187 | 194 1 | | 20.08 | | 1. | | | | | |
| 187 | 195 1 T | | 17.9 | | 1. | | | | | |
| 187 | 196 1 | | 17.83 | | 1. | | | | | |
| 188 | 189 1 | | -2.13 | | 1. | | | | | |
| 188 | 191 1 | | 15.19 | | 1. | | | | | |
| 190 | 189 1 | | -2.12 | | 1. | | | | | |
| 190 | 192 1 | | 15.15 | | 1. | | | | | |
| 197 | 198 1 | 1.59 | 7.9 | 14.66 | | | | | | |
| 197 | 200 1 | 2.43 | 13.72 | 23.68 | | | | | | |
| 198 | 199 1 | | 22. | | 1.1 | .95 1.1 | -199 | | 32 | |
| 201 | 214 1 T | .2 | 2.68 | 271.3 | | | | | | |
| 202 | 201 1 | | 3.48 | | .963 | | | | | |
| 202 | 203 1 | | 32.599 | | 1. | | | | | |
| 202 | 203 2 | | 12.83 | | 1. | | | | | |
| 202 | 209 1 T | 3.02 | 16.15 | 28.24 | | | | | | |
| 204 | 205 1 | | 12.92 | | .9686 | .7261.117 | -205 | | 32 | |
| 205 | 206 1 | | 28.59 | | | | | | | |
| 207 | 208 1 | | 12.8 | | 1.031 | .7261.117 | -208 | | 32 | |
| 210 | 209 1 | | 44.37 | | .9572 | .92 1.12 | 210 | | 32 | |
| 211 | 8 1 | | 13.48 | | .956 | | | | | |
| 212 | 9 1 | | 14.22 | | .956 | | | | | |
| 213 | 11 1 | | 12.4 | | .956 | | | | | |

9999
DGER IMPR FILE

| | | | |
|-----|------|------|-----|
| 8 | 0. | 70. | 3.8 |
| 9 | 0. | 70. | 3.8 |
| 11 | 51. | 76. | 3.8 |
| 12 | 51. | 76. | 3.8 |
| 14 | 151. | 200. | 3.8 |
| 15 | 151. | 200. | 3.8 |
| 17 | 151. | 200. | 3.8 |
| 18 | 240. | 410. | 3.8 |
| 19 | 240. | 410. | 3.8 |
| 20 | 240. | 410. | 3.8 |
| 22 | 240. | 410. | 3.8 |
| 25 | 51. | 100. | 3.8 |
| 26 | 51. | 100. | 3.8 |
| 28 | 51. | 100. | 3.8 |
| 32 | 151. | 250. | 3.8 |
| 33 | 151. | 250. | 3.8 |
| 37 | 300. | 500. | 3.8 |
| 38 | 300. | 500. | 3.8 |
| 39 | 300. | 500. | 3.8 |
| 41 | 300. | 500. | 3.8 |
| 42 | 300. | 500. | 3.8 |
| 193 | 45. | 49. | 3.8 |
| 194 | 45. | 49. | 3.8 |
| 195 | 53. | 64. | 3.8 |
| 196 | 53. | 64. | 3.8 |

9999
EXLF RCVG QLIM NEWT CREM
RELA RSIS RLIN FILE RARE RTOT
RELA MOCT RMON FILE

(
DCTE IMPR FILE

| | |
|------|-----|
| ACIT | 90 |
| ICIT | 85 |
| VDVN | 0.2 |

9999
DINC IMPR FILE

| | | | |
|-----------|----|----|------|
| AREA 0001 | 1. | 1. | 75.6 |
|-----------|----|----|------|

9999
(
DMET IMPR FILE

| | | | | |
|------|------|---|------|------|
| (tp) | (no) | A | (tp) | (no) |
|------|------|---|------|------|

AREA 0001
9999

DCQV IMPR FILE
(tp) (no) A (tp) (no)
BARR 0149 0.50 1.20
9999
EXQV NEWT RCVG QLIM CREM FILE
EXIC NEWT RCVG QLIM CREM PARM BPSI
FIM

ANEXO II

DADOS DO SISTEMA DE 490 BARRAS

Apresenta-se a seguir os dados correspondentes ao sistema de 490 barras no formato de uso pelo programa Anarede [67].

```
ULOG
4
SIS490.OUT
TITU
Sistema 490 Barras
DBAR
1 2 ITUMBIAR-5MQ 1020-6.69.513-489.-600. 600. 6.49 0. 21000
2 1 S.MESA---3MQ 1020-1.6620.3-314.-600. 600. 11000
3 1 B.GERAL---CS2 1031-14. 0.-8.68 -10. 20. 11 11000
4 1 B.GERAL---CS1 1031-14. 0.-8.68 -10. 20. 12 11000
5 1 B.SUL----1CS 1020-9.9 0.-35. -35. 60. 11000
6 1 BAND10.5-CE1 1020-11. 0.-28.8 -50. 100. 11000
7 1 BAND10.5-CE2 1020-11. 0.-28.8 -50. 100. 11000
8 1 BALTO----CE1 1020-11. 0.-8.93 -22. 33. 11000
9 BGERAL-TR2e2 1053-14. 11000
10 BGERAL-TR1e2 1053-14. 11000
11 BGT2e2-CI20% 1048-14. 11000
12 BGT1e2-CI20% 1048-14. 11000
13 ITUMBIARA500L1106-6.6 160. 50.-111. 11000
14 BAND-FIC-CE1 1051-11. 11000
15 BAND-FIC-CE1 1051-11. 11000
16 BALTO-FICCE1 1057-11. 11000
17 ITUMBIARA345 1088-6.8 11000
18 BANDEIRA-345 1057-11. 11000
19 B.SUL----345 1075-9.9 -60. 11000
20 CORUMBA--345 1101-7.8 11000
21 B.GERAL-34.5 1053-14. 11010
22 BSUL-FIC-230 1069-11. 11000
23 BAND-FIC-T1 1032-13. 11000
24 BAND-FIC-T2A 1026-13. 11000
25 ITUMBIARA230 1044-5.6 11000
26 BANDEIR--230 1059-13. .28 0. 11000
27 B.GERAL--230 1065-12. 11000
28 B.SUL----230 1070-11. 11000
29 B.ALTO---230 1060-11. .54 0. 11000
30 S.MESA--230 1034-2.2 11000
31 R.VERDE--230 1120-1.7 -45. 11000
32 B.SUL---13.8 1069-11. 11000
33 SAMAMBAI-500L1124 -8. -492. 11000
34 SAMAMBAI-345 1077-9.4 11000
35 S.MESA---500L1099-4.4 -422. 11000
36 B.SUL----138 1022-13. .81 0. 30. 11000
37 SAMAMBAI-138 1022-13. 11000
38 R.VERDE--138 1135-3.2 .13 0. 11000
39 S.MESA--138 1043-3.8 11000
40 R.VERDE--FIC 1121-3.3 11000
41 R.VERDE-13.8 1178-3.3 30. 11000
42 BAND-TER-T1 962-13. -50. 11000
43 BDND-TER-T2A 1026-13. 11000
44 B.SUL-138-T7 1068-13. 11000
45 BSUL13.8-C30 1068-13. 11000
46 C.BRAVA--138 1031-4.6 11000
47 TAP-RIOBOIS 1068 -3. 11030
48 TAP-RIOCLARO 1125-3.7 11020
49 BAND-FIC-T3 1026-13. 11022
50 BAND-TER-T3 1026-13. 11022
51 CORUMBA--138 1040-8.7 11000
52 R.VERDE-FIC2 1123-3.3 11041
53 R.VERDE2--13 1123-3.3 11041
54 1 C.BRAVA-GER 10008.15 390.-67.3-300. 153. 11000
55 C.BRAVA-230 10202.89 11000
56 1 EMBORCAC-3MQ 1020-5.8 400.-255.-440. 400. 11000
57 1 JAGUARA--3MQ 1010-4.4 264.-69.4-140. 140. 11000
58 1 N.PONTE--3MQ 1020-4.2 250.-122.-150. 150. 11000
59 1 S.SIMAO--4MQ 10151.39 800.-289.-600. 600. 11000
60 1 T.MARTAS-5MQ 1010-17. 140. -75. -90. 90. 11000
61 1 V.GRANDE-4MQ 1020-.87 330.-42.7-120. 120. 11000
62 AVATINGU-138 993-6.1 1.4 0. 78.8926.67 11000
63 BARBACEN-345 1073-25. 11000
64 BARBACEN-138 1075-27. 146.531.08 11000
65 BARBACE-CAP1 1089-27. 18. 11000
66 BARBACE-CAP2 1089-27. 18. 11000
67 BARREIRO-345 1049-21. 11000
68 BARREIRO-138 1087-24. 345.8 146. 11000
69 1 BARREIRO-SIN 1025-24. 0. -15. -15. 48. 11000
70 1 SOBRAGI-02MQ 1000-24. 45. -20. -20. 20. 11000
71 CPENA---230 1032-12. 13.5.145 11000
72 EMBORCAC-500L1136-7.8 -367. 11000
73 EMBORCAC-138 1097-8.6 2.166 .945 11000
74 MESQ.T3-13.4 1156-20. 100. 11000
75 JAGUARA--500L1136-10. -463. 11000
```

| | | | | | |
|-----|-------------------------|----------|----------------|----------------|-------------|
| 76 | JAGUARA--345 | 1064-9.5 | | | 11000 |
| 77 | SOBRAGI-138 | 1067-27. | 4.788 | .945 | 11000 |
| 78 | JAGUARA-FT-R | 1051-9.5 | | | 11000 |
| 79 | MESQ.T2-13.4 | 1076-20. | | | 11000 |
| 80 | JAGUARA--138 | 1051-9.5 | | | 11000 |
| 81 | JUIZFORA-345 | 1061-28. | | | 11000 |
| 82 | JUIZFORA-138 | 1074-30. | 13. | 0. | 196.9103.2 |
| 83 | JFORA---CAP1 | 1092-30. | | | 18. 11000 |
| 84 | JFORA---CAP2 | 1105-30. | | | 30. 11000 |
| 85 | JFORA---CAP3 | 1121-30. | | | 18. 11000 |
| 86 | LAFAIETE-345 | 1063-24. | | | 11000 |
| 87 | LAFAIETE-138 | 1097-25. | 114.612 | .81 | 11000 |
| 88 | LAFAIET-CAP1 | 1126-25. | | | 18. 11000 |
| 89 | LAFAIET-CAP2 | 1126-25. | | | 18. 11000 |
| 90 | MCLAROS--345 | 1108-23. | | | 11000 |
| 91 | MCLAROS2-138 | 1144-23. | 2. | 0. | 67.49-2.52 |
| 92 | MESQUITA-500L1139-19. | | | | 11000 |
| 93 | MESQUITA-230 | 1109-20. | | | 96.67 2.52 |
| 94 | 1 MESQUITA-1CS | 1000-20. | 0. | -60. -60. 100. | 11000 |
| 95 | VALADARE-FIC | 1080-22. | | | 11000 |
| 96 | VALADARE-138 | 1056-21. | 8. | 0. | 146.517.22 |
| 97 | NEVES---500L1119-18. | | | | -91. 11000 |
| 98 | NEVES---345 | 1052-20. | | | 11000 |
| 99 | NEVES-2-REAT | 1054-20. | | | -100. 11000 |
| 100 | NEVES-2-REAT | 1054-20. | | | -100. 11000 |
| 101 | NEVES---138 | 1086-20. | 2. | 0. | 224.961.95 |
| 102 | 1 NEVES-1--1CS | 1000-20. | 0. | -60. -60. 100. | 11000 |
| 103 | 1 NEVES-2--1CS | 1000-20. | 0. | -60. -60. 100. | 11000 |
| 104 | NEVESFIC-345 | 1054-20. | | | 11000 |
| 105 | NEV-FIC3-138 | 1083-20. | | | 11000 |
| 106 | NEV-FIC2-138 | 1087-20. | | | 11000 |
| 107 | NEV-FIC1-138 | 1087-20. | | | 11000 |
| 108 | NPONTE---500L1136 | -8. | | | 11000 |
| 109 | JF138-T5 | 1101-30. | 86.87-8.61 | | 11000 |
| 110 | JF-FIC | 1073-30. | | | 11000 |
| 111 | JF-FIC | 1073-30. | | | 11000 |
| 112 | PIMENTA--345 | 1089-17. | | | 11000 |
| 113 | PIMENTA--138 | 1117-17. | | | 11000 |
| 114 | JF-FIC | 1101-30. | | | 11000 |
| 115 | SSIMAO---500L1089-1.7 | | | | -182. 11000 |
| 116 | SGONCALO-REA | 1049-16. | | | -100. 11000 |
| 117 | TAQUARIL-345 | 1052-21. | | | 11000 |
| 118 | TAQUARIL-230 | 1019-21. | | | 11000 |
| 119 | TAQUARI-CAP1 | 1107-21. | | | 24. 11000 |
| 120 | TAQUARI-CAP2 | 1162-21. | | | 48. 11000 |
| 121 | TAQUARIL-138 | 1054-23. | 203.7 | 119. | 11000 |
| 122 | SGONCALO-138 | 1049-16. | | | 11000 |
| 123 | 1 SGONCALO-500L1010-16. | | 0.-1840-2000 | 2000 | 1000. 21000 |
| 124 | SGONCALO-FIC | 1049-16. | | | 11000 |
| 125 | TMARIAS--345 | 1079-19. | | | 11000 |
| 126 | TMARIAS--289 | 1070-19. | | | 11000 |
| 127 | TMARIAS--138 | 1085-21. | 89.4915 | .12 | 11000 |
| 128 | NEVES-2--CAP | 1151-20. | | | 123. 11000 |
| 129 | OPRETO2--500L1053-20. | | | | -91. 11000 |
| 130 | OPRETO2--345 | 1046-21. | | | 11000 |
| 131 | OPRETO2--138 | 1061-22. | 98.6143 | .68 | 123. 11000 |
| 132 | OPREFIC1-138 | 1064-22. | | | 11000 |
| 133 | OPREFIC2-138 | 1062-22. | | | 11000 |
| 134 | 1 OPRETO2-CEST | 1000-22. | 0.-52.4 | -60. 100. | 11000 |
| 135 | SGOTARDO-500L1130-14. | | | | 11000 |
| 136 | SGOTARDO-345 | 1041-15. | | | 11000 |
| 137 | UBERLAN1-138 | 1011-8.4 | 39.5616 | .91 | 11000 |
| 138 | SGOTARDO-FIC | 1044-15. | | | 11000 |
| 139 | VALADARE-230 | 1060-19. | 29.6414 | .81 | 11000 |
| 140 | SGOTARD-REA1 | 1044-15. | | | 11000 |
| 141 | VGRANDE--345 | 1057-4.8 | | | 11000 |
| 142 | SGOTARD-REA2 | 1044-15. | | | 11000 |
| 143 | VPALMA---345 | 1093-22. | | | 11000 |
| 144 | VPALMA---138 | 1123-22. | 114.845 | .99 | 16.6 11000 |
| 145 | BARREIR1-TER | 1063-24. | | | 11000 |
| 146 | BARREIR2-TER | 1063-24. | | | 11000 |
| 147 | BARREIR3-TER | 1063-24. | | | 11000 |
| 148 | BARREIR1-FIC | 1063-24. | | | 11000 |
| 149 | BARREIR2-FIC | 1063-24. | | | 11000 |
| 150 | BARREIR3-FIC | 1063-24. | | | 11000 |
| 151 | BARREIR4-FIC | 1065-24. | | | 11000 |
| 152 | MESQUIT1-FIC | 1110-20. | | | 11000 |
| 153 | MESQUIT2-FIC | 1109-20. | | | 11000 |
| 154 | MESQUIT3-FIC | 1106-20. | | | 11000 |
| 155 | VALAD5-2-230 | 1067-20. | 16.1 | 4.9 | 11000 |
| 156 | VESPA2-5-500L1126-18. | | | | 11000 |
| 157 | SLAGO4-1-345 | 1065-20. | | | 11000 |
| 158 | 1 AIMORES-H2MQ | 1000-1.2 | 200.-39.6-210. | 108. | 11000 |
| 159 | AIMORES--230 | 1018-5.6 | | | 11030 |
| 160 | BDESPAC--500L1085-15. | | | | -100. 11000 |
| 161 | 1 C.DOUR11-2MQ | 9803.92 | 30.-11.6 | -16. 16. | 11000 |
| 162 | 1 C.DOUR13-2MQ | 9804.22 | 97.-33.8 | -50. 50. | 11000 |
| 163 | 1 C.DOU13A-1MQ | 9804.29 | 49.-13.2 | -25. 25. | 11000 |
| 164 | 1 C.DOU13N-3MQ | 9504.21 | 228.-80.2-105. | 105. | 11000 |
| 165 | 1 C.DOU13K-2MQ | 9804.81 | 170.-40.1-106. | 106. | 11000 |
| 166 | C.DOURADA138 | 1023-1.1 | | | 11000 |
| 167 | CDOURADA-230 | 1034-.86 | | | 11000 |
| 168 | CDOURADA230A | 1019-1.1 | | | 11000 |
| 169 | CDOURADA-FIC | 1019-1.1 | | | 11000 |
| 170 | CDOURADA--69 | 968 -2. | 7.1 | 3.5 | 11000 |
| 171 | ANHANGUER230 | 1058-13. | | | 11000 |
| 172 | ANHANGUE.138 | 1043-14. | | | 11000 |
| 173 | ANHANGUERA69 | 1029-15. | 13.8 | 9.7 | 1.8 11000 |
| 174 | GOIANIA--230 | 1049-13. | | | 11000 |
| 175 | AEROPORTO138 | 1025-17. | | | 11000 |

| | | | | | | |
|-----|---------------|----------|------|------|------|-------|
| 176 | INHUMAS138IP | 1036-16. | | | | 11000 |
| 177 | XAVANTES-230 | 1039-14. | | | | 11000 |
| 178 | MEIAPONTE138 | 1030-17. | | | | 11000 |
| 179 | XAVANTES 138 | 1035-16. | | | | 11000 |
| 180 | FERROVIAR138 | 1026-17. | | | | 11000 |
| 181 | REAL-----138 | 1040-15. | | | | 11000 |
| 182 | INDEPAND138A | 1040-15. | | | | 11000 |
| 183 | ATLANTICO138 | 1036-15. | | | | 11000 |
| 184 | CAMPINAS 138 | 1020-17. | | | | 11000 |
| 185 | ATLANTIC138B | 1020-17. | | | | 11000 |
| 186 | DAIA 138 | 1004-19. | | | | 11000 |
| 187 | JUNDIAI-138 | 1006-19. | | | | 11000 |
| 188 | ANAPOLIS 138 | 1014-19. | | | | 11000 |
| 189 | CORUMBA 138 | 1007-19. | | | | 11000 |
| 190 | INHUMAS 138 | 1013-19. | 19.9 | 10.1 | 3.6 | 11000 |
| 191 | FIRMINOP.138 | 1030-18. | | | | 11000 |
| 192 | IPORA 138 | 988-22. | | | | 11000 |
| 193 | QUIRINOP.138 | 1049-3.3 | 10.9 | 4.3 | 1.8 | 11000 |
| 194 | RIO VERDE138 | 1134-3.4 | 28.3 | 17.5 | 7.2 | 11000 |
| 195 | CATALAO 138 | 1062-11. | 58.4 | 21.6 | 5.4 | 11000 |
| 196 | QUIRINO138NA | 1141-3.6 | | | | 11000 |
| 197 | GOIA138 | 1023-17. | | | | 11000 |
| 198 | NIQUEL---230 | 1044-7.9 | | | | 11000 |
| 199 | N.TOCANT-230 | 1042-8.2 | | | | 11000 |
| 200 | CODEMIN--230 | 1036-8.7 | | | | 11000 |
| 201 | PLANALTO-230 | 1038-6.9 | | | | 11000 |
| 202 | P. DAS EMAS | 1124-1.8 | 7. | 3. | | 11000 |
| 203 | SAMA----138 | 1031-4.6 | | | | 11000 |
| 204 | PORANGATU138 | 1009-10. | | | | 11000 |
| 205 | PLAN-DF-138 | 985-18. | | | | 11000 |
| 206 | DAIA---138FC | 1036-16. | | | | 11000 |
| 207 | ITIQUIRA138 | 977-19. | | | | 11000 |
| 208 | MARAJOARA138 | 993-15. | | | | 11000 |
| 209 | FACAEMBU-138 | 1004-14. | | | | 11000 |
| 210 | FACAEMBU--13 | 1000-17. | 11.3 | 4.8 | | 11000 |
| 211 | PARANAIBA69 | 1042-8.2 | 34. | 20.3 | 11.4 | 11000 |
| 212 | PLANALTO--69 | 1030-13. | 37.9 | 21. | 13.2 | 11000 |
| 213 | MARAJOARA-34 | 1030-19. | 32.5 | 20.2 | 10.8 | 11000 |
| 214 | ITIQUIRA--34 | 1030-21. | 11.4 | 7.1 | 3.6 | 11000 |
| 215 | G.LESTE--13C | 1020-19. | 26.7 | 16.5 | | 11000 |
| 216 | ATLANTICO13A | 1050-18. | 14.6 | 9. | 5.4 | 11000 |
| 217 | ATLANTICO13B | 1051-17. | 11.7 | 7.3 | 5.4 | 11000 |
| 218 | CAMPINAS-13A | 988-22. | 21.1 | 12.5 | 5.4 | 11000 |
| 219 | CAMPINAS-13B | 992-21. | 23. | 13.6 | 5.4 | 11000 |
| 220 | G.LESTE--13A | 1020-16. | 13. | 8.1 | 5.4 | 11000 |
| 221 | G.LESTE--13B | 1020-15. | 14.4 | 8.9 | 5.4 | 11000 |
| 222 | MEIAPONTE13 | 1015-20. | 16.3 | 8.8 | 5.4 | 11000 |
| 223 | FERROVIAR-13 | 1013-22. | 45.6 | 25.8 | 10.8 | 11000 |
| 224 | AEROPORTO13A | 1017-20. | 17.8 | 7.6 | 5.4 | 11000 |
| 225 | AEROPORTO13B | 1008-25. | 28.7 | 12.2 | 5.4 | 11000 |
| 226 | REAL-----13A | 1042-19. | 17.5 | 11.3 | 5.4 | 11000 |
| 227 | REAL-----13B | 1054-18. | 12.9 | 8.3 | 5.4 | 11000 |
| 228 | BELAVISTA138 | 1025-16. | | | | 11000 |
| 229 | BELAVISTA69 | 1030-18. | 28.4 | 13.8 | 3.6 | 11000 |
| 230 | DAIA13 | 1035-24. | 19.4 | 8.3 | 7.2 | 11000 |
| 231 | JUNDIAI--13 | 1030-21. | 21. | 12.5 | 5.4 | 11000 |
| 232 | ANAPOLIS13 | 1030-22. | 33. | 17.8 | 10.8 | 11000 |
| 233 | CORUMBA69 | 996-21. | 10.5 | 7.4 | 3.6 | 11000 |
| 234 | AG.LINDAS-69 | 1030-12. | 16.1 | 6.9 | | 11000 |
| 235 | INHUMAS69 | 1044-21. | 41. | 14.8 | 10.2 | 11000 |
| 236 | GOIA13 | 1028-20. | 16.8 | 10.4 | 5.4 | 11000 |
| 237 | IPORA69 | 1039-25. | 35.2 | 18.9 | 10.8 | 11000 |
| 238 | PARANAIBA230 | 1038-6.4 | | | | 11000 |
| 239 | BARROALTO69 | 1044-12. | 13.7 | 7.4 | 3.6 | 11000 |
| 240 | N.TOCANT-13 | 1013-11. | 46. | 14. | 10.8 | 11000 |
| 241 | CODEMIN-13 | 1017-12. | 42. | 13.8 | | 11000 |
| 242 | PORANGATU69 | 1030-12. | 22.4 | 12.5 | 7.2 | 11000 |
| 243 | SAMA-----13 | 1030 -7. | 11.5 | 9.4 | 3.6 | 11000 |
| 244 | PLANAL.GO138 | 985-18. | 12.1 | -3.1 | | 11000 |
| 245 | AG.LINDAS230 | 1069-11. | | | | 11000 |
| 246 | ITAPACI230 | 1060-12. | | | | 11000 |
| 247 | ITAPACI69 | 1030-14. | 36.6 | 11.9 | 13.2 | 11000 |
| 248 | PALMEIRAS230 | 1037-16. | | | | 11000 |
| 249 | PALMEIRAS-69 | 1010-19. | 32.1 | 13.7 | 3.6 | 11000 |
| 250 | FIRMINOPOL230 | 1028-17. | | | | 11000 |
| 251 | FIRMINOPOL69 | 1030-19. | 9.2 | 3.9 | 1.8 | 11000 |
| 252 | TAP.TRIND138 | 1023-18. | | | | 11000 |
| 253 | TRINDADE-138 | 1023-18. | | | | 11000 |
| 254 | TRINDADE--13 | 1030-19. | 5.1 | 3.2 | 3.6 | 11000 |
| 255 | MINACU---138 | 1032-4.5 | | | | 11000 |
| 256 | MINACU---13 | 1031-5.5 | 4.8 | 2.2 | | 11030 |
| 257 | RIOBOIS--138 | 1068 -3. | 6.3 | 2.7 | | 11040 |
| 258 | RIOCLARO-138 | 1125-3.7 | 22.1 | 9.4 | 5.4 | 11040 |
| 259 | CACH.ALTA138 | 1042 -4. | 9. | 3.8 | | 11030 |
| 260 | PERDIGAO-138 | 1131-3.5 | 16.9 | 7.2 | | 11030 |
| 261 | GESSYLEVE138 | 1134-3.5 | 3.5 | 1.5 | | 11030 |
| 262 | ACREUNA--138 | 1124-4.5 | 12.3 | 4.5 | | 11010 |
| 263 | STAELENA138 | 1131-3.6 | 10. | 3.7 | | 11010 |
| 264 | INDEPEND.138 | 1014-17. | | | | 11020 |
| 265 | INDEPEND.-13 | 1030-20. | 13.5 | 8.4 | | 11030 |
| 266 | STAGENOV.138 | 1033-16. | | | | 11030 |
| 267 | STAGENOV.-13 | 1040-19. | 14. | 8.7 | | 11040 |
| 268 | CARAJAS--138 | 1038-15. | | | | 11040 |
| 269 | CARAJAS---13 | 1040-17. | 13.8 | 8.5 | | 11040 |
| 270 | PETRO138FIC | 1043-14. | | | | 11000 |
| 271 | ATLANT.FC138 | 1038-15. | | | | 11040 |
| 272 | ATLANTICO13C | 1032-17. | 10.1 | 6.3 | | 11030 |
| 273 | SANTANA--138 | 1014-19. | | | | 11030 |
| 274 | SANTANA---13 | 1030-22. | 14.8 | 9.2 | | 11030 |
| 275 | PIRINEUS230 | 1028-16. | | | | 11000 |

| | | | | | | |
|-----|---------------|---------------|------|------|------|-------|
| 276 | PIRINEUS138 | 1020-18. | | | | 11020 |
| 277 | RIOVERME.138 | 993-15. | | | | 11020 |
| 278 | RIOVERME.-13 | 1020-17. | 10.4 | 6.4 | | 11020 |
| 279 | PAMPLONA-138 | 975-16. | 23. | 9.8 | | 11020 |
| 280 | EST.DALVAL38 | 1000-15. | | | | 11000 |
| 281 | EST.DALVA 13 | 1020-15. | | | | 11020 |
| 282 | S.ANTDESC138 | 1021-13. | | | | 11000 |
| 283 | S.ANTDESC-13 | 1030-14. | 5.5 | 3.4 | | 11030 |
| 284 | TAPPETROB138 | 991-20. | | | | 11040 |
| 285 | PETROBRAS138 | 989-20. | 2.2 | .9 | | 11040 |
| 286 | SENCANEDO138 | 988-20. | 11.7 | 7.2 | | 11030 |
| 287 | BAMINCO--230 | 1060-11. | | | | 11030 |
| 288 | S.CALDAS-138 | 1029-9.4 | | | | 11000 |
| 289 | S.CALDAS--13 | 1030-12. | 21.1 | 12.1 | 3.6 | 11030 |
| 290 | SE AC | 138 1017-14. | | | | 11015 |
| 291 | SE TG | 138 1020-14. | | | | 11015 |
| 292 | SE RB | 138 1019-14. | 2.3 | 1.4 | | 11014 |
| 293 | SE RD | 138 1014-14. | 16. | .8 | | 11013 |
| 294 | E_CN01 | 138 1021-14. | | | | 11003 |
| 295 | E_CN02 | 138 1016-14. | | | | 11014 |
| 296 | SE CN | 138 1021-14. | | | | 11006 |
| 297 | SE CS | 138 1022-13. | | | | 11019 |
| 298 | SE BZ | 138 1021-14. | | | | 11009 |
| 299 | SE NB | 138 1009-15. | | | | 1 997 |
| 300 | SE TN | 138 1017-14. | | | | 11000 |
| 301 | SE GD | 138 1014-14. | | | | 11000 |
| 302 | SE BN | 138 1005-15. | | | | 1 981 |
| 303 | SE BC | 138 1004-16. | | | | 1 976 |
| 304 | E_PRO1 | 138 996-17. | | | | 1 976 |
| 305 | E_TOCT | 138 991-17. | 44. | 18.1 | | 1 970 |
| 306 | SE ST | 138 991-17. | | | | 1 964 |
| 307 | SE CT | 138 995-17. | | | | 1 971 |
| 308 | SE SD | 138 1004-16. | | | | 1 989 |
| 309 | SE BD | 138 1003-16. | | | | 1 979 |
| 310 | SE SO | 138 1022-13. | | | | 11000 |
| 311 | SE MJ | 138 1018-14. | | | | 11018 |
| 312 | SE SM | 138 1012-15. | | | | 1 998 |
| 313 | SE SS | 138 1008-16. | | | | 11018 |
| 314 | SE VA | 69 1032-22. | | | | 11018 |
| 315 | E_PD | 69 1027-22. | | | | 11011 |
| 316 | SE ST | 69 1043-20. | | | | 1 988 |
| 317 | SE PL | 69 1039-20. | | | | 1 973 |
| 318 | SE PD | 69 1014-23. | | | | 1 963 |
| 319 | SE SJ | 69 1014-24. | | | | 11011 |
| 320 | SE 01 | 34.5 1045-15. | | | | 1 979 |
| 321 | SE 02 | 34.5 1047-15. | | | | 1 981 |
| 322 | SE 05 | 34.5 1002-20. | | | | 1 970 |
| 323 | E_GR01 | 34.5 1048-14. | | | | 1 985 |
| 324 | E_GR02 | 34,5 1048-14. | | | | 1 982 |
| 325 | SE GR | 34.5 1048-14. | | | | 1 984 |
| 326 | SE TG | 34.5 1029-15. | | | | 11010 |
| 327 | SE GM | 34,5 1004-18. | | | | 1 958 |
| 328 | SE BN | 34.5 1030-19. | | | | 11023 |
| 329 | SE BC | 34.5 1012-19. | | | | 1 996 |
| 330 | SE 03 | 34.5 1012-20. | | | | 1 986 |
| 331 | SE 04 | 34.5 1020-20. | | | | 11003 |
| 332 | E_0701 | 34,5 1013-21. | | | | 1 960 |
| 333 | E_0702 | 34,5 1002-22. | | | | 1 928 |
| 334 | SE 07 | 34,5 1001-22. | | | | 1 924 |
| 335 | SE 08 | 34.5 1016-21. | | | | 11003 |
| 336 | SE 09 | 34,5 1002-22. | | | | 1 920 |
| 337 | SE 10 | 34,5 994-23. | | | | 1 955 |
| 338 | SE SB | 34,5 1003-21. | | | | 1 982 |
| 339 | E_TO11 | 34,5 1008-20. | | | | 1 996 |
| 340 | E_TO12 | 34,5 1017-20. | | | | 11005 |
| 341 | SE TO | 34.5 1007-20. | 4.8 | 2.3 | | 1 994 |
| 342 | E_TO21 | 34,5 1020-20. | | | | 1 984 |
| 343 | E_TO22 | 34,5 1013-21. | | | | 1 964 |
| 344 | UPA | 34.5 1020-19. | | | | 1 981 |
| 345 | BNFIC01 | 34.5 1029-19. | | | | 1 990 |
| 346 | BNFIC02 | 34.5 1029-19. | | | | 1 990 |
| 347 | BNFIC03 | 34.5 1029-19. | | | | 1 990 |
| 348 | E_09-01 | 34.5 1002-22. | | | | 11000 |
| 349 | E_09-02 | 34.5 1002-22. | | | | 11000 |
| 350 | SE TG | 13.8 978-19. | 35.4 | 19.9 | 18. | 1 978 |
| 351 | SE CN | 13.8 1015-17. | 19.9 | 9.7 | 18. | 11015 |
| 352 | SE CS | 13.8 1000-17. | 23.5 | 14.2 | 21.6 | 11000 |
| 353 | SE AC | 13.8 1013-19. | 14.5 | 9.9 | 3.6 | 11013 |
| 354 | SE GR | 13.8 1045-15. | 8. | 4.4 | 2.4 | 1 978 |
| 355 | SE GM | 13.8 1048-19. | 18.7 | 11.1 | 9.6 | 1 978 |
| 356 | SE BZ | 13.8 979-16. | 8.1 | 5.9 | 6. | 1 971 |
| 357 | SE NB | 13.8 1006-18. | 19.6 | 9.4 | 12. | 1 993 |
| 358 | SE TN | 13.8 1018-18. | 13.2 | 7.4 | 6. | 11000 |
| 359 | SE GD | 13.8 1006-17. | 7.9 | 4.3 | 6. | 11000 |
| 360 | SE SO | 13.8 1022-15. | 7.1 | 4.1 | 6. | 11000 |
| 361 | SE 01 | 13.8 1046-17. | 34.6 | 17.9 | 18. | 1 971 |
| 362 | SE 02 | 13.8 1049-16. | 27. | 11.4 | 12.6 | 1 971 |
| 363 | SE 03 | 13.8 1010-22. | 41.6 | 18.5 | 16.8 | 1 971 |
| 364 | SE 04 | 13.8 1017-21. | 29.3 | 12.7 | 9.6 | 1 978 |
| 365 | SE 05 | 13.8 1003-22. | 14. | 5.6 | 6.6 | 1 971 |
| 366 | SE 07 | 13.8 1041-23. | 7.3 | 4.1 | 2.4 | 1 964 |
| 367 | SE 08 | 13.8 1016-22. | 21.5 | 9.4 | 9.6 | 1 971 |
| 368 | SE 09 | 13.8 1049-23. | 9.4 | 6.5 | 7.2 | 1 947 |
| 369 | SE 10 | 13.8 1040-24. | 13.1 | 9.1 | 9.6 | 1 978 |
| 370 | 0 PARANO--3MQ | 980-16. | 16. | 10. | | 1 980 |
| 371 | SE BN | 13.8 979-20. | 9.7 | 4.5 | 6. | 1 978 |
| 372 | SE BC | 13.8 971-24. | 50.4 | 21.3 | 21.6 | 1 971 |
| 373 | SE SD | 13.8 989-19. | 21. | 9.1 | 12. | 1 989 |
| 374 | SE CT | 13.8 971-19. | 7.9 | 5.9 | 6. | 1 971 |
| 375 | SE SB | 13.8 1046-22. | 7.9 | 5.9 | 4.8 | 11007 |

| | | | | | | | | | | |
|-----|----------------|----------|----------|------|-------|--------|------|-------|---|-------|
| 376 | SE PL | 13.8 | 986-22. | | | 14. | 6.6 | 7.2 | 1 | 986 |
| 377 | SE PD | 13.8 | 1021-25. | | | 6.6 | 3.5 | 2.4 | 1 | 11022 |
| 378 | SE SJ | 13.8 | 1010-27. | | | 9. | 4.8 | 4.8 | 1 | 11011 |
| 379 | SE BD | 13.8 | 979-22. | | | 52.1 | 21.4 | 18. | 1 | 979 |
| 380 | SE VA | 13.8 | 1040-22. | | | 2.7 | 1.2 | 2.4 | 1 | 11022 |
| 381 | SE MJ | 13.8 | 1017-17. | | | 9.5 | 5.5 | 6. | 1 | 11017 |
| 382 | SE SM | 13.8 | 1038-19. | | | 12.3 | 7.3 | 4.8 | 1 | 11022 |
| 383 | SE SS | 13.8 | 996-18. | | | 7.5 | 5.2 | 6. | 1 | 11000 |
| 384 | CELTINS-FCE | 1009-10. | | | | 18. | -6. | | | 11000 |
| 385 | B.PEIXE F | 11324.23 | | | | | | -20. | | 11075 |
| 386 | B.PEIXE | 230 | 11353.86 | | | | | -40. | | 11047 |
| 387 | B.PEIXE | 138 | 10491.79 | | | | | | | 11032 |
| 388 | B.PEIXE | 13 | 11221.92 | | | | | | | 11026 |
| 389 | B.PEIXE FIC | 11221.92 | | | | | | | | 11026 |
| 390 | C.MAGAL. | 230 | 11524.87 | | | | | | | 11068 |
| 391 | C.MAGAL. | 138 | 1123.659 | | | | | | | 11013 |
| 392 | C.MAGAL. | 13 | 1010-2.7 | | | 7.4163 | 5.92 | 1.8 | 1 | 11000 |
| 393 | ITIQUIRA-230 | 107115.8 | | | | | | | | 11008 |
| 394 | RONDON. | 230 | 110810.4 | | | | | -130. | | 11012 |
| 395 | 1 ITIQUIR1-2MQ | 97015.9 | | 50. | -30. | -42. | 30. | | | 11000 |
| 396 | 1 ITIQUIR2-2MQ | 97015.9 | | 80. | -48. | -74. | 47. | | | 11000 |
| 397 | RON-TER-1 | 13 | 11699.16 | | | | | 28.8 | 1 | 992 |
| 398 | RON-TER-2 | 13 | 11699.13 | | | | | 28.8 | 1 | 11000 |
| 399 | RONDON-2-AUX | 11219.13 | | | | | | | | 11000 |
| 400 | RONDON AUX | 11219.16 | | | | | | | | 1 992 |
| 401 | COXIPO CE | 12 | 106518.9 | | | | | | | 11000 |
| 402 | COXIPO | 230 | 106518.9 | | | | | -60. | | 11030 |
| 403 | COXIPO | 138 | 104721.4 | | | 6.82 | 224 | | | 11030 |
| 404 | COX-TER.A | 13 | 109121.5 | | | | | 28.8 | 1 | 11030 |
| 405 | COX-TER.B | 13 | 109121.5 | | | | | 28.8 | 1 | 11073 |
| 406 | COX-TER.C | 13 | 109121.5 | | | | | 28.8 | 1 | 11073 |
| 407 | COXIPO A AUX | 104621.5 | | | | | | | | 11030 |
| 408 | COXIPO B AUX | 104621.5 | | | | | | | | 11029 |
| 409 | COXIPO C AUX | 104621.5 | | | | | | | | 11029 |
| 410 | NOBRES | 230 | 108519.1 | | | | | | | 11025 |
| 411 | N.MUTUM | 230 | 107319.5 | | | | | -20. | | 11005 |
| 412 | N.MUTUM | 69 | 100023.9 | | | | | | | 11006 |
| 413 | N.MUTUM | 13 | 96418.1 | | | 6.736 | 3.26 | | | 11000 |
| 414 | N.MUTUM FIC | 100522.6 | | | | | | | | 11006 |
| 415 | SORRISO | 230 | 106519.1 | | | | | | | 11005 |
| 416 | SORR. ELN | 69 | 109319.1 | | | | | | | 1 997 |
| 417 | SORR. ELN | 13 | 108619.1 | | | | | | | 11002 |
| 418 | SOR.ELN2--13 | 110019.1 | | | | | | | | 11000 |
| 419 | SOR.ELN.FIC2 | 110019.1 | | | | | | | | 11000 |
| 420 | SORR.ELN FIC | 108619.1 | | | | | | | | 11002 |
| 421 | LUCAS RV | 230 | 1071 19. | | | | | | | 11005 |
| 422 | LUCAS RV | 13 | 101116.5 | | | 11.565 | 5.92 | | | 11000 |
| 423 | SINOP | 230 | 104919.2 | | | | | 19.2 | | 11006 |
| 424 | SINOP ELN138 | 103719.2 | | | | | | | | 1 993 |
| 425 | 1 SINOP-CE-230 | 100019.2 | | 0. | -49.3 | -50. | 40. | | | 11000 |
| 426 | MANSO----230 | 1090 19. | | | | | | | | 11020 |
| 427 | EPE | 138 | 103723.2 | | | | | | | 11032 |
| 428 | 1 TCUIABA1-1MQ | 100029.6 | | 300. | -40.6 | -160. | 160. | | | 11055 |
| 430 | 1 TCUIABA3-1MQ | 100029.7 | | 180. | -47. | -93. | 93. | | | 11055 |
| 431 | PETROVIN | 138 | 11204.48 | | | | | | | 11000 |
| 432 | Petrovina | 34 | 10901.47 | | | 6.43 | 0.98 | | | 11000 |
| 433 | ENG PETR | 138 | 11214.51 | | | | | | | 11000 |
| 434 | RONDO CM | 138 | 1122 9.2 | | | | | | | 11047 |
| 435 | RONDON.2 | 13 | 10225.56 | | | 14.174 | 6.33 | | | 11000 |
| 436 | RONDON.3 | 34 | 10156.25 | | | 11.655 | 6.38 | | | 11000 |
| 437 | RONDON.1 | 13 | 10225.93 | | | 14.174 | 6.33 | | | 11000 |
| 438 | RONDO CT | 138 | 11189.05 | | | | | | | 11041 |
| 439 | RONDON CT | 13 | 10165.32 | | | 16.5 | 2.32 | | | 11000 |
| 440 | JACIARA | 138 | 108713.2 | | | | | | | 11032 |
| 441 | JACIARA | 13 | 99510.9 | | | 9.364 | 5.28 | 1.8 | 1 | 11000 |
| 442 | B.GARCAS | 138 | 1023-2.1 | | | | | | | 1 982 |
| 443 | B.GARCAS | 13 | 1004-5.9 | | | 14.246 | 8.92 | 1.8 | 1 | 11000 |
| 444 | N.XAVANT | 138 | 1012 -4. | | | | | | | 1 966 |
| 445 | N.XAVANT. | 13 | 1006-5.6 | 3. | 2. | 6.0162 | 9.12 | | | 11000 |
| 446 | AGUA BOA | 138 | 1006-5.2 | | | | | | | 1 954 |
| 447 | AGUA BOA | 13 | 948-8.7 | | | 6.2 | 9.07 | | | 11000 |
| 448 | CANARANA | 138 | 1002-5.6 | | | | | | | 11000 |
| 449 | CANARANA | 13 | 985-7.5 | | | 4.08 | 2. | | | 11000 |
| 450 | SOZINHO | 138 | 11158.94 | | | | | | | 11000 |
| 451 | SOZINHO | 34 | 1103 7.7 | | | 3.2 | 1.6 | | | 11000 |
| 452 | CUIABA | 138 | 104420.9 | | | | | | | 11026 |
| 453 | CUIABA 1 | 13 | 99717.3 | | | 13.944 | 5.57 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 454 | CUIABA 2 | 13 | 99717.3 | | | 13.944 | 5.57 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 455 | CUIABA 3 | 13 | 99717.3 | | | 13.944 | 5.57 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 456 | CUIABA 4 | 13 | 100517.1 | | | 13.944 | 5.57 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 457 | V.GRANDE | 138 | 1040 22. | | | | | | | 11026 |
| 458 | V.GRANDE1 | 13 | 99118.6 | | | 12.35 | 4.04 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 459 | V.GRANDE2 | 13 | 99318.6 | | | 12.35 | 4.04 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 460 | V.GRANDE3 | 13 | 99218.6 | | | 12.35 | 4.04 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 461 | C.ALTA | 138 | 104120.7 | | | | | | | 11022 |
| 462 | C.ALTA1 | 13 | 99217.6 | | | 12.54 | 0.88 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 463 | C.ALTA2 | 13 | 99417.2 | | | 12.54 | 0.88 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 464 | C.ALTA3 | 13 | 99617.3 | | | 12.54 | 0.88 | 5.4 | 1 | 11000 |
| 465 | CPA | 138 | 104321.7 | | | | | | | 11027 |
| 466 | CPA s1 | 13 | 104616.8 | | | 9.63 | 1.39 | 3.6 | 1 | 11027 |
| 467 | CPA s2 | 13 | 104616.8 | | | 9.63 | 1.39 | 3.6 | 1 | 11000 |
| 468 | ENG CPA | 138 | 104321.7 | | | | | | | 11027 |
| 469 | RODOVIAR | 138 | 104021.3 | | | | | | | 11019 |
| 470 | RODOVIAR | 13 | 998 18. | | | 12.354 | 0.39 | | | 11000 |
| 471 | ENG.RODOV138 | 104221.5 | | | | | | | | 11024 |
| 472 | CASCA 3 | 138 | 101918.8 | | | 7.0563 | 4.16 | | | 11000 |
| 473 | CASCA 2 | 34 | 101620.8 | | | 3.21 | 5.49 | | | 11000 |
| 474 | CASCA 3 | 34 | 101620.8 | | | | | | | 11020 |
| 475 | CASCA3 G | 6.9 | 102020.8 | 4. | 1. | | | | | 11030 |
| 476 | CASCA2 G | 2.4 | 102023.7 | 3.5 | 1.7 | | | | | 11025 |

| | | | | | | | | | |
|------|-----------|-------|-------------|-------|-------|------------|-----|-------|-----------|
| 477 | C. VERDE | 138 | 100817.9 | | | | | | 11001 |
| 478 | C. VERDE | 13 | 100714.9 | | | 11.055.347 | 1.8 | | 11000 |
| 479 | PRIMAVERA | 138 | 99417.3 | | | | | | 1 977 |
| 480 | PRIMAVERA | 13 | 1001 16. | 7. 2. | | 12.035.824 | 1.8 | | 11000 |
| 481 | CRISTO R. | 138 | 103821.9 | | | | | | 11020 |
| 482 | CRISTO R. | 13 | 100218.5 | | | 13.64.448 | 3.6 | | 11000 |
| 483 | COXIPO 1 | 13 | 99617.5 | | | 16.055.232 | 3.6 | | 11000 |
| 484 | COXIPO 2 | 13 | 997 17. | | | 16.055.232 | 3.6 | | 11000 |
| 485 | FCIMENTO | 138 | 103317.1 | | | 2.81.355 | | | 11000 |
| 486 | NOBRES | 138 | 103417.2 | | | | | | 1 997 |
| 487 | NOBRES | 13 | 99214.7 | | | 8.9764.344 | 3.6 | | 11000 |
| 488 | DIAMANTI | 138 | 102716.7 | | | | | | 1 990 |
| 489 | DIAMANTI | 69 | 99615.4 | | | | | | 1 996 |
| 490 | DIAMANTI | 13 | 100010.8 | | | 8.84.259 | 1.8 | | 11000 |
| 9999 | | | | | | | | | |
| DLIN | | | | | | | | | |
| 3 | 11 1 | | 20. | | 1. | | | 20 | 22 |
| 4 | 12 1 | | 20. | | 1. | | | 20 | 22 |
| 6 | 14 1 | | 11.06 | | 1. | | | | |
| 7 | 15 1 | | 11.06 | | 1. | | | | |
| 8 | 16 1 | | 42.45 | | 1. | | | | |
| 9 | 11 1 | | 5.521 | | | | | 20 | 22 |
| 10 | 12 1 | | 5.521 | | | | | 20 | 22 |
| 13 | 1 1 | | .69 | | 1.05 | | | 2400 | 2400 |
| 13 | 17 1 | | 1.716 | | 1.024 | | | 560 | 560 |
| 13 | 17 2 | | 1.716 | | 1.024 | | | 560 | 560 |
| 13 | 17 3 | | 1.666 | | 1.024 | | | 560 | 560 |
| 13 | 72 1 T | .125 | 1.937149.96 | | | | | 12991 | 1299 |
| 13 | 115 1 | .147 | 2.32 196.6 | | | | | 17321 | 1732 |
| 17 | 18 1 | .507 | 5.61 95.6 | | | | | 11951 | 1195 |
| 17 | 18 2 | .507 | 5.61 95.6 | | | | | 11951 | 1195 |
| 17 | 20 1 | .226 | 2.39643.235 | | | | | | |
| 18 | 14 1 | | 2. | | 1. | | | | |
| 18 | 15 1 | | 2. | | 1. | | | | |
| 18 | 23 1 | | 4.197 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 18 | 24 1 | | 4.394 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 18 | 34 1 | .43 | 4.799 82.2 | | | | | 639 | 639 |
| 18 | 34 2 | .43 | 4.799 82.2 | | | | | 639 | 639 |
| 18 | 49 1 | | 4.39 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 19 | 5 1 | | 5.615 | | .988 | | | | |
| 19 | 20 1 | .726 | 7.704138.01 | | | | | | |
| 19 | 22 1 | | 4.5 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 19 | 34 1 | .035 | .433 7.34 | | | | | 639 | 639 |
| 19 | 34 2 | .035 | .433 7.34 | | | | | 639 | 639 |
| 19 | 44 1 | | 8.207 | | 1. | | | 150 | 150 |
| 21 | 9 1 | | .067 | | 1. | | | 30 | 33 |
| 21 | 10 1 | | .067 | | 1. | | | 30 | 33 |
| 25 | 17 1 | | 2.721 | | .955 | .9551.167 | | 25 | 225 22532 |
| 25 | 17 2 | | 2.721 | | .955 | .9551.167 | | 25 | 225 22532 |
| 25 | 17 3 | | 2.721 | | .955 | .9551.167 | | 25 | 225 22532 |
| 25 | 31 1 T | 4.1 | 19.76 36.08 | | | | | 306 | 306 |
| 25 | 31 2 | 1.27 | 13.62 49.47 | | | | | 306 | 306 |
| 25 | 167 1 | .66 | 4.26 7.57 | | | | | 318 | 318 |
| 25 | 238 1 | 1.017 | 4.623 7.95 | | | | | | |
| 26 | 18 1 | | 4.521 | | 1.035 | | | 276 | 276 |
| 26 | 23 1 | | -.867 | | 1.025 | | | 225 | 225 |
| 26 | 24 1 | | -.977 | | 1.025 | | | 225 | 225 |
| 26 | 49 1 | | -.98 | | 1.025 | | | 225 | 225 |
| 27 | 9 1 | | 30.054 | | .99 | | | 30 | 33 |
| 27 | 10 1 | | 30.054 | | .99 | | | 30 | 33 |
| 27 | 21 3 | | 26.896 | | 1.01 | | | 30 | 30 |
| 27 | 21 4 | | 26.896 | | 1.01 | | | 30 | 30 |
| 27 | 21 5 | | 24.914 | | 1.01 | | | 60 | 60 |
| 27 | 28 1 | .19 | 1.26 2.23 | | | | | 318 | 318 |
| 28 | 19 1 | | 3.595 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 28 | 22 1 | | -.857 | | 1. | | | 225 | 225 |
| 28 | 245 1 | .29 | 2.1 3.17 | | | | | 238 | 238 |
| 29 | 16 1 | | 3. | | 1. | | | | |
| 29 | 198 1 | 1.11 | 8.41 14.99 | | | | | 255 | 255 |
| 29 | 239 1 | | 16.094 | | 1.01 | .85 1.05 | | -239 | 50 5032 |
| 29 | 245 1 T | 1.56 | 11.27 16.95 | | | | | 238 | 238 |
| 30 | 35 1 | | 2.625 | | .96 | | | 400 | 400 |
| 30 | 198 1 T | .671 | 7.14 25.61 | | | | | 478 | 478 |
| 31 | 40 1 | | 8.313 | | 1. | | | 100 | 100 |
| 31 | 52 1 | | 8.31 | | 1. | | | 100 | 100 |
| 31 | 167 1 | 3.65 | 16.66 30.33 | | | | | 306 | 306 |
| 31 | 385 1 | 4.85 | 21.45 40.25 | | | | | | |
| 31 | 386 1 | 1.49 | 15.45 55.4 | | | | | 239 | 239 |
| 32 | 22 1 | | 14.57 | | 1. | | | | |
| 33 | 13 1 T | .26 | 4.08 361.6 | | | | | 16652 | 460 |
| 33 | 35 1 T | .221 | 3.394298.03 | | | | | | |
| 33 | 35 2 | .166 | 2.599383.91 | | | | | | |
| 33 | 35 3 | .17 | 2.6383.91 | | | | | 22003 | 600 |
| 33 | 72 1 T | .24 | 3.82 336.9 | | | | | 16652 | 460 |
| 34 | 33 1 | | 1.113 | | .96 | | | 10501 | 1260 |
| 34 | 33 2 | | 1. | | .96 | | | 10501 | 1260 |
| 34 | 33 3 | | 1. | | .96 | | | 10501 | 1260 |
| 35 | 2 1 | | .836 | | 1.05 | | | | |
| 36 | 19 1 | | 7.438 | | .9556 | .9491.148 | | 36 | 150 15032 |
| 36 | 19 2 | | 8.564 | | .9556 | .9491.148 | | 36 | 150 15032 |
| 36 | 19 3 | | 8.704 | | .9556 | .9491.148 | | 36 | 150 15032 |
| 36 | 19 5 | | 8.039 | | .9556 | .9491.148 | | 36 | 150 15032 |
| 36 | 44 1 | | -.41 | | .9565 | .95 1.15 | | 36 | 150 15032 |
| 36 | 209 1 | 2.25 | 6.73 1.72 | | | | | | |
| 37 | 34 1 | | 5.33 | | .9545 | .9 1.1 | | 37 | 225 22532 |
| 37 | 34 2 | | 5.33 | | .9545 | .9 1.1 | | 37 | 225 22532 |
| 38 | 40 1 | | -.483 | | 1.011 | | | 100 | 100 |
| 38 | 48 1 | 8.57 | 21.77 5.43 | | | | | | |
| 38 | 52 1 | | -.48 | | 1.011 | | | 100 | 100 |
| 38 | 194 1 | .6 | 1.53 .39 | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|----|---------|---------------|-------|-----------|-----------|----------|-----|-------|------|
| 39 | 30 1 | 15.68 | 1.01 | .9 | 1.1 | 39 | 50 | 5032 | |
| 39 | 30 2 | 15.68 | 1.01 | .9 | 1.1 | 39 | 50 | 5032 | |
| 39 | 30 3 | 15.679 | 1.01 | .9 | 1.1 | 39 | 50 | 5032 | |
| 39 | 204 1 | 9.8 28.43 | 7.62 | | | | | | |
| 39 | 255 1 | 3.4 9.89 | 2.65 | | | | | | |
| 41 | 40 1 | 15.977 | | 1. | | | | | |
| 42 | 23 1 | 14.649 | | 1. | | | | | |
| 43 | 24 1 | 15.478 | | 1. | | | | | |
| 45 | 44 1 | 13.344 | | 1. | | 75 | 75 | | |
| 46 | 203 1 | 2.78 4.36 | .92 | | | | | | |
| 47 | 38 1 | 8.11 22.3 | 5.32 | | | | | | |
| 47 | 166 1 | 8.69 23.88 | 5.7 | | | | | | |
| 48 | 202 1 | 8.56 21.76 | 5.42 | | | | | | |
| 50 | 49 1 | 15.48 | | 1. | | | | | |
| 51 | 20 1 | 8.7 | .9497 | .9491.148 | | 51 | 150 | 15032 | |
| 53 | 52 1 | 15.98 | | 1. | | | | | |
| 55 | 30 1 | .64 4.6 | 9.04 | | | 257 | 419 | | |
| 55 | 30 2 | .64 4.6 | 9.04 | | | 257 | 419 | | |
| 55 | 54 1 | 2.4 | | 1. | | | | | |
| 62 | 137 1 | 8.15 21.33 | 5.096 | | | 72 | 72 | | |
| 62 | 137 2 | 8.15 21.33 | 5.096 | | | 72 | 72 | | |
| 62 | 166 1 | 6.18 16.2 | 3.875 | | | 125 | 125 | | |
| 62 | 166 2 | 6.19 16.2 | 3.875 | | | 125 | 125 | | |
| 63 | 81 1 | .22 2.3437 | .845 | | | 550 | 574 | | |
| 63 | 86 1 T | .24 2.25 | 35.17 | | | 550 | 574 | | |
| 63 | 112 1 | .65 7.32118 | .01 | | | 699 | 717 | | |
| 64 | 63 1 | 4.34 | | 1. | | 150 | 165 | | |
| 64 | 63 2 | 4.34 | | 1. | | 150 | 165 | | |
| 64 | 65 1 | 7.24 | | 1. | | 50 | 50 | | |
| 64 | 66 1 | 7.2 | | 1. | | 50 | 50 | | |
| 67 | 98 1 | .13 1.25 | 19.98 | | | 6571004 | | | |
| 67 | 112 1 | .647 6.46 | 100.8 | | | 699 | 789 | | |
| 67 | 117 1 | .05 .57 | 8.809 | | | 574 | 574 | | |
| 67 | 148 1 | 8.233 | .957 | | | 150 | 182 | | |
| 67 | 149 2 | 8.233 | .957 | | | 150 | 182 | | |
| 67 | 150 3 | 8.005 | .957 | | | 150 | 182 | | |
| 67 | 151 4 | 7.995 | .957 | | | 150 | 182 | | |
| 68 | 148 1 | -.903 | 1.019 | .951 | 1.15 | 68 | 150 | 18232 | |
| 68 | 149 2 | -.903 | 1.019 | .951 | 1.15 | 68 | 150 | 18232 | |
| 68 | 150 3 | -.875 | 1.019 | .951 | 1.15 | 68 | 150 | 18232 | |
| 68 | 151 4 | -.875 | 1.019 | .951 | 1.15 | 68 | 150 | 18232 | |
| 69 | 151 4 | .01 3.195 | | 1. | | | | | |
| 71 | 139 1 T | 1.3 6.6811 | .546 | | | 159 | 159 | | |
| 71 | 159 1 | 1.2 6. | 11. | | | 303 | 303 | | |
| 72 | 56 1 | 1.02 | | 1.05 | | 12001200 | | | |
| 72 | 73 1 | 4.56 | | 1.025 | | 300 | 348 | | |
| 72 | 73 2 | 4.56 | | 1.025 | | 300 | 348 | | |
| 72 | 108 1 | .082 1.256 | 98.99 | | | 16381638 | | | |
| 72 | 135 1 | .22 3.42 | 274.8 | | | 19491949 | | | |
| 73 | 137 1 | 7.99 20.52 | 4.968 | | | 115 | 126 | | |
| 73 | 195 1 T | 3.62 10.44 | 2.81 | | | 191 | 210 | | |
| 74 | 154 1 | 7.59 | | .97 | | 133 | 133 | | |
| 75 | 76 1 | 3.24 | | 1.075 | | 400 | 482 | | |
| 75 | 76 2 | 3.24 | | 1.075 | | 400 | 482 | | |
| 75 | 76 3 | 3.24 | | 1.075 | | 400 | 482 | | |
| 75 | 108 1 | .1 1.519119 | .67 | | | 16381638 | | | |
| 75 | 115 1 | .28 4.84 | 419.5 | | | 22402240 | | | |
| 75 | 160 1 | .21 3.2 | 263. | | | 16002400 | | | |
| 75 | 160 2 | .21 3.2 | 263. | | | 16002400 | | | |
| 76 | 57 1 | 3.5 | | 1.025 | | 500 | 500 | | |
| 76 | 112 1 | .5 5.6993 | .537 | | | 699 | 717 | | |
| 76 | 112 2 | .5 5.6993 | .537 | | | 699 | 717 | | |
| 76 | 141 1 | .24 2.74 | 45.47 | | | 699 | 717 | | |
| 77 | 70 1 | 13.5 | | 1. | | | | | |
| 78 | 76 1 | 7.48 | | .9877 | .9441.154 | 80 | 150 | 17032 | |
| 78 | 76 2 | 7.48 | | .9877 | .9441.154 | 80 | 150 | 17032 | |
| 78 | 80 1 | 6.3 | | | | 150 | 170 | | |
| 78 | 80 2 | 6.3 | | | | 150 | 170 | | |
| 79 | 153 1 | 7.36 | | .97 | | 133 | 133 | | |
| 81 | 110 1 | 4.74 | | .975 | | 150 | 167 | | |
| 81 | 111 1 | 4.62 | | .975 | | 150 | 167 | | |
| 81 | 114 1 | 4.68 | | .975 | | 150 | 167 | | |
| 82 | 77 1 | 3.747 9.82 | 2.334 | | | 126 | 126 | | |
| 86 | 87 1 | 4.74 | | .975 | | 150 | 170 | | |
| 86 | 87 2 | 4.74 | | .975 | | 150 | 170 | | |
| 86 | 130 1 | .19 1.92 | 29.8 | | | 699 | 789 | | |
| 88 | 87 1 | 14.22 | | 1. | | 50 | 50 | | |
| 89 | 87 1 | 14.22 | | 1. | | 50 | 50 | | |
| 90 | 91 1 | 5.05 | | .9689 | .8251.038 | -91 | 150 | 16532 | |
| 90 | 91 2 | 5.05 | | .9689 | .8251.038 | -91 | 150 | 16532 | |
| 90 | 91 3 | 5.05 | | .9689 | .8251.038 | -91 | 150 | 16532 | |
| 90 | 143 1 T | .4 4.471 | .826 | | | 480 | 480 | | |
| 92 | 152 1 | 2.69 | | 1.025 | | 400 | 400 | | |
| 92 | 153 1 | 2.72 | | 1.025 | | 400 | 400 | | |
| 92 | 154 1 | 2.69 | | 1.025 | | 400 | 400 | | |
| 92 | 156 1 | .138 2.108170 | .93 | | | 24002400 | | | |
| 93 | 139 2 | 1.65 8.7215 | .146 | | | 239 | 239 | | |
| 93 | 152 1 | -.22 | | 1. | | 400 | 400 | | |
| 93 | 153 1 | -.28 | | 1. | | 400 | 400 | | |
| 93 | 154 1 | -.2 | | 1. | | 400 | 400 | | |
| 93 | 155 1 | 1.7 9.2 | 15.5 | | | 303 | 303 | | |
| 94 | 152 1 | 7.63 | | .97 | | 133 | 133 | | |
| 96 | 95 1 | -4.72 | | .9762 | .9 | 1.1 | 96 | 66 | 6632 |
| 96 | 95 2 | -4.72 | | .9762 | .9 | 1.1 | 96 | 66 | 6632 |
| 96 | 95 3 | -4.72 | | .9762 | .9 | 1.1 | 96 | 66 | 6632 |
| 96 | 95 4 | -4.72 | | .9762 | .9 | 1.1 | 96 | 66 | 6632 |
| 97 | 104 1 | 2.58 | | 1.075 | | 400 | 452 | | |
| 97 | 104 2 | 2.58 | | 1.075 | | 400 | 452 | | |
| 97 | 105 1 | 4.95 | | 1.025 | | 300 | 354 | | |
| 97 | 106 1 | 4.95 | | 1.025 | | 300 | 354 | | |

| | | | | | |
|-----|---------|-------------------|-----------------|----------------|----------|
| 97 | 107 1 | 4.86 | 1.025 | | 300 354 |
| 97 | 156 1 | .028 .42434.087 | | | 24002400 |
| 97 | 160 1 | .12 1.83 148. | | | 16002400 |
| 97 | 160 2 | .12 1.83 148. | | | 16002400 |
| 98 | 104 1 | -.36 | 1. | | 400 452 |
| 98 | 104 2 | -.36 | 1. | | 400 452 |
| 98 | 117 1 | .14 1.5825.642 | | | 825 866 |
| 98 | 157 1 | .17 1.43 22.95 | | | 580 580 |
| 99 | 104 1 | 8.39 | 1. | | 133 133 |
| 100 | 104 1 | 8.14 | 1. | | 133 133 |
| 101 | 106 1 | -2.29 | 1. | | 300 354 |
| 102 | 106 1 | 6.9 | 1. | | 133 133 |
| 103 | 107 1 | 7.08 | .975 | | 133 133 |
| 105 | 101 1 | -.21 | 1. | | 300 354 |
| 107 | 101 1 | -.21 | 1. | | 300 354 |
| 108 | 58 1 | 2.9 | 1.075 | | 537 537 |
| 110 | 82 1 | -.26 | 1. | | 150 167 |
| 110 | 83 1 | 9.66 | 1. | | 50 50 |
| 111 | 82 1 | -.2 | 1. | | 150 167 |
| 111 | 84 1 | 9.6 | 1. | | 50 50 |
| 112 | 113 1 | 4.58 | .975 | | 150 186 |
| 112 | 113 2 | 4.58 | .975 | | 150 186 |
| 112 | 117 1 | .59 6.72111.07 | | | 699 826 |
| 114 | 85 1 | 9.63 | 1. | | 50 50 |
| 114 | 109 1 | -.23 | 1. | | 150 167 |
| 115 | 59 1 | .71 | 1.05 | | 17401740 |
| 116 | 124 1 | 3.62 | 1. | | 100 100 |
| 117 | 130 1 T | .13 1.37 21.6 | | | 699 789 |
| 118 | 117 1 | 2.94 | .9616 .9 1.1 | 118 225 27932 | |
| 118 | 117 2 | 2.94 | .9616 .9 1.1 | 118 225 27932 | |
| 118 | 117 3 | 2.94 | .9616 .9 1.1 | 118 225 27932 | |
| 118 | 119 1 | 17.94 | .9616 .9 1.1 | 118 75 7532 | |
| 118 | 120 1 | 18.28 | .9616 .9 1.1 | 118 75 7532 | |
| 121 | 117 1 | 7.38 | 1.046 .9471.158 | 121 225 26132 | |
| 121 | 117 2 | 7.38 | 1.046 .9471.158 | 121 225 26132 | |
| 121 | 131 1 | 2.14 11.3 2.541 | | 149 149 | |
| 121 | 131 2 | 2.14 11.3 2.541 | | 149 149 | |
| 122 | 124 1 | -.36 | 1. | 300 364 | |
| 122 | 124 2 | -.36 | 1. | 300 364 | |
| 123 | 124 1 | 5.04 | .9628 .9 1.1 | 122 300 36432 | |
| 123 | 124 2 | 5.04 | .9628 .9 1.1 | 122 300 36432 | |
| 123 | 129 1 | .112 1.778155.22 | | 19491949 | |
| 123 | 160 1 | .03 .5 40. | | 16002400 | |
| 125 | 136 1 | .48 5.18 87.74 | | 717 717 | |
| 125 | 143 1 | .27 2.9147.305 | | 480 480 | |
| 126 | 60 1 | 2.7 | 1. | 400 400 | |
| 126 | 125 1 | 1.15 | .999 | 429 557 | |
| 127 | 126 1 | 7.6 | 1.012 | 150 195 | |
| 127 | 126 2 | 7.6 | 1.012 | 150 195 | |
| 127 | 144 1 | 8.54 23.51 5.497 | | 72 72 | |
| 128 | 105 1 | 7.08 | .975 | 133 133 | |
| 129 | 130 1 | 2.18 | 1.025 | 400 456 | |
| 129 | 130 2 | 2.18 | 1.025 | 400 456 | |
| 129 | 132 1 | 5.1 | 1. | 300 390 | |
| 129 | 133 1 | 5.13 | 1. | 300 390 | |
| 131 | 132 1 | -.44 | 1. | 300 390 | |
| 131 | 133 1 | -.45 | 1. | 300 390 | |
| 134 | 132 1 | 7.5 | .975 | 100 100 | |
| 135 | 138 1 | 2.66 | 1.1 | 400 428 | |
| 135 | 138 2 | 2.66 | 1.1 | 400 428 | |
| 135 | 160 1 | .09 1.41 114. | | 16002400 | |
| 136 | 138 1 | -.46 | 1. | 400 428 | |
| 136 | 138 2 | -.46 | 1. | 400 428 | |
| 139 | 95 1 | 16.72 | .975 | 66 66 | |
| 139 | 95 2 | 16.72 | .975 | 66 66 | |
| 139 | 95 3 | 16.72 | .975 | 66 66 | |
| 139 | 95 4 | 16.72 | .975 | 66 66 | |
| 140 | 138 1 | 7.43 | 1. | 133 133 | |
| 141 | 61 1 | 2.2 | 1.025 | 450 450 | |
| 142 | 138 1 | 7.33 | 1. | 100 100 | |
| 143 | 144 1 | 4.83 | .9675 .8251.038 | -144 150 15032 | |
| 143 | 144 2 | 4.83 | .9675 .8251.038 | -144 150 15032 | |
| 143 | 144 3 | 4.83 | .9675 .8251.038 | -144 150 15032 | |
| 145 | 148 1 | 13.518 | 1. | | |
| 146 | 149 2 | 13.518 | 1. | | |
| 147 | 150 3 | 12.995 | 1. | | |
| 155 | 139 1 | .31 1.45 2.52 | | 303 303 | |
| 157 | 125 1 | .71 6.11 99.94 | | 580 580 | |
| 159 | 158 1 | 3.87 | 1. | | |
| 166 | 161 1 | 29.3 | 1.004 | | |
| 166 | 162 1 | 9.6 | 1.005 | | |
| 166 | 167 1 | 6.92 | 1. | 120 120 | |
| 166 | 169 1 | -.83 | 1.004 | 100 107 | |
| 166 | 193 1 | 8.52 24.74 6.6 | | 52 75 | |
| 167 | 163 1 | 18.08 | 1.025 | | |
| 167 | 164 1 | 3.62 | 1.05 | | |
| 167 | 165 1 | 5.74 | 1.025 | | |
| 167 | 171 1 | 4.16319.43332.122 | | 227 227 | |
| 167 | 201 1 | 1.82 8.47 13.99 | | 219 219 | |
| 168 | 169 1 | 7.75 | 1. | 100 107 | |
| 170 | 169 1 | 21.53 | .957 | | |
| 171 | 26 1 | .02 | | 239 335 | |
| 171 | 26 2 | .02 | | 239 335 | |
| 171 | 172 1 | 6.54 | 1.003 .8131.004 | -172 100 13032 | |
| 171 | 172 2 | 6.54 | 1.003 .8131.004 | -172 100 10932 | |
| 171 | 173 1 | 33.1 | 1.003 .9 1.1 | -173 50 6032 | |
| 171 | 174 1 | .261 1.235 1.825 | | 219 219 | |
| 171 | 248 1 | 1.732 7.438 13.99 | | 219 255 | |
| 172 | 181 1 | .51 1.86 .64 | | | |
| 172 | 183 1 | .97 2.82 .78 | | | |

| | | | | | | | | | |
|-----|-----|-----|-------|---------|-------|-----------------|--|------|----------------|
| 172 | 228 | 1 | 3.13 | 9.18 | 2.42 | | | | |
| 172 | 268 | 1 | .95 | 4.09 | .98 | | | | |
| 172 | 270 | 1 | .85 | 2.47 | .6 | | | | |
| 174 | 177 | 1 | .576 | 2.708 | 4.48 | | | 219 | 219 |
| 174 | 215 | 1 | | 40.68 | .9619 | .8611.052 | | -215 | 50 6032 |
| 174 | 220 | 1 | | 38.6 | 1.018 | .8611.052 | | -220 | 36 4332 |
| 174 | 221 | 1 | | 26.8 | 1.02 | .85 1.15 | | -221 | 50 6032 |
| 175 | 180 | 1 T | .13 | .7 | .21 | | | | |
| 175 | 224 | 1 | | 31.4 | | 1. | | | 33 40 |
| 175 | 225 | 1 | | 49.55 | | .975 | | | 25 30 |
| 176 | 179 | 1 T | 5.148 | 9.76 | 2.6 | | | | |
| 177 | 26 | 1 | .769 | 3.3 | 6.3 | | | | 219 299 |
| 177 | 26 | 2 | .77 | 3.36 | 6.43 | | | | 219 299 |
| 177 | 179 | 1 | | 4. | | .9947 .8141.068 | | | -179 150 16932 |
| 177 | 179 | 2 | | 3.8 | | .9947 .8141.068 | | | -179 150 20032 |
| 177 | 179 | 3 | | 3.82 | | .9947 .8141.068 | | | -179 150 19532 |
| 177 | 275 | 1 | | 1. 5.17 | 7.41 | | | | |
| 178 | 179 | 1 | .572 | 1.68 | .4 | | | | |
| 178 | 197 | 1 T | .931 | 2.842 | .809 | | | | |
| 178 | 222 | 1 | | 39.28 | | 1. | | | 25 30 |
| 179 | 180 | 1 T | .433 | 2.343 | .682 | | | | 114 114 |
| 179 | 180 | 2 | .433 | 2.343 | .682 | | | | |
| 179 | 252 | 1 | 1.79 | 5.25 | 1.39 | | | | |
| 179 | 266 | 1 | .48 | 1.7 | .56 | | | | |
| 180 | 184 | 1 | .6 | 1.69 | .47 | | | | |
| 180 | 223 | 1 | | 20.44 | | .98 | | | 57 68 |
| 181 | 182 | 1 | .55 | 2.58 | 1.04 | | | | |
| 181 | 226 | 1 | .04 | 43.2 | | .975 | | | 33 39 |
| 181 | 227 | 1 | | 49.5 | | .975 | | | 25 30 |
| 183 | 216 | 1 | | 39.55 | | .975 | | | 33 39 |
| 183 | 217 | 1 | | 41.1 | | .98 | | | |
| 183 | 272 | 1 | | 40. | | .98 | | | |
| 184 | 218 | 1 | | 39.6 | | 1. | | | |
| 184 | 219 | 1 | | 31.1 | | 1. | | | |
| 185 | 184 | 1 | .56 | 1.68 | .45 | | | | |
| 186 | 187 | 1 | .42 | 1.34 | .4 | | | | |
| 186 | 230 | 1 | | 39.4 | | .9656 .85 1.05 | | | -230 32 |
| 187 | 231 | 1 | | 39.2 | | .9642 .9271.072 | | | -231 25 3032 |
| 187 | 231 | 2 | | 40. | | .9642 .85 1.05 | | | -231 32 |
| 188 | 189 | 1 | 3.74 | 10.87 | 2.9 | | | | 75 75 |
| 188 | 232 | 1 | | 19.52 | | .9711 .9 1.1 | | | -232 50 6032 |
| 189 | 233 | 1 | | 27.67 | | 1. | | | 25 30 |
| 190 | 235 | 1 | | 20.4 | | .966 .85 1.05 | | | -235 50 6032 |
| 190 | 235 | 2 | | 20.1 | | .966 .85 1.05 | | | -235 50 6032 |
| 190 | 252 | 1 T | 1.7 | 4.99 | 1.31 | | | | |
| 191 | 190 | 1 | 8.51 | 24.57 | 6.62 | | | | |
| 191 | 192 | 1 | 7.26 | 20.89 | 5.63 | | | | 103 140 |
| 191 | 251 | 1 | | 19.8 | | .9962 .85 1.05 | | | -251 50 6032 |
| 192 | 237 | 1 | | 16.1 | | .9397 .8371.028 | | | -237 50 6032 |
| 193 | 259 | 1 | 5.29 | 15.4 | 4.13 | | | | |
| 194 | 196 | 1 | 7.6 | 22.09 | 5.91 | | | | |
| 197 | 236 | 1 | | 33.4 | | .98 | | | 33 39 |
| 197 | 264 | 1 | 2.36 | 7.27 | 2.09 | | | | |
| 198 | 199 | 1 T | .294 | 1.418 | 2.667 | | | | |
| 198 | 200 | 1 | .85 | 4.113 | 7.738 | | | | |
| 199 | 240 | 1 | | 11. | | 1.025 | | | |
| 200 | 241 | 1 | | 12.95 | | 1. | | | |
| 201 | 171 | 1 | 2.414 | 11.25 | 18.57 | | | | 219 219 |
| 201 | 212 | 1 | | 64.16 | | .9807 .85 1.05 | | | -212 42 5032 |
| 201 | 212 | 2 | | 63.48 | | .9807 .85 1.05 | | | -212 42 5532 |
| 203 | 243 | 1 | | 39. | | .9799 .9 1.1 | | | -243 32 |
| 204 | 242 | 1 | | 35.9 | | .9706 .8611.052 | | | -242 25 3032 |
| 204 | 242 | 2 | | 36.1 | | .9706 .8611.052 | | | -242 25 3032 |
| 204 | 384 | 1 | | .01 | | | | | |
| 205 | 207 | 1 | 4.67 | 8.68 | 2.584 | | | | |
| 205 | 244 | 1 | .99 | 3.19 | .69 | | | | |
| 205 | 306 | 1 | 2.9 | 5.39 | 1.606 | | | | 96 110 |
| 207 | 214 | 1 | | 39.3 | | .9367 .85 1.05 | | | -214 33 3932 |
| 208 | 213 | 1 | | 19.4 | | .9471 .85 1.05 | | | -213 66 7932 |
| 208 | 277 | 1 | .98 | 3.56 | 1.04 | | | | |
| 209 | 210 | 1 | | 40.5 | | .9842 .85 1.05 | | | -210 32 |
| 209 | 280 | 1 | .77 | 2.23 | .6 | | | | |
| 228 | 229 | 1 | | 18.04 | | .9773 .875 1.07 | | | -229 50 6032 |
| 238 | 211 | 1 | | 19.87 | | .989 .85 1.05 | | | -211 50 6332 |
| 238 | 211 | 2 | | 19.87 | | .989 .85 1.05 | | | -211 50 6132 |
| 245 | 234 | 1 | | 20.26 | | 1.031 .85 1.05 | | | -234 50 6532 |
| 245 | 234 | 2 | | 20.26 | | 1.031 .85 1.05 | | | -234 50 6532 |
| 246 | 247 | 1 | | 20. | | 1.031 .85 1.05 | | | -247 50 6332 |
| 246 | 247 | 2 | | 20. | | 1.031 .85 1.05 | | | -247 50 6332 |
| 248 | 249 | 1 | | 20.03 | | 1.005 .85 1.05 | | | -249 50 6732 |
| 248 | 250 | 1 | 1.036 | 4.48 | 8.14 | | | | 219 255 |
| 250 | 191 | 1 | | 4.37 | | .9944 .8121.065 | | | -191 150 18332 |
| 252 | 253 | 1 | 1.72 | 3.27 | .94 | | | | |
| 253 | 254 | 1 | | 37.1 | | .9951 .9 1.1 | | | -254 25 3032 |
| 255 | 203 | 1 | .48 | 1.38 | .38 | | | | |
| 255 | 256 | 1 | | 38.8 | | .9929 .85 1.05 | | | -256 32 |
| 257 | 47 | 1 | | .01 | | | | | |
| 257 | 193 | 1 | 4.68 | 13.68 | 3.65 | | | | |
| 258 | 48 | 1 | | .01 | | | | | |
| 260 | 38 | 1 | 1.38 | 4.02 | 1.07 | | | | |
| 261 | 38 | 1 | 1.46 | 4.26 | 1.14 | | | | |
| 261 | 262 | 1 | 6.22 | 18.07 | 4.84 | | | | |
| 263 | 38 | 1 | 2.81 | 8.17 | 2.19 | | | | |
| 264 | 265 | 1 | | 40. | | .9534 .85 1.05 | | | -265 32 |
| 266 | 206 | 1 | 4.24 | 12.63 | 3.5 | | | | |
| 266 | 267 | 1 | | 40. | | .9615 .85 1.05 | | | -267 32 |
| 268 | 269 | 1 | | 40. | | .9669 .85 1.05 | | | -269 32 |
| 268 | 271 | 1 | .26 | 1.21 | .49 | | | | |
| 273 | 187 | 1 | .77 | 2.25 | .6 | | | | |
| 273 | 188 | 1 | .68 | 2.06 | .44 | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|--------|--------|--------|-------|-------|------|------|-----------|
| 273 | 274 1 | | 40. | .95 | .85 | 1.05 | -274 | 32 |
| 275 | 27 1 | 3. | 15.5 | 22.24 | | | | |
| 275 | 276 1 | | 3. | .9971 | .8141 | .068 | -276 | 225 25032 |
| 276 | 188 1 | .59 | 3.81 | .85 | | | | |
| 276 | 273 1 | .27 | 1.77 | .39 | | | | |
| 277 | 37 1 | 3.57 | 10.4 | 2.79 | | | | |
| 277 | 278 1 | | 40. | .9499 | .85 | 1.05 | -278 | 32 |
| 277 | 279 1 | 3.55 | 11.04 | 3.04 | | | | |
| 280 | 208 1 | 1.36 | 3.96 | 1.06 | | | | |
| 280 | 281 1 | | 40. | .9806 | .85 | 1.05 | -281 | 32 |
| 282 | 37 1 | .85 | 2.49 | .66 | | | | |
| 282 | 283 1 | | 40. | .9783 | .85 | 1.05 | -283 | 32 |
| 284 | 186 1 | 3.95 | 11.46 | 2.77 | | | | |
| 284 | 285 1 | .6 | 1.73 | .42 | | | | |
| 285 | 286 1 | .14 | 1.21 | .1 | | | | |
| 287 | 29 1 | .16 | .67 | 1.17 | | | | |
| 287 | 246 1 | 1.36 | 6.91 | 12.07 | | | | |
| 288 | 51 1 | 2.57 | 7.6 | 1.93 | | | | |
| 288 | 289 1 | | 20. | .9825 | .85 | 1.05 | -289 | 32 |
| 290 | 36 1 | .318 | 1.127 | .288 | | | 160 | 176 |
| 290 | 302 1 | 1.098 | 3.882 | 1.036 | | | 160 | 176 |
| 291 | 36 1 | .437 | 1.545 | .408 | | | 160 | 176 |
| 291 | 36 2 | .437 | 1.545 | .408 | | | 160 | 176 |
| 291 | 292 1 | 2.946 | 7.559 | 1.888 | | | 125 | 138 |
| 291 | 294 1 | 1.338 | 3.432 | .858 | | | 125 | 138 |
| 291 | 300 1 | .839 | 2.151 | .538 | | | 125 | 138 |
| 291 | 326 1 | | 29.9 | .9885 | .8661 | .047 | -326 | 40 4832 |
| 291 | 326 2 | | 29.9 | .9885 | .8661 | .047 | -326 | 40 4832 |
| 294 | 293 1D | 1.169 | 2.996 | .749 | | | 125 | 138 |
| 294 | 296 1 | .02 | .051 | .013 | | | 125 | 138 |
| 295 | 293 1 | 1.169 | 2.996 | .749 | | | 125 | 138 |
| 295 | 296 1D | .02 | .051 | .013 | | | 125 | 138 |
| 296 | 298 1 | 1.057 | 3.738 | .988 | | | 160 | 176 |
| 296 | 310 1 | 1.374 | 4.859 | 1.284 | | | 160 | 176 |
| 297 | 36 1 | .315 | 1.121 | .297 | | | 160 | 176 |
| 297 | 36 2 | .315 | 1.121 | .297 | | | 160 | 176 |
| 298 | 37 1 | 2.43 | 8.598 | 2.273 | | | 160 | 176 |
| 299 | 37 1 | 1.811 | 6.405 | 1.693 | | | 160 | 176 |
| 300 | 295 1 | .499 | 1.281 | .32 | | | 125 | 138 |
| 301 | 36 1 | .627 | 2.218 | .586 | | | 160 | 176 |
| 301 | 302 1 | .789 | 2.791 | .738 | | | 160 | 176 |
| 302 | 36 1 | 1.416 | 5.009 | 1.324 | | | 160 | 176 |
| 302 | 37 1 | 2.592 | 9.171 | 2.424 | | | 160 | 176 |
| 302 | 303 1 | 1.05 | 3.714 | .981 | | | 160 | 176 |
| 302 | 303 2 | 1.05 | 3.714 | .981 | | | 160 | 176 |
| 302 | 304 1 | .979 | 3.464 | .916 | | | 160 | 176 |
| 302 | 307 1 | 1.261 | 4.461 | 1.179 | | | 160 | 176 |
| 302 | 345 1 | | 20.87 | .9592 | .871 | .044 | -328 | 67 7232 |
| 302 | 346 1 | | 21.11 | .9592 | .871 | .044 | -328 | 67 7232 |
| 302 | 347 1 | | 19.85 | .9592 | .871 | .044 | -328 | 67 7232 |
| 303 | 312 1 | 2.712 | 9.594 | 2.536 | | | 160 | 176 |
| 303 | 313 1 | 1.162 | 4.112 | 1.087 | | | 160 | 176 |
| 303 | 329 1 | | 29.87 | 1.021 | .8661 | .047 | -329 | 40 5032 |
| 303 | 329 2 | | 29.87 | 1.021 | .8661 | .047 | -329 | 40 5032 |
| 304 | 306 1 | 1.144 | 2.412 | .636 | | | 125 | 138 |
| 304 | 307 1 | .282 | .997 | .263 | | | 160 | 176 |
| 306 | 316 1 | | 66.67 | .95 | | | 25 | 34 |
| 306 | 316 2 | | 66.67 | .95 | | | 25 | 34 |
| 306 | 316 3 | | 26.7 | .95 | | | 50 | 61 |
| 307 | 305 1 | .352 | 1.246 | .329 | | | 160 | 176 |
| 308 | 302 1 | .599 | 2.118 | .56 | | | 160 | 176 |
| 309 | 299 1 | 1.092 | 3.863 | 1.021 | | | 160 | 176 |
| 309 | 303 1 | .211 | .748 | .198 | | | 160 | 176 |
| 310 | 37 1 | .423 | 1.495 | .395 | | | 160 | 176 |
| 311 | 37 1 | 1.162 | 4.112 | 1.087 | | | 160 | 176 |
| 312 | 37 1 | 2.184 | 7.725 | 2.042 | | | 160 | 176 |
| 313 | 311 1 | 3.135 | 11.09 | 2.931 | | | 160 | 176 |
| 314 | 315 1 | 2.793 | 5.84 | .154 | | | 63 | 70 |
| 314 | 380 1 | | 123. | | 1. | | 6 | 8 |
| 314 | 380 2 | | 123. | | 1. | | 6 | 8 |
| 315 | 318 1 | 15.363 | 32.12 | .847 | | | 63 | 70 |
| 315 | 319 1 | 14.898 | 31.147 | .821 | | | 63 | 70 |
| 316 | 314 1 | 7.449 | 15.573 | .411 | | | 63 | 70 |
| 316 | 317 1 | 7.137 | 12.22 | .208 | | | 55 | 60 |
| 316 | 317 2 | 7.137 | 12.22 | .208 | | | 55 | 60 |
| 320 | 21 1 | 6.949 | 14.574 | .028 | | | 24 | 26 |
| 320 | 21 2 | 6.949 | 14.574 | .028 | | | 24 | 26 |
| 320 | 21 3 | 6.949 | 14.574 | .028 | | | 24 | 26 |
| 320 | 322 1D | 5.846 | 9.343 | .396 | | | 18 | 20 |
| 320 | 361 1 | | 30.65 | | 1. | | 25 | 31 |
| 320 | 361 2 | | 29.05 | | 1. | | 25 | 31 |
| 320 | 361 3 | | 32.25 | | 1. | | 25 | 31 |
| 321 | 21 1 | 8.131 | 9.112 | .352 | | | 24 | 26 |
| 321 | 21 2 | 8.131 | 9.112 | .352 | | | 24 | 26 |
| 321 | 21 3 | 8.131 | 9.112 | .352 | | | 24 | 26 |
| 321 | 322 1D | 4.71 | 7.526 | .319 | | | 18 | 20 |
| 321 | 362 1 | | 32.25 | | 1. | | 25 | 33 |
| 321 | 362 2 | | 32.05 | | 1. | | 25 | 33 |
| 321 | 362 3 | | 29.95 | | 1. | | 25 | 33 |
| 322 | 365 1 | | 30.65 | | 1. | | 25 | 33 |
| 322 | 365 2 | | 28.7 | | 1. | | 25 | 33 |
| 323 | 21 1 | 7.831 | 16.355 | .024 | | | 32 | 35 |
| 323 | 325 1 | .208 | .434 | .001 | | | 32 | 35 |
| 324 | 21 1 | 7.831 | 16.355 | .024 | | | 32 | 35 |
| 324 | 325 1 | .208 | .434 | .001 | | | 32 | 35 |
| 325 | 354 1 | | 30.65 | | 1. | | 25 | 33 |
| 325 | 354 2 | | 30.55 | | 1. | | 25 | 33 |
| 326 | 323 1D | 9.748 | 20.362 | .031 | | | 32 | 35 |
| 326 | 324 1D | 9.748 | 20.362 | .031 | | | 32 | 35 |
| 326 | 327 1 | 34.836 | 72.786 | .107 | | | 32 | 35 |

| | | | | | | | | |
|-----|--------|--------------|------------|--------|--|-----|----|------|
| 326 | 327 2 | 34.83672.786 | .107 | | | | 32 | 35 |
| 326 | 327 3 | 34.83672.786 | .107 | | | | 32 | 35 |
| 327 | 355 1 | 32.15 | | .957 | | | 25 | 33 |
| 327 | 355 2 | 32.45 | | .957 | | | 25 | 33 |
| 328 | 330 1 | 11.66524.367 | .036 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 330 2 | 11.66524.367 | .036 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 330 3 | 11.66524.367 | .036 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 331 1 | 7.03114.687 | .022 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 331 2 | 7.03114.687 | .022 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 331 3 | 7.03114.687 | .022 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 335 1 | 12.70324.039 | .034 | | | | 27 | 30 |
| 328 | 335 2 | 12.70324.039 | .034 | | | | 27 | 30 |
| 328 | 339 1 | 18.79333.204 | .047 | | | | 27 | 30 |
| 328 | 340 1 | 18.79333.204 | .047 | | | | 27 | 30 |
| 328 | 342 1 | 15.02131.377 | .046 | | | | 32 | 35 |
| 328 | 343 1 | 15.02131.377 | .046 | | | | 32 | 35 |
| 329 | 322 1 | 15.9833.388 | .049 | | | | 32 | 35 |
| 329 | 322 2 | 15.9833.388 | .049 | | | | 32 | 35 |
| 329 | 330 1 | 3.889 9.735 | .553 | | | | 20 | 22 |
| 329 | 330 2 | 5.77113.499 | .239 | | | | 24 | 26 |
| 329 | 331 1 | 4.44417.106 | 1.218 | | | | 24 | 26 |
| 330 | 363 1 | 30.2 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 330 | 363 2 | 28.7 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 330 | 363 3 | 30. | | 1. | | | 25 | 33 |
| 331 | 364 1 | 30.15 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 331 | 364 2 | 30. | | 1. | | | 25 | 33 |
| 331 | 364 3 | 30.35 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 332 | 334 1D | 1.245 .941 | .193 | | | | 20 | 22 |
| 332 | 348 1 | 16.93835.391 | .052 | | | | 32 | 35 |
| 333 | 334 1 | 1.245 .941 | .193 | | | | 20 | 22 |
| 333 | 349 1 | 16.93835.391 | .052 | | | | 32 | 35 |
| 334 | 366 1 | 64. | | .957 | | | 13 | 16 |
| 334 | 366 2 | 64. | | .957 | | | 13 | 16 |
| 335 | 21 1D | 1.512 3.771 | .068 | | | | 24 | 26 |
| 335 | 21 2D | 1.512 3.771 | .068 | | | | 24 | 26 |
| 335 | 367 1 | 28.75 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 335 | 367 2 | 30.05 | | 1. | | | 25 | 33 |
| 336 | 348 1 | .319 .668 | .001 | | | | 32 | 35 |
| 336 | 349 1 | .319 .668 | .001 | | | | 32 | 35 |
| 336 | 368 1 | 29.95 | | .957 | | | 25 | 33 |
| 336 | 368 2 | 29.7 | | .957 | | | 25 | 33 |
| 337 | 369 1 | 31. | | .957 | | | 25 | 31 |
| 337 | 369 2 | 30. | | .957 | | | 25 | 31 |
| 338 | 343 1D | 21.90637.509 | .053 | | | | 30 | 30 |
| 338 | 375 1 | 64. | | .957 | | | 13 | 15 |
| 338 | 375 2 | 30.5 | | .957 | | | 25 | 30 |
| 339 | 338 1 | 22.7138.887 | .055 | | | | 27 | 30 |
| 339 | 341 1 | 1.608 2.753 | .004 | | | | 14 | 15 |
| 340 | 338 1 | 22.7138.887 | .055 | | | | 27 | 30 |
| 340 | 341 1D | 1.608 2.753 | .004 | | | | 14 | 15 |
| 342 | 332 1 | 10.249 17.55 | .024 | | | | 27 | 30 |
| 342 | 339 1D | .799 1.669 | .002 | | | | 32 | 35 |
| 343 | 333 1 | 10.249 17.55 | .024 | | | | 27 | 30 |
| 343 | 340 1D | .799 1.669 | .002 | | | | 32 | 35 |
| 344 | 329 1 | 19.9938.585 | 1.351 | | | | 20 | 22 |
| 344 | 329 2 | 19.9938.585 | 1.351 | | | | 20 | 22 |
| 344 | 337 2 | 21.938 45.73 | .068 | | | | 32 | 35 |
| 344 | 348 1D | 3.196 6.677 | .01 | | | | 32 | 35 |
| 344 | 349 1D | 3.196 6.677 | .01 | | | | 32 | 35 |
| 344 | 370 1 | 88.74 | | 1.045 | | | 10 | 10 |
| 344 | 370 2 | 88.51 | | 1.045 | | | 10 | 10 |
| 344 | 370 3 | 87.47 | | 1.045 | | | 10 | 10 |
| 345 | 328 1 | -1.47 | | 1. | | | 67 | 72 |
| 346 | 328 1 | -1.49 | | 1. | | | 67 | 72 |
| 347 | 328 1 | -1.27 | | 1. | | | 67 | 72 |
| 350 | 291 1 | 58.5 | .9713 | .9 1.1 | | 350 | 32 | 4332 |
| 350 | 291 2 | 57.8 | .9713 | .9 1.1 | | 350 | 32 | 4332 |
| 351 | 296 1 | 58.8 | .9716 | .9 1.1 | | 351 | 32 | 4332 |
| 351 | 296 2 | 58.55 | .9716 | .9 1.1 | | 351 | 32 | 4332 |
| 352 | 297 1 | 76.2 | .9629 | .9 1.1 | | 352 | 32 | 4332 |
| 352 | 297 2 | 77. | .9629 | .9 1.1 | | 352 | 32 | 4332 |
| 352 | 297 3 | 77. | .9629 | .9 1.1 | | 352 | 32 | 4332 |
| 353 | 290 1 | 59. | 1.038 | .9 1.1 | | 353 | 32 | 4332 |
| 356 | 298 1 | 59. | .9605 | .9 1.1 | | 356 | 32 | 4332 |
| 357 | 299 1 | 59. | .9904 | .9 1.1 | | 357 | 32 | 4332 |
| 357 | 299 2 | 59. | .9904 | .9 1.1 | | 357 | 32 | 4332 |
| 358 | 300 1 | 59. | 1.011 | .9 1.1 | | 358 | 32 | 4332 |
| 359 | 301 1 | 59. | .983 | .9 1.1 | | 359 | 32 | 4332 |
| 360 | 310 1 | 59. | .9889 | .9 1.1 | | 360 | 32 | 4332 |
| 371 | 345 1 | 14.13 | .9509 | .9 1.1 | | 371 | 33 | 4032 |
| 371 | 346 1 | 14.09 | .9509 | .9 1.1 | | 371 | 33 | 4032 |
| 371 | 347 1D | 13.35 | 1. | | | 371 | 33 | 40 |
| 372 | 303 1 | 57.75 | .9806 | .9 1.1 | | 372 | 32 | 4232 |
| 372 | 303 2 | 59. | .9806 | .9 1.1 | | 372 | 32 | 4232 |
| 373 | 308 1 | 59. | .9795 | .9 1.1 | | 373 | 32 | 4332 |
| 373 | 308 2 | 59. | .9795 | .9 1.1 | | 373 | 32 | 4332 |
| 374 | 307 1 | 58. | .9782 | .9 1.1 | | 374 | 32 | 4332 |
| 376 | 317 1 | 80. | .949 | .9 1.1 | | 376 | 13 | 1532 |
| 376 | 317 2 | 80. | .949 | .9 1.1 | | 376 | 13 | 1532 |
| 376 | 317 3 | 80. | .949 | .9 1.1 | | 376 | 13 | 1532 |
| 377 | 318 1 | 123.6 | 1.014 .941 | 1.15 | | 377 | 6 | 832 |
| 377 | 318 2 | 123.6 | 1.014 .941 | 1.15 | | 377 | 6 | 832 |
| 378 | 319 1 | 124.2 | .9974 | .9 1.1 | | 378 | 6 | 832 |
| 378 | 319 2 | 123. | .9974 | .9 1.1 | | 378 | 6 | 832 |
| 379 | 309 1 | 59. | .9891 | .9 1.1 | | 379 | 32 | 4332 |
| 379 | 309 2 | 59. | .9891 | .9 1.1 | | 379 | 32 | 4332 |
| 379 | 309 3 | 59. | .9891 | .9 1.1 | | 379 | 32 | 4332 |
| 381 | 311 1 | 59. | .9967 | .9 1.1 | | 381 | 32 | 4332 |
| 382 | 312 1 | 58. | 1.041 | .9 1.1 | | 382 | 32 | 4332 |
| 383 | 313 1 | 59. | .985 | .9 1.1 | | 383 | 32 | 4332 |

| | | | | | | | |
|-----|---------|----------------|-------|-------|------|------|---------|
| 386 | 389 1 | 15. | 1.015 | | | 50 | 50 |
| 387 | 389 1 | 1. | .935 | .9 | 1.1 | 387 | 50 5032 |
| 387 | 442 1 | 10.35 25.61 | 6.43 | | | | |
| 388 | 389 1 | 31. | 1. | | | 80 | 80 |
| 390 | 31 1 | 5.3 23.45 | 43.93 | | | 307 | 307 |
| 390 | 394 1 | 3.08 16.97 | 30.99 | | | | |
| 391 | 202 1 | 7.6 19.73 | 4.99 | | | 135 | 135 |
| 391 | 392 1 | 83. | 1.094 | .9061 | .094 | -392 | 12 1232 |
| 391 | 433 1 | 8.73 23.09 | 5.875 | | | | |
| 393 | 395 1 | .207 | 1.03 | | | 68 | 68 |
| 393 | 396 1 | .133 | 1.03 | | | 68 | 68 |
| 394 | 385 1 | 3.76 20.68 | 35.66 | | | | |
| 394 | 386 1 | 1.64 12.46 | 61.5 | | | 240 | 240 |
| 394 | 393 1 | 1.57 7.81 | 14.25 | | | 160 | 160 |
| 394 | 399 1 | 7.95 | 1. | | | 100 | 100 |
| 394 | 400 1 | 8.6 | 1. | | | 80 | 100 |
| 394 | 402 1 | 3.51 17.92 | 32.75 | | | 286 | 286 |
| 394 | 402 2 | 3.51 17.92 | 32.75 | | | 286 | 286 |
| 397 | 400 1 | 14.3 | 1. | | | 30 | 30 |
| 398 | 399 1 | 14.43 | 1. | | | 33 | 33 |
| 401 | 402 1 | 14.3 | 1. | | | | |
| 402 | 407 1 | 8.6 | 1. | | | 80 | 80 |
| 402 | 408 1 | 8.6 | 1. | | | 80 | 80 |
| 402 | 409 1 | 8.6 | 1. | | | 80 | 80 |
| 403 | 407 1 | -.3 | 1. | | | 80 | 80 |
| 403 | 408 1 | -.3 | 1. | | | 80 | 80 |
| 403 | 409 1 | -.3 | 1. | | | 80 | 80 |
| 403 | 440 1 T | 10.43 27.81 | 6.67 | | | | |
| 403 | 457 1 | 1.15 4.64 | 1.19 | | | 132 | 132 |
| 403 | 468 1 | .40651.8107 | .492 | | | 120 | 120 |
| 403 | 483 1 | 43. | 1.042 | .9 | 1.1 | -483 | 25 2532 |
| 403 | 484 1 | 48. | 1.039 | .9 | 1.1 | -484 | 25 2532 |
| 404 | 407 1 | 14.3 | 1. | | | 26 | 26 |
| 405 | 408 1 | 14.3 | 1. | | | 26 | 26 |
| 406 | 409 1 | 14.3 | 1. | | | 26 | 26 |
| 410 | 402 1 T | 1.485 9.527 | 19.15 | | | | |
| 410 | 411 1 | 1.6 9.81 | 18.6 | | | | |
| 411 | 414 1 | 30.5 | 1.036 | .9 | 1.1 | 412 | 30 3032 |
| 411 | 421 1 | 1.23 8.16 | 17. | | | | |
| 413 | 414 1 | 111.8 | 1. | | | | |
| 414 | 412 1 | 9.68 | | | | 30 | 30 |
| 415 | 419 1 | 30.5 | .95 | | | 30 | 30 |
| 415 | 420 1 | 30.5 | 1. | | | 30 | 30 |
| 415 | 421 1 | .91 5.5910.644 | | | | | |
| 415 | 423 1 | 1.15 7.02 | 13.28 | | | | |
| 416 | 419 1 | 9.68 | | | | 30 | 30 |
| 416 | 420 1 | 9.68 | | | | 30 | 30 |
| 417 | 420 1 | 111.8 | 1. | | | 30 | 30 |
| 418 | 419 1 | 111.8 | 1. | | | 30 | 30 |
| 421 | 422 1 | 40.33 | 1.035 | .9 | 1.1 | -422 | 33 3332 |
| 423 | 424 1 | 16. | 1. | | | | |
| 423 | 424 2 | 16. | 1.025 | | | 100 | 100 |
| 423 | 425 1 | 10. | 1. | | | | |
| 426 | 410 1 | .99 6.46 | 12.6 | | | | |
| 427 | 403 1 | .133 1.122 | .669 | | | | |
| 427 | 428 1 | 3.8 | 1. | | | 372 | 372 |
| 427 | 430 1 | 6.5 | 1. | | | 186 | 186 |
| 427 | 457 1 | .36 2.207 | 1.279 | | | | |
| 427 | 465 1 | .527 3.225 | 1.869 | | | | |
| 431 | 432 1 | 100. | | | | | |
| 433 | 431 1 | .5 1.272 | .324 | | | | |
| 433 | 434 1 | 8.73 23.09 | 5.875 | | | | |
| 434 | 399 1 | -.5 | 1. | | | 100 | 100 |
| 434 | 400 1 | -.3 | 1. | | | 100 | 100 |
| 434 | 435 1 | 48. | 1.072 | .9 | 1.1 | -435 | 25 2532 |
| 434 | 436 1 | 46.8 | 1.076 | .9 | 1.1 | -436 | 20 2032 |
| 434 | 437 1 | 43. | 1.075 | .8751 | .075 | -437 | 20 2032 |
| 434 | 438 1 | 1.26 2.6 | .63 | | | | |
| 434 | 440 1 | 6.74 17.9 | 4.72 | | | | |
| 434 | 450 1 | 12.405 23.84 | .43 | | | | |
| 438 | 439 1 | 43. | 1.075 | .8751 | .075 | -439 | 20 2032 |
| 440 | 441 1 | 43.2 | 1.078 | .9 | 1.1 | -441 | 25 2532 |
| 442 | 443 1 | 48. | .9923 | .9 | 1.1 | -443 | 20 2032 |
| 442 | 444 1 | 10.35 25.61 | 6.43 | | | | |
| 444 | 445 1 | 94.1 | .962 | .9 | 1.1 | -445 | 32 |
| 444 | 446 1 | 8.28 20.49 | 5.142 | | | | |
| 446 | 447 1 | 94.1 | 1.028 | .9 | 1.1 | -447 | 12 1232 |
| 446 | 448 1 | 7.6 15.44 | 3.9 | | | | |
| 448 | 449 1 | 82.6 | 1. | | | 10 | 12 |
| 450 | 451 1 | 82.6 | 1. | | | 10 | 12 |
| 452 | 403 1 | .9 2.31 | .58 | | | 69 | 69 |
| 452 | 403 2 | .9 2.31 | .58 | | | 69 | 69 |
| 452 | 453 1 | 44.95 | 1.049 | .9 | 1.1 | -453 | 20 2032 |
| 452 | 454 1 | 44.95 | 1.049 | .9 | 1.1 | -454 | 20 2032 |
| 452 | 455 1 | 44.95 | 1.049 | .9 | 1.1 | -455 | 20 2032 |
| 452 | 456 1 | 48. | 1.041 | .9 | 1.1 | -456 | 25 2532 |
| 452 | 472 1 | 10.5 22.3 | 5.2 | | | 57 | 57 |
| 457 | 458 1 | 48. | 1.054 | .9 | 1.1 | -458 | 20 2032 |
| 457 | 459 1 | 48. | 1.052 | .9 | 1.1 | -459 | 20 2032 |
| 457 | 460 1 | 48. | 1.053 | .9 | 1.1 | -460 | 25 2532 |
| 457 | 461 1 | 2.22 9.05 | 1.18 | | | 80 | 80 |
| 457 | 481 1 | 1.13 2.34 | .57 | | | 80 | 80 |
| 461 | 462 1 | 43.1 | 1.053 | .9 | 1.1 | -462 | 20 2032 |
| 461 | 463 1 | 47.6 | 1.052 | .9 | 1.1 | -463 | 20 2032 |
| 461 | 464 1 | 47.6 | 1.05 | .9 | 1.1 | -464 | 20 2032 |
| 461 | 471 1 T | .93 4.13 | 1.125 | | | 57 | 57 |
| 465 | 466 1 | 95.9 | 1. | | | 20 | 25 |
| 465 | 467 1 | 95.9 | 1. | | | 20 | 25 |
| 465 | 468 1 | .01 | | | | | |
| 469 | 470 1 | 48. | 1.021 | .9 | 1.1 | -470 | 25 2532 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|---|---|-------|-------|-------|----|-----|--|--|------|-----|------|
| 469 | 471 | 1 | T | .58 | 2.38 | .31 | | | | | | 57 | 57 |
| 471 | 468 | 1 | | .21 | .91 | .292 | | | | | | 120 | 120 |
| 472 | 475 | 1 | | | 84. | | 1. | | | | | 8 | 8 |
| 472 | 477 | 1 | | 5.2 | 10.8 | 2.9 | | | | | | | |
| 473 | 476 | 1 | | | 146.4 | | 1. | | | | | 5 | 5 |
| 474 | 475 | 1 | | | 143. | | 1. | | | | | 4 | 4 |
| 475 | 473 | 1 | | 6.2 | 7.9 | .1 | | | | | | | |
| 477 | 478 | 1 | | | 48.1 | .9832 | .9 | 1.1 | | | -478 | 25 | 2532 |
| 477 | 479 | 1 | | 12.56 | 26.05 | 6.32 | | | | | | | |
| 479 | 480 | 1 | | | 48. | .9667 | .9 | 1.1 | | | -480 | 25 | 2532 |
| 481 | 482 | 1 | | | 43.1 | 1.031 | .9 | 1.1 | | | -482 | 25 | 2532 |
| 486 | 461 | 1 | | 12.2 | 28.2 | 6.79 | | | | | | | |
| 486 | 485 | 1 | | 1.88 | 3.85 | .97 | | | | | | | |
| 486 | 487 | 1 | | | 47.3 | 1.037 | .9 | 1.1 | | | -487 | 10 | 1032 |
| 486 | 488 | 1 | | 5.47 | 11.17 | 2.59 | | | | | | | |
| 488 | 489 | 1 | | | 25.65 | 1.022 | .9 | 1.1 | | | -489 | 20 | 2032 |
| 489 | 490 | 1 | | | 92.5 | .9708 | .9 | 1.1 | | | -490 | 10 | 1032 |

9999

DGER IMPR FILE

| | | | |
|-----|----|-------|-----|
| 1 | 0. | 1900. | 1.0 |
| 2 | 0. | 1293. | 1.0 |
| 54 | 0. | 465. | 1.0 |
| 56 | 0. | 894. | 1.0 |
| 57 | 0. | 400. | 1.0 |
| 58 | 0. | 510. | 1.0 |
| 59 | 0. | 1120. | 1.0 |
| 60 | 0. | 325. | 1.0 |
| 61 | 0. | 380. | 1.0 |
| 70 | 0. | 45. | 1.0 |
| 158 | 0. | 330. | 1.0 |
| 161 | 0. | 34. | 1.0 |
| 162 | 0. | 108. | 1.0 |
| 163 | 0. | 54. | 1.0 |
| 164 | 0. | 252. | 1.0 |
| 165 | 0. | 204. | 1.0 |
| 370 | 0. | 16. | 1.0 |
| 395 | 0. | 60. | 1.0 |
| 396 | 0. | 94. | 1.0 |
| 428 | 0. | 320. | 1.0 |
| 430 | 0. | 186. | 1.0 |
| 445 | 0. | 3. | 1.0 |
| 475 | 0. | 4. | 1.0 |
| 476 | 0. | 4. | 1.0 |
| 480 | 0. | 7. | 1.0 |

9999

EXLF NEWT CREM QLIM RCVG

RELA RLIN RARE RSIS FILE RTOT

RELA MOCT RMON FILE

(

DCTE IMPR FILE

| | |
|------|-----|
| ACIT | 080 |
| ICIT | 080 |
| VDVN | 0.2 |

9999

DINC IMPR FILE

| | | | |
|-----------|----|----|------|
| AREA 0001 | 1. | 1. | 35.5 |
|-----------|----|----|------|

9999

(

DMET IMPR FILE

(tp) (no) A (tp) (no)

AREA 0001

9999

DCQV IMPR FILE

| | | | |
|-----------------------|------|------|--|
| (tp) (no) A (tp) (no) | | | |
| BARR 0149 | 0.50 | 1.20 | |

9999

EXQV NEWT RCVG QLIM CREM FILE

EXIC NEWT RCVG QLIM CREM PARM BPSI

FIM

9999

ANEXO III

DADOS DO SISTEMA DE 519 BARRAS

Apresenta-se a seguir os dados correspondentes ao sistema de 519 barras no formato de uso pelo programa Anarede [67].

```

ULOG
4
SIS519.OUT
TITU
Sistema 519 Barras
DBAR
1 25ITUMBIARA345 970 0. 41.5 -546. 600. 670. 400. 21020
3 5TAP1SAMAM345 11006.84 31018
4 5TAP2SAMAM345 11006.84 31018
5 6BRASSUL13-BC 10286.21 31016
6 BGERALCEB34 10002.47 53.5 -1. 31000
7 2BRASNORTE138 10223.84 122. 53. 3 955
8 2CIMENTOCA138 10192.97 5.9 2.15 3 936
9 2SOBRADIN138 10182.48 16.3 7.8 3 926
10 2ITIQUIRA138 1014 .83 3 889
11 7ITIQUIRA34 1020-1.6 3.75 1.75 3.6 31043
12 6ITIQUIRA13 1002-3.6 7.45 3.55 31000
13 1 B.GERAL34-CS 10002.63 0. 45.5 -20. 40. 31000
14 1 BRASSUL13-CS 10006.81 0. -30. -35. 60. 31000
15 1 BANDEIR10CE1 10001.53 0.-47.8 -50. 91. 31000
16 1 BANDEIR10CE2 10001.53 0.-47.8 -50. 91. 31000
17 6SJALIANCA13 1020-1.5 .5 .15 3 920
18 7SJALIANCA34 1059-2.9 2.85 1.3 3 944
19 2FLORES138 1045.477 3 896
20 7FLORES34 1006.225 1.1 .85 31014
21 1 US.SDOMING6.9 10007.53 11.8-.728 -5. 5. 31000
22 6US.SDOMING13 10203.15 31020
23 7US.SDOMING34 10243.59 .8 -1. 31028
24 3US.SDOMING69 1025 4.4 31030
25 6SDOMINGOS13 10003.32 .5 .25 3 978
26 2IACIARA138 1048.572 3 886
27 3IACIARA69 991.856 31014
28 7IACIARA34 1004 -.8 4.2 2.05 31010
29 6IACIARA13 1010-.03 1.1 .55 .3 31018
30 1 USMAMBAI.22 10003.25 .38.0527 -.26 .26 31000
31 7USMAMBAI34 940-.41 3 962
32 6USMAMBAI13 990-.03 31015
33 7FORMOSA34 1021-1.6 31022
34 7HORTFORMOS34 1031-2.3 31015
35 7BEZERRA34 1038-2.7 31010
36 7ENTRONCAM34 1042-2.9 31008
37 7MCALCARIO34 1042 -3. 31008
38 7SANTAROSA34 1051-3.5 31003
39 7INTERLIGAC34 1054-3.6 31003
40 7SEMANDARIN34 1055-3.7 31004
41 7BRASILCENT34 1055-3.7 31004
42 7VILABO34 1056-3.7 31003
43 7SANTAMARIA34 1060 -4. 31006
44 7FLORESGOIA34 1063-4.1 31008
45 7ALVORADA34* 1020-.78 3 885
46 7ALVORADA34R 927-.76 3 995
47 6ALVORADA13* 946-.76 3 980
48 7ALVORADA34NA 1066-4.3 31011
49 6PACAEMBU13 10742.55 8.6 2.05 31030
50 7MARAJOARA34 10671.99 13.4 3.2 10.8 31014
51 6MARAJOARA13 1077-.23 7.55 2.9 31009
52 7PAMPLONA34 1105 2.1 10. 3.1 31028
53 2CRISTALI138 10353.45 3 939
54 7CRISTALI34 10941.91 8.05 2.95 31014
55 7CDOURADA34 1029 4.6 1.6 .7 31045
56 6CDOURADA13 10223.49 1.35 .45 31035
57 3BOMJESUS69 9625.71 3 965
58 7BOMJESUS34 10625.32 1.15 .4 31028
59 6BOMJESUS13 11275.12 2.05 .7 31006
60 3ITUMBIARA69F 9736.33 3 988
61 6PARANAIBA13 994-4.1 8.3 2.5 31028
62 3ITUMBIARA69N 984-1.7 31004
63 6ITUMBIARA13N 974-3.6 5.2 2.2 4.2 31014
64 3ITUMBIARA69 984-1.5 31007
65 6ITUMBIARA13 977-3.5 5.45 2.5 3.6 31014
66 7ITUMBIARA34 1002-2.4 1.75 .2 31029
67 6ITUMBIARA13K 1002-2.4 31029
68 3PLANALTO69NA 966 -3. 3 981
69 6PLANALTO13 1006-3.7 2.45 .75 31000
70 3PONTALINA69 983 -2. 31036
71 7PONTALINA34 1027-3.4 1.35 .7 31014
72 6PONTALINA13 1014-5.1 2.45 1.05 3 991
73 3GOIATUBA69T 967-2.9 3 983
74 3GOIATUBA69 965 -3. 3 980
75 7GOIATUBA34 965-4.5 1.9 1.15 31000
76 6GOIATUBA13 989-4.3 4.45 1.9 1.8 31014

```

| | | | | | | | |
|-----|---------------|----------|----------|---------|------|-------|-------|
| 77 | 3PETROBRAS69 | 988-1.5 | | | | 31053 | |
| 78 | 3ALTOBURITI69 | 982-1.5 | | | | 31049 | |
| 79 | 6ALTOBURITI13 | 932-3.4 | | 1.8 | 1.45 | 31000 | |
| 80 | 3VICENTINOP69 | 1026-5.6 | | | | 31004 | |
| 81 | 7VICENTINOP34 | 1050-7.3 | | 5.45 | 2.3 | 1.8 | 31034 |
| 82 | 6VICENTINOP13 | 1044 -8. | | 1.05 | .45 | | 31029 |
| 83 | 3ARANTINA69 | 1067 -7. | | | | | 3 969 |
| 84 | 3EDEIA69 | 1064-8.2 | | | | | 3 972 |
| 85 | 7EDEIA34 | 1092-10. | | 3.95 | 1.25 | 1.8 | 31014 |
| 86 | 6EDEIA13 | 1131-11. | | 1.55 | .7 | 1.2 | 31045 |
| 87 | 3ACREUNA69 | 1084-6.9 | | | | | 3 953 |
| 88 | 7ACREUNA34 | 1108-7.7 | | 2.35 | .75 | | 31020 |
| 89 | 7ACREUNA34-P | 1108-7.7 | | | | 1.8 | 31021 |
| 90 | 7ACREUNA34-S | 1108-7.7 | | | | | 31021 |
| 91 | 7ACREUNA34-PR | 1108-7.7 | | | | | 31021 |
| 92 | 6ACREUNA13 | 1098-7.9 | | 4.4 | .45 | .6 | 31014 |
| 93 | 3MORRINHOS69 | 996-2.3 | | | | | 31015 |
| 94 | 7MORRINHOS34 | 965-5.4 | | 1.05 | .55 | | 31000 |
| 95 | 6MORRINHOS13 | 982-3.5 | | 6.95 | 3.35 | 3.6 | 31000 |
| 96 | 3CALDASNOV69 | 10442.19 | | | | | 3 929 |
| 97 | 3CALDASNO69-2 | 10442.19 | | | | | 3 976 |
| 98 | 7CALDAS34 | 1030-.12 | | 3.9 | 1.25 | | 31000 |
| 99 | 7CALDASNO34-C | 1030-.12 | | | | | 31000 |
| 100 | 7CALDASNO34-P | 1030-.12 | | | | | 31000 |
| 101 | 7CALDASNO34-I | 1030-.12 | | | | | 31000 |
| 102 | 6CALDASNOV13 | 1026 .31 | | 5.9 | 2.5 | 1.8 | 31000 |
| 103 | 6CALDASNOV13N | 1071-1.7 | | 2.2 | .95 | 1.8 | 31000 |
| 104 | 3ROCHEDO69 | 1015-3.5 | | | | | 3 986 |
| 105 | 1 ROCHEDO4 | 985-.15 | 3.8-.236 | -2. | 2. | | 3 985 |
| 106 | 7ROCHEDO34 | 1027-4.5 | | 1.65 | .6 | | 3 995 |
| 107 | 6ROCHEDO13 | 1027-4.6 | | .1 | .05 | | 3 990 |
| 108 | 3PIRACANJUB69 | 1022-4.5 | | | | | 3 965 |
| 109 | 7PIRACANJUB34 | 1033 -6. | | 1.45 | .45 | | 3 984 |
| 110 | 6PIRACANJUB13 | 1202-5.2 | | 2.85 | .9 | .6 | 3 983 |
| 111 | 6PIRACANJUL3N | 1033 -6. | | | | | 3 984 |
| 112 | 3CRISTIANOP69 | 1018-4.9 | | | | | 3 965 |
| 113 | 6CRISTIANOP13 | 1053-5.9 | | .7 | .4 | | 31000 |
| 114 | 3CATALAO69 | 1075-2.9 | | | | | 31047 |
| 115 | 6CATALAO13 | 1026-2.3 | | 4.55 | 1.5 | 3.6 | 31019 |
| 116 | 7CATALAO34 | 1048 -4. | | 4.85 | 1.55 | | 31014 |
| 117 | 7CATALAO34-M | 1048 -4. | | | | | 31014 |
| 118 | 7CATALAO34-G | 1048 -4. | | | | | 31014 |
| 119 | 7CATALAO34-C | 1048 -4. | | | | | 31014 |
| 120 | 6MIN.GFERT13 | 1048-3.9 | | 12. | 2.25 | | 31029 |
| 121 | 3MIN.FOSFAG69 | 1067-3.2 | | | | | 31033 |
| 122 | 6MIN.FOSFAG13 | 1039-4.8 | | 6.2 | 2.75 | | 31000 |
| 123 | 3IPAMERI69 | 1052-5.3 | | | | | 31001 |
| 124 | 7IPAMERI34 | 1056-6.7 | | .3 | .2 | | 31000 |
| 125 | 6IPAMERI13 | 1061-7.6 | | 2.85 | 1.2 | 1.8 | 31000 |
| 126 | 3URUTAI69 | 1051-5.5 | | | | | 3 997 |
| 127 | 6URUTAI13 | 1044-6.4 | | .55 | .25 | | 31000 |
| 128 | 3PIRES69NA | 1021-5.1 | | | | | 3 967 |
| 129 | 3PIRES69-NA | 1052-5.5 | | | | | 3 997 |
| 130 | 6QUIRINOPOL3 | 1052.714 | | 5.9 | 2.5 | 1.8 | 31021 |
| 131 | 7QUIRINO34 | 1102-.72 | | 2.85 | -2.5 | | 31051 |
| 132 | 7QUIRINO34-P | 1079.714 | | | | | 31045 |
| 133 | 2CACHOALTA138 | 10101.46 | | | | | 31011 |
| 134 | 7CACHOALTA34 | 1070.134 | | 4.9 | .8 | | 31028 |
| 135 | 6CACHOALTA13 | 1065 -.7 | | 1.65 | .55 | | 31017 |
| 136 | 3RIOVERDE69 | 1003-5.3 | | | | | 31036 |
| 137 | 6RIOVERDE13 | 990-7.1 | | 8.6 | 3.6 | | 31028 |
| 138 | 6RIOVERDE13K | 991-5.2 | | 2.05 | .95 | 5.4 | 31028 |
| 139 | 7RIOVERDE34 | 985-7.9 | | 2.25 | .8 | | 31000 |
| 140 | 3CABRIUVA69 | 1003-5.3 | | | | | 31032 |
| 141 | 7CABRIUVA34 | 1026-5.8 | | 1. | .45 | | 31039 |
| 142 | 3JATAI69NA | 1008-5.5 | | | | | 31037 |
| 143 | 3JATAI69 | 961-12. | | | | | 3 980 |
| 144 | 6JATAI13 | 961-14. | | 6.5 | 2.25 | 5.4 | 31014 |
| 145 | 7JATAI34 | 1038-12. | | 1.5 | .05 | | 31054 |
| 146 | 3CHAPADA069 | 956-16. | | | | | 3 964 |
| 147 | 7CHAPADA034 | 994-17. | | .2 | .05 | | 31000 |
| 148 | 6CHAPADA013 | 995-16. | | 2. | .55 | 1.8 | 31000 |
| 149 | 3SANTAHELEN69 | 996-5.6 | | | | | 3 978 |
| 150 | 6SANTAHELEN13 | 1044-7.6 | | 6.35 | 2.4 | 1.8 | 31021 |
| 151 | 7SANTAHELEN34 | 1036-7.5 | | 2.3 | .75 | | 31023 |
| 152 | 7SANTAHE34-SA | 1036-7.5 | | | | | 31023 |
| 153 | 7SANTAHE34-M1 | 1036-7.5 | | | | | 31023 |
| 154 | 7SANTAHE34-M2 | 1036-7.5 | | | | | 31023 |
| 155 | 3RIOCLARO69 | 969-10. | | | | | 31036 |
| 156 | 7RIOCLARO34 | 937-10. | | | | | 31000 |
| 157 | 7RIOBOIS34 | 992.307 | | 5.1 | 1.85 | | 31000 |
| 158 | 7PARQUEMAS34 | 945-12. | | 6.75 | 1.25 | | 31000 |
| 159 | 6ANHANGUERA13 | 1110-1.3 | | | | | 31043 |
| 160 | 6ANHANGUER13K | 1110-1.3 | | | | | 31043 |
| 161 | 3ANHANGUER69A | 1076 -2. | | | | | 31050 |
| 162 | 6ANHANGUER13N | 1103-2.5 | | 6. | 1.9 | | 31028 |
| 163 | 1MATINHA230-1 | 967-.47 | | | | | 3 991 |
| 164 | 1MATINHA230-2 | 973-.91 | | | | | 3 987 |
| 165 | 5BANDEIRAN345 | 10621.53 | | | | | 31018 |
| 166 | 5BRASSUL345 | 11006.81 | | | | -60. | 31019 |
| 167 | 15CORUMBA345 | 1027 5.9 | 375. | 0.-180. | 180. | | 31048 |
| 168 | 1TUMBIARA230 | 1021.756 | | | | | 31030 |
| 169 | 1BANDEIRAN230 | 967.283 | | | | | 31008 |
| 170 | 1BRASGERAL230 | 10274.78 | | | | | 31060 |
| 171 | 1BRASSUL230 | 10255.71 | | | | | 31066 |
| 172 | 1BARRO.FUR230 | 10596.74 | | | | | 31071 |
| 173 | 1UHE.SMESA230 | 103315.6 | | | | | 31039 |
| 174 | 1RIOVE.FUR230 | 1062-3.3 | | 126.5 | -40. | | 31036 |
| 175 | 4SAMAMBAIA500 | 9947.98 | | | | -215. | 31013 |
| 176 | 5SAMAMBAIA345 | 11016.91 | | | | | 31019 |

| | | | | | | | | |
|-----|----------------|-----------|----------------|------|-----|----|-----|------|
| 277 | 3ARENOPOLIS69 | 1103-14. | | | | | 3 | 985 |
| 278 | 7ARENOPOLIS34 | 1124-14. | .05 | 0. | | | 3 | 988 |
| 279 | 6ARENOPOLIS13 | 1124-14. | .5 | .15 | | | 3 | 974 |
| 280 | 3BOMJARDIM69 | 1100-15. | | | | | 3 | 971 |
| 281 | 7BOMJARDIM34 | 1115-16. | .3 | .1 | | | 3 | 983 |
| 282 | 6BOMJARDIM13 | 1136-17. | .85 | .35 | | | 3 | 1000 |
| 283 | 3ARAGARCAS69 | 1099-16. | | | | | 3 | 967 |
| 284 | 6ARAGARCAS13 | 1048-16. | 2.35 | .75 | 1.2 | | 3 | 1028 |
| 285 | 7AG.LINDAS34 | 10193.15 | 6.05 | 2.05 | | | 3 | 1028 |
| 286 | 3PADREBERNA69 | 10854.26 | | | | | 3 | 1038 |
| 287 | 7PADREBERNA34 | 10303.17 | 1.95 | .35 | | | 3 | 1000 |
| 288 | 6PADREBERNA13 | 10822.56 | 1.4 | .25 | | | 3 | 1041 |
| 289 | 1 BARROFUR13CE | 10006.74 | 0.-12.9 | -22. | 33. | | 3 | 1000 |
| 290 | 6MIN.CODEM13L | 10307.78 | 9.25 | 2.85 | | | 3 | 1014 |
| 291 | 3MIN.CODEM69 | 10415.16 | | | | | 3 | 1020 |
| 292 | 16UHE.SMESAI3 | 100026.61 | 100.203.5-570. | 570. | | | 3 | 1020 |
| 293 | 7ITAPACI34 | 1044.722 | 4.45 | .25 | | | 3 | 1038 |
| 294 | 3RUBIATABA69 | 10443.68 | | | | | 3 | 1032 |
| 295 | 7RUBIATABA34 | 10422.52 | 3.05 | .25 | | | 3 | 1026 |
| 296 | 3SERRAGRAN69 | 1084.74 | | | | | 3 | 969 |
| 297 | 6SERRAGRAN13 | 1102-.29 | 3.25 | 2. | 2.4 | | 3 | 1000 |
| 298 | 3SERRADOURO69 | 1085.711 | | | | | 3 | 969 |
| 299 | 7SERRADOURO34 | 1106-.06 | 2. | .65 | 3.6 | | 3 | 1043 |
| 300 | 3MOZARLANDI69 | 1104-.57 | | | | | 3 | 944 |
| 301 | 7MOZARLANDI34 | 1187-1.2 | 1.9 | 1.3 | 3.6 | 3 | 973 | |
| 302 | 3GOIANESTIA69 | 10903.71 | | | | | 3 | 994 |
| 303 | 6GOIANESTIA13 | 1057.2.8 | 4.4 | 1.45 | 3.6 | | 3 | 1000 |
| 304 | 7GOIANESI-34 | 11022.27 | 2.2 | .7 | | | 3 | 1007 |
| 305 | 6GOIANESI-13 | 10991.85 | .55 | .2 | | | 3 | 1007 |
| 306 | 3JARAGUA69T | 10742.39 | | | | | 3 | 812 |
| 307 | 3RIALMA69 | 10682.22 | | | | | 3 | 777 |
| 308 | 7RIALMA34 | 1073.745 | | | 3.6 | | 3 | 1002 |
| 309 | 7RIALMA34-I | 1073.745 | .95 | -.15 | | | 3 | 1002 |
| 310 | 7RIALMA34-R | 1073.743 | 6.45 | 1.8 | 3.6 | | 3 | 1002 |
| 311 | 3BARROALTO69 | 10915.22 | | | | | 3 | 1058 |
| 312 | 6BARROALTO13 | 10803.51 | 1.25 | .4 | | | 3 | 1052 |
| 313 | 3URUACU69 | 10775.04 | | | | | 3 | 923 |
| 314 | 7URUACU34 | 10324.58 | 1.25 | .4 | | | 3 | 1014 |
| 315 | 6URUACU13 | 10163.53 | 3.35 | 1.45 | 3.6 | | 3 | 1019 |
| 316 | 7NIQUELANDI34 | 1000.2.5 | .65 | .2 | | | 3 | 937 |
| 317 | 3MARAROSA69 | 10456.49 | | | | | 3 | 968 |
| 318 | 7MARAROSA34 | 10995.59 | 1.15 | .4 | | | 3 | 1011 |
| 319 | 6MARAROSA13 | 11124.86 | 1.65 | .7 | 1.8 | | 3 | 1017 |
| 320 | 3CAMPINORTE69 | 10655.44 | | | | | 3 | 937 |
| 321 | 6CAMPINORTE13 | 1094.3.7 | 1.25 | .4 | | | 3 | 951 |
| 322 | 7PORANGATU34 | 9899.39 | .45 | -.8 | | | 3 | 1026 |
| 323 | 6PORANGATU13 | 1036.7.3 | 4.15 | 1.55 | 4.2 | | 3 | 1013 |
| 324 | 3NPLANALTO69 | 10048.39 | | | | | 3 | 1032 |
| 325 | 7NPLANALTO34 | 1020.7.6 | .05 | -.05 | | | 3 | 1051 |
| 326 | 6NPLANALTO13 | 10136.49 | .7 | .25 | | | 3 | 1044 |
| 327 | 3SAOMIGUEL69 | 9936.97 | | | | | 3 | 1007 |
| 328 | 7SAOMIGUEL34 | 10215.83 | .6 | -.15 | | | 3 | 1014 |
| 329 | 6SAOMIGUELL13 | 10424.25 | 2.4 | .75 | .3 | | 3 | 1028 |
| 330 | 1 CDOU1U2.11 | 100012.8 | 34.-4.74 | -16. | 16. | | 3 | 1036 |
| 331 | 1 CDOU3U4.13 | 100012.7 | 104.-13.9 | -50. | 50. | | 3 | 1036 |
| 332 | 1 CDOU5.13 | 100012.8 | 54.-.254 | -25. | 25. | | 3 | 1028 |
| 333 | 1 CDOU6U7U8.13 | 98512.5 | 252.19.82-105. | 105. | | | 3 | 985 |
| 334 | 1 CDOURADA9.13 | 100012.9 | 190.-.219-180. | 138. | | | 3 | 1036 |
| 335 | 2CDOURADA138 | 10237.13 | | | | | 3 | 1044 |
| 336 | 1CDOURADA230 | 10316.68 | | | | | 3 | 1044 |
| 337 | 1CDOURADA230K | 10237.13 | | | | | 3 | 1044 |
| 338 | 3CDOURADA69 | 9726.36 | | | | | 3 | 988 |
| 339 | 1ANHANGUER230 | 967.271 | | | | | 3 | 1005 |
| 340 | 2ANHANGUER138 | 1110-1.3 | | | | | 3 | 1043 |
| 341 | 3ANHANGUERA69 | 1029 -.8 | | | | | 3 | 1028 |
| 342 | 1GOIANLEST230 | 966-.36 | | | | | 3 | 994 |
| 343 | 2AEROPORTO138 | 1058-2.8 | | | | | 3 | 1036 |
| 344 | 2INHUMAS138IP | 1017 -.9. | | | | | 3 | 1039 |
| 345 | 1XAVANTES230 | 967-1.1 | | | | | 3 | 980 |
| 346 | 2MEIAPONTE138 | 1058-2.7 | | | | | 3 | 1038 |
| 347 | 2XAVANTES138 | 1059-2.4 | | | | | 3 | 1030 |
| 348 | 2FERROVIARI138 | 1055-3.1 | | | | | 3 | 1026 |
| 349 | 2REAL138 | 1105-1.5 | | | | | 3 | 1038 |
| 350 | 2REAL138NA | 1059-2.9 | | | | | 3 | 1034 |
| 351 | 2ATLANTICO138 | 1099-1.3 | | | | | 3 | 1033 |
| 352 | 2CAMPINA138NA | 1099-1.3 | | | | | 3 | 1033 |
| 353 | 2CAMPINAS138 | 1053-3.4 | | | | | 3 | 1019 |
| 354 | 2DAIA138 | 1070-1.5 | | | | | 3 | 951 |
| 355 | 2JUNDIAI138 | 1070-1.5 | | | | | 3 | 943 |
| 356 | 2ANAPOLUNI138 | 1071-1.4 | | | | | 3 | 929 |
| 357 | 2CORUMBA138 | 1072 -.2. | | | | | 3 | 918 |
| 358 | 2INHUMAS138 | 1053-3.9 | | | | | 3 | 994 |
| 359 | 2FIRMINOPOL138 | 1000 -.8. | | | | | 3 | 1000 |
| 360 | 2IPORA138 | 1022-10. | | | | | 3 | 983 |
| 361 | 2QUIRINOPOL138 | 1017 2.4 | | | | | 3 | 1020 |
| 362 | 2RIOVERDE138 | 1001-4.7 | | | | | 3 | 1036 |
| 363 | 2CATALAO138 | 992-1.2 | | | | | 3 | 1007 |
| 364 | 2QUIRI138NA | 1008-4.9 | | | | | 3 | 1043 |
| 365 | 2GOIA138 | 1058-2.9 | | | | | 3 | 1033 |
| 366 | 1NIQUELAND230 | 10499.73 | | | | | 3 | 1050 |
| 367 | 1MIN.NTOCA230 | 10509.67 | | | | | 3 | 1050 |
| 368 | 1MIN.CODEM230 | 10439.06 | | | | | 3 | 1041 |
| 369 | 1PLANALTO230 | 10113.24 | | | | | 3 | 1013 |
| 370 | 2PARQUEMAS138 | 995-11. | 17. | -6.5 | | | 3 | 934 |
| 371 | 2MIN.SAMA138 | 101213.9 | | | | | 3 | 1021 |
| 372 | 12PORANGATU138 | 98811.2 | 0. | -3. | -3. | 3. | 3 | 988 |
| 373 | 2PLANALT-DF | 10201.52 | | | | | 3 | 908 |
| 374 | 2DAIA138K | 1111-2.2 | | | | | 3 | 1043 |
| 375 | 2MARAJOARA138 | 10394.06 | | | | | 3 | 961 |
| 376 | 2PACAEMBU138 | 10384.26 | | | | | 3 | 968 |

| | | | | | | |
|-----|---------------|----------|-------|------|---------|-------|
| 377 | 7PLANALTIN34 | 1047-.03 | 6.4 | 1. | | 31014 |
| 378 | 2SJALIANCA138 | 1038.586 | | | | 3 900 |
| 379 | 2ARIS-138KV | 1056-2.9 | | | | 31032 |
| 380 | 6ARISCO--13KV | 1043-4.5 | 6.45 | 2.25 | | 31000 |
| 381 | 3INHUMAS69T | 1003-6.3 | | | | 31042 |
| 382 | 2MIN.GFERT138 | 989-1.5 | | | | 31004 |
| 383 | 3MORRIN69NA | 10472.11 | | | | 31000 |
| 384 | 3IPAMERI69NA | 10462.12 | | | | 31000 |
| 385 | 3PARANAIBA69 | 986-1.2 | | | | 31014 |
| 386 | 3PLANALTO69 | 997-1.3 | | | | 31057 |
| 387 | 6GOIANLEST13B | 1068-3.3 | 14.65 | 6.8 | 5.4 | 31021 |
| 388 | 6ATLANTICO13 | 1131-3.6 | 13.2 | 5.6 | 5.4 | 31014 |
| 389 | 6ATLANTICO13K | 1131-3.7 | 13.2 | 5.6 | 5.4 | 31032 |
| 390 | 6CAMPINAS13 | 1053-6.2 | 13.6 | 5.8 | 5.4 | 3 976 |
| 391 | 6CAMPINAS13K | 1053-5.6 | 13.6 | 5.8 | 5.4 | 31000 |
| 392 | 6GOIANLEST13A | 1072-2.8 | 12.55 | 5.8 | 5.4 | 31014 |
| 393 | 6GOIANLEST13C | 1032-2.4 | 14.65 | 6.8 | | 31014 |
| 394 | 6MEIAPONTE13 | 1062-4.7 | 10.45 | 5.05 | 5.4 | 31011 |
| 395 | 6FERROVIAR13 | 1081-5.2 | 13.6 | 6.55 | 5.4 | 31022 |
| 396 | 6AEROPORTO13 | 1084-5.1 | 11.5 | 4.9 | 5.4 | 31045 |
| 397 | 6AEROPORTO13K | 1115-5.7 | 12.55 | 6.05 | 5.4 | 31040 |
| 398 | 6REAL13 | 1131-3.9 | 12.15 | 5.9 | 5.4 | 31027 |
| 399 | 6REAL13A | 1107-4.3 | 12.15 | 5.95 | 5.4 | 31000 |
| 400 | 2BELAVISTA138 | 1100-2.4 | | | | 31025 |
| 401 | 3BELAVISTA69 | 1041-4.2 | | | | 31014 |
| 402 | 6DAIA13 | 1030-4.6 | 6.05 | 1.3 | 7.2 | 31028 |
| 403 | 6JUNDIAI13 | 1023-3.8 | 10.35 | 4.4 | 5.4 | 31028 |
| 404 | 6ANAPOLUNI13A | 1023-4.4 | 13.8 | 4.55 | 5.4 | 31028 |
| 405 | 3CORUMBA69 | 1024 -3. | | | | 31000 |
| 406 | 3AG.LINDAS69 | 10644.63 | | | | 31028 |
| 407 | 3INHUMAS69 | 1005 -6. | | | | 31043 |
| 408 | 6GOIA13 | 1086-5.2 | 11.95 | 5.15 | 5.4 | 31024 |
| 409 | 3IPORA69 | 1106-12. | | | | 31024 |
| 410 | 1PARANAIBA230 | 1020.605 | | | | 31028 |
| 411 | 3BARROA.FUR69 | 10965.38 | | | | 31057 |
| 412 | 6MIN.NTOCAN13 | 10519.26 | | 7. | 5. 10.8 | 31014 |
| 413 | 6MIN.CODEM13K | 10185.81 | | 19. | 5.85 | 31014 |
| 414 | 3PORANGATU69 | 10089.58 | | | | 31043 |
| 415 | 6MIN.SAMA13 | 98012.8 | 4.75 | 3.2 | 5.4 | 31000 |
| 416 | 2PLANALTIN138 | 10221.31 | | | | 3 906 |
| 417 | 1AG.LINDAS230 | 10325.79 | | | | 31068 |
| 418 | 1TAPACI230 | 10755.66 | | | | 31069 |
| 419 | 3TAPACI69 | 10494.26 | | | | 31043 |
| 420 | 1PALMEIRAS230 | 998 -3. | | | | 31002 |
| 421 | 3PALMEIRAS69 | 1100 -4. | | | | 31028 |
| 422 | 1FIRMINOPO230 | 1016-4.4 | | | | 3 998 |
| 423 | 3FIRMINOPOL69 | 1079-9.5 | | | | 31043 |
| 424 | 2TRINDADE138T | 1055-3.3 | | | | 31017 |
| 425 | 2TRINDADE138 | 1053-3.5 | | | | 31016 |
| 426 | 6TRINDADE13 | 1025-5.9 | 9.65 | 3.15 | 3.6 | 31014 |
| 427 | 2MINACU138 | 1012 14. | | | | 31022 |
| 428 | 6MINACU13 | 100713.1 | 4.05 | 1.75 | | 31028 |
| 429 | 6ATLANTICO13C | 1082-3.8 | 13.2 | 4.25 | | 31000 |
| 430 | 1CARAJAS230 | 970-.07 | | | | 31000 |
| 431 | 3HIDROLAN69 | 1034-4.6 | | | | 31000 |
| 432 | 6HIDROLAN13 | 1030-5.5 | 2.4 | .75 | | 31000 |
| 433 | 7HIDROLAN34 | 1025-6.3 | .65 | .2 | | 31000 |
| 434 | 2SENACA138 | 1109-1.6 | | | | 31000 |
| 435 | 6SENADOR13 | 1101-2.8 | 6.75 | 2.15 | | 31000 |
| 436 | 3ABADIANIA69 | 1015-4.2 | | | | 31000 |
| 437 | 6ABADIANIA13 | 1000-4.8 | 1.8 | .55 | | 31000 |
| 438 | 7ABADIANIA34 | 999-4.9 | .2 | .05 | | 31000 |
| 439 | 2SANTANA138 | 1071-1.3 | | | | 31000 |
| 440 | 6SANTANA13 | 1020-1.3 | | | | 31000 |
| 441 | 2JARAGUA138 | 1020-9.4 | | | | 31000 |
| 442 | 7PETROLINA34 | 992-8.1 | | | | 31000 |
| 443 | 6ALEXANIA13 | 1128-4.5 | 1.95 | .6 | | 31000 |
| 444 | 2CORUMBAFU138 | 10264.88 | | | | 31000 |
| 445 | 3SERRAZUL69 | 960-12. | | | | 31000 |
| 446 | 6SERRAZUL13 | 1031-13. | 6.15 | 2. | | 31000 |
| 447 | 3MONTIVIDIU69 | 952-11. | | | | 31000 |
| 448 | 7MONTIVIDIU34 | 1112-12. | .95 | .3 | | 31000 |
| 449 | 6MONTIVIDIU13 | 1101-14. | 2.8 | .9 | | 31000 |
| 450 | 2CALDAS138 | 10204.14 | | | | 31000 |
| 451 | 3CALDAS69 | 1044 2.2 | | | | 31000 |
| 452 | 6SER.CALDAS13 | 1033.442 | 6.6 | 2.1 | | 31000 |
| 453 | 7CRISTIANOP34 | 1016-5.3 | .65 | .2 | | 31000 |
| 454 | 6CATALAO13B | 1102-1.2 | | | | 31000 |
| 455 | 3CAMPOALEGR69 | 1032-6.5 | | | | 31000 |
| 456 | 7CAMPOALEGR34 | 929-8.8 | 5.5 | 1.75 | | 31000 |
| 457 | 3CACHOALTA69 | 9721.01 | | | | 31000 |
| 458 | 3PARANAIG69 | 958.183 | | | | 31000 |
| 459 | 7PARANAIG34 | 1116-1.2 | 3.25 | 1.05 | | 31000 |
| 460 | 6PARANAIG13 | 1106-2.7 | 1.35 | .45 | | 31000 |
| 461 | 6RIOVERDE13B | 946 -6. | 8.2 | 2.6 | | 31000 |
| 462 | 2STAHELE138 | 1000-4.8 | | | | 31000 |
| 463 | 2STOANTDES138 | 1063 5.9 | | | | 31000 |
| 464 | 6STOANTDESC13 | 9635.25 | 4.25 | 1.35 | | 31000 |
| 465 | 2PIRESRIO138 | 1098-3.5 | | | | 31000 |
| 466 | 3ALVORADA69 | 985 .33 | | | | 31000 |
| 467 | 7ALVORADA34 | 1090-.27 | 1. | .3 | | 31000 |
| 468 | 6ALVORADA13 | 1087-.82 | .95 | .3 | | 31000 |
| 469 | 1TABERAI69NA | 1008-6.1 | | | | 31000 |
| 470 | 3CAMPOSBELO69 | 10193.62 | | | | 31000 |
| 471 | 7CAMPOSBELO34 | 11303.29 | 1.85 | .6 | | 31000 |
| 472 | 2ITABERAI138 | 1053-4.5 | | | | 31000 |
| 473 | 7ARACU34 | 1000-7.9 | | | | 31000 |
| 474 | 7ARAGARCAS34 | 1048-16. | | | | 31000 |
| 475 | 7FRANCISCO34 | 983-8.5 | .4 | .15 | | 31000 |
| 476 | 3JARAG69NA | 997-6.7 | | | | 31000 |

| | | | | | | | |
|------|----------------|-------------|-------|-----------|-----------|-----|----------------|
| 477 | 7JARAGUA34 | 1139-11. | | .15 | .05 | | 31000 |
| 478 | 2JUSSARA138 | 1025-10. | | | | | 31000 |
| 479 | 3PIRANHAS69 | 1100-14. | | | | | 31000 |
| 480 | 7PIRANHAS34 | 997-15. | | 1.7 | .55 | | 31000 |
| 481 | 6AG.LINDAS13 | 10193.47 | | 5.3 | 1.7 | | 31000 |
| 482 | 3FORMOSO69 | 10039.17 | | | | | 31000 |
| 483 | 7FORMOSO34 | 11118.56 | | 1.5 | .45 | | 31000 |
| 484 | 6FORMOSO13 | 11098.23 | | .55 | .15 | | 31000 |
| 485 | 3NOVACRIXAS69 | 1108-.48 | | | | | 31000 |
| 486 | 7NOVACRIXAS34 | 1120-1.3 | | .15 | .05 | 3.6 | 31000 |
| 487 | 6NOVACRIXAS13 | 1112-2.6 | | 1.15 | .35 | | 31000 |
| 488 | 3STEREZINHA69 | 1083-.85 | | | | | 31000 |
| 489 | 7STEREZINHA34 | 1064-1.8 | | 2.65 | .85 | 3.6 | 31000 |
| 490 | 6STEREZINHA13 | 1060-2.4 | | .95 | .3 | | 31000 |
| 491 | 7BARROALTO34 | 10905.12 | | .1 | .05 | | 31000 |
| 492 | 7CAMPINORTE34 | 10645.32 | | .15 | .05 | | 31000 |
| 493 | 2DIMIC138 | 993 -1. | | | | | 31000 |
| 494 | 6DIMIC13 | 989-1.8 | | 3.15 | 1. | | 31000 |
| 495 | 3NIQUELAN69 | 10314.52 | | | | | 31000 |
| 496 | NIQUELANDI13 | 10033.13 | | 3.453 | 1.05 | | 31000 |
| 497 | 3MESSIANOPO69 | 1081-9.7 | | | | | 31000 |
| 498 | 7MESSIANOPO34 | 1079-10. | | .85 | .25 | | 31000 |
| 499 | 3MONTECLARO69 | 1102-12. | | | | | 31000 |
| 500 | 7MONTECLARO34 | 999-13. | | 1.6 | .5 | | 31000 |
| 501 | 2RIOBOIS138 | 10141.51 | | | | | 31034 |
| 502 | 2RIOCLARO138 | 1000-7.7 | | | | | 3 954 |
| 503 | 2PERDIGAO138 | 1001-4.6 | | 5.1 | 1.65 | | 31000 |
| 504 | 2GESSY138 | 999-4.8 | | 2.75 | .9 | | 31000 |
| 505 | 2ACREUNA138 | 987 -6. | | | | | 31000 |
| 506 | 2INDEPE138 | 1101-1.5 | | | | | 31000 |
| 507 | 6INDEPENDEL3 | 1085 -4. | | 12.85 | 4.1 | | 31000 |
| 508 | 2STAGEN138 | 1057-2.6 | | | | | 31000 |
| 509 | 6STAGENOVEL3 | 1042 -5. | | 11.5 | 3.7 | | 31000 |
| 510 | 2CARAJAS138 | 1096-1.1 | | | | | 31000 |
| 511 | 6CARAJAS13 | 1080-3.6 | | 12.85 | 4.1 | | 31000 |
| 512 | 1PIRINEUS230 | 988-.37 | | | | | 31000 |
| 513 | 2PIRINEUS138 | 1072 -1. | | | | | 31000 |
| 514 | 2PAMPLONA138 | 10423.95 | | | | | 3 951 |
| 515 | 2DAIA2NA138 | 1058-2.6 | | | | | 31000 |
| 516 | 2RIOVERME138 | 10464.29 | | | | | 31000 |
| 517 | 6RIOVERME13 | 10502.84 | | 9.4 | 3. | | 31000 |
| 518 | 6FERROVIARI13K | 1067-5.9 | | 13.6 | 6.6 | 2.7 | 31000 |
| 519 | 6JUNDIAI13B | 989-3.9 | | 10.35 | 3.3 | | 31000 |
| 9999 | | | | | | | |
| DLIN | | | | | | | |
| 1 | 165 1 | .529 5.595 | 95.8 | | | | |
| 1 | 165 2 | .514 5.399 | 93.1 | | | | |
| 1 | 167 1 | .26 2.729 | 47.1 | | | | |
| 1 | 168 1 | .907 | | .9565 | .8571.047 | | -168 675 67532 |
| 1 | 237 1 | .001 .031 | | | | | |
| 3 | 166 1 | .003 .031 | .5 | | | | |
| 3 | 176 1 T | .003 .031 | .5 | | | | |
| 4 | 166 1 | .003 .031 | .5 | | | | |
| 4 | 176 1 T | .003 .031 | .5 | | | | |
| 7 | 8 1 | .985 3.492 | .9 | | | | |
| 8 | 9 1 | .64 2.27 | .6 | | | | |
| 9 | 373 1 | 3.277 6.226 | 1.8 | | | | 71 85 |
| 10 | 11 1 | 38.8 | | .9906 | .85 1.05 | | -11 33 3332 |
| 10 | 373 1 T | 5.7 10.8 | 3.088 | | | | 71 85 |
| 11 | 12 1 | 99.5 | | 1. | | | 9 9 |
| 11 | 12 2 | 99. | | 1. | | | 9 9 |
| 11 | 33 1 | 4.033 6.553 | | | | | |
| 13 | 6 1 | .5 | 1. | | | | 100 100 |
| 17 | 18 1 | 99.4 | .952 | | | | 7 7 |
| 19 | 20 1 | 40.7 | 1.036 | .85 1.05 | | | -20 20 2032 |
| 19 | 26 1 | 5.6 16.3 | 4.372 | | | | 92 110 |
| 21 | 24 1 | 97.1 | .98 | | | | 9 9 |
| 21 | 24 2 | 96.5 | .98 | | | | 9 9 |
| 22 | 25 1 | 335.6 106.9 | .003 | | | | |
| 23 | 22 1 | 153.7 | 1. | | | | 5 5 |
| 24 | 23 1 | 114.2 | 1. | | | | 8 8 |
| 24 | 27 1 | 42.7 73.2 | 1.629 | | | | 36 43 |
| 24 | 470 1 | 39.81 75.44 | 1.34 | | | | 36 43 |
| 26 | 27 1 | 34.2 | 1.052 | .8611.052 | | | -27 25 2532 |
| 27 | 28 1 | 76.8 | .975 | | | | 13 13 |
| 27 | 29 1 | 26.6 150. | .975 | | | | 5 5 |
| 27 | 466 1 | 25.71 48.7 | .8747 | | | | 36 43 |
| 28 | 45 1 T | 239.6 222.8 | .229 | | | | |
| 30 | 32 1 | 1488. | 1.004 | | | | |
| 31 | 32 1 | 170.1 | .95 | | | | 3 3 |
| 31 | 46 1 | 235.4 218.9 | .225 | | | | |
| 33 | 34 1 | 104.4 97.1 | .1 | | | | |
| 34 | 35 1 | 73. 67.9 | .07 | | | | |
| 35 | 36 1 | 51.5 47.9 | .049 | | | | |
| 36 | 37 1 | 107.4 34.2 | .034 | | | | |
| 36 | 38 1 | 113.7 105.8 | .109 | | | | |
| 38 | 39 1 | 40.2 40.8 | .035 | | | | |
| 39 | 40 1 | 114.7 116.1 | .099 | | | | |
| 39 | 42 1 | 29.9 30.3 | .026 | | | | |
| 40 | 41 1 | 9.359 9.477 | | | | | |
| 42 | 43 1 | 64.6 65.4 | .056 | | | | |
| 43 | 44 1 | 249.9 253. | .215 | | | | |
| 43 | 48 1 | 353.3 357.8 | .305 | | | | |
| 45 | 46 1 | 8.333 | 1.1 | .9 1.1 | | | -46 6 632 |
| 46 | 47 1 | 293.2 | .98 | | | | 2 2 |
| 50 | 51 1 | 121.1 | .975 | | | | 10 10 |
| 50 | 51 2 | 121.1 | .975 | | | | 10 10 |
| 53 | 54 1 | 40.2 | .9363 | .85 1.05 | | | -54 33 3332 |
| 55 | 56 1 | 152.1 | 1. | | | | 5 5 |
| 57 | 58 1 | 66.7 | .9033 | .85 1.05 | | | -58 13 1332 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----|---------|-------|-------|-------|-------|-------|------|--|------|-----|------|
| 57 | 59 1 | | 64. | | .85 | .85 | 1.05 | | 57 | 12 | 1232 |
| 62 | 63 1 | | 62.1 | | 1.021 | .8611 | .052 | | -63 | 15 | 1532 |
| 62 | 64 1 T | 2.117 | 3.943 | .1 | | | | | | | |
| 64 | 65 1 | | 60.7 | | 1.013 | .8611 | .052 | | -65 | 20 | 2032 |
| 64 | 66 1 | | 89.6 | | .98 | | | | | 8 | 8 |
| 66 | 67 1 | | 153.9 | | 1. | | | | | 2 | 2 |
| 68 | 74 1 | 16.7 | 31.2 | .58 | | | | | | 36 | 43 |
| 70 | 71 1 | | 70.6 | | .9452 | .85 | 1.05 | | -71 | 13 | 1332 |
| 71 | 72 1 | | 125.8 | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 73 | 74 1 | 2.34 | 2.336 | | | | | | | 21 | 25 |
| 74 | 75 1 | | 133.1 | | .9839 | .85 | 1.05 | | -75 | 7 | 732 |
| 74 | 76 1 | | 53. | | .9751 | .861 | .052 | | -76 | 15 | 1532 |
| 77 | 78 1 | 17.5 | 17.5 | .246 | | | | | | 21 | 25 |
| 78 | 79 1 | | 165.1 | | 1.025 | | | | | 6 | 6 |
| 80 | 81 1 | | 50. | | .973 | .85 | 1.05 | | -81 | 20 | 2032 |
| 80 | 83 1 | 26.7 | 49.8 | .925 | | | | | | 36 | 43 |
| 81 | 82 1 | | 130. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 83 | 84 1 | 18.6 | 34.6 | .642 | | | | | | 36 | 43 |
| 83 | 87 1 | 10.1 | 18.8 | .349 | | | | | | 36 | 43 |
| 84 | 85 1 | | 76.6 | | .9841 | .85 | 1.05 | | -85 | 13 | 1332 |
| 85 | 86 1 | | 154.4 | | .975 | | | | | 6 | 6 |
| 87 | 88 1 | | 68.2 | | .9859 | .85 | 1.05 | | -88 | 13 | 1332 |
| 87 | 92 1 | | 47.9 | | .9878 | .8611 | .052 | | -92 | 15 | 1532 |
| 88 | 89 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 88 | 90 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 88 | 91 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 93 | 95 1 | | 50. | | 1.013 | .85 | 1.05 | | 93 | 20 | 2032 |
| 93 | 95 2 | | 50. | | 1.013 | .85 | 1.05 | | 93 | 20 | 2032 |
| 93 | 104 1 | 49.1 | 49. | .689 | | | | | | 21 | 25 |
| 94 | 95 1 | | 300. | | 1. | | | | | 3 | 3 |
| 96 | 97 1 | .1 | .1 | | | | | | | | |
| 96 | 102 1 | | 58.6 | | 1.013 | .85 | 1.05 | | -102 | 20 | 2032 |
| 96 | 383 1 | 28.4 | 53.6 | .965 | | | | | | 36 | 43 |
| 97 | 98 1 | | 70.3 | | 1.011 | .85 | 1.05 | | -98 | 13 | 1332 |
| 97 | 384 1 | 26.6 | 50.5 | .906 | | | | | | 36 | 42 |
| 98 | 99 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 98 | 100 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 98 | 101 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 98 | 103 1 | | 145.6 | | .975 | | | | | 6 | 6 |
| 104 | 105 1 | | 148.2 | | 1.025 | | | | | 5 | 5 |
| 104 | 106 1 | | 110.6 | | .981 | | | | | 8 | 8 |
| 104 | 108 1 | 26.9 | 26.9 | .377 | | | | | | 21 | 25 |
| 106 | 107 1 | | 168.2 | | 1. | | | | | 2 | 2 |
| 108 | 109 1 | | 199.2 | | .981 | | | | | 4 | 4 |
| 108 | 110 1 | | 64. | | .85 | .85 | 1.05 | | 108 | 12 | 1232 |
| 108 | 112 1 | 42.2 | 42. | .591 | | | | | | 21 | 25 |
| 109 | 111 1 | | 289.5 | | 1. | | | | | 1 | 1 |
| 112 | 113 1 | | 286.4 | | .957 | | | | | 6 | 6 |
| 112 | 128 1 | 57.2 | 57.1 | .803 | | | | | | 21 | 25 |
| 112 | 453 1 | | 100. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 114 | 116 1 | | 46.9 | | 1.019 | .85 | 1.05 | | -116 | 20 | 2032 |
| 114 | 121 1 | 7.4 | 12.8 | .279 | | | | | | 36 | 43 |
| 114 | 123 1 | 27.3 | 51.8 | .929 | | | | | | 36 | 43 |
| 116 | 117 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 116 | 118 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 116 | 119 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 121 | 122 1 | | 50.3 | | 1.014 | .8611 | .052 | | -122 | 15 | 1532 |
| 123 | 124 1 | | 86.4 | | 1. | | | | | 8 | 8 |
| 123 | 126 1 | 35.1 | 35. | .492 | | | | | | 21 | 25 |
| 123 | 455 1 | 24.19 | 45.9 | .77 | | | | | | 36 | 43 |
| 124 | 125 1 | | 59.7 | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 126 | 127 1 | | 293.2 | | 1. | | | | | 2 | 2 |
| 126 | 129 1 | 24.2 | 24.2 | .34 | | | | | | 21 | 25 |
| 130 | 131 1 | | 104.1 | | .975 | | | | | 9 | 9 |
| 130 | 132 1 | | 56.6 | | .975 | | | | | 10 | 10 |
| 133 | 134 1 | | 40.7 | | .9391 | .85 | 1.05 | | -134 | 20 | 2032 |
| 133 | 457 1 | | 16. | | 1.037 | .85 | 1.05 | | 133 | | 32 |
| 134 | 135 1 | | 101.1 | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 136 | 140 1 | 4.033 | 7.645 | .1 | | | | | | 36 | 43 |
| 136 | 149 1 | 39.3 | 39.7 | .541 | | | | | | 21 | 25 |
| 137 | 139 1 | | 57.8 | | 1. | | | | | 10 | 10 |
| 140 | 141 1 | | 79. | | .975 | | | | | 10 | 10 |
| 140 | 142 1 | 39.4 | 74.6 | 1.339 | | | | | | 36 | 43 |
| 143 | 144 1 | | 46.3 | | 1.014 | .8611 | .052 | | -144 | 20 | 2032 |
| 143 | 145 1 | | 57.5 | | .926 | | | | | 13 | 13 |
| 143 | 155 1 T | 15. | 28.5 | .511 | | | | | | 36 | 43 |
| 143 | 445 1 | 8. | 11. | .18 | | | | | | 36 | 43 |
| 146 | 148 1 | | 50. | | .9666 | .85 | 1. | | -148 | 20 | 2032 |
| 148 | 147 1 | | 250. | | 1. | | | | | 3 | 3 |
| 149 | 150 1 | | 60.2 | | .9507 | .85 | 1.05 | | -150 | 20 | 2032 |
| 149 | 151 1 | | 152. | | .95 | | | | | 6 | 6 |
| 151 | 152 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 151 | 153 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 151 | 154 1 | | .05 | | | | | | | 20 | 20 |
| 155 | 156 1 | | 71.8 | | 1.034 | .85 | 1.05 | | -156 | 13 | 1332 |
| 155 | 445 1 | 17.6 | 33.4 | .6 | | | | | | 36 | 43 |
| 155 | 447 1 | 29.23 | 55.39 | .986 | | | | | | 36 | 43 |
| 161 | 194 1 | 2.016 | 3.823 | .1 | | | | | | 36 | 43 |
| 163 | 345 1 | .305 | 1.582 | 2.7 | | | | | | 220 | 264 |
| 164 | 345 1 T | .305 | 1.582 | 2.7 | | | | | | 220 | 264 |
| 164 | 512 1 | .35 | 4.8 | 4.76 | | | | | | 220 | 264 |
| 165 | 3 1 | .491 | 5.191 | 88.9 | | | | | | | |
| 165 | 4 1 | .491 | 5.191 | 88.9 | | | | | | | |
| 165 | 15 1 | | 13. | | 1. | | | | | 100 | 100 |
| 165 | 16 1 | | 13. | | 1. | | | | | 100 | 100 |
| 166 | 5 1 | | 9.52 | | 1. | | | | | 50 | 50 |
| 166 | 14 1 | | 5.61 | | 1. | | | | | 100 | 100 |
| 166 | 171 1 | | 1.809 | | 1.1 | | | | | 450 | 450 |
| 167 | 166 1 | .634 | 6.659 | 114.9 | | | | | | | |
| 167 | 444 1 | | 10. | | 1. | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|-----|---------|-------|--------|-------|-------|-------|------|--|------|-----------|
| 168 | 174 1 | 4.4 | 20.837 | .884 | | | | | 243 | 345 |
| 168 | 174 2 | 1.4 | 14.752 | .799 | | | | | 575 | 840 |
| 168 | 336 1 | .674 | 4.109 | 7.8 | | | | | 243 | 345 |
| 168 | 410 1 | .217 | 1.014 | 1.9 | | | | | 226 | 271 |
| 169 | 163 1 | .382 | 1.977 | 3.4 | | | | | 220 | 264 |
| 169 | 165 1 | | 3.596 | | .9 | | | | 225 | 225 |
| 169 | 165 2 | | 3.596 | | .9 | | | | 225 | 225 |
| 169 | 165 3 | | 2.931 | | .9 | | | | 276 | 276 |
| 169 | 165 4 | | 3.596 | | .9 | | | | 225 | 225 |
| 169 | 339 2 | | .022 | | | | | | 450 | 450 |
| 169 | 339 3 | | .022 | | | | | | 450 | 450 |
| 169 | 345 1 | .769 | 3.586 | 5.9 | | | | | 220 | 264 |
| 170 | 13 1 | | 6.8 | | 1.06 | | | | 100 | 100 |
| 171 | 5 1 | | 6.9 | | 1.05 | | | | 50 | 50 |
| 171 | 170 1 | .192 | 1.261 | 2.2 | | | | | 243 | 345 |
| 171 | 417 1 | .319 | 2.295 | 4.1 | | | | | 243 | 345 |
| 172 | 289 1 | | 45.4 | | 1. | | | | 50 | 50 |
| 172 | 366 1 | 1.168 | 8.388 | 15.1 | | | | | 234 | 345 |
| 172 | 411 1 | | 15.8 | | .967 | .85 | 1.05 | | -411 | 50 5032 |
| 172 | 418 1 | 1.478 | 6.238 | 16.1 | | | | | 226 | 271 |
| 173 | 181 1 | | 7.84 | | 1.035 | .909 | 1.23 | | -181 | 100 10032 |
| 174 | 180 1 | | 7.83 | | 1.071 | .9091 | .111 | | -180 | 100 10032 |
| 174 | 180 2 | | 7.83 | | 1.071 | .9091 | .111 | | -180 | 100 10032 |
| 174 | 182 1 | | 24.3 | | 1. | | | | 100 | 100 |
| 174 | 336 1 T | 3.8 | 16.7 | 30.16 | | | | | | |
| 175 | 176 1 | | .476 | | .9 | | | | | |
| 175 | 176 2 | | .476 | | .9 | | | | | |
| 175 | 177 1 T | .218 | 3.393 | 298. | | | | | | |
| 175 | 177 2 T | .218 | 3.393 | 298. | | | | | | |
| 177 | 173 1 | | 1.96 | | 1.011 | .9 | 1.04 | | -173 | 400 40032 |
| 177 | 292 1 | | 1.48 | | 1.05 | | | | | |
| 178 | 7 1 | 1.416 | 5.018 | 1.3 | | | | | | |
| 178 | 7 2 | 1.416 | 5.018 | 1.3 | | | | | | |
| 178 | 7 3 | 1.416 | 5.018 | 1.3 | | | | | | |
| 178 | 166 1 | | 4.927 | | .9441 | .8721 | .035 | | 178 | 150 15032 |
| 178 | 166 2 | | 5.66 | | .9441 | .8721 | .035 | | 178 | 150 15032 |
| 178 | 166 3 | | 5.82 | | .9441 | .8721 | .035 | | 178 | 150 15032 |
| 178 | 166 4 | | 5.247 | | .9441 | .8721 | .035 | | 178 | 150 15032 |
| 178 | 166 5 | | 4.14 | | .9441 | .8721 | .035 | | 178 | 150 15032 |
| 178 | 376 1 | 2.261 | 6.574 | 1.8 | | | | | 92 | 110 |
| 179 | 176 1 | | 5.33 | | .9697 | .9 | 1.1 | | 179 | 32 |
| 179 | 463 1 | .85 | 2.47 | .66 | | | | | | |
| 179 | 516 1 | 3.57 | 10.4 | 2.79 | | | | | 92 | 110 |
| 180 | 182 1 | | 15.5 | | 1. | | | | 100 | 100 |
| 180 | 362 1 T | .605 | 1.537 | .4 | | | | | 83 | 99 |
| 180 | 462 1 | 2.8 | 8.1 | 2.2 | | | | | 92 | 110 |
| 180 | 501 1 T | 9.46 | 23.3 | 4.66 | | | | | 77 | 92 |
| 180 | 502 1 | 8.5 | 21.8 | 5.43 | | | | | 83 | 99 |
| 180 | 502 2 | 8.5 | 21.8 | 5.43 | | | | | 83 | 99 |
| 180 | 503 1 | 1.38 | 4.02 | 1.07 | | | | | 92 | 110 |
| 180 | 504 1 | 1.46 | 4.26 | 1.14 | | | | | 92 | 110 |
| 181 | 372 1 | 9.8 | 28.6 | 7.56 | | | | | 92 | 110 |
| 181 | 427 1 | 3.403 | 9.977 | 2.6 | | | | | 92 | 110 |
| 183 | 184 1 | 12.5 | 23.6 | .424 | | | | | 36 | 43 |
| 183 | 229 1 | .1 | .1 | | | | | | | |
| 184 | 185 1 | | 58.3 | | 1. | | | | 13 | 13 |
| 184 | 190 1 | 15.8 | 29.9 | .537 | | | | | 36 | 43 |
| 185 | 186 1 | | 27.3 | | 1. | | | | 5 | 5 |
| 185 | 233 1 T | 114.2 | 115.6 | .111 | | | | | | |
| 188 | 189 1 | | 56.8 | | 1.004 | | | | 17 | 17 |
| 190 | 191 1 | | 115.9 | | .98 | | | | 8 | 8 |
| 191 | 192 1 | 4.167 | | 1.017 | .9 | 1.1 | | | -192 | 12 1232 |
| 191 | 193 1 | | 160.7 | | 1. | | | | 3 | 3 |
| 194 | 195 1 | 44.7 | | 1.034 | .85 | 1.05 | | | -195 | 20 2032 |
| 194 | 196 1 | 50. | | 1.05 | .85 | 1.05 | | | -196 | 20 2032 |
| 198 | 199 1 | 77.8 | | 1.052 | .8611 | .052 | | | -199 | 15 1532 |
| 198 | 200 1 | 60. | | 1. | | | | | 12 | 12 |
| 201 | 202 1 | 50. | | .9986 | .85 | 1.05 | | | -202 | 20 2032 |
| 202 | 203 1 | | 143.5 | | 1. | | | | 6 | 6 |
| 204 | 205 1 | .595 | 1.731 | .5 | | | | | 92 | 110 |
| 204 | 374 1 | 3.9 | 11.3 | 3.035 | | | | | 92 | 110 |
| 205 | 434 1 | .12 | .36 | .09 | | | | | 92 | 110 |
| 207 | 355 1 | .063 | .34 | .1 | | | | | 140 | 168 |
| 208 | 439 1 | .447 | 1.3 | .3 | | | | | 92 | 110 |
| 209 | 210 1 | | 53.9 | | .975 | | | | 10 | 10 |
| 210 | 211 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 210 | 212 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 213 | 214 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 213 | 215 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 213 | 216 1 | | 300. | | 1. | | | | 3 | 3 |
| 217 | 218 1 | | 46.9 | | 1.026 | .85 | 1.05 | | -218 | 20 2032 |
| 217 | 436 1 | 12. | 23. | .41 | | | | | 36 | 43 |
| 217 | 443 1 | | 64. | | .9 | .9 | 1.05 | | 217 | 32 |
| 219 | 220 1 | 6.133 | | 1.022 | .856 | 1.05 | | | -220 | 15 1532 |
| 220 | 221 1 | | 150.8 | | .95 | | | | 5 | 5 |
| 222 | 223 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 222 | 224 1 | | .05 | | | | | | 20 | 20 |
| 226 | 335 1 T | .099 | .26 | .1 | | | | | | |
| 227 | 228 1 | | 70. | | .975 | | | | 12 | 12 |
| 227 | 229 1 T | 11. | 29.7 | .576 | | | | | | |
| 230 | 231 1 | | 77.2 | | .9078 | .85 | 1.05 | | -231 | 13 1332 |
| 230 | 232 1 | | 71.7 | | .9058 | .85 | 1.05 | | -232 | 13 1332 |
| 235 | 236 1 | | 78.1 | | .975 | | | | 13 | 13 |
| 235 | 238 1 | | 64. | | .861 | .8611 | .052 | | -238 | 15 1532 |
| 237 | 363 1 | 3.6 | 10.4 | 2.799 | | | | | 92 | 110 |
| 237 | 493 2 | 2.9 | 8.32 | 2.24 | | | | | 92 | 110 |
| 239 | 240 1 | | 336.8 | | 1. | | | | 2 | 2 |
| 239 | 241 1 | 18.4 | 34.9 | .626 | | | | | 36 | 43 |
| 240 | 473 1 | | 256. | | 1. | | | | 3 | 3 |
| 241 | 242 1 | | 44.8 | | .9003 | .851 | .075 | | -242 | 20 2032 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|---|------|-------|--------|-------|-------|------|------|-----|-------|
| 241 | 272 | 1 | 22.2 | 42.1 | .755 | | | | | 36 | 43 |
| 243 | 241 | 1 | | 64. | | 1.03 | .9 | 1.1 | 243 | 12 | 1232 |
| 244 | 245 | 1 | | 200. | | 1. | | | | 5 | 5 |
| 244 | 246 | 1 | 32.8 | 33.2 | .452 | | | | | 21 | 25 |
| 245 | 442 | 1 | | 270. | | 1. | | | | | |
| 246 | 247 | 1 | | 200. | | 1. | | | | 5 | 5 |
| 246 | 476 | 1 | 16.4 | 16.6 | .226 | | | | | 21 | 25 |
| 247 | 475 | 1 | | 250. | | 1. | | | | 3 | 3 |
| 248 | 302 | 1 | T | 64.6 | 65.4 | .89 | | | | 21 | 25 |
| 248 | 306 | 1 | | 34.8 | 42.6 | .605 | | | | 24 | 29 |
| 249 | 250 | 1 | | | 64. | 1.052 | .8611 | .052 | -250 | 15 | 1532 |
| 250 | 477 | 1 | | | 240. | 1. | | | | 3 | 3 |
| 251 | 497 | 1 | 21.5 | 40.5 | .7 | | | | | 36 | 43 |
| 254 | 255 | 1 | | 250. | | 1. | | | | 2 | 2 |
| 254 | 256 | 1 | 17.9 | 33.9 | .608 | | | | | 36 | 43 |
| 256 | 257 | 1 | | | 68.6 | 1.05 | .85 | 1.05 | -257 | 13 | 1332 |
| 257 | 258 | 1 | | | 276.4 | 1.025 | | | | 6 | 6 |
| 259 | 260 | 1 | | | 78.5 | .95 | | | | 13 | 13 |
| 259 | 261 | 1 | | | 50. | 1.1 | .9 | 1.1 | -261 | 20 | 2032 |
| 259 | 262 | 1 | | 27. | 51.2 | .919 | | | | 36 | 43 |
| 259 | 269 | 1 | | 58.6 | 60.4 | .787 | | | | 36 | 43 |
| 259 | 478 | 1 | | | 16. | 1.005 | .9 | 1.1 | 259 | 50 | 5032 |
| 262 | 263 | 1 | | | 68.7 | 1.05 | .85 | 1.05 | -263 | 13 | 1332 |
| 262 | 264 | 1 | | 18.2 | 35.4 | .604 | | | | 36 | 43 |
| 264 | 265 | 1 | | | 71.8 | 1.05 | .85 | 1.05 | -265 | 13 | 1332 |
| 264 | 266 | 1 | | 20.9 | 40.6 | .692 | | | | 36 | 43 |
| 266 | 267 | 1 | | | 111.7 | .932 | | | | 8 | 8 |
| 267 | 268 | 1 | | | 150. | 1. | | | | 5 | 5 |
| 269 | 270 | 1 | | | 72.2 | 1. | | | | 13 | 13 |
| 270 | 271 | 1 | | | 4.167 | 1.094 | .9 | 1.1 | -271 | 12 | 1232 |
| 275 | 276 | 1 | | | 76. | 1.052 | .8611 | .052 | -276 | 13 | 1332 |
| 277 | 278 | 1 | | | 70. | .98 | | | | 13 | 13 |
| 277 | 280 | 1 | | 35.9 | 68. | 1.22 | | | | 36 | 43 |
| 277 | 479 | 1 | | 14.11 | 26.74 | .47 | | | | 36 | 43 |
| 278 | 279 | 1 | | | 30. | 1. | | | | 10 | 10 |
| 280 | 281 | 1 | | | 187.2 | .98 | | | | 4 | 4 |
| 280 | 283 | 1 | | 16.7 | 31.7 | .569 | | | | 36 | 43 |
| 281 | 282 | 1 | | | 232. | .975 | | | | 2 | 2 |
| 283 | 284 | 1 | | | 63.8 | 1.052 | .8611 | .052 | -284 | 15 | 1532 |
| 284 | 474 | 1 | | | 240. | 1. | | | | 3 | 3 |
| 286 | 287 | 1 | | | 60. | 1.049 | .85 | 1.05 | -287 | 12 | 1232 |
| 287 | 288 | 1 | | | 90. | .95 | | | | 6 | 6 |
| 291 | 495 | 1 | | 17.7 | 33.6 | .6 | | | | 36 | 42 |
| 294 | 295 | 1 | | | 72.2 | 1. | | | | 13 | 13 |
| 296 | 297 | 1 | | | 66.7 | .9887 | .8631 | .055 | -297 | 7 | 732 |
| 296 | 298 | 1 | | .171 | .325 | | | | | 36 | 43 |
| 298 | 299 | 1 | | | 79.8 | 1.005 | .7751 | .075 | -299 | 13 | 1332 |
| 298 | 300 | 1 | | 33.5 | 63.5 | 1.139 | | | | 36 | 43 |
| 298 | 485 | 1 | | 35.28 | 66.85 | 1.19 | | | | 36 | 43 |
| 298 | 488 | 1 | | 46.72 | 47.2 | .64 | | | | 21 | 25 |
| 300 | 301 | 1 | | | 80.6 | .95 | | | | 10 | 10 |
| 302 | 303 | 1 | | | 40. | 1.041 | .85 | 1.05 | -303 | 20 | 2032 |
| 302 | 304 | 1 | | | 111.4 | .981 | | | | 8 | 8 |
| 304 | 305 | 1 | | | 163.7 | 1. | | | | 2 | 2 |
| 306 | 307 | 1 | | 22.2 | 22.5 | .306 | | | | 21 | 25 |
| 307 | 308 | 1 | | | 77.5 | 1.018 | .7751 | .075 | -308 | 13 | 1332 |
| 307 | 308 | 2 | | | 79.3 | 1.018 | .7751 | .075 | -308 | 13 | 1332 |
| 308 | 309 | 1 | | | .05 | | | | | 20 | 20 |
| 308 | 310 | 1 | | | .05 | | | | | 20 | 20 |
| 311 | 312 | 1 | | | 281.2 | 1. | | | | 5 | 5 |
| 311 | 313 | 2 | | 28.5 | 54.1 | .968 | | | | 36 | 43 |
| 311 | 491 | 1 | | | 200. | 1. | | | | 3 | 3 |
| 313 | 314 | 1 | | | 69.1 | 1.041 | .85 | 1.05 | -314 | 13 | 1332 |
| 313 | 315 | 1 | | | 80. | 1.079 | .9 | 1.1 | 313 | 12 | 1232 |
| 313 | 320 | 1 | T | 8.9 | 19.4 | .338 | | | | 38 | 45 |
| 317 | 318 | 1 | | | 67.7 | .956 | | | | 13 | 13 |
| 317 | 320 | 1 | | 17.1 | 37. | .644 | | | | 38 | 45 |
| 317 | 414 | 1 | T | 28.3 | 61.3 | 1.069 | | | | 38 | 45 |
| 318 | 319 | 1 | | | 94. | 1. | | | | 5 | 5 |
| 320 | 321 | 1 | | | 293.2 | .964 | | | | 4 | 4 |
| 320 | 492 | 1 | | | 150. | 1. | | | | 2 | 2 |
| 324 | 325 | 1 | | | 192.5 | .98 | | | | 4 | 4 |
| 324 | 327 | 1 | | 41.3 | 78.5 | 1.405 | | | | 36 | 43 |
| 325 | 326 | 1 | | | 285.7 | 1. | | | | 2 | 2 |
| 327 | 328 | 1 | | | 69.3 | .9706 | .85 | 1.05 | -328 | 13 | 1332 |
| 328 | 329 | 1 | | | 125. | .975 | | | | 6 | 6 |
| 335 | 330 | 1 | | | 29.7 | 1.004 | | | | 36 | 36 |
| 335 | 331 | 1 | | | 9.528 | 1.005 | | | | 125 | 125 |
| 335 | 336 | 1 | | | 6.108 | 1. | | | | 120 | 120 |
| 335 | 337 | 1 | | | 6.92 | 1. | | | | 100 | 100 |
| 335 | 338 | 1 | | | 20.7 | 1.05 | | | | 33 | 33 |
| 335 | 361 | 1 | | 8.5 | 24.7 | 6.624 | | | | 92 | 110 |
| 335 | 501 | 1 | | 10.1 | 25. | 5. | | | | 77 | 92 |
| 336 | 332 | 1 | | | 19.8 | 1.025 | | | | 60 | 60 |
| 336 | 333 | 1 | | | 3.917 | 1.05 | | | | 300 | 300 |
| 336 | 334 | 1 | | | 5.75 | 1.025 | | | | 232 | 232 |
| 336 | 339 | 1 | | 4.2 | 19.432 | 123 | | | | 190 | 190 |
| 336 | 369 | 1 | | 1.816 | 8.468 | 14. | | | | 220 | 264 |
| 338 | 55 | 1 | | | 111.4 | .932 | | | | 8 | 8 |
| 338 | 57 | 1 | | 20.4 | 38. | .707 | | | | 36 | 43 |
| 338 | 60 | 1 | | 16.3 | 30.4 | .566 | | | | 36 | 43 |
| 339 | 340 | 1 | | | 6.89 | .8589 | .8131 | .004 | -340 | 100 | 10032 |
| 339 | 340 | 2 | | | 7.15 | .8589 | .8131 | .004 | -340 | 100 | 10032 |
| 339 | 341 | 1 | | | 33.3 | .9331 | .9 | 1.1 | -341 | 50 | 5032 |
| 339 | 342 | 1 | | .265 | 1.235 | 2. | | | | 220 | 264 |
| 339 | 420 | 1 | | 1.709 | 7.97 | 13.2 | | | | 220 | 264 |
| 339 | 430 | 1 | | .213 | .996 | 1.64 | | | | 220 | 264 |
| 340 | 159 | 1 | | | 14.4 | 1. | | | | 60 | 60 |
| 340 | 160 | 1 | | | 14.6 | 1. | | | | 60 | 60 |
| 340 | 161 | 1 | | | 27.4 | 1.026 | .8851 | .076 | -161 | 25 | 2532 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|---|---|-------|-------|-------|-------|-------|------|--|--|------|-----------|
| 385 | 73 | 1 | T | 24.2 | 45.1 | .838 | | | | | | 36 | 43 |
| 386 | 69 | 1 | | | 172.2 | | .9777 | .8611 | .052 | | | -69 | 6 632 |
| 386 | 70 | 1 | | 20.2 | 37.6 | .698 | | | | | | 36 | 43 |
| 386 | 77 | 1 | | 31.6 | 31.5 | .443 | | | | | | 21 | 25 |
| 386 | 80 | 1 | | 33.6 | 62.5 | 1.163 | | | | | | 36 | 43 |
| 386 | 93 | 1 | | 8.6 | 16. | .297 | | | | | | 36 | 43 |
| 400 | 401 | 1 | | | 19.8 | | 1.041 | .85 | 1.05 | | | -401 | 50 5032 |
| 401 | 108 | 1 | | 17.6 | 33.4 | .6 | | | | | | 34 | 43 |
| 401 | 197 | 1 | | | 70.6 | | 1.023 | .85 | 1.05 | | | -197 | 13 1332 |
| 401 | 201 | 1 | | 26.7 | 50.7 | .908 | | | | | | 36 | 43 |
| 401 | 431 | 1 | | 15.22 | 28.65 | .51 | | | | | | 36 | 43 |
| 402 | 206 | 1 | | | 55.7 | | .952 | | | | | 10 | 10 |
| 405 | 213 | 1 | | | 40. | | 1.025 | .85 | 1.05 | | | -213 | 20 2032 |
| 405 | 217 | 1 | | 18.6 | 35.2 | .631 | | | | | | 36 | 43 |
| 405 | 219 | 1 | | 21.1 | 21.3 | .291 | | | | | | 21 | 25 |
| 406 | 285 | 1 | | | 44.8 | | 1.035 | .85 | 1.05 | | | -285 | 20 2032 |
| 406 | 481 | 1 | | | 40. | | 1.037 | .85 | 1.05 | | | -481 | 20 2032 |
| 407 | 222 | 1 | | | 71.4 | | 1. | | | | | 13 | 13 |
| 407 | 225 | 1 | | | 50. | | 1.047 | .8611 | .052 | | | -225 | 20 2032 |
| 407 | 239 | 1 | | 10.1 | 19.1 | .343 | | | | | | 36 | 43 |
| 407 | 244 | 1 | | 17.8 | 33.7 | .605 | | | | | | 36 | 43 |
| 407 | 381 | 1 | | 1.021 | 2.766 | .1 | | | | | | | |
| 407 | 469 | 1 | | 25.2 | 47.8 | .857 | | | | | | 36 | 43 |
| 409 | 252 | 1 | | | 47.2 | | 1.05 | .85 | 1.05 | | | -252 | 20 2032 |
| 409 | 253 | 1 | | | 53. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | | -253 | 15 1532 |
| 409 | 254 | 1 | | 31.5 | 59.7 | 1.071 | | | | | | 36 | 43 |
| 409 | 277 | 1 | | 32.3 | 61.2 | 1.098 | | | | | | 36 | 43 |
| 409 | 499 | 1 | | 30.24 | 57.36 | 1.02 | | | | | | 36 | 43 |
| 410 | 385 | 1 | | | 19.9 | | 1.033 | .84 | 1.05 | | | -385 | 50 5032 |
| 410 | 385 | 2 | | | 27.1 | | 1.033 | .84 | 1.05 | | | -385 | 50 5032 |
| 411 | 286 | 1 | | 36.4 | 69.1 | 1.238 | | | | | | 36 | 43 |
| 411 | 302 | 1 | | 16.8 | 31.9 | .573 | | | | | | 36 | 43 |
| 411 | 311 | 1 | | 8.3 | 15.7 | .281 | | | | | | 36 | 43 |
| 411 | 313 | 1 | | 35.8 | 68. | 1.2 | | | | | | 36 | 43 |
| 413 | 291 | 1 | | | 60. | | .952 | | | | | 12 | 12 |
| 413 | 291 | 2 | | | 60. | | 1. | | | | | 12 | 12 |
| 414 | 322 | 1 | | | 71.9 | | 1.025 | | | | | 13 | 13 |
| 414 | 323 | 1 | | | 100. | | 1. | | | | | 9 | 9 |
| 414 | 324 | 1 | | 25.2 | 47.9 | .857 | | | | | | 36 | 43 |
| 414 | 482 | 1 | | 20.16 | 38.2 | .68 | | | | | | 36 | 43 |
| 416 | 377 | 1 | | | 40.2 | | .9723 | .85 | 1.05 | | | -377 | 20 2032 |
| 416 | 378 | 1 | | 7.7 | 22.4 | 5.99 | | | | | | 92 | 110 |
| 417 | 172 | 1 | | 1.385 | 9.949 | 17.9 | | | | | | 234 | 345 |
| 417 | 406 | 1 | | | 20.2 | | .9632 | .85 | 1.05 | | | -406 | 50 5032 |
| 418 | 419 | 1 | | | 20.2 | | 1.05 | .85 | 1.05 | | | -419 | 50 5032 |
| 418 | 419 | 2 | | | 20.2 | | 1.05 | .85 | 1.05 | | | -419 | 50 5032 |
| 419 | 293 | 1 | | | 152. | | 1. | | | | | 12 | 12 |
| 419 | 294 | 1 | | 19.1 | 36.3 | .651 | | | | | | 36 | 43 |
| 419 | 296 | 1 | | 32.8 | 62.1 | 1.115 | | | | | | 46 | 55 |
| 419 | 296 | 2 | | 32.8 | 62.1 | 1.115 | | | | | | 46 | 55 |
| 419 | 307 | 1 | | 22.7 | 43. | .765 | | | | | | 36 | 43 |
| 420 | 421 | 1 | | | 20. | | .8992 | .85 | 1.05 | | | -421 | 50 5032 |
| 420 | 422 | 1 | | 1.014 | 4.729 | 7.8 | | | | | | 220 | 264 |
| 421 | 187 | 1 | | | 50. | | 1.028 | .85 | 1.05 | | | -187 | 20 2032 |
| 421 | 188 | 1 | | 15.9 | 30.1 | .54 | | | | | | 36 | 43 |
| 422 | 359 | 1 | | | 13.1 | | 1.089 | .8741 | .126 | | | -359 | 150 15032 |
| 423 | 273 | 1 | | | 50. | | 1. | | | | | 20 | 20 |
| 423 | 274 | 1 | | | 130. | | 1.004 | | | | | 7 | 7 |
| 423 | 275 | 1 | | 5.214 | 9.865 | .2 | | | | | | 36 | 43 |
| 424 | 425 | 1 | | 1.723 | 3.266 | .9 | | | | | | 71 | 85 |
| 425 | 426 | 1 | | | 37.1 | | 1.027 | .9 | 1.1 | | | -426 | 25 2532 |
| 426 | 234 | 1 | | | 149.3 | | .975 | | | | | 6 | 6 |
| 427 | 428 | 1 | | | 38.8 | | .9979 | .9 | 1.1 | | | -428 | 25 2532 |
| 430 | 510 | 1 | | | 4.66 | | .9002 | .8 | 1.05 | | | -510 | 150 15032 |
| 431 | 432 | 1 | | | 100. | | 1. | | | | | | |
| 431 | 432 | 2 | | | 100. | | 1. | | | | | 12 | 12 |
| 432 | 433 | 1 | | | 250. | | 1. | | | | | 3 | 3 |
| 434 | 435 | 1 | | | 40. | | 1. | | | | | | |
| 436 | 437 | 1 | | | 53. | | 1.012 | .85 | 1.05 | | | -437 | 32 |
| 437 | 438 | 1 | | | 128. | | 1. | | | | | | |
| 439 | 356 | 1 | | .51 | 1.48 | .39 | | | | | | 92 | 110 |
| 439 | 440 | 1 | | | 40. | | 1.05 | .9 | 1.05 | | | -440 | 32 |
| 441 | 249 | 1 | | | 16. | | .85 | .85 | 1.1 | | | 441 | 50 5032 |
| 444 | 450 | 1 | | 2.55 | 7.41 | 2. | | | | | | 92 | 110 |
| 445 | 146 | 1 | | 144.5 | 146. | 1.999 | | | | | | 36 | 43 |
| 445 | 446 | 1 | | | 40. | | .924 | .85 | 1.05 | | | 445 | 32 |
| 447 | 448 | 1 | | | 64. | | .85 | .85 | 1.05 | | | 447 | 12 1232 |
| 448 | 449 | 1 | | | 128. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 450 | 451 | 1 | | | 20. | | .9741 | .85 | 1. | | | -451 | 50 5032 |
| 451 | 97 | 1 | | .1 | .1 | | | | | | | | |
| 451 | 452 | 1 | | | 50. | | 1. | | | | | 20 | 20 |
| 455 | 456 | 1 | | | 64. | | 1.096 | .9 | 1.1 | | | 455 | 12 1232 |
| 457 | 458 | 1 | | 18.33 | 34.75 | .624 | | | | | | 36 | 43 |
| 458 | 459 | 1 | | | 64. | | .8513 | .85 | 1. | | | 458 | 12 1232 |
| 459 | 460 | 1 | | | 240. | | 1. | | | | | 3 | 3 |
| 462 | 149 | 1 | | | 20. | | 1.002 | .85 | 1.05 | | | 462 | 50 5032 |
| 463 | 464 | 1 | | | 25. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | | 463 | 33 3332 |
| 465 | 198 | 1 | | | 20. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | | -198 | 50 5032 |
| 465 | 400 | 1 | | 7.22 | 21. | 5.61 | | | | | | 92 | 110 |
| 466 | 467 | 1 | | | 64. | | .9 | .9 | 1.1 | | | 466 | 12 1232 |
| 467 | 468 | 1 | | | 120. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 470 | 471 | 1 | | | 40. | | .9 | .9 | 1.1 | | | 470 | 20 2032 |
| 472 | 235 | 1 | | | 20. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | | 472 | 50 5032 |
| 478 | 360 | 1 | | 9.78 | 20.35 | 4.89 | | | | | | 71 | 85 |
| 479 | 480 | 1 | | | 60. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | | -480 | 12 1232 |
| 482 | 483 | 1 | | | 64. | | .9 | .9 | 1.1 | | | 482 | 12 1232 |
| 483 | 484 | 1 | | | 130. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 485 | 486 | 1 | | | 130. | | 1.033 | .9 | 1.1 | | | -486 | 6 632 |
| 486 | 487 | 1 | | | 250. | | 1. | | | | | 3 | 3 |
| 488 | 489 | 1 | | | 50. | | 1.031 | .9 | 1.1 | | | -489 | 20 2032 |

| | | | | | | | | | | | | |
|-----|-----|---|-------|-------|-------|-------|------|-------|--|------|-----|-------|
| 489 | 490 | 1 | | 130. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 493 | 363 | 1 | .72 | 2. | .56 | | | | | | 92 | 110 |
| 493 | 494 | 1 | | 40. | | 1. | | | | | 25 | 25 |
| 495 | 496 | 1 | | 60. | | 1.02 | .85 | 1.05 | | -496 | 12 | 1232 |
| 496 | 316 | 1 | | 170. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 497 | 423 | 1 | 21. | 40. | .7 | | | | | | 36 | 43 |
| 497 | 498 | 1 | | 100. | | 1. | | | | | 6 | 6 |
| 499 | 500 | 1 | | 64. | | 1.1 | .9 | 1.1 | | 499 | 12 | 1232 |
| 501 | 157 | 1 | | 40.7 | | 1.014 | .85 | 1.05 | | -157 | 20 | 2032 |
| 502 | 155 | 1 | | 19.8 | | 1.038 | .861 | 1.052 | | -155 | 50 | 5032 |
| 502 | 370 | 1 | 8.5 | 21.8 | 5.43 | | | | | | 83 | 99 |
| 504 | 505 | 1 | 6.22 | 18.07 | 4.84 | | | | | | 92 | 110 |
| 505 | 87 | 1 | | 16. | | .9048 | .85 | 1.05 | | 505 | | 32 |
| 506 | 507 | 2 | | 40. | | 1. | | | | | | |
| 506 | 510 | 1 | 1.96 | 6.29 | 1.96 | | | | | | 140 | 168 |
| 508 | 509 | 1 | | 40. | | 1. | | | | | | |
| 508 | 515 | 1 | 4. | 7. | 2. | | | | | | 92 | 110 |
| 510 | 511 | 1 | | 40. | | 1. | | | | | | |
| 512 | 170 | 1 | 2.95 | 12.5 | 21.89 | | | | | | 220 | 264 |
| 512 | 513 | 1 | | 5. | | .923 | .85 | 1.05 | | -513 | 150 | 15032 |
| 512 | 513 | 2 | | 5. | | .923 | .85 | 1.05 | | -513 | 150 | 15032 |
| 513 | 356 | 1 | .79 | 3. | .85 | | | | | | 140 | 168 |
| 513 | 439 | 1 | .28 | 1.52 | .46 | | | | | | 140 | 168 |
| 514 | 52 | 1 | | 39.7 | | .9328 | .85 | 1.05 | | -52 | 20 | 2032 |
| 514 | 53 | 1 | 6.3 | 12.9 | 3.192 | | | | | | 71 | 85 |
| 516 | 514 | 1 | 1.875 | 3.92 | .93 | | | | | | 71 | 85 |
| 516 | 517 | 1 | | 30. | | .988 | .85 | 1.05 | | 516 | 33 | 3332 |

9999

DGER IMPR FILE

| | | | | | | | | | | | | |
|-----|----|-------|-----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| 1 | 0. | 1900. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 167 | 0. | 381. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 292 | 0. | 1293. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 330 | 0. | 34. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 331 | 0. | 108. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 332 | 0. | 54. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 333 | 0. | 252. | 1.0 | | | | | | | | | |
| 334 | 0. | 204. | 1.0 | | | | | | | | | |

9999

EXLF RCVG QMIM NEWT
 RELA RLIN RSIS FILE RARE RTOT
 RELA MOCT RMON FILE
 (
 DCIE IMPR FILE
 ACIT 100
 ICIT 053
 VDVN 0.2
 9999

DINC IMPR FILE

| | | | | | | | | | | | | |
|-----------|--|--|--|--|--|----|--|----|------|--|--|--|
| AREA 0003 | | | | | | 1. | | 1. | 75.5 | | | |
|-----------|--|--|--|--|--|----|--|----|------|--|--|--|

9999

(
 DMET IMPR FILE
 (tp) (no) A (tp) (no)
 AREA 0003
 9999

DCQV IMPR FILE

| | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|--|--|--|--|--|--|------|--|------|--|--|--|
| (tp) (no) A (tp) (no) | | | | | | | | | | | | |
| BARR 0149 | | | | | | | 0.50 | | 1.20 | | | |

9999

EXQV NEWT RCVG QMIM CREM FILE
 EXIC NEWT RCVG QMIM CREM PARM BPSI
 FIM
 9999

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TAYLOR, C. W., *Power System Voltage Stability*. Palo Alto, California, USA: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [2] KUNDUR, P., Morison, G. K., A Review Of Definitions And Classification Of Stability Problems In Today'S Power Systems, *IEEE Pes Meeting*, New York, Feb., 1997.
- [3] KUNDUR, P., *Power System Stability And Control*, Palo Alto, California, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [4] KUNDUR, P. et al., Definition and Classification of Power System Stability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 19, No. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
- [5] KUNDUR, P., General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis, *IEEE PES Summer Meeting*, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego, California, USA, 1998.
- [6] SOUZA, A. C. Z., New techniques to efficiently determine proximity to static voltage collapse, PhD thesis, University of Waterloo, Waterloo, 1995.
- [7] GAO, B., MORISON, G. K., KUNDUR, P., Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-7, n.4, pp. 1529-1542, 1992.
- [8] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L., Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, n.1, pp. 1-8, 1993.
- [9] SOUZA, A. C. Z., CAÑIZARES, C. A., QUINTANA, V. H., Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors, *28th North American Power Symposium*, pp. 329-333, Cambridge, 1996.
- [10] SOUZA, A. C. Z., CAÑIZARES, C. A., QUINTANA, V. H., New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, n.3, pp. 1380-1387, 1997
- [11] SOUZA, A. C. Z., Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies, *Electric Power Systems Research*, n.47, pp. 65-70, 1998.
- [12] TAYLOR, C. W. et al, Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena. *CIGRE Task Force 38-02-10*. 1992.
- [13] CLARK, H. K., New challenge: Voltage Stability. *IEEE Power Engineering Review*, apr. 1990.

- [14] KUNDUR, P., GAO, B., Practical considerations in voltage stability assessment. *Proceedings of IV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Foz do Iguaçu, 1994.
- [15] GCOI/SCEL/GTEE. *Modelos de carga para estudos de estabilidade e fluxo de carga*. Relatório técnico SCEL-GTEE-001/89, nov. 1989.
- [16] PRICE, W. W. et al. Load representation for dynamic performance analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.2, p.472-482, may 1993.
- [17] D' AJUZ, A. et al. *Equipamentos elétricos; especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. Rio de Janeiro: FURNAS - Niterói: Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.
- [18] TARANTO, G. N., PINTO, L. M. V. G., PEREIRA, M. V. F., Representation of Facts Devices in Power System Economic Dispatch, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, n.2, pp. 572-576, May 1992.
- [19] FAUR, Z. T., CAÑIZARES, C. A., Effects of FACTS Devices on Systems Loadability, *North American Power Symposium*, June 1995.
- [20] CAMPANHOLO FILHO, B., ARAÚJO, J. M., GERALDES FILHO, W. et al. Modelagem de cargas em estudos e análise de sistemas sujeitos a instabilidade de tensão. *Anais do XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, 1993.
- [21] GOMES, P., *Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnóstico e Perspectivas Face à Reestruturação do Setor Elétrico*. Tese de D.Sc., EFEI, Itajubá, MG, Brasil, 2001.
- [22] ONS, *Relatório de Análise da Perturbação do Dia 21/01/2002 às 13h34min Envolvendo o Sistema Interligado Nacional*, ONS RE-3/045/2002, 113 páginas, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Fevereiro de 2001.
- [23] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. Suggested techniques for voltage stability analysis. *IEEE publication 93TH0620 - 5PWR*, 1993.
- [24] MANSOUR, Y. Voltage Stability. *Course: Modern topics in power system planning and operations considering new power sector models*. CIGRÉ, Recife, may 1996. (Course notes).
- [25] MARTINS, A. C. B. et al. Estudos e ferramentas de estabilidade de tensão utilizados no âmbito do planejamento da operação elétrica do sistema interligado. *Anais do XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Florianópolis, 1995.
- [26] JARDIM, J. L. A., SILVA NETO, C. A., SOUZA, A. C. Z., ALVES da SILVA, A. P., FALCÃO, D. M., BORGES, C. L. T., TARANTO, G. N., A New On-Line Dynamic Security Assessment System, *VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Salvador, 1998.

- [27] VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C. D., "Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-Term Time Scales", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n.1, pp. 146-154, February 1992.
- [28] SAUER, P. W., PAI, M. A. Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.5, n.4, p.1374-1383, nov. 1990.
- [29] MORISON, G. K., GAO, B., KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.3, p.1159-1171, aug. 1993.
- [30] LÖF, P. A. et al. Fast calculation of a voltage stability index. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.7, n.1, p.54-64, feb. 1992.
- [31] PRADA, R. B., ZAMBRONI, A. C., VIEIRA FILHO, X. et al. Voltage stability: phenomena characterization based on reactive control effects and system critical areas identification. *Proceedings of III Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Belo Horizonte, 1992.
- [32] GOMES, P., SANTOS, M. G., PRADA, R. Introdução dos estudos sobre estabilidade de tensão no planejamento da operação elétrica. *Anais do XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, 1993.
- [33] SOUZA, A. C. Z., BRITO, N. H. M. N. Ações de controle para prevenção de colapso de tensão: efeitos e restrições. *Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática*. São Paulo, 1996.
- [34] CAÑIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H. Improving continuation methods for tracing bifurcation diagrams in power systems. *Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III - Voltage Stability and Security*, ECC Inc., Davos, Switzerland, 1994.
- [35] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L. Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.8, n.1, p.1-8, feb. 1993.
- [36] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.7, n.1, p.416-423, feb. 1992.
- [37] CHIANG, H. D. et al. CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.10, n.2, p.623-634, may 1995.
- [38] CAÑIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z., QUINTANA, V. H. Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse. *IEEE/PES Summer Meeting - Paper 95, SM 583-5 PWRs*, Portland, July 1995.
- [39] HECKE, J. V. et al. Indices predicting voltage collapse including dynamic phenomena. *Électra*, n. 159, apr. 1995.

- [40] PRADA, R. B., PESSANHA, J. E. O. Um programa computacional para análise e ilustração do fenômeno de estabilidade de tensão. *Anais do XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Recife, 1993.
- [41] SOUZA, A. C. Z. *Uma avaliação do fenômeno do colapso de tensão*. Rio de Janeiro: PUC/RJ, 1990. (Dissertação de Mestrado).
- [42] HORN, R. A., JOHNSON, C. R. *Matrix analysis*. Cambridge: Cambridge University Press, 1994.
- [43] STOER, J., BULIRSCH, R. *Introduction to numerical analysis*. 2.ed. New York: Springer-Verlag, 1993.
- [44] CHIANG, H. D. Study of the existence of energy functions for power systems with losses, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.36, n.11, pp. 1423-1429, November 1989.
- [45] OVERBYE, T. Application of an energy based security method to voltage instability in electrical power systems, PhD thesis, University of Wisconsin, Madison, 1991.
- [46] OVERBYE, T. J., MARCO, C. L. Voltage security enhancement using energy based sensitivities. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.6, n.3, pp. 1196-1202, August 1991.
- [47] CAÑIZARES, C. A. Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems, PhD thesis, University of Wisconsin-Madison, 1991.
- [48] GRANVILLE, S., MELLO, J. C. O., MELO, A. C. G. Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, n.2, , pp. 1096-1103, May 1996.
- [49] GRANVILLE, S., LATORRE, M. L., PEREIRA, L. A. C. Fluxo de Potência Ótimo: Modelagem Básica e Aplicações. *XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 1995.
- [50] FERREIRA, L. C. A., SOUZA, A. C. Z., GRANVILLE, S. Uma Proposta para Implantação de Controle Automático de Colapso de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência. *XII Congresso Brasileiro de Automática*, Uberlândia, 1998.
- [51] GRANVILLE, S. Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.9, n.1, pp. 136-142, February, 1994.
- [52] WU, Y., DEBS, A. S., MARSTEN, R. E. A Nonlinear Programming Approach Based on an Interior Point Method for Optimal Power Flows. *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference*, paper APT 409-17-27, Athens, 1993.
- [53] IRISARRI, G. D., WANG, X., JONG, T., MOKHTARI. Maximum loadability of power systems using interior point non-linear optimization method. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.12, no. 1, February 1997, pp. 162-172.

- [54] CHIANG, H. D., JEAN-JUMEAU, R. Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems. *IEEE/PES - Paper 93 SM 512-4 PWRS*, Vancouver, Canada, September 1993.
- [55] SOUZA, A. C. Z. Determinação da barra crítica e do ponto de colapso pelo vetor tangente. *Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática*. São Paulo, 1996.
- [56] SOUZA, A. C. Z. Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies. *Electric Power Systems Research*, n.47, pp. 65-70, 1998.
- [57] MOHN, F. W., SOUZA, A. C. Z. On Fast Decoupled continuation power flows. *Electric Power Systems Research*, Vol. 63, pp. 105-111, 2002.
- [58] MONTICELLI, A., J., *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo, Brasil: Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [59] STOTT, B., ALSAÇ, O., *Fast Decoupled Load flow*, IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-93, pp. 859-869, May/June 1974.
- [60] VAN AMERONGEN, R. A. M., A General-Purpose Version of the Fast Decoupled Loadflow, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol.4, no. 2, pp. 760-770, May 1989.
- [61] SOUZA, A. C. Z. Discussions on some Voltage Collapse Indices. *Electric Power Systems Research*, Vol. 53, pp. 53-58, Jan 2000.
- [62] ANDERSON, P.M., FOUAD, A. A., *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, 1977.
- [63] 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 Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 1997.
- [64] CAUSARANO, W. J., FALCÃO, D. M., TARANTO, G. N., A Fast Time Domain Simulation Method for Voltage Stability Assessment, *Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*. Salvador, Bahia, May 1998.
- [65] VAN CUTSEM, T., JACQUEMART, Y., MARQUET, J. N., PRUVOT, P., A Comprehensive Analysis of Mid-Term Voltage Stability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 1173-1182, 1995.
- [66] PINTO, D. P. *Representação das Cargas nos Estudos de Estabilidade*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1998. (Dissertação de Mestrado).
- [67] CEPEL. Programa de Análise de Redes – V08. *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica*, Manual do usuário, Ago 2004.
- [68] JARDIM, J. L., NETO, C. A. S., GOMES, P., SANTOS, M. G., ORGANON – Um Sistema de Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas de Potência, *Ciclo Interno de Debates do ONS - CINTER*, Rio de Janeiro, Nov 2003.